

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y MANUFACTURERA**

TEMA:

**“ESTUDIO Y ANÁLISIS DEL
EFECTO CORROSIVO EN EL
PROCESO DE DESTILACION DE
UNA REFINERÍA DE PETRÓLEO”**

**TESIS PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO QUÍMICO**

**MARLENE BENDEZÚ ORÉ
DORIS PATRICIA ESPINO AVILA**

LIMA-PERÚ

2 002

Mi tesis, una meta hecha realidad por la cual me siento orgullosa y muy agradecida con todos aquellos que me brindaron su apoyo.

Agradezco profundamente a Dios por haberme iluminado en todo momento, a mis padres y hermanos, por su constante motivación y apoyo incondicional.

Un reconocimiento especial a mi gran maestro y guía **Ing. Gilberto García Gallozo** y al personal del Área Técnica, Refinación y Seguridad de la Refinería Conchán, por su apoyo técnico durante el desarrollo de la tesis.

Marlene Bendezú Oré

En mi vida existen personas muy importantes, como mis padres y mi familia, los que siempre han estado a mi lado apoyándome.

Además, existen otras personas que te apoyan desinteresadamente, aun sin conocerte bien, y esto muestra su gran espíritu solidario y su profesionalismo, dentro de ellos esta, mi querido asesor Gilberto García y todas aquellas personas que forman parte de la Refinería Conchán, muchos de los cuales continúan siendo aun grandes amigos míos.

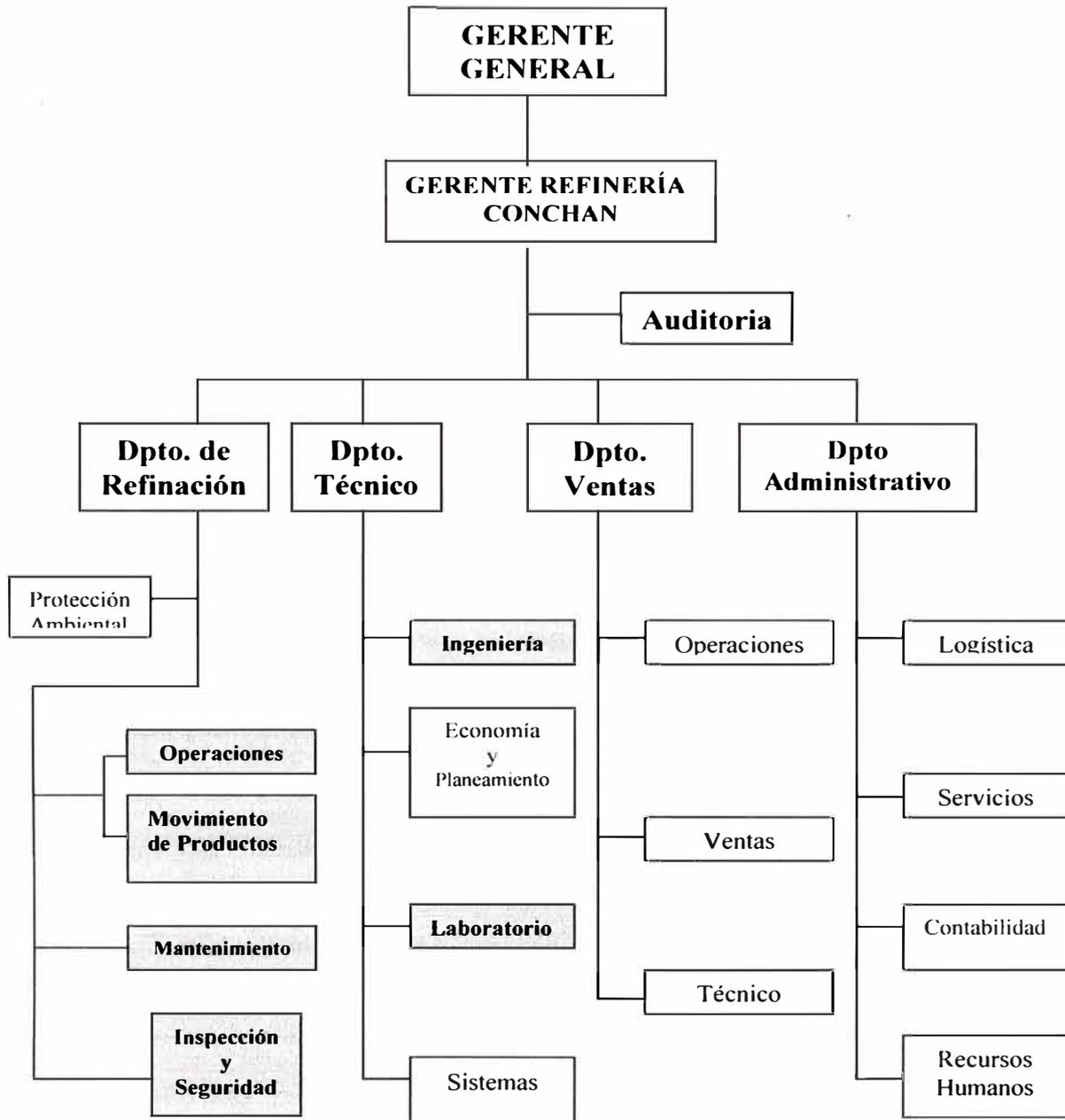
Doris Patricia Espino Avila

PROLOGO

El desarrollo de la presente tesis: "**Estudio y Análisis del Efecto Corrosivo en el Proceso de Destilación de una Refinería de Petróleo**", se llevó a cabo gracias a una beca otorgada por PETRÓLEOS DEL PERÚ S.A. – PETROPERU, en las instalaciones de la Refinería Conchán, con una duración de 7 meses y 3 semanas, desde el 23 de Mayo al 31 de Diciembre del 2001; asignadas al Departamento técnico, en el Área de Ingeniería, bajo la supervisión de los ingenieros Alfredo Coronel y Edwin Macedo.

Las áreas de la Refinería Conchán involucradas en el desarrollo de la presente tesis se presenta en el **Diagrama N°1**.

Diagrama N° 1: Organigrama de la Refinería Conchán



Departamentos involucrados en el desarrollo de la tesis

INDICE

PROLOGO	4
I. INTRODUCCIÓN	11
1.1 IMPORTANCIA DEL TEMA TESIS	
1.2 OBJETIVOS	
1.3 METAS	
1.4 PROCEDIMIENTO GENERAL DE DESARROLLO	
II. LA REFINERÍA CONCHÁN (RFCO)	14
2.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA	
2.2 CAPACIDAD DE PROCESAMIENTO	
2.3 CARACTERÍSTICAS Y METALURGIA DEL SISTEMA DE DESTILACIÓN PRIMARIA	
2.4 CRUDOS PROCESADOS	
2.5 PRODUCTOS DE LA UDP-RFCO	
2.6 SISTEMA DE RECEPCIÓN DEL CRUDO	
III. FUNDAMENTOS DE LA CORROSIÓN	26
3.1 ¿QUÉ ES LA CORROSIÓN?	
3.2 CONDICIONES REQUERIDAS PARA QUE OCURRA CORROSIÓN	
3.3 IMPORTANCIA DE SU CONOCIMIENTO	
3.4 CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIÓN	
IV. CORROSIÓN EN COLUMNAS DE DESTILACIÓN PRIMARIA DE PETRÓLEO	29
4.1 PROBLEMAS DE CORROSIÓN	
4.2 CAUSAS	
4.2.1 Generación de Ácido Clorhídrico	
4.2.2 Generación de Ácido Sulfhídrico: En los yacimientos de Petróleo	
4.2.3 Generación de Ácido Sulfhídrico: Por Descomposición Térmica	

4.3 MECANISMOS DE CORROSIÓN EN UNIDADES DE CRUDO Y ZONAS DE OCURRENCIA EN EL PROCESO DE REFINACIÓN

4.3.1 Corrosión por H₂S a Alta Temperatura o Corrosión Seca

4.3.2 Corrosión por H₂S a Baja Temperatura o corrosión Acuosa

4.3.3 Corrosión por HCl a Baja Temperatura o Corrosión Acuosa

4.3.4 Corrosión por Acción Combinada de HCl y H₂S en Medio Acuoso

4.3.5 Corrosión por Ácidos Nafténicos

4.3.6 Corrosión por CO₂

4.3.7 Corrosión por O₂

4.3.8 Corrosión Bajo Depósito

V. CORROSIÓN EN LA UDP DE LA REFINERÍA CONCHAN 42

5.1 ANTECEDENTES

5.1.1 Crudos Procesados (año 1998 a Mayo 2001)

5.1.2 Mediciones de Velocidades de Corrosión, pH, Fe, Cl⁻ en el Sistema de Tope de la UDP (año 1998 a Mayo 2001)

5.1.3 Data Histórica de los Problemas de Corrosión en la UDP-RFCO (año 1985 a Mayo 2001)

5.2 ADITIVOS QUÍMICOS DOSIFICADOS EN EL SISTEMA DE TOPE

5.2.1 Introducción

5.2.2 Productos Dosificados Actualmente

5.2.3 Sistema de Dosificación

5.3 CONTROL DE CORROSIÓN EN EL SISTEMA DE TOPE DE LA UDP

5.4 CONCLUSIONES DE LOS PROBLEMAS DE CORROSIÓN DE LA UDP EN LA RFCO

VI. TOPE RETIRADO UDP-RFCO 53

6.1 ANTECEDENTES

6.2 INSPECCIÓN VISUAL DEL TR

6.3	REPORTE DE LA INSPECCIÓN VISUAL	
6.4	TESTIMONIOS FOTOGRÁFICOS DEL TR	
6.5	CALIBRACIÓN DE ESPESORES	
6.6	CONCLUSIONES DE LA INSPECCIÓN Y CALIBRACIÓN DEL TR	
VII.	PARADAS TÉCNICAS DE LA PLANTA EN RFCO	71
7.1	INSPECCIONES EN LA UNIDAD DE DESTILACIÓN PRIMARIA	
7.1.1	Inspección visual del Tope en Operación de la UDP (Parada Julio 2001)	
7.1.2	Registro Fotográfico del Tope en Operación (Parada Julio 2001)	
7.1.3	Calibración de Espesores del Tope en Operación (Parada Julio 2001)	
7.1.4	Calibración de Espesores del Tope en Operación (Parada Septiembre 2001)	
7.1.5	Cálculos y Resultados: Velocidad de Corrosión	
7.1.6	Comentarios Técnicos	
7.1.7	Conclusiones de las Inspecciones de la UDP en Operación.	
7.2	INSPECCIÓN DEL INTERCAMBIADOR DE TOPE E-1A	
7.2.1	Corrosión en el Intercambiador E-1A	
7.2.2	Antecedentes de Problemas de Corrosión en E-1A.	
7.2.3	Inspección Visual	
7.2.4	Toma de Muestras de los Depósitos del lado de tubos y casco E-1A	
7.2.5	Identificación de los Productos de Corrosión	
7.2.6	Análisis de Laboratorio de los Residuos Tomados del E-1A	
7.2.7	Resultados Finales de Laboratorio	
7.2.8	Conclusiones	
VIII.	ESTUDIO Y ANÁLISIS DEL PROCESO CORROSIVO EN LA UDP-RFCO	95
8.1	OBJETIVOS	
8.2	PROCEDIMIENTO DESARROLLADO	

8.3 ACTIVIDADES EN PLANTA

8.3.1 Objetivos

8.3.2 Análisis del crudo Procesado

8.3.3 Análisis del Agua Condensada en el Sistema de Tope de la UDP

8.3.4 Análisis de las condiciones de Operación en la UDP.

8.3.5 Monitoreo de Agentes Corrosivos

8.3.6 Evaluación de H₂S en Gases Incondensables

8.3.7 Identificación de Zonas de Corrosión en el Sistema de la UDP

8.3.8 Evaluación de la Amina Neutralizante HI-4243

8.3.9 Ensayos de Corrosión con Probetas

8.3.10 Ensayos de Corrosión con Cupones

8.4 ACTIVIDADES EXPERIMENTALES EN LABORATORIO

8.4.1 Objetivos

8.4.2 Análisis del Poder Neutralizante de la Amina HI-4243

8.4.3 Evaluación del Recubrimiento Epóxico Novolaca

8.4.4 Simulación Corrosiva a Nivel Laboratorio

IX. EVALUACIÓN DE PROPUESTAS TÉCNICAS 191

9.1 EVALUACIÓN DE NUEVOS MATERIALES NO METÁLICOS: RESINA EPÓXICA NOVOLACA

9.2 EVALUACIÓN DE NUEVOS MATERIALES METÁLICOS: MONEL

9.3 SISTEMA OPTIMO DE DOSIFICACIÓN DE AMINAS FÍLMICA Y NEUTRALIZANTE

X. PROYECTOS EN EJECUCIÓN Y PLANES FUTUROS DE LA REFINERÍA CONCHÁN, PARA MEJORAR EL CONTROL DE LA CORROSIÓN 195

10.1 SISTEMA DE DESALADO

10.2 SISTEMA DE LAVADO EN EL SISTEMA DE TOPE DE LA UDP

10.3 SISTEMA DE INYECCIÓN DEL NaOH AL CRUDO

10.4	DESPLAZAMIENTO DE LA LÍNEA SUBMARINA	
10.5	ADICIÓN DE DEMULSIFICANTES AL CRUDO	
10.6	SISTEMA PARA EL DESPLAZAMIENTO CON NITROGENO EN LA LÍNEA SUBMARINA	
XI.	EVALUACIÓN ECONÓMICA	205
11.1	EVALUACIÓN DE COSTOS	
11.2	CÁLCULO DEL INDICADOR DE RENTABILIDAD (VEPG)	
11.2.1	Intercambiador de Calor E-1: Carcaza de Acero al Carbono y Tubos de Acero al Carbono	
11.2.2	Intercambiador de Calor E-1: Carcaza de Acero al Carbono y Tubos de Monel	
11.2.3	Aerorefrigerante E-6: Cabezal de Acero al Carbono y Tubos de Acero al Carbono	
11.2.4	Aerorefrigerante E-6: Cabezal de Acero al Carbono y Tubos de Monel	
11.2.5	Recubrimiento Interno con Resina Epóxica Novolaca del Tope de la Unidad de Destilación Primaria	
11.3	CONCLUSIONES	
XII.	CONCLUSIONES GENERALES	216
XIII.	RECOMENDACIONES	219
XIV.	ANEXO	221
XV.	APÉNDICE	260
XVI.	BIBLIOGRAFÍA	268

NOMEMCLATURA USADA

BSW	:	Agua y Sedimentos
E1	:	Tag de intercambiador de calor
E6	:	Tag de aerorefrigerante
FEG	:	Flujo de egresos
M P Y	:	Milésimas de pulgada
MC	:	Tipo de solvente
PTB	:	Miles de libras por barril
P-17	:	Tag de la Bomba Dosificadora de Amina Neutralizante
P-20	:	Tag de la Bomba Dosificadora de Amina Filmica
RFCO	:	Refinería Conchán
TR	:	Tope Retirado
UDP	:	Unidad de Destilación Primaria
UDV	:	Unidad de Destilación al Vacío
V1	:	Tag del acumulador de tope
V_{corr}	:	Velocidad de corrosión
VPEG	:	Valor presente de egresos (indicador financiero)

REVISTAS TÉCNICAS:

- ◆ ESTUDIO DE CORROSION EN EL SISTEMA DE TOPE DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA
Boletín Técnico, Petrobras 23(3); 209-217

- ◆ LA MEDIDA DE pH PARA CONTROLAR LA CORROSION EN LAS CABEZAS DE LAS COLUMNAS DE DESTILACIÓN DE CRUDOS
Revista de Ingeniería Química, 15(170); 125-127

- ◆ CORROSION POR ACIDO NAFTENICO
Revue de L'Institut, Francais du Petrole, 41(2); 265-274, 1986

- ◆ FAST CURE AHC EPOXY COATINGS FOR TANK AND PIPE APPLICATION
Revista Materials Performance (Coating & Linings)
June 2000, pag 32-36

- ◆ MATERIALS SELECTION & DESIGN
Revista Materials Performance
March 2000, pag. 87-89

- ◆ CDS DE LAS REUNIONES ANUALES NACE AÑOS: 1999; 2000; 2001

I. INTRODUCCIÓN

1.1 IMPORTANCIA DEL TEMA – TESIS

El “Estudio y Análisis del Efecto Corrosivo en el Proceso de Destilación de una Refinería de Petróleo”, permitirá comprender los fenómenos de corrosión que ocurren en el sistema de tope de la Unidad de Destilación Primaria, que facilitará la toma de las acciones correctivas sobre aquellos factores que pueden manipularse, para disminuir las consecuencias de dichos procesos corrosivos, así como también proponer alternativas técnicas que conlleven a minimizar los problemas ocasionados por la corrosión.

Disminuyendo los daños ocasionados por la corrosión se reducirán los elevados costos por mantenimiento, reemplazo de equipos y paradas de planta.

1.2 OBJETIVOS

- Determinar y comprender los mecanismos de corrosión que ocurre en la Unidad de Destilación Primaria y equipos periféricos.
- Determinar los agentes corrosivos para la identificación de las zonas críticas de corrosión en la Unidad de Destilación Primaria y equipos periféricos.
- Sobre la base de técnicas ingenieriles, proponer soluciones para minimizar la acción de los agentes corrosivos detectados en la Unidad de Destilación Primaria.
- Estudiar y evaluar la posibilidad de utilizar nuevos materiales que presenten mayor resistencia, tanto física y química al medio corrosivo ya existente.
- Estudiar y evaluar la posibilidad de utilizar recubrimientos especiales, que resistan las condiciones de operación y el ambiente corrosivo de la

Unidad de Destilación Primaria, con la cual se evitaría el cambio de su metalurgia.

- Analizar la posibilidad de establecer mejoras en el sistema actual de control de corrosión.

1.3 METAS

- Identificar y cuantificar los agentes corrosivos causantes del proceso corrosivo.
- Dar sugerencias técnicas para mejorar el sistema actual de control de corrosión.
- Sugerir nuevos materiales o recubrimientos para mitigar el efecto corrosivo.

1.4 PROCEDIMIENTO GENERAL DE DESARROLLO DE LA TESIS

A manera introductoria se hará una breve reseña histórica acerca de la Refinería Conchán - RFCO (instalaciones en las cuales se ha desarrollado la tesis). En tal sentido se presentará información sobre la capacidad de procesamiento de la Refinería, tipos y calidades de los crudos procesados y productos obtenidos, y por último se hará una pequeña descripción del sistema de recepción del crudo, el cual presenta ciertas particularidades que son de importancia resaltar, por su relación con el proceso corrosivo.

Luego de ubicarnos en el entorno de la RFCO se darán conceptos teóricos acerca de corrosión, así mismo se darán a conocer los tipos de corrosión, mecanismos generales y elementos necesarios para que cada uno de ellos puedan llevarse a cabo.

Teniendo conocimiento de los conceptos de corrosión, se realizará una reseña de los problemas de corrosión más comunes en Unidades de Destilación Primaria. Se indicarán los puntos más susceptibles de corrosión, mecanismos de corrosión, causas probables y tipos de corrosión.

Al conocer los problemas más comunes de corrosión en Unidades de Destilación Primaria, se procederá al estudio detallado del Proceso de Destilación Primaria de la Refinería Conchán, objeto de nuestro estudio. Para ello se mostrará sus antecedentes

de corrosión, se evaluará los crudos procesados y se dará información acerca de los Productos Químicos Anticorrosivos que se aplican actualmente a la Unidad en estudio.

Teniendo conocimiento de los puntos más susceptibles de corrosión y los tipos de corrosión que se generan en dichas zonas, se procederá a realizar inspecciones visuales en la Unidad de Destilación Primaria (UDP) durante las paradas de la planta. Estas inspecciones permitirán corroborar la presencia de los productos de corrosión como: óxidos, sales y sedimentos; así mismo se realizarán cálculos y mediciones para determinar la velocidad de corrosión en las zonas inspeccionadas. Simultáneamente, durante las inspecciones visuales se tomarán fotografías de las zonas afectadas y se calibrarán espesores, las cuales brindarán información para comprender los procesos corrosivos.

Asimismo se colocarán cupones en zonas críticas de corrosión, identificadas como resultado de la evaluación de los agentes corrosivos en dicho sistema.

El análisis de dichos cupones (pérdida de peso, formación de óxidos, coloración de depósitos e irregularidades sobre la superficie metálica), permitirá explicar los tipos de corrosión que se producen.

Luego se realizarán actividades en el laboratorio con el objeto de caracterizar el crudo, destilados y gases producidos. Además se analizará el proceso de condensación del agua en el Sistema de Tope de la UDP. Se identificarán los puntos y programa de monitoreo que permitirá la identificación y cuantificación de los agentes corrosivos.

Finalmente se implementará un Sistema de Simulación Corrosiva a nivel de laboratorio, para evaluar la resistencia a la corrosión de diferentes materiales (Metálicos y No Metálicos).

II. LA REFINERÍA CONCHAN (RFCO)

Reseña histórica acerca de la refinería, capacidad de procesamiento, calidad de crudo procesado, productos obtenidos y sistema de recepción.

2.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA

La Refinería Conchán fue diseñada por la compañía FLOUR CORPORATION de Canadá e inaugurada por CONCHAN CHEVRON de California en 1961.

Esta ubicada en el distrito de Lurín, departamento de Lima, en el kilómetro 26.5 de la autopista Panamericana Sur, a una altitud de 3 m sobre el nivel del mar.

La Refinería Conchan comenzó su operación en 1961 con 4.6 MBD en su Unidad de Destilación Primaria procesando crudo de 41° API. En 1967 se construye la Unidad de Destilación al Vacío para procesar crudo reducido.

En 1973 la RFCO se incorporó a PETROPERU S.A. empresa del estado, que la administra hasta el día de hoy.

En 1980 la refinería se puso en servicio con sólo la Unidad de Destilación al Vacío, principalmente para atender la enorme demanda de asfaltos para uso vial. Cabe indicar que entre los años 1983 y 1996 la Refinería se orientó principalmente a la elaboración de asfaltos intensificándose su producción entre 1994 y 1995.

En el año 1997 se incrementó su capacidad hasta 8 MBD y en diciembre del mismo año a 10,5 MBD, como resultado de la instalación de la nueva zona convectiva en el horno F-1 y la mejora en el circuito de precalentamiento. Desde abril de 1993 la Refinería está procesando una mezcla de Base asfáltico y crudo Loreto OXY ó 100% de crudo Loreto OXY.

En el segundo semestre del año 1996, se iniciaron las obras de mejoramiento y ampliación de su capacidad de refinación lográndose a partir del año 1997

importantes incrementos en sus volúmenes de producción, llegando a procesar hasta 15 MBD, Cuadro N°1.

Cuadro N°1: Incrementos en la Capacidad de Procesamiento en RFCO

Descripción	Capacidad MBD	Año
UDP	4,6	1 961
UDP (crudo de 32 °API)	8,0	1 967
UDP (crudo Loreto)	8,0	Marzo 1 997
UDP (crudo Loreto)	10,5	Diciembre 1 997
UDP	15,0	Diciembre 2 001

2.2 CAPACIDAD DE PROCESAMIENTO

La capacidad de procesamiento de la UDP ha variado desde su diseño original hasta el año 2001; por ser de gran interés para el estudio se dará información acerca de la metalurgia y condiciones de operación de la UDP y sus equipos periféricos, como son: stripper, intercambiadores de calor, acumuladores y aerorefrigerantes.

La descripción de todo el proceso de recepción, refinación, distribución de la RFCO se detallan en el Apéndice N°1.

2.2.1 Variación en la Capacidad de Procesamiento de la UDP

La capacidad de diseño de la UDP es de 4,6 MBD pero, actualmente se están procesando aproximadamente 15 MBD. Las variantes más resaltantes que se han realizado para poder procesar este volumen de carga, han sido los siguientes:

- Adición de 2 intercambiadores de calor en el Sistema de Tope de la UDP (vapores de gasolina versus crudo)
- Incremento en el diámetro de salida de las siguientes corrientes laterales de productos en la UDP. Diagramas N° 2 y N° 3

Salida de Solvente : Diámetro original $\phi=2''$: Diámetro año 2001 $\phi= 8''$

Salida de Kerosene : Diámetro original $\phi=3''$: Diámetro año 2001 $\phi= 8''$

Diagrama N° 2: Unidad de Destilación Primaria, Diseño Original Año 1 961

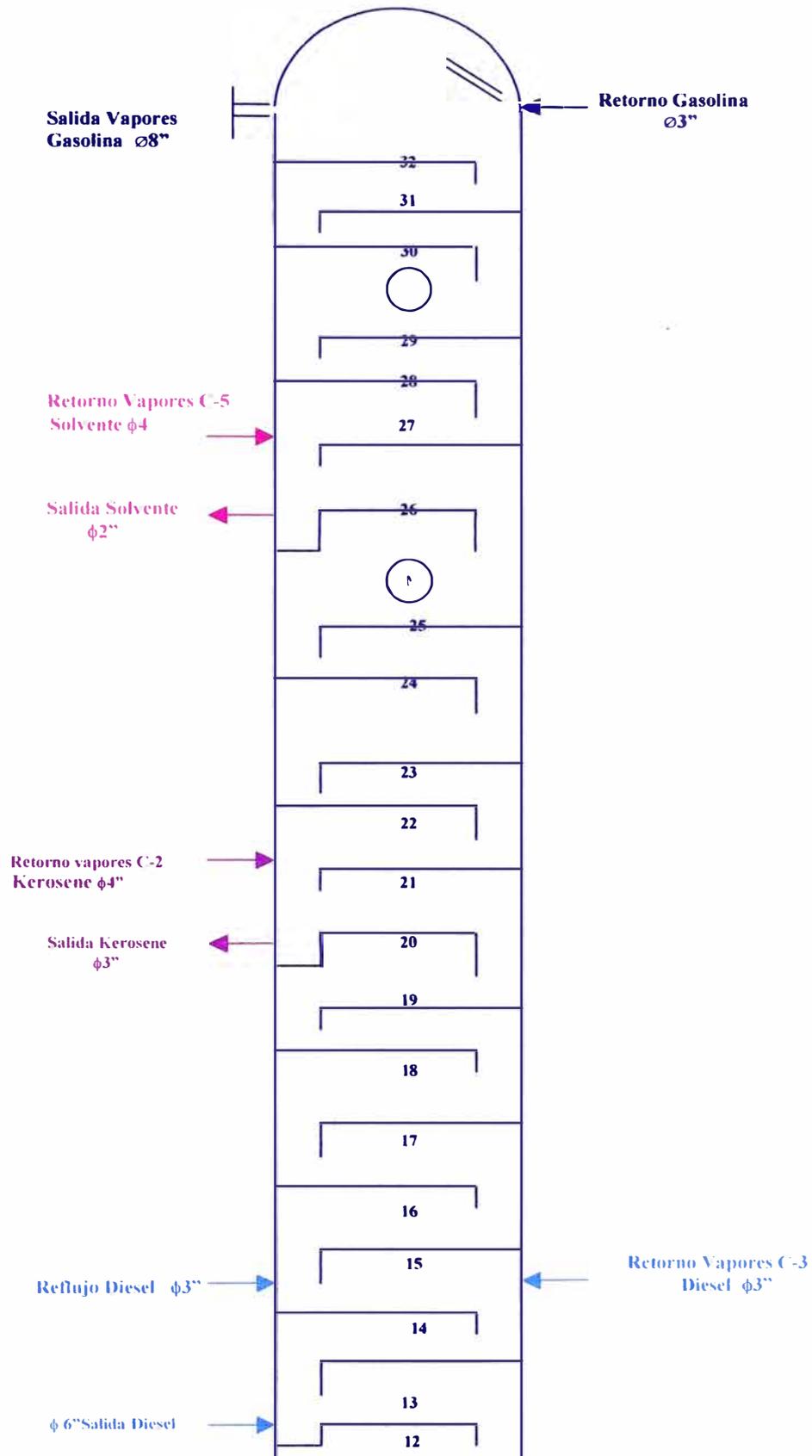
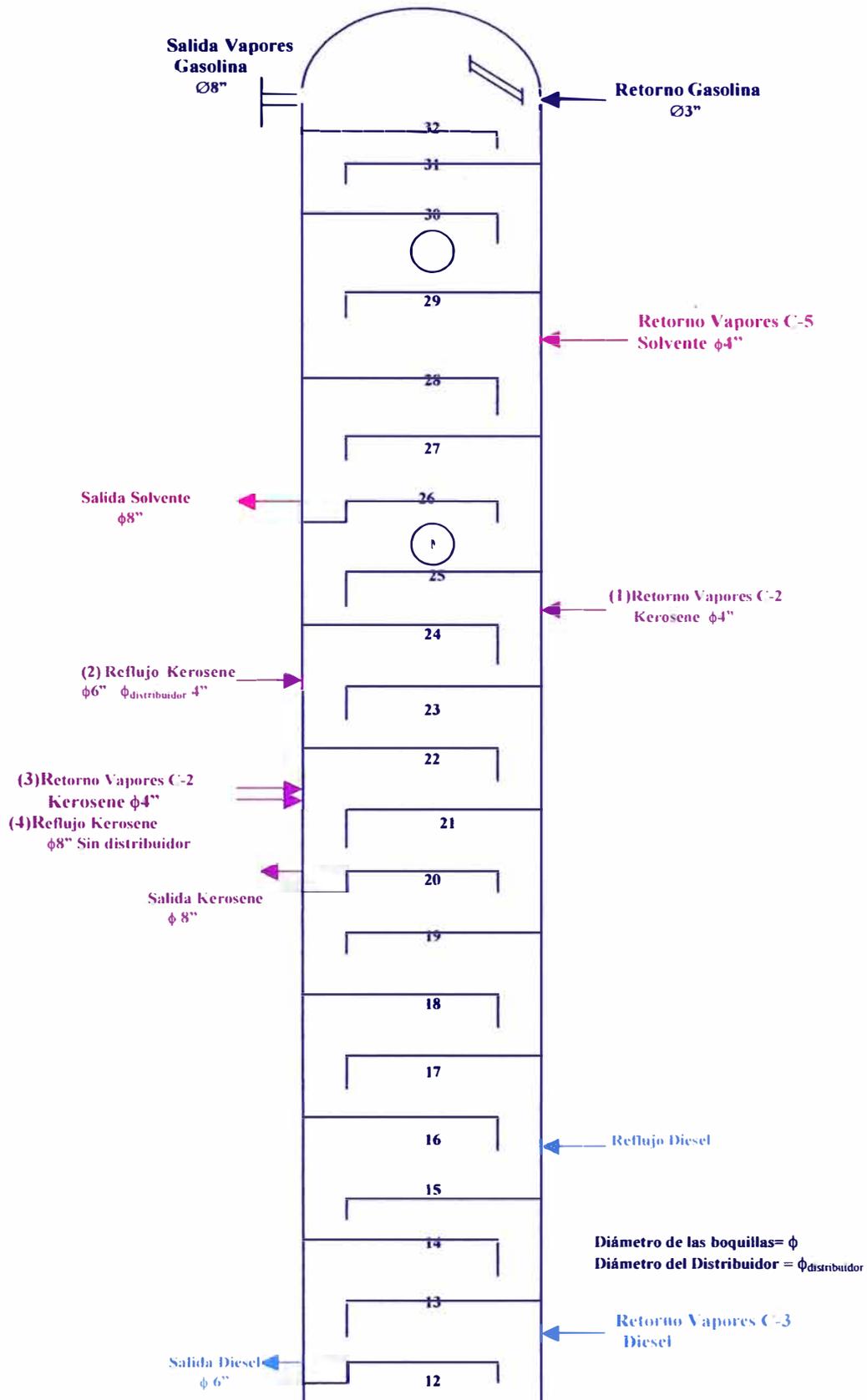


Diagrama N° 3: Unidad de Destilación Primaria, Diseño Actual año 2 001



2.3 CARACTERÍSTICAS Y METALURGIA DEL SISTEMA DE DESTILACIÓN PRIMARIA

Con el fin de conocer en detalle el equipo objeto del estudio, a continuación se presenta la distribución de líneas, características principales y metalurgia de la UDP. Diagrama N° 4.

Cuadro N° 2: Cuadro de Líneas de la Unidad de Destilación Primaria C-1

	Salida	Entrada
Vapores de gasolina	Tope	
Reflujo de gasolina		Plato 32
Retorno Vapores de C-5 (Solvente)		Plato 28/29
Solvente	Plato 26	
Retorno Vapores de C-2 (Kerosene)		Plato 24/25 ó 21/22
Reflujo de Kerosene		Plato 23/24
Kerosene	Plato 20	
Retorno vapores C-3 (diesel)		Plato 12/13
Diesel	Plato 12	
Reflujo de diesel		Plato 15/16
Crudo a columna (zona flash)	Plato 5	
Vapor despojante a C-1	Fondo (lateral)	
Fondos fraccionadora	Fondo	

Cuadro N° 3: Características Principales de la Unidad de Destilación Primaria C-1

Altura total, pies	77
Diámetro interno, pulg.	60
Espesor nominal, pulg.	3/8 en zona rectificación 1/2 en zona stripping
N° platos	27 en zona rectificación 5 en zona de stripping (fondos)
Presión de diseño	50 psig
Temp. de diseño	625 °F
N° de copas	86 copas/plato en zona rectificación 13 copas/plato en zona de stripping (fondos)
Tipos de copas	Copas de burbujeo de 4" O.D.
Protegido por	Válv. Seguridad PSV-7 seteados a 50 psig.

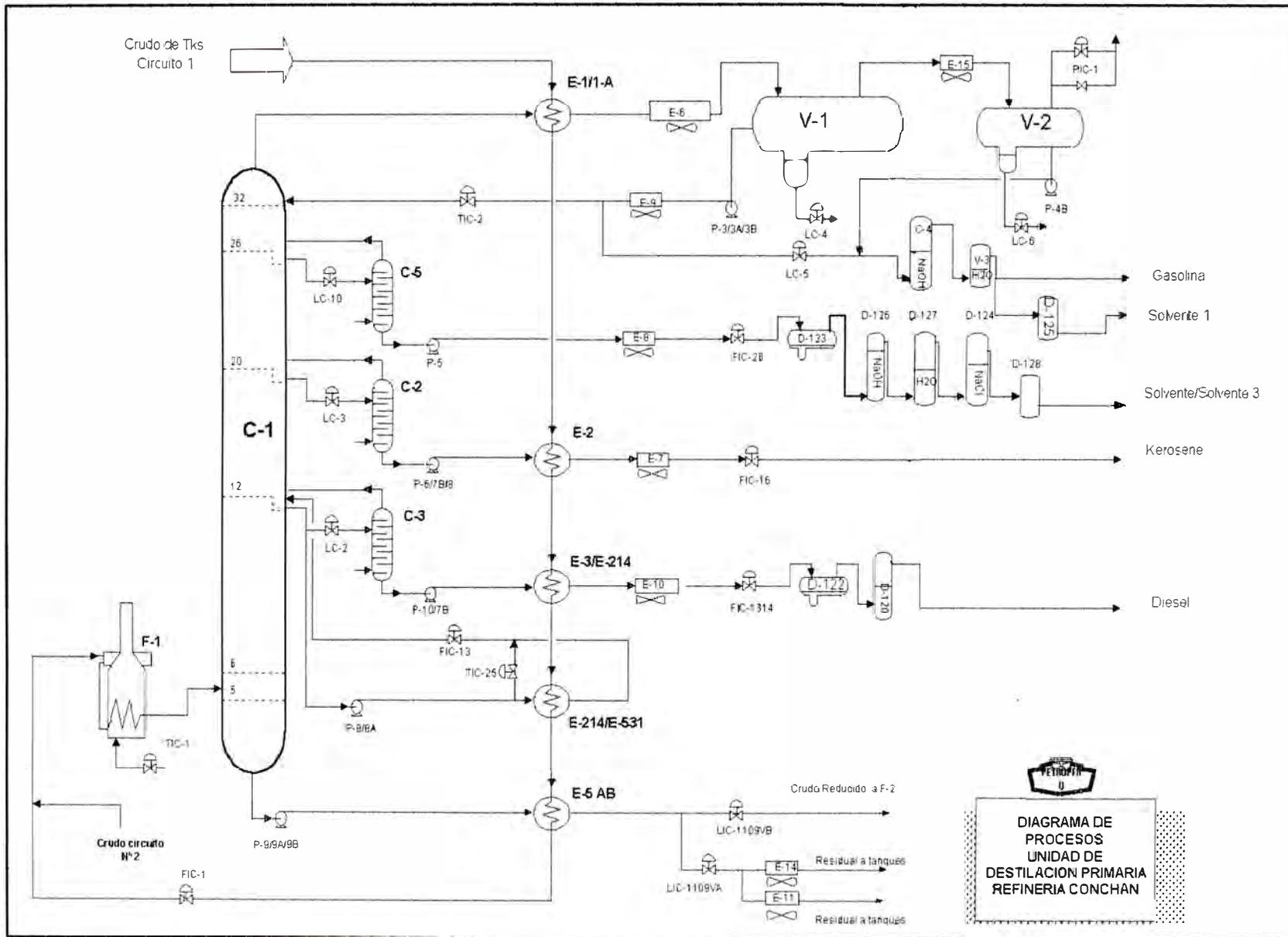


Diagrama N° 4: Procesos de la Unidad de Destilación Primaria – C1

Cuadro N° 4: Cuadro de Metalurgia de Unidad de Destilación Primaria C-1

Sección	Material	D.I.	Espesor Nominal	Mínimo Espesor	Longitud de la Forma
Pared (fondo)	SA-285-C	60 "	1/2"		10' - 6"
Pared (medio)	SA-285-C	60 "	7/16"		14' - 6"
Pared (tope)	SA-285-C	60 "	3/8"		52' - 0"
Cabeza (tope)	SA-285-C	60 "		3/8"	
Cabeza (fondo)	SA-285-C	60 "		1/2"	

Composición del acero al carbono 285-C: $C_{\max}=0,28\%$, $Mn_{\max}=0,90\%$, $S_{\max}=0,035\%$

2.3.1 Equipos del Sistema de Tope de la UDP

Para fines del estudio sólo se detallarán los equipos del circuito de Gasolina y Solvente, Diagrama N°4. Las características de los equipos no mencionados se encuentran en el Apéndice N°1.

En el Sistema de Tope de la UDP solamente se encuentran los equipos del circuito de gasolina, las cuales son: 3 intercambiadores de calor E-1, E-1A, E-1B; 1 aerorefrigerante E-6; 2 acumuladores V-1 y V-2.

- ***Intercambiadores de calor (E-1,E-1A,E-1B)***

Cuadro N° 5: Especificación de E1A/B

Tag	Número Tubos	Diámetro Ext tubería (pulg)	Diámetro Int casco (pulg)	Longitud (ft)	N° pasos X casco
E-1	128	1	19	20	6
E-1A	156	1	19	20	6
E-1B	156	1	19	20	6

Cuadro N° 6: Características y Metalurgia de E1A/B

Parámetro	Lado tubos	Lado casco
Fluido	Crudo	Vapores tope
Cambio de T (°F)	110 a 130	272 a 240
Flujo (Gal/min) (1)	102.6	24.3
Material	A-179	A-285 C

(1) de acuerdo a una carga de 10 MB y 19.4 oAPI

- **Aerorefrigerante E-6:** Permite el enfriamiento y/o condensación de corrientes de gasolina.

Cuadro N° 7: Características del Aerorefrigerante E-6

Tag	Producto	N°Tubos cuerpos/ Pasos	Diam Ext. tubería	Long. tubería	Material tubería	Temp. Diseño	Pres. Diseño	Flujo Lb/h (1)	Temp. Ent/sal. °F
E-6	Vapores tope	142 / 1 / 2	1 pulg	20 ft	A-179	280	50	42,37	253/190

(1) de acuerdo a una carga de 10 MBD y 19,4 °API

- **Acumulador V-1:** Equipo usado para lograr la separación por decantación, del agua de la gasolina pesada en el Sistema de Tope.

Este acumulador dispone de una pierna de acumulación por donde se evacua el agua precipitada del sistema. La Presión de diseño del equipo es 50 psig y la Temperatura máx. de operación es 190°F . Siendo su diámetro interno 48 pulg y su altura 18 ft.

Cuadro N° 8: Características y Metalurgia del V-1

Sección	Material	D.I.	Esp. Nominal	Esp. Min.	Long de la forma
Casco	SA-285-C	48"	5/16"		15'-0"
Cabezal	SA-285-C	48"		5/16"	
Casco del Colector	SA-106-B	12"	3/8"		3'-0"
Cabezal del Colector	SA-234-B	12"	3/8"		

2.4 CRUDOS PROCESADOS

Desde Abril de 1 993 la Refinería está procesando una mezcla de Base Asfáltica y Crudo Loreto Oxy ó 100% crudo Loreto Oxy.

Según las fichas de calidad del producto las características del crudo Oxy son las siguientes:

Cuadro N° 9: Calidad Típica del Crudo OXY

API	Viscosidad 100°F cst	BSW %Vol.	Sales Lb/MB	Asfáltenos %masa	Azufre %masa	Vanadio Ppm	Níquel ppm	Sodio ppm	Fierro ppm
19,6	129	0,10	6,6	9,9	1,30	167,98	50,48	2,10	2,46

*No se halló información de calidad típica de residual asfáltico

En raras oportunidades se han procesado otro tipo de crudos tales como crudo Mayna, La Gotreco, Oriente Ecuatoriano y Mesa, cuyas principales características son las siguientes:

Cuadro N° 9a: Calidad Típica de Otros Crudos Procesados por la RFCO

Crudo	Mayna	Lagotreco	COE	Mesa
API	27	30,3	24,1	30
Gravedad Especifica 60°F	0,8987	0,8745	0,9094	0,8762
BSW %Vol	0,05	0,2	0,30,3	0,2
Sales Lb/MB	-	5,7	494	5,61
Asufre %masa	-	-	1,32	-

2.5 PRODUCTOS DE LA UDP-RFCO

- *Gasolina:* Los vapores de gasolina procedentes de la parte superior de la torre se condensan en los intercambiadores E1/A/B y en E-6, finalmente son recibidos en V-1 donde se decanta el agua precipitada. Parte de la gasolina retorna como reflujo al tope de la columna con una temperatura aproximada de 95 a 135°F. Según el tratamiento que reciba la corriente gaseosa condensada, se obtienen los productos gasolina primaria y solvente.
- *Solvente:* Extraído del palto N° 26 de la UDP. Toda la producción de solvente va al agotador ó stripper C-5. En el agotador el producto entra en contacto con el vapor despojante sobrecalentado que ingresa por el fondo, por la parte superior del despojador sale una corriente de vapores de hidrocarburo que retornan a la columna a la altura del plato 28. Según el tratamiento que reciba

esta corriente, podemos obtener 2 productos comerciales: solvente N° 3 y solvente MC.

- *Kerosene*: Proveniente del plato N° 20 de la Unidad de Destilación Primaria, una parte ingresa al agotador o stripper C-2 y otra se usa como reflujo intermedio.
- *Diesel*: Este producto es extraído del plato N° 12 de la UDP, parte de esta corriente ingresa al agotador o stripper C-3 y otra parte como reflujo a la columna.
- *Crudo Reducido*: Se extrae de los fondos de la Unidad de Destilación Primaria, sirve como alimentación a la UDV (Unidad de Destilación al Vacío) para la fabricación de asfaltos.

2.6 SISTEMA DE RECEPCIÓN DE CRUDO

El abastecimiento de crudo se realiza por vía marítima a través de una línea submarina de 18" de diámetro. La recepción del crudo se puede realizar teniendo en cuenta las siguientes alternativas:

Primera Alternativa: Recepción del Base Asfáltica y Crudo Oxy para la fabricación de Asfaltos. Primero se recepción la Base asfáltica, concluida esta operación se inicia la descarga del Crudo Loreto; con este sistema lo que se busca es aprovechar el régimen de descarga del buque y la diferencia de densidades de ambos productos para lograr una mezcla íntima y uniforme.

Esta operación permite disponer de tanques de suministro a la Planta con períodos de reposo relativamente cortos. Siempre es aconsejable tener los tanques de recepción de crudos con el menor corte de agua posible para minimizar su tiempo de reposo previo a su alimentación a las unidades, evitando de esta manera el alto contenido de sales en el crudo a procesarse.

Segunda alternativa: Se recépciona el producto en un sólo tanque para mezclas posteriores vía transferencia. Se descarga la Base Asfáltica y/o Crudo Oxy, para luego segregarlos en función a las necesidades de preparación o requerimientos del área de Refinación de la RFCO.

2.6.1 Desplazamiento de la Línea Submarina Con Agua de Mar:

Luego de la descarga de los crudos, la tubería de descarga se queda con hidrocarburo, lo cual puede ocasionar derrames en el mar dañando el medio. Es por ello que desde diciembre el 1 997, se está procediendo a desplazar el hidrocarburo remanente en la tubería de descarga con agua de mar, quedando así las líneas con agua salada.

El procedimiento de desplazamiento de la línea submarina con agua de mar es el siguiente:

- El buque reserva el agua salada proveniente de la línea submarina en su tanque de lastre (primer tanque). El desplazamiento se hace con crudo de Refinería , a la presión de descarga de 60 PSI.
- Concluido este desplazamiento, se inicia de inmediato la descarga del crudo. A fin de eliminar la etapa de alto riesgo de contaminación, es necesario que por los menos las dos primeras horas de la descarga sea a un tanque que no será usado inmediatamente (segundo tanque), así habrá suficiente tiempo para que el crudo repose, luego se alinea la descarga al tercer tanque que suministrará a la planta.
- Al finalizar la descarga, el desplazamiento de la línea se hace de buque a tierra usando el agua del tanque de lastre del buque, quedando finalmente la línea con agua salada; disminuyendo de esta manera los riesgos de contaminación por hidrocarburos al agua del mar, pero aumentan los problemas de corrosión durante el proceso de refinación por el incremento de las sales.

- Si bien esta es una operación que evitará derrames en el mar provoca serios problemas de corrosión debido a que el crudo eleva su contenido de sales y BSW, además la capacidad de almacenamiento de crudo en planta no permite que el crudo repose lo necesario para que esta agua salada precipite.

III. FUNDAMENTO DE LA CORROSION

3.1 QUE ES LA CORROSIÓN?

La corrosión en el sentido más amplio, es un fenómeno natural, por medio del cual los sistemas químicos expresan su tendencia hacia un estado de equilibrio estable y puede definirse de varias maneras:

- a) Destrucción o deterioro de un material a causa de su reacción con el medio.
- b) Destrucción de los materiales por medios cualesquiera, excepto mecánicos.
- c) Proceso inverso de la metalurgia extractiva, por la cual los materiales metálicos tienden a volver al estado combinado, en el que se encuentran en la naturaleza.

La definición más apropiada depende del alcance que se le quiera dar.

Para el presente trabajo de investigación, la definición más apropiada es la c) por tratarse de cuerpos metálicos.

3.2 CONDICIONES REQUERIDAS PARA QUE OCURRA CORROSIÓN

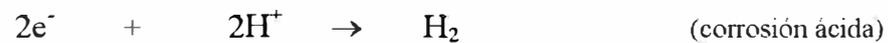
Estas condiciones se pueden agrupar en cuatro elementos:

1. *Una superficie de metal reactivo*

Ánodo: Donde ocurre la oxidación del metal



Cátodo: Donde los electrones generados en el ánodo son consumidos



2. *Conductor eléctrico:* Conduce el electrón del ánodo al cátodo

3. *Un agente corrosivo o medio corrosivo* (por debajo del punto de rocío del agua)

- Compuestos de azufre
- Ácido Nafténicos / ácidos orgánicos
- Sales de amina hidrocioruro

4 *Un electrolito (mecanismo de corrosión acuoso)*

- Agua
- Agente corrosivo disuelto en agua:
 - H⁺ (corrosión ácida)
 - HS⁻ (corrosión bisulfuro)
 - H₂CO₃ (corrosión por CO₂)

3.3 IMPORTANCIA DE SU CONOCIMIENTO

Evaluaciones llevadas a cabo por el área de mantenimiento en los años 1974 – 1975 en la Refinería Conchan, establecieron que el 60 % de los gastos totales se debe exclusivamente a gastos por corrosión en el área de tanques y unidades de proceso.

La elevadísima cuantía de los costos originados por la corrosión, es responsable de que, de 1/4 a 1/3 de la producción mundial de acero se dedique a la reposición de las estructuras metálicas deterioradas.

Los costos originados por la corrosión, en la mayoría de los casos, incluyen solo los costos directos ocasionados por las medidas preventivas, de mantenimiento, o por la sustitución de las partes corroídas, siendo así que una evaluación más real deberá incluir las ramificaciones primarias, como pérdida de producción, costos de la planta durante el paro, coeficientes de seguridad en el diseño para prevenir los desgastes provocados por la corrosión, o disminución de la calidad en la producción a consecuencia de la impurificación por los productos de la corrosión, entre otras.

Por una parte la trascendencia de la corrosión, desde los enfoques técnico y económico, es enorme y, por otra parte, aparece como un fenómeno inevitable, en cierto sentido, al ser respuestas de los metales a una ley natural, a una imposición termodinámica, características ambas que parecen conducir inexorablemente a una situación sin salida.

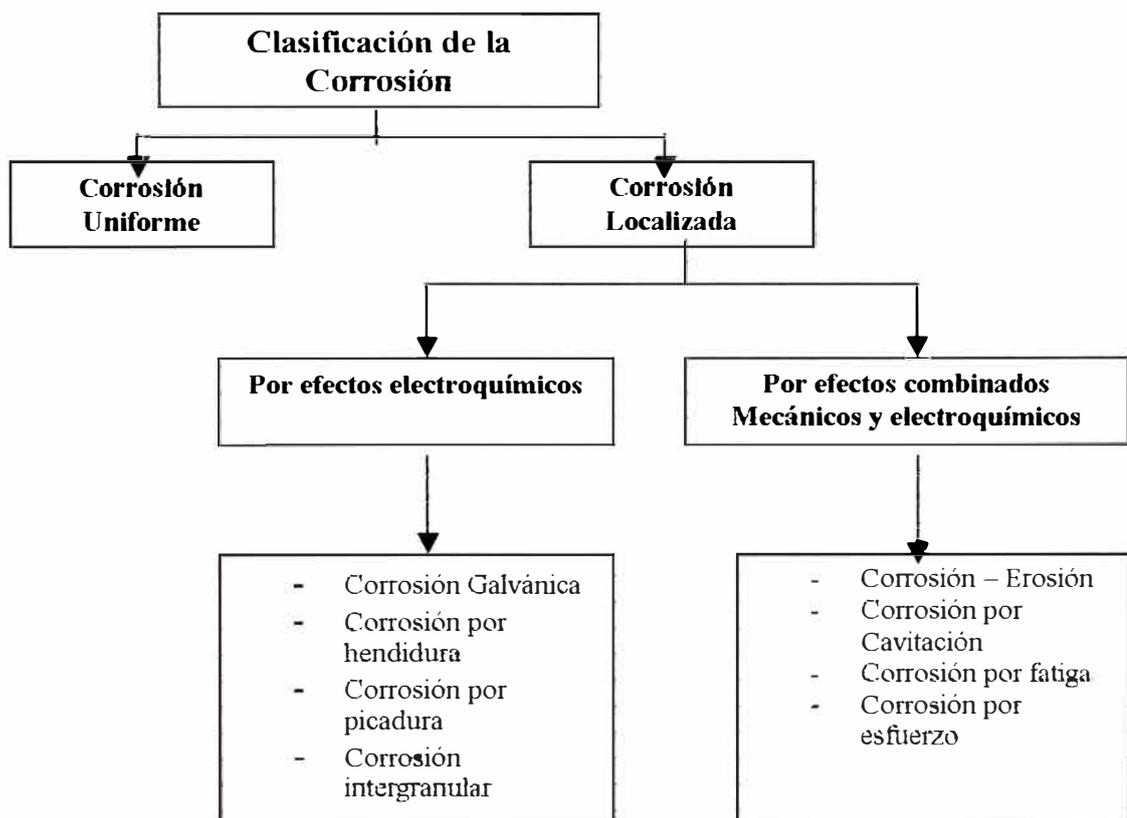
Los daños originados por la corrosión pueden reducirse por diversos métodos de protección, los cuales no son tan conocidos como debieran.

Los mayores ahorros en los costos de la corrosión no provienen de nuevos avances o descubrimientos, sino de un mejor uso de los conocimientos ya adquiridos; recomendándose como medidas fundamentales para la consecución de tal logro lo siguiente:

- Mejor tratamiento de la información sobre corrosión y protección;
- Promover la educación en materia de corrosión, y
- Crear conciencia sobre los riesgos de la corrosión.

3.4 CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIÓN

De acuerdo a la morfología del ataque la corrosión puede clasificarse en:



Existen factores del medio corrosivo como: temperatura, velocidad y concentración de agentes de corrosión, que tienen mucha influencia en la velocidad y tipos de corrosión. Información más detallada al respecto se presenta en el Anexo N°2.

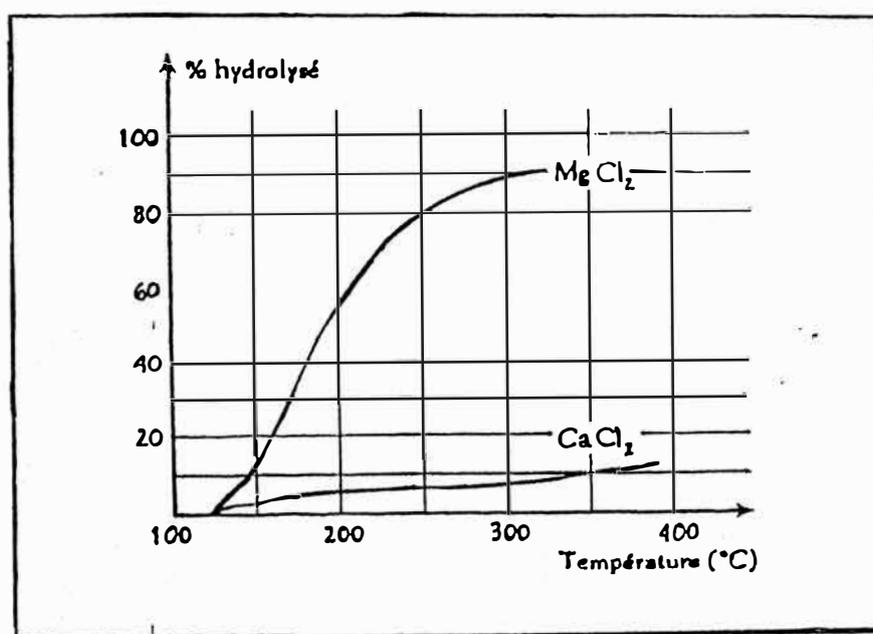
IV. CORROSIÓN EN COLUMNAS DE DESTILACIÓN PRIMARIA DE PETRÓLEO

4.1 PROBLEMAS DE CORROSIÓN

Los problemas de corrosión en la zona superior de las columnas de destilación primaria se deben fundamentalmente, a la acción corrosiva de los ácidos clorhídrico y sulfhídrico en presencia de agua líquida.

Todos los crudos contienen cantidades variables de sales disueltas en el agua que se encuentra presente en el petróleo. De estas sales, los cloruros de Ca y Mg por acción de la temperatura se hidrolizan formando ácido clorhídrico (HCl), como se observa en el Gráfico N°1.

Gráfico N°1: Hidrólisis de los Cloruros de Calcio y Magnesio en Función de la Temperatura



Fuente

Instituto Francés de Petróleo

El HCl seco no es agresivo, pero en presencia de agua al estado líquido es sumamente corrosivo.

Las sales del tipo CaCl_2 y MgCl_2 contenidas en el crudo se hidrolizan a partir de los 250°F , formando HCl gaseoso en los intercambiadores de calor que operan a estas temperaturas o mayores. En los hornos de la Unidad y en las zonas inferior y media de la Unidad de Destilación Primaria no existe agua al estado líquido, por lo tanto no se presenta corrosión por HCl en estos equipos.

En la mayor parte de las Unidades de Destilación Primaria se utiliza Vapor de Agua (inyectado en los fondos de la Unidad y los stripping) como complemento del proceso, el cual a determinadas condiciones puede condensarse dentro de la Columna posibilitando la agresión de HCl. Para que se produzca esta condensación se requiere que la temperatura del tope de la columna esté por debajo del Punto de Rocío del Vapor de Agua. Normalmente la condensación del Vapor debe producirse fuera de la Columna, en los condensadores del tope.

La mayor parte del HCl será eliminado con el agua que se separa y drena en el Acumulador del tope de la Columna, sin embargo la separación no es completa y una pequeña parte de esta puede ser arrastrada en el reflujo al tope. Debido a que el reflujo ingresa a una temperatura inferior a la temperatura del tope, el reflujo no se calienta inmediatamente hasta su temperatura de vaporización y el agua arrastrada permanecerá líquida sobre varios de los primeros platos de la torre absorbiendo más HCl y favoreciendo la corrosión.

Las condiciones de operación en la Unidad de Destilación Primaria deben asegurar que la temperatura del Tope sea superior a la temperatura de Rocío del Agua y no ocurra condensación.

Sin embargo, se puede presentar otro tipo de condensación debido al enfriamiento del Vapor de Agua que asciende por la columna al entrar en contacto con el reflujo interno que se encuentra a menor temperatura.

Esta condensación por contacto (shock) generalmente se produce en la zona de los primeros platos de la columna; para evitar la corrosión en esta zona se instala recubrimiento y platos de Monel.

La corrosión por HCl se ve agravada por la presencia de H₂S, ya que se producen las siguientes reacciones:



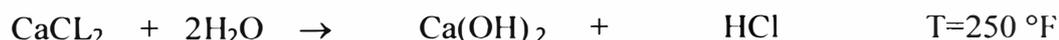
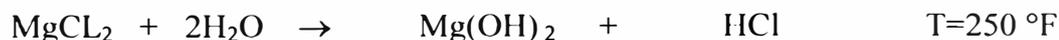
La reacción (2) libera nuevamente al HCl por lo cual la reacción (1) se estimula.

El H₂S es producido por descomposición térmica de los compuestos orgánicos de azufre contenidos en los crudos, como por ejemplo disulfuros y mercaptanos.

4.2 CAUSAS

La formación de los agentes corrosivos en el sistema estudiado se deben principalmente por la hidrólisis de las sales presentes en el agua inherente al crudo a procesarse ó a su contaminación por la línea submarina, en la cual se emplea agua de mar para el desplazamiento; también puede ser resultado de la descomposición térmica de los compuestos de azufre que contiene el crudo.

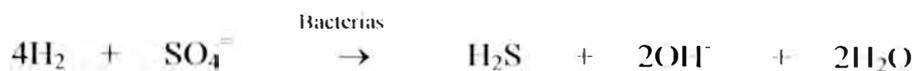
4.2.1 *Generación de Ácido Clorhídrico: Hidrólisis de los cloruros* (ver GráficoN° 1)



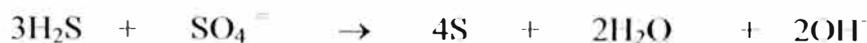
4.2.2 *Generación de Ácido Sulfhídrico: En los yacimientos de Petróleo*

El azufre se origina principalmente de la descomposición de los desechos orgánicos. Con el pasar del tiempo y el hundimiento del petróleo formado en las capas geológicas, el petróleo pierde su azufre en forma de H₂S, el que se encuentra en el gas asociado. Sin embargo un % queda disuelto en el petróleo.

Otro origen posible del H₂S es debido a la reducción de los sulfatos por el H₂ bajo la acción bacteriana de tipo **DESULFOROJO DESULFURICAN**:

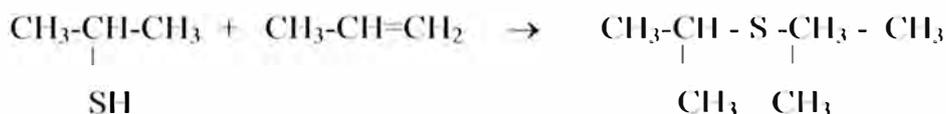


El hidrógeno proviene del petróleo y los iones sulfatos se encuentran en la roca madre. El H₂S así formado puede reaccionar con los sulfatos o constituyentes de la roca madre para formar azufre.



Otro caso puede ser que según las variaciones de las condiciones de temperatura, presión y el periodo de formación del yacimiento, el sulfato reacciona con los hidrocarburos para dar compuestos sulfurados.

Igualmente el H₂S puede reaccionar con los hidrocarburos olefinicos generando sulfuros y otros compuestos de azufre de la siguiente forma:



Estas reacciones pueden explicar el porque de la ausencia de hidrocarburos olefinicos en los petróleos brutos.

4.2.3 Generación de Ácido Sulhídrico: Por Descomposición Térmica

Algunos compuestos de azufre, a partir de 248 °F por efectos de la temperatura, tienden a descomponerse formando H₂S en forma gaseosa.

Existen diferentes tipos de compuestos de azufre, los cuales se pueden clasificar de la siguiente forma:

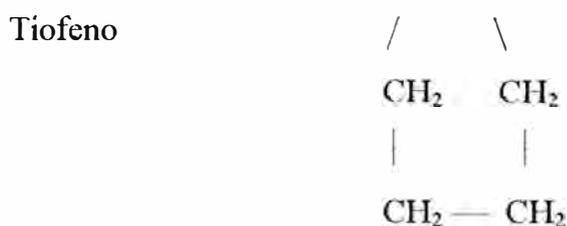
- **Compuestos de azufre inestables térmicamente**

Monosulfuros : $R-S-R$, CH_3-S-CH_3 , $C_4H_4-S-C_4H_4$

Disulfuros : $R-S-S-R$ $CH_3-S-S-CH_3$

- **Compuesto de azufre Estables Térmicamente**

Compuestos cíclicos : S



- **Compuestos de azufre corrosivos**

Ácido Sulhídrico : $H_2 S$

Azufre Libre : S

Sulfuros : $R-S-R$

Disulfuros : $R-S-S-R$

Mercaptanos : $H-S-R$

4.3 MECANISMOS DE CORROSION EN UNIDADES DE CRUDO Y ZONAS DE OCURRENCIA EN EL PROCESO DE REFINACIÓN

Solamente se describirán los mecanismos de los procesos corrosivos que se dan con mayor frecuencia ó tengan mayor implicancias en el proceso de refinación.

4.3.1 Corrosión por H_2S a Alta Temperatura o Corrosión Seca

Es un tipo de corrosión química, debido a que no hay presencia de electrolito (agua). En este tipo de corrosión se produce el ataque directo por parte de los agentes corrosivos H_2S y RSH ($R =$ Cadena carbonada) hacia la superficie metálica que contiene Hierro (Fe). Estos agentes corrosivos provienen del crudo, el cual puede contener grandes cantidades de compuestos de azufre inestables o pueden contener ácidos orgánicos los cuales promueven la liberación de H_2S .

Generalmente para que ocurra este tipo de corrosión se requiere flujos agrios (> 0.5 %S en peso) y procesos de elevada temperatura.

Las reacciones que se presentan en este tipo de corrosión son las siguientes:



A las temperaturas mencionadas el H_2S y el R-SH reaccionan directamente con la superficie metálica.

La delgada capa de FeS formada sobre la superficie metálica reduce la velocidad de corrosión, pero esta se desprenderá por cambios bruscos en condiciones de operación (temperatura y flujo) y aumento de espesor de la capa; así la superficie metálica que contiene Hierro (Fe) llega a estar libre exponiéndose nuevamente al ataque corrosivo de los compuestos de azufre.

El efecto corrosivo es una función de la naturaleza química de los compuestos de azufre y no hay correlación entre el contenido total de compuestos de azufre de una corriente y su corrosividad. La corrosividad de los sulfuros en el crudo o de su fracción depende de el grado de descomposición del compuesto original de azufre:

Compuestos Activos:

Elemental Sulfur



Hydrogen Sulfide



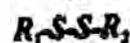
Thiols or Mercaptans



Thiophenols



Disulfides



Compuestos No Activos:

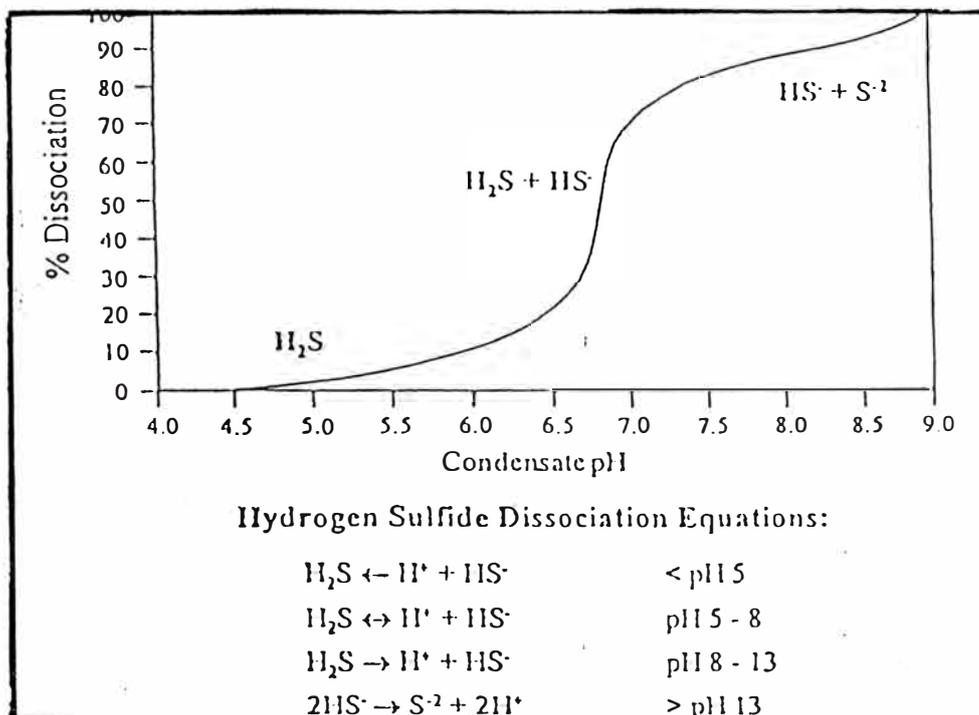


4.3.2 Corrosión por H₂S a Baja Temperatura o Corrosión acuosa

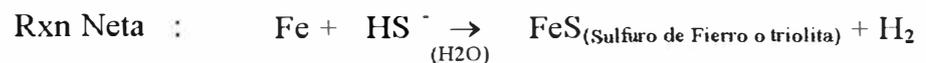
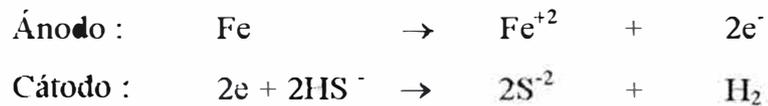
También conocido como Corrosión por Bisulfuros. El H₂S es el más activo de los compuestos de azufre. Como se ha expuesto anteriormente, se encuentra como tal en el crudo o se forma por descomposición térmica. La cantidad de H₂S generado en el Sistema de Destilación no tiene relación directa con la cantidad de azufre total del crudo, sino con la naturaleza de estos compuestos y su capacidad para formar H₂S.

La corrosión del Hierro en presencia de H₂S y agua es dependiente de la disociación de las moléculas de sulfuro de hidrógeno y este depende del pH del medio, pues el H₂S no ataca al metal directamente sino que en el medio acuoso a pH mayor de 5 forman los compuestos Bisulfuros, pero es a pH mayores de 8 donde el efecto corrosivo se acentúa como se observa en el **Gráfico N° 2**.

Gráfico N° 2: Disociación del Sulfuro de Hidrógeno vs pH

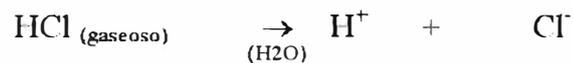


La corrosión por H₂S ocurre cuando el metal es expuesto al gas ácido en presencia de humedad, el ataque es del tipo generalizado, siendo la presencia del sulfuro de Hierro (negro), evidencia definitiva del ataque del H₂S, de acuerdo a la siguiente reacción:



4.3.3 Corrosión por HCl a Baja Temperatura o Corrosión Acuosa (150-250 °F)

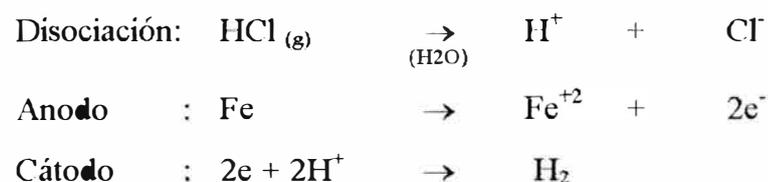
El ácido clorhídrico gaseoso se disocia en el agua líquida. Siendo susceptible de conducir energía eléctrica.



El vapor despojante de la UDP, se condensará disociando el HCl gaseoso, produciendo un ataque severo. Las temperaturas desarrolladas en el proceso, están sobre el punto de rocío del agua. Sin embargo, como quiera que existen reflujos los cuales no alcanzan inmediatamente las temperaturas de operación, podrían causar gradientes de temperatura que provoquen la condensación del vapor.

La mayor parte del agua líquida se produce en el sistema de tope de la UDP, dándose un severo ataque por el HCl. Las primeras gotas de agua condensada generan agua fuertemente ácida. El agua ácida conductora es separada en su mayor parte en los acumuladores. Las posibles cantidades remanentes vuelven a la fraccionadora con el reflujo, produciendo ataque corrosivo de las bombas y tuberías.

Los problemas de corrosión de la UDP por este agente dependen de la cantidad de sales disueltas en el crudo. El mecanismo de reacción es el siguiente:

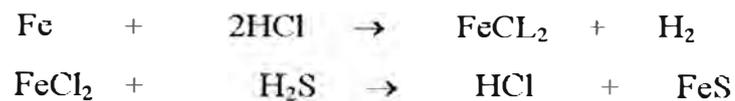


4.3.4 Corrosión por Acción Combinada HCl y H₂S en Medio Acuoso

La corrosión electroquímica (corrosión en presencia de agua) por la acción combinada HCl-H₂S aparece en los Sistemas de Tope de las Unidades de Destilación; afectan condensadores, calentadores, tanques de reflujo, líneas de vapor, reflujo de gasolina y bombas. Su mecanismo de corrosión parece ser complicado por la presencia de ácidos orgánicos ligeros particularmente disueltos en agua.

El HCl y H₂S en presencia de humedad causan una brusca reacción de corrosión especialmente en la vecindad de la zona de condensación (150 – 250 °F).

Esta corrosión se ve acelerada por las siguientes reacciones:



Como se ve, la corrosión no solo es debida a la acción del HCl, sino también a la acción del H₂S. Se da la formación de película negra de FeS y regeneración del agente corrosivo HCl, la presencia del H₂S acelera el proceso corrosivo.

4.3.5 Corrosión por Ácidos Nafténicos

La acción corrosiva de los ácidos nafténicos esta en función de tres factores: concentración, temperatura y acidez. La corrosión por éstos ácidos nafténicos empieza a 437 – 482 °F (rango de temperaturas de ebullición de dicho ácidos) y se incrementa con altas temperaturas hasta cerca de 608°F, a mayores temperaturas el efecto corrosivo disminuye.

Los ácidos nafténicos de la gasolina tienen alta acidez, pero el contenido es pequeño, y los del crudo tienen baja acidez pero su contenido es alto.

Los más peligrosos ácidos nafténicos están contenidos en el Kerosene y las fracciones gaseosas, porque los equipos en contacto con esas corrientes líquidas se

corroen mas debido a que el naftenato de Fierro producido en la superficie del material es fácilmente disuelto por hidrocarburos.

Este tipo de corrosión se da cuando el número de acidez del flujo es > 0.5 mg KOH / g Crudo y a temperatura de proceso mayores a 437 °F, siendo acelerado por las altas velocidades y condiciones turbulentas. Se estima que este tipo de corrosión se da en los siguientes equipos: intercambiadores de precalentamiento de crudo, sección fondo de la columna, tubos del horno, sección flash de la Unidad de Destilación, bandejas y casco correspondiente a la sección del Kerosene de la Unidad de Destilación Primaria.

También cabe mencionar que la corrosión ocurre naturalmente con ácidos orgánicos altos $R(CH_2)_2COOH$, $R = 5$ anillos, medido por TAN (número de acidez total, mg KOH / gr de crudo). La velocidad de corrosión se acelera por el incremento del número de acidez, temperatura, velocidad y contenido de azufre. La reacción es directa con el Fierro es la siguiente:

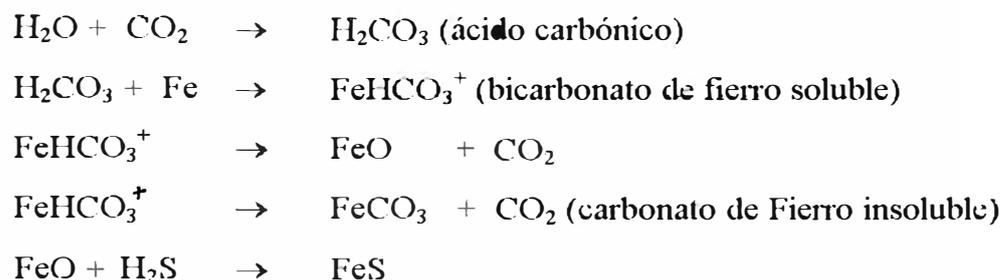


4.3.6 Corrosión por CO₂

El CO₂ se genera en el sistema debido a la descomposición de los carbonatos presentes en el crudo.

En presencia de CO₂ y agua se formará ácido carbónico H₂CO₃ el cual acidifica el medio incrementando su corrosividad. Este ácido atacará al Fierro y formará un compuesto de Bicarbonato de Fierro soluble (FeHCO₃⁺), el cual al calentarse liberará CO₂ y óxido de fierro (FeO) ó CO₂ y carbonato de fierro soluble (FeCO₃). En presencia de H₂S éste reacciona con el oxido de fierro y forma sulfuro de fierro.

El mecanismo de acción es el siguiente:



4.3.7 Corrosión por O₂

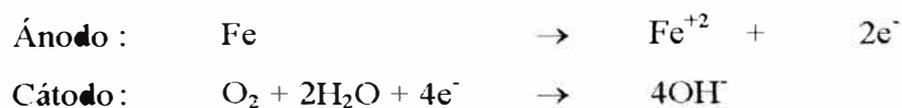
La corrosión por oxígeno no es común en sistemas de gases ácidos a menos que haya la posibilidad de difusión del aire en el sistema o si alguna reacción del sistema produzca oxígeno. Es uno de los mecanismos de corrosión que está siendo actualmente estudiado, en la cual intervienen agentes oxidantes.

Es necesario anotar que el oxígeno puede encontrarse presente en los crudos ya sea disuelto en el mismo o por un prolongado contacto con el aire, por contacto con agua aireada en las desaladoras, o también puede ingresar al sistema debido al mecanismo de trabajo de las bombas centrífugas.

El oxígeno es un agente muy corrosivo, causa corrosión severa a muy bajas concentraciones (0.1 ppm a 1 ppm), y si se encuentra presente el CO₂ y el H₂S la corrosión se incrementa mucho más.

Asimismo el oxígeno puede provenir del agua emulsionada en el crudo, la cual tiene oxígeno disuelto, cuya solubilidad es función de la presión y temperatura contenido de cloruros. El oxígeno es menos soluble en agua salada que en agua fresca.

El mecanismo de reacción es el siguiente:



4.3.8 Corrosión Bajo Depósitos

Se presentan por acumulación de sales, productos de corrosión permeables y sedimentos que crean una condición estancada debajo de ellos.

El ánodo siempre será: $\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{+2} + 2\text{e}^-$

y la reacción catódica dependerá del pH del medio y de los agentes corrosivos predominantes:

En presencia de HCL : $2\text{H}^+ \rightarrow \text{H}_2$

En presencia de H₂S : $2\text{HS}^- \rightarrow 2\text{S}^{-2} + \text{H}_2$

V. CORROSIÓN EN LA UDP DE LA REFINERÍA CONCHAN (RFCO)

5.1 ANTECEDENTES

Para poder comprender como se ha desarrollado el proceso corrosivo fue necesario investigar los antecedentes de corrosión de la UDP

5.1.1 Crudos procesados (años 1998- mayo 2001)

El estudio de la información recopilada de los crudos procesados en el período señalado, tuvo como finalidad determinar su carácter corrosivo. Los datos recopilados pueden encontrarse en el Anexo N° 3. La recopilación de datos de crudos tuvo por finalidad conocer la variedad de crudos procesados por la refinería durante los años 1998 al 2001, por no encontrarse datos de años anteriores. Esto permitió evaluar los principales componentes corrosivos y seleccionar los métodos de ensayos normalizados para los análisis en laboratorio.

- Durante los años 1999, 2000 y parte del 2001 la refinería procesó crudos con un promedio de 20 a 25 °API. La UDP fue diseñada para procesar crudos de 41 °API.
- En lo que respecta al contenido de sales del crudo de planta se observa gran variedad de valores, encontrándose éstos entre 13.1 y 52.27 Lb/MB. De acuerdo al manual de operaciones de la refinería se establece que el máximo valor debe ser 20 PTB, por no contar con un sistema de desalado de crudo, lo cual evidencia una de las principales causas de su permanente corrosión por la formación de ácido clorhídrico debido a la hidrólisis de las sales.
- La evaluación del contenido de azufre en el crudo no es rutina del laboratorio de la Refinería, por ello solo se cuenta con dos datos correspondientes al año

1999. Sin embargo se tiene valores característicos de los crudos procesados por ejemplo $\%S_{\text{masa}} \text{ Crudo OXY} = 1.30$. No hay un parámetro de operación del contenido de azufre en la refinería. Según bibliografía, el punto crítico entre la corrosividad y la no corrosividad de los crudos varia entre 0.5% a 1.0% S_{masa} . Sin embargo, algunos crudos con menos de 0.5%S son corrosivos y otros con 1.0%S no lo son. Esto es debido a que la producción de H_2S depende del tipo de compuestos de azufre que contiene el crudo, por ello se requiere de ensayos experimentales a nivel laboratorio para la determinación de H_2S desprendido hasta 650 °F (Temperatura máxima del sistema).

5.1.2 Mediciones de Velocidades de Corrosión, pH, Fe, Cl- en el Sistema de Tope de la UDP (año 1 998 a mayo 2 001)

Por lo explicado anteriormente los componentes ácidos se encuentran en el agua presente en el Sistema de Tope de la UDP, un bajo valor de pH representa un medio muy corrosivo a los aceros al carbono. Por ello, la recopilación de esta data permitió evaluar la eficiencia del Sistema de Control de la Corrosión empleado y avance de la corrosión en el Sistema de Tope de la UDP. Estos datos se presentan en el Anexo N° 4.

- Se observa que las velocidades de corrosión en el sistema de tope son variables, algunos son valores elevados como 70 MPY, siendo el valor recomendado para las condiciones de operación de la Refinería 10 MPY, por no contar con una desaladora. Sin embargo para crudos desalados se recomienda mantener de 2 - 3 MPY (Ref. dada por TRETOLITE COMPANY Divisions of Petolite Corporation), valores altos a éstos indican serios problemas de corrosión.
- En cuanto a los valores de pH se mantuvieron valores entre 5.5 y 7 siendo el rango recomendado entre 6 y 6.5.
- Los valores de Fe reportados en muchas ocasiones fueron elevados, siendo el máximo valor obtenido 69.5ppm. Sin embargo, en Refinerías se recomienda

concentraciones de 5 ppm (se debe tener en cuenta el volumen de agua condensada en el sistema de Tope).

- Y por último, los reportes de laboratorio en cuanto a los cloruros, alcanzan como máximo valores de 2 400ppm, y teniendo como promedio 1 000ppm.

5.1.3 Data Histórica de los Problemas de Corrosión en la UDP-RFCO (años 1985 a mayo 2001)

El resumen de todas las ocurrencias se presentan en el Anexo N° 5. Puede concluirse que los problemas de corrosión en el Sistema de Tope de la UDP han sido frecuentes por lo que se urge la implementación de técnicas para su mejor control. Las zonas más críticas son el tope de la UDP y los equipos del circuito de gasolina.

El análisis de la información recopilada y los resultados de las inspecciones efectuadas desde el año 1 985 a mayo del 2 001, nos muestra los daños físicos más comunes por causa de la corrosión en el sistema de la UDP, la cual permitió identificar las zonas críticas de corrosión para su posterior monitoreo y evaluación.

- Se observa que en los años 1 997 a 1 999 se han registrados mayores daños. En lo que respecta al año 1 997 no se ha encontrado reportes de análisis de laboratorio, por lo tanto no se puede determinar la causa predominante de la corrosión. Sin embargo en el año 1 999 podemos observar que el crudo procesado reporta altos contenidos de sales, mayores a 20 PTB (valor recomendado por la RFCO), este efecto tuvo como consecuencia reemplazos de copas y platos N° 31 y 32 además de otros problemas mencionados en dicho anexo.
- Para el año 2 000 podemos concluir que los niveles de sales en promedio se encontraban dentro de los límites permisibles, y el porcentaje de agua y sedimentos regularmente bajo (aproximadamente 0.05%). En este año no se registró gran número de problemas por corrosión como en años anteriores.

- En el año 2001, el crudo procesado tuvo mucha variación en cuanto a su contenido de sales, llegando a registrarse hasta 52.27 PTB; en lo referente al BSW se mantuvo dentro del límite (0.05%), pero cabe destacar que la necesidad de reemplazar la cúpula superior y 10 platos, no se debe exclusivamente a la acción de estos dos factores, en el periodo mencionado; también se encuentran involucrados los anteriores años de operación en las cuales también procesaron crudos con elevados contenidos de sales, BSW y azufre.
- Con respecto a las condiciones de operación fijadas, se observa que la temperatura del reflujo de gasolina ha disminuido; inicialmente era alrededor de 170°F y a partir del año 2000 disminuyó hasta 70°F, la cual podría implicar condensación por contacto, debido al enfriamiento del vapor de agua que asciende por la columna al entrar en contacto con el reflujo de gasolina que se encuentra a menor temperatura. El reflujo no se calienta inmediatamente hasta su temperatura de vaporización y el agua arrastrada permanecerá líquida sobre varios de los primeros platos de la columna, absorbiendo más HCl y favoreciendo la corrosión.

5.2 ADITIVOS QUÍMICOS DOSIFICADOS EN EL SISTEMA DE TOPE

5.2.1 Introducción

El método más común para atacar los problemas de corrosión en las refinerías es el tratamiento con aminas orgánicas neutralizantes, estos compuestos tienen características fuertemente básicas los cuales neutralizan los ácidos en los Sistemas de Tope. Además de aminas neutralizantes se dosifican inhibidores filmicos los cuales proveen una capa protectora que impide el ataque de los ácidos presentes.

Anteriormente en la UDP – RFCO se dosificaba amoniaco en lugar de la amina neutralizante. La amina neutralizante tiene las siguientes ventajas frente al amoniaco:

- La neutralización con amoníaco forma depósitos de sales como el NH_4Cl , estos depósitos en presencia de agua conducen a picaduras, especialmente en presencia de H_2S . Estas sales son más difíciles de remover que las sales formadas por las aminas.
- Usando amoníaco el valor de pH en el punto de rocío es hasta 3 puntos en valor más bajos que el detectado en el drum V-1, debido a la preferencia que tiene el amoníaco por distribuirse en las fase gaseosa. Si consideramos que en el drum se espera tener valores entre 6 y 6.5, esto quiere decir que en el punto inicial de condensación (punto de rocío) el pH se encontrará entre 3 y 3.5, lo cual es un medio ácido fuertemente corrosivo.
- Se debía tener un control minucioso en la dosificación del amoníaco porque una pequeña sobre dosis, eleva el valor del pH en el acumulador aproximadamente hasta 10, provocando corrosión por compuestos Bisulfuros, generando FeS , la cual a estas condiciones es insoluble en el medio alcalino, dicho compuesto puede tener características protectoras o generar corrosión bajo depósito dependiendo de los factores del medio.

5.2.2 Productos Dosificados Actualmente

Los productos dosificados desde el año 1 997 a la actualidad son del tipo inhibidor y protector como lo muestra el Cuadro N°10.

Cuadro N°10: Aditivos Dosificados a la UDP (años 1997 – 2001)

Producto Químico	Función	Dosificación Año 1997	Dosificación Año 1999	Dosificación Año 2001
RN-23	Amina Neutralizante Soluble en agua	0.9GPD diluido a 10% Caudal: 0.4GPH	5 GPD (puro) Sol al 50%	Fuera de Servicio
HI-4243	Amina Neutralizante Soluble en agua	Sin dosificación	Sin dosificación	Sol al 50%
IPC-2025	Amina Filmica Soluble en Hidrocarburo	0.6GPD diluido a 25% Caudal: 1 GPH	2gal/día (puro) Sol al 20%	Sol al 10%
HI- 1608	Amina Filmica Soluble en agua	Sin dosificación	5 L en cilindro de 50 gal	5 L en cilindro de 50 gal

La cantidad dosificada de estos productos depende de la carga procesada en la UDP y su contenido de sales. Para la evaluación del trabajo de dichos productos químicos se tomará como referencia los resultados de los análisis de agua condensada en el acumulador V-1 (pH, cloruros y Hierro).

Estos productos son dosificados en el sistema de tope para controlar la corrosión originada por los compuestos ácidos como el HCl y H₂S, los cuales atacan el material de acero al carbono especialmente el tope de las Columnas de Destilación. A continuación se detalla los productos químicos mencionados:

5.2.2.1 Amina Neutralizante HI-4243

Es una mezcla de aminas orgánicas solubles en agua las cuales pueden ser usadas en unidades de fraccionamiento de crudo u otros sistemas donde existen problemas de corrosión causados por la presencia de componentes ácidos, tal como HCl, H₂S y ácidos orgánicos. En las hojas técnicas del producto (Anexo N° 6) se menciona que HI-4243 produce sales higroscópicas, las cuales tienen bajo punto de fusión y no causan problemas de ensuciamiento en los intercambiadores de calor del Sistema de Tope.

Actualmente este producto es mezclado con agua en la siguiente proporción: 25 gal de agua blanda más 25 gal de amina Neutralizante HI-4243 (solución al 50% en volumen de amina)

Cuadro N° 11: Propiedades Físicas de HI-4243

Apariencia	Líquido Ambar
Gravedad Específica 20/20	0.9986
Solubilidad	Agua 100%
Número de Neutralización	1.74 Lbs HI-4243/Lbs HCl
pH	14
Densidad	8.2-8.4 Lb/Gal
Punto de Congelamiento	No determinado
Temperatura de emanación de vapores tóxicos	131 - 149 °F
Viscosidad a 140 °F	2.4 cps

Nota: Datos obtenidos de Hoja Técnica.

El punto de inyección de la amina neutralizante se encuentra en la salida de Vapores de Gasolina de la UDP donde la temperatura en el punto de inyección debe ser mayor que la temperatura de rocío del sistema.

El régimen de inyección varía lo necesario para mantener el pH del agua decantada en el acumulador de tope V-1, en el rango de 6 a 6.5.

La cantidad de amina a dosificar depende de las sales en el crudo de alimentación y el volumen del crudo procesado, tomando en cuenta únicamente la hidrólisis de las sales para la generación de HCl.

5.2.2.2 Amina Fílmica IPC-2025

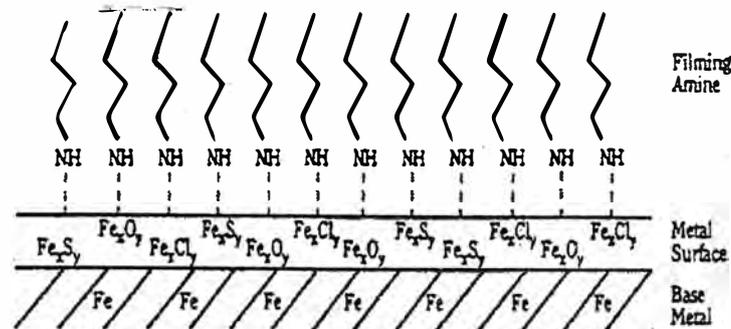
La amina fílmica provee al material metálico de una capa monomolecular que sirve de barrera entre la superficie del metal y el ambiente corrosivo.

Es una amina soluble en hidrocarburos, no volátil, que actúa como inhibidor de corrosión de origen orgánico, diseñado para ser usado en sistemas de fraccionamiento de hidrocarburos. De acuerdo a su hoja técnica (Anexo N°6), el producto químico presenta una excelente solubilidad en hidrocarburos ligeros, forma una película tenaz insoluble en agua sobre la superficie del metal para inhibir la corrosión por cloruros, sulfuros y ácidos orgánicos.

Este producto es mezclado con Kerosene en la siguiente proporción: 5 gal de amina Fílmica IPC-2025 más 45 galones de Kerosene (solución al 10% en volumen de amina)

- a) *Mecanismo de acción:* Estas sustancias son orgánicas y tienen en un extremo de la molécula del tipo hidrófilico que se une al metal por adsorción y otro extremo lipófilico, y por lo tanto repelente al agua, que es el que está en contacto con ella. Se podría decir que su acción funciona como si se encerara la superficie metálica en contacto. La película del inhibidor es más persistente en un rango de pH neutro.

Diagrama N° 5: Formación de la Película Protectora



b) *Propiedades de un buen inhibidor filmico:*

- Ser fácilmente arrastrable por el vapor de tope
- Ser estable a las temperaturas y presiones del Sistema de Tope
- Formar película polares delgadas
- No interferir con otros tratamientos (aminas neutralizantes)
- No disminuir el paso del calor
- Eliminar películas corrosivas previas al tratamiento

c) *Tipos de inhibidores por acción filmica :*

Los requisitos del punto b) los reúne la familia de las decilaminas.

- Octadecilamina $C_{18}H_{37}NH_2$, en la practica es la que da mejor resultados; son cerosas muy dispersables.
- Acetato de Octadecilamina mas emulsionante
- Hexadecilamina $C_{16}H_{33}NH_2$
- Dioctadecilamina $C_{36}H_{74}NH_2$

d) **Dosificación:**

La aminas filmicas como no reaccionan como aquellas aminas neutralizantes, su uso proviene de la práctica. Son estables hasta los 1000 °F, puede haber ruptura de la película de amina filmica y formación posterior de sedimentos.

Cuadro N° 12 :Características Generales

Aminas Fílmicas	Observaciones
Mecanismo	Absorción de una película delgada invisible
Tipo	Inhibidor orgánico
El espesor de la película es	Sólidos suspendidos en el agua
Función de:	Productos de corrosión
	Crecimiento bacterial
	Impurezas de componentes
	Degradación del inhibidor
Problemas de usar inhibido	Foaming, Emulsión. Pluggin
	Trasferencia de calor

Cuadro N° 12a : Propiedades Físicas de IPC 2025

Amina Fílmica	Características
IPC 2025	<ul style="list-style-type: none"> - Es un aceite soluble, no volátil. - Inhibidor de corrosión fílmico orgánico. - Excelente solubilidad en hidrocarburos ligeros. - Forma una película tenaz insoluble en agua sobre el metal. - Inhibe la corrosión por cloruros, sulfuros y ácidos orgánicos.
Apariencia general	Líquido marrón oscuro
Densidad (lbs/gal @ 60 oF)	7.48
Punto flash (oF)	132
Viscosidad @ 60°F	311 cps
Solubilidad	Propano
Punto de Inyección	Línea de vapor de Tope de la UDP

Nota: Datos de la hoja Técnica

5.2.2.3 Amina Fílmica HI-1608

Inhibidor fílmico soluble en agua el cual es usado para atacar el problema de corrosión cuando el agua condensa antes que el hidrocarburo.

Se recomienda su uso cuando existe una contribución importante en el proceso corrosivo del CO₂ y cuando la condensación del agua en el sistema de tope ocurre primero, el dióxido de carbón tiende a formar carbonatos, los cuales se depositan sobre la superficie metálica originando corrosión bajo depósito.

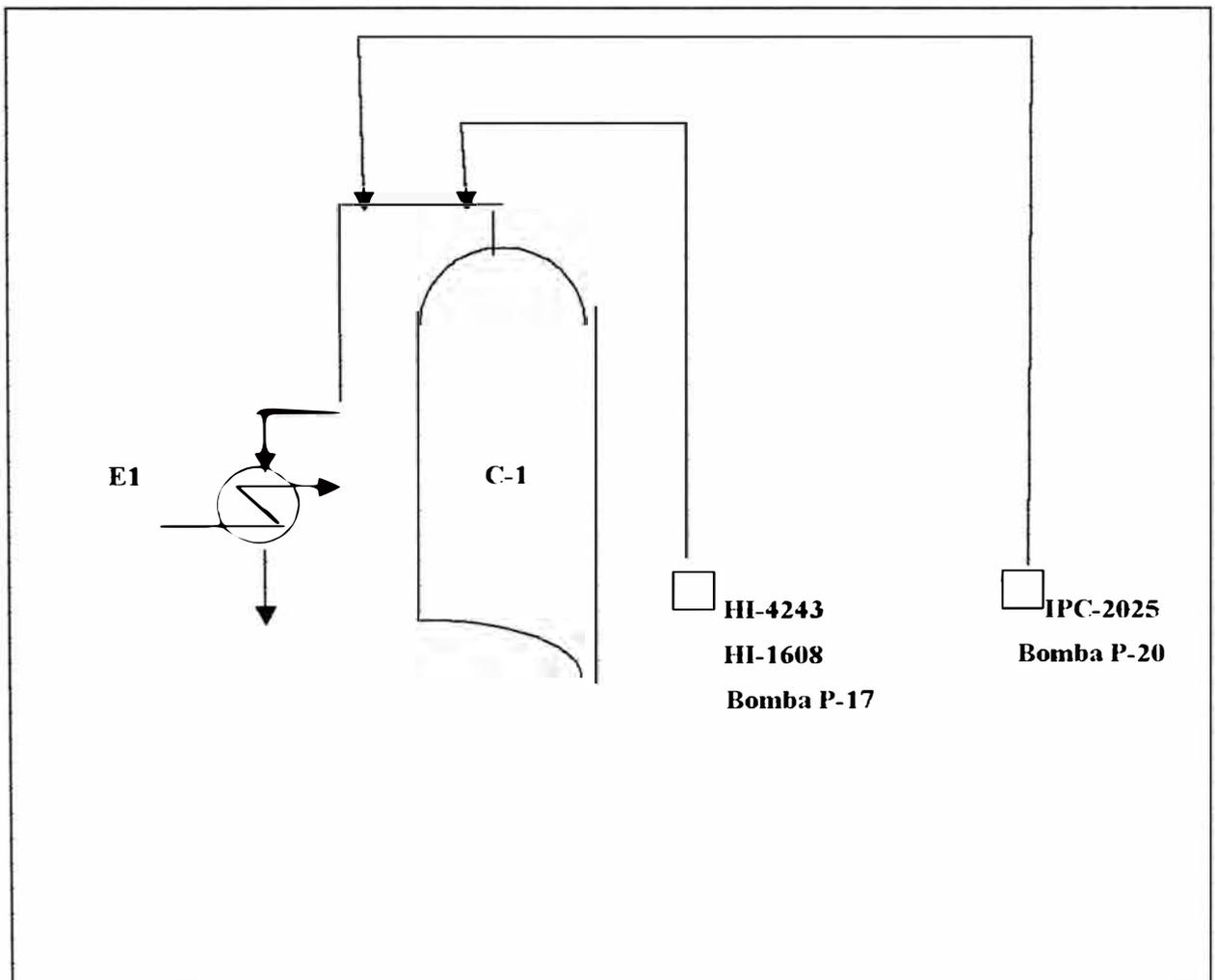
Esta amina se dosifica junto con la amina HI-4243 en 5lt por tanque dosificador (Capacidad del tanque dosificador = 50 galones)

5.2.3 Sistema de Dosificación

La amina neutralizante HI-4243 y la amina filmica HI-1608 se mezclan en un cilindro de acero inoxidable y luego son inyectadas al tope de la UDP por medio de la bomba P-17 , mientras que la amina filmica IPC-2025 es dosificada por medio de la bomba P-20 como se observa en el Diagrama N° 5a.

Esto se debe a que tanto la amina neutralizante HI-4243 y la amina filmica III-1608 son solubles en agua, y la amina filmica IPC-2025 es soluble en hidrocarburos.

Diagrama N° 5a: Sistema de Dosificación de Productos Químicos a la UDP



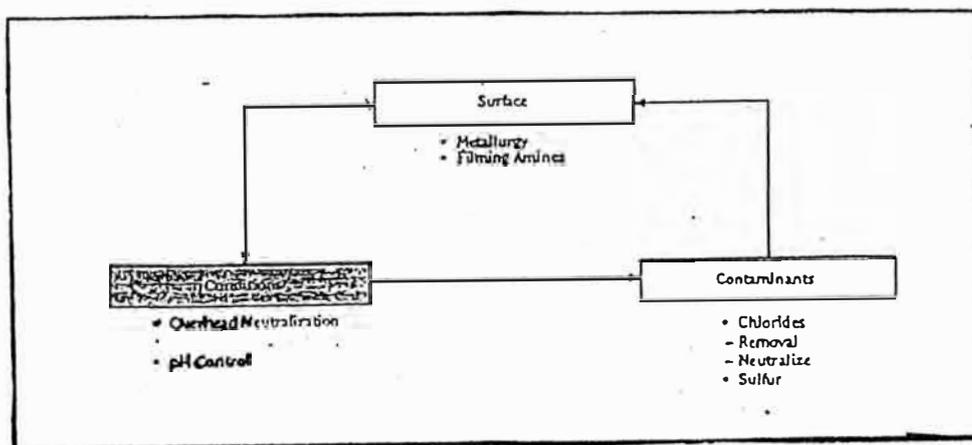
5.3 Control de Corrosión en el Sistema de Tope de la UDP

El sistema actual se basa en los siguientes procedimientos:

- Dosificación de Amina Neutralizante en el Sistema de Tope para neutralizar el HCl generado
- Dosificación de amina Filmica, para crear una capa monomolecular protectora sobre el metal, el cual impide el contacto entre los agentes corrosivos y el metal
- Medición de pH de condensados en planta cada 2 horas con papel indicador y en laboratorio 3 veces por día con plímetro Digital, para evaluar el trabajo de la amina Neutralizante.
- Medición de Fierro (no es análisis de rutina) en condensados para evaluar el grado de disolución del metal en el medio.
- Medición de cloruros como indicador de la de ácido clorhídrico en el sistema.
- Mediciones de velocidades de corrosión para evaluar el grado de desgaste del material.

Todas las actividades mencionadas se resumen en el **Diagrama N° 6**.

Diagrama N° 6: Sistema Actual del Control de la Corrosión - RFCO



5.4 CONCLUSIONES DE LOS PROBLEMAS DE CORROSION DE LA UDP EN LA RFCO

- Durante los años 19985 a mayo 2001, la UDP operó mayormente fuera de los parámetro establecidos para minimizar los efectos corrosivos.
- La zona crítica de incidencia de los procesos corrosivos se localiza en el Sistema de Tope de la UDP .
- Los problemas de corrosión que ocurren en RFCO son muy críticos, eso se comprueba con el deterioro, mantenimiento y reemplazo continuo de equipos.
- Actualmente no se toma en cuenta la presencia de H₂S generado en el sistema, para la dosificación de la amina neutralizante, es por ello que en ocasiones a pesar de dosificar las cantidades teóricas de HI-4243 no se logra llevar el valor de pH en el acumulador al rango recomendado (6-6.5), donde se supone que el efecto corrosivo del medio es mínimo.
- El sistema de control de corrosión esta basado en acciones correctivas después de iniciado el proceso corrosivo (luego de medir pH, Fe y cloruros) lo cual lo hace deficiente.
- Las acciones correctivas se realizan en forma manual (manipuleo de carrera de bomba), de preferencia debería implementarse un sistema automático de control (pH en línea, instalado en el Sistema de Tope), el cual se encuentre conectado con la bombas dosificadoras de productos químicos.
- La Unidad de Destilación Primaria ha sufrido diversas modificaciones, con respecto a su diseño original, con el objetivo de incrementar su capacidad de procesamiento, tal como se detalla en los puntos 2.1 y 2.2 y 5.1.

Entre las modificaciones más resaltantes tenemos: la disminución de la temperatura del reflujo de gasolina de 170 a 70 °F, la cual podría originar condensación por contacto produciendo agua líquida ácida en el Tope de la UDP, desatando un proceso corrosivo severo.

VI TOPE RETIRADO DE LA UDP-RFCO

6.1 ANTECEDENTES

Actualmente la UDP está operando con un nuevo tope que posee las mismas características técnicas metalúrgicas del tope original, la cual fue retirada por su alto grado de deterioro debido a los efectos corrosivos. Estos dos Topes, el actual y el retirado (que denominaremos TR), difieren en la forma de la cúpula, la original era de forma esférica y la actual es de forma torisférica. Como resultado se tiene que la distribución de la presión en el tope no corresponde a la de diseño, pero que no tiene ninguna incidencia en el proceso de destilación.

El cambio se llevó a cabo el 24 de mayo del año 2 001 por haberse detectado 5 puntos de fuga de vapor en el casco, entre las zonas comprendidas del plato 32 y plato 31 originados por problemas de corrosión, las cuales no pudieron ser soldadas o cubiertas por una plancha metálica, porque la columna había sido parchada varias veces debilitándola. La sección cambiada comprende la cúpula y la zona que corresponde a los 10 platos siguientes, por ser la que ofrecía mayor facilidad para el corte (primer cordón de soldadura)

Los antecedentes de corrosión sobre esta sección retirada (TR) y equipos adyacentes se presenta en el **Anexo N° 5**. La cúpula, casco, platos, copas de 10 platos superiores, distribuidor de tope, línea de salida de gases de tope, tubo colector y tubería de reflujo, son las zonas más susceptibles a la acción de corrosión, tanto uniforme (debido a la pérdida de espesor), como corrosión localizada (presencia de perforaciones, picaduras y superficies irregulares).

Las copas de los platos superiores (32,31,30) han sido cambiados con frecuencia debido a su deterioro por la corrosión.

El tubo colector de tope colocado en febrero de 1 998 fue retirado en mayo del 2 001 debido a perforaciones, es decir, esta tubería tuvo sólo un tiempo de vida útil de aproximadamente 3 años.

El casco de la UDP fue reforzado en más de una oportunidad debido a la disminución del espesor ó presencia de fisuras.

6.2 INSPECCIÓN VISUAL DEL TOPE RETIRADO

Las actividades presentadas se fundamentan principalmente en observaciones visuales, las cuales depende exclusivamente de las coloraciones y formas de los depósitos encontrados. Es importante resaltar que las tonalidades de los colores cambian a medida que el tiempo transcurre, por interacción con el medio ambiente (reaccionan con el oxígeno del aire). Para dicho efecto se reportan las fechas exactas de estas inspecciones.

Las actividades realizadas fueron las siguientes:

- Inspección visual: para observar los productos de corrosión formados y las características de la superficie metálica.
- Selección y Tomas Fotográficas: como testimonios de la formación y coloración de los productos de corrosión.
- Calibración de espesores: para evaluar el efecto de la corrosión uniforme.

6.3 REPORTE DE LA INSPECCIÓN VISUAL.

Cuadro N° 13: Inspección Visual de los platos

N° Plato	Observaciones
28	Películas discontinuas color naranja y verde fuertemente adheridas. Debajo una película negra.
26	Película negra suelta. Debajo película color naranja y amarillo fuertemente adheridos.
25	Película negra en forma de polvillo y debajo película color naranja y amarillo. En la parte inferior del plato se observo ampollas y productos de corrosión de color negro impregnados en el material.
24	Se observa película negra suelta y porosa, fácil de desprender. Película discontinua de color naranja. En la unión de la cruceta y el plato se observó película color amarillo verdoso y debajo película negra.
23	Presenta gran cantidad de sedimentos y película negra de distribución uniforme, la cual se desprende con facilidad.

Cuadro N° 13a: Inspección Visual de las Copas

N° Plato	Observaciones
32	Totalmente deterioradas, sin dientes y gran parte de la superficie corroída . Productos corrosión color naranja con características brillantes Los pernos se encontraron desgastados.
28	Película color negro fuertemente adheridos en algunas zonas y en otras película color naranja.
27	Se observó las primeras copas con coloraciones rojizas y dientes rotos
26	Película negra suelta y debajo películas color naranja y amarillo fuertemente adheridas. Algunas de las copas estaban dañadas (sin dientes), con productos de corrosión color naranja adheridos fuertemente. Las copas presentaron también manchas amarillas especialmente en los pernos.
25	Se observó coloración naranja en forma de pequeños puntos en las copas más cercanas al manway, el resto de copas presentó una capa verde.
24	Costras de color negro y sobre ellos productos de corrosión color naranja . También se observó acumulación de depósitos debajo de los dientes.
23	Productos de corrosión de color naranja en forma de puntos. Capa negra no uniforme y productos de corrosión color amarillo en los dientes. Las ranuras entre los dientes estaban totalmente llenas de estos productos de corrosión (negro, amarillo y verde) y sedimentos.

Cuadro N° 13b: Inspección Visual del Casco

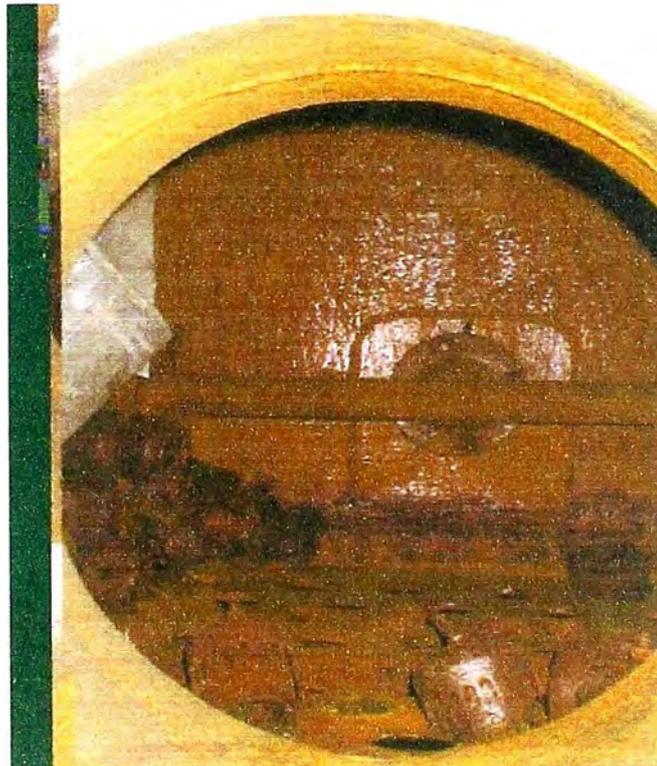
N° Plato	Observaciones
Cúpula	Agrietada. La superficie presentaba productos de corrosión color naranja. Grietas de color amarillo con pequeños puntos negros. Las grietas se iniciaban en la parte más alta .
Distribuidor de Tope	Se detecto punto de condensación sobre la superficie.
Colector de Tope	Presenta elevado desgaste, en algunas zonas presentó rajaduras y perforaciones de aproximadamente 3cm de longitud. No se encontraron deposiciones.
Entre platos 30-29	Película color amarillo fuertemente adherida. La sección más cercana al plato 30, presenta coloración naranja y ligera coloración verde, todos ellos fuertemente adheridos. Se observaron cavidades en el material.
Entre Platos 29-28	Películas color naranja, amarillo y negro fuertemente adheridas en toda la superficie.
Entre platos 28-27	Capa discontinua de color verde adherida superficialmente fácil de desprender, debajo de ésta existe una película negra fuertemente adherida discontinua.

Continuación Cuadro N° 13b

	También se observaron zonas con películas color naranja y debajo de estas se observó también películas negras. Se observó cavidades en el material.
Entre Platos 27 – 26	Productos de corrosión color verde adheridos superficialmente y debajo de película negra. En la zona mas cercana al plato 27 se observó una franja de productos de corrosión color naranja
Entre Platos 26 – 25	Ampollas de color negro, debajo de estas se encontró de color naranja.
Entre Platos 25 – 24	Ampollas color naranja y debajo una película negra continua.
Entre Platos 24 – 23	Película negra porosa, pero continua en toda la superficie y puntos de color verde

6.4 TESTIMONIOS FOTOGRAFICOS DEL TR

FOTOS N°1



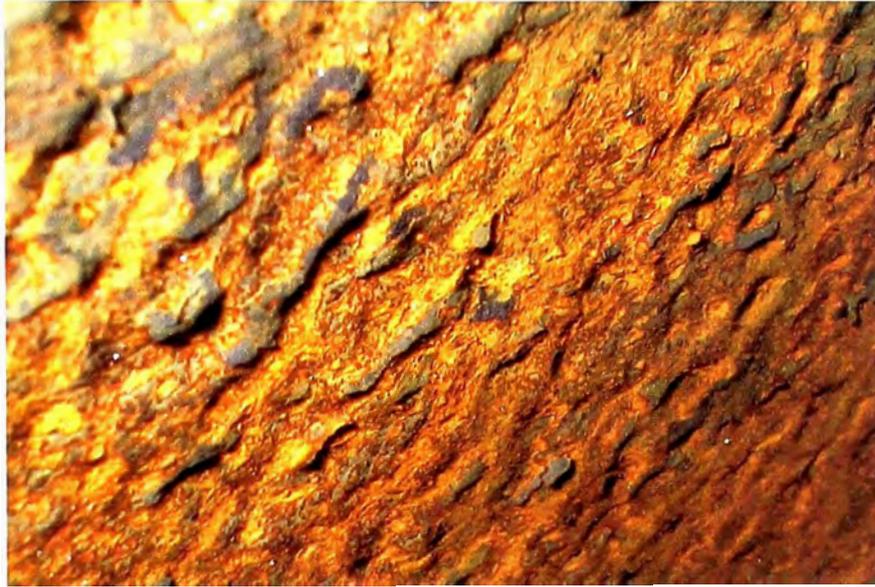
Colector de Tope



Copa Deteriorada Plato32



Bajante del Plato 32: Se observa superficie rugosa.



Bajante del Plato N° 32



Bajante: Plato 31



Copa del Plato 26



6.5 CALIBRACIÓN DE ESPESORES

Para la calibración de espesores, se siguió la metodología empleada por el área de mantenimiento de la Refinería.

6.5.1 Procedimiento

- Se lijó la superficie (lija 40), con la finalidad de remover los productos de corrosión y restos de hidrocarburo sobre la superficie a calibrar.
- Se colocó sobre la superficie limpia, una determinada cantidad de grasa para facilitar la medición y evitar dañar el palpador (sensor) del equipo de calibración. Se calibró el equipo a un valor de 5.0 mm de espesor.
- Finalmente, se colocó el palpador sobre la superficie limpia con grasa y se procedió a leer el valor medido directamente en milímetros.

Cuadro N° 14: Características Principales del Calibrador de Espesores

Características del Equipo	
Precisión de Medición	0.1 ± 0.05
Rango de medición	1.2 hasta aproximadamente 300mm en acero. El rango límite depende del material y de la atenuación del sonido en el material a ser medido
Temperatura Ambiente Permitida	14 a 122 °F
Curvatura Superficial permitida en el material a medir	Radio de curvatura >10 mm
Método de medición Estándar de referencia	Método del pulso con tiempo de transmitancia digital 5.0 +/- 0,05 mm

Para determinar el número de puntos a calibrar por zona, se consideró calibraciones realizadas anteriormente en la UDP.

- Para el casco y las bajantes se tomaron 3 a 4 puntos en lados opuestos (norte, sur, este, oeste).
- Para los platos se tomaron 2 puntos de lados opuestos.
- Para la zona esférica se tomaron 10 puntos.

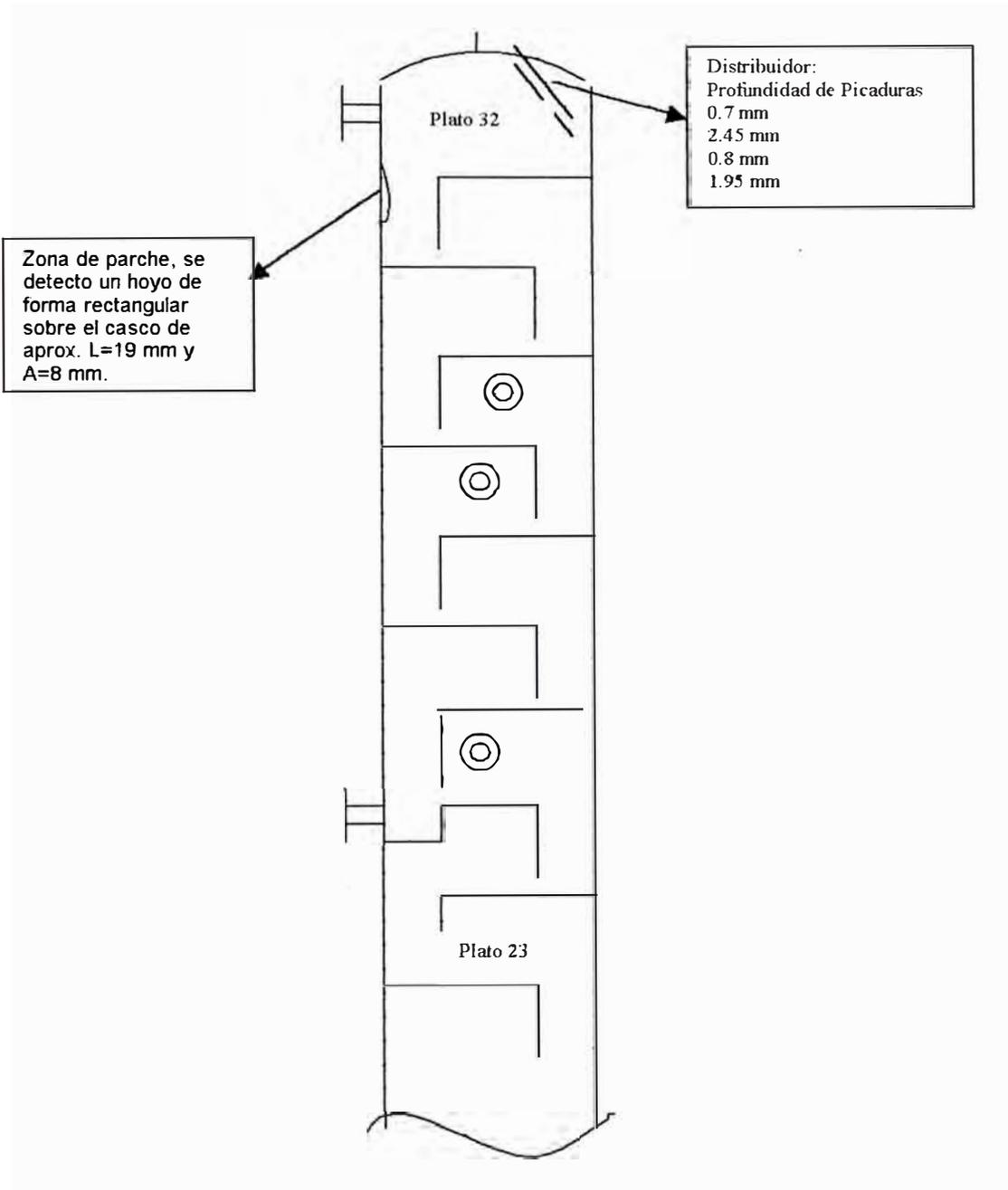
Sin embargo las calibraciones presentadas posteriormente se efectuaron de acuerdo a la disponibilidad de tiempo y acceso .

6.5.2 Características y determinación de profundidades

Haciendo uso de un instrumento denominado Pie de Rey, se midió las profundidades de ciertos orificios visibles al ojo humano, las cuales fueron de diámetros considerables.

En el **Diagrama N° 7**, se presenta en detalle la ubicación y magnitud de las profundidades encontradas sobre la superficie interior del tope retirado, lo cual permitió identificar las zonas críticas más afectadas por el proceso corrosivo en la Unidad de Destilación Primaria.

Diagrama N° 7: Ubicación de Picaduras del TR de la UDP



Fotos N°2 Tope Retirado - Ubicación de Parches



6.5.3 Resultados de la Calibración

Para poder tener una idea del desgaste del material, presentamos los espesores originales de éstos y los límites de retiro para proceder al cálculo de la pérdida de material, expresado en milésimas de pulgadas por año (MPY). Dichos resultados se presentan a continuación.

6.5.3.1 Límites de Retiro de Material

Cuadro N° 15: Límites de Retiro

Posición		Límite de Retiro mm	Espesores Originales mm
Cilindro	1 al 3	8.36	
	4 al 7	7.00	
	8 al 32	6.46	
Cabezal	superior	8.84	
	inferior	14.11	
Tope	1 al 32	6.41	
Línea de Tope			
Bajante	1 al 4	4.76	11.11
	5 al 6	6.35	12.70
	6 al 31	4.76	11.11
	32	6.35	12.70
Casco	Tope		9.50
	22 al 32		9.50
	12 al 21		9.50
	1 al 11		12.70
	Fondo		12.70

Fuente: Area de Mantenimiento - RFCO

6.5.3.2 Calibración de Espesores del Tope Retirado

Cuadro N° 16: Calibración de Espesores (mm) - TR

							Promedio
Tope	6.6	6.2	6.6	-	-	-	6.5
Cúpula Superior	8.1	8.1	8.7	9.4	10.3	9.4	
	12.4	9.8	9.6	12.2	13.3	12.2	
	9.5	7.5	8.2				9.9

*NO se midió espesores en el distribuidor por dificultad de acceso a la zona

Cuadro N° 16 (Continuación)

	Plato 30-29	Plato 29-28	Plato 28-27	Plato 27-26	Plato 26-25	Plato 25-24	Plato 24-23
Casco	-	10.2	10	8.2	10.9	10.3	11.2
	-	10.6	10.2	8.1	9.5	10.2	11.4
	-	10	10.1	10	10.2	10.2	10.3
Promedio	-	10.3	10.1	8.8	10.2	10.2	11

	Plato 30-29	Plato 29-28	Plato 28-27	Plato 27-26	Plato 26-25	Plato 25-24	Plato 24-23
Bajantes	6.9	8	7.9	8.1	6.8	3.3	4
	7.4	7.9	7.1	8.2	6.9	2.9	5.3
Promedio	7.1	7.9	7.5	8.2	6.9	3.2	4.7

	29	28	27	26	25	24	23
Platos	8.4	8	5.5	7.5	8.1	8.5	8.9
	7.6	8.3	8	8.7	7.7	7.8	8.5
Promedio	8	8.2	6.8	8.1	7.9	8.2	8.7

6.5.4 Cálculos Realizados y Resultados

Con los valores obtenidos en la calibración de espesores del TR y los espesores originales se realizó el cálculo de la velocidad de corrosión en MPY para determinar la pérdida de peso del material debido al medio corrosivo al cual estuvo expuesto.

$$\text{MPY} = \frac{\Delta \text{Espesores}}{\text{Tiempo}}$$

Donde:

Δ Espesores = milésima de pulgada

Tiempo = años

MPY = Milésimas de Pulgada por año

Cuadro N° 17: Cálculo de Velocidad de Corrosión en el TR

Valores Promedio (mm)	Milímetros		Δ Espesores milipulgadas	MPY	Comentarios
	Espesor Original	Valor Calibrado			
Tope	9.5	6.5	118.2	6.6	Se obtuvo valor en MPY
Casco Superior ó cúpula	9.5				No se calibró difícil acceso
Distribuidor		8.6			No se tiene espesor original
Casco entre platos 32-31	9.5				No se calibró difícil acceso
Casco entre platos 31-30	9.5				
Casco entre platos 30-29	9.5				
Casco entre platos 29-28	9.5	10.3			Probablemente las mediciones elevadas se tomaron en zonas con irregularidades
Casco entre platos 28-27	9.5	10.1			
Casco entre platos 27-26	9.5	8.8			
Casco entre platos 26-25	9.5	10.2			
Casco entre platos 25-24	9.5	10.2			
Casco entre platos 24-23	9.5	11			
Bajante platos 32-31	12.7				
Bajante platos 31-30	11.11				
Bajante platos 30-29	11.11	7.1	158	8.8	Se obtuvo valor MPY
Bajante platos 29-28	11.11	7.9	126.5	7	
Bajante platos 28-27	11.11	7.5	142.2	7.9	
Bajante platos 27-26	11.11	8.2	114.7	6.4	
Bajante platos 26-25	11.11	6.9	165.9	9.2	
Bajante platos 25-24	11.11	3.2	311.7	17.3	
Bajante platos 24-23	11.11	4.7	252.6	14	

6.5.4.1 Comentarios Técnicos

- El método de calibración de espesores, sólo permitió evaluar el efecto corrosivo causado por la acción corrosiva uniforme más no de la corrosión por picadura (corrosión localizada). Para ello se requiere del instrumento llamado profundímetro (medición de la profundidad de la picadura).

En muchos de los puntos calibrados observamos que los espesores son mayores que sus espesores originales, esto se debe a

- a) Irregularidades del material, cuando nos dicen que la plancha de Ac-285-C (material original de la UDP) es de 1/32" (12.7mm) no se especifica que el material sea uniforme y que existan zonas de mayor espesor a lo largo de la plancha.
 - b) A pesar de realizar la limpieza de las zonas a calibrar según estándares establecidos, restos de productos de corrosión e hidrocarburo se pueden haber quedado adheridos a la superficie del material provocando lecturas erróneas.
- En el interior de la cúpula torisférica se observó corrosión severa, donde predominaron los productos de corrosión color naranja, fuertemente adheridos al metal, además la superficie presentaba irregularidades (superficie rugosa) y picaduras .
 - En lo que concierne al casco, se observa que el número de capas de productos de corrosión se incrementó en forma descendente (del plato 32 al 23), observándose una gran cantidad de colores y deposiciones sobre el metal. La adhesión de estos depósitos van disminuyendo en forma descendente; la formación de picaduras es notable y se incrementa desde el plato 23 al 32, ocurre lo contrario con respecto al diámetro de la picadura.

- En el caso de las copas se observó que su deterioro es a partir del plato 29 y el proceso corrosivo va en aumento hasta el plato 32, donde se encontraron copas totalmente destruidas.

Cuadro N° 18: Características de los Productos de Corrosión

Color Observado	Producto posible de Reacción:	Producto Posible Resultante	Color característico	Medio para su Generación	Características
Naranja	$\text{FeO.OH } \gamma$	Herrumbe	Amarillo a Naranja	Aire	
Verde	Fe(OH)_2 con Fe_2O_3	Hidróxido Férrico	Verde a Marrón hasta Negro El color depende de la cantidad de Fe(OH)_2 presente	Trazas de Oxígeno	Fe_2O_3 : Película no protectora
Negro	Fe(OH)_2 con Fe_2O_3	Hidróxido Férrico	Verde a Marrón hasta Negro El color depende de la cantidad de Fe(OH)_2 presente	Trazas de Oxígeno	Fe_2O_3 : Película no protectora
	Fe_3O_4	Magnetita	Negro	Elevadas Temp. Agua caliente sin oxígeno	Película protectora
	FeS	Sulfuro de Hierro	Negro	Presencia de H_2S	Se explicará más adelante
Amarillo	$\text{FeO.OH } \gamma$	Herrumbe	Amarillo a Naranja	Aire	
Rojo	$\text{Fe}_2\text{O}_3.3\text{H}_2\text{O}$		Rojo	Con aire	
	$\text{Fe}_2\text{O}_3(\alpha)$		Rojo ladrillo	Elevadas temperaturas ó Agua caliente con presencia de oxígeno	Fe_2O_3 : película no protectora

6.6 CONCLUSIONES DE LA INSPECCIÓN Y CALIBRACIÓN DEL TR

- Los valores obtenidos en las calibraciones son referenciales, se debe contar con otros parámetros de evaluación como por ejemplo radiografías y otras pruebas no destructivas, para determinar si el material debe ser puesto fuera de servicio o no.
- Este método solo tomó en cuenta la pérdida de peso por corrosión uniforme más no el efecto de la corrosión por picadura, la cual es más difícil de detectar.
- A pesar de no tener valores de velocidad de corrosión para la zona del casco entre los platos 32 –31 podemos concluir que es una de las zonas mas afectadas

de la columna debido a la gran fisura encontrada en la inspección, Diagrama N° 7.

- También se corroboró que las velocidades de corrosión son menores en los platos inferiores (teniendo en cuenta las bajantes desde el plato 32 hasta el plato 26), esto se debe a que conforme descendemos de plato en plato existe menor presencia de agua líquida, la cual es la principal causante de corrosión (debido a que el HCl se disuelve en ella). Con respecto a los valores de las bajante entre el plato 26-25 no sigue la tendencia indicada, esto se debe a que en esa zona se extrae el solvente, lo cual pudo ocasionar corrosión por erosión por reducción de diámetro provocando disminución de espesor e incrementando de esta forma la velocidad de corrosión.
- Las coloraciones encontradas en la inspección visual corresponden a: óxidos de hierro (Fe_3O_4 , Fe_2O_3 , $\text{Fe}(\text{OH})_2$, $\text{FeO}\cdot\text{OH}$), como se presenta en el Cuadro N° 18 la presencia de estos productos dependerá de la concentración de O_2 en el interior de la UDP y también las películas negras se debieron a la presencia de H_2S el cual forma FeS (negro).
- Considerando la pérdida de espesor uniforme se deduce que existe un fenómeno de corrosión generalizado (corrosión uniforme), así mismo la presencia de ampolladuras, irregularidades y picaduras evidencia la presencia de corrosión localizada.
- Considerando los testimonios fotográficos, el tipo de corrosión más crítico en el Sistema de Tope de la UDP es la corrosión localizada (picadura), como evidencia de ello se tuvo los múltiples agujeros encontrados en el casco superior de la cúpula, colector y copas.
- Las capas de productos de corrosión aumentaron cuando se descendía de plato en plato (plato 32 menos capas, plato 23 más capas), esto se debe a que

en la sección del plato 32 existe reflujó lo cual origina un medio turbulento, originando el desprendimiento de éstos depósitos desde la superficie metálica.

- La adherencia de los productos de corrosión disminuyó al descender de plato en plato (plato 32 mayor adherencia plato 23 menor adherencia), debido a que los espesores de las capas del plato 23 son mayores por presentar esta zona flujos menos turbulentos.

VII PARADAS TÉCNICAS DE LA PLANTA EN LA RFCO

7.1 INSPECCIONES EN LA UNIDAD DE DESTILACIÓN PRIMARIA UDP

Durante la paradas técnicas de la Refinería se aprovechó para realizar inspecciones visuales y calibración de espesores del interior del Tope de la UDP, con el propósito de evaluar e identificar los procesos corrosivos por las coloraciones características.

Durante el desarrollo del tema tesis en la RFCO hubo un total de 4 paradas de planta, las cuales se detallan a continuación:

- Primera Parada (23 al 28 de Mayo del 2001): Se reemplazó la cúpula de la UDP con los 10 platos superiores (plato 32 al 23 inclusive), se pudo realizar inspección visual del tope reemplazado, calibración de espesores y evaluación fotográfica (como se detallo en el **CAPITULO VI**)
- Segunda Parada (24 al 30 de Julio del 2001): En esta parada se pudo realizar inspección visual del tope de la columna hasta el plato 26, calibración de espesores y registro fotográfico.
- Tercera Parada (19 al 26 de Agosto): En esta parada no se pudo realizar ningún trabajo, debido a que la columna no fue abierta.
- Cuarta Parada (19 al 22 de septiembre del 2001): En esta parada se pudo realizar inspección visual del tope, calibración de espesores y registro fotográfico.

En el mes de noviembre del 2001 se puso fuera de servicio los intercambiadores de calor del sistema de tope de la UDP (no fue necesario realizar una parada de planta), en estos equipos se realizó inspección visual, tomas fotográfica, muestreo y análisis de depósitos.

- Fuera de servicio intercambiador E1A: 14 de Noviembre 2001
- Fuera de servicio intercambiador E1B: 28 de Noviembre 2001

7.1.1 Inspección Visual del Tope en Operación de la UDP (Parada Julio 2 001)

Antes de iniciar una inspección visual se requiere períodos de tiempo para evacuar restos de hidrocarburos. La inspección se realizó después de 5 días de haber salido fuera de servicio el equipo y después de la limpieza mecánica

Cuadro Nº19 : Inspección Visual del Distribuidor y Colector

Distribuidor	Películas color amarillo, rojo y negro. Alrededor de los orificios se puede observar coloración anaranjada acentuada.
Colector	Se observan coloraciones verdes, amarillas y negras. Superficie rugosa la cual se acentúa más al acercarse a la soldadura con el casco.

Cuadro Nº 19a: Inspección Visual de las Copas

Nº Plato	Observaciones
32	Presencia de películas de color rojo, amarillo y negro impregnados al material. Todas las copas presentan película externa de color rojo con manchas amarillas y debajo de esta observa una capa negra también impregnada. Superficie lisa, lustrosa pero resaltan los puntos coloreados color amarillo, lo mismo se observa en la parte posterior de las copas (parte de las copas debajo de los platos).
31	Películas color naranja con puntos amarillos muy pequeños y surcos prolongados, superficie rugosa. Película color negro fuertemente adheridas en algunas zonas y en otras película color naranja.
30	Además superficie rugosa. Películas color naranja brillante y debajo película negra ambas fuertemente adheridas. Entre los dientes de las copas se observa coloración amarilla.
29	Superficie lisa. Película color rojo brillante en la parte superior de las copas, en la parte inferior color amarillo sin brillo.
28	Se observa le color original de la copa Películas de color naranja y amarillo pero en menor proporción que en los platos superiores, pero de tonalidad opaca. Superficie menos rugosa que en los platos superiores.
27	Se observa el color original de la copa. Películas de color naranja y amarillo casi igual al plato 28 No existe acumulación de productos sólidos entre los dientes (como sí sucedía en los platos anteriores).

Continuación Cuadro N° 19a: Inspección Visual de las Copas

26	Se observa el color original de la copa. Películas color naranja y amarillo, no se observa acumulación de productos de corrosión en los dientes (como sucedía en los platos anteriores). Algunas copas presentan en la parte superior costras color verde.
25	Se observa el color original de la copa. Películas color naranja y amarillo, no se observa acumulación de productos de corrosión en los dientes (como sucedía en los platos anteriores). Algunas copas presentan en la parte superior costras color verde.

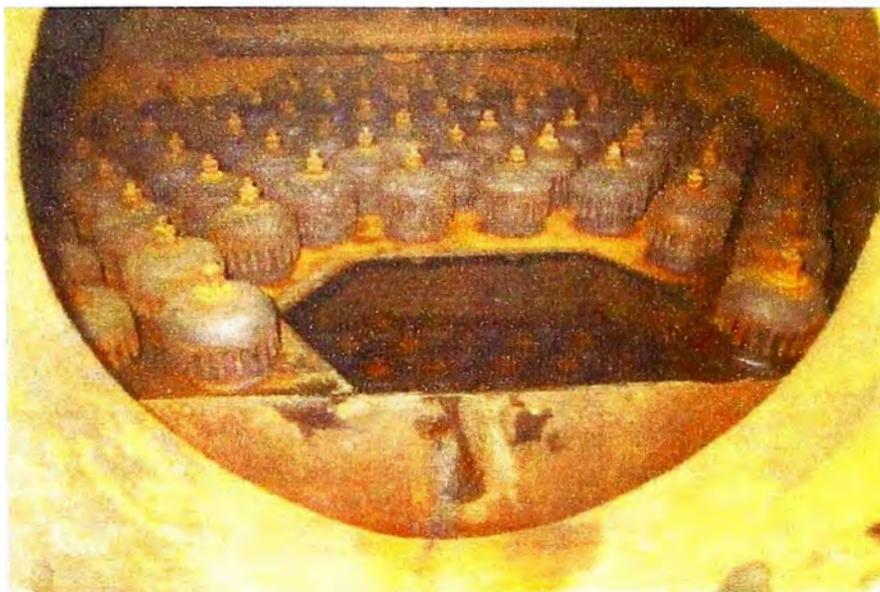
Cuadro N° 19b: Inspección Visual de Los Cascos

N° Plato	Observaciones
Cúpula	Películas color rojo intenso y naranja. Debajo (luego de la limpieza mecánica) se observa película negra. En la bajante se observa también coloraciones negras, amarillas y rojas
Entre plato 32-31	Costras color rojo brillante y debajo capa negra ambas fuertemente impregnadas. Superficie rugosa. con socavones superficiales de diámetro mayor (comparado con picaduras)
Entre plato 31-30	Costras color rojo brillante y debajo capa negra, ambas fuertemente impregnadas. Superficie rugosa. con socavones superficiales de diámetro mayor (comparado con picaduras)
Entre plato 30-29	Coloraciones rojo brillante en la parte superior de las copas. En la parte inferior (parte posterior del plato) coloración amarilla sin brillo. Las copas presentan superficie lisa
Entre plato 29-28	Coloración naranja intenso hasta 30 cm por encima del plato, surcos pronunciados color amarillo. Sobre esta altura se observan ampollas negras pequeñas en tamaño pero abultadas.
Entre plato 28-27	Película color naranja intenso hasta 30 cm por encima del plato, pero de superficie lisa y color uniforme. Sobre esta altura se observan superficie rugosa color negro. En la bajante se observó los mismos colores pero brillantes y la superficie más rugosa.
Entre plato 27-26	Coloración naranja intenso y amarillo alrededor de la entrada o salida de producto.
Entre plato 26-25	Película color naranja intenso hasta 30 cm por encima del plato, pero de superficie lisa y color uniforme. Sobre esta altura se observan capa negra fuertemente adherida.

7.1.2 Registro Fotográfico – Tope de Operación (Parada Julio 2001)

Foto N° 3 : Tope en Operación

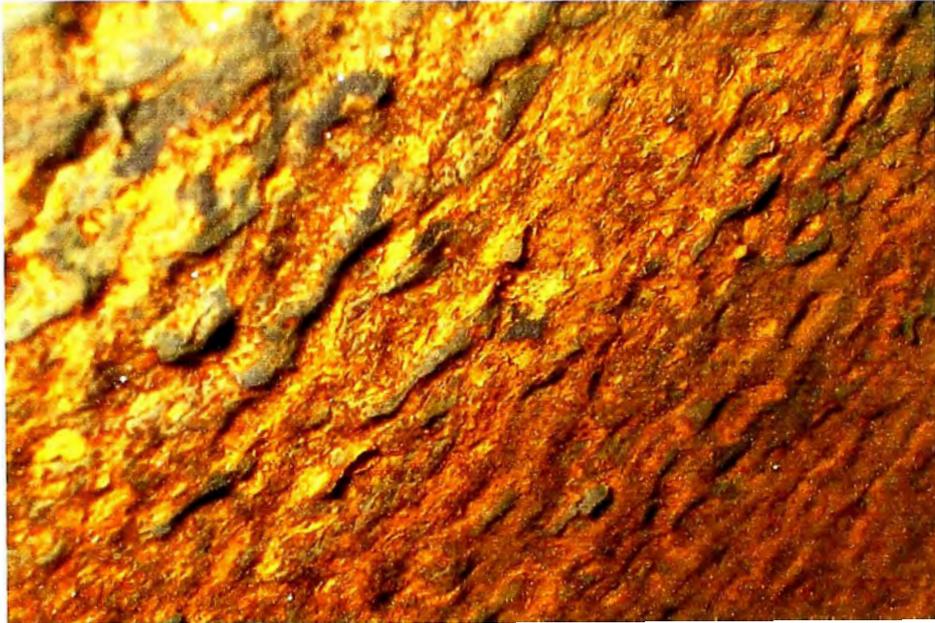
Plato 32



Copas del Plato 32



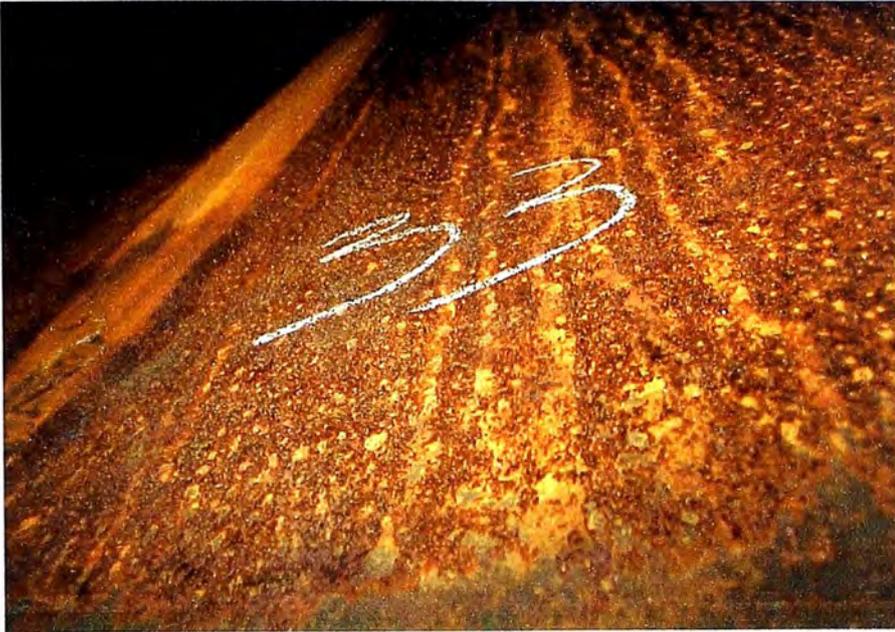
**Casco Entre Platos 32 – 31
Superficie Rugosa**



Plato 32 – Parte Posterior



Casco sobre Plato 32



Bajante Plato 32



Bajante entre los Platos 27 y 26



**Abajo se encuentra el Plato 28
Foto de una Bajante**



7.1.3 Calibración de Espesores del Tope en Operación (Parada de Planta Julio del 2 001)

La calibración de espesores se realizó durante la parada de planta de los días 24 al 30 de julio del 2001, luego del revaporizado y limpieza mecánica del interior de la UDP.

Cuadro N° 20: Calibración de Espesores (mm) - Tope en Operación

						Promedio	
*Cúpula Superior	10	10	10	10.2	10	10.1	10
	9.6	10	10.4	-	-	-	

*cúpula superior: casco sobre el plato 32

	Plato 32-31	Plato 31-30	Plato 30-29	Plato 29-28	Plato 27-26
Casco	11	10.2	10	10	10.3
	10.7	9.9	10.2	10.1	10.4
	10	10.3	9.9	10	10.5
	10.5	10.5	9.9	10.2	10.3
	10.5	10.4	9.8	10	10.4
	10.7	-	10.1	10	10.3
	10.6	-	10.1	10.1	10.1
	-	-	10	10.2	10.3
	-	-	9.9		
Promedio	10.6	10.3	10	10	10.3

	Plato 32-31	Plato 31-30	Plato 30-29	Plato 29-28	Plato 27-26
Bajantes	8.6	8.1	8.3	8.1	9.8
	8.5	8.3	8.1	8.2	10.1
	8.6	8.3	8.4	8.1	9.7
	8.3	8.4	8.2	8.3	10.4
	7.8	8.5	8.5	8.4	10.2
	7.9	-	8.6	-	10.1
	8.3	-	8.4	-	-
	8.2	-	8.2	-	-
	8.3	-	-	-	-
	8.6	-	-	-	-
	8.1	-	-	-	-
Promedio	8.3	8.3	8.3	8.2	10

	32	31	30
Platos	8.3	8.2	8.1
	8.4	8.3	8
	8.2	8.6	8.2
	8.3	-	-
	8.3	-	-
Promedio	8.3	8.4	8.1

7.1.4 Calibración de Espesores del Tope en Operación (Septiembre del 2 001)

La calibración de espesores se realizó durante la parada de planta del 19 al 22 de septiembre del 2 001, luego del revaporizado, limpieza mecánica del interior de la UDP

Cuadro N° 21 Calibración de Espesores- Tope en Operación

Tope	8.6	8.6		8.6
*Cúpula Superior	8.6	9.9	9.7	9.8
Distribuidor	8.6			8.6

*cúpula superior: casco sobre el plato 32

	Plato 32-31	Plato 31-30	Plato 30-29	Plato 29-28	Plato 28-27	Plato 27-26
Casco	10	10	10.4	10.8	10.4	10.5
	9.9	10.2	10.2	10.6	10.4	10.6
Promedio	10	10.1	10.3	10.7	10.4	10.6

	Plato 32-31	Plato 31-30	Plato 30-29	Plato 29-28	Plato 28-27	Plato 27-26	Plato 26-25
Bajante	8.2	8.7	8.7	8.9	9.8	10.4	9.9
		8.6	9	8.9	10	11	10
Promedio	8.2	8.7	8.9	8.9	9.9	10.7	10

	32	31	30	29	28	27	26
Plato	8.7	8.3	8.7	8.7	6.9	8.5	6.8
	8.5		8.6	8.8	7.3	9	7
			8.9	8.9			
Promedio	8.6	8.3	8.7	8.8	7.1	8.8	6.9

Continuación Cuadro N° 21

	32	31	30	29	28	27	26
Copas del Plato			9.5	9.8		9	9.5
Promedio			8.7	9.8		9.1	9.5

7.1.5 Cálculos y Resultados: Velocidad de Corrosión (Tope en Operación)

Para el cálculo de la velocidad de corrosión del tope nuevo se consideran las calibraciones realizadas en las paradas de planta de los meses de Julio y Septiembre, con la finalidad de determinar cuan rápido se está llevando a cabo el proceso corrosivo en el nuevo tope (10 primeros platos desde el plato 32 al 23 inclusive)

$$\text{MPY} = (\Delta \text{espesores}) / \text{Tiempo}$$

Donde:

Δ Espesores = milipulgadas

Tiempo = años

- Desde el día 31/07/01 a las 00:00 horas hasta la siguientes parada 18/08/01 a las 24:00 Horas = 456 Horas
- Desde el día 27/08/01 a las 00:00 horas hasta la siguientes parada 18/09/01 a las 24:00 Horas = 552 Horas
- Tiempo Total = 1008 horas = 0.1151 años.

Cuadro N° 22: Cálculo de Velocidad de Corrosión en el Tope en Operación

Valores Promedio (mm)	Mes de Calibración (mm)		Δ Espesores milipulgadas	MPY	Comentarios
	Julio	Septiembre			
Tope Casco Superior ó cúpula Distribuidor	10	8.6 9.8	7.88	68.5	No se puede calcular Valor en MPY
Casco entre platos 32-31	10.6	8.6 10	23.64	205.4	No se puede calcular Valor en MPY
Casco entre platos 31-30	10.3	10	11.82	102.7	
Casco entre platos 30-29	10	10.3			Probablemente las mediciones elevadas se tomaron en regiones irregularidades
Casco entre platos 29-28	10	10.7			
Casco entre platos 28-27		10.4			
Casco entre platos 27-26	10.3	10.6			
Casco entre platos 26-25					No se Obtuvo Valores de Calibración
Bajante platos 32-31	8.3	8.2	3.94	34.2	Valor en MPY
Bajante platos 31-30	8.3	8.7			Probablemente las mediciones elevadas se tomaron en regiones irregularidades
Bajante platos 30-29	8.3	8.9			
Bajante platos 29-28	8.2	8.9			
Bajante platos 28-27		8.9			
Bajante platos 27-26	10	10.7			
Bajante platos 26-25		10			
Plato 32	8.3	8.6			Solo se tiene un valor Valor MPY
Plato 31	8.4	8.3	3.94	34.2	Probablemente las mediciones elevadas se tomaron en regiones irregularidades
Plato 30	8.1	8.7			
Plato 29		8.8			Solo se tiene un valor
Plato 28		7.1			
Plato 27		8.8			
Plato 26		6.9			

7.1.6 Comentarios Técnicos

Las bases de análisis son las mismas que para el **CAPITULO VI** , salvo algunas diferencias.

Como se dijo anteriormente, el método de calibración de espesores solo permitió evaluar el efecto corrosivo causado por la acción de la corrosión uniforme más no de la corrosión por picadura.

En muchos de los puntos calibrados observamos que después que el material ha sido expuesto al medio corrosivo se obtuvo mediciones de espesor mayores, esto se debe a que a pesar de haber tenido mucho cuidado en escoger los puntos a calibrar no se pudo calibrar exactamente los mismos puntos, tenemos que considerar que el material de acero al carbono presentaba muchas irregularidades y no era completamente liso.

7.1.7 Conclusiones de las Inspecciones de la UDP en Operación

- Las coloraciones observadas en las paradas se consideran más representativas que las observadas en el TR (para reconocimiento de óxidos de Fierro y sulfuros), debido a que tuvieron menor tiempo de contacto con el oxígeno del aire, el cual continua reaccionando con los productos de corrosión ya existente, modificando sus coloraciones.
- La diferencia entre los MPY (velocidades de corrosión) mostrados en el **Cuadro N° 22 y N° 17**, hallados de las calibraciones del tope en operación y del TR son diferentes, debido a que la acción corrosiva en el TR corresponde a un período mucho mayor (18 años) mientras que el tope en operación sólo tenía 1 008 horas de trabajo.
- Podemos concluir que efectivamente se presenta corrosión uniforme en el tope de la columna, parte torisférica casco sobre el plato 32, casco entre los platos 32-31, bajante entre los platos 32-31, plato 32 y casco entre los platos 31-30.
- La velocidad de corrosión por presencia de agua líquida disminuye al descender de plato en plato (considerando los cascos), esta es una tendencia que no se ha podido corroborar en su totalidad pero que por las características

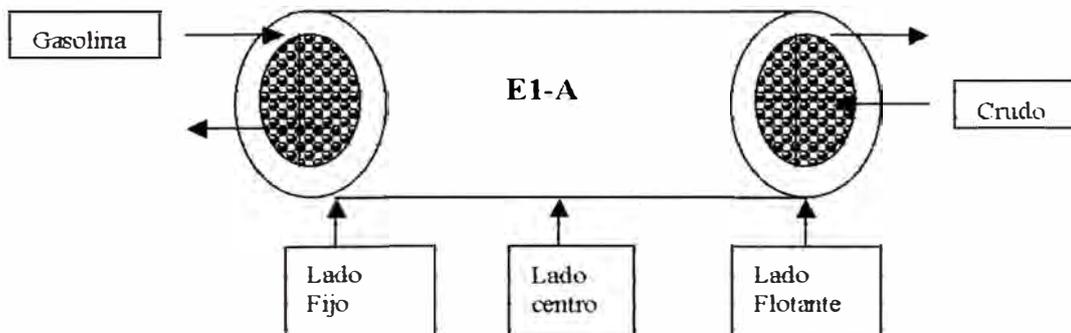
del sistema puede asumirse. Sólo se tomó en cuenta para esta análisis los platos superiores hasta el plato 26 inclusive, debido a que en platos inferiores se llevan a cabo otros procesos corrosivos que no contemplan la presencia de agua en fase líquida pero si la presencia de otros agentes.

- Los productos de corrosión son los mismos que en la inspección del tope retirado, como se observa en el **Cuadro N° 18**, y las tendencias de número de capas, adherencia de productos de corrosión, picaduras, son también las mismas.

7.2 INSPECCIÓN DEL INTERCAMBIADOR DE TOPE E-1A

En este intercambiador la gasolina se distribuye por el lado del casco y el crudo por el lado de los tubos como se observa en la **Foto N° 4**. Este intercambiador cuenta con 6 pasos, siendo el material de los tubos acero al carbono de Ac-179 (las características del quipo se detallan en el **Cuadro N° 6**.)

Foto N° 4: Intercambiador E-1A



7.2.1 Corrosión en el Intercambiador E-1A

Este intercambiador salió fuera de servicio el día **14-11-2 001**, porque la gasolina producida tenía color más oscuro de lo normal (evidencia de contaminación con crudo, debido a fisuras en las tuberías).

Como se observa en la **Foto N° 4a**, el intercambiador E1-A presentó fisuras en tres tubos detectados por prueba hidrostática.

7.2.2 Antecedentes de problemas de corrosión en E-1A

Cuadro N° 23: Antecedentes del Intercambiador E-1^a

09-04-98	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Puesta en servicio del intercambiador E1-A
11-04-99	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se inspeccionó el intercambiador E1-A, observándose alto grado de ensuciamiento por depósito de corrosión en los cabezales lado gases. ▪ Socavaciones 1.5mm de profundidad, superficie interna de los cabezales flotantes. ▪ La superficie interna del casco del Intercambiador en la zona conexas a la salida de gasolina evidencia desgaste y presencia de pitting de baja profundidad. ▪ Ensuciamiento con depósitos de corrosión en la superficie de tubos.
18-11-99	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se detectó depósitos superficiales de productos de corrosión en gran magnitud, se observaron costras de hasta 0.5cm que sobre los tubos. ▪ El lado interno evidenció ensuciamiento moderado por el lado del crudo. ▪ Luego de la limpieza mecánica se observó picaduras de hasta mms de profundidad en los tubos superficiales, evidenciando esta corrosión severa con socavaciones superficiales e irregularidad de la superficie. ▪ El espesor promedio de los tubos fue de 1.9mm con mínimos de 1.8 mm. El espesor para un tubo de 14BWG de 1" es de 0.083" (2.1mm) ▪ En el lado del casco (tapa de los cabezales se detectó la presencia de depósitos severos de corrosión)
17-10-00	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lavado del bulbo de tubos del intercambiador E1A y limpieza mecánica. ▪ Se observó depósitos de corrosión de mediana cantidad. ▪ Se colocó el bulbo original, el que fue lavado con agua y vapor a presión.

7.2.3 Inspección visual

La inspección visual se realizó por secciones como se observa en la **Foto N°4**, por presentar características particulares en cuanto al color y nivel de deposición de los depósitos sobre los tubos. Se evaluó sólo el lado del casco, pues de acuerdo a las actividades realizadas por el lado de tubos aun no se inicia el proceso corrosivo de los agentes HCl, H₂S. Siendo la sección más crítica el lado de casco (lado de gasolina).

El equipo presentó alto grado de ensuciamiento, la luz entre los tubos no se visualizó, se observó residuos de varios colores y tonalidades, la mayoría de los baffles estaban deteriorados.

- **Sección 1:** Lado fijo Se observó abundante depósitos brillantes y coloración negra – anaranjada
- **Sección 2:** Lado centro: Nivel de deposición medio
- **Sección 3:** Lado flotante: El bulto de tubos de cada paso estaban totalmente lleno de depósitos de diversos colores, no se observó espacio alguno entre los tubos, algunos de estos depósitos eran fácil de desprender y otros se encontraban fuertemente adheridos. Presenta más coloración negro y rojizo
Sección 3.1: Lado tapa flotante, elevado nivel de ensuciamiento, generalmente de color negro opaco.
Sección 3.2: Lado cover flotante, elevado nivel de ensuciamiento, generalmente de color negro brillante.
- **Sección casco propiamente dicho:** En la superficie baja fue de color negro generalmente y la parte superior de color anaranjado, en el resto del casco se observa los siguientes colores: negro – rojo – anaranjado- amarillo. En el lado cerca al lado móvil los sedimentos presentaron mayor espesor.

7.2.4 Toma de muestras de los depósitos del lado de tubo y casco E-1A

Las muestras tomadas fueron de acuerdo a la coloraciones en diversos puntos del lado casco, las que fueron retiradas con ayuda de espátulas metálicas.

Se clasificaron según el **Cuadro N° 24**.

Todas las muestras fueron tomadas después del revaporizado, implicando ello que los depósitos hayan podido cambiar sus características.

Cuadro N° 24 : Clasificación de las Muestras

Muestra	Ubicación	Características
1	Lado Casco cerca al cabezal flotante, lado de la probeta	Residuos sólidos finos y escamas de color negro, anaranjado, rojizo, plomo.
2	Lado Casco – cabezal flotante	Residuos sólidos mayormente de color negro, partículas pequeñas.
3	Cover Flotante	Residuos de color negro intenso, algo húmedo, con una pasta negra.
4	Cabezal flotante cerca al porta tubos	Partículas de gran diámetro de color negro anaranjado.
5	Cabezal flotante cerca de la tapa flotante	Sólidos de diámetros pequeños, bastante contenido de partículas finas. Esta muestra fue tomada después del raspado con espátula metálica
6	Muestra tomada del protector de la probeta N° 4, salida de E1A	Gránulos de color oscuro, algo aceitosos, algunos gránulos son de color blanquecino, anaranjado y poca cantidad de color negro. La particularidad en esta fue los sólidos de color blanco

Foto 4 : intercambiador E1A – Mostrando Ubicación de Tubos Fisurados

7.2.5 Identificación de Productos de Corrosión

Por las coloraciones presentadas se puede deducir la posible reacción de corrosión.

Color negro: coque, FeS

Color naranja: $\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot x\text{H}_2\text{O}$

Color Verde: $\text{Fe}(\text{OH})_2$ con Fe_2O_3 , Óxidos de Níquel

Color Amarillo: Azufre libre

Cristales Transparentes: Sales de amina

Sustancia blanca: Carbonato de hierro insoluble

Sólidos negros : Algunos son blandos, otros opacos, porosos y escamas

La identificación de compuestos por coloración para el estudio no es determinante, pues algunos productos de corrosión cambian su estructura al reaccionar con el vapor inyectado y al entrar en contacto con el aire. Tal como se presenta en el **Cuadro N° 25**.

Cuadro N° 25 :Reacciones Químicas en Medio Acuoso

Condiciones	Reacción	Características Productos
Ausencia completa de oxígeno	$\text{Fe} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Fe}(\text{OH})_2$	Sustancia Blanca
Con trazas de oxígeno	$\text{Fe} + \text{H}_2\text{O} + \text{O}_2 \rightarrow \text{Fe}(\text{OH})_2 + \text{Fe}_2\text{O}_3$	Los colores dependen de la presencia de $\text{Fe}(\text{OH})_2$ Verde – marrón - negro
En presencia de aire	$\text{Fe} + \text{aire} \rightarrow \text{FeO} \cdot \text{OH}(\gamma)$ $\text{Fe} + \text{aire} \rightarrow \text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$	Amarillo a naranja (orín, herrumbre). Rojo
A elevada temperatura	$3\text{Fe} + 4\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Fe}_3\text{O}_4 + 4\text{H}_2$ (sin oxígeno) $4\text{Fe} + 3\text{O}_2 \rightarrow 2\text{Fe}_2\text{O}_3(\gamma)$ (con oxígeno) $4\text{Fe} + 3\text{O}_2 \rightarrow 2\text{Fe}_2\text{O}_3(\alpha)$ (con oxígeno)	Película catódica magnética protectora negra. Película ligeramente magnética no protectora marrón. Película no protectora rojo ladrillo (herrumbre) se depositan reduciendo la transferencia de calor y promoviendo picaduras.
Medio acuoso	FeS	Soluble en medio ácido Insoluble en medio básico

7.2.6 Análisis de laboratorio de los residuos tomados del E-1A

7.2.6.1 Objetivo

Determinar la composición de los depósitos encontrados en el intercambiador e identificar los productos de corrosión.

7.2.6.2 Metodología de trabajo

Las muestras fueron tomadas dos días después de poner el equipo fuera de servicio.

Se realizaron tres tipos de marcha analíticas a las muestras tomadas:

1) Primera Marcha Analítica (Secado a alta temperatura):

Consiste en el secado directo de las muestras en el cual se tomó un peso conocido aproximadamente 10 gramos de cada una de las muestras y se secó por 12 horas a 230°F para eliminar la humedad. Luego se llevó la muestra a una mufla a 1382°F para eliminar la materia orgánica, presente, obteniéndose la muestra seca y libre de materia orgánica la cual se usó en segunda marcha analítica. Los resultados se muestran en el Cuadro N° 26.

Cuadro N° 26: Resultados de la Primera Marcha Analítica

Parámetros	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5
Peso inicial de muestra gr	9.2807	8.6862	14.8706	10.5790	11.8789
Humedad gr	0.70311	2.0782	5.2141	1.0524	0.1449
Materia Orgánica gr	0.5216	1.1595	1.0892	2.1414	3.5743
% de Humedad	7.16	23.93	35.06	9.95	1.22
% Materia Orgánica	5.62	13.35	7.32	20.24	30.09

(*) la muestra 6 no fue analizada porque no hubo suficiente muestra.

- 2) Segunda Marcha Analítica (Tratamiento con agua regia): Se atacó 1.000 gr de la muestra tratada en la marcha anterior con agua regia y se llevó a sequedad (NORMA ASTM D1971-95 DIGESTION DE MUESTRAS PARA DETERMINACION DE METALES POR ABSORCION ATOMICA), después

del ataque, el residuo sólido que no reaccionó (material inorgánico insoluble), fue filtrado y pesado. El líquido filtrado se llevó a volumen conocido usando una fiola y se procedió a realizar lecturas análisis de metales por absorción atómica.

Determinación de metales por Absorción atómica

De las muestras preparada por digestión con agua regia, se determinaron los siguientes metales siguiendo las normas ASTM:

D 1068-96: Determinación de Fe en agua por Absorción Atómica

D 1688-95: Determinación de Cu en agua por Absorción Atómica .

D 1886-94: Determinación de Ni en agua por Absorción Atómica

D 4191-97: Determinación de Na en agua por Absorción Atómica

Cuadro N° 27: Resultados de Determinación de metales por Absorción Atómica

Parámetros	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5	Muestra 6
Peso inicial Mx, gr	1.2034	0.8713	2.4891	2.0302	0.1532	1.0005
Material Inorgánico insoluble gr	0.2127	0.1559	0.0634	0.1004	0.0889	0.0078
Fe, ppm						
Na, ppm	0.2	0.1	Trazas	0.2	Trazas	5.2
Ni, ppm	1.5	1.3	1.7	5.1	Trazas	Trazas
Cu, ppm	1.9	1.6	2.60	11.6	0.20	0.28

*La muestra N°6, no paso por la primera marcha analítica por su bajo contenido de humedad y materia orgánica

- 3) Tercera Marcha Analítica (Tratamiento con agua destilada):** Se disolvió 1.000 gr de la muestra sin humedad y sin materia orgánica (que se obtuvo en la primera marcha) con agua destilada para solubilizar las sales y otros productos solubles en ellas, luego se hirvió la solución resultante por 20 minutos, se dejó enfriar para ser filtrado, el filtrado obtenido se llevo a un volumen conocido y se analizaron los siguientes parámetros.

Cuadro N° 28: Resultados de la Tercera marcha Analítica

	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5
Peso inicial de muestra gr	1.1111	1.1581	1.1095	1.1142	1.1335
Material insoluble en agua gr	0.1202	0.1494	0.1601	0.0902	0.1556
PH	5.93	5.84	5.35	5.54	5.35
Dureza Total ppm	2.86	12.86	5.7	11.42	0
Cloruros ppm	42.54	47.86	42.54	53.18	21.27
Alcalinidad F	0	0	0	0	0
Alcalinidad M	25	20	15	35	15

4) Determinación de Sales de Amina

- Se tomó 1.000 gramos de muestra en 20 ml agua destilada, y se filtró.
- El filtrado de las muestras se calentó en una plancha metálica, para eliminar el agua por evaporación y obtener como residuo la sal de amina en el fondo de los vasos, tener cuidado de no quemar las muestras.

Las sales de amina son cristales brillosos transparente solubles en agua como se muestra en las FOTOS N° 4b. Después de la evaporación las muestras fueron enfriadas y se procedió a pesar.

Cuadro N° 29: Resultados de Evaluación de sales de Amina

Mx	W_{muestra} (g)	W_{sal amina} (g)	% sal amina
1	0.9873	0.0557	5.64
2	0.9365	0.0303	3.24
3	0.9619	0.0251	2.61
4	0.9627	0.0722	7.50
5	0.968	0.1238	12.79

7.2.7 Resultados Finales de Laboratorio

A continuación se presenta un resumen de los resultados obtenidos del análisis de los depósitos del E-1A. Asimismo los resultados del análisis de los depósitos del E-1B, las cuales fueron muestreados y analizados con el mismo procedimiento que en el

E-1A. En el E-1B solo se muestrearon tres puntos representativos por poca disponibilidad de tiempo

El intercambiador E1B salió fuera de servicio por razones de mantenimiento, solo fue reemplazado el bulto de tubos inmediatamente.

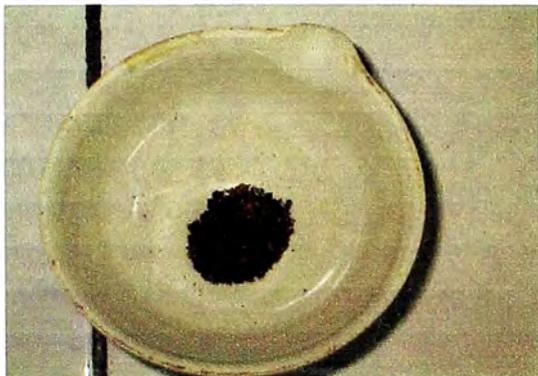
Cuadro N° 30: Resultados de Análisis de Depósitos de E-1A

Mx	% Humedad	% Materia orgánica	Fe %	Mg ppm	Ca ppm	Na ppm	Ni ppm	Cu ppm	% sal amina
1	7.16	5.62	11.44	0.12	1.83	0.2	1.5	1.9	5.64
2	23.93	13.35	4.98	0.11	2.22	0.1	1.3	1.6	3.24
3	35.06	7.32		0.11	1.59	Trazas	1.7	2.60	2.61
4	9.95	20.24	31.07	0.09	2.38	0.1	0.4	0.69	7.50
5	1.22	30.09	0.81	0.02	-	Trazas	Trazas	0.20	12.79
6	-	-	4.03	0.15	-	5.2	Trazas	0.28	-

Cuadro N° 31 : Resumen de Análisis de Depósitos del E-1B

Mx	Mg ppm	Na ppm	Ni Ppm	Cu ppm
1	0.11	0.28	0.27	0.36
2	0.12	0.22	0.63	1.21
Lado fijo	0.14	0.25	0.45	0.58

Fotos N° 4b : Obtención de Sales de Amina en el Laboratorio

Residuos de E1-A + Ácido Clorhídrico**Cloruro de Etilendiamina**

7.2.7 Conclusiones

- En la evaluación de los depósitos de los intercambiadores de calor, se encontró una variedad de metales cuya fuente de origen son:
 - Fe: Crudo y Material de Acero corroído
 - Ni: Crudo
 - Cu: Crudo y algún material o aleación de cobre
 - Na: Arrastre sales de Sodio no hidrolizable
 - Mg: Arrastre sales de Magnesio no hidrolizados
 - Ca: Arrastre sales de Calcio no hidrolizados.
- Se halló alto contenido de sales de amina (producto de neutralización), llegando hasta 12.79% en peso, lo cual trajo como consecuencia corrosión severa bajo depósito, manifestándose ello en las fisuras encontradas en este equipo.
- La deposición de las sales sobre los tubos de los intercambiadores va incrementándose desde el lado fijo hacia el lado flotante, acentuándose ello entre los tubos, debido al arrastre y acumulación por dificultad de evacuación.
- Los mayores componentes de estos depósitos fueron de naturaleza inorgánica llegando en algunos caso a constituir el 50% en peso, de acuerdo a los análisis efectuados estos podrían estar conformados por sedimentos que fueron arrastrados del mismo crudo, compuestos de fierro (FeS, óxidos de Fierro).
- De acuerdo a la inspección visual y al análisis de laboratorio se observa que el lado flotante presenta corrosión severa, verificándose ello por el elevado nivel de ensuciamiento y por el alto grado de condensación del agua (punto de rocío).

VIII ESTUDIO Y ANALISIS DEL PROCESO CORROSIVO EN LA UDP - RFCO

8.1 OBJETIVOS

Sobre la base de los conocimientos técnicos y experiencias registradas en los capítulos anteriores se procedió a programar el desarrollo del estudio y análisis del proceso de corrosión en la UDP-RFCO.

- * Evaluación, interpretación y análisis de los factores actualmente monitoreados para determinar su influencia en el proceso corrosivo.
- * Realizar simulaciones a nivel laboratorio, que nos permitan estudiar de cerca el proceso corrosivo.
- * Realizar actividades en planta que nos permitan evaluar la acción progresiva de la corrosión por ensayos con probetas y cupones.

8.2 PROCEDIMIENTO DESARROLLADO

Durante el período Julio-Diciembre del 2001 se realizaron las siguientes actividades experimentales.

1. Actividades Experimentales en Planta: Se desarrolló un programa de monitoreo para analizar el crudo procesado, destilados superiores (gasolina y solvente) y el agua condensada en el sistema de tope, con la finalidad de caracterizar el medio corrosivo (cuantificación de agentes corrosivos). Luego se procedió a la colocación de cupones en las zonas seleccionadas para la evaluación de las velocidades de corrosión.
2. Actividades Experimentales en Laboratorio: Comprendieron simulaciones de corrosión a nivel laboratorio y Evaluación de Nuevos Materiales (Recubrimiento Epoxico Novolaca)

8.3 ACTIVIDADES EN PLANTA

8.3.1 Objetivos

- * Evaluación del crudo procesado, agua condensada y condiciones de operación (período Julio Diciembre 2001)
- * Identificar y minitorear agentes corrosivos, desde su formación y su evolución.
- * Identificación de las zonas corrosivas.
- * Evaluación del medio corrosivo por medio de cupones y probetas de corrosión.

8.3.2 Analisis del Crudo Procesado (Julio-Diciembre)

El objetivo del análisis fue caracterizar el crudo que se procesó durante el desarrollo de la Tesis.

8.3.2.1 Procedimiento Seguido

Se realizó la recopilación de los análisis realizados al crudo. Los datos fueron tomados de los análisis de rutina realizados por el área de laboratorio. Los análisis realizados fueron los siguientes:

D287: Determinación de API, para caracterizar el crudo carga de la UDP

D96: Determinación de agua y sedimentos, para evaluar el contenido de agua.

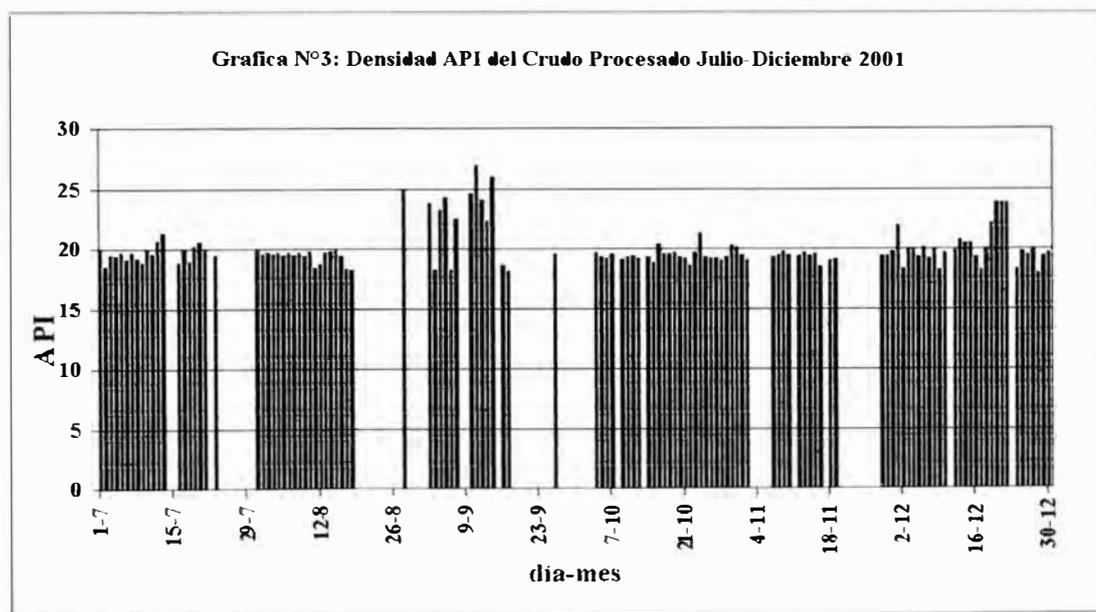
D3230: Determinación de sales, para cuantificar el contenido de sales en el crudo.

Todos los valores recopilados se encuentran en el Anexo N° 7.

8.3.2.2 Análisis. Cálculos y Resultados

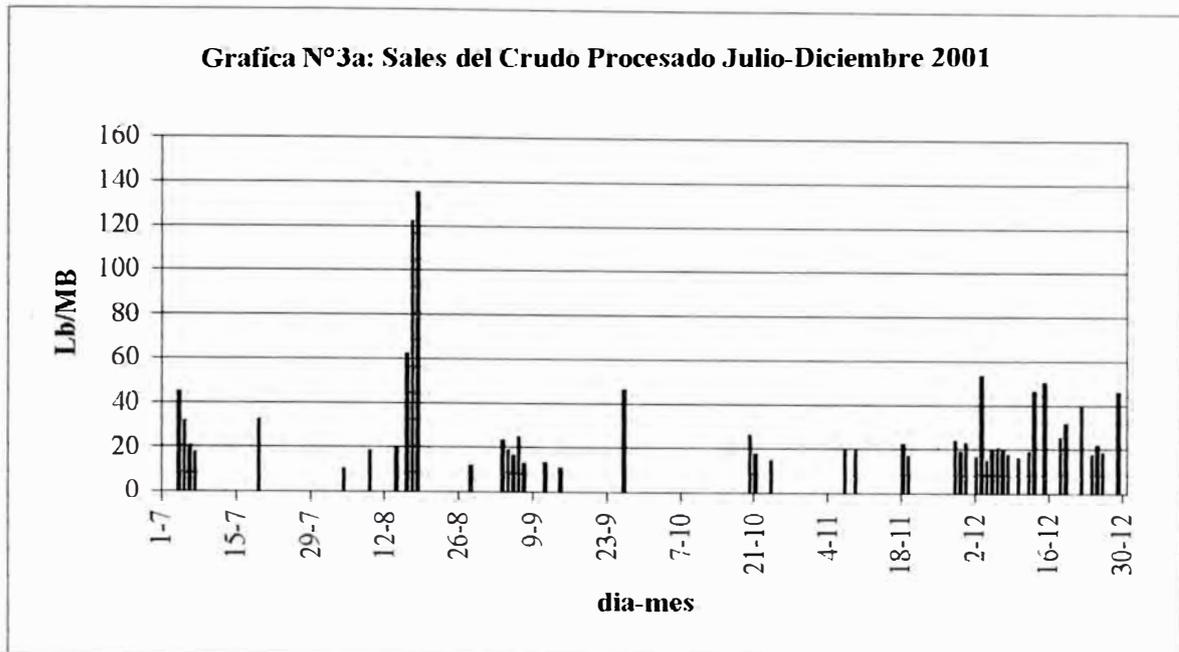
a) API del Crudo Procesado

Como podemos observar en el Gráfico N° 3, el crudo que se procesó registró valores de API 18.5-20 y constituyó crudo OXY 100% y una mezcla Base Asfáltica - OXY (mezcla típica en RFCO).



b) Sales de Crudo Procesado

* Del Gráfico N° 3a podemos observar que las sales del crudo procesado han sido muy variables teniendo incluso valores mayores a 100 PTB, lo cual generó en el tope de la UDP un medio muy corrosivo debido a la elevada generación de HCl a causa de la hidrólisis de las sales.

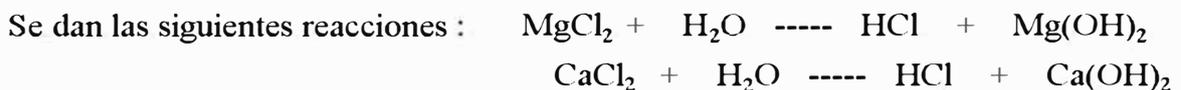


* Generación de HCl

La generación del ácido clorhídrico como se dijo anteriormente se produce debido a la presencia de sales en el crudo, las cuales al hidrolizarse generan el ácido mencionado.

Considerando para el cálculo la **Gráfica N° 1: %Hidrólisis de las sales (Vs) temperatura.**

Para este caso se considera que el 75% de las sales PTB en el crudo corresponde a NaCl, el 15% a $MgCl_2$ y 10% a $CaCl_2$ (considerado distribución típica). La temperatura promedio máxima del crudo se da en la alimentación a la UDP, donde alcanza una temperatura de 650 °F registrado en la termocupla TE400, a esta temperatura se hidrolizan el 90% de las sales de $MgCl_2$ y el 10% de las sales de $CaCl_2$, esta pues sería la cantidad de HCl generado en fase gaseosa.



#moles de HCl formado= #moles de $MgCl_2$ Hidrolizado 650°F + #moles de $CaCl_2$ hidrolizados 650°F

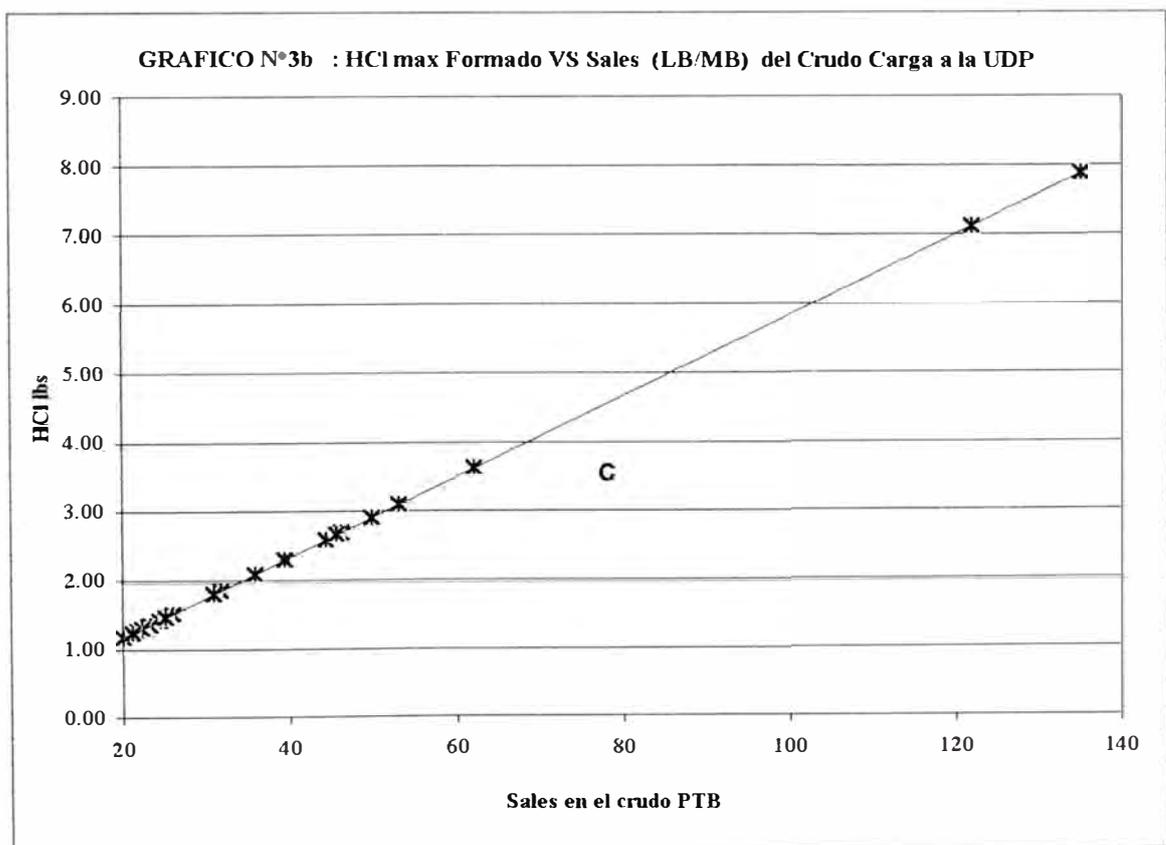
Peso molecular $MgCl_2 = 95,3$

Peso molecular $CaCl_2 = 111$

El valor de HCl obtenido podría considerarse como el máximo que se podría hallar en el condensador de tope V-1, por que en realidad no todo este ácido podrá ascender hasta el condensador, una fracción condensará en el interior del Tope de la UDP por efecto de choques térmicos ocasionados por el reflujo frío.

Por lo tanto los valores reales de HCl en V-1 serán menores a los hallados en este cálculo

Los resultados de los cálculos efectuados se presentan en el Anexo N°8, sobre la base de la cual se construyó la Gráfica N° 3b, donde se observa la cantidad de HCl generado por PTB de Sales en el crudo carga de la UDP, lo cual permitirá saber cual fue la cantidad máxima de HCl generado en el sistema de tope. Además a futuro, con ayuda de esta gráfica, se podrá predecir la cantidad de HCl generado en el sistema evaluando las sales en el crudo carga a la UDP, para poder dosificar la cantidad adecuada de amina neutralizante para neutralizar todo el HCl presente.



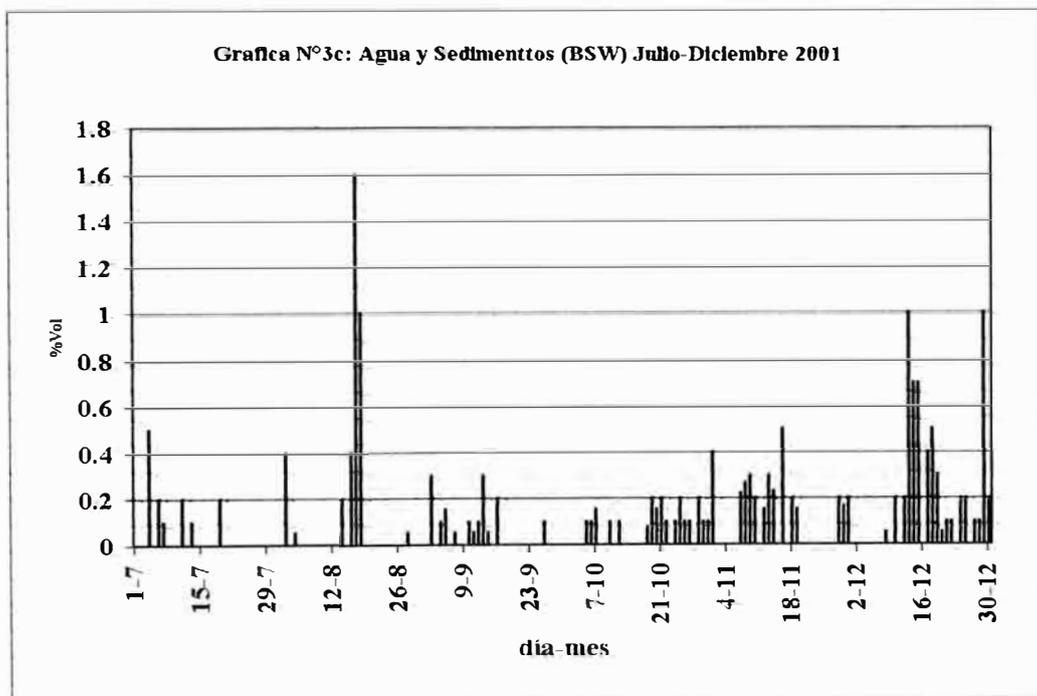
Nota: Si bien es cierto no se puede linealizar la generación de HCl con los PTB de los crudos, pero si se puede dar una tendencia partiendo de cálculos teóricos.

c) Agua y Sedimentos (BSW)

* En lo concerniente al BSW podemos decir que durante el período (julio-Diciembre) estas cantidades fueron muy variables, según se observa en la Gráfica N° 3c, llegando a un máximo de 1% (% en volumen), lo cual es muy peligroso debido a que el agua asciende en forma de vapor hasta el tope de la UDP para luego condensar arrastrando con ella el HCl gaseoso provocando su condensación.

Además una mayor cantidad de agua en el crudo disminuye la capacidad de procesamiento de la UDP; según bibliografía revisada 1Lb de vapor de agua ocupa de 6 a 8 veces el volumen de un Hidrocarburo, incrementando la presión del sistema.

* En el caso de los sedimentos, muchos pudieron haber taponeado los filtros antes de la alimentación a la UDP, pudieron haberse depositado en los intercambiadores de calor del Sistema de Tope de la UDP generando corrosión bajo depósito; otros por efecto de cambio brusco en el diámetro, dirección ó por efecto de la velocidad, pudieron ser los causantes del desgaste de válvulas, tuberías y bombas debido a la erosión.



8.3.3 Análisis del Agua Condensada en el Sistema de Tope de la UDP

8.3.3.1 Objetivos

- * Caracterizar el agua condensada en el sistema de tope de la UDP
- * Analizar e interpretar los valores de pH, Fe y Cl realizados al agua condensada.

8.3.3.2 Procedimiento seguido

Se realizó una recopilación de los análisis realizados al agua condensada en el sistema de tope (punto para toma de muestra: pierna del acumulador V-1)

Los análisis realizados siguieron los métodos ASTM, estos son:

D1293-95 : Determinación de pH, para evaluar si el medio es ácido, básico o neutro.

D1068-98: Determinación de Fe, para evaluar la pérdida de material, en la refinería se usa este valor para evaluar la dosificación de amina filmica.

D512-89: Determinación de cloruros presentes en el agua condensada.

Los datos recopilados del agua condensada tomados en el condensador V-1 se encuentran en el **Anexo N° 9**.

8.3.3.3 Análisis, Cálculos y Resultados

a) PH:

- * En la **Gráfica N° 4** el valor del pH del agua condensada en el acumulador de tope V-1 muy variable, estos valores dependerán básicamente de las sales del crudo de alimentación y de la dosificación de la amina neutralizante en el Tope de la UDP, Se tienen valores-mínimos de 4.5 y máximos de 8.4
- * Durante el periodo de realización de la tesis se dosificaba una amina neutralizante en base de etilendiamina. Este producto tiene la característica de tener preferencia por distribuirse en la fase líquida, es por ello que en el punto de rocío (donde condensa la primera gota de agua) el valor del pH es hasta un punto más elevado que el valor hallado en el condensador V-1.

$$PH_{\text{punto de rocío}} = PH_{\text{condensador V-1}} + 1$$

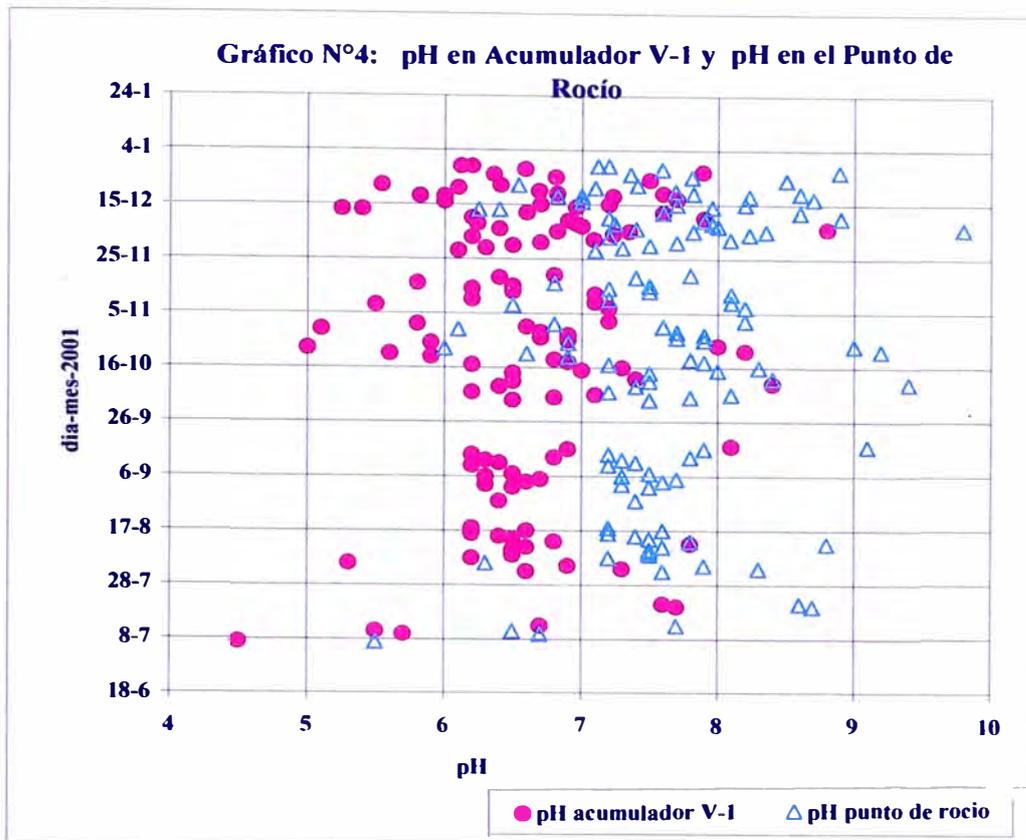
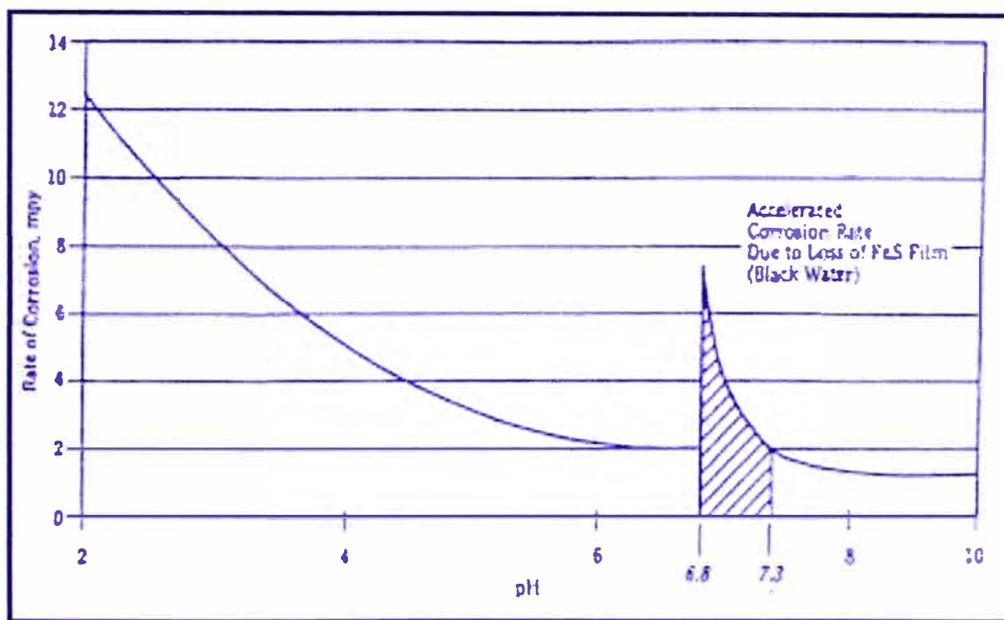


Gráfico N° 4a: Efecto del pH en la Velocidad de Corrosión



Nota: En esta gráfica teórica, se considera que en el medio existe sólo HCl y H₂S

Influencia del pH en el proceso corrosivo

Para el siguiente análisis tomaremos cuenta la **Gráfica N°4a** típica, pH vs Velocidad de corrosión, en sistemas que presentan a los agentes corrosivos HCl y H₂S juntos, el cual es el caso del tope de la UDP en estudio.

En el Cuadro N° 32 se presenta el análisis correspondiente a la influencia del pH en el Proceso Corrosivo en estudio.

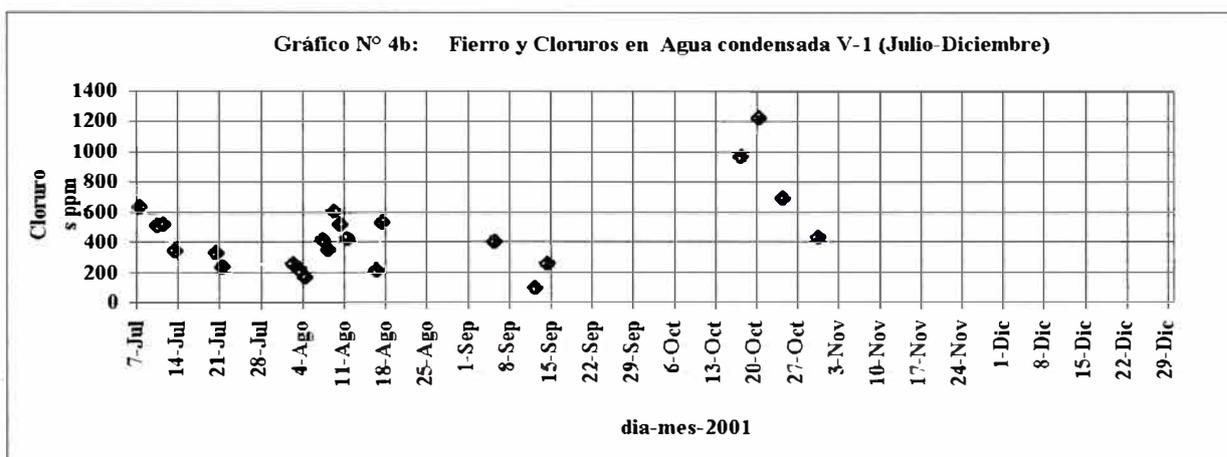
Cuadro N° 32 Influencia del pH en el Proceso Corrosivo

pH	Características corrosivas en V-1	Características corrosivas en el pto de Rocío
entre 4 - 5	Ambiente ácido Se favorece la corrosión por HCl	Se favorece la corrosión por HCl y H ₂ S. Pero en el rango inferior (pH=6), el efecto del HCl llega a su valor mínimo.
entre 5-6	Ambiente ácido. Se favorece la corrosión por HCl y H ₂ S. Pero en el rango inferior (pH=6), el efecto corrosivo del HCl llega su punto más bajo.	Se incrementa la corrosión por parte del H ₂ S siendo acelerada por el HCl. Punto más corrosivo pH 6.8, en dicho punto la película de FeS se disuelve por la regeneración del HCl por la acción máxima combinada del HCl y H ₂ S, (tanto como si tuviera en este punto un pH igual a 3), donde se producen altas concentraciones de iones HS (punto de inflexión en el Gráfico N° 2).
entre 6-7	Se incrementa la corrosión por parte del H ₂ S, siendo acelerada por el HCl. Punto más corrosivo pH 6.8, en dicho punto la película de FeS se disuelve por la regeneración del HCl por la acción combinada del HCl y H ₂ S violentamente a pH 6.8 (tanto como si tuviera en este punto un pH igual a 3).	Se incrementa la corrosión por parte del H ₂ S de acuerdo a la aumento del pH. Las velocidades de corrosión empiezan a disminuir desde su máximo en 6.8 hasta un valor mínimo a pH aproximado de 8. La película de FeS se disuelve gradualmente hasta un pH de 7.3. A pH mayores de 7.3 la película de FeS se regenera aumentando la vcorr.
entre 7-8	Se incrementa la corrosión por parte del H ₂ S de acuerdo al aumento del pH. Las velocidades de corrosión empieza a disminuir desde su máximo en 6.8 hasta un valor mínimo a pH aproximado de 8. La película de FeS se disuelve gradualmente hasta un pH de 7.3. A pH mayores de 7.3 la película de FeS se regenera.	A pH mayores a 7.3 la película de FeS disminuye gradualmente su solubilidad en el medio alcalino, constituyendo una película protectora, por lo tanto disminuye la velocidad de corrosión. Sin embargo origina problemas de corrosión bajo depósitos, pues La película FeS a medida que incrementa su espesor, se vuelve porosa, la cual fácilmente puede transportar los agentes corrosivos.

b) Los cloruros

Como podemos ver en la **Gráfica N°4b** durante el período de realización de la tesis, se reportaron valores elevados, llegando hasta 1 200 ppm, lo cual pudo deberse a los siguientes factores:

- * Alto contenido de sales en el crudo de alimentación a la UDP.
- * No se cuenta con sistema de desalado.
- * Alto contenido de agua en el crudo debido a su contaminación con agua de mar, la cual se usaba para dejar las líneas de descarga sin hidrocarburo, con la finalidad de evitar contaminación en el mar debido a fugas o derrames.
- * La amina neutralizante no está haciendo correctamente su labor ó no se está dosificando dicho producto en la cantidad suficiente para neutralizar la cantidad de HCl formado por la hidrólisis de las sales.
- * Existen sales que no se hidrolizaron.
- * Alto contenido de sales y BSW en el crudo de alimentación, lo que favorece la generación de HCl aumentando su efecto corrosivo.



Según la bibliografía revisada (Ref. Artículos técnicos NACE) y el análisis del proceso podemos decir lo siguiente:

Los cloruros detectados corresponden a:

- * Ácido clorhídrico que no ha reaccionado con la amina neutralizante EDTA.
- * Cloruros de calcio y magnesio que no lograron hidrolizarse y se encuentran en forma de iones en el Sistema de Tope.

Los cloruros detectados no corresponden a:

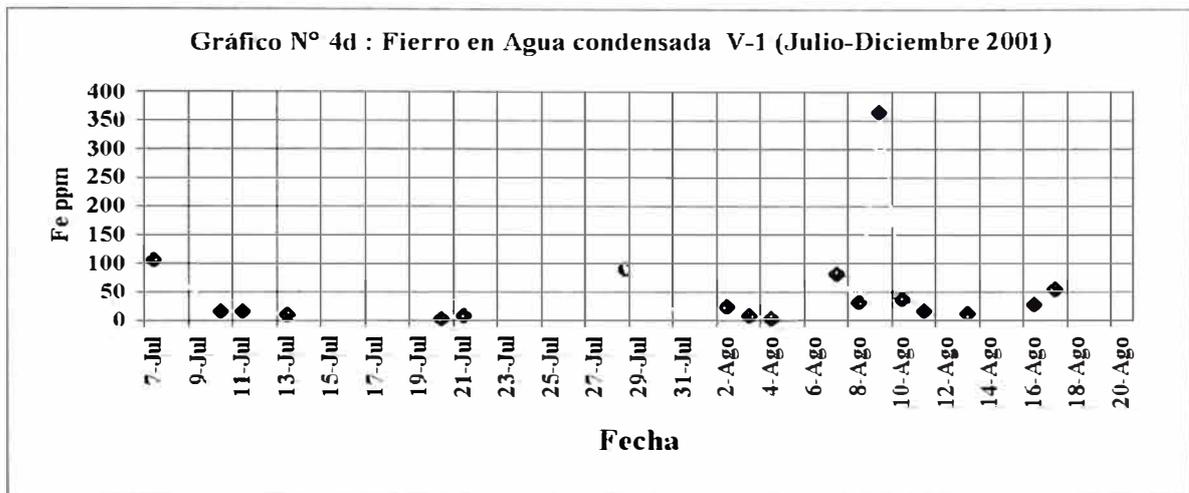
- * Cloruros que han formado sales con la amina neutralizante, por que la sal de amina sólida cristaliza, y la sal líquida es adsorbida por los productos de corrosión no habiendo la posibilidad que los iones cloruro se encuentren libres.

La cantidad de cloruros permisible en V-1, según el manual de operaciones de la RFCO es 20 ppm.

c) El Fierro

Los valores de Fierro registrados durante el período analizado se detallan en el Anéxo N° 9 y un resumen pueden observarse en la Gráfica N° 4d.

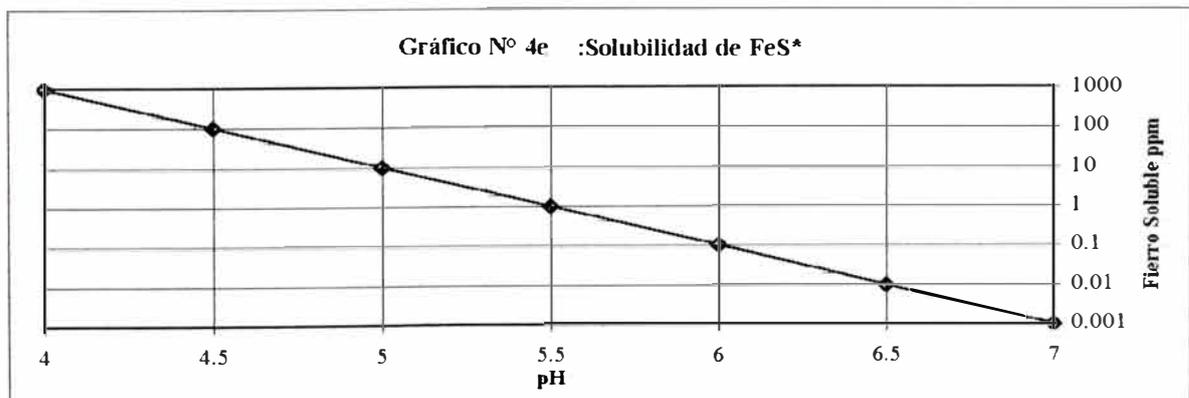
Los valores de fierro fueron muy variables, llegando hasta valores mayores a 100 ppm, siendo el valor deseable por parte de la refinería de 5 ppm (parámetro de control de la corrosión).



Nota : Apartir del mes de setiembre no se realizó análisis de Fierro por falta de reactivos.

Interpretación del Análisis de Fierro en el acumulador de Tope V-1:

Para poder entender que representan los valores de Fe analizados en el acumulador de tope V-1 y considerando que la cantidad de amina neutralizante inyectada es la necesaria para neutralizar todo el HCl presente en el sistema, nos basaremos en la Gráfica N°4e experimental elaborada por la National Petroleum Refiners.

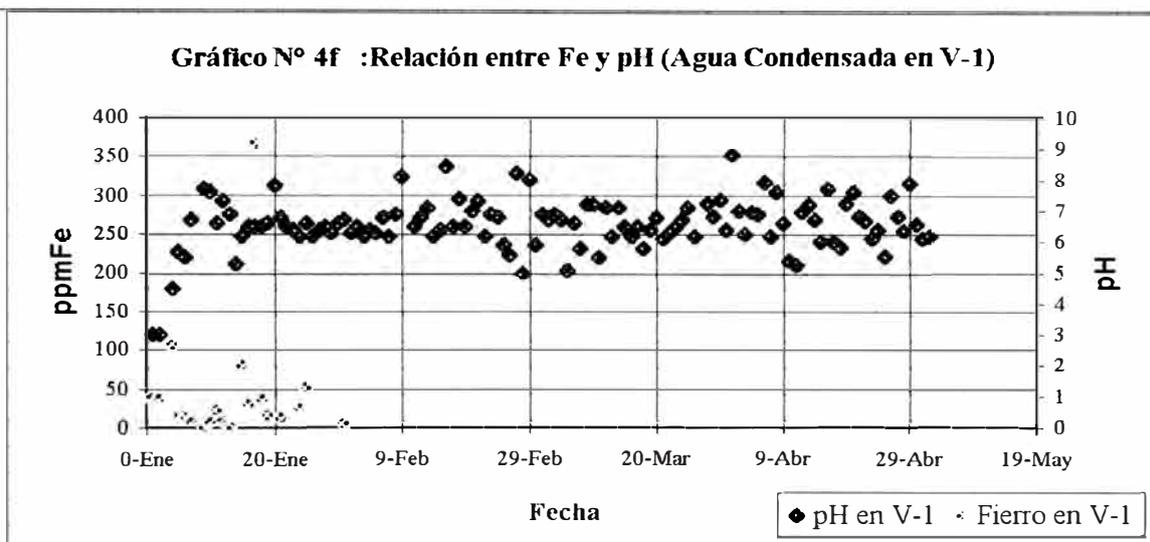


*Considerando en el sistema 20ppm de H₂S en el agua condensada

1) A pH bajos (4-5) tenemos elevada cantidad de Fe disuelto en la fase acuosa, esto se debe a que el FeS formado, que se había depositado sobre la superficie metálica, a estas condiciones de pH es soluble en la fase acuosa, generando Fe^{+2} iónico, el cual es reportado en los análisis de agua condensada.

2) A pH básicos: tenemos una mínima cantidad de Fe disuelto en la fase acuosa. Esto se debe a que el H_2S reacciona con la superficie metálica generando FeS, el cual a esas condiciones de pH es insoluble en la fase acuosa, por lo tanto se registrará menos cantidad de Fierro debido que este se encuentra en estado sólido formando la película de FeS (esta película formada traerá problemas de corrosión bajo depósitos, al transcurrir el tiempo).

3) En el Gráfico N° 4f se relaciona los valores de pH y Fe hallados en el agua condensada del condensador de tope V-1.



4) De los análisis de pH y Fe del agua condensada podemos concluir que no existe una tendencia uniforme entre estos valores. Esto se puede explicar considerando que el Fierro y el agente corrosivo H_2S (estamos considerando que todo el HCl generado fue neutralizado con la amina neutralizante) reaccionan generando una película de FeS. Cuya solubilidad en fase acuosa va a depender del pH del medio en el cual se desarrolle, es por ello que en medio ácido tendremos elevados valores de Fe, pero esto no quiere decir que el material se está corroyendo más rápido, prodría significar que la película de FeS formada anteriormente se está disolviendo a causa del valor de pH.

Con estas consideraciones explicaremos lo que sucede a diferentes rangos de pH y Fe:

Cuadro N° 33: Relación del pH con la concentración del Fe

pH elevado - Fe bajo	Corrosión por HCl, debido a insuficiente dosificación de amina neutralizante. En algún momento hubo corrosión por H ₂ S generando FeS, luego al bajar el pH la película se disuelve liberando en la fase acuosa iones Fe ⁺² , generando así un elevado valor de Fe en el condensado del V-1.
	Corrosión por H ₂ S, debido a una sobre dosificación de amina neutralizante, las cantidades de fierro son bajas debido a un pH elevado, donde la película de FeS es sólida e insoluble en el agua condensada.

8.3.3.4 Comentarios

- * La corrosividad del medio (agua) se determina midiendo su pH, pero eso no significa que sólo a bajos pH ocurran procesos corrosivos, también existe corrosión a pH alcalinos.

PH bajos (0-6.8): predomina la corrosión por HCl

PH medio (6.8 - 7.3): predomina la corrosión por el efecto conjunto HCl y H₂S

PH altos (7.3-10): corrosión bajo depósitos por FeS

- * Para determinar el rango de PH óptimo a mantener en V-1 se debe considerar el producto químico que se dosifique, por que de él dependerá el pH en el punto de rocío, y por lo tanto la acción corrosiva, resultado de la condensación de la primera gota de agua, la cual tiene una alta concentración de HCl.
- * El rango óptimo sugerido de pH es de 5.5 a 6, para evitar la corrosión por H₂S en el punto de rocío y tener en V-1 el menor efecto corrosivo a causa del HCl, según se puede ver en la Gráfica N° 4a
- * Los valores de cloruros en condensados de V-1 no otorgan referencia de la corrosividad del medio porque éstos cloruros provienen de muchas fuentes.
- * Elevados valores de Fierro no nos indican corrosión severa, el fierro debe relacionarse con el valor del pH para dar cualquier conclusión o aseveración. Se ratifica el rango de pH recomendado, debido a que en ese rango el FeS es soluble en el medio evitando corrosión bajo depósito que es la más peligrosa.

8.3.4 Analisis de la Condiciones de Operación en la UDP

8.3.4.1 Objetivo

- * Determinar la influencia de las condiciones de operación en el proceso corrosivo. Por la aparición de la temperatura de rocío en el Tope.

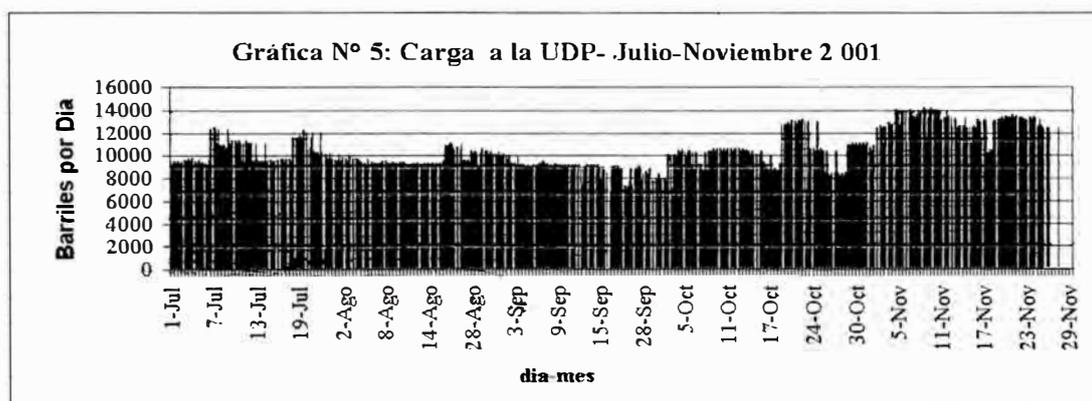
8.3.4.2 Procedimiento seguido

Se realizó recopilación de datos de condiciones de operación de la UDP y equipos periféricos para determinar cuales fueron las cargas promedio a la UDP, temperatura y presión de tope y vapor inyectado.

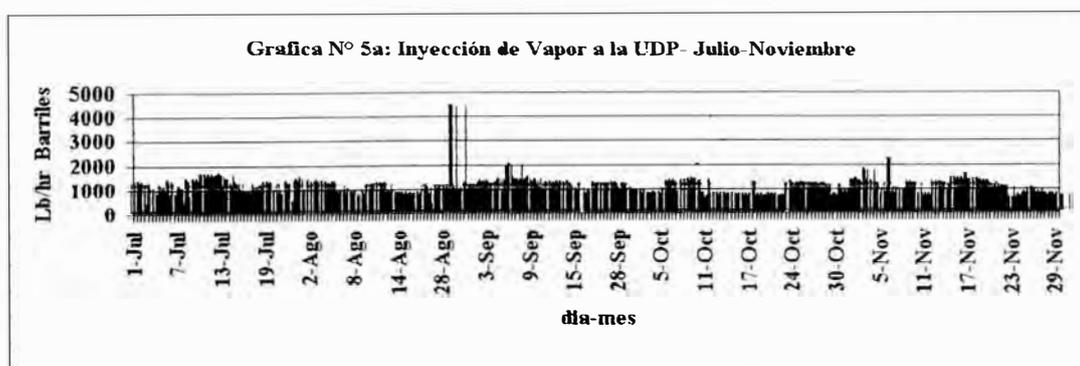
8.3.4.3 Análisis, Cálculos y Resultados

La totalidad de los datos recopilados se encuentran en el Anéxo N°8.

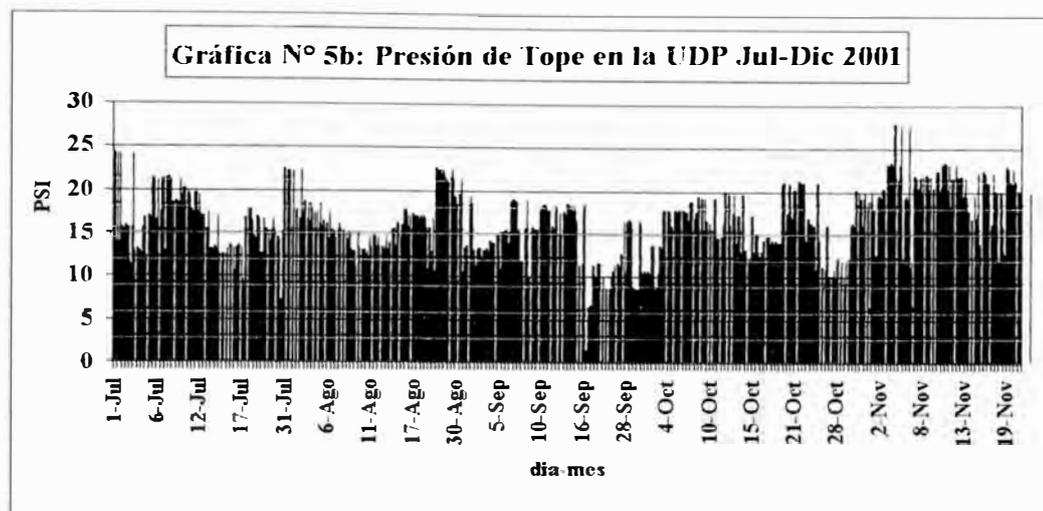
- * En la Gráfica N° 5 la carga a la UDP desde Julio hasta octubre tuvo un valor promedio de 10MBD. Apartir de ésta fecha la carga se incrementó.



- * En los meses de Julio a Noviembre se obtuvieron los valores presentados en el Gráfico N° 5a. El valor promedio de inyección de vapor fue 1000Lb/barril crudo procesado, con una presión de tope 19 PSI.



Nota: El pico más elevado se debe a que en dicha fecha hubo parada de planta (revaporizado)



- * Con la información recopilada se calculó la Temperatura de Rocío en el Sistema de Tope de la UDP y se pudo conocer también su ubicación en dicho sistema.

Para la evaluación del Punto de Rocío se empleó un Programa utilizado por la Refinería, cuyas variables de ingreso fueron las siguientes:

Presión de tope.

Temperatura de tope.

Temperatura de Reflujo.

Temperatura a la salida de intercambiadores de calor del Sistema de Tope E1-E1a-E1b.

Temperatura a la salida del arorefrigerante E6.

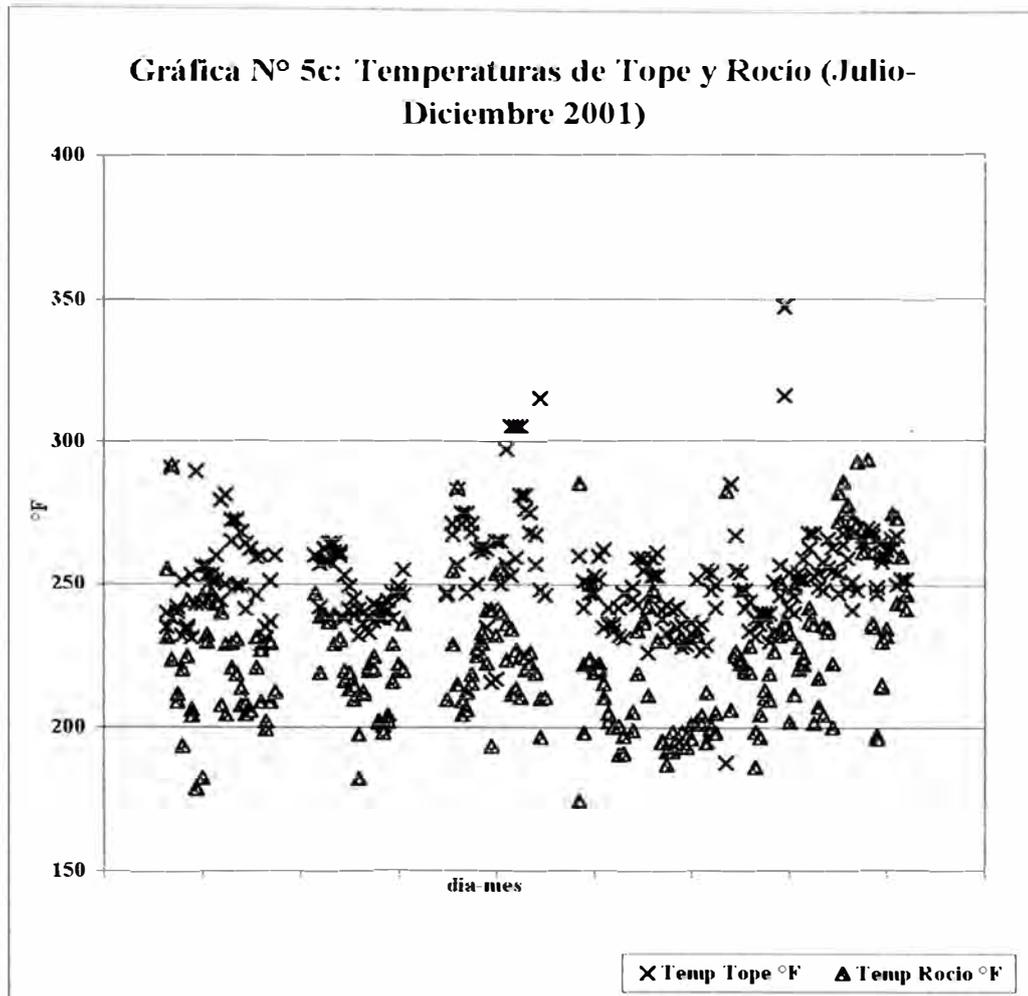
Flujo de gasolina producida.

Flujo total de vapor inyectado a la UDP(incluidos los strippers).

Curva de destilación de la gasolina de tope (10%, 50% y 90%).

API de la gasolina de tope de la UDP.

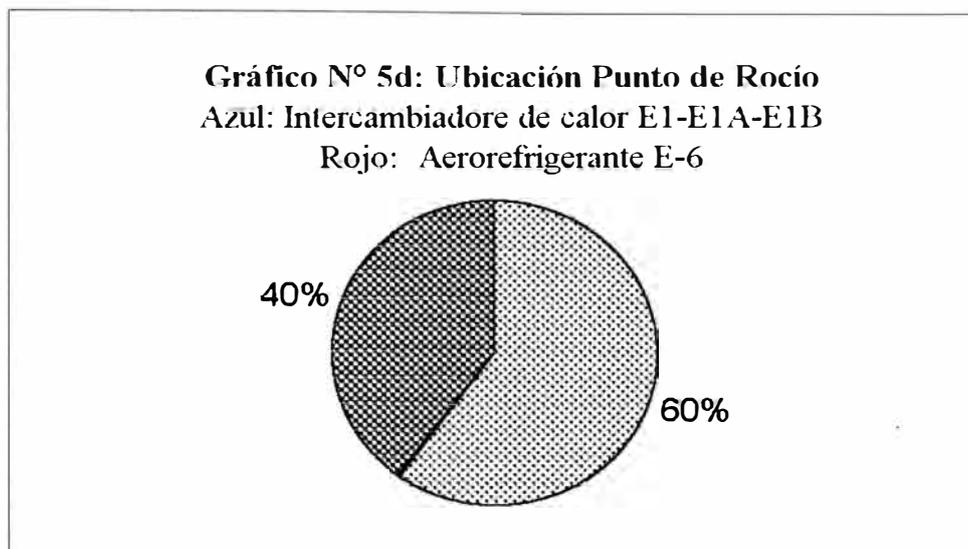
En el Gráfico N° 5c, se reporta la Temperatura de Tope y la Temperatura de Rocío durante los meses Julio a Noviembre 2001, podemos observar que la Temperatura de Rocío siempre es mayor que la Temperatura de Tope. Cabe indicar que en esta evaluación no se considera si hubo o no condensación del agua en el interior del Tope de la UDP (plato 32), debido a choques térmicos originado por el reflujo frío de tope, para ello existen otros programas más especializados que correlacionan otros factores como flujo de gases incondensables, BSW del crudo de alimentación.



* Al calcular la Temperatura del Punto de Rocío se determinó aproximadamente su ubicación (es decir en cual de los equipos del Sistema de Tope ocurre la condensación de la primera gota de agua), las cuales fueron:

- 1) Cualquiera de los intercambiadores de calor E1,E1a,E1b del Sistema de Tope: no se puede especificar exáctamente cual, debido a que sólo existe una termocupla a la salida de todo el sistema.
- 2) En el arorefrigerante E-6.

Durante el período de evaluación, se tiene que en el 40% del tiempo de evaluación el Punto de Rocío se ubicó en el Sistema de Intercambiadores, correspondiendo el 60% del tiempo de evaluación al arorefrigerante E-6, como se observa en la **Gráfica 5d**.



8.3.4.4 Conclusiones

- * El Punto de Rocío representa el estado de equilibrio del sistema Líquido - Vapor del tope, que es el más del sistema. Como hemos podido ver este punto en el Sistema de Tope se ha ubicado en los intercambiadores de tope y el aerorefrigerante E-6, es por ello que se debería tener en el Tope de la UDP dos puntos de inyección de las aminas neutralizante y no uno como sucede actualmente.
- * De bibliografía revisada (Ref. Artículos Técnicos NACE) sabemos que en el Punto de Rocío, cuando no se dosifica correctamente la amina neutralizante, el pH del agua puede llegar hasta 2, lo cual es muy corrosivo, como se explica en la Gráfica N° 4a. Es por ello que en el Punto de Rocío debe haber amina neutralizante para elevar el valor de pH a valores aceptables (de menor corrosión).
- * Se debe colocar termocuplas a la salida y entrada de los intercambiadores de calor E, E1a, E1b para saber exactamente en cual de éstos equipos se encontrará el Punto de Rocío, esto nos permitirá saber cual de ellos está siendo atacado con mayor frecuencia por efecto corrosivo del HCl y H₂S para preveer fallas por picaduras, y lograr un mejor control de la corrosión en todo el sistema.

8.3.5 Monitoreo de Agentes Corrosivos

(Realizado del 16 de Julio al 15 de Agosto del 2001)

En columnas de destilación de petróleo, la atmósfera corrosiva difiere de acuerdo a la amplia diferencia de temperaturas existentes entre el tope de la torre y el fondo de la misma, 212 °F y 650 °F respectivamente.

8.3.5.1 Objetivo

Los análisis del crudo y sus fracciones permitió la cuantificación de los agentes corrosivos (HCl, H₂S), las cuales fueron monitoreados desde su formación hasta su evolución en el Sistema de la Unidad Primaria de Destilación.

8.3.5.2 Identificación de los puntos a Monitorear

La ubicación de los puntos muestreados se presenta en el **Diagrama N° 8** y la relación de éstos en el **Cuadro N° 34**, los cuales fueron seleccionados como resultado del análisis del Proceso de Destilación, condiciones de operación (P, T, por Flujo) y antecedentes de corrosión en la Refinería.

- Los puntos de muestreo identificados se dividen en dos tipos:

Puntos fríos, bajas temperaturas (60 – 150 °F)

Puntos calientes, altas temperaturas (150 – 600 °F)

- La toma de muestras se efectuó a través de las válvulas existentes, las cuales fueron acondicionadas con un sistema de reducciones de diámetros y uso de serpientes de enfriamiento para los puntos calientes.

8.3.5.3 Ensayos de Laboratorio Realizados

Los ensayos de laboratorio requeridos para las muestras obtenidas en el monitoreo obedecen a recomendaciones por bibliografía especializada (Ensayos Estandarizados por ASTM), éstos ensayos siguen el procedimiento de análisis de acuerdo a las normas ASTM siguientes:

Crudo: Crudo OXY, Base Asfáltica

- ASTM D287:* Determinación de API
Para poder caracterizar la carga a la UDP
- ASTM D96:* Determinación de Agua y Sedimentos
Para evaluar el contenido de agua en el crudo
- ASTM D95:* Agua por Destilación
Evaluación más precisa del contenido de agua en el crudo
- ASTM D3230:* Determinación de sales
Cuantificar el contenido de sales en el crudo, para evaluar la cantidad de HCl generado
- ASTM D4294:* Determinación de Azufre
Cuantificar el contenido de azufre en el crudo, para evaluar la cantidad de H₂S que se formará por descomposición térmica de los compuestos de azufre

Destilados: Muestras de gasolinas de tope y solventes

- ASTM D287:* Determinación del API
Para caracterizar los destilados
- ASTM D947:* Acidez
Permite la evaluación de los ácidos orgánicos presentes, causantes de corrosión
- ASTM D1266:* Determinación de azufre
Permite evaluar los mercaptanos (RSH) causantes de corrosión
- UOP163-80:* Determinación de H₂S y azufre mercaptano por Titulación Potenciométrica
Cuantificar el H₂S y mercaptanos compuestos de azufre activos
- D484:* Prueba Doctor
Evaluación cualitativa de H₂S, antes de análisis UOP 163-80
- D130:* Lámina de cobre
Evaluación cualitativa de grado de corrosión por compuestos azufrados corrosivos.

Condensados: Muestra de agua condensada en acumuladores V-1 y V-2

ASTM D1293-95: Determinación de pH

Permite evaluar la agresividad del medio corrosivo

ASTM D1068 – 96: Determinación de Fe

Permite evaluar el desgaste del material

ASTM D512-89: Determinación de Cloruros

Permite evaluar el sistema de control de corrosión de la UDP

Gases incondensables: Salida de gases incondensables en acumulador V2

UOP 9-59:

Determinación de H₂S por Método Tutwiler

Cuantificar el contenido de H₂S que va al ambiente y no realiza su acción corrosiva (H₂S que no ha reaccionado, ni ha sido absorbido en la fase acuosa o hidrocarburo del Sistema de Tope de la UDP, y que son eliminados al ambiente), con el propósito de cuantificar la cantidad de H₂S que atacaría la superficie del metal expuesto a este agente.

CROMATOGRAFÍA: Determinación de Hidrocarburos en gases incondensables por Cromatografía

Para caracterizar el flujo de los gases incondensables.

Cuadro N° 34: Relación de Puntos de Muestreo

Para localizar ubicación ver Diagrama N° 8

PUNTO	Descripción	Comentarios
1	Crudo de Alimentación	Se pudo obtener muestra en los 5 procesos de muestreo. Punto de muestreo rutinario.
2	Crudo de Alimentación en el intercambiador E-1	Se pudo obtener muestra solo en 3 de los procesos de muestreo.
2.1	Crudo de Alimentación en el intercambiador E-2	Se pudo obtener muestra solo en 2 de los procesos de muestreo.
2.2	Crudo de Alimentación en el intercambiador E-3	Se pudo obtener muestra solo en 2 de los procesos de muestreo.
3	Gases de Gasolina de C-1	No se pudo muestrear por no contar con punto de muestreo, además del riesgo que implicaba la presencia de vapores de gasolina a alta temperatura.
4a	Gasolina a la entrada del aerorefrigerante E-6	Se pudo obtener muestra en 4 de los 5 procesos de muestreo.
4d	Gasolina a la salida del aerorefrigerante E-6	Se pudo obtener muestra en 4 de los 5 procesos de muestreo.
5	Agua en el acumulador V-1	Se pudo obtener muestra en los 5 procesos de muestreo. Punto de muestreo rutinario
6	Gasolina a la salida del acumulador V-1	Se pudo obtener muestra en los 5 procesos de muestreo.
7	Gasolina a la entrada del aerorefrigerante E-15	Se pudo obtener muestra en 4 de los 5 procesos de muestreo.
8	Agua en el acumulador V-2	Se pudo obtener muestra en los 5 procesos de muestreo. Punto de muestreo rutinario.
9	Gases Incondensables a la salida del V-2	Se logró obtener muestra después de los procesos de muestreo. Se tuvo que acondicionar un sistema especial de muestreo e implementar el método su evaluación.
10	Gasolina de salida del acumulador V-2	Se pudo obtener muestra en 4 de los 5 procesos de muestreo.
11	Retorno de gasolina a C -1	Se pudo obtener muestra en 4 de los 5 procesos de muestreo.
12	Salida de solvente de C-1	No se pudo muestrear por no contar con punto de muestreo, además del riesgo que implicaba la presencia de vapores de solvente a alta temperatura.
13	Retorno de solvente a columna C-1	Se pudo obtener muestra solo en 2 de los procesos de muestreo.
14	Solvente a la salida de C-5	Se pudo obtener muestra en los 5 procesos de muestreo.
15	Solvente a la salida de E-8	Se pudo obtener muestra en los 5 procesos de muestreo. Punto de muestreo rutinario.

Existen una cantidad de análisis que no se pudieron realizar debido a falta de reactivos y equipos.

- * Agua por destilación: solo se contaba con 1 equipo para análisis de rutina.
- * Acidez: no se pudo realizar por falta del reactivo alcohol isopropílico.
- * Azufre por rayos X: El equipo se malogró en el mes de agosto.
- * Acido sulfhídrico EPA por adsorción: No se pudo realizar por falta de reactivos y el método no estaba implementado.
- * Azufre Mercaptano y Acido sulfhídrico cuantitativo: fue implementado, pero se necesito mayor cantidad de alcohol isopropilico
- * Conductividad en gasolinas y Solventes: No se pudo realizar por falta de reactivo (Xileno), reactivo controlado.
- * Prueba Doctor: No se pudo realizar por falta de reactivo alcohol isopropilico para preparar solución de plumbito de sodio.

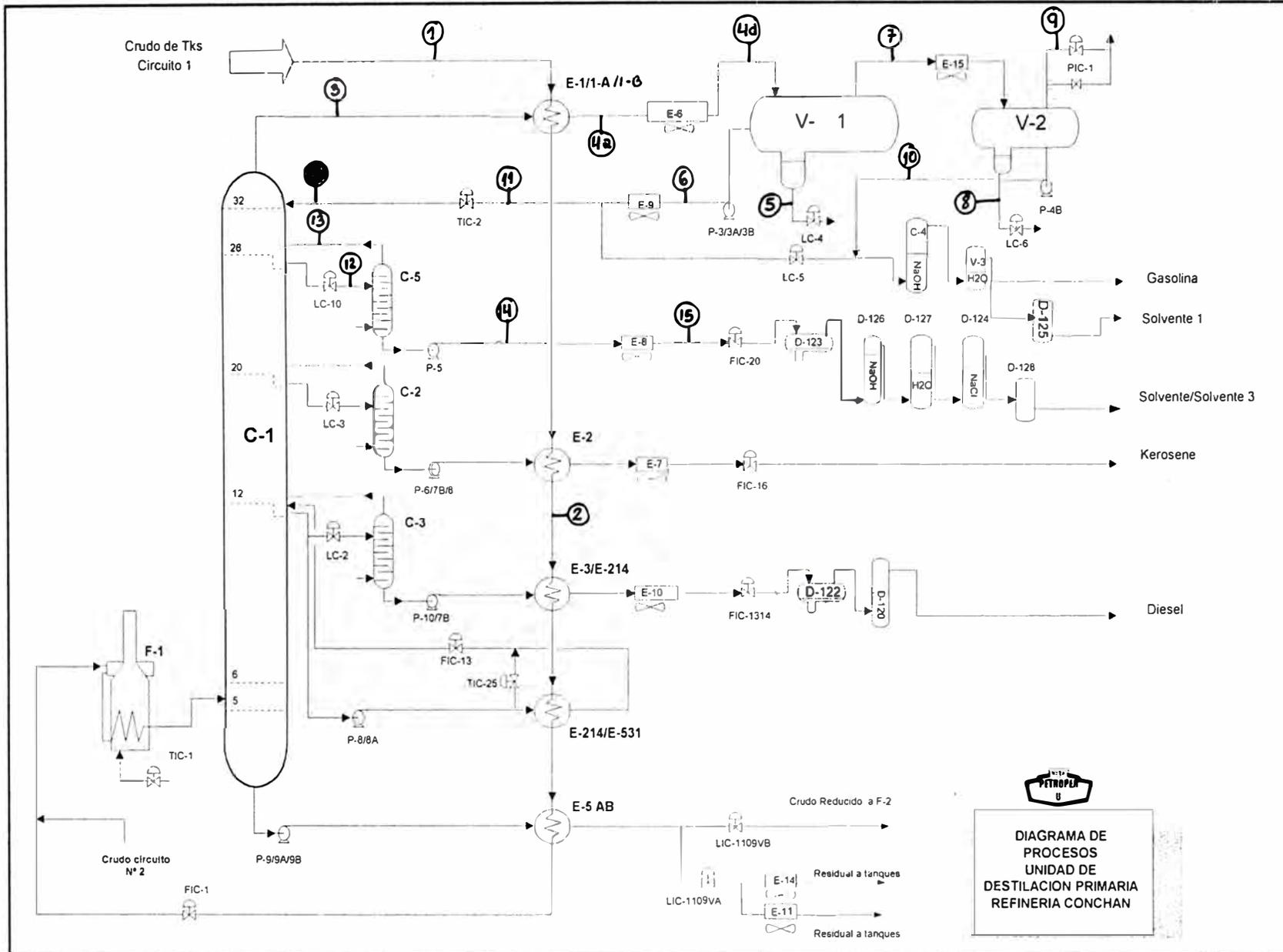


Diagrama N° 8: Ubicación de los Puntos de Muestreo

8.3.5.4 Análisis de Resultados

Los datos obtenidos de los análisis realizados en el laboratorio, corresponden a 5 monitoreos, cuya información detallada se encuentran en el Anexo N° 11. Sin embargo en el Cuadro N° 34a se presenta un resumen. A continuación se tiene el análisis de éstos resultados.

A) Comentarios

- Las muestras tomadas son gasolinas y solventes por el mayor contenido de los agentes corrosivos (H_2S , HCl). También es muestreado el tipo de crudo a procesarse. Este tipo de monitoreo nunca fue realizado por la refinería, por ello que algunos métodos analíticos tuvieron que ser implementados.
- Los crudos procesados son de tipo OXY y mezclas OXY-BASE ASFALTICA, encontrándose en un rango de API <17.4 a 19.6>
- El contenido de agua y sedimentos en los crudos es relativamente alto, encontrándose en el rango <0.15%V a 0.6%V>.
- El contenido de sales en los crudos procesados es alto (35 PTB), siendo el recomendado por el manual de operaciones de la Refinería 20 PTB, como se muestra en la Gráfica N° 6.
- El contenido de azufre total en los crudos es relativamente alto, aunque a simple vista no podría decirse si la mayoría de estos compuestos de azufre formarán H_2S , por descomposición térmica.
- Se realizaron ensayos cualitativos (Prueba Doctor, Corrosión a la Lámina de Cobre) de la presencia de H_2S , la mayoría de las muestras de gasolina dieron resultados positivos en diferentes niveles. Este ensayo permite una evaluación rápida de la agresividad de este agente.

B) Conclusiones Técnicas

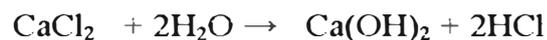
- Del levantamiento de las condiciones de operación (Anexo N° 11), la formación de los agentes corrosivos H₂S y HCl se forman en los tramos siguientes:

Tramo de E5-A/B y el F1: Circuito N° 1 de crudo

Tramo E35-A/B y el F1: Circuito N° 2 de crudo

por presentar las condiciones necesarias para la formación de éstos agentes (Rango de temperatura de trabajo promedio 300 a 600 °F)

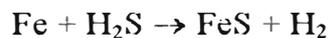
Hidrólisis de sales ($T \geq 250$ °F)



Descomposición Térmica de compuestos de azufre ($T \geq 248$ °F)



- Desde la formación de los agentes corrosivos hasta el plato de alimentación (zona flash y fondos de la UDP) por las condiciones de operación, no hay presencia de agua en fase líquida, todo se encuentra en fase vapor, por tal motivo en todo este tramo no se da el fenómeno de corrosión acuosa por estos agentes corrosivos. Pero por las elevadas temperaturas se da corrosión seca o química por H₂S:



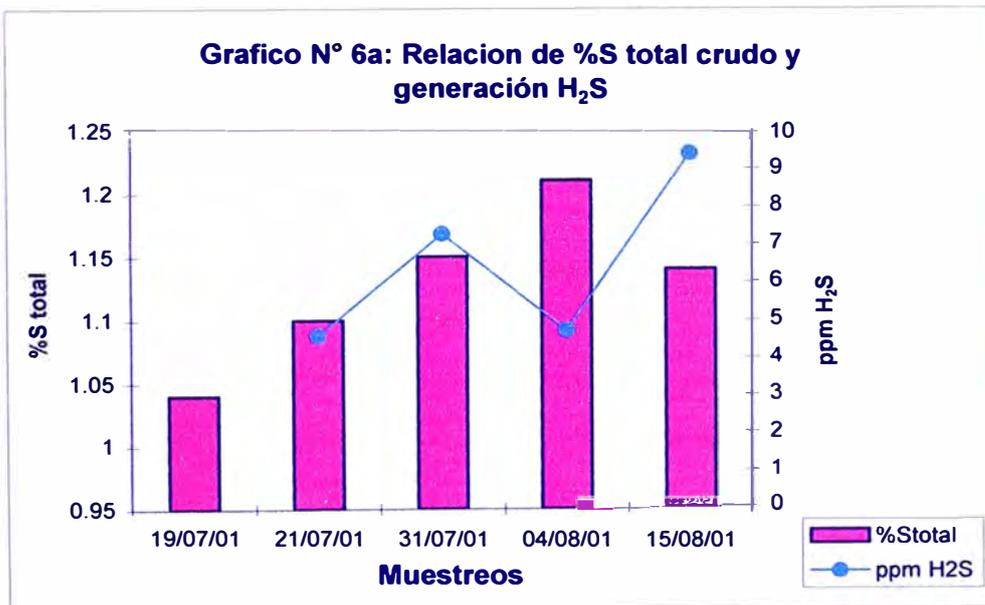
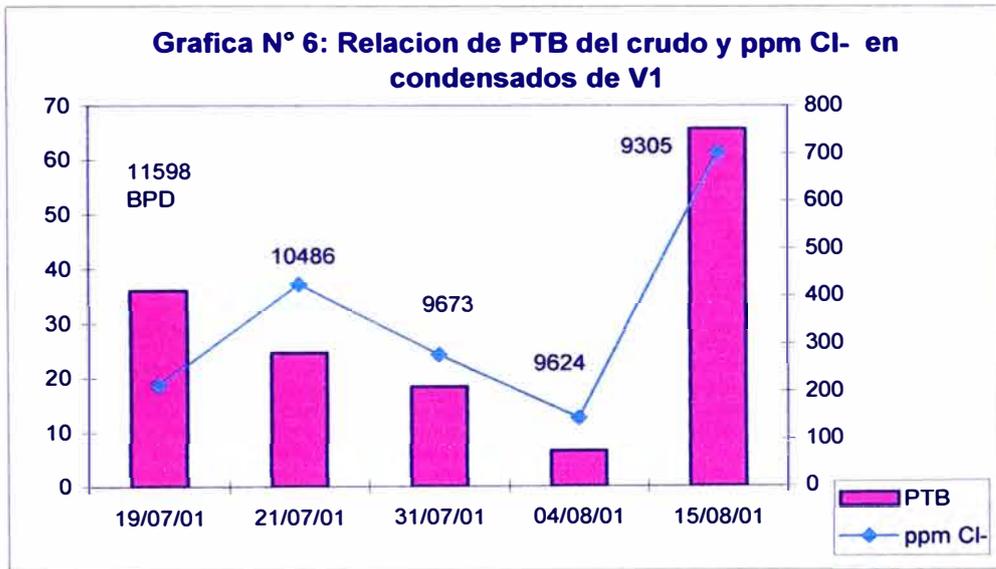
- Por las características de los agentes corrosivos, que son gases incondensables a las condiciones de operación de la UDP, estos tienden a salir por la parte superior de la UDP. Se estima que desde el tramo plato 26 al 32 estos agentes pueden ser evacuados en los cortes laterales, comprobándose con ello la presencia de H₂S en las muestras de gasolina y solventes analizados en el laboratorio. Obteniéndose en las muestras de gasolina mayor concentración que en las muestras de solventes.

- Las mayores concentraciones de H_2S se obtienen en el circuito de gasolina, encontrándose bajas concentraciones en el circuito de solvente, y finalmente en el circuito de kerosene no se detecta presencia de éstos, comprobándose ello con los reportes de análisis de laboratorio efectuado.
- De acuerdo a las condiciones de operación, el Punto de Rocío ocurrirá entre el interior de intercambiadores E1,E1A,E1B y el aerorefrigerante E6, iniciándose en dicho punto el ataque de los agentes corrosivos mencionados por la presencia de agua en la fase líquida. Presentando dicho punto el valor de pH más bajo del sistema de tope, debido a que la primera gota de agua condensada tiene alta concentración de HCl, pudiendo llegar este valor a $pH = 2$ sin dosificación de aminas neutralizantes.
Ello también significa que apartir de este punto el Sistema de Tope de la UDP está expuesta a una severa corrosión hasta la evacuación de los gases incondensables en el V2 y el tratamiento final para la eliminación de estos agentes remanentes. El cálculo del Punto de Rocío y su ubicación respectiva se presenta en Anexo N° 10.
- El contenido de sales es proporcional a la formación de HCl, porque de acuerdo al Gráfico N°6 un mayor contenido de sales en el crudo implica un mayor contenido de Cl⁻ en el agua condensada del acumulador V1. Si embargo en el monitoreo del 19/07/01 ocurre lo contrario, esto se debe a la precipitación de la Sal de Cloruro de Etilendiamina sólido sobre la superficie del interior de los intercambiadores o aerorefrigerante del tope; Esto es parte de los cloruros se quedan formando sales sobre las superficies metálicas y no son registrados en la salida del condensado, esto se origina por una sobredosificación de amina neutralizante comprobándose ello con el reporte de $pH=9.5$ en el condensado V1 confirmándose la basicidad del medio.

Cuadro N° 34a: Resumen de los análisis de laboratorio

Fecha	Crudo				Gasolina			
	Carga BPD	API	PTB	%S _{total}	pH	ppm Cl-	ppm Fe	ppm H ₂ S
19/07/01	11598	19.5	35.94	1.04	9.5	213	0.14	
21/07/01	10486	17.9	24.53	1.1	8.88	425	0.28	4.6
31/07/01	9673	19.6	18.31	1.15	6.57	277	41.2	7.28
04/08/01	9624	19.1	6.57	1.21	5.39	144	35.22	4.72
15/08/01	9305	19.4	65.7	1.14	6.63	701	24.1	9.4

* Estos valores son los máximos encontrados en los circuitos mencionados.



- El contenido de azufre en el crudo no es proporcional a la formación de H_2S , esto quiere decir que algunos tipos de compuestos de azufre tienden a formar con mayor facilidad H_2S . Por ello, Un elevado contenido de azufre en el crudo no implica un elevado contenido de H_2S en las corrientes de gasolinas y solventes, tal como se muestra en **Gráfico N° 6a**. Se corrobora lo que ya se había mencionado en el punto 5.1.1.
- Los valores obtenidos del contenido de H_2S (máx 10 ppm) y HCl (máx 700 ppm Cl^-) son elevados, sobrepasan los límites recomendados (ver **Gráfica N° 6b**), implicando ello agentes muy corrosivos. Basta una concentración 1 ppm de H_2S y 20 ppm Cl^- para desatar una corrosión acelerada.
- De acuerdo al ensayo ASTM D-130: " Detección de la corrosión del cobre con producto de petróleo por envejecimiento de lamina de cobre ", se tiene una evaluación rápida del efecto corrosivo por H_2S en las muestras analizadas, dando en la mayoría de los casos corrosión severa. Pero para las muestras de solventes, en la mayoría de las pruebas la corrosión fue mínima. Determinando ello que las zonas corrosivas por H_2S implica al sistema de tope de la gasolina, siendo la de solvente menos crítica y centrándose el estudio al circuito de gasolina. Siendo los puntos críticos de corrosión por la presencia de H_2S :

Punto 7: Salida de vapores de V1, donde se concentra la mayor cantidad de este gas incondensable.

Punto 10: Salida de V2, en la cual se evacua este gas.

Punto 11: Reflujo de gasolina, se concentra en menor proporción que en las líneas anteriores.

Estos tres puntos presentan las más altas concentraciones de H_2S en gasolinas, pero bajas concentraciones de HCl (indicado por la concentración Cl^-). Es por ello que estas corrientes presentan propiedades muy corrosivas, requiriendo ser pre tratadas antes de ser almacenados en sus respectivos tanques.u comercialización.

Gráfico N° 6b: Comparación de ppm Cl⁻ y ppm H₂S



Gráfico N° 6c: Relación del pH y ppm Fe



Gráfico N° 6d: Velocidades de corrosión MPY



* Los valores negativos indican que hay depósitos sobre la probeta de corrosión

- La mayor concentración de Cl⁻ se obtienen en los condensados de V1 y V2, siendo en los demás puntos concentraciones menores.
- De acuerdo a la **Gráfica N° 6c** se corrobora la validez de la **Gráfica N° 4^a**: Efecto del pH en la Velocidad de corrosión en un Sistema H₂S y HCl en los siguientes rangos:
 - pH 8 – 9.5 : formación de película FeS sobre el metal, por lo tanto bajo contenido de Fe en condensados (0.14 ppm).
 - pH 6.75 : punto máximo de corrosión, alto contenido de Fe (41.2 ppm)
 - pH = 5.39 : corrosión moderada, por lo tanto los valores de Fe hallados son intermedios a los otros dos valores (35.2 ppm).
- El efecto conjunto por ataque de H₂S y HCl en medio acuoso se da en los puntos:
 - Punto 4a: Salida de intercambiadores E1
 - Punto 4d: Salida de aerorefrigerante E6

Como puede observarse en la **Gráfica N° 6d**, las velocidades de corrosión registradas en las probetas de corrosión en estos equipos son elevadas (máx 40 MPY). Además en estos tramos se tiene mayores concentraciones de H₂S y HCl, porque aún no se ha dado ninguna separación, sólo se ha enfriado, alcanzándose el punto de rocío.

Por ello se consideran zonas muy críticas:

- Interior de los intercambiadores E1, E1A, E1B
- Interior del aerorefrigerante E6

8.3.6 Evaluación de H₂S en Gases Incondensables

8.3.6.1 Objetivos:

Determinar las concentraciones de H₂S (que no ha sido adsorbido en la fase líquida acuosa – hidrocarburo) con el propósito de encontrar una relación entre el tipo de crudo procesado y la generación de H₂S, ya que la generación de H₂S depende del tipo de compuestos de azufre que contiene el crudo.

Asimismo, determinar el porcentaje de conversión a H₂S a partir de la cantidad de azufre que ha reaccionado o se ha descompuesto térmicamente.

8.3.6.2 Comentarios Técnicos

1. Los puntos de muestreo se indican en el **Diagrama N° 9**.

Punto N° 1: Salida de gases incondensables de V2

Punto N° 2: Salida de gases incondensables del separador (al ambiente)

2. Las muestras gaseosas fueron tomadas en muestreadores denominados Blader, haciendo uso de una bombilla de vacío, por la baja presión del sistema. El tiempo de muestreo es de aproximadamente 15 minutos, eliminándose primeramente el residual de la muestra anterior y aire atrapado en el Blader.
3. Los análisis de laboratorio de estas muestras gaseosas siguen un procedimiento normalizado, la cual fue implementado.

Ensayo UOP 9 – 59: DETERMINACIÓN DE H₂S POR EL METODO TUTWILER

4. Las muestras fueron analizadas inmediatamente por tratarse de compuestos muy activos, pues para una misma muestra al transcurrir el tiempo se obtienen concentraciones menores de H₂S.

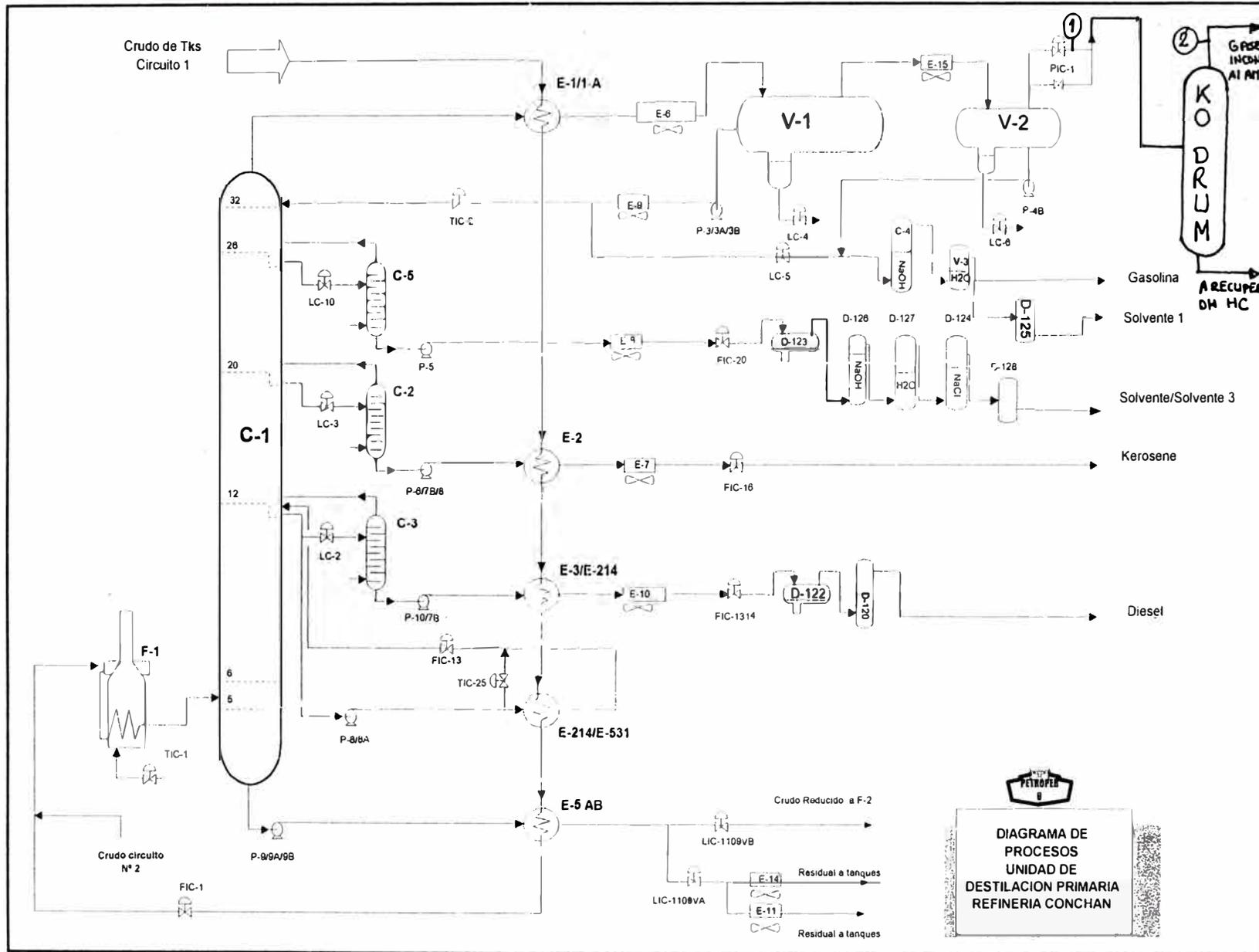


Diagrama N° 9: Ubicación de los Puntos de Muestreo de H₂S en Gases Incondensables

Cuadro N° 35 : Resultados de Análisis de Gases Incondensables

Metodo UOP 9 - 59 : Determinación de H₂S en Gases Incondensables

Solución C:

$$5 \text{ granos} / 100 \text{ pie}^3 < (\text{H}_2\text{S}) < 25 \text{ granos} / 100 \text{ pie}^3$$

$$\text{granos} / 100 \text{ pie}^3 \text{ H}_2\text{S} = 7.4 * V_{\text{ioduro(ml)}}$$

$$\%V \text{ H}_2\text{S} = (\text{granos} / 100 \text{ pie}^3 \text{ H}_2\text{S}) / 636.4$$

$$\text{ppm H}_2\text{S} = (\text{granos} / 100 \text{ pie}^3) * (17.1 \text{ ppm} / 1 \text{ grano} / \text{galon}) * (1 \text{ pie}^3 / 7.48 \text{ galon}) / 100$$

Solución A:

$$(\text{H}_2\text{S}) < 1000 \text{ granos} / 100 \text{ pie}^3$$

$$\text{granos} / 100 \text{ pie}^3 \text{ H}_2\text{S} = 100 * V_{\text{ioduro(ml)}}$$

$$\%V \text{ H}_2\text{S} = (\text{granos} / 100 \text{ pie}^3 \text{ H}_2\text{S}) / 636.4$$

$$\text{ppm H}_2\text{S} = (\text{granos} / 100 \text{ pie}^3) * (17. \text{ ppm} / 1 \text{ grano} / \text{galon}) * (1 \text{ pie}^3 / 7.48 \text{ galon}) / 100$$

(1) Salida de Gases Incondensables V'2							(2) Salida de Gases Incondensables del Separador			
Fecha	V _{ioduro} (ml)	Granos/100pie ³ H ₂ S	ppm H ₂ S	%V H ₂ S	FT250(pie ³ /h)	FH ₂ S(pie ³ /h)	V _{ioduro} (ml)	Granos/100pie ³ H ₂ S	ppm H ₂ S	%V H ₂ S
03/10/01	0.7	5.18	0.12	0.0081	820	0.0667				
04/10/01	0.8	5.92	0.14	0.0093	598.6	0.0557				
07/10/01	0.5	3.70	0.08	0.0058	415.6	0.0242				
26/10/01	1.0	7.40	0.17	0.0116	520.0	0.0605	1.4	140	3.20	0.2200
29/10/01	0.6	4.44	0.10	0.0070	652.0	0.0455	1.1	110	2.51	0.1728
06/11/01	1.0	7.40	0.17	0.0116	2200	0.2558	0.9	90	2.06	0.1414

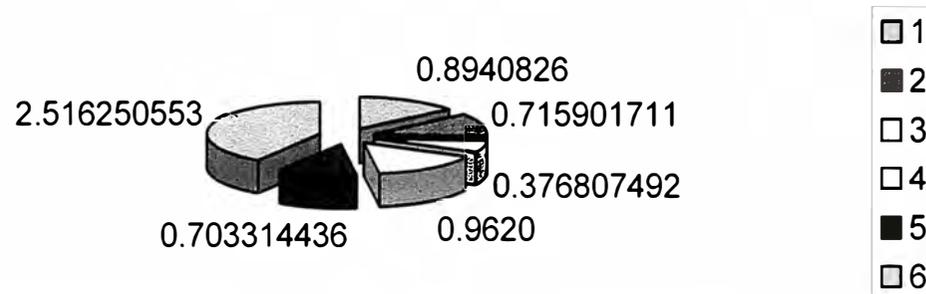
Cuadro N° 35a: Determinación de Azufre reaccionado (azufre crudo - azufre crudo reducido)

Fecha	Tipo	Crudo					Crudo Reducido		Lb S reaccionado
		Carga BPD	API	Factor Lb/bb	%Stotal	Carga Lb/d	Lb S/d	Lb S/d	
03/10/01	OXY	9992	19.6	327.72	1.15	3274578.24	37657.6498	30126.120	7531.530
04/10/01	OXY	10419	19.5	327.78	1.15	3415139.82	39274.1079	31419.286	7854.822
07/10/01	OXY	8602	19.6	327.72	1.15	2819047.44	32419.0456	25935.236	6483.809
26/10/01	OXY	8394	19.1	328.85	1.15	2760366.9	31744.2194	25395.375	6348.844
29/10/01	OXY	8692	19.9	326.7	1.15	2839676.4	32656.2786	26125.023	6531.256
06/11/01	OXY	13524	18.6	329.95	1.15	4462243.8	51315.8037	41052.643	10263.161

Cuadro N° 35b: Determinación de Azufre en Gases Incondensables y % de conversión

FH2S(pie3/h)	FH2S(pie3/d)	FH2S(Lb/d como S(LbS/d)	S reaccionad	%conversión*10 ³	
0.0667	1.6008	0.0715	0.06734	7531.52	0.8941
0.0557	1.3368	0.0597	0.05623	7854.82	0.7159
0.0242	0.5808	0.0260	0.02443	6483.81	0.3768
0.0605	1.452	0.0649	0.06108	6348.84	0.9620
0.0455	1.092	0.0488	0.04594	6531.25	0.7033
0.2558	6.1392	0.2744	0.25825	10263.16	2.5163

Gráfica N° 7: %conversión de H₂S en gases incondensables



Cuadro N° 35c: Determinación de Corrientes de Gasolina en el período de muestreo

Fecha	Reflujo de gasolina					Gasolina Pesada					Gasolina Liviana								
	FT7 GPM	API	Factor	FT7 Lb/d	%H2S	Lb H2S/d	FT17 GPM	API	Factor	Lb/d	%H2S	Lb H2S/d	FT18 GPM	API	Factor	Lb/d	%H2S	Lb H2S/d	Lb H2S total/d
19/07/01	79.6	60.9	6.119	701384.3	0.001081	7.582	11.8	33	7.163	121713.7	0.0003	0.365141	7.64	71.5	5.802	63831.28	0.00044	0.280858	8 227962541
21/07/01	52.4	62.7	6.072	458168.8	0.000033	0.151	13.7	62.9	6.056	119472.8	0.0004	0.477891	5.23	72.8	5.773	43477.62	0.00046	0.199997	0 829083828
31/07/01	34.4	59.9	6.151	304695.9	0.000141	0.430	24.6	59.6	6.167	218459.8	0.00004	0.087384	3.49	75.3	5.703	28661	0.00073	0.209225	0.72623047
04/08/01	42.2	61.1	6.119	371839.4	0.000131	0.487	24.2	61.1	6.119	213234.9	0.00009	0.191911	3.99	76.4	5.662	32531.59	0.00047	0.152898	0.831919484
15/08/01	46.7	61.5	6.103	410414.5	0.000437	1.794	13.6	61.4	6.135	120147.8	0.0005	0.600739	4.67	75.3	5.69	38264.11	0.00094	0.359683	2.75393341

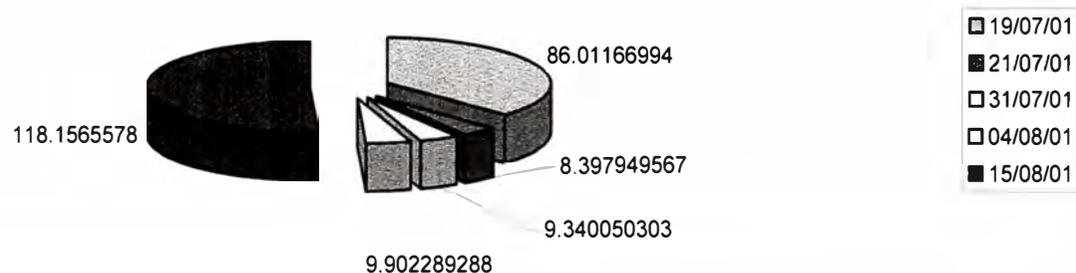
Cuadro N° 35d: Determinación de Azufre Reaccionado en el período de Muestreo

Fecha	Tipo	Crudo					Crudo Residual						
		Carga L	API	Factor	Lb/d	%Stotal	Carga Lt	Lb S/d	FT1204	API	Factor	Lb/g	FT1204 L
19/07/01	OXY	11536	19.5	327.78	1.04	4E+06	39325.2	220.5	10.2	8.304	2636686	1.15	30322
21/07/01	OXY	10486	17.9	331.08	1.1	3E+06	38188.8	191.4	9.9	8.321	2293401	1.26	28897
31/07/01	OXY	9608	19.6	327.76	1.15	3E+06	36214.9	165.9	10.8	8.285	1979253	1.46	28897
04/08/01	OXY	9554	19.1	328.89	1.21	3E+06	38020.8	171	14	8.099	1994298	1.51	30114
15/08/01	OXY	9299	19.4	327.8	1.14	3E+06	34749.6	216	10.4	8.307	2583809	1.26	32556

RESULTADOS:

Fecha	Azufre R	Lb/d	H como	% conversión 10*3
19/07/01	9003.32	8.228	7.744	86.01167
21/07/01	9291.9	0.829	0.78	8.39795
31/07/01	7317.76	0.726	0.683	9.34005
04/08/01	7906.91	0.832	0.783	9.902289
15/08/01	2193.62	2.754	2.592	118.1566

Grafica N° 7a: % conversión de H₂S en corrientes de gasolinas



8.3.6.3 Conclusiones Técnicas

- Los resultados de los análisis se presentan en el Cuadro N° 35, donde se observa que el punto N°2 (Salida de gases incondensables del separador), presenta concentraciones más altas (3.20 ppm H₂S), esto quiere decir que el H₂S se está concentrando para ser evacuado posteriormente al ambiente.

- De acuerdo a las Gráficas N° 7 Y 7a se puede concluir lo siguiente:

La cantidad de H₂S formado a partir de la descomposición térmica de los compuestos de azufre se distribuye de la siguiente manera: en la fase líquida (representada por agua y hidrocarburos condensados) y la fase gaseosa (representada por los gases incondensables).

Fase Líquida (agua + Hidrocarburo) = 0.1181 % en peso de H₂S

Fase Gaseosa (gases incondensables) = 0.0025163 % en peso de H₂S

Como puede observarse en estos valores la mayor cantidad de H₂S se adsorbe en la fase líquida, resultado de ello se tiene una elevada corrosión en el sistema de tope por este agente corrosivo.

8.3.7 Identificación de Zonas de Corrosión en el Sistema de la UDP

Las partes dañadas por la corrosión son: El domo superior y platos superiores de la UDP, condensadores de tope, líneas de flujo del tope y de recirculación. Los crudos procesados tienen de 1.0 a 1.5% S, por lo que el problema corrosivo en el tope se da mayormente por causa del HCl, adicionándose la acción complementaria del H₂S.

La identificación de las zonas de corrosión se realizó por simple inspección visual clasificándola de menor a mayor grado de severidad, tomando como referencia características de platos, carcasa, domo superior de la cúpula retirada (información detallada se presenta en el punto 7.1, 7.3.2 y 7.3.5). Siendo corroborada por los datos de laboratorio obtenidos durante el período de muestreo y antecedentes de corrosión en el sistema de la UDP

De acuerdo al nivel de daños y productos de corrosión observados se determinaron las siguientes zonas:

1. Unidad de Destilación Primaria:

Tipo de corrosión: Corrosión uniforme y localizada en medio acuoso

Zona muy severa de corrosión: Reflujo de gasolina, plato 32, copas plato 32, carcasa y bajante del plato 32.

Zona severa de corrosión: Plato 30 – 31, copas plato 30,31, carcasa y bajantes plato 30,31.

Zona moderada de corrosión: plato 29 – 24, copas plato 29 – 24, carcasa y bajantes palto 29 al 24

2. Sistema de precalentamiento de crudo:

Tipo de corrosión: Corrosión a altas temperaturas por H₂S y ácidos nafténicos

Tramo de E5-A/B y el F1 (circuito 1)

Tramo de E35-A/B y F1 (circuito 2)

3. Sistema de Tope de la UDP:

Tipo de corrosión: corrosión uniforme y localizada (picaduras, deposición de sales, corrosión – erosión) en medio acuoso.

- Interior de los intercambiadores E1, E1A, E1B (lado de la gasolina)
- Interior del aerorefrigerante E6 (interior de las tuberías)

8.3.8 Evaluación de la Amina Neutralizante HI-4243

8.3.8.1 Objetivos

- Determinar las características del producto químico, el cual tiene como componente principal el compuesto amino Etilendiamina y que será objeto principal de nuestro estudio.

8.3.8.2 Etilendiamina (EDTA)

a) Características

ETDA es la base genérica de la amina neutralizante III-4243. La amina neutralizante está compuesta principalmente por EDTA, y presenta las siguientes características:

Cuadro N° 37: Características de la Etilendiamina

Peso Molecular	60
Equivalente gramo	30
Primera constante de Disociación pK1	3.3
Segunda Constante de Disociación pK2	6.4
Punto de Ebullición °F	242
Solubilidad en agua a 75°C (en peso)	40
Solubilidad en agua a 200°C (en peso)	80+

b) Generación de Sales

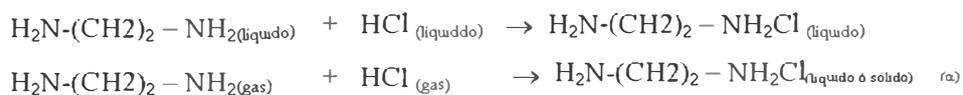
El objetivo de dosificar EDTA es neutralizar el ácido clorhídrico (HCl) formado por la hidrólisis de las sales del crudo en presencia de vapor de agua, como se ve en las siguientes reacciones:



T= temperatura de inicio de hidrólisis

El ácido clorhídrico en fase vapor sube a lo largo de la columna con las fracciones ligeras de hidrocarburo y luego es adsorbido en el agua condensada, esta condensación no es paulatina, la primera gota de agua condensada es muy ácida (cuando no se dosifica amina neutralizante).

En el punto de dosificación de la amina neutralizante puede encontrarse EDTA en fase gaseosa y en fase líquida (dependiendo de la temperatura en dicho punto), además existirá también HCl en fase gaseosa y en fase líquida dependiendo de la temperatura de rocío del sistema en ese momento (lo cual dependerá del tipo de crudo que se este procesando y las condiciones de operación de la columna); así tendremos las siguientes reacciones entre el HCl y EDTA dependiendo de sus respectivos estados:



Como podemos ver en las reacciones, una molécula de EDTA reaccionará o neutralizará una sola molécula de HCl y generará una sal llamada Cloruro de Etilendiamina, la cual puede generarse en estado sólido o en estado líquido, la temperatura a la cual se forma la sal es llamada punto de sal (según NACE).

El estado en el cual se puede generar la sal va a depender de los siguientes factores las concentraciones o presiones parciales del HCl y el EDTA, temperatura en el punto de inyección de la amina neutralizante, flujos y cambios en las condiciones de operaciones de la UDP.

- **Concentraciones ó presiones de vapor del HCl y EDTA:** La temperatura a la cual se forma la sal se puede incrementar o disminuir si se incrementa o disminuye la concentración o presión de vapor de cualquiera de los dos compuestos

Si tomamos en cuenta la reacción (α) vemos que es una reacción entre dos gases que puede generar una sal sólida, lo cual sucede cuando la presión de vapor de la sal en orden de magnitud es mucho menor a la presión de vapor del HCl y el EDTA como compuestos separados, por ello podemos decir que la sal puede precipitar apartir de una corriente gaseosa.

- **Flujo y cambios en condiciones de Operación:** La sal como se dijo puede generarse en estado líquido o sólido, pero luego de formada puede cambiar de estado, dependiendo de la temperatura del sistema de tope (la cual puede elevarse o disminuir sublimando o condensando la sal formada).

La velocidad del flujo en los intercambiadores (E1, E1A, E1B) y del aerorefrigerante E6 también pueden influir en el cambio de estado de la sal, debido a que puede arrastrar la sal líquida formada a zonas más frías provocando su solidificación.

- **Punto de inyección:** El estado de la sal formada también dependerá de la temperatura en el punto de inyección como sigue:

Sal Gaseosa (sublimado): $T_{\text{sublimación de la sal}} < T_{\text{punto de inyección}}$

Sal Líquida (fundida): $T_{\text{fusión de la sal}} < T_{\text{punto de inyección}}$

Sal Sólida: $T_{\text{fusión de la sal}} > T_{\text{punto de inyección}}$

La sal líquida provocará ensuciamiento, además presenta propiedades higroscópicas y puede ser absorbida o puede absorber productos de corrosión provocando corrosión bajo depósitos.

La sal sólida genera serios problemas de ensuciamiento, corrosión bajo depósitos y pérdida de eficiencia en la transferencia de calor

c) Comportamiento de la Etilendiamina EDTA

Como se dijo anteriormente cuando el producto químico es dosificado en la UDP dependiendo de la temperatura en el punto de inyección, este puede encontrarse en fase vapor ó fase líquida. Al momento de la condensación de la primera gota de agua (punto de rocío) el pH es muy ácido debido a que en esta gota existe una gran concentración de HCl, el valor del pH en este punto puede llegar hasta 2, dicho valor irá aumentando conforme aumenta el % de agua condensada, pero aún así el medio seguirá siendo muy ácido. Esto evidencia la necesidad de inyectar una amina neutralizante que incremente el pH en el sistema neutralizando el HCl generado.

El pH en todas las refinerías se mide en los acumuladores de tope, en el caso de la RFCO se mide el pH en el agua condensada de la pierna del acumulador V-1, este valor de pH por si solo no dice nada acerca del pH en todo el proceso de condensación.

El EDTA es una amina que tiene un comportamiento especial, es una amina de bajo pKa que en el punto inicial de condensación del agua (dew point) le confiere al agua un valor de pH hasta de 1 punto más elevado que el valor del pH medido en el acumulador V-1 (se considera en este punto 100% de agua condensada). Esto se debe a que EDTA se distribuye preferentemente en la fase líquida como lo podemos ver el Gráfico N°8, el cual fue tomado del artículo: *Control de simulación por computadora de la revista Hidrocarbon Processin enero de 1992*, en este estudio se uso como amina neutralizante la EDTA y se analizó el agua en el condensador, que esta tenia 100 ppm de sulfuros y 100 ppm de cloruros

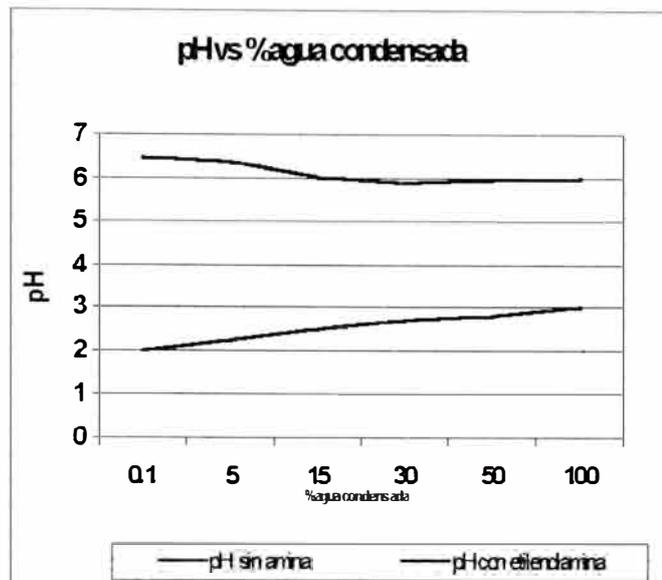
8.3.8.3 Comentarios y Análisis

En la RFCO se recomienda mantener el valor de pH en el acumulador V-1 entre 6 y 6.5, debemos considerar que el valor de pH en el punto inicial de condensación (dew point) se encontrará entre 7 y 7.5, sabemos que a valores de pH básicos se puede generar corrosión en material de cobre, corrosión por bisulfuros los cuales favorecen la formación de FeS el cual se forma a valores de pH básicos. Como podemos ver en la gráfica pH versus corrosión (ver Gráfica N° 3a)

También en el caso de RFCO debemos recordar que tenemos concentraciones de H₂S (explicado en el punto 8.3.6) y sulfuros, la presencia de estos compuestos eleva la dosificación de EDTA para mantener el valor pH deseado en el acumulador. Esto se debe a que al neutralizar el HCl se está incrementando el pH agua, por lo tanto se produce un desbalance en el sistema líquido-vapor, en un intento por restablecer el equilibrio los ácidos de las fase gaseosa (H₂S) tiende a disolverse en la fase líquida

disminuyendo el pH, es por ello que en presencia de H_2S se necesita incrementar la amina neutralizante para mantener el pH deseado.

Gráfica N° 8 Comportamiento de la EDTA

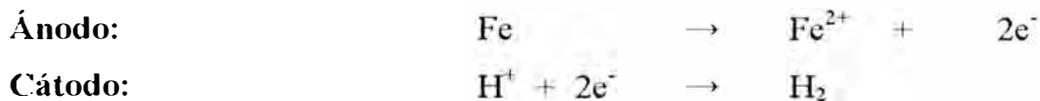


- La amina neutralizante es una mezcla de Etilendiamina y agua. El objetivo de dosificar este compuesto es neutralizar el ácido clorhídrico formado por la hidrólisis de las sales. La reacción de la etilendiamina con el ácido clorhídrico es la siguiente:



- En las paradas de planta se encontró sales cristalizadas en los intercambiadores de calor y tuberías. Cuando estas sales precipitan (caso del sistema de Tópe de la Unidad de Destilación Primaria) se depositan en la superficie de los equipos y tuberías y al no poder ser evacuadas provocan ensuciamiento y corrosión bajo depósito.
- En el último cambio de los intercambiadores E1A y E1B, se observó la presencia de sales de amina y amina neutralizante que no había reaccionado.

- Teniendo en cuenta temperatura de ebullición de la EDTA (240°F) y los de valores de temperatura de tope de la UDP (cerca al punto de inyección de la amina neutralizante), podemos decir que la amina neutralizante en ocasiones se encontró estado vapor y otra en estado líquido. La fracción vaporizada de la amina pudo reaccionar con el ácido clorhídrico a una temperatura mayor a la temperatura de rocío provocando la precipitación de la sal cloruro de etilendiamina en estado líquido ó sólido (dependiendo de las condiciones anteriormente explicadas en el punto 8.3.8.3.2); y la fracción de amina en fase líquida pudo reaccionar con el HCl líquido y generar también sal de etilendiamina, esta sal (cloruro de Etilendiamina) generó corrosión bajo depósito. El proceso corrosivo se acelera cuando la sal se humedece con agua o con vapor de agua:



8.3.8.4 Conclusiones

En la RFCO para realizar la dosificación de la amina neutralizante HI-4243 solo se toma en cuenta los valores de Cloruro, Fierro y pH, sin embargo sabemos que las concentraciones de H₂S (tanto disuelta en la fracción líquida como en la fase gaseosa) incrementan la dosificación de HI-4243, debido a que HI-4243 neutraliza el HCl, pero al neutralizarlo se produce un desbalance en el sistema, y en un intento por reestablecer el sistema de equilibrio los ácidos que se encuentran en la corriente gaseosa (caso predominante de H₂S) tienden a disolverse en la corriente líquida disminuyendo el valor de pH.

Es por ello que una medida de la concentración de [H₂S] en la corriente gaseosa, corriente de hidrocarburos, y en el agua condensada nos permitirá saber cuanto HI-4243 se debe dosificar para evitar pH bajos, además al medir sólo el pH estamos aumentando la dosificación de HI-4243 cuando ya existe un medio corrosivo (caso de pH bajos). Pero al analizar H₂S en gases podemos incrementar la dosis de

HI-4243 antes que medio llegue a ser corrosivo (es decir antes que el H_2S se disuelva en la corriente líquida).

El punto de muestreo recomendado para analizar los gases incondensables sería por medio de una válvula de aguja a la salida de los vapores de gasolina de V-2, en el caso de la corriente de gasolina esta puede tomarse a la salida de gasolinas de V-1 y para el caso del agua se puede medir H_2S en el agua condensada en el acumulador V-1.

8.3.9 Ensayos con Probetas de Corrosión (Medición de Velocidades de Corrosión)

8.3.9.1 Objetivos

Evaluar el avance de la corrosión, mediante las mediciones de la velocidad de corrosión, haciendo uso de un equipo: corrosómetro facilitado por la unidad de Mantenimiento de la refinería. La cual permitido determinar las implicancias del proceso.

8.3.9.1 Metodología Empleada

El equipo empleado para la medida de velocidades de corrosión, emplea el método de Resistencia Eléctrica, presenta las siguientes características de acuerdo a su manual técnico.

- * Equipo: Sistema de Monitoreo de corrosión de muestra metálicas MS1500E
- * Usado para ambientes conductivos y no conductivos
- * Temperatura de operación del equipo : 32-120°F
- * Tipo de elemento sensor: Wire Loop: sensor WR40, Presión máxima 1500 PSI, Máxima Temperatura 500°F.

Este tipo de probeta es usada típicamente para sistemas que tienen velocidades de corrosión entre 5 y 20 MPY, sin embargo en el sistema de intercambiadores de la UDP se ha llegado a valores superiores. Existen sensores de mayor área transversal como el sensor Wire Loop WR80, los cuales permitirán obtener lecturas altas de corrosión confiables.

8.3.9.3 Ubicación de las Probetas de Corrosión

En el Sistema de Tope de la UDP se encuentran colocadas 6 probetas de corrosión en las siguientes posiciones, las cuales pueden observarse en el **Diagrama N°11**.

Probeta N°1: Entrada del Intercambiador de calor E1

Probeta N°2: Salida del intercambiador de calor E1

Probeta N°3: Entrada del intercambiador de calor E1A

Probeta N°4: Salida del intercambiador de calor E1A

Probeta N°5: Entrada del intercambiador de calor E1B

Probeta N°6: Salida del intercambiador de calor E6

La probeta consta de un filamento el cual puede observarse con detalle en la

Foto N°5

La totalidad de la probetas pueden observarse en la **Foto N°5a**

8.3.9.4 Comentarios

La totalidad de los datos de velocidad de corrosión se detallan en el **Anexo N°12**.

- * Como se observa en las **Gráfica N° 9,9a y 9b** las velocidades de corrosión en el Sistema de Tope en el periodo Julio- Noviembre 2001 fueron muy variables, sobrepasando el valor máximo establecido. (10MPY).
- * Podemos decir que las probetas de corrosión usada actualmente en la UDP no son las adecuadas por que estan diseñadas para trabajar en ambientes donde se reportan 20MPY como máximo
- * Los MPY reportados sólo consideran el efecto de la corrosión uniforme, mas no de corrosión por picadura, debido a que su mecanismo de acción esta basado en un filamento metálico el cual reporta resistencia eléctrica.

$$R = \text{Resistencia Intrínseca del Material} * \text{Longitud/Sección Transversal}$$

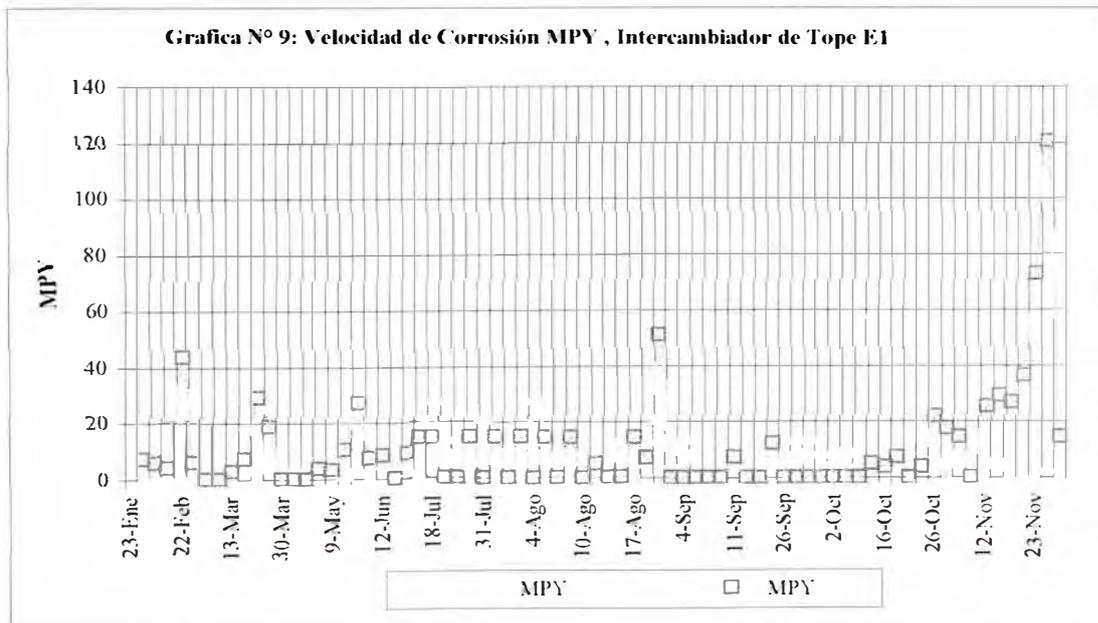
$$\text{MPY} = (R1 - R2) * 3.65 / \# \text{Días}$$

Donde:

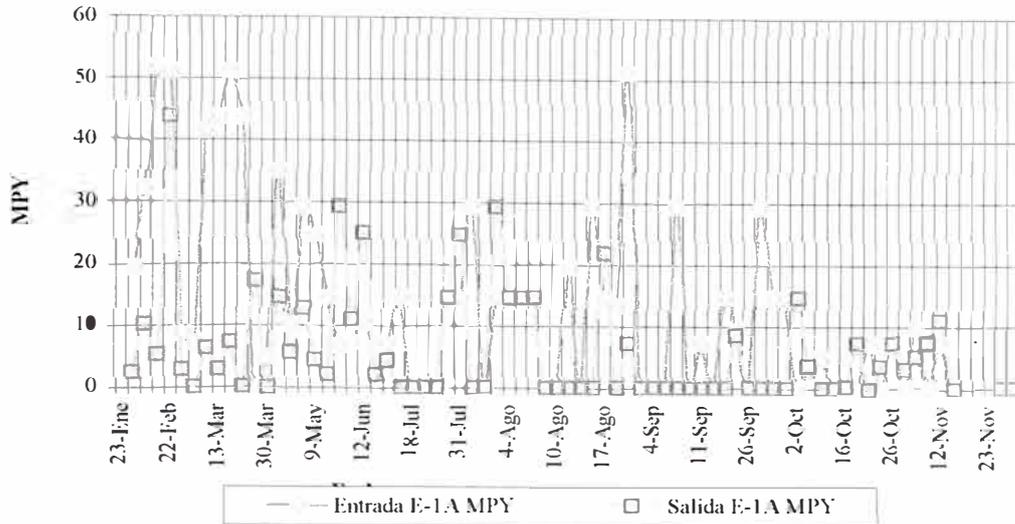
R1: resistencia reportada el día 1

R2: resistencia reportada el día 2

#Días: Días Transcurrido



**Gráfica N° 9a: Velocidad de Corrosión MPY ,
Intercambiador de Tope E1A**



**Gráfica N° 9b: Velocidad de Corrosión MPY ,
Intercambiador de Tope E1B y Aerorefrigerante E6**

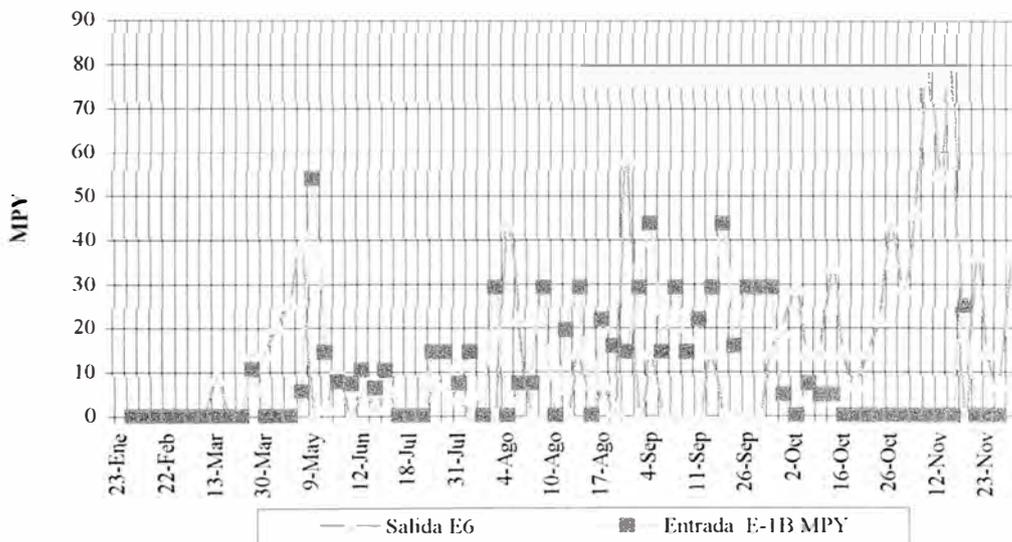


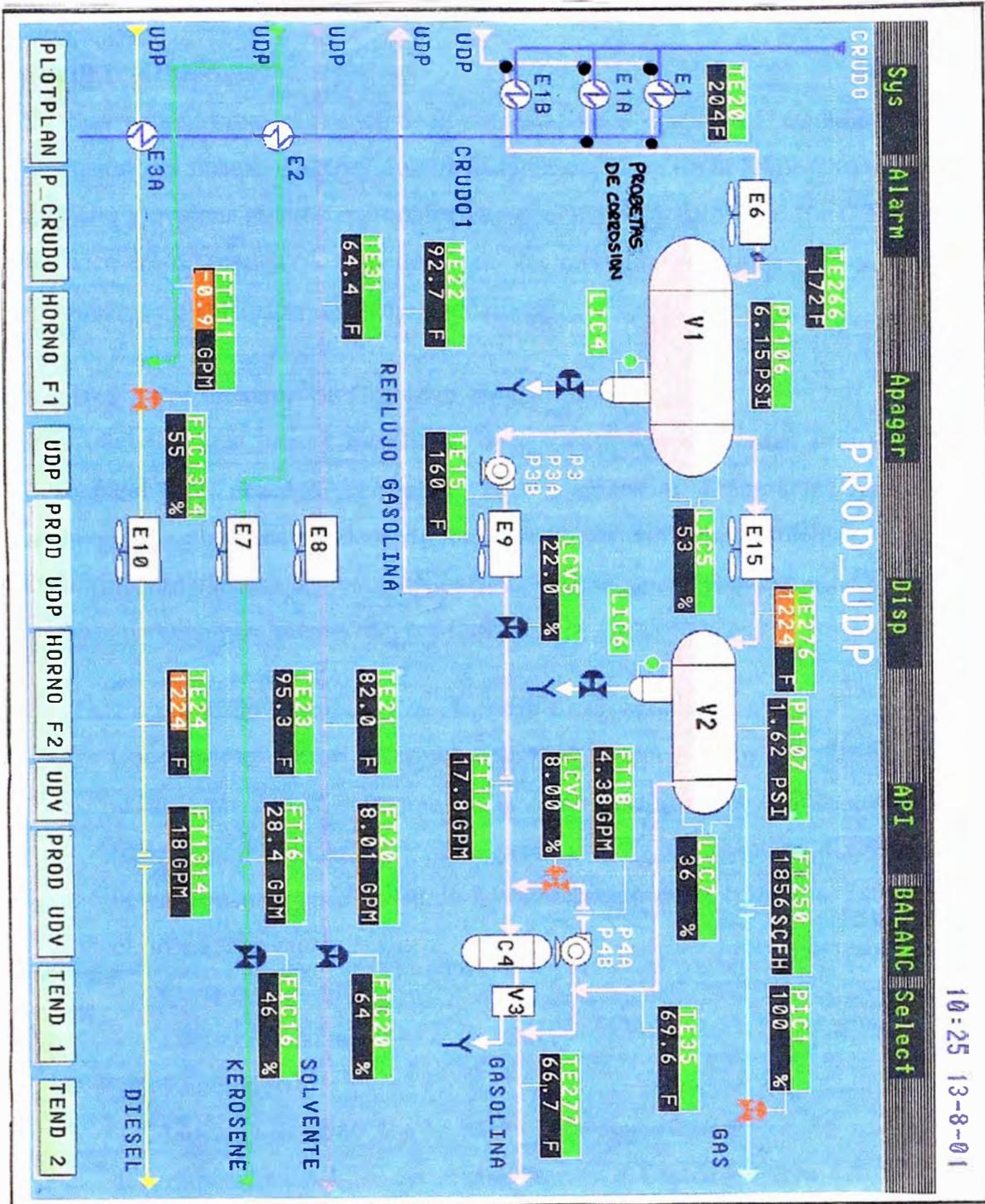
Foto N° 5 : Probeta de Corrosión a la Salida de E1 – A Después de Exposición



Foto N° 5a : Probetas de Corrosión Usadas en el Sistema de Tope de la UDP



Diagrama N° 11: Ubicación de la Probeta de Corrosión de los Intercambiadores de Tope de a UDP



8.3.10 Ensayos de Corrosión con Cupones

8.3.10.1 Objetivo

Evaluar y monitorear el avance de la corrosión en el medio real, mediante cupones de corrosión del mismo material que el Sistema de Tope de la UDP (Acero al carbono 285-C) y evaluar nuevos materiales como el material de Monel (metálico) y Resina Epóxica (No metálico), quienes van ha permitir identificar y cuantificar los fenómenos de corrosión uniforme y localizada.

8.3.10.2 Preparación de Cupones de Corrosión

Los cupones son piezas metálicas, de dimensiones conocidas utilizadas para la evaluación del proceso corrosivo. Los cupones a prepararse son de forma rectangular, algunos de las cuales se usarán sin recubrimiento y otras con recubrimiento (Resina Epóxica Novolaca). Asimismo se emplearan para los ensayos 2 copas de burbujeo nuevas con recubrimiento.

1. Preparación de cupones de Acero al Carbono 285-C

Los cupones fueron preparados apartir de una plancha del material de Acero al carbono 285-C, sobrante de la construcción de la cúpula nueva instalada recientemente en la UDP. Los procedimientos mecánicos a seguirse fueron llevados acabo en el taller de Mantenimiento de la Refinería, estos fueron en el orden respectivo:

Corte con cizalla

Corte con sierra

Esmerilado

Lijado (Lija N°60, lija N°40 y lija de agua N°600)

Las dimensiones obtenidas se muestran en el **Cuadro N°39a**.

2. Preparación de Cupones de Monel 400

Para la obtención de los cupones de Monel se adquirió una plancha de las siguientes características: 0.219cm*10cm*10cm, la cual fue cortada con

cierra, esmerilado y lijado con lija de agua, hasta obtener cupones con las medidas especificadas en puntos posteriores.

3. *El arenado de los cupones* y adicionalmente de las 2 copas de burbujeo se efectuó en las instalaciones de la Refinería. Estas piezas fueron arenadas hasta conseguir una rugosidad de 2 a 3 mils de acuerdo a la hoja de especificación del recubrimiento a emplearse (Resina Epóxica Novolaca, **Anexo N°12**).
4. *El sistema de recubrimiento* empleado consta de 2 capas del recubrimiento EPOXY – NOVOLACA 100% sólidos, cada capa es de 15 mils.
5. *La aplicación del recubrimiento* se llevó a cabo en las instalaciones del Laboratorio de la empresa de pinturas COATINGS S.A., siguiendo en detalle las indicaciones de la hoja técnica de aplicación del recubrimiento. **Anexo N°12**
6. *La medición de espesores del recubrimiento* fue corroborado por un equipo facilitado por el área de Mantenimiento de la Refinería, cuyas características son:

Equipo: COATING THICKNESS GAUGE / CHECK LINE DCF - 900

Mide el espesor de toda capa no magnética

Principio de operación: Cuando un imán es puesto en contacto con una base magnética (superficie metálica) un circuito de flujo magnético es creado. La magnitud de este flujo depende del lado magnetizado y la renuencia magnética de la base metálica. La capa no magnética creará un "Magnetic Gap" el cual incrementará la renuencia del circuito, este decrecimiento en el flujo del circuito es proporcional al espesor de la capa no magnética.

Rango: 0.1 – 40.0 mils (1 – 999um)

Temperatura material: 15 – 140 °F

7. *Limpieza de cupones.* Para la limpieza de los cupones se siguió el procedimiento descrito en la norma *ASTM D-2688*. Sólo se empleó en los cupones sin recubrimiento. La limpieza consiste en realizar lavados con diferentes solventes en el siguiente orden:

Benceno, o en su reemplazo se emplea n-Heptano; para remover las grasas.

Solución HCl (1:4) por 30 minutos a temperatura ambiente, para remover los óxidos, luego enjuagar varias veces con agua hasta obtener una solución neutra.

Alcohol isopropílico para retirar la humedad de la pieza.

Y por último manipular el cupón con pinza y algodón .

8. Pesar los cupones para las pruebas que lo requieran y someterlo al ambiente corrosivo.

8.3.10.3 Criterios Técnicos para la Elección de Zonas e Instalación de Copas y Cupones

Las zonas elegidas fueron seleccionadas por ser las más críticas del Sistema de Tope de la UDP, tal como lo indican los antecedentes de corrosión y los análisis obtenidos en laboratorio durante el período de monitoreo. Los ensayos de corrosión efectuados en planta se detallan en el **Cuadro N° 38** y las zonas de instalación son:

Zona 1: Plato 32 de la UDP

En este plato se instalaron 2 copas de burbujeo recubiertas con resina Epóxica-Novolaca (ver **Foto N°7a**), la ubicación exacta se muestra en el **Gráfico N°12: Ubicación de Copas Recubiertas**.

Se colocaron las copas en este plato considerando que al momento de realizar las inspecciones visuales, tanto en la cúpula antigua y en las paradas de planta, se encontró en esta zona la mayor cantidad de copas deterioradas.

Foto N° 7ª : Copa Recubierta con Resina Epoxica Novolaca

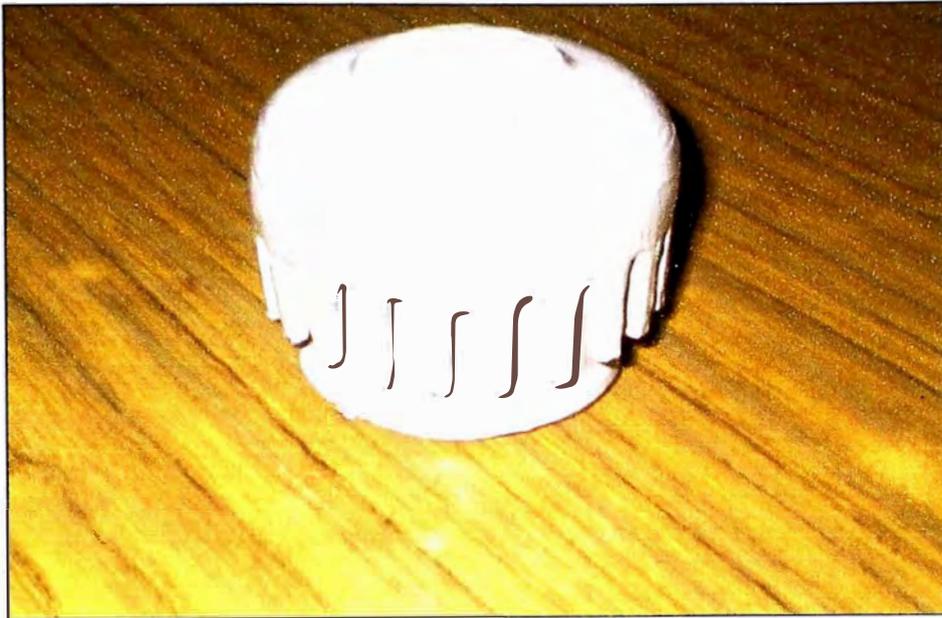
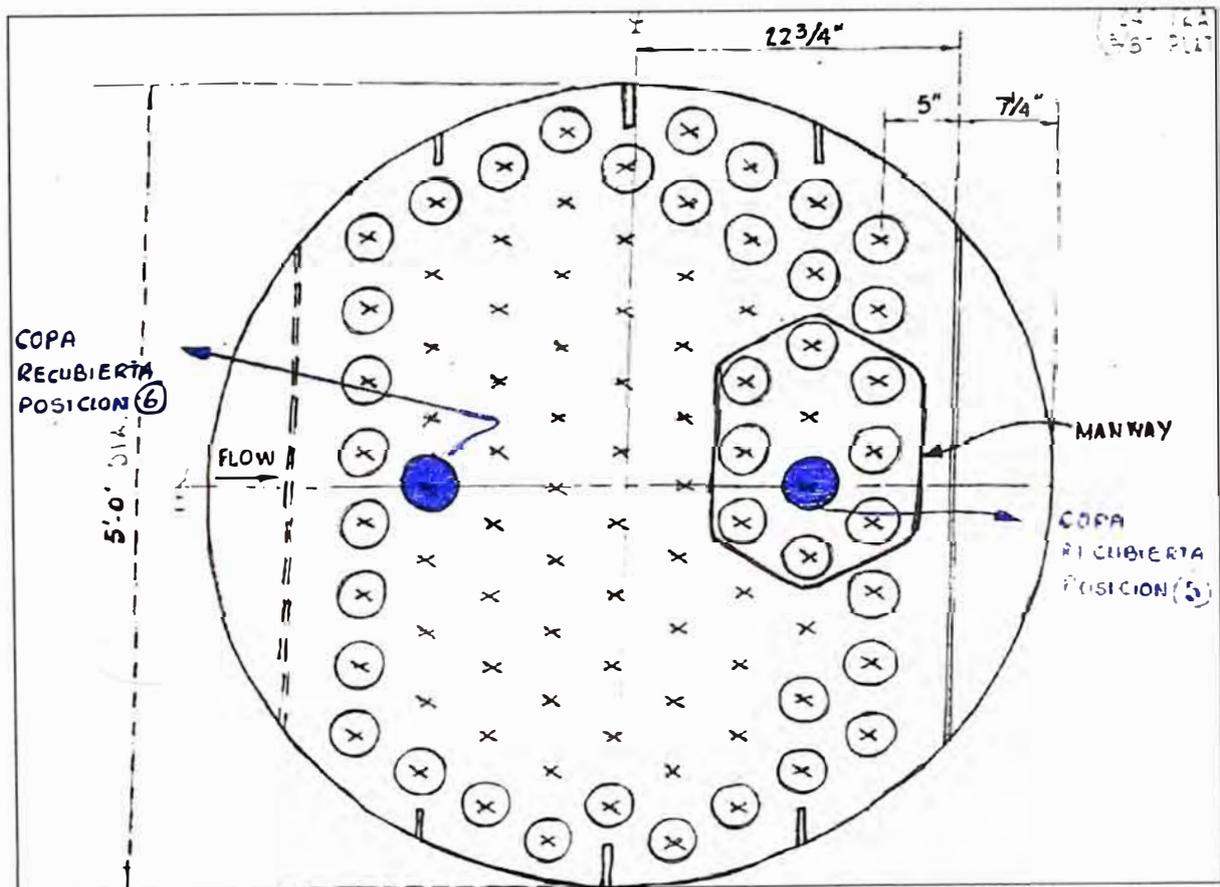


Gráfico N° 12 : Posición de Copas Recubiertas en Plato 32 de la UDP



Zona 2: Salida del Intercambiador E1

Se aprovecho la entrada de la probeta de corrosión al sistema para la instalación de un cupón recubierto, el cual no alteró las lecturas tomadas por el lector de la probeta de corrosión, debido a que el cupón fue de pequeñas dimensiones colocándose sobre la pieza protectora de la probeta de corrosión. Como se aprecia en la **Foto N °6**.

Foto N °6 : Probeta de Corrosión con protector en la Parte Inferior, para Colocación de Cupón



Zona 3: Salida del Aerorefrigerante E6

Se instaló un cupón sin recubrimiento; de la misma manera que en la zona 2, se aprovechó la entrada de la probeta de corrosión en esta zona.

Zona 4: Entrada del E1B

Se instaló un cupón de Monel 400, de la misma manera que en la zona 2 se aprovechó la entrada de la probeta de corrosión en esta zona.

Cuadro N° 38 Ensayos de Corrosión Efectuados en Planta**Zona 1**

EXPOSICION	Interior de la UDP, en el plato 32
SUSTRATO	Copas de burbujeo (fierro fundido)
AMBIENTE	Sévero (H ₂ S, HCl)
TIPO DE PINTURA	Epóxica-Novolaca 100% sólidos
PREPARACION DE SUPERFICIE	Arenado comercial, rugosidad 2.8 mils
NUMERO DE CAPAS	2
ESPESOR DE CAPAS	Cada capa 15 mils

Zona 2

EXPOSICION	Salida del intercambiador E1
SUSTRATO	Cupón de Acero al carbono
AMBIENTE	Severo (H ₂ S, HCl)
TIPO DE PINTURA	Epóxica-Novolaca 100% sólidos
PREPARACION DE SUPERFICIE	Arenado comercial, rugosidad 2.6 mils
NUMERO DE CAPAS	2
ESPESOR DE CAPAS	Cada capa 15 mils

Zona 3

EXPOSICION	Salida del aerorefrigerante E6
SUSTRATO	Cupón de Acero al carbono
AMBIENTE	Severo (H ₂ S, HCl)
TRATAMIENTO DE SUPERFICIE	Benceno, HCl (1:4), alcohol isopropilico
TIPO DE PINTURA	Ninguno
DIMENSIONES	L 37.20 A 12.11 e3.47 mm
PESO INICIAL	45.3180 gr

Zona 4

EXPOSICION	Entrada E1B
SUSTRATO	Cupón de Monel 400
AMBIENTE	Severo (H ₂ S, HCl)
TRATAMIENTO DE SUPERFICIE	Benceno, HCl (1:4), alcohol isopropilico
TIPO DE PINTURA	Ninguno
DIMENSIONES	L 45.68 A 11.20 e2.19 mm
PESO INICIAL	8.7994 gr

8.3.10.4 Tiempo de Exposición

Como se sabe, los procesos de corrosión implican un periodo largo de exposición; de acuerdo a la bibliografía revisada (Nacional Asociación Corrosión Ingeniería Nace), se estima 30 días para poder observar algún cambio cuantificable, siendo el periodo mínimo de monitoreo 3 meses. En el Cuadro N°39 se muestra los periodos de monitoreo planteados en un inicio.

Cuadro N°39: Periodos de Monitoreo de los Ensayos Realizados

Fecha inicial:	24 de Septiembre del 2001
Fecha final 1:	24 de Octubre del 2001
Fecha final 2:	24 de Noviembre del 2001
Fecha final 3:	24 de Diciembre del 2001

CUADRO N° 39: ENSAYOS DE CORROSION EN PLANTA

Material	Recubrimiento	Dimensiones	Zona Instalacion	Peso inicial	Fecha instalacion	Observaciones
Copa burbujeo	epoxica-novolaca	cerca distribuidor	plato 32	ninguno	24.09.2001	El recubrimiento tiene 2 capas, cada capa un espesor de 15 mils, medido con equipo calibrador de espesor facilitado por el area de mantenimiento de RFCO. El recubrimiento aplicado es de color gris brillante. Una de las copas fué instalada cerca al distribuidor en la posicion 6 y la otra copa en el manway del plato 32 en la posicion 5.
Copa burbujeo	epoxica-novolaca	manway	plato 32	ninguno	24.09.2001	El material de las copas es acero fundido
Cupon sin recubrimiento	ninguno	37.20X12.1X3.47mm	salida E6	45.3180g	25.09.2001	El cupon es de acero al carbono 285C
Cupon con recubrimiento	epoxico-novolaca	14X37X3.8 mm	salida E1	ninguno	12.10.2001	El recubrimiento tuvo las mismas características que las copas. El cupon es de acero al carbono 285C curado fue de 8 dias a temperatura ambiente. Las dimensiones se tomo al cupón recubierto con instrumento de medicion Pie de Rey.
Cupon de monel	ninguno	45.68X11.20X2.19	entrada E1B	8.7994	08.11.2001	Plancha proporcionada por terceros Monel 400.Preparada en el taller de mantenimiento de la Refineria

8.3.10.5 Tratamiento de Cupones después de Ensayo

a) Cupón Acero al Carbono 285-c

La Metodología empleada sigue el procedimiento descrito en la norma ASTM G1-81: Preparación, Limpieza y Evaluación de Espécimen de ensayos de Corrosión. A continuación se presenta un resumen.

a.1 Método para Limpieza Mecánica:

Los especímenes (cupón) fueron limpiados y escobillados suavemente con un cepillo, luego fueron enjuagados con abundante agua. Este procedimiento puede ser repetido cuando sea necesario, sin embargo este método no puede remover todos los productos de corrosión desde las picaduras.

a.2 Método para Limpieza Química:

La limpieza química se emplea para aquellos especímenes en las cuales los productos de corrosión no han podido ser removidos por la limpieza mecánica. Se emplea el siguiente baño:

Baño en Solución Clarkes:

Ácido Clorhídrico (HCl sp gr. 1.19)	1 litro
Trióxido de Antimonio (Sb ₂ O ₃)	20 g
Cloruro de estaño (SnCl ₂)	50 g
Temperatura	ambiente
Tiempo	hasta 25 min

a.3 Enjuague y Pesado:

Después del enjuague final con agua, el espécimen se seca y por último es pesado.

a.4 Cálculo de la velocidad de corrosión:

$$\text{Velocidad de corrosión} = V_{\text{corr}} = (K * W) / (A * T * D)$$

K: Constante

T: Tiempo de exposición en horas (0.01h)

A: Área en cm^2 (0.01 cm^2)

W: Pérdida de masa en gramos (1 mg)

D: Densidad en gramos/cm^3

b) Cupón de Monel 400

Se realizó de la misma forma que para el Acero de Carbono A 285-C

8.3.10.6 Examen y Evaluación de la Corrosión : ASTM G - 46

a) Corrosión por picadura

Inspección visual: Se debe hacer con el metal limpio, no se recomienda para picaduras pequeñas. Se debe contar una a una las picaduras y medir profundidades usando un microscopio.

Para la evaluación de las picaduras pueden emplearse Radiografía X, examen metalográfico, electromagnético, sónico ó líquidos penetrantes.

La evaluación por Líquidos penetrantes no es recomendable para detectar pequeñísimas picaduras, por que no dan mayor información. Tampoco es recomendable la evaluación por pérdida de masa.

b) Corrosión Uniforme

La evaluación más recomendable es por pérdida de masa del espécimen en estudio.

8.3.10.7 Comentarios Generales

- Las fechas de instalación y retiro de los cupones se realizó de acuerdo a la disposición del personal del área de mantenimiento y condiciones de seguridad de la planta. Es por ello que los periodos de monitoreo de los ensayos inicialmente presentados en el Cuadro N° 39 no se cumplieron. Las fechas de

instalación exacta de los cupones se presentan en el Cuadro N° 39a, cabe mencionar que el Cupón de Monel 400 fue instalado después de varios meses que los otros cupones, por demora en las gestiones para su adquisición.

- Inicialmente los períodos de monitoreo planteados fueron de un mes, pero como se puede ver en el Cuadro N°40 algunos períodos de exposición fueron mayores y otros menores, esto se debió a que los equipos en las cuales estaban instalados los cupones salieron fuera de servicio. Indicándose a continuación:

Intercambiador E1A:

Fecha fuera de servicio: 14 de noviembre del 2001

Motivo: Tres tubos presentaron fisuras

Acción: Fue cambiado por un paquete nuevo de tubos, no se cambio la carcasa

Intercambiador E1B:

Fecha fuera de servicio: 27 de Noviembre del 2001

Motivo: Alto nivel de ensuciamiento

Acción: Fue cambiado por un paquete nuevo de tubos, no se cambió la carcasa

- Los cupones fueron preparados en la Refinería, siguiendo procedimientos estandarizados ASTM.

Cuadro N° 40 Resultados de los Ensayos con Cupones de Corrosión en Planta

	Cupón Acero al carbono A-285C		Cupón Monel
	<i>Con Recubrimiento</i>	<i>Sin Recubrimiento</i>	<i>Monel 400</i>
Ubicación	salida E1	salida E6	entrada E1B
Fecha Inicial 1	12-Oct-01	25-Sep-01	08-Nov-01
Fecha Final 1	30-Oct-01	30-Oct-01	27-Nov-01
Peso inicial 1 (g)	Ninguno	45.3180	8.7994
Peso Final 1 (g)	Ninguno	44.5115	8.745
Tiempo Exposición (h)	432	864	456
Perdida de peso (g)	0	0.8065	0.0544
V corrosión (MPY)	0	32.9569	3.6592
Ubicación	salida E1	salida E6	entrada E1B
Fecha Inicial 2	31-Oct-01	31-Oct-01	03-Dic-01
Fecha Final 2	27-Nov-01	14-Nov-01	27-Dic-01
Peso inicial 2 (g)	ninguno	44.5115	8.7427
Peso Final 2 (g)	ninguno	43.9415	8.7111
Tiempo Exposición (h)	648	336	576
Perdida de peso (g)	0	0.57	0.0316
V corrosión (MPY)	0	59.8951	1.6827
Ubicación		salida E6	
Fecha Inicial 3		11-Dic-01	
Fecha Final 3		27-Dic-01	
Peso inicial 3 (g)		12.1881	
Peso Final 3 (g)		11.5332	
Tiempo Exposición (h)		384	
Perdida de peso (g)		0.6549	
V corrosión (Mpy)		60.2143	

$$\text{Velocidad de corrosión} = V_{\text{corr}} = (K \cdot W) / (A \cdot T \cdot D)$$

K= Constante

T= Tiempo de exposición en horas (0.01h)

A= Área en cm² (0.01cm²)

W= Pérdida de masa en gramos (1 mg)

D=Densidad en gramos/cm³

Acero al carbono: K= 3.45 * 10⁶
D=7.86 g/cm³

Monel: K=3.45 * 10⁶
D=8.84 g/cm³

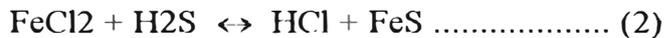
8.3.10.8 Conclusiones Técnicas

1. Los resultados de los Ensayos de Cupones de Corrosión se presentan en la **Cuadro N° 40**.

2. *Cupón de Acero al Carbono 285-C con Recubrimiento (Salida de E1):*

Los resultados de estas pruebas son positivas, ver Foto N° 7b y 7c, el recubrimiento mantiene sus características iniciales, en los dos periodos de monitoreo. Sin embargo, se observa pequeñas rajaduras en los bordes del cupón, se estima que es debido a las fuerzas de tensión que existen tanto en el metal como en la película seca del recubrimiento.

En el lado que no estaba en contacto directo con el flujo, se ha formado película una negra (FeS) fácil de desprender, que obedece a la siguiente reacción:



En el lado que estaba en contacto directo con el flujo, no se observa deposiciones, el recubrimiento mantiene su color gris inicial.

Por lo tanto, se concluye que el recubrimiento es resistente al medio corrosivo y a las condiciones de operación (T,P,Flujo) del sistema de Tope de la UDP, no se reportó pérdida de peso del cupón. De acuerdo a la información técnica sobre el recubrimiento, se podría evitar las pequeñas rajaduras en los bordes del cupón si el espesor del recubrimiento fuese de 60 – 100 mils (1.5 – 2.5 mm), adquiriendo de esta manera buena resistencia a la abrasión y a altas temperaturas. Para un mejor entendimiento de éstos criterios técnicos se presenta en el punto 8.4.3 los alcances necesarios.

Foto N° 7b : Cupón de Acero al Carbono 285 – C Recubierto con Resina Epóxica Novolaca – Antes de Exposición

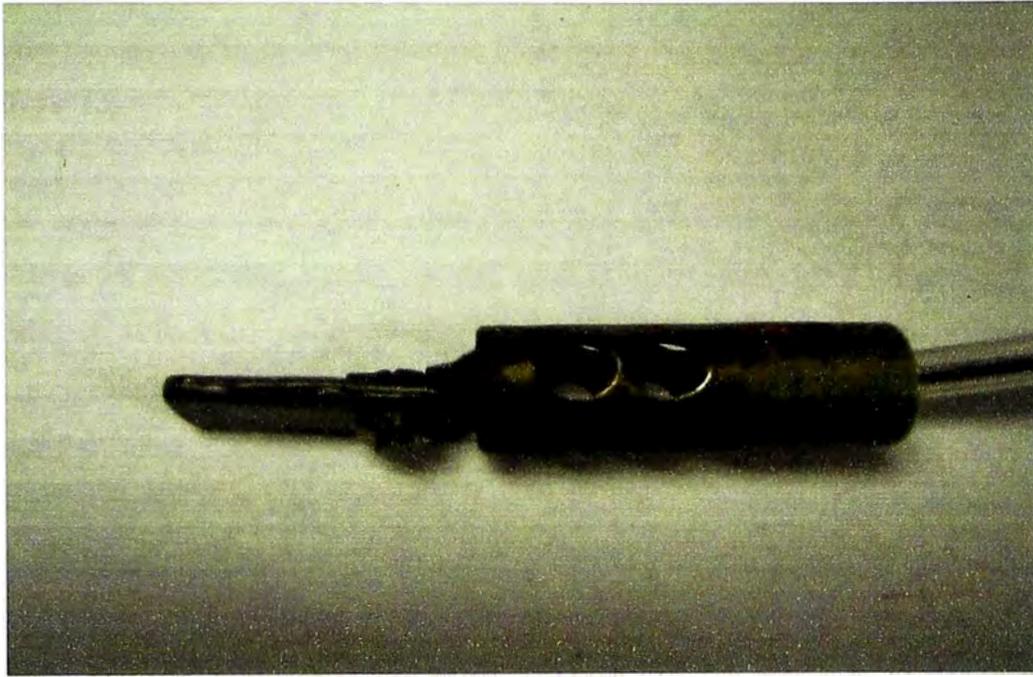


Foto N° 7c : Cupón de Acero al Carbono 285 – C Recubierto con Resina Epóxica Novolaca – Después de Exposición

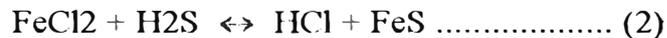
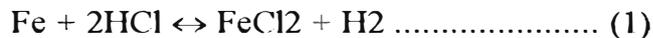


3. Cupón Acero al Carbono 285-C sin Recubrimiento (Salida E6):

Como se puede observar en la Cuadro N° 40, la velocidad de corrosión ha aumentado de 32MPY a 59MPY, cuyos valores coinciden con los reportados por las probetas de corrosión en los meses de Octubre y Noviembre, como se muestra en el Anexo N°13.

Dichos resultados verifican la agresividad del ambiente corrosivo del Sistema de Tope de la UDP, la cual es muy crítica, pues el intercambiador E1A presentó fisuras. Además, la velocidad de corrosión típica a mantener de acuerdo al manual de operaciones de la Refinería es 5MPY.

Al sacar el cupón (ver Foto N°7d y 7e), ésta estaba envuelta por depósitos de color negro totalmente fáciles de desprender, identificados por pruebas cualitativas como FeS, cuya formación obedece a las siguientes reacciones:



Por el corto período de monitoreo, no se pudo evaluar las picaduras, pues éstas recién estaban formándose, sólo se observó puntos superficiales sobre el cupón, las cuales indican indicios de su formación.

Foto N° 7d : Cupón de Acero al Carbono 285 – C sin Recubrimiento – Antes de la Exposición

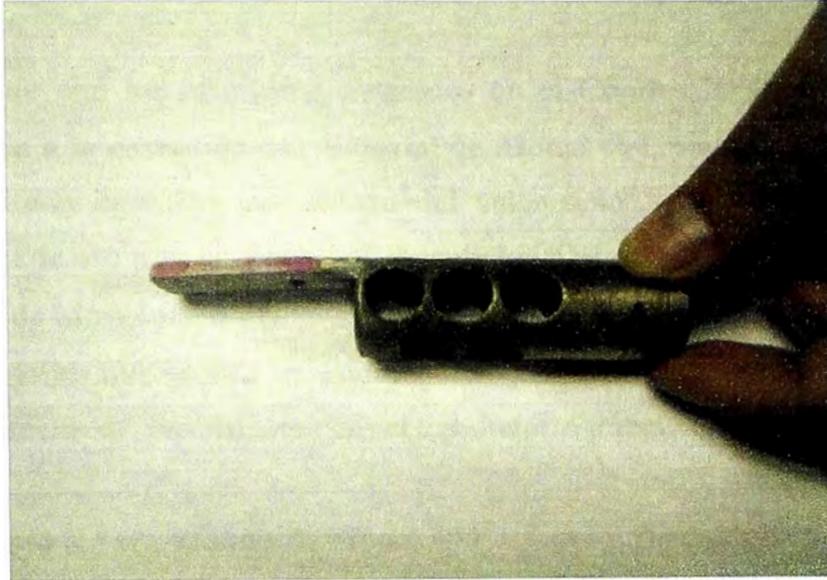


Foto N° 7e : Cupón de Acero al Carbono 285 – C sin Recubrimiento – Después de la Exposición



4. Cupón de Monel 400 (Entrada E1B):

De acuerdo con los resultados obtenidos en el **Cuadro N°40** se comprueba la alta **resistencia a la corrosión del material de Monel 400**, pues se obtuvo **3 MPY**, en un ambiente muy agresivo, por debajo del valor típico, representando ello una buena alternativa de uso para el sistema de tope de la UDP.

El cupón de Monel antes y después de exposición se observa en las **Fotos N° 7f**.

Las reacciones que se dan en este material y su estructura se detallan en los trabajos experimentales de Simulación a Nivel Laboratorio tratado en el punto 8.4.4.

Foto N °7f: Cupón de Monel 400 – Antes y Después de la exposición



8.4 ACTIVIDADES EXPERIMENTALES EN LABORATORIO

8.4.1 Objetivos

- Evaluación del poder neutralizante de la amina HI4243.
- Evaluar el recubrimiento Epóxico Novolaca.
- Simular un ambiente corrosivo similar al Sistema de Tope de la UDP y evaluar su efecto corrosivo sobre cupones de Acero al Carbono 285 -C y Monel 400.

8.4.2 Análisis del Poder Neutralizante de la Amina HI-4243

8.4.2.1 Objetivo

- Determinar el poder neutralizante de la amina HI-4243 en fase vapor y fase líquida, para hallar la temperatura óptima de dosificación de la amina neutralizante.

8.4.2.2 Metodología de Trabajo

- La amina usada en esta experiencia se tomo tal como la vende el proveedor.
- Se destiló la amina neutralizante hasta 10%,20%,30%,40% y 50% de condensado, luego se tituló con ácido clorhídrico 2N el destilado obtenido y el residuo que quedó en el balón, con el propósito de determinar si existe diferencia entre el poder neutralizante de la amina que permanece en esta liquido y la amina que pasa primero a fase vapor y luego condensa.

Obteniéndose los siguientes resultados:

Se tituló la amina neutralizante condensada (se considera como amina en fase vapor) y el residuo del balón (amina que permanece en estado líquido), ambos a la misma temperatura, se midió el valor del pH hasta que este varió bruscamente (aproximadamente en una unidad). La cantidad de HCl usada para provocar este

cambio brusco fue multiplicada por la normalidad del ácido (2N) para obtener el #Eq de ácido neutralizado hasta este punto (punto de equivalencia).

Por lo general el cambio brusco en el pH se dio entre 4 y 5 .

$$\#Eq_{HCl} = \#Eq_{Amina\ Neutralizante\ HI4243} = V_{HCl} * N_{HCl}$$

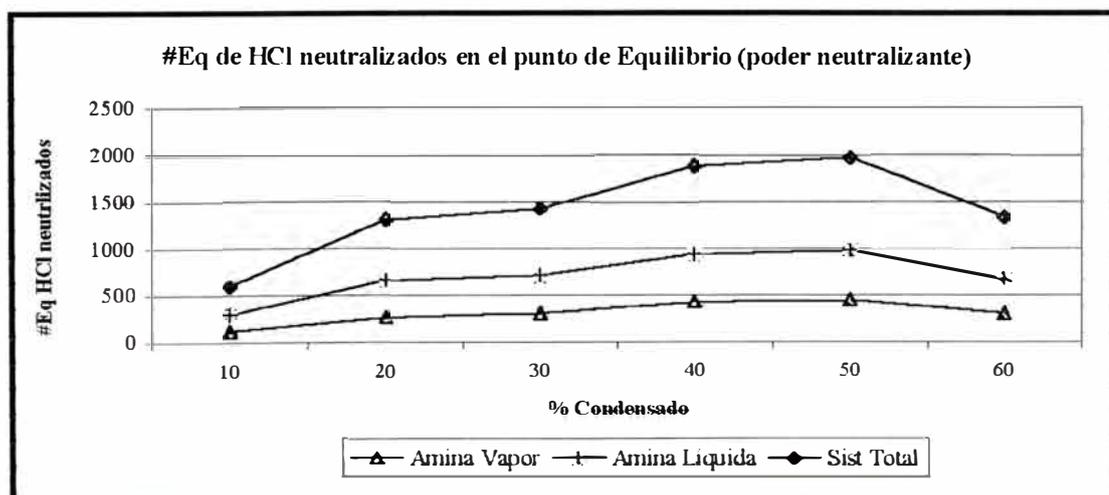
Poder neutralizante = #Equivalentes de HCl neutralizados hasta el punto de neutralización

Punto de neutralización = Punto en el cual con solo dosificar una gota de HCl el valor de pH varía bruscamente

Cuadro N° 41 Poder Neutralizante de los destilados

%Destilad o	T°C	Destilados <small>(Amina en Fase vapor)</small> #Eq HCl 2N En el punto de Equivalencia	Residuos del Balon <small>(Amina en estado liquido)</small> #Eq HCl 2N En el punto d Equivalencia
0	116	0	
10	119	124	171
20	121	267	388
30	123	303	408
40	125	433	503
50	128	455	525
60	132	306	361

Cuadro N°9: Poder Neutralizante HI-4243



8.4.2.3 Conclusiones

- Como se dijo anteriormente la amina neutralizante HI-4243 es una mezcla de agua con amina, al encontrarse en fase líquida la amina se encuentra uniformemente distribuía o mezclada con agua, pero al pasar a fase vapor (el agua y la amina) no lo hacen en la misma proporción debido a diferencias en sus puntos de ebullición y sus pesos moleculares, siendo el agua la que pasa a la fase vapor con mayor velocidad, es por ello que el residuo que queda en el balón tienen una mayor cantidad de amina que la fracción que se evapora. A ello se debe la diferencia entre los poderes neutralizante en fase vapor y en fase líquida.
- Como podemos apreciar la amina neutralizante HI-4243 trabaja en fase gaseosa y en fase líquida. El poder neutralizante de HI-4243 a una temperatura está dada por:

$$\text{Poder Neutralizante}_{\text{HI-4243 a } T^{\circ}\text{C}} = \frac{\text{Poder Neutralizante}_{\text{HI-4243 en fase líquida}} + \text{Poder Neutralizante}_{\text{HI4243 en fase vapor}}}{2}$$

- Podemos concluir que las temperaturas óptimas a la cual la amina HI4243 puede neutralizar una cantidad máxima de HCl son las siguientes:

Temperatura °C	Poder Neutralizante	Estado de HI-4243
<116	1015,5 molHCl / mol HI-4243	Amina en estado líquido
128	980 mol HCl/ mol HI-4243	50% estado gaseoso y 50% estado líquido

8.4.3 Evaluación del Recubrimiento Epóxico - Novolaca

8.4.3.1 Objetivo

Determinar hasta que temperatura puede resistir el recubrimiento Epóxico Novolaca, debido a que en el Sistema de Tope de la UDP se trabaja con un gradiente de temperatura promedio en el rango 221 °F a 275 °F y teniendo en cuenta que en el revaporizado (se da cuando hay parada de planta) las paredes internas de la columna alcanzan la temperatura máxima de 410 °F.

8.4.3.2 Metodología Empleada

Calentamiento	: Directo a diferentes temperaturas
Equipo Empleado	: Mufla
Material de Ensayo:	: Cupón Recubierto totalmente con Resina Epóxica – Novolaca
Características del Cupón	: Espesor del Recubrimiento(2 capas, 15 mils c/capa)
	Material.....Acero al Carbono 285-C
	Dimensiones.....102.2mmX19.2mmX9.1 mm
	Material.....Acero al Carbono 285-C

**Cuadro N° 42 : Resultados de Evaluación del Recubrimiento Epóxico
Novolaca**

Fecha	T _{exposición} (°F)	t _{exposición} (h)	Observaciones
14/10/01	212	4	Ningún cambio aparentemente
15/10/01	248	4	Ningún cambio aparentemente
16/10/01	302	7	Color amarillento tenue uniforme, resistente a la abrasión
17/10/01	392	8	Color amarillo intenso – algo marrón uniforme, también resistente a la abrasión
18/10/01	482	16	Color marrón uniforme, película algo débil, poca resistencia a la abrasión o desprendimiento
22/10/01	572	30	Color marrón fuerte – negro, se desprendió fácilmente en forma de escamas de la superficie metálica.

La apariencia del recubrimiento después de cada exposición puede observarse en las Fotos N° 8a, 8b, 8c

Foto N° 8 : Evaluación Térmica de Cupones Recubiertos con Resina Epóxico Novolaca

Foto N° 8b · Cupón Revestido Después de Ensayo T= 482°F

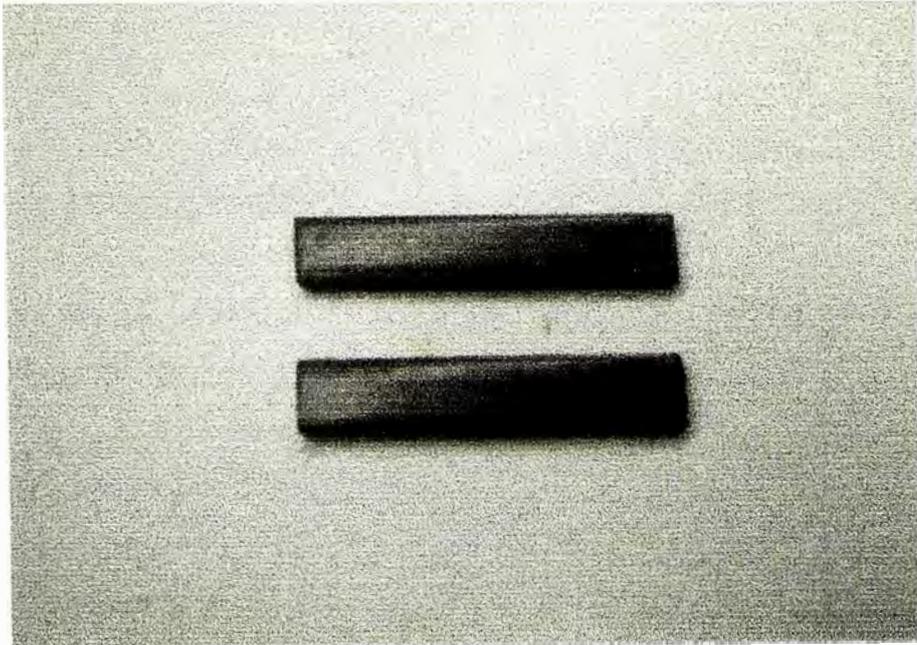


Foto N° 8a : Cupón Revestido Después del Ensayo a T= 572°F



8.4.3.3 Comentarios Técnicos

- ◆ Solo se evaluó la resistencia a la temperatura del recubrimiento, sin embargo en el sistema real corrosivo están involucrados muchos otros factores tales como: Temperatura, flujo, medio agresivo (HCl, H₂S). Las implicancias de estos factores en conjunto no fueron consideradas, porque es imposible reproducir un sistema de esta naturaleza similar a la UDP.
- ◆ La aplicación y calibración del recubrimiento fueron similares al de los cupones empleados en planta (sección 8.3.10.2).
- ◆ La evaluación del recubrimiento se realizó de 212 °F a 572 °F porque corresponde al rango de temperaturas del Sistema de Tope de la UDP (221°F – 275°F) y la temperatura del revaporizado cuando hay parada (Temperatura máxima de revaporizado es 410°F).
- ◆ El revaporizado se realiza para eliminar los vapores de hidrocarburos en la columna cuando hay parada de planta. La temperatura máxima que alcanzaría el material de la columna cuando se efectúa el revaporizado será la misma temperatura del vapor sobrecalentado 200 psi que ingresa a la UDP.

8.4.3.4 Análisis Técnico de la Evaluación Recubrimiento Epóxico - Novolaca

- En la última década, el mejor aprovechamiento de la química básica de las resinas epóxicas y el mejor entendimiento de la interacción de las resinas epóxicas, rellenos y agentes de curado (endurecedores), han permitido desarrollar productos epóxicos 100% sólidos de baja viscosidad que resisten temperaturas de hasta 500°F. Estos son fáciles de aplicar, de rápido curado, flexibles.
- La expresión 100% Sólidos se refiere al hecho que el 100% del material aplicado permanece en la superficie luego del curado. Una película del

recubrimiento de 20 mils húmedos (500micrones), permanecerá a 20mils de película seca. No requiere capa PRIMER, empleo directo. Su resistencia química, a la temperatura y a la abrasión dependerá del espesor de la película, así tenemos:

15-60 mils (375 micrones - 150 mm) :Buena resistencia química

60-100 mils (1.5 - 2.5 mm) :Buena resistencia a la abrasión y a altas temperaturas.

- El recubrimiento empleado es el producto NOVAPLATE UHS 100% SOLIDOS de la compañía COATINGS S.A.. LA NOVAPLATE UHS es un producto químico resultado de la combinación de la Resina Epóxica Novolaca y Aminas Ciclo alifáticas

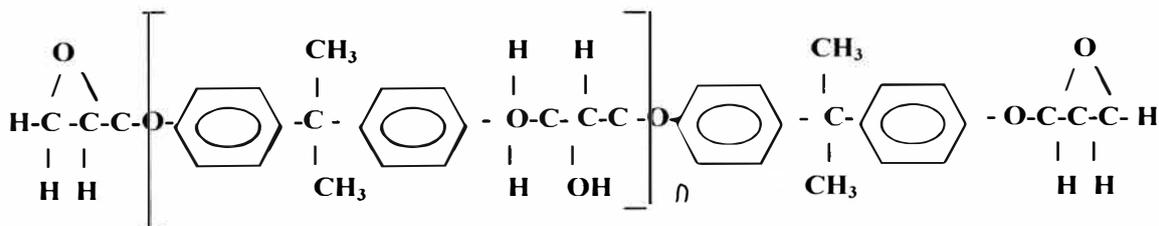
Resina Epóxica Novolaca = Resina Fenólica + Resina Epóxica

El grupo fenólico le otorga la resistencia térmica, la resina Epóxica le otorga la resistencia química, y el curado final (formación de la película del recubrimiento) lo da las aminas cicloalifáticas.

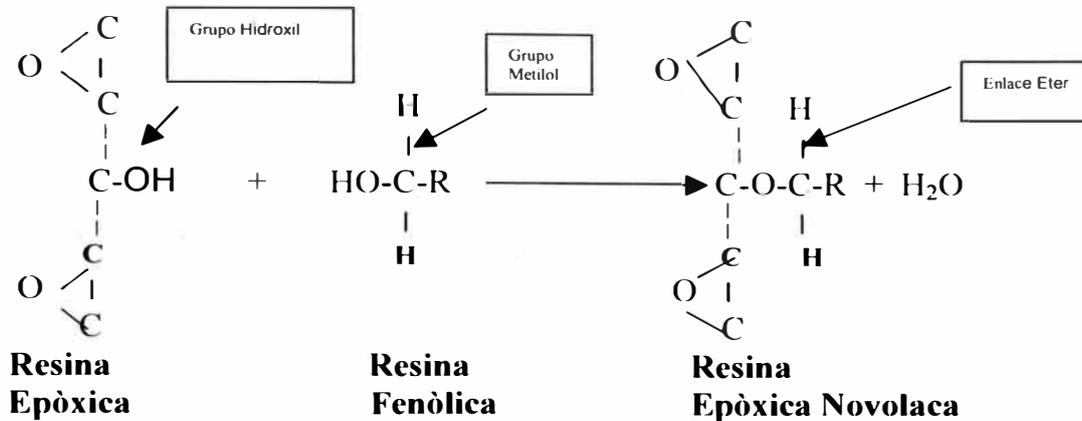
- *Mecanismo de acción*

Se dan la reacción entre grupos methylol de la resina fenólica y los grupos Hidroxyl secundario de las resinas Epóxicas , se tienen las siguientes reacciones químicas:

RESINA EPÓXICA



FORMACION DE LA RESINA EPOXICA NOVOLACA



R : Polímero fenol formaldehído

Enlaces Eter : Le da alta resistencia al ataque químico

En el Curado (enlaces entrecruzados) el grupo Epoxi terminal en la resina Epòxico-Fenòlica reacciona con los grupos activos hidrógeno de la amina Cicloalifática. Esta reacción toma lugar a temperatura ambiente pero a temperaturas superiores la reacción es más rápida

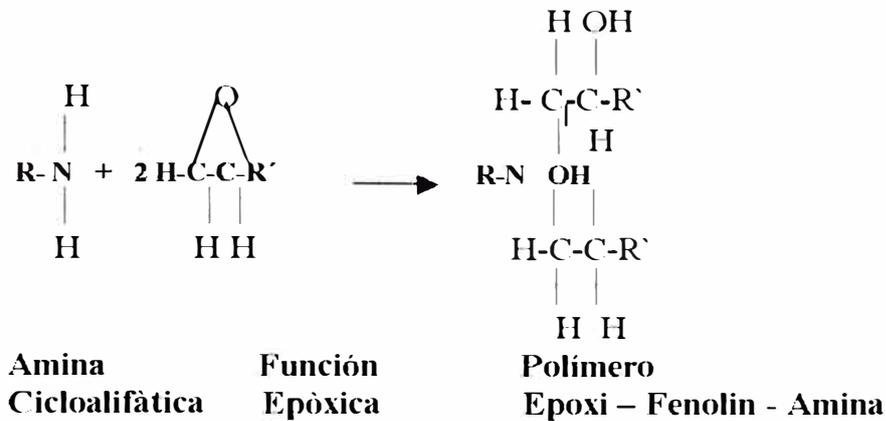
Tiempo de curado a temperatura ambiente (77°F): 7 días

Tiempo de curado a temperatura elevada (518° F): 8 horas

Cuando el recubrimiento es curado, éste es muy duro, resistente a solventes y químicos (HCl hasta 20% en agua). El curado le da al sistema del recubrimiento muy buenas propiedades de resistencia a la corrosión química, adhesión sobresaliente, buenas propiedades mecánicas y térmicas, baja contracción-encogimiento.

En el curado se dan las siguientes reacciones.

CURADO CON AMINA CICLOALIFATICA



R : Radical Cicloalifático

R' : Molécula de la Resina Epóxica

- Este recubrimiento a determinadas condiciones sufre degradación (se denomina degradación a cualquier cambio indeseable en las propiedades del sistema polimérico, después de que el material se ha puesto en servicio). Los agentes degradantes suelen ser: calor, radiación, sustancias químicas y energía mecánica.

Cuando el recubrimiento es expuesto a agentes puramente mecánicos:

Pueden incluir el efecto de solventes en las dimensiones macroscópicas de un material. Los solventes pueden extraer porciones de los sistemas de polímeros. El hinchamiento de una superficie puede provocar un esfuerzo que se alivia por agrietamiento. Las líneas de las grietas consisten de polímero orientado, sometidos a esfuerzo por un par puramente mecánico o por la absorción en la superficie de un líquido.

Cuando el recubrimiento es expuesto a flujos turbulentos:

Un flujo turbulento puede originar cambios en la estructura del polímero. La respuesta predominante es una disminución en el peso molecular debido a que la recombinación de radicales no se favorece en solución.

Cuando el recubrimiento es expuesto al calor:

Al alcanzar una elevada temperatura la Resina Epóxico Novolaca se desintegra formando iones, lo cual origina una expansión de la película, desprendiéndose de la superficie metálica y perdiendo todo su poder protector.

8.4.3.5 Conclusiones Técnicas

El recubrimiento se adecua perfectamente a los gradientes de temperatura del Sistema de Tope de la Unidad de Destilación Primaria, incluso en la etapa del revaporizado. Por lo tanto, puede emplearse para dicho sistema. Aunque sería indispensable determinar las implicancias de los demás factores mencionados.

8.4.4 Simulación Corrosiva a Nivel laboratorio

8.4.4.1 Objetivo

El objetivo de realizar simulaciones a nivel laboratorio fue tratar de generar un ambiente similar al del tope de la columna a nivel laboratorio y evaluar cual es el efecto corrosivo del medio que se genera en diferentes materiales como:

Acero al Carbono 285-C (material original de la UDP).

Monel 400

Recubrimiento epòxico.

8.4.4.2 Metodología Aplicada

El sistema se basó en la manipulación del factor temperatura (única condición de operación que se podía medir y manipular en el simulador). Con la manipulación de la temperatura se aseguró la generación de los agentes corrosivos HCl y H₂S, la generación de estos agentes corrosivos se cuantificó de la siguiente forma:

HCL: Generación máxima de HCl a partir de la cantidad de sales del crudo usado en la simulación. Para la obtención de este dato se procedió a realizar análisis de sales al crudo por medio de la Norma ASTM D-3230

H₂S: Se tomó muestra de los gases que escapaban del sistema por la parte superior del condensador y se le realizaron 2 pruebas: prueba normada para determinación de H₂S U●P, y cromatografía de gases en un equipo de las siguientes características.

8.4.4.3 Equipos de Laboratorio Utilizados

- El equipo se armó como se observa en las Foto N°9a y Foto N°9b, el cual fue construido con ayuda del personal del laboratorio, y que se implementaba para realizar las pruebas de simulación, luego de las cuales tenía que ser desmontado por que las partes eran usadas para realizar análisis de rutina.

- El equipo está conformado por las siguientes partes:
Un extractor para determinación de Plomo por arrastre, según la norma ASTM D-2547.
Un condensador y una trampa de agua que habitualmente se usan para la determinación de agua por destilación según la norma ASTM D-95..
- Los cupones fueron ubicados (en todas las simulaciones) en la trampa de agua del sistema, dichos cupones fueron suspendidos usando un fibras de hilo, dicha fibra era atada al soporte universal que sostenía al condensador para mantenerlo suspendido dentro de la trampa de agua, como se observa en la Foto N° 9c
- En algunas simulaciones además del cupón antes mencionado también se colocó un cupón del mismo material dentro del extractor, para simular el efecto corrosivo del crudo a alta temperatura en el material.
- En las primera experiencias (1° al 5°) se utilizó glicerina como medio para calentar el crudo ver Foto N°9a
- En las experiencias de 5° al 13° se implementó un sistema de calentamiento con resistencia eléctrica (con ayuda del personal de taller de la Refinería) de alambre de micrón de 220v y 50-60Hz, conectada en dos puntos de la parte inferior de extractor, el micrón fue colocado dentro de las ranuras que tiene el extractor (como diseño original) y aislado con material cerámico como se puede observa en la Foto N°9b.

Se implemento el calentamiento con resistencia eléctrico debido a que era muy difícil controlar la glicerina caliente y a más 120°C esta emanaba vapores.

Foto N° 9: Equipos de Simulación en Laboratorio

Foto N° 9a : Equipo de Simulación con Calentamiento a Base de Glicerina



Foto N° 9a : Equipo de Simulación con Calentamiento a Base de Resistencia de Micron

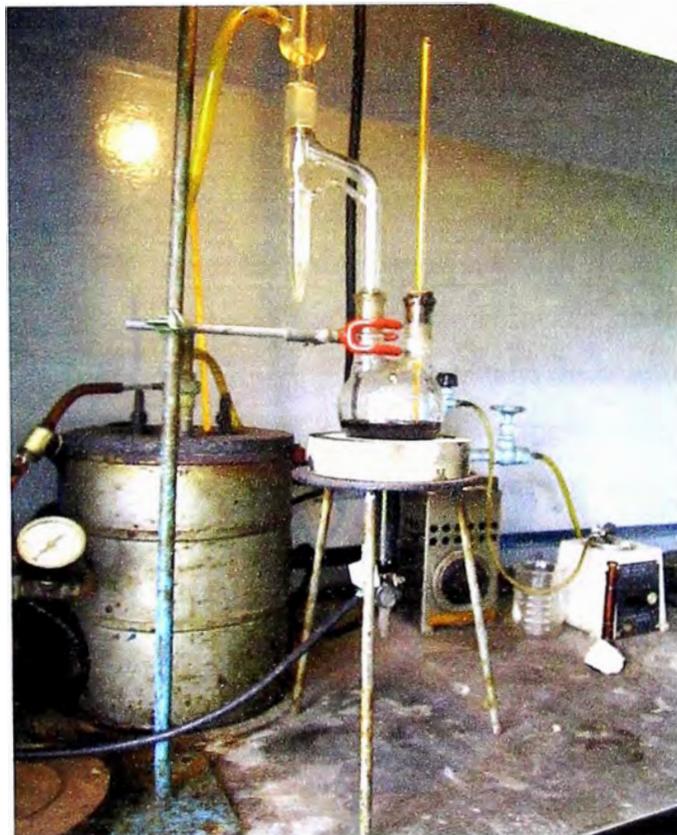
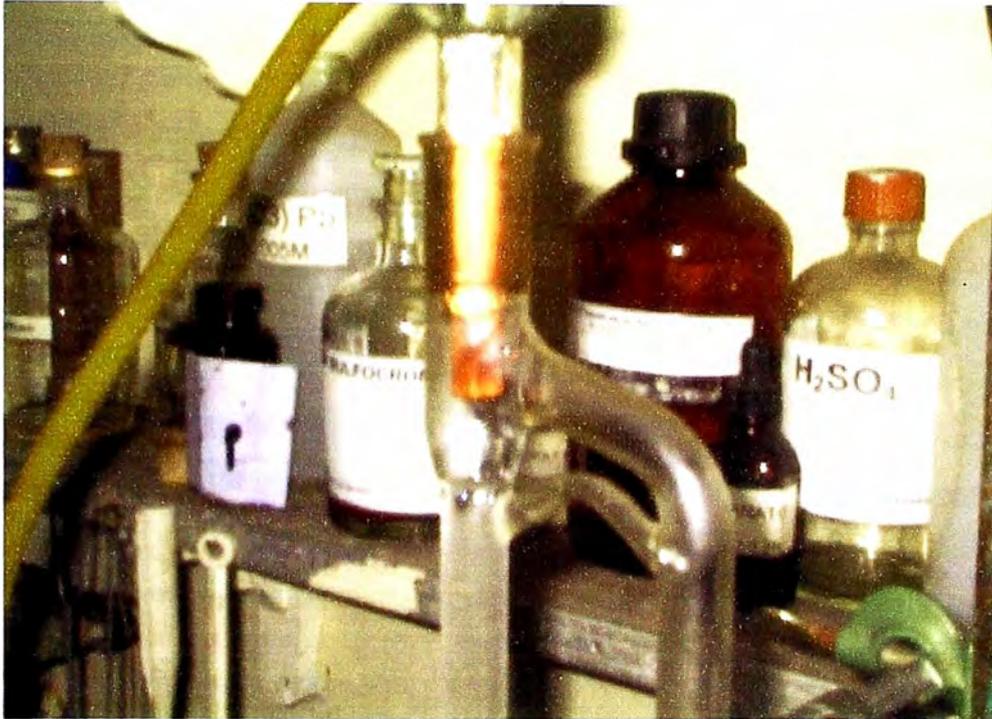


Foto N °9c: Ubicación del Cupón (Trampa de Agua) en los Equipos de Simulación.



8.4.4.4 Modo Operativo de los Ensayos de Simulación

- Se colocó 100 ml de un crudo caracterizado mas 50 ml. De Tolueno en el interior del extractor de 500 ml. El Tolueno proporciono un efecto de reflujo similar al de la columna.
- Se uso crudo OXY (procesado en mayor cantidad desde 1999 en la Refinería) en todas las simulaciones, el cual fue evaluado al iniciar las simulaciones.
- Se calentó el crudo con glicerina y una plancha de calentamiento a mas de 100°C (primeras 5 experiencias) en las siguientes experiencias se utilizo un sistema de calentamiento eléctrico a base de alambre de micron de 220 v y 50-60Hz conectada en dos puntos de la parte inferior del extractor, el micron fue colocado dentro de las ranuras que tiene el extractor (como diseño original) y aislado con material cerámico (como se observa en la Foto N °9a)

- En todas las simulaciones el crudo tuvo un tiempo de calentamiento de 4 horas y luego era evacuado por la parte inferior del extractor, e inmediatamente se procedía a adicionar nuevamente 100ml de crudo mezclados con 50ml de Tolueno, logrando de esta forma tener un sistema casi continuo.
- Se utilizó tolueno en las simulaciones debido a que este proporciona un efecto de reflujo similar al que se da en la columna.
- En ocasiones no se pudo completar periodos de 4 horas debido a que partes de los equipos se necesitaban para realizar análisis de rutina o en ocasiones el espacio utilizado para realizar las simulaciones (campana de extracción) era requerido también para realizar pruebas de rutina. Lo ideal era mantener tiempos iguales de exposición en los cupones en todas las simulaciones, pero para el cálculo de pérdida de peso se tomó un número de horas de exposición en cada simulación.
- La temperatura del crudo en el extractor alcanzó 135°C, a esta temperatura se logró la hidrólisis de las sales de Mg y Ca (Temperatura inicial de Hidrólisis = 250°F), además de asegurar la descomposición algunos compuestos de azufre como disulfuros y mercaptanos.
- Al calentar el crudo hasta 135°C se provocó la hidrólisis de las sales de Calcio y Magnesio y se generó HCl, el cual ascendía dentro del extractor junto con el agua en fase vapor, y que al llegar al condensador condensaban en forma conjunta, lográndose que el HCl se disuelva en el agua generando agua ácida, la cual caía sobre la superficie del cupón en forma paralela.

8.4.4.5 Obtención y Preparación de Cupones

- Para la preparación de los cupones (limpieza de los cupones antes de su exposición al medio corrosivo) se siguió la norma ASTM-2688 para Acero al carbono y Monel

Luego de la exposición de los cupones al medio corrosivo se procedía nuevamente a limpiarlos para retirar grasas y producto de corrosión con la misma norma ASTM-2688

- Para la obtención de los cupones en el caso del Acero al carbono 285-C (Material original de la columna), se cortó una plancha del material sobrante usado para la construcción de la nueva columna de destilación primaria. Para el proceso de corte se usó oxicorte y se obtuvo una plancha de 0.9525* 50*50cm, la cual luego fue cortada a lo largo y ancho, la reducción del espesor se hizo con cizalla; luego los cupones obtenidos fueron esmerilados, lijados con lija 40 y lija 600 hasta obtener las medidas deseadas.
- Para la obtención de los cupones de Monel se consiguió una plancha de Monel de las siguientes características 0.219*10*10cm, la cual luego fue cortada con sierra, esmerilada y lijada con lija de agua, hasta obtener las medidas deseadas

8.4.4.6 Metodología de Trabajo

- Los cupones a usar en las simulaciones tenían que encontrarse perfectamente limpios, sin presencia de grasas y óxidos que puedan alterar el peso inicial, por ello se procedió a realizar la limpieza siguiendo la norma ASTM-2688.
- Los cupones fueron pesados en 3 oportunidades en cada simulación:
Después de la limpieza mencionada y antes de exposición
Luego de terminada la prueba aún con óxido
Después de retirar los óxidos según la norma ASTM-2688
La balanza usada para realizar las mediciones contaba con 4 dígitos de precisión..
- El crudo fue caracterizado al inicio de las pruebas, solo en la primera simulación se evaluó el crudo después de las 4 horas de calentamiento para evaluar los cambios en sus características

8.4.4.7 Características de Materiales de Usados

a) Acero al carbono 285-C

- Las características de los aceros utilizados son las siguientes, según especificación ASTM:

Cuadro N° 43: Composición Química Ac 285-C

Elemento	%
Carbon máx	0.28
Manganeso máx	0.90
Fosforo max	0.035
Azufre máx	0.035

Cuadro N° 43 a: Características Físicas Ac 285-C

Características Físicas	
Fuerza de Tensión Ksi	55-75 Ksi
Yield poin Kgf/Mpa	30
Elongación en 8" [200mm] %amin	23
Elongación en 2" [200mm] %min	27

b) Monel 400

- El Monel es una aleación de níquel muy usada en los sistemas de tope de la Unidades de Destilación debido a que su presencia otorga una gran resistencia a la corrosión en dichos sistemas

Cuadro N° 44 : Composición del Monel 400

Comp Nominal %	Ni	Cu	Fe	Al	Si	Mn	C	S
Monel 400	67	30	1.4		0.1	1.0	0.15	0.01

Cuadro N° 44 a: Propiedades Físicas de los tipos de Monel

Aleación	Densidad Lb/pulg ²	Modulo de elasticidad 10 ⁶ lb/pulg ²	Calor Especifico (70°C) Bt/(lb)(°F)	Dilatación Térmica (70°- 200°F) 10-6 pulg/pulg/°F	Conductividad Térmica (70°F) BTU/(pie2)	Resistividad eléctrica (recocido) μ&.cm
Monel 400	0.319	26	0.102	7.7	12.6	48.2
Monel K-500	0.306	26	0.100	7.6	10.1	57.8

- El Monel 400 tiene alta resistencia mecánica, alta ductilidad y excelente resistencia a la corrosión. Además tiene alta resistencia a la acción atmosférica, al agua de mar, al vapor y a muchas sustancias químicas industriales. Se deteriora con rapidez en presencia de cloro húmedo y de sales férricas, estánicas o mercúricas en soluciones ácidas.

8.4.4.8 Ensayos Efectuados

- Se realizaron 3 simulaciones con Monel y 10 con acero al carbono 285-C. Todas estas simulaciones fueron cualitativas y cuantitativas.

Cualitativas por que permitieron visualizar e identificar los productos de corrosión formados.

Cuantitativas por que permitieron evaluar la pérdida de peso en los materiales expuestos.

- También se realizaron 2 simulaciones netamente cualitativas, una de ellas con un cupón de cobre usado para determinar la corrosión en lámina de cobre según la norma ASTM D-1838, y otra usando el recubrimiento epoxi - fenólico (el mismo usado en los cupones recubiertos colocados en planta)

8.4.4.9 Resultados obtenidos

- El crudo OXY usado en las simulaciones fue evaluado antes y después de haber sido calentado durante 4 horas, obteniéndose los siguientes resultados:

Cuadro N° 45: Características Crudo Oxy

	Calidad de crudo	
	Antes del calentamiento	Despues del calentamiento (4horas)
API	19.4	
BSW	0.20	0.05
Sales (PTB)	65.70	32.85
PH(arrastre)	4.89	5.76
Cl-1 (arrastre)	13.29	9.31
S rayosx	1.14	1.47
Agua por destilación	1%	

- Cuantificación de los agentes corrosivos en el sistema de simulación.
Se muestra el cuadro siguiente:

Cuadro N° 46: Cuantificación de Agentes Corrosivos en el sistema de Simulación

HCl	2.91196 lb HCl cada 4 horas
H ₂ S	30 ppm distribuidos en el agua condensada y en el hidrocarburo

- Con la siguiente relación calculamos los MPY en los cupones tomando en cuenta la pérdida de peso y el tiempo de exposición:

$$\text{MPY} = 534 * W / (D * A * T)$$

- Donde:
- W: Peso perdido en el cupón mgr.
 - D : Densidad del material gr/cm³
 - A : Area de exposición in² (se considera el área total del cupón)
 - T : Tiempo de exposición en horas

- Los valores de densidad tomados son valores estándar para el acero al carbono y el monel según la norma ASTM-G1-81

$$D_{\text{Acero al Carbon}} = 7.86 \text{ gr/cm}^3$$

$$D_{\text{Monel Alloy 400}} = 8.84 \text{ gr/cm}^3$$

Cuadro N° 47: Mediciones Resultantes para Diferentes Materiales

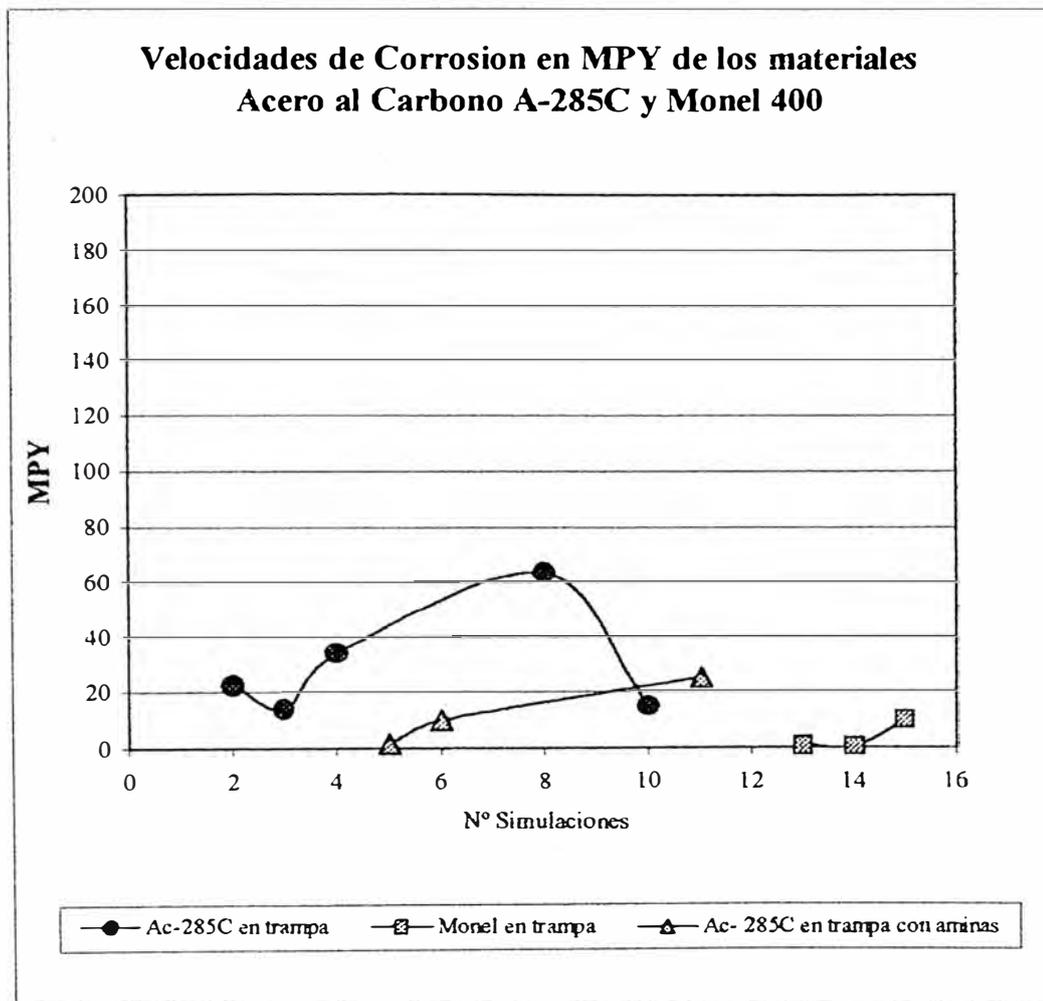
Simulación	Espesor cm	Ancho cm	Largo cm	Tiempo Hr Exposición	Area in ²	Perdida de Peso gr	MPY
1°	0.16	1.27	7.6	5.25	3.4321		
2°	0.588	1.325	6.873	24.67	4.3174	35,9	23
3°	0.58	1.32	6.87	11.5	4.2838	10,2	14
4°	0.58	1.315	6.87	20	4.2722	43,0	34
5°	0.58	1.315	6.865	6.5	4.2693	0,6	1,5
6°	0.58	1.311	6.863	12.5	4.2589	7,8	9,95
7°	0.365	1.217	5.493	5.5	2.8316	50,1	218,6
8°	0.353	1.217	5.488	5	2.8042	13.1	63,5
9°	0.349	1.1215	5.486	14	2.6222	42,3	78,3
10°a	0.3	1	4.965	20	2.0939	9,2	14,9
10°b	0.34	1.09	4.99	20	2.3270	8,9	13,0
11°a	0.3	1	4.965	28	2.0939	21,9	25,4
11°b	0.34	1.09	4.99	28	2.3270	7,0	7,3
13°	0.219	1.16	5.99	101	2.6394	4,8	1
14°	0.21	0.92	6.11	48	2.2002	0,7	0,4
15°	0.2	0.91	6.1	16	2.1554	5,7	9,98

Nota: Los resultados obtenidos en las simulaciones 7° y 9° no son representativos, porque el cupón empleado había sido sensibilizado (susceptible a la corrosión) como consecuencia de ensayos anteriores.

Cuadro N°48: Características en las Simulaciones

Simulación	
1°	Cupón de cobre. Colocado en la trampa de agua
2°	Cupón Ac-285-C ubicado en la trampa de agua
3°	Cupón Ac-285-C ubicado en la trampa de agua
4°	Cupón Ac-285-C ubicado en la trampa de agua
5°	Cupón Ac-285-C en la trampa de agua. Con Amina filmica y neutralizante
6°	Cupón Ac-285-C en la trampa de agua. Con Amina filmica y neutralizante
7°	Cupón Ac-285-C colocado en la trampa de agua
8°	Cupón Ac-285-C colocado en la trampa de agua
9°	Cupón Ac-285-C colocado en la trampa de agua
10°a	Cupón Ac-285-C colocado en la trampa de agua
10°b	Cupón Ac-285-C sumergido en el crudo en ebullición
11°a	Cupón Ac-285-C colocado en la trampa de agua. Se dosificó Amina neutralizante y Filmica
11°b	Cupón Ac-285-C sumergido en el crudo de ebullición. Se dosificó Amina neutralizante y Filmica
12°	Cupón Ac-285-C colocado en la trampa de agua. Pintado con recubrimiento epóxico Tiempo de exposición 60Horas
13,14,15°	Cupón de Monel colocado en la trampa de agua

Gráfica N° 10 : Resultados de los Ensayos de Corrosión a Nivel Laboratorio



8.4.4.10 Características de los Productos corrosivos

En las simulaciones se pudo identificar los siguientes productos de corrosión, los cuales con ayuda de la bibliografía revisada han sido identificados como sigue:

Cuadro N° 49: Corrosión en cupones a Nivel Laboratorio

#Simulación Características de esta	Color producto de corrosivo	Forma	Adherencia	Superficie del metal debajo	Ubicación Productos corrosivos	Identificación
2°,3°Ac-285C Cupón en trampa de agua	Naranja Rojizo Negro	Puntos Película	Fácil de desprender Fácil de desprender	Puntos de corrosión	Película negra sobre el acero y encima coloración naranja rojizo	Fe ₂ O ₃ FeS
4°Ac-285C Cupón en trampa de agua	Naranja Rojizo Negro Burbujeo sobre el metal sumergido en condensado de la trampa	Ampolla Película	Fácil de desprender Fácil de desprender	Puntos de corrosión	Película negra sobre el acero y encima coloración naranja rojizo	Fe ₂ O ₃ FeS
5°,6°Ac-285C Con Amina neutralizante y Amina Filmica por la parte sup del condensador (3ml c/u cada 4 horas). Cupón en trampa de agua	Naranja Rojizo	Puntos	Fácil de desprender	Lisa en toda la superficie del cupón	Película negra sobre el acero y encima coloración naranja rojizo	Fe ₂ O ₃
7°,8°,9°,10°,Ac285C Cupón en trampa de agua	Naranja Rojizo Negro	Puntos Película	Fácil de desprender Fácil de desprender	Puntos de corrosión, superficie irregular en toda la superficie	Película negra sobre el acero y encima coloración naranja rojizo	Fe ₂ O ₃ FeS
10°Ac285C cupón en balón	Ningún producto de corrosión			Sin puntos de corrosión		
11°Ac 285C cupón en balón	Ningún producto de corrosión			Sin puntos de corrosión		
12°Ac. 285-C Cupon en balón recubierto con pintura epóxica	12°Ac 285C recubierto con pintura epóxica, esta prueba solo se realizó para evaluar la resistencia de dicho recubrimiento al medio corrosivo generado en el sistema de simulación. No se observó ningún producto de corrosión sobre la superficie recubierta. Tampoco se visualizó agrietamiento ni deterioro por encontrarse en contacto con fracciones ligeras de hidrocarburo y ácido clorhídrico disuelto en agua. Tiempo total de exposición 60 Horas					
13°,14° y 15 Monel 400 Cupón en trampa	Color celeste opaco	Película tenue	Difícil de desprender Parecía parte del material	Superficie lisa		Sal de Cu ⁺²

Cupón en trampa: cupones colocados en la trampa de agua

Cupón en balón: cupones colocados en el extractor, sumergido dentro del crudo caliente.

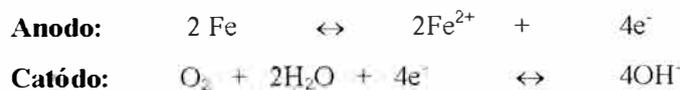
8.4.4.11 Identificación de productos de corrosión

a) Película y Ampollas color Naranja Rojizo (Cupon AC 285-C):

Presencia de (Fe_2O_3) Hematita como podemos ver la FotoN°10c, debido a las siguientes razones:

- En las simulaciones, en el acero al carbono debajo de esta película se observó picadura y superficie irregular, lo cual indicaba que no era una película protectora, esto es una característica (Fe_2O_3).
- La película era fácil de desprender (en la simulación se desprendía con el reflujo sobre el cupón), lo cual es otra característica del (Fe_2O_3).
- Existía en el medio suficiente oxígeno para realizar la oxidación del material, porque se trabajó a presión atmosférica abierto a la atmósfera.
- La temperatura en el cupón en el momento de ser bañado por el agua condensada llegaba hasta 98°C , temperatura que es propicia para la formación del Fe_2O_3 .

Las reacciones para la obtención de el Fe_2O_3 son las siguientes:

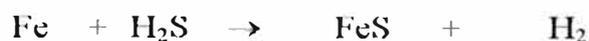


b) Película negra (Cupón AC 285-C):

Presencia de FeS (sulfuro de hierro) como podemos ver en la FotoN° 10b, esto es debido a:

- Facilidad de desprendimiento, lo cual es una característica del FeS en el medio ácido al cual se encontraba el agua condensada.

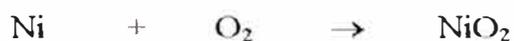
- Esta película era soluble en ácido, lo cual es otra característica del FeS
- Se encontraba presente en el medio el agente corrosivo H₂S, que es el causante de la generación del FeS. El crudo usado en las simulaciones tenía 1.14% en masa de azufre y fue calentado hasta 130°C, a esta temperatura se asegura la descomposición de los sulfuros los cuales empiezan a descomponerse a partir de 120°C generando H₂S
- La generación del FeS se da por las siguientes reacciones:



c) Película Celeste (Cupon de Monel 400)

El Monel está compuesto principalmente por Ni y Cu . Las reacciones de cada uno de ellos frente a los agentes corrosivos son :

- Reacciones del Ni: El níquel al reaccionar con el oxígeno genera una película protectora sobre la superficie del metal, esta película es invisible y de un espesor el cual no se puede observar a simple vista.



- Reacciones del Cu: Teóricamente considerando el contenido de Cobre en el Monel (30%), toda la aleación debería tener el comportamiento de Ni; sin embargo se debe tener en cuenta que el material pudo haberse sensibilizado por el trabajo mecánico que se realizó en él, permitiendo que el cobre haya reaccionado con los agentes corrosivos presentes en el medio.

El cobre puede reaccionar con el HCl y formar una sal de cloruro de cobre, la cual es de color azul tal como la observada en la simulación.

En el sistema no se observó picadura en el cupón debido a que la concentración de O₂ en el sistema era muy alta y que la velocidad del flujo de condensación

Sobre el cupón era pequeño en comparación a los valores que se requieren según teoría para provocar corrosión por picadura.



Además el cobre reacciona con el ácido sulfhídrico generando sulfuro de cobre.

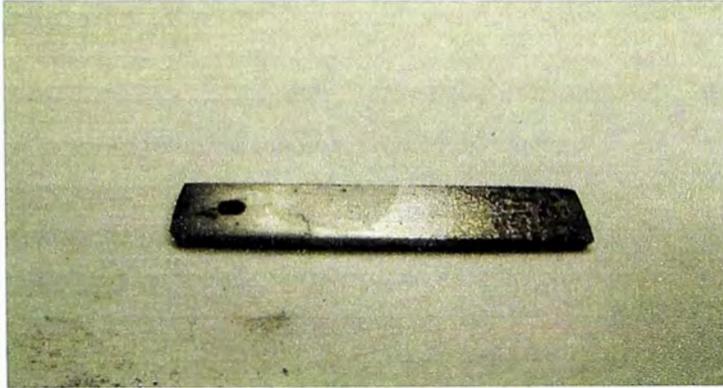


Foto N °10: Cupones AC – 285-C Usados en Simulaciones de Laboratorio.

Foto N °10a : Cupón antes del ensayo.



**Fotos N°10b : Cupón después del Ensayo
Se Observa Película Negra, Presencia de FeS**



**Fotos N°10c : Cupón después del Ensayo
Se Observa Deposición color naranja – rojiza , presencia de Fe₂O₃**



Fotos N°10c : Cupón después del Ensayo

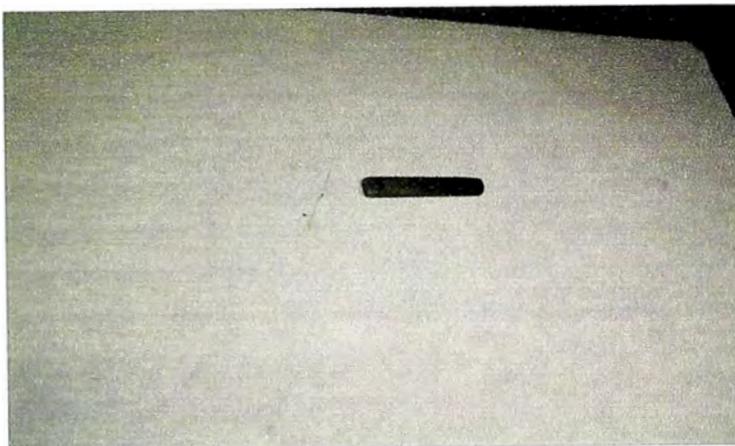


Foto N° 10e : Cupón Después de Ensayo

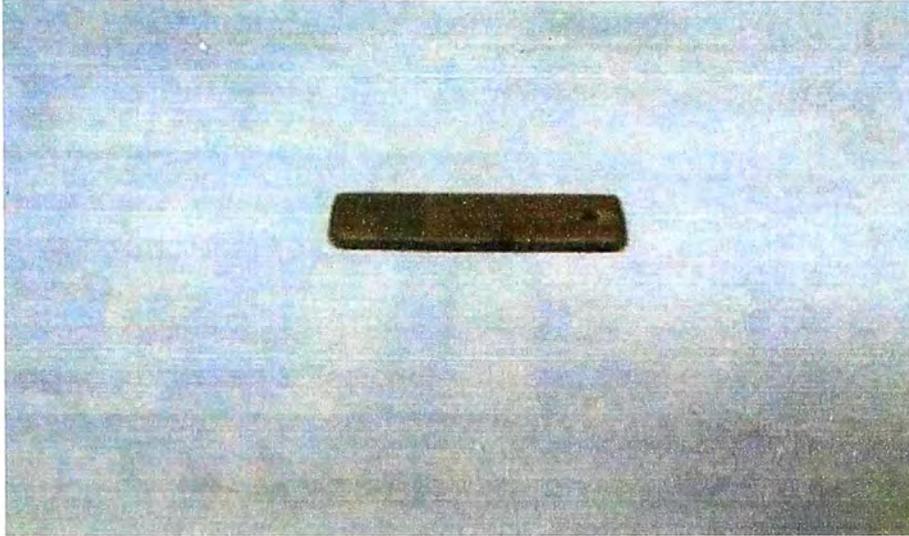


Foto N° 10f : Cupón Después del Ensayo



8.4.4.12 Conclusiones Técnicas

- Como podemos ver en el **Gráfico N°10** las velocidades de corrosión más altas se dan en los cupones de acero al carbono 285-C (material usado actualmente en la columna de destilación primaria), con respecto al Monel 400, esto se debe a las siguientes razones.

Si bien algunos valores en MPY obtenidos en las simulaciones son muy elevados, los cuales son mucho mayores a los reales obtenidos en planta, estos nos permiten visualizar la mayor resistencia a la corrosión que presenta el Monel en comparación al acero al carbono.

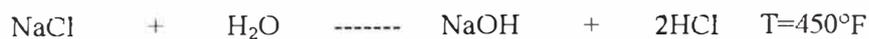
En el acero al carbono Ac-285-C: La pérdida de peso en el material se debe a la formación de productos de corrosión, ocasionado por los agentes corrosivos HCl, H₂S y O₂, sin embargo el Monel es un material más resistente al efecto corrosivo de los agentes mencionados debido a que es una aleación de Ni y Cu donde el Ni reacciona con el oxígeno formando película protectora la cual se deposita sobre la superficie del metal (película invisible).

- En las simulaciones 5°, 6° y 11° ver **Cuadro N° 48** se procedió a dosificar amina neutralizante y amina filmica para evaluar su capacidad para contrarrestar el efecto corrosivo de los agentes agresivos presentes en el sistema simulador y se observó que las velocidades de corrosión disminuyen, debido a que se neutralizó el HCl generado por hidrólisis de la sales de Ca y Mg.

Tomando como referencia datos de dosificación de productos químicos en planta se hizo el cálculo del porcentaje de amina neutralizante y filmica dosificada en la columna obteniéndose 0.0018% y 0.00177% respectivamente (% en volumen del crudo total alimentado). Estos valores tan pequeños no se podían trasladar a nivel laboratorio considerando que nuestra carga de crudo era de 100ml Por lo tanto, se procedió a calcular la cantidad de aminas a dosificar considerando la cantidad máxima de HCl que se podía generar en el sistema de simulación de la siguiente forma:

Se necesita 100ml de amina neutralizante para neutralizar 1.525 moles de HCl (dato del fabricante). En el sistema de simulación se están generando 0.03502 moles (2.91196 lb de HCl generados por 65.7 PTB de sales en el crudo utilizado), por lo tanto se necesitaría 2.745 ml de amina neutralizante, en la experiencia se procedió a dosificar 3ml de amina neutralizante y 3ml de amina filmica (considerando los % en volumen arriba mencionados).

- El oxígeno causante de la formación del Fe_2O_3 se encontró disuelto en el crudo en pequeña proporción pero la mayor parte de oxígeno ingresó al sistema por la parte superior del condensador debido a que se está trabajando en un sistema abierto, para facilitar la evacuación de los hidrocarburos volátiles que se desprenden y evitar presionar el sistema.
- El crudo contenía sales de Sodio, Calcio y Magnesio, las cuales al hidrolizarse generaron ácido clorhídrico según las siguientes reacciones.:



*Mas hidrolizable

En las experiencias de laboratorio se llegó hasta 135°C , por lo tanto se corrobora la generación de ácido clorhídrico en el sistema, el ácido clorhídrico generado solo es debido a la hidrólisis de las sales de Magnesio y Calcio mas no por la hidrólisis de las sales de sodio. La presencia de ácido clorhídrico justifica la generación de picadura en los cupones evaluados.

- El azufre es el heteroelemento más abundante, y en el crudo puede presentarse en fase inorgánica y en moléculas orgánicas:

Sulfuro de Hidrogeno H-S-H

Mercaptanos H-S-R

Sulfuros R-S-R

Disulfuros

R-S-S-R

Y otros compuestos de azufre en menor proporción

A las temperaturas de trabajo en las simulaciones (135°C), se logró la liberación del sulfuro de hidrógeno disuelto en forma de gas en el crudo, también se logra la descomposición de disulfuros, especialmente metil disulfuro cuyo punto de ebullición es 248°F. Por ello, podemos concluir que la película negra formada en las experiencias con acero al carbón 285-C es sulfuro de hierro, además de ser una película que en todos los casos fue fácil de desprender siendo esta una característica del sulfuro de hierro (FeS).

- Para la quinta y sexta experiencia: Por bibliografía especializada sabemos que 1PTB de sales en crudo genera 0.0428lb de HCl, el crudo utilizado para la simulación tenía 65.7PTB de sales, por lo tanto genera 2.81196 lb de HCl (0.03502 mol), el cual está disuelto en el agua condensada, de análisis realizados sabemos que el contenido de agua (determinado por destilación) en el crudo es de 1ml (1% de 100ml).

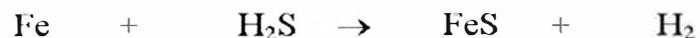
Por datos del fabricante (hoja técnica del III-4243) se necesita 100ml de amina neutralizante para neutralizar 1.525 moles de HCl, en el sistema de simulación se están generando 0.03502 moles, por lo tanto se necesitaría 2.745 ml de amina para neutralizar todo el ácido producido. En esta experiencia se dosificó un total de 3ml de amina neutralizante HISA 4243 con lo cual se neutraliza todo el ácido formado, es por ello que en esta experiencia no se observó picaduras.

- De los valores obtenidos en MPY podemos concluir que con la dosificación de amina neutralizante disminuyó la pérdida de peso por exposición en los cupones, debido a que se está neutralizando HCl formado por la hidrólisis de las sales de Magnesio y Calcio ácido evitando que este ataque la superficie del metal y evitando el efecto conjunto con el H₂S, debido a que cuando ambos el H₂S y el HCl se encuentran en el mismo medio ocurre corrosión más acelerada debido

que se produce un proceso cíclico en el cual constantemente se está generando ácido clorhídrico, el que continuará con el ataque a la superficie del metal, como se explica a continuación :



En estas ecuaciones podemos observar que se sigue formando el sulfuro de hierro (FeS) constantemente debido a la presencia del HCl, produciendo mayor pérdida de peso en el cupón. Pero con la dosificación de la amina neutralizante en el ambiente solo tenemos H₂S, el cual forma sulfuro de hierro según la siguiente reacción :



Esta reacción finaliza al terminarse la liberación de ácido sulfhídrico en el crudo (por descomposición térmica de compuestos ligeros de azufre y ácido sulfhídrico disuelto), por eso en las experiencias 5°,6° y 11° se observa menor pérdida de peso.

IX. EVALUACIÓN DE PROPUESTAS TÉCNICAS

9.1 EVALUACIÓN DE NUEVOS MATERIALES NO METÁLICO: RESINA EPÓXICA NOVOLACA

El desarrollo de la tecnología de los recubrimientos en base a polímeros, han permitido que estos adquieran propiedades mejoradas, pudiéndose emplear en diversas aplicaciones industriales.

En la presente tesis, se seleccionó el recubrimiento Epóxico – Novolaca, el cual de acuerdo a sus características y pruebas experimentales cumplían con los requisitos para ser usado como recubrimiento en el Sistema de Tope de la UDP, sin embargo no contaba con la suficientes resistencia a la abrasión, lo cual esta íntimamente relacionado con el espesor aplicado a la pieza metálica de prueba.

9.1 EVALUACIÓN DE NUEVOS MATERIALES METÁLICOS: MONEL

La parte superior de la columna debe ser diseñada y construida con un recubrimiento de Monel de 2 mm de espesor, que cubre el cabezal superior y el casco hasta la altura del plato N° 30. Asimismo los 3 primeros platos deben ser de Monel.

La composición de los tipos de Monel más usados, Monel 400 (usados en los trabajos experimentales en planta y laboratorio) se observan en los **Cuadros N° 44 y N° 44a**. El Monel es una aleación de Níquel cuya resistente a la corrosión es proporcional al contenido de Níquel. Presentan buena resistencia a soluciones básicas, neutras y ácidos diluidos, pero no resiste a soluciones oxidantes fuertes.

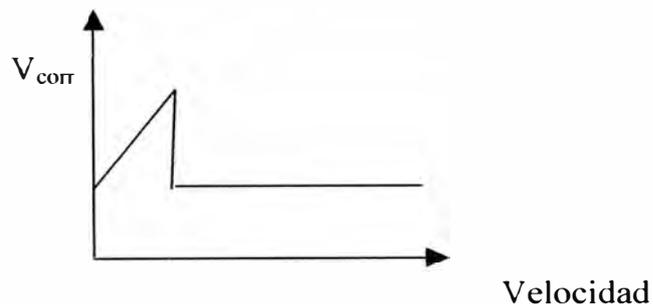
Si bien el Monel es una buena alternativa para cambiar la metalurgia de la columna de Destilación Primaria y su Sistema de Tope (intercambiadores de calor E1,E1-A,E1-B, tuberías, acumuladores V-1 y V-2, aerorefrigerantes E-6 y bombas), existen algunos aspectos que se deben tomar en consideración para lograr que este nuevo

material pueda verdaderamente presentar mayor resistencia a la corrosión que el acero al carbono usado actualmente.

Para lograr lo antes mencionado, se deben tomar las siguientes acciones:

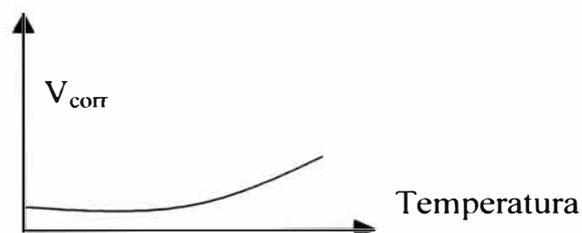
- a) **Evitar colocar Monel en zonas de alta velocidad de flujo ó evitar incrementos bruscos de flujo en zonas donde se piensa colocar material de Monel:** Debido a que el Monel tiende a incrementar su velocidad de corrosión cuando se incrementa la velocidad del medio con el cual esta en contacto, pero cuando este flujo es muy alto tiende mantener un valor constante de corrosión.

Gráfico N° 13: Velocidad de Corrosión de Monel con respecto a la Velocidad del Fluido



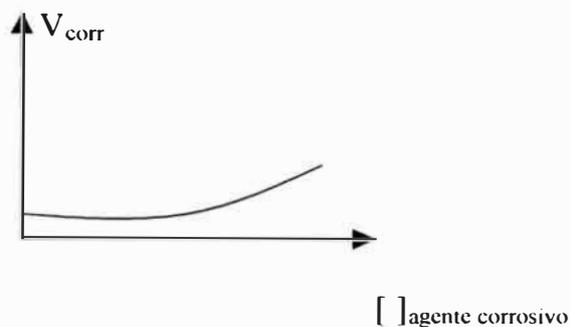
- b) **Evitar colocar Monel en zonas de alta temperatura ó evitar grandes incrementos de temperatura en zonas donde se piensa reemplazar el acero al carbón por Monel:** Debido a que a elevadas temperaturas la velocidad de corrosión se incrementa en forma exponencial.

Gráfico N° 13a: Velocidad de Corrosión de Monel con respecto a la Temperatura



- c) **Evitar colocar Monel en zonas donde exista alta concentración de HCl:** como dijimos anteriormente el Monel tiene una gran resistencia al efecto corrosivo del HCl, pero la pierde cuando se encuentra en un medio con una concentración muy elevada. Por lo general en el Sistema de Tope y en los platos superiores de la UDP, la concentración de HCl es poca en comparación al volumen total de hidrocarburos, pero cabe resaltar que debe controlarse la cantidad de sales en el crudo para evitar un aumento en la generación de HCl, y por lo tanto en su concentración.

Gráfico N° 13b: Velocidad de Corrosión del Monel con respecto a la Concentración del Agente Corrosivo



- d) **Evitar la presencia de O₂ en trazas en zonas donde se encuentra HCl y se piensa usar Monel:** Debido a que se tiende a incrementar la velocidad de corrosión.

El O₂ puede provenir de las siguientes fuentes:

- Oxígeno disuelto en el crudo
- Oxígeno en las corrientes de vapor sobrecalentado

Estas cantidades pequeñísimas provocan grandes incrementos en la velocidad de corrosión del Monel.

- e) **Evitar juntas entre el Monel y Acero al Carbono:** Dichos materiales se encuentran muy alejados en la serie galvánica de metales y aleaciones estándar, lo que significa que de haber algún contacto entre estos metales se

formaría un par galvánico lo cual provocaría que el Acero al Carbono se corroa en forma violenta.

9.2 SISTEMA ÓPTIMO DE DOSIFICACIÓN DE AMINAS FÍLMICA Y NEUTRALIZANTE

- Se recomienda un rango de pH de control en el acumulador V-1 de 5.5 a 6, por que a estas condiciones el FeS es prácticamente insoluble, manteniéndose en estado sólido convirtiéndose en una capa protectora, disminuyendo la velocidad de corrosión por causa del HCl. Como consecuencia en el punto de rocío el efecto corrosivo en el rango mencionado será menor.
- Se recomiendan dos puntos de dosificación para la amina neutralizante; uno antes de los intercambiadores de tope (existente actualmente) y otro antes del aerorefrigerante E-6, por que debido al análisis del punto de rocío realizado (sección 8.3.4) el punto de rocío se alcanza casi en la mismo proporción (40% aerorefrigerante E-6 y 60% intercambiador de calor E-1) en los equipos mencionados.
- Según análisis realizados el poder neutralizante de la amina HI-4243, se ha llegado a la conclusión que existen rangos de temperatura a las cuales la amina neutralizante puede neutralizar una cantidad máxima de HCl, las cuales son: temperaturas menores a 241 °F donde la amina se encuentra completamente líquida.

X. PROYECTOS EN EJECUCIÓN Y PLANES FUTUROS DE REFINERÍA CONCHAN, PARA MEJORAR EL SISTEMA DE CONTROL DE LA CORROSION

Con el afán de lograr un mejor control de la corrosión, la Refinería esta llevando a cabo proyectos que minimicen la acción de los agentes corrosivos, alguna de ellas ya se han iniciado y otras están en proceso de evaluación.

10.1 SISTEMA DE DESALADO

Como sabemos se puede encontrar agua en el crudo en forma de agua libre y en forma de agua emulsionada:

1. El agua libre es una mezcla inestable y sólo necesita turbulencia y tiempos cortos de reposo para separarse del crudo.
2. El agua emulsionada tiene un contacto muy fuerte con el crudo, el cual sólo puede romperse con técnicas especiales de desalado.

Existen 4 métodos para desalar el crudo, los cuales se explican a continuación:

- **Desalado Químico:** Este método esta basado en la ruptura de la película interfacial que cubre las gotas de agua en emulsión haciendo uso de un Desemulsificante. Al crudo se le adiciona estos compuestos tenso-activos para favorecer la coalescencia de las gotas de agua salada y luego ser decantada.
- **Desalado Térmico:** En este método se emplea tratadores-calentadores térmicos, combinando los efectos del calor, la química y el tiempo de sedimentación. En este método se inicia el debilitamiento de la película emulsionante elevando la temperatura, produciéndose una diferencia de densidades entre el agua y el petróleo, lo que se facilita la coalescencia y decantación de las gotas de agua.

- **Desalado Electrostático:** Este método está basado en la coalescencia de las gotas de agua por medios electrostáticos. Se adiciona cierta cantidad de agua fresca y desemulsificante, luego se agita la mezcla para favorecer la dispersión y producir colisiones de las gotas de agua, finalmente la mezcla se expone a la acción de un campo electrostático, donde se polariza las gotas de agua, las que tienen carga diferente se atraen, produciéndose la coalescencia y posteriormente la decantación. Generalmente estos procesos son ayudados por la adición de compuestos tenso-activos.

10.1.1 Variables Principales de las Desaladoras

Entre las variables principales tenemos:

- **Caída de Presión :** Es la variable más crítica, se debe tener un valor suficiente para producir una buena emulsión, pero si se excede su valor máximo se formará una emulsión que no podrá separarse.
- **Adición de Productos Químicos:** Para asegurar una operación satisfactoria de desalado, además favorecerá la eliminación de sólidos filtrables y sedimentos.
- **Cantidad de agua usada:** Se debe usar la cantidad óptima, si se usa menos se reduce la eficiencia del desalado y si se usa mucha el Desalador puede desconectarse.
- **Conductividad:** Si el crudo tiene una alta conductividad se requerirá un alto voltaje para asegurar una buena desemulsificación.
- **Voltaje:** El voltaje es afectado por la conductividad del fluido.
- **Temperatura:** Es mejor operar a temperaturas lo más bajas posibles por que si la temperatura es alta aumenta la conductividad produciéndose un desalado pobre.

- **Presión:** No es una variable de operación, pero debe ser lo suficientemente alta para prevenir la vaporización dentro de la Desaladora.
- **PH:** Si el pH es muy alto ó muy bajo esto quiere decir que la conductividad es alta y como sabemos la conductividad alta genera un desalado pobre. El pH puede ser controlado por la adición de soda para llevarlo a valores entre 7.5 - 8.5 (valores óptimos).
- **Sólidos en la interfase agua –aceite:** Los sólidos causan capas de sedimentos, los cuales pueden llegar hasta los electrodos y ocasionar problemas ó también pueden depositarse en los fondos del equipo.
- **Nivel de agua:** Debe controlarse para evitar consumo innecesario de productos químicos.
- **Tiempo de Residencia.**

10.1.2 Desaladora de Refinería Conchan

Actualmente en la RFCO se cuenta con una **Desaladora Electroestática**, la cual no se encuentra operativa, sólo se han realizado corridas experimentales de prueba de la siguiente forma; primero se incrementa la temperatura del crudo hasta 180°F, luego el crudo caliente se mezcla con agua a través de una válvula mezcladora la cual produce turbulencia para favorecer la emulsión del agua y el crudo, seguidamente la mezcla ingresa a la Desaladora Electroestática donde se aplica un campo eléctrico de corriente alterna para separar el agua del crudo por decantación.

Ventajas producidas por el Proceso de Desalado

Al realizarse el desalado del crudo podemos obtener las siguientes ventajas:

- Menor corrosión e incrustaciones: En intercambiadores, columnas de destilación, acumuladores y tuberías.
- Menor paradas de equipos por mantenimiento.

- Menor consumo de productos químicos.
- Alimentación de crudo uniforme sin bolsas de agua .
- Menor erosión causada por el flujo de sólidos en válvulas de control, intercambiadores, hornos y bombas.

En la corrida de prueba de la desaladora se tomaron en cuenta los siguientes parámetros principales

Cuadro N° 40 : Corrida de Prueba de la Desaladora en RFCO

Parámetro	Valores Recomendados Según diseño original	Valores alcanzados Corridas de prueba
Temperatura de Desalado:	180°F	110°F
Velocidad de Inyección de Agua	5%-9% Vol total de crudo	6% Vol total de crudo
Concentración del Desemulsificante Inyectado	10 ppm	Se inicio con 30ppm para luego ajustar a 10ppm
Energía de la mezcla ΔP (val mezcla)	3-30 PSIG	6-16 PSIG
Tiempo de residencia del agua	15-25 min	20 min
Tiempo de residencia del crudo	60-120 min	88 min
Fuerza de campo eléctrico y presión	Depende de la separación entre las parrillas	Mala instalación
Presión	25-50 PSIG	

Luego de las corridas de prueba se recomendó optimizar las siguientes condiciones operativas: **Cuadro N° 40a**

Cuadro N° 40 a: Parámetros de Diseño en la Corrida de Prueba

Parámetro	Valores Óptimos para RFCO
Flujo de crudo	10 MBPD
Agua de lavado	5-10%V(vapor condensado)
Dosificación de aditivo	5-30 ppm
Nivel de agua	3ra toma
Caída de Presión	5-15 PSIG
Temperatura	>150°F
Presión	25-50 PSIG

10.2 SISTEMA DE LAVADO EN EL SISTEMA DE TOPE DE LA UDP

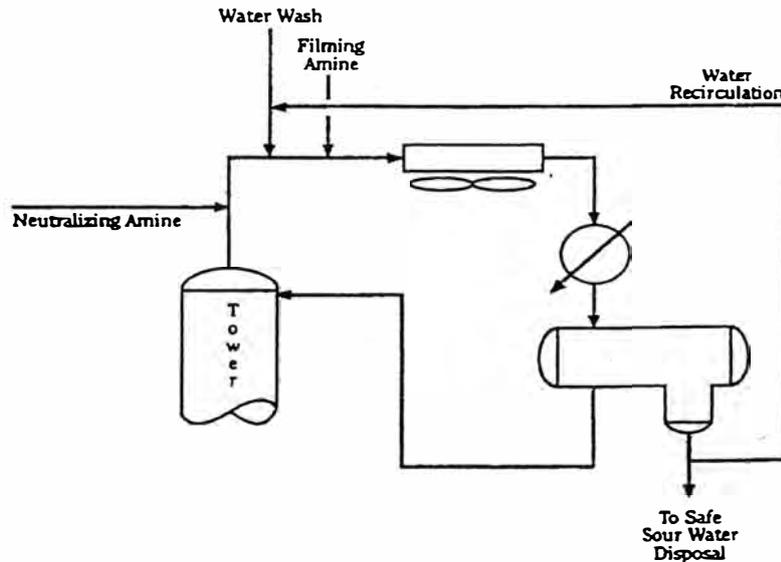
El agua de lavado (agua tratada dearecada) se inyecta al Sistema de Tope de la UDP: para remover las sales precipitadas sobre la superficie metálica de los equipos, para diluir el ácido clorhídrico líquido generado por la hidrólisis de las sales en el crudo y mover el punto de rocío del sistema lo más cerca posible al punto de inyección de amina neutralizante.

Además se logra la condensación simultanea del HCl o la sal de amina en una gran cantidad de agua.

El sistema de lavado consiste en la instalación de un sistema de bombeo para recircular agua condensada del acumulador de gasolina a la línea de tope de la unidad a fin de propiciar la condensación de agua en un punto anterior a los condensadores, de tal forma que esta agua actuaría lavando las sales depositadas en los tubos de los condensadores, se recomienda recircular el agua del acumulador a fin de evitar el ingreso al sistema de elementos extraños, como oxígeno por ejemplo,

que podría derivar a otros tipos de corrosión; también conlleva una ventaja económica ya que no requiere agua adicional.

Gráfica N° 14: Sistema Óptimo de Agua de Lavado



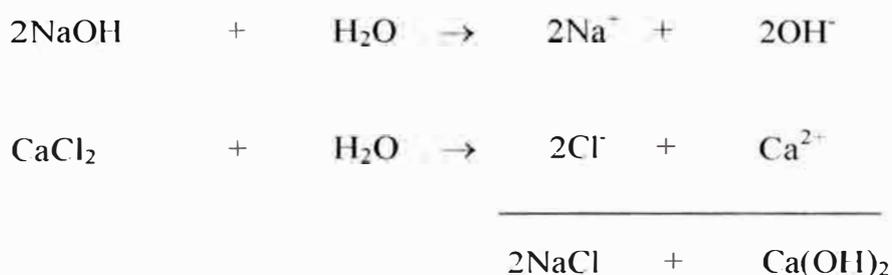
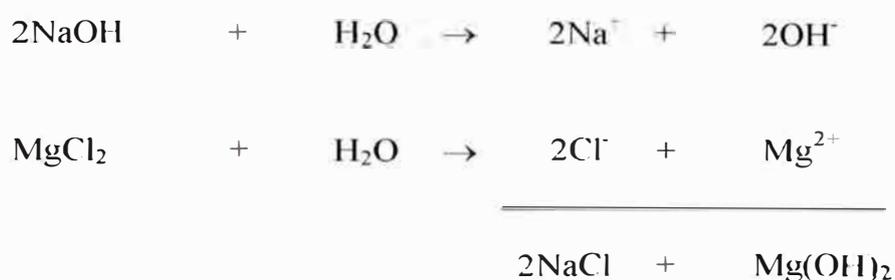
Control de la Corrosión
1. Remover la sal con un desalador (se puede lograr hasta un 95%)
2. Reducción HCl por cáusticos (reducción con aditivos químicos, NaOH)
3. Adición de aditivos químicos en el tope
4. Monitoreo de la corrosión
Acciones Control de la Corrosión
1. control efectivo de pH, Cl-, adición inhibidor
2. Uso de aleaciones de materiales de construcción
3. Buen monitoreo de la corrosión
4. Atención de operación

10.3 SISTEMA DE INYECCIÓN DE NaOH AL CRUDO

Las desaladoras eliminan principalmente el cloruro de sodio, más no así las sales de CaCl_2 y MgCl_2 . La medida complementaria y efectiva para reducir el contenido de cloruros de Ca y Mg y por supuesto la corrosión, es inyectando NaOH a la corriente

de crudo, en forma adicional a los demás aditivos empleados. Este hecho no excluye la necesidad de instalar una desaladora.

Es un método muy usado para hacer frente a la reducción de las sales en los tanques. Como se dijo anteriormente el HCl se genera por la descomposición de las sales en presencia de agua, para neutralizar este ácido generado se puede inyectar NaOH al crudo en bajas concentraciones. Al dosificar la soda NaOH se llevarán a cabo las siguientes reacciones:



Según las normas UOP, no se debe exceder de 4Lb de NaOH/1000 barril de crudo, la soda diluida fresca debe ser de 2 a 3% en peso de NaOH equivalente a 3-5 °Be para los requerimientos de carga de 10000 barriles/día.

La soda sólo debe ser dosificada cuando se procesa crudos como el OXY al 100%, debido a que la Refinería suele procesar mezclas de este crudo con base asfáltica. Si se dosificará soda cuando se esta procesando base asfáltica se puede tener los

siguientes problemas debido a que esta tiene un alto número de neutralización de acidez:

- Incremento de sales en los productos residuales.
- Incremento en el ensuciamiento en el tren de intercambio de calor y aceleración en el proceso de formación de carbón en el horno, debido a que el sodio proporciona los sitios activos que sirven de catalizador en la reacción de coquificación. Esta reacción es aún más acelerada cuando no hay efectivo control en la temperatura de piel de tubos del horno y obliga a paradas de emergencia por rotura de tubos.
- Con crudos de alta acidez se forman emulsiones.
- La dosificación en exceso origina corrosión por stress.

Los pequeños volúmenes de HCl que no se neutralizan con la soda serán neutralizados por los tratamiento en el Tope de la UDP a base de aminas orgánicas.

NOTA:

Durante el desarrollo de la Tesis se analizó la acidez en el crudo OXY, reportándose valores promedio de 2 mg KOH/gr crudo como se puede ver en el **Anexo N° 11**, los especialista en el tema indica que a valores de acidez mayores de 1 mg KOH/gr crudo se generan jabones los cuales contaminan las líneas.

10.4 DESPLAZAMIENTO DE LA LINEA SUBMARINA

a) Desplazamiento con agua de Mar

En diciembre de 1997 se inicio el desplazamiento de las líneas de carga y descarga de productos negros y blancos con agua de mar, a este tipo de maniobra se le llamaba de descarga segura, por que las líneas quedaban llenas de agua salada; este procedimiento se realizó hasta el Diciembre del 2001.

El procedimiento seguido era de la siguiente forma:

- El buque reserva el agua salada proveniente de la línea submarina en su tanque de lastre (primer tanque). El desplazamiento se hace con crudo de Refinería .
- Concluido este desplazamiento, se inicia de inmediato la descarga del crudo. A fin de eliminar la etapa de alto riesgo de contaminación, es necesario que por los menos las dos primeras horas de la descarga sea a un tanque que no será usado inmediatamente (segundo tanque), así habrá suficiente tiempo para que el crudo repose.
- Al finalizar la descarga, el desplazamiento de la línea se hace de buque a tierra usando el agua del tanque de lastre del buque, quedando finalmente la línea con agua salada.
- Si bien esta es una operación que evitará derrames en el mar provoca serios problemas de corrosión debido a que el crudo eleva su contenido de sales y BSW, además que la capacidad de almacenamiento de crudo en planta no permite que el crudo repose lo necesario para que esta agua salada precipite.

10.5 ADICION DE DESEMULSIFICANTES AL CRUDO

Se puede emplear desemulsificantes para romper la emulsión que se produce entre el agua y el crudo, el desemulsificante tiene las características de ser soluble en el aceite, son de acción surfactante que actúa sobre la superficie de las gota de agua debilitando los agentes emulsionantes que la rodean, son polares aniónicos al igual que los emulsioanantes, pero de carga opuesta.

Se requiere que el crudo tenga un tiempo de residencia en los tanques de 36 horas como mínimo, la adición del aditivo en la corriente de proceso debe ser a una distancia mínima de 100 m de su ingreso al tanque, distancia suficiente para conseguir un buen mezclado.

En el laboratorio de la refinería se han hecho pruebas a un crudo de 21.8 °API, 18.4 PTB de sales y 0.2% Vol de BSW, el desemulsificante usado es el “IPC-3025 emulsión Baker” de Chemlink. Este desestabilizador de emulsiones de agua en crudo ha sido formulado para tratamientos de crudo de hasta 16 °API.

Las dosificaciones empleadas en las corridas han sido 6, 8, 12 ppm y evaluadas después de 12, 24 y 48 horas de aplicación.

A continuación mostramos las características químicas del demulsificante:

Cuadro N° 41: Características Físicas y Químicas IPC-3025

Apariencia General	Marrón Oscuro
Densidad lbs/gal a 60°F	8.13
Punto Flash °F	55
Punto de congelamiento °F	-10
Solubilidad	Hidrocarburo

10.6 SISTEMA PARA EL DESPLAZAMIENTO CON NITROGENO EN LA LÍNEA SUBMARINA

Se debe eliminar el desplazamiento de crudo de la línea submarina de 18“ D con agua de mar en descargas de B/T a planta de petróleo crudo. Realizar desplazamiento con nitrógeno.

El nitrógeno es una gas inactivo, siendo usado como un gas inerte, presenta las siguientes propiedades: Baja reactividad , baja solubilidad y alta pureza, estando básicamente libre de H₂O, CO₂, ●₂ y otros componentes.

El nitrógeno sometido a condiciones controladas, es el gas ideal para barrido de tuberías de petróleo ya que no reacciona, ni se solubiliza con el producto a desplazar. Así, mismo, su aplicación en plantas petroquímicas no involucra ningún riesgo por no ser reactivo ni explosivo con el oxígeno del aire.

XI. EVALUACIÓN ECONÓMICA

El objetivo principal de la Evaluación Económica consiste en seleccionar alternativas de solución desde el punto de vista de egresos, pues la técnica de selección de alternativas de reemplazo es una herramienta muy útil, por permitir operara con los equipos que proporcionen el mínimo costo o egreso.

Como los equipos nuevos reemplazan a los antiguos, prestarán los mismos servicios, razón por la cual no se genera ingresos adicionales, sino ahorros o disminución de costo, por ello la elección de alternativa de reemplazo se analiza desde el punto de vista de egresos.

Se consideran las siguientes alternativas de reemplazo, por presentar el Sistema de Tope de la UDP las zonas más críticas de corrosión.

1. ***Intercambiador de Calor E-1*** *Carcaza de Acero al Carbono y Tubos de Acero al Carbono.*
2. ***Intercambiador de Calor E-1*** *Carcaza de Acero al Carbono y Tubos de Monel.*
3. ***Aerorefrigerante E-6*** *Cabezal de Acero al Carbono y Tubos de Acero al Carbono.*
4. ***Aerorefrigerante E-6*** *Cabezal de Acero al Carbono y Tubos de Monel*
5. ***Recubrimiento del Tope de la UDP con Resina Epóxica Novolaca.***

Para la determinación de la rentabilidad de cada alternativa se uso como indicador el Valor Presente de Egreso (VPEG), actualizado al año 2002 para un horizonte de planeamiento de 8 años, considerando que es el tiempo de vida útil para el Intercambiador de Monel, el cual tiene un periodo de vida útil mayor que el del Acero al Carbono.

Para dicha evaluación se presentan las siguientes relaciones matemáticas:

$$FEG_i = EG_i * (1-t) - t * D_i - VS_i + INVi$$

$$VPEG_{TD} = \frac{FEG_i}{(1-TD)_i}$$

$$D_i = (\text{Costo Inicial} - VS)_n$$

Donde:

Símbolo	Descripción
i	Año 1,2,3.....n
FEG	Flujo de Egresos
EG	Egresos
D	Depreciación
t	Tasa impositiva
VS	Valor de Rescate
INV	Inversión
VPEG	Indicador Financiero

11.1 EVALUACIÓN DE COSTOS

Los costos fueron obtenidos del área de Mantenimiento, en la división de Mantenimiento y Compra de Equipos de la Refinería Conchán.

Representan datos actualizados, no siendo necesario el uso de los índices de costos.

Notas:

1. Cuando se haga referencia al material de Acero al carbono, se refiere al Acero al Carbono A – 285C.
2. Cuando se haga referencia al material de Monel, se refiere al Monel 400.

Cuadro N°42: Costos de Intercambiador de Calor E-1

Item	E-1 Carcaza y Tubos de Acero al Carbono (US\$)	E-1 Carcaza de Acero al Carbono y Tubos de Monel (US\$)
Carcasa de Acero al Carbono A-285-C	6 600,00	6 600,00
Tubos de Acero al Carbono A-128*128 tubos	25 000,00	-
Tubos de Monel 400 * 128 tubos	-	50 000,00
*Mantenimiento Anual de Tubos	2 450,00	2 450,00

Cuadro N°43: Costos de Aerorefrigerante de Tope E-6

Item	E-6 Cabezal y Tubos de Acero al Carbono (US\$)	E-6 Cabezal de Acero al Carbono y Tubos de Monel (US\$)
Cabezales de Acero al Carbono A-516	23 000,00	23 000,00
Tubos de Acero al Carbono A-178*142 tubos	17 100,00	-
Tubos de Monel 400 * 128 tubos	-	49 700,00

* No se realiza mantenimiento en el Aerorefrigerante E-6

**Cuadro N°44: Costos de Aplicación del Recubrimiento Epóxico Novolaca:
Novoplate UHS**

Costos	US\$
Costo del Producto por Galón	75,00
Costo del Producto/m ² (Por cada capa)	11,02
Costo de Preparación de Superficie por m ²	4,50
Costo de Aplicación/ m ² (Por cada capa)	4,50

Nota: Cada capa tiene un espesor de 1,5 mils

11.2 CÁLCULO DEL INDICADOR DE RENTABILIDAD (VEPG)

Los valores de las siguientes variables fueron proporcionados por el área de mantenimiento de la Refinería Conchán, correspondiendo a valores actualizados, lo cual nos permitió realizar una evaluación económica más exacta.

TD _{REAL} %	:	10
t %	:	0.3
VS	:	0
Horizonte de Planeamiento	:	8 años
Año 1		2002
Año 2		2003
Año 3		2004
Año 4		2005
Año 5		2006
Año 6		2007
Año 7		2008
Año 8		2009

11.2.1 Intercambiador de Carcaza y Tubos de Acero al Carbono.

**Cuadro N°45: Cálculo del VPEG para el Intercambiador de Calor E-1:
Carcaza de Acero al Carbono y Tubos de Acero al Carbono**

Año	Inversión (US\$)	Costo de Mantenimiento (US\$)	Depreciación (US\$)	FEG (US\$)	VPEG (US\$)
1	31 600,00	2 450,00	7 900,00	30 945,00	34 383,33
2		2 450,00	7 900,00	-655,00	-808,64
3		27 450,00	7 900,00	16 845,00	23 107,00
4		2 450,00	7 900,00	-655,00	-998,32
5	31,600.00	2 450,00	7 900,00	30 945,00	52 405,63
6		2 450,00	7 900,00	-655,00	-1 232,50
7		27 450,00	7 900,00	16 845,00	35 218,71
8		2 450,00	7 900,00	-655,00	-1 521,60
				VPEG_{1,10%}=	140 553,60

Según datos estadísticos en la RFCO, se realiza 01 mantenimiento anual a los tubos, el cual consiste en una limpieza con agua a presión y limpieza mecánica, por otro lado el tiempo de vida útil estimado de los tubos es de 2 años y el de la carcaza 4 años.

11.2.2 Intercambiador de Carcaza de Acero al Carbono y Tubos de Monel.

Cuadro N°46: Cálculo del VPEG para el Intercambiador de Calor E-1:

Carcaza de Acero al Carbono y Tubos de Monel

Año	Inversión (US\$)	Costo de Mantenimiento (US\$)	Depreciación (US\$)	FEG (US\$)	VPEG (US\$)
1	56 600,00	2 450,00	7 075,00	56 142,50	62 436,10
2		2 450,00	7 075,00	-407,50	-503,10
3		2 450,00	7 075,00	-407,50	-559,00
4		2 450,00	7 075,00	-407,50	-621,10
5		52 450,00	7 075,00	34 592,50	58 582,70
6		2 450,00	7 075,00	-407,50	-766,80
7		2 450,00	7 075,00	-407,50	-852,00
8		2 450,00	7 075,00	-407,50	-94,70
VPEG_{1,10%}=					117 622.2

En el caso de los tubos de Monel se realizaría 01 mantenimiento anual, debido a que el ensuciamiento depende de la calidad del crudo a procesar y no al material.

El tiempo de vida de la carcaza es igual al caso anterior 4 años y el de los tubos de Monel 8 años.

11.2.3 Aerorefrigerante E-6 de Cabezal y Tubos de Acero al Carbono

**Cuadro N°47: Cálculo del VPEG para el Aerorefrigerante E-6:
Cabezal de Acero al Carbono y Tubos de Acero al Carbono**

Año	Inversión (US\$)	Costo de Mantenimiento (US\$)	Depreciación (US\$)	FEG (US\$)	VPEG (US\$)
1	37 100,00		9 275,00	34 317,00	38 130,56
2			9 275,00	-2 782,50	-3 435,19
3			9 275,00	-2 782,50	-3 816,87
4			9 275,00	-2 782,50	-4 240,97
5	37 100,00		9 275,00	34 317,50	58 116,99
6			9 275,00	-2 782,50	-5 235,76
7			9 275,00	-2 782,50	-5 817,52
8			9 275,00	-2 782,50	-6 463,91
9	37 100,00		9 275,00	34 317,50	88 579,47
10			9 275,00	-2 782,50	-7 980,13
11			9 275,00	-2 782,50	-8 866,81
12			9 275,00	-2 782,50	-9 852,01
				VPEG_{1,10%}=	129 117,83

Según datos históricos de la Refinería Conchán, no se realizan mantenimiento a los cabezales o tubos del aerorefrigerante E-6 del Tope. El aerorefrigerante tiene un tiempo de vida útil de 4 años, luego de cumplido este periodo es cambiado en su totalidad.

11.2.4 Aerorefrigerante E-6 de Carcaza de Acero al Carbono y Tubos de Monel

**Cuadro N°48: Cálculo del VPEG para el Aerorefrigerante E-6:
Cabezal de Acero al Carbono y Tubos de Monel**

Año	Inversión (US\$)	Costo de Mantenimiento (US\$)	Depreciación (US\$)	FEG (US\$)	VPEG (US\$)
1	72 700,00		6 058,33	70 883,00	78 758,33
2			6 058,33	-1 818,00	-2 243,83
3			6 058,33	-1 818,00	-2 493,14
4			6 058,33	-1 818,00	-2 770,16
5			6 058,33	-1 818,00	-3 077,95
6			6 058,33	-1 818,00	-3 419,95
7			6 058,33	-1 818,00	-3 799,94
8			6 058,33	-1 818,00	-4 222,16
9			6 058,33	-1 818,00	-4 691,29
10			6 058,33	-1 818,00	-5 212,54
11			6 058,33	-1 818,00	-5 791,71
12			6 058,33	-1 818,00	-6 435,23
				VPEG_{1,10%}=	34 600,44

El tiempo de vida útil de un Aerorefrigerante de Tubos de Monel para las condiciones de operación de la RFCO se ha estimado en 12 años, este tiempo podría haberse considerado mayor pero se está tomando en cuenta una condición extrema.

11.2.5 Recubrimiento con Resina Epóxica Novolaca del Tope de la Unidad de Destilación Primaria - RFCO

De acuerdo a los resultados positivos del recubrimiento en pruebas experimentales en plata y laboratorio se podría aplicar en el tope de la UDP para ello se había concluido en el capítulo 8 que el espesor del recubrimiento sería 60 mils.

Sin embargo cabe mencionar, que de acuerdo a lo explicado en el capítulo 8 se habían instalado 2 copas de burbujeo recubiertas en el plato 32 de la UDP, las cuales aún no han sido retiradas, ya que esto sólo se puede realizar en una parada de planta.

La evaluación de estas capas nos hubiesen dado información valiosa sobre el comportamiento del recubrimiento, mucho mas precisa que las pruebas explicadas en el mismo capítulo.

El área recubrir con la Resina Epóxica Novolaca, comprende la superficie interna del tope y la superficie interna cilíndrica desde el plato 32 al plato 31, por ser zonas críticas en cuanto a corrosión.

Area a recubrir: 8m^2

Espesor del recubrimiento: 60 mils

**Cuadro N°49: Costos de Aplicación del Recubrimiento Epóxico Novolaca
en el Tope de la UDP**

Costos	US\$
Costo del Recubrimiento	352.64
Costo por Preparación de Superficie	36.00
Costo de Aplicación	144.00
TOTAL	532.64

11.3 CONCLUSIONES

- ◆ Considerando el indicador económico señalado se corrobora que realizar el cambio de los intercambiadores de tope con tubos de acero al carbono por otros de monel, produce ahorros substanciales, los cuales pueden cuantificarse en US\$ 22 931,40 para un periodo de 8 años tomando en cuenta solo 1 intercambiador, si consideramos los tres intercambiadores de tope tendríamos un ahorro en 8 años de US\$ 68 794,20

Para el caso del aerorefrigerante de tope E-6, cambio de los tubos de acero al carbono por otro de tubos de monel generaría un ahorro en un periodo de 8 años de US\$ 95 517,39

En estos cálculos no se han contemplado los gastos por paradas inesperadas que pueden ocurrir cuando se trabaja con tubos de acero al carbono.

- ◆ La aplicación del recubrimiento epóxico Novolaca en el tope de la UDP no representa una inversión substancial, el gasto total para su aplicación sería US\$ 532,64 , lo cual es buena alternativa para evitar problemas de corrosión críticos en estas zonas, sin embargo, deben realizarse mas pruebas para determinar ventajas y desventajas de este recubrimiento con mayor exactitud.

XII. CONCLUSIONES GENERALES

- Los problemas de corrosión críticos que ocurren en la Refinería Conchán, se localizan exclusivamente en el Sistema de la Unidad de Destilación Primaria (Tope de la UDP y Equipos de tope), comprobándose con el deterioro, mantenimiento y reemplazo continuo de los equipos y testimonios fotográficos obtenidos.

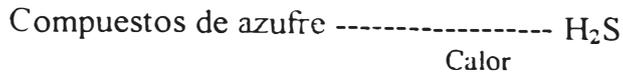
- Debido a las diversas modificaciones del diseño original de la UDP, con la finalidad de incrementar la capacidad de procesamiento (4,6 MBD a 14 MBD) , los problemas por la corrosión se han incrementado en dicha unidad. Entre las modificaciones más resaltantes se tiene: La disminución de la Temperatura de reflujo de gasolina de 170 a 70°F, la cual podría originar condensación por contacto produciendo agua líquida ácida en el Tope de la UDP, desatándose un proceso corrosivo severo.

- Los agentes principales de la corrosión identificados y cuantificados son:
Ácido Clorhídrico (HCL) 700 ppm (máx.)
Ácido Sulfhídrico (H₂S) 10 ppm (máx.)
El HCL es corrosivo en medio ACUOSO, y el H₂S es corrosivo en medio ACUOSO y en medio NO ACUOSO.

- La generación del HCL es debida a la hidrólisis de las sales de calcio y magnesio contenidas en el crudo, según las siguientes reacciones.:
$$\text{MgCl}_2 (*) + \text{H}_2\text{O} \text{ ----- } \text{Mg}(\text{OH})_2 + 2\text{HCl} \quad (\text{T}=250^\circ\text{F})$$
$$\text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} \text{ ----- } \text{Ca}(\text{OH})_2 + 2\text{HCl} \quad (\text{T}=250^\circ\text{F})$$

(*) Más Hidrolizable

- La generación del H₂S, se debe principalmente a la descomposición térmica de los compuestos de azufre térmicamente inestables contenidas en el crudo, según la siguiente reacción:



- La formación de los agentes corrosivos H_2S y HCl , se inicia en los siguientes tramos:

Tramo de E5-A/B al F1	Circuito N°1 de calentamiento de crudo
Tramo de E35-A/B al F1	Circuito N°2 de calentamiento de crudo

Por presentar las condiciones necesarias para la formación de los agentes mencionados (rango de temperatura de trabajo promedio 300 a 600 °F).
- Actualmente no se toma en cuenta la presencia de H_2S generado en el sistema para la dosificación de la amina neutralizante, es por ello que en ocasiones a pesar de dosificar las cantidades teóricas de HI-4243 no se logra llevar el valor de pH en el acumulador al rango recomendado (6-6.5) donde el efecto corrosivo del medio es mínimo.
- Como Resultado de las Inspecciones Visuales realizadas al interior de la UDP, los productos de la corrosión encontradas corresponden a: óxidos de hierro (Fe_3O_4 , Fe_2O_3 , $\text{Fe}(\text{OH})_2$, $\text{FeO} \cdot \text{OH}$), la presencia de éstos productos dependerá de la concentración de O_2 en el interior de la UDP; también se encontraron películas y depósitos de color negro , que corresponde al FeS .
- Considerando la pérdida de espesor uniforme se deduce que existe un fenómeno de Corrosión Generalizado (corrosión uniforme), así mismo la presencia de ampolladuras, irregularidades y picaduras evidencia la presencia de Corrosión Localizada.
- Considerando los testimonio Fotográficos el tipo de corrosión mas critico en el Sistema de Tope de la UDP es la corrosión localizada (picadura), como evidencia de ello se tuvo los múltiples agujeros encontrados en el casco superior de la cúpula, colector y copas, durante las inspecciones al TR.

- De acuerdo a las condiciones de operación, el Punto de Rocio ocurrirá entre el interior de los intercambiadores E1, E1A, E1B y el aerorefrigerante E6, iniciándose en dicho punto el ataque de los agentes corrosivos mencionados, por la presencia de agua en la fase líquida. Debido a ello el Sistema de Tope de la UDP es considerada la zona más crítica por la corrosión.
- El proceso corrosivo en el Sistema de Tope de la UDP, se da por la acción combinada de los agentes corrosivos HCl y H₂S en medio acuoso, de acuerdo al siguiente mecanismo:

$$\text{Fe} + 2\text{HCl} \rightarrow \text{FeCl}_2 + \text{H}_2$$

$$\text{FeCl}_2 + \text{H}_2\text{S} \rightarrow \text{HCl} + \text{FeS}$$
- De acuerdo al nivel de daños, productos de corrosión encontrados, testimonios fotográficos, identificación y evaluación de los agentes corrosivos, se identificaron las siguientes zonas de corrosión:

1. Unidad de Destilación Primaria

Tipo de corrosión: Corrosión uniforme y localizada en medio acuoso

- Zona muy severa de corrosión: Reflujo de gasolina, plato 32, copas del plato 32, carcasa y bajante del plato 32.
- Zona severa de corrosión: Plato 30-31, copas de los platos 30-31, carcasa y bajante de los platos 30,31.
- Zona moderada de corrosión: Platos 29-24, copas de los platos 29-24, carcasa y bajante de los platos 29-24.

2. Sistema de Pre-calentamiento del crudo

Tipo de corrosión: Corrosión a altas temperaturas por H₂S

Tramo de E5-A/B al F1	Circuito N°1 de calentamiento de crudo
Tramo de E35-A/B al F1	Circuito N°2 de calentamiento de crudo

3. Sistema de Tope de la UDP

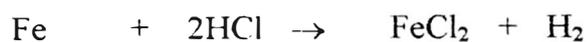
Tipos de corrosión: Corrosión Uniforme y Localizada (picaduras, depósitos de sales, corrosión erosión) en medio acuoso.

- Interior de los intercambiadores E1, E1A, E1B (lado de la gasolina)
- Interior del aerorefrigerante E6 (interior de las tuberías)

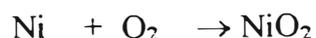
- Los resultados de los ensayos de cupones de corrosión, instalados en el Sistema de Tope de la UDP, fueron los siguientes:

1. **Cupón de Acero al Carbono 285-C recubierto:** Positivo el recubrimiento mantiene sus características iniciales, sólo se produjo pequeñas rajaduras en los bordes del cupón, la cual puede evitarse si el espesor del recubrimiento se incrementa a 60 – 100 mils.

2. **Cupón de Acero al Carbono 285-C:** Las velocidades de corrosión obtenidas fueron de 32 a 59 MPY, la cual verifica la agresividad del medio corrosivo. Se dan las siguientes reacciones:



3. **Cupón de Monel 400:** Las velocidades de corrosión obtenidas son bajas, se obtuvo como valor promedio 3 MPY, la cual comprueba su alta resistencia a la corrosión. Se da la siguiente reacción.



- Los resultados obtenidos en las Simulaciones corrosivas a Nivel Laboratorio, corroboran a los obtenidos con los ensayos de cupones de corrosión en planta, esto significa que el Sistema de Simulación implementado puede utilizarse para la evaluación de diferentes materiales metálico y no metálico resistente al medio corrosivo en estudio.

- Considerando el indicador económico señalado se corrobora que realizar el cambio de los intercambiadores de tope con tubos de Acero al Carbono por otros de Monel, produce ahorros substanciales, los cuales pueden cuantificarse en US\$ 33,189.00 para un periodo de 8 años tomando en cuenta sólo 1 intercambiador, si consideramos los tres intercambiadores de tope tendríamos un ahorro en 8 años de US\$ 99,566.00
- Para el caso del acrorefrigerante de tope E-6, el cambio de los tubos de Acero al Carbono por otro de tubos de Monel generaría un ahorro en un periodo de 8 años de US\$ 10,414.54
- La aplicación del recubrimiento Epóxico Novolaca en el Tope de la UDP no representa una inversión substancial, el gasto total para su aplicación sería US\$ 532.64 , lo cual es buena alternativa para evitar problemas de corrosión críticos en estas zonas, sin embargo, deben realizarse mas pruebas para determinar ventajas y desventajas de este recubrimiento con mayor exactitud.

XIII. RECOMENDACIONES

- El Sistema de Control de la Corrosión está basado en acciones correctivas después de iniciado el proceso corrosivo (luego de medir pH, Fe y Cl⁻) lo cual lo hace deficiente. Las acciones correctivas se realizan en forma manual (manipuleo de carrera de bomba), de preferencia debería implementarse un sistema automático de control de pH en línea instalado en el Sistema de Tope, el cual se encuentre conectado con la bombas dosificadoras de productos químicos.
- Los valores obtenidos en las calibraciones de espesores son referenciales, por ello se debe contar con otros parámetros de evaluación como por ejemplo radiografías y otras pruebas no destructivas, para determinar si el material debe ser puesto fuera de servicio o no.

ANEXOS

XIV. ANEXOS

ANEXO N° 01

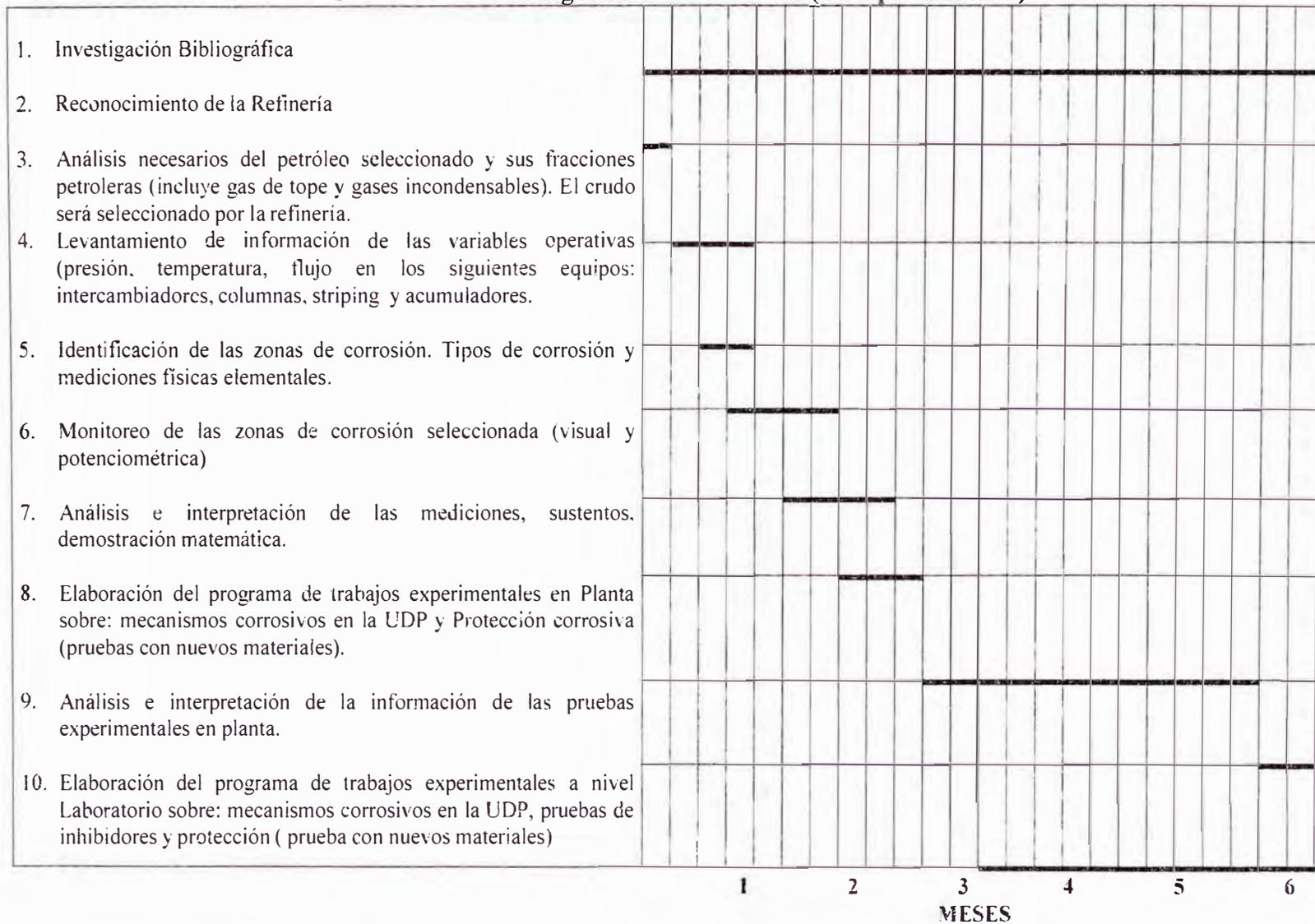
COMENTARIOS GENERALES

1. El proyecto-Tesis fue elaborado para un periodo de 12 meses, sin embargo, por política de la empresa se hizo un reajuste para un periodo de 6 meses.
2. La pasantía fue programada por el área Técnica de la Refinería, como actividad previa al inicio del desarrollo de la tesis.
3. La capacitación en el laboratorio fue indispensable para poder realizar los ensayos de laboratorio requeridos.
4. El Cronograma de actividades presentado no fue desarrollado como se había planificado porque hubo retrasos por las paradas de planta, gestiones administrativas para el trabajo en las diversas áreas de la Refinería y otras propias del desarrollo del proyecto tesis.
 Primera parada: del 23 al 31 de Julio del 2001
 Segunda parada: del 18 al 26 de Agosto del 2001
 Tercera parada: del 15 al 22 de Setiembre del 2001
5. En el periodo de paradas se realizaron las siguientes tareas:
 - Estudio del tope antiguo de la UDP (Almacén N°5)
 - Inspección visual del sistema de tope de la UDP
 - Calibración de espesores del tope de la columna UDP
 - Preparación de reactivos necesarios para los ensayos de laboratorio
 - Implementación de ensayos de laboratorio para la evaluación de corrosión:
 Determinación de H₂S y Sulfuro Mercaptanos en Hidrocarburos Líquidos por titulación Potenciométrica (Norma UOP 163-80)
 Extracción de Agua por Arrastre en Hidrocarburos Líquidos
 Determinación de Azufre total por el método de la Lámpara
 Determinación de H₂S en gases incondensables (Método Tuwiler)
 Determinación de Residual de Amina Fílmica .
6. Como se sabe los procesos de corrosión implican un periodo largo de exposición. De acuerdo a la bibliografía revisada (Libros de corrosión, NACE, Fontana, González) se estima 30 días para poder observar algún cambio cuantificable, debiéndose monitorear por un periodo de 3 meses. En estos momentos se han iniciado los trabajos experimentales en planta y laboratorio (evaluación del material acero al carbono 285 y el recubrimiento Epoxy-Novalaca, con material de Monel aun no e ha iniciado los trabajos) que sigue el siguiente cronograma.

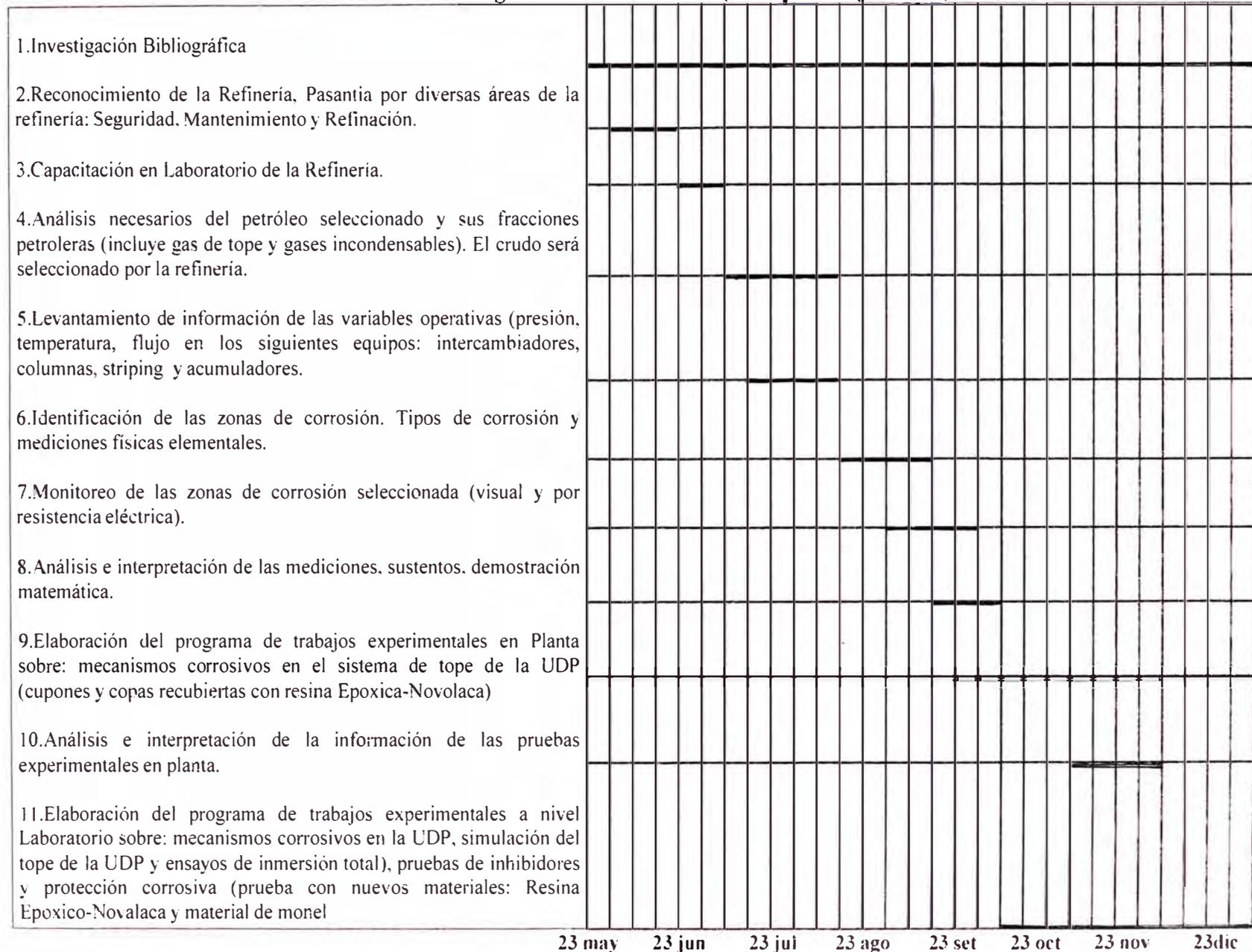
Periodos de monitoreo de los ensayos Iniciados

Fecha inicial: 24 de Setiembre del 2001
Fecha Final 1: 24 de Octubre del 2001
Fecha Final 2: 24 de Noviembre del 2001
Fecha Final 3: 24 de Diciembre del 2001

Continuación Anexo N°1

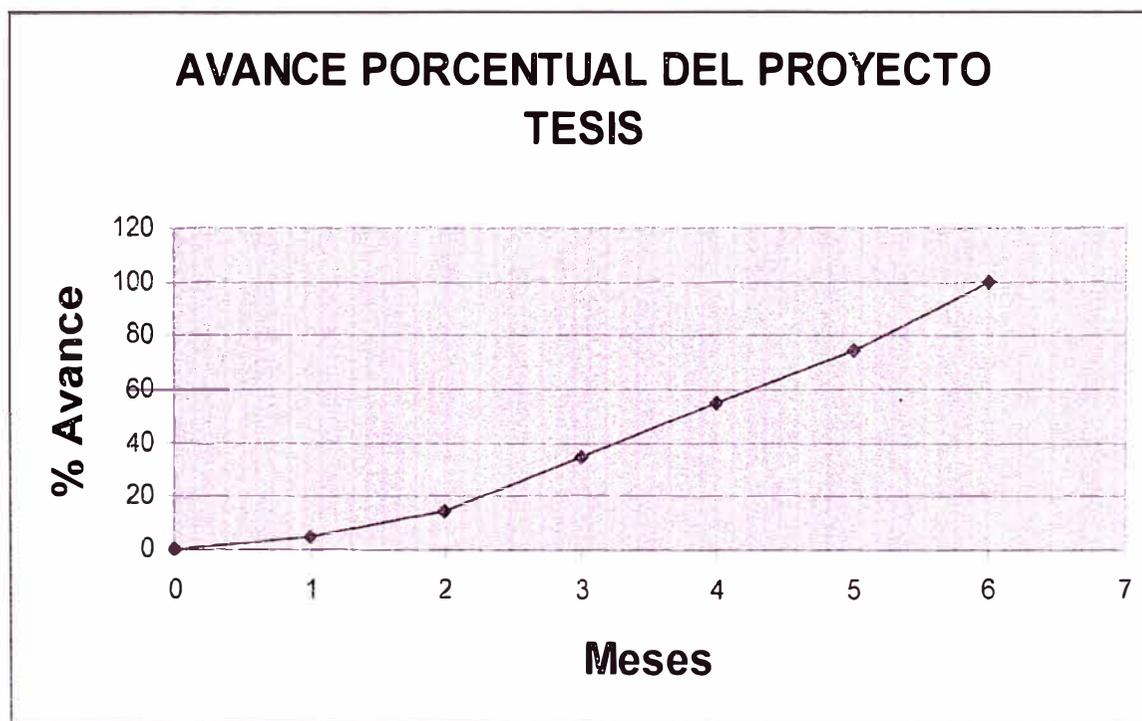
Gráfico N°15: Cronograma de Actividades (Tiempo Estimado)

Continuación Anexo N°1

Gráfico N°16: Cronograma de Actividades (Tiempo en Ejecución)

Continuación Anexo N°1

MESES	% AVANCE
0	0
1	5
2	15
3	35
4	55
5	75
6	100



ANEXO N° 2

A) EFECTOS DE LOS FACTORES DEL MEDIO EN LA CORROSION

- **Concentración de agentes corrosivos**
Las velocidades de corrosión se incrementa con el incremento de la concentración de los agentes corrosivos
Los factores físicos y químicos que afectan la concentración de los agentes corrosivos tienen un efecto directo en la velocidad de corrosión.
- **Temperatura**
Las velocidades de corrosión se incrementan con un aumento de la temperatura.
- **Velocidad de flujo**
Altas velocidades facilita la llegada de los compuestos corrosivos sobre la superficie metal. Altas velocidades incrementan la velocidad de difusión de iones y desde la superficie del metal. Altas velocidades pueden causar daños a la película protectora.
- **Presión**
Es una variable de operación que nos permite determinar la ubicación de la temperatura del punto de rocío del agua. La ubicación de la temperatura de deposición del HCl neutralizado y determinar la cantidad de deposición de sal.

B) MORFOLOGÍA DE CORROSION COMUNES

- **Corrosión Uniforme (Generalizada)**
Pérdida del metal uniforme en todo o parte del área de exposición del material
- **Corrosión Localizada**
Corrosión restringida a una porción pequeña relativamente del material expuesto entre ellos tenemos:
 - Corrosión por picaduras: Ocurre cuando una porción grande de la superficie del metal expuesto es pasivado. La corrosión muy activa se concentra dondequiera que la película pasivante se halla quebrado, roto, grieta o abertura.
 - Corrosión bajo depósitos: Las velocidades altas de corrosión que ocurre debajo de los depósitos sólidos es debido al agotamiento localizado de los agentes corrosivos.

ANEXO N°3 : Crudos Procesados años 1998-2001

FECHA	API	SAL Lb/MB	BSW	% S Masa Planta	Agua Libre
Ene-98		32.6			
Feb-98		20.4			
Mar-98		19.4			
Abr-98		27			
May-98		16.2			
Jun-98		20.2			
Jul-98		31			
Ago-98		34			
Ene-99	19.6	29.5			
Feb-99	22.4	35			
Mar-99	24	26			
Abr-99	26.7	16.1			
May-99	25.2	13.9	1.7		
Jun-99	20.4	12.6			
Jul-99	19.8	48.8	1.3	1.21	
Ago-99	20.9	38.7	0.55	0.55	
Sep-99	22		0.43		
Oct-99	19.4	17.9	1.3		
Ene-00	20.5	26			
Feb-00	23.5	27.8	0.15		
Mar-00	19.2	19.4	0.05		
Abr-00	19.7	15.7	0.05		
Ago-00	23.7	13.1	0.05		0.2
Sep-00	19.1	35.7	0.6		0.2
Oct-00	19.1	26.12	0.1		
Nov-00	19.6	25.48	0.2		0.2
Ene-01	19.2	26.17	0.3		0.1
Feb-01	21.3	20.8	0.05		0.1
Mar-01	25.8	15.32	0.05		0.05
Abr-01	23.5	27.73	0.05		0.1
May-01	19.8	52.27	0.6		0.4

GRAFICO N° 18: Valores de API del crudo años 1999-2001

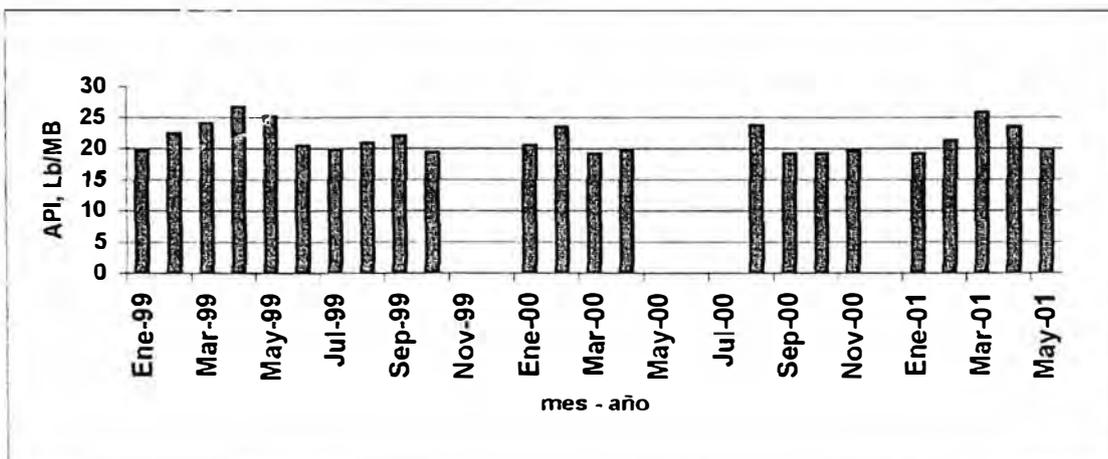


GRAFICO N° 18 A: Contenido de Sales en el Crudo años 1999-2001

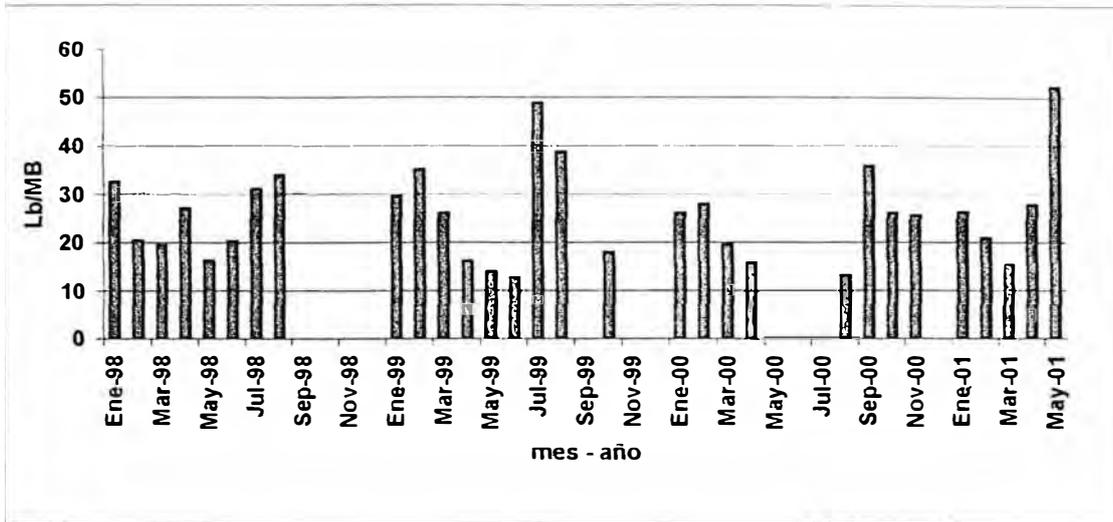


GRAFICO N° 18 B: BSV en Crudo años 1999-2001

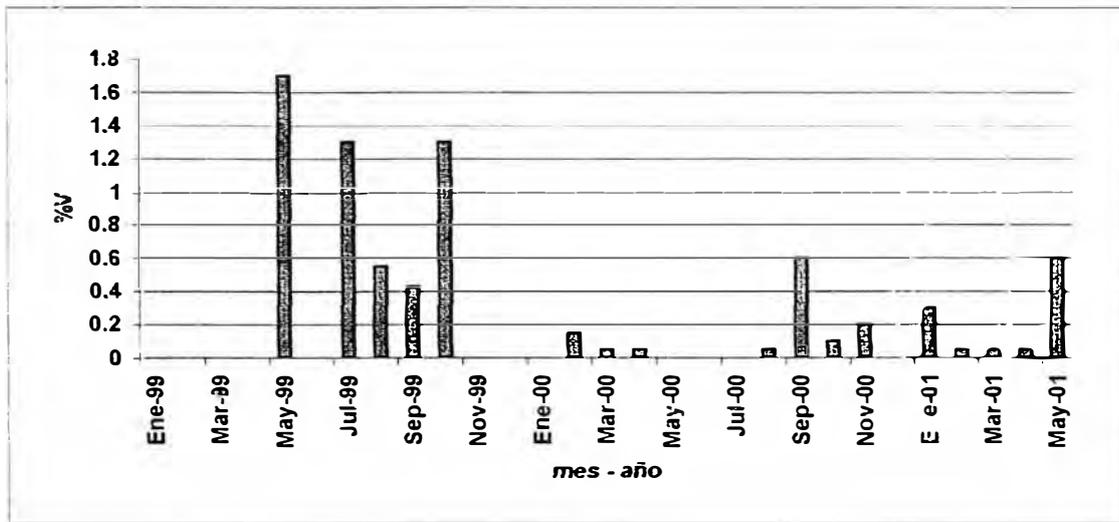
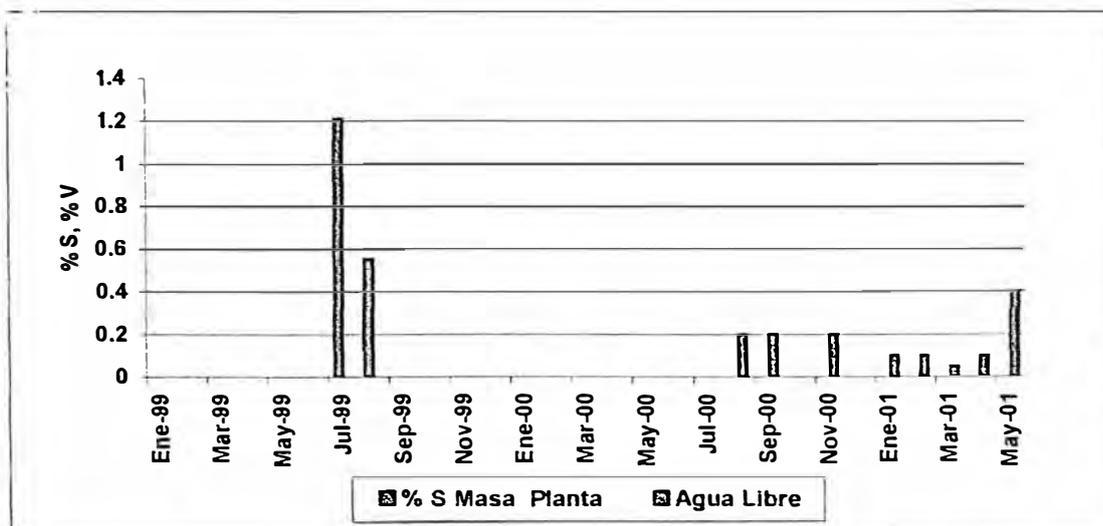


GRAFICO N° 18 C: B%Asufre en Masa y Agua Libre en Crudos años 1999-2001



ANEXO N° 4

Velocidades de Corrosión en cupones (mpy)*

E1: Intercambiador E1

E1b: Intercambiador E1b

E1a: Intercambiador E1b

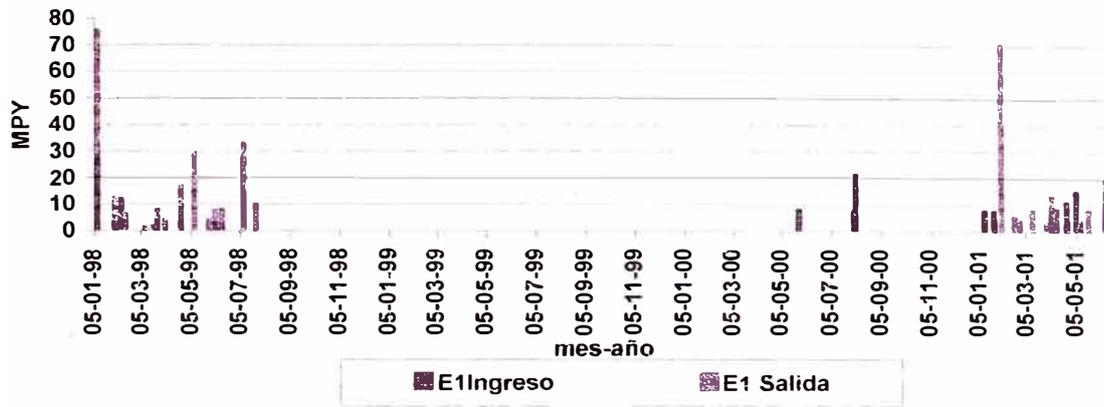
E6: Intercambiador E6

Cuadro N°49 Velocidades de corrosión MPY años 1998-2001

Fecha	E1 Ingreso	E1 Salida	E1a Ingreso	E1a Salida	E1b Ingreso	E6 salida
05/01/98	30.1	31.4				24.1
09/01/98	31	44				21
30/01/98	4.2	7.8				0
07/02/98	11.5	0				4.8
13/02/98	2.4	3.6				2.4
10/03/98		0.9				0.9
20/03/98		1.8				0
25/03/98	5.8	1.8				0
03/04/98	1.8	1.8				3.6
22/04/98	8.5	8				0.8
09/05/98	0	29				4.4
27/05/98	1.8	1.8				0
04/06/98	4.5	2.6				4.5
12/06/98	2.9	4.4				1.5
09/07/98	18.2	14.6				
24/07/98		9.7				
25/05/00	7.3					0
27/06/00			29		7.3	
02/08/00	7		7	0	7	
04/08/00	21			14	0	0
11/01/01	7.3		7.3			
15/01/01	0		14.6	7.3		
17/01/01		0	28	28		
19/01/01		0	28	0		
23/01/01	7.3		28			
26/01/01			36.5			
31/01/01		70	0	0		
09/02/01		0	7.3	0		
19/02/01		5	50	2.5		
23/02/01		3.65	3.65	7.3		
26/02/01		3.65	15	0		
08/03/01	0		50	10		
14/03/01	0	7.3	0	0		
30/03/01	0	2.4	0	1.2	0	3.65
03/04/01	2.9	0	17.5	6.7	16	0
05/04/01	7.3	5.4	34	18	27	1.8
11/04/01	5.84	2.19	10.95	2.19	10.95	0
24/04/01	10.95	0	33.46	10.95	37.71	3.51
26/04/01	3.65	0	20	25	31	0
05/05/01	14.6	0	0	21.9	7.3	0
11/05/01	2.4	1.2	15.8	0	7.3	0
21/05/01	0	7.5	4.6	0	6.6	0.99
11/06/01	7.3	11.8	12.8	44.7	10	2.7
15/06/01	0	0	7.3	9.1	5.4	1.8
18/06/01	0	0	3.65	2.43	12.2	0

Continuación anexo N°4

Grafica N°19: MPY Intercambiador de calor E1



Grafica N°19 A: MPY Intercambiador de calor E1A

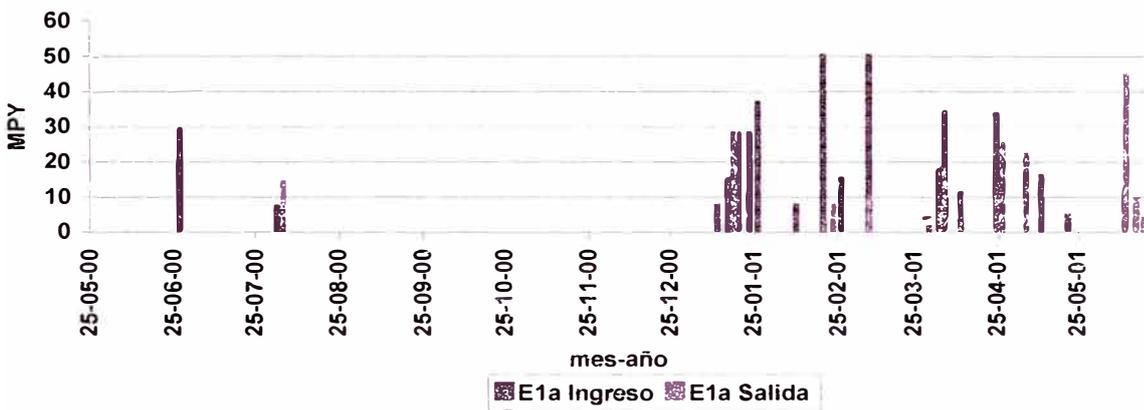
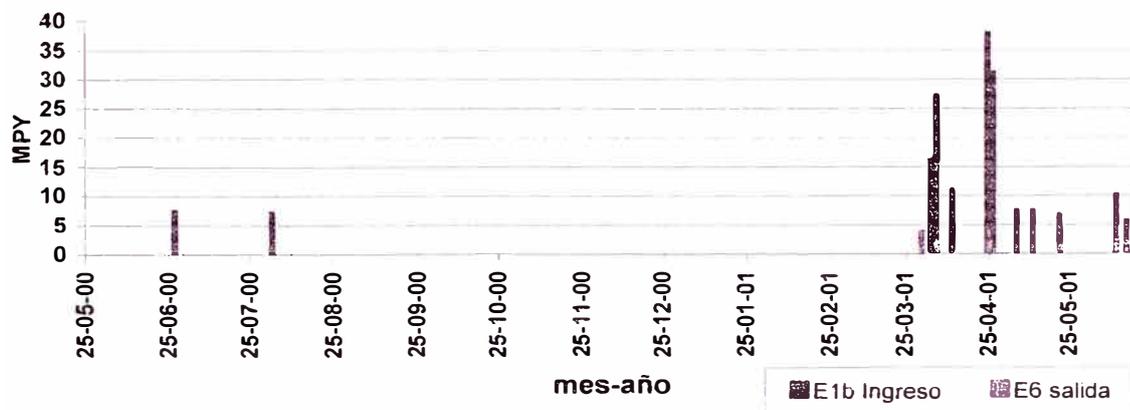


Grafico N° 19B: MPY en E1B y salida de E6



continuación anexo 4

V-1:Primerseparador de gasolina Unidad de destilacion primaria

V-2:Segundo separador de gasolina Unidad de destilacion primaria

Cuadro N° 50 Analisis de aguas en V-1 y V-2 años 1998-2001

Fecha	V-1			V-2		
	Fe ppm V-1	PH V-1	Cloruros Cl- ppm V-1	Fe ppm V-2	PH V-2	Cloruros Cl- ppm V-2
01/01/98		6				
01/02/98		6				
01/03/98		6				
15/10/98		5.5				
21/10/98		5.5				
06/11/98		6.5				
12/11/98		6				
27/06/00	25	6.5	500			
02/08/00	40	6.5	550			
04/08/00	10	7.0	390			
06/12/00	7.5	6.5	650	2.5	6.5	350
15/12/00	26.25	7.5	90	0	7.0	90
03/01/01	92	5.5	1640	84	5.5	1250
11/01/01	17	7.0	800	6.7	7.3	
12/01/01	0	7.0	370	0.1	8	20
15/01/01	9	7.0	870	2	7	30
17/01/01	40	7.0	1380	2.5	7	50
19/01/01	9.5	7.0	1110	0.5	7	2400
23/01/01	60	5.5	650	70	5.-5	820
26/01/01	40	7.0	780	60	7	850
31/01/01	69.5	6.5	2400	1.5	7	1700
05/02/01	9.5	7.0	400	0	7.3	520
23/02/01	3	7.0	1500	0.1	8.5	3600
26/02/01	0.4	7.5	960	0.1	8.5	125
08/03/01	30.1	6.0	1500	0.1	7.3	800
14/03/01	0.1	7.5	800	0	7.4	1700
30/03/01	5.3	6.5	1130	0.1	7.5	850
03/04/01	22.5	6.0	1180			
05/04/01	2.6	7.0	1320			
11/04/01	19.8	6.1	980			
24/04/01	2.9	6.0	730			
26/04/01	0.8	7.5	500			
05/05/01	3	7.5	1320			
08/05/01	12.6	6.5	1440			
11/05/01	32	5.5	1450			
21/05/01	1.5	6.5	1070			
11/06/01	0	7.5	1250			

Continuación anexo N°4

Grafico N°20 Fierro ppm en V-1 y V-2

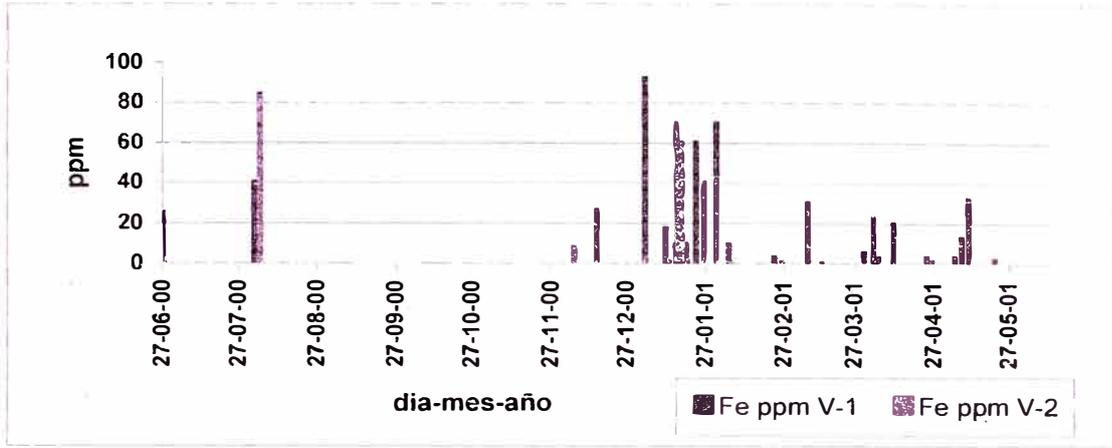


Grafico N°20 A: Cloruros ppm en V-1 y V-2

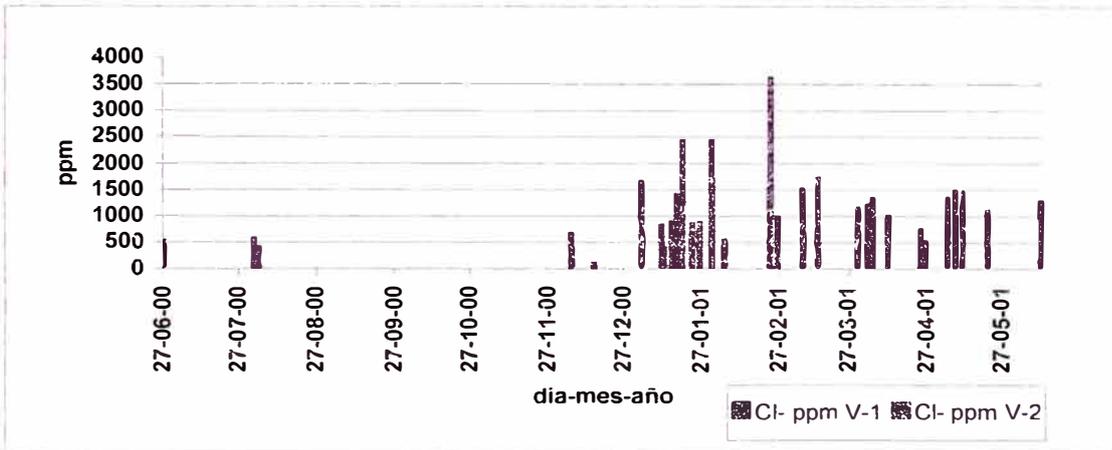
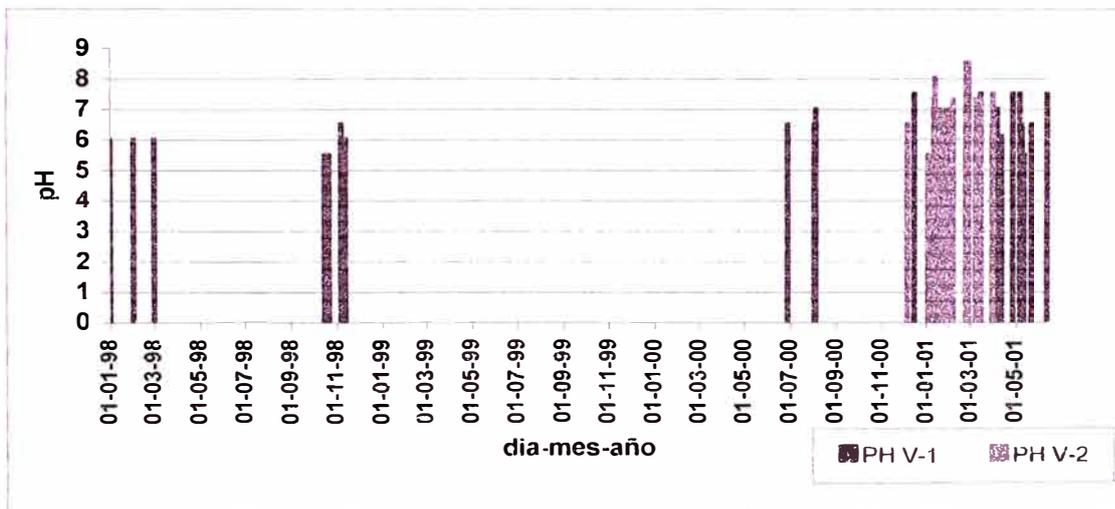
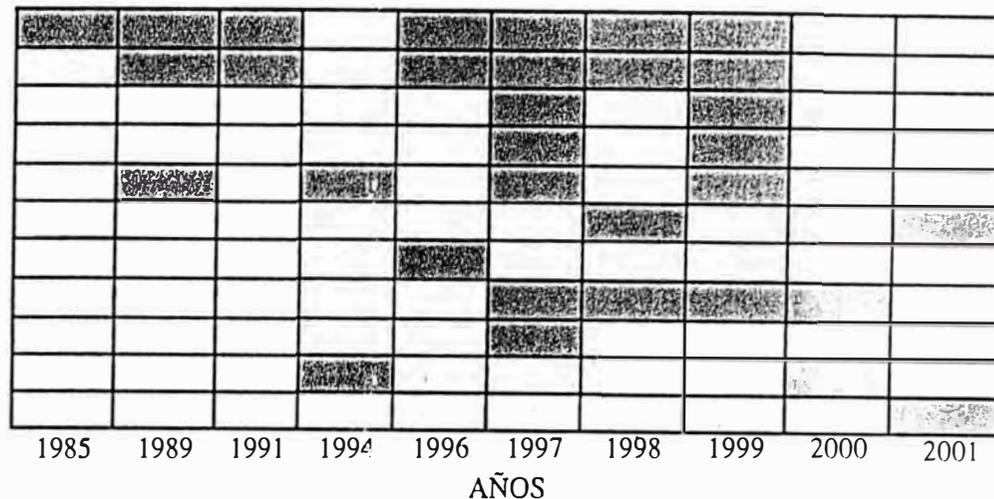


Grafico N° 20 B: pH V-1 y V-2



ANEXO:5 PROBLEMAS MAS COMUNES DE CORROSION EN EL SISTEMA DE LA UDP C-1

1. Reemplazo de copas en el plato 32
2. Reemplazo de copas en el plato 31
3. Reemplazo del plato 32
4. Reemplazo del plato 31
5. Reemplazo del distribuidor de reflujo
6. Reemplazo de la linea de tope
7. Perforacion en plato 32 o 31
8. Fisura en el sector cilindrico
8. Reemplazo del aerorefrigerante E-6
9. Corrosión severa en intercambiadores E-1/E-1A/E-1B
10. Reemplazo de cupula UDP



Comentario: Las partes mas dañadas por problemas de corrosión en la Unidad de Destilación Primaria C-1 son:

- 1- En el año 1997 se registraron los mayores problemas de corrosión etema de tope de la UDP
- 2.- Los problemas de corrosión mas frecuentes que se presentan en casi todos los años son: Reemplazo de copas de platos 31 y 32 y el reemplazo del distribuidor de flujo

Continuación Anexo N°5

Cuadro N° 51 : Antecedentes de Corrosión en la RFCO

AÑO 1994

FECHA	No DIAS	TRABAJOS REALIZADOS POR PROBLEMAS DE CORROSION UDF
Nov/Dic	22	Calibracion de espesores casco y platos (dentro de especificación) Reemplazo del distribuidor de reflujo Fisura de 1" en la soldadura de intercambiador E-1

AÑO 1996

FECHA	No DIAS	TRABAJOS REALIZADOS POR PROBLEMAS DE CORROSION UDF
Diciembre	-	Un poro en el tubo distribuidor de reflujo de tope 2 perforaciones 8" en el plato 32 1 perforación 1" en el plato 31 Reemplazo de 300 copas

AÑO 1997

FECHA	No DIAS	TRABAJOS REALIZADOS POR PROBLEMAS DE CORROSION UDF
Marzo		Nuevo circuito de inyección de aminas Reemplazo del aerorefrigerante E-6
Junio	11	Cambio del distribuidor de reflujo Cambio parcial de copas y riser Cambio de 3 planchas de Manway plato 19.20.21 Reposición de la válvula de seguridad del tope
Diciembre	10	Calibracion de espesores dentro de especificación Reposición del distribuidor de reflujo Reemplazo de platos 32.31.30 Reemplazo de copas Velocidad de corrosión en el tope de la columna C-1 20 MPY Calibración de la línea de tope, valores aceptables Reparación de fisuras del sector cilíndrico del plato 30

AÑO 1998

FECHA	No DIAS	TRABAJOS REALIZADOS POR PROBLEMAS DE CORROSION UDF
2 de Febrero		Reemplazo del tubo colector de tope Reparacion de la Fisura (5cm) del casco en el sector de la bajante del plato 30 Copas sueltas y perforadas en platos 19 y 25 respectivamente En plato 30,31,32 velocidad de corrosion 18-25 MPY (5 MPY tipico) Reemplazo de segmentos de platos 30,31,32 y copas completas Reemplazo total de copas de los manways y 731 copas de los platos
Octub/Novi	9	Reemplazo de la línea de tope Reemplazo de 650 copas Calibración de espesores del distribuidor de reflujo (dentro especificación) Reemplazo del niple de la zona flash y de la línea de reflujo del tope Velocidad de corrosión en la línea de tope 0.5 a 100 MPY

AÑO 1999

FECHA	No DIAS	TRABAJOS REALIZADOS POR PROBLEMAS DE CORROSION UDF
Marzo		Retiro del 100% de las copas de los platos 31,32 Reemplazo de la bajante del plato 31 26 agujeros en el distribuidor de reflujo de gasolina de tope (de mas de 1/2")
Octubre	1	Perforación intempestiva derivada de la corrosion del casco de C-1

Continuación Cuadro N°51

Noviembre	15	<p>Refuerzo del casco de la columna de fraccionamiento C-1 (sector del casco de la zona de tope)</p> <p>Reemplazo de platos 31 y 32</p> <p>Reparación de los platos 28, 29, 30 con proceso de soldadura</p> <p>Reemplazo de las bajantes de los platos 28, 27, 26, 21, 20</p> <p>Reforzamiento cilindro con sobreplancha sobre toda la sup. Perimetral</p> <p>Cambio total de los manways de los platos 30, 34, 19, 11, 9, 5, 4, 3, 1</p> <p>Colocación de 2 copas en el plato 32 con recubrimiento por termorroceado de cupro - níquel)</p> <p>Relleno con soldadura de las partes del casco deterioradas de E1A y E1B.</p>
-----------	----	--

AÑO 2000

FECHA	No DIAS	TRABAJOS REALIZADOS POR PROBLEMAS DE CORROSION UDP
Mayo	5	<p>Colocación de 4 boquillas nuevas y modificación de 2 boquillas existentes en C-1</p> <p>Reemplazo del casco del intercambiador E-1</p> <p>Calibración de los circuitos de tope y fondo (rangos permisibles)</p> <p>Perforación casi pasante del casco de la columna (plato colector de Kerosene)</p> <p>En el plato 32 con recubrimiento por termorroceado de monel presentaron picaduras superficiales</p> <p>Reforzamiento con plancha rolada la parte inferior adyacente al plato de extracción del kerosene</p> <p>Nuevas boquillas en la columna</p>
Nov/Dic	10	<p>Reemplazo de los bultos de los intercambiadores de tope E-1B</p> <p>Calibración línea de tope (límites permisibles)</p> <p>Retiro, revisión y limpieza de probetas de corrosión</p>

AÑO 2001

FECHA	No DIAS	TRABAJOS REALIZADOS POR PROBLEMAS DE CORROSION UDP
25 al 28 Mayo	4	<p>Reemplazo de la cúpula de la columna C-1</p> <p>Reemplazo de línea vertical de tope</p> <p>Reemplazo de tramo vertical de reflujo de gasolina C-1</p> <p>Relleno de plancha de sacrificio de zona flash C-1</p>
24 al 30 Julio	7	<p>Limpieza de la columna C-1</p> <p>Limpieza de los strippers de la columna C-1</p>
19 al 26 Agosto	8	<p>No realizó ningún trabajo en la columna C-1 (no se abrió la columna)</p> <p>Solo se realizaron trabajos en el Horno F-2 y caldero API n°</p>
19 al 22 Setiembre	4	<p>Limpieza de la columna C-1 con equipo de lavado a alta presión (máquina Katcher) y desengrasante</p> <p>Reemplazo del distribuidor de Reflujo de Kerosene</p> <p>Limpieza interna de los Drums V-1 y V-2</p>

ANEXO N°6: PRODUCTOS QUÍMICOS PARA EL CONTROL DE CORROSION

HIDROQUIMICA INDUSTRIAL S.A.
Al servicio de la Industria
Av Encalada 901 Of 101 Monterrico

AMINA NEUTRALIZANTE HI-4243

DESCRIPCIÓN:

HISA-4243 es una mezcla de aminas orgánicas solubles en agua diseñada para ser usada en unidades de fraccionamiento de crudos u otros sistemas donde existen problemas de corrosión causados por la presencia de componentes ácidos tal como HCL, H₂S y ácidos orgánicos.

Las sales hidroclóricas de HISA 4243 tienen bajo punto de fusión u no causan problemas de ensuciamiento en los intercambiadores de calor del sistema de tope.

PROPIEDADES FÍSICAS:

- | | |
|----------------------------|----------------------------|
| • Apariencia Física | Líquido ambar |
| • Gravedad Específica | 0.9986 |
| • Solubilidad | Agua 100% |
| • Número de Neutralización | 1.74 Lbs HISA 4243/Lbs HCl |

APLICACIÓN

HISA-4243 debe ser aplicado en un punto anterior al punto de rocío del agua en el tope y debe mantener un pH de 5.8-6.8 en el punto de neutralización. Es compatibles con los inhibidores filmicos empleados en el control de corrosión. En sistemas secos, se recomienda la inyección de HISA-4243 con agua de lavado.

PRECAUCIONES

HISA-4243 es un solución fuertemente básica. Evitar el contacto con los ojos, piel y ropas. Evitar el respirar sus vapores por tiempo prolongado. En caso de contacto lavar con abundante agua.

ENVASES:

Cilindros por 55 galones.

Continuación Anexo N°6

AMINA FÍLMICA : IPC-2025

PRECAUCIONES

IPC-2025 is an oil soluble, non- volatile, organic filming corrosion inhibitor designed for use in hydrocarbon systems, It has excellent light Hydrocarbon solubility and the ability to maintain excellent WSIM ratings when applied within the recommended treating range. IPC2025 forms a tenacious water insoluble film on metal surfaces to inhibit corrosion by chlorides, sulfides an organic acids.

TYPICAL PHYSICAL PROPERTIES

General Appearance	Dark Brown Liquid
Density (lbs/gal @60°F)	7.48
Flash Point (°F,CC)	132
Pour Point (°F)	0
Viscosity (cps@60°F)	311

APPLICATION

IPC-2025 should be injected into the overhead vapor line of fractionating equipment prior to the condensing section. The first vertical downcomer or the horizontal section of the vapor line is recommended as the inject on point. Ideally, the inhibitor should be injected at concentrations of 1-4 ppm as needed, based upon total overhead flow into a slipstream from the reflux pump. A pre-dilution of at least 20 parts of distillate per part of inhibitor going into the vapor line is highly recommended for efficient inhibitor distribution.

HANDLING PRECAUTIONS

IPC-2025 is an industrial chemical and should be handled as such. Avoid contact with eyes, skin an clothing. Avoid prolonged breathing of vapors. Flush eyes or skin with large volumes of water in case of contact.

Please refer to the product Material Safety Data Sheet for detailed handling information.

SHIPPING

IPC-2025 is available in bulk and 55US. Gallon drum quantities.

ANEXO 7 : Crudo Procesado durante el 2001

Cuadro N° 52. Características del Crudo Procesado en el 2001

Fecha	Crudo Procesado				Fecha	Crudo Procesado			
	API	Sales Lb/MB	Agua Libre %V	BSW %Vol		API	Sales Lb/MB	Agua Libre %V	BSW %Vol
01/07/01	19.9				05/09/01	24.2	15.8	0.15	0.15
02/07/01	18.4				06/09/01	18.2	24.5		
03/07/01	19.3				07/09/01	22.4	12.4	2.79	0.05
04/07/01	19.3	44.43	0.4	0.5	10/09/01	24.5			0.1
05/07/01	19.5	30.98			11/09/01	26.8	13.1	0.05	0.05
06/07/01	19.0	20.15	0.2	0.2	12/09/01	24.0			0.1
07/07/01	19.5	17.1		0.1	13/09/01	22.2		0.3	0.3
08/07/01	19.1				14/09/01	25.9	10.3	0.058	0.05
09/07/01	18.7				16/09/01	18.6			0.2
10/07/01	19.8				17/09/01	18.1			
11/07/01	19.4			0.2	26/09/01	19.4	46.2	0.1	0.1
12/07/01	20.5				04/10/01	19.6			
13/07/01	21.2			0.1	05/10/01	19.2			0.1
16/07/01	18.7				06/10/01	19.1			0.1
17/07/01	19.8				07/10/01	19.5			0.15
18/07/01	18.8				09/10/01	19.0			
19/07/01	20.1	31.8		0.2	10/10/01	19.2		0.1	0.1
20/07/01	20.4				11/10/01	19.2			
21/07/01	19.8				12/10/01	19.1		0.1	0.1
23/07/01	19.4				14/10/01	19.1			
31/07/01	19.7				15/10/01	18.7			
01/08/01	19.5				16/10/01	20.3			
02/08/01	19.5			0.4	17/10/01	19.5			
03/08/01	19.5				18/10/01	19.4		0.05	0.075
04/08/01	19.5	10.1		0.05	19/10/01	19.5		2	0.2
05/08/01	19.4				20/10/01	19.2	26.1	0.1	0.15
06/08/01	19.5				21/10/01	19.1	17.1	0.1	0.2
07/08/01	19.4				22/10/01	18.5			0.1
08/08/01	19.6				23/10/01	19.5			
09/08/01	19.3	18			24/10/01	21.2	14.3		0.1
10/08/01	19.6				25/10/01	19.2		0.15	0.2
11/08/01	18.4				26/10/01	19.1			0.1
12/08/01	18.7				27/10/01	19.1		0.1	0.1
13/08/01	19.5				28/10/01	18.9			
14/08/01	19.6	18.9	0.2	0.2	29/10/01	19.1		0.2	0.2
15/08/01	19.7				30/10/01	20.2			0.1
16/08/01	19.3	62.08	0.2	0.4	31/10/01	20.0			0.1
17/08/01	18.3	122	1.4	1.6	01/11/01	19.4		0.4	0.4
18/08/01	18.2	135	0.7	1	02/11/01	18.9			
28/08/01	24.8	11.4		0.05	07/11/01	19.2	19.1	0.3	0.225
02/09/01	23.7		0.3	0.3	08/11/01	19.3		0.2	0.3
03/09/01	18.2	23.1			09/11/01	19.7	18.8	0.3	0.3
04/09/01	23.1	18.7	0.1	0.1	10/11/01	19.4		0.2	0.2

Continuación Anexo N°7

Fecha	Crudo Procesado				Fecha	Crudo Procesado			
	API	Sales Lb/MB	Agua Libre %V	BSW %Vol		API	Sales Lb/MB	Agua Libre %V	BSW %Vol
12/11/01	19.3		0.15	0.15	27/12/01	19.7		0.1	0.1
13/11/01	19.5		0.3	0.3	28/12/01	17.9		0.1	0.1
14/11/01	19.3		0.3	0.2	29/12/01	19.3	45.7	0.2	0.3
15/11/01	19.5				29/12/01	19.1		0.5	1
16/11/01	18.5		0.5	0.5	30/12/01	19.5		0.1	0.2
18/11/01	18.9	21.9	0.2	0.2					
19/11/01	19.0	16.5		0.2					
28/11/01	19.3	23.4	0.2	0.2					
29/11/01	19.3	18.8	0.2	0.2					
30/11/01	19.6	22.4	0.2	0.2					
01/12/01	21.8		0.05						
02/12/01	18.3	16.1	0.05						
03/12/01	19.9	53.15	0.6						
04/12/01	19.7		0.6						
04/12/01	18.9	14.3	0.2						
05/12/01	19.2		0.05						
05/12/01	19	18.77	0.15						
06/12/01	19.1		0.2						
06/12/01	20	20.17	0.2						
07/12/01	19.1	19.1	0.1						
08/12/01	19.8		0.05	0.05					
08/12/01	19.2	16.8	0.2						
09/12/01	18.2		0.05						
10/12/01	19.5		0.3						
10/12/01	19.1	15.31	0.2	0.2					
12/12/01	19.6	18.31	0.1	0.2					
12/12/01	19.7	13.84	0.1	0.2					
13/12/01	20.6	46.15	0.9	1					
13/12/01	20.5			1					
14/12/01	20.4		0.7	0.7					
15/12/01	20.4	35.9	0.6						
15/12/01	20.4	49.9		0.7					
16/12/01	19.2		0.4						
17/12/01	18.2			0.4					
18/12/01	19.2		0.3	0.3					
18/12/01	19.8	25.2	0.2	0.5					
18/12/01	19.8		0.4	0.5					
19/12/01	19.9		0.25	0.3					
19/12/01	22	30.98	0.15	0.15					
20/12/01	23.8			0.05					
21/12/01	23.8			0.1					
22/12/01	23.7	39.4		0.1					
22/12/01	19.4	12.38	0.05						
24/12/01	18.3	16.8	0.1	0.2					
25/12/01	19.6	21.3	0.1	0.2					
26/12/01	19.4	18.2	0.1						

ANEXO N°8: Generación de HCl

CUADRO N° 53 : Generación de HCl en el sistema de Tope

API	Crudo Procesado			Sales Lbs/MB		(1)Hclmin generado Lbs/MB
	Sales Lb/MB	Agua Libre % V	BSW % Vol	MgCl2	CaCl2	
19.3	44.43	0.4	0.5	6.66	4.44	2.59
19.5	30.98			4.65	3.10	1.81
19.0	20.15	0.2	0.2	3.02	2.02	1.18
19.5	17.1		0.1	2.57	1.71	1.00
20.1	31.8		0.2	4.77	3.18	1.86
19.5	10.1		0.05	1.52	1.01	0.59
19.3	18			2.70	1.80	1.05
19.6	18.9	0.2	0.2	2.84	1.89	1.10
19.3	62.08	0.2	0.4	9.31	6.21	3.62
18.3	122	1.4	1.6	18.30	12.20	7.12
18.2	135	0.7	1	20.25	13.50	7.88
18.2	23.1			3.47	2.31	1.35
23.1	18.7	0.1	0.1	2.81	1.87	1.09
24.2	15.8	0.15	0.15	2.37	1.58	0.92
18.2	24.5			3.68	2.45	1.43
22.4	12.4	2.79	0.05	1.86	1.24	0.72
26.8	13.1	0.05	0.05	1.97	1.31	0.76
25.9	10.3	0.058	0.05	1.55	1.03	0.60
19.4	46.2	0.1	0.1	6.93	4.62	2.70
19.2	26.1	0.1	0.15	3.92	2.61	1.52
19.1	17.1	0.1	0.2	2.57	1.71	1.00
21.2	14.3		0.1	2.15	1.43	0.83
19.2	19.1	0.2	0.225	2.87	1.91	1.11
19.7	18.8	0.3	0.3	2.82	1.88	1.10
18.9	21.9	0.2	0.2	3.29	2.19	1.28
19.0	16.5		0.2	2.48	1.65	0.96
19.3	23.4	0.2	0.2	3.51	2.34	1.37
19.3	18.8	0.2	0.2	2.81	1.88	1.09
19.6	22.4	0.2	0.2	3.36	2.24	1.31
18.3	16.1	0.05		2.42	1.61	0.94
19.9	53.15	0.6		7.97	5.32	3.10
18.9	14.3	0.2		2.15	1.43	0.83
19	18.77	0.15		2.82	1.88	1.10
20	20.17	0.2		3.03	2.02	1.18
19.1	19.1	0.1		2.87	1.91	1.11
19.2	16.8	0.2		2.52	1.68	0.98
19.1	15.31	0.2	0.2	2.30	1.53	0.89
19.6	18.31	0.1	0.2	2.75	1.83	1.07
19.7	13.84	0.1	0.2	2.08	1.38	0.81
20.6	46.15	9	1	6.92	4.62	2.69
20.4	35.9	0.6		5.39	3.59	2.09
20.4	49.9		0.7	7.49	4.99	2.91
19.8	25.2	0.2	0.5	3.78	2.52	1.47
22	30.98	0.15	15	4.65	3.10	1.81
23.7	39.4		0.1	5.91	3.94	2.30
19.4	12.38	0.05		1.86	1.24	0.72
18.3	16.8	0.1	0.2	2.52	1.68	0.98
19.6	21.3	0.1	0.2	3.20	2.13	1.24
19.4	18.2	0.1		2.73	1.82	1.06
19.3	45.7	0.2	0.3	6.86	4.57	2.67

ANEXO N°9 : Condensado UDP

CUADRO N° 54: Analisis de agua condensada en V-1

Fecha	Aguas V-1			Punto Rocío	Fecha	Aguas V-1			Punto Rocío
	PH	Cl ppm	Fe ppm	pH Dosif EDTA		PH	Cl ppm	Fe ppm	pH Dosif EDTA
07/07/01	4.5	638	106	5.5	14/10/01	6.5			7.5
10/07/01	5.7	511	16.2	6.7	15/10/01	7			8
11/07/01	5.5	521	15	6.5	16/10/01	7.3			8.3
13/07/01	6.7	340	10.3	7.7	17/10/01	6.2	968		7.2
20/07/01	7.7	330	1.8	8.7	18/10/01	6.9			7.9
21/07/01	7.6	234	8.1	8.6	19/10/01	6.8			7.8
02/08/01	6.6	255	22.5	7.6	20/10/01	5.9	1223		6.9
03/08/01	7.3	221	8.5	8.3	21/10/01	5.6			6.6
04/08/01	6.9	170	1.1	7.9	22/10/01	8.2			9.2
05/08/01	5.3			6.3	23/10/01	5			6
07/08/01	6.2	415	80.6	7.2	24/10/01	8	691		9
08/08/01	6.5	351	30.4	7.5	25/10/01	5.9			6.9
09/08/01	6.5	606	366	7.5	26/10/01	6.9			7.9
10/08/01	6.5	521	36.6	7.5	27/10/01	6.7			7.7
11/08/01	6.6	425	15.5	7.6	28/10/01	6.9			7.9
12/08/01	7.8			8.8	29/10/01	6.7			7.7
13/08/01	6.8		12.4	7.8	30/10/01	5.1	433		6.1
14/08/01	6.5			7.5	31/10/01	6.6			7.6
15/08/01	6.4			7.4	01/11/01	5.8			6.8
16/08/01	6.2	212	26.2	7.2	02/11/01	7.2			8.2
17/08/01	6.6	532	53	7.6	07/11/01	7.2			8.2
18/08/01	6.2			7.2	08/11/01	5.5			6.5
28/08/01	6.4			7.4	09/11/01	7.1			8.1
02/09/01	6.5			7.5	10/11/01	6.2			7.2
03/09/01	6.3			7.3	12/11/01	7.1			8.1
04/09/01	6.6			7.6	13/11/01	6.5			7.5
05/09/01	6.7	404	5.4	7.7	14/11/01	6.2			7.2
06/09/01	6.3			7.3	15/11/01	6.5			7.5
07/09/01	6.5			7.5	16/11/01	5.8			6.8
10/09/01	6.2			7.2	18/11/01	6.4			7.4
11/09/01	6.4			7.4	19/11/01	6.8			7.8
12/09/01	6.3	96		7.3	28/11/01	6.1			7.1
13/09/01	6.8			7.8	29/11/01	6.3			7.3
14/09/01	6.2	255		7.2	30/11/01	6.5			7.5
16/09/01	6.9			7.9	01/12/01	6.7			7.7
17/09/01	8.1			9.1	02/12/01	7.09			8.09
04/10/01	6.5			7.5	03/12/01	6.2			7.2
05/10/01	6.8			7.8	04/12/01	7.23			8.23
06/10/01	7.1			8.1	05/12/01	6.82			7.82
07/10/01	6.2			7.2	05/12/01	7.35			8.35
09/10/01	6.4			7.4	06/12/01	6.4			7.4
10/10/01	8.4			9.4	06/12/01	8.8			9.8
11/10/01	6.5			7.5	07/12/01	7			8
12/10/01	7.4			8.4	08/12/01	6.24			7.24

Continuación Anexo N°9

Fecha	Aguas V-1			Punto Rocío
	PH	Cl ppm	Fe ppm	pH Dosif EDTA
08/12/01	6.96			7.96
09/12/01	6.9			7.9
10/12/01	7.9			8.9
10/12/01	6.2			7.2
12/12/01	7.6			8.6
12/12/01	6.6			7.6
13/12/01	5.4			6.4
13/12/01	5.25			6.25
13/12/01	5.4			6.4
13/12/01	5.25			6.25
14/12/01	6.96			7.96
15/12/01	7.2			8.2
15/12/01	6.7			7.7
16/12/01	6			7
17/12/01	7.7			8.7
18/12/01	6			7
18/12/01	5.82			6.82
18/12/01	7.23			8.23
19/12/01	7.6			8.6
19/12/01	6.82			7.82
20/12/01	6.69			7.69
21/12/01	6.1			7.1
22/12/01	6.41			7.41
22/12/01	5.54			6.54
24/12/01	7.5			8.5
25/12/01	6.81			7.81
26/12/01	6.36			7.36
27/12/01	7.89			8.89
28/12/01	6.59			7.59
29/12/01	6.12			7.12
29/12/01	6.2			7.2

ANEXO N°10. Levantamiento de Variables de Operación para el calculo de la Temperatura de Rocio

CUADRO N °55 LEVANTAMIENTO DE VARIABLES DE OPERACIÓN PARA EL CALCULO DE LA TEMPERATURA DE ROCIO

El proceso de levantamiento de datos se realizó desde el mes de julio, mes en el cual se comenzaron los muestreos hasta el mes de noviembre.

Hora	Carga Total GPM		Carga Barriles	PT1 PSI	TE2 F	Gasolina GPM						Fujo de Vapor Lb/hr				API Gasolina	Destilaciones			Flujo Vapor Lb/hr	Temp Rocio		TE20 F SalE1	TE266F Sal E6	TE15 F Sal V1	Ubicación del punto de rocío
	FT1	FT1107				FT7	FT17	FT12	FT21	FT15	FT14	10%	50%	90%	F		C									
01.07.2001	17:00	106.70	159.2	9162	24.3	235	41	10.9	589	332	242.1	149.4	65.9	68	98	121	1312.5	255.04	123.91	213	173	162	Intercambiador E1			
01.07.2001	06:00	120.20	154.6	9427	13.9	240	48.5	6.8	601	335.1	242.6	151.5	66.4	67	96	119	1330.2	231.21	110.67	202	176	167	Intercambiador E1			
02.07.2001	01:00	109.50	164.5	9435	15.5	238	49.2	6.9	597	337.3	239.5	153.5	63.6	73	104	130	1327.3	291.06	143.92	205	180	172	Intercambiador E1			
02.07.2001	07:00	39.30	77.0	3978	15.8	290	18.6	4.7	93	32.5	241.8	49.6	63.9	72	103	130	416.9	223.58	106.44	205	190	150	Intercambiador E1			
03.07.2001	10:00	109.30	169.3	9523	11.5	240	42.2	12.8	435	599.2	0.3	0	68.1	56	96	130	1034.5	211.80	99.89	197	170	156	Intercambiador E1			
03.07.2001	01:00	109.40	17.7	9595	12.5	242	40.9	19.4	434	591.4	0.3	0	68.1	56	96	130	1025.7	208.91	98.28	198	173	157	Intercambiador E1			
04.07.2001	22:00	123.40	160.7	9735	13.1	251	47.7	20.9	470	317.4	0.3	0	63.5	72	102	136	787.7	193.59	89.77	203	172	156	Aerorefrigerante E6			
04.07.2001	16:00	124.10	152	9454	12.6	232	44.3	13.4	451	652.6	0.3	0	63.5	72	102	136	1103.9	220.19	104.55	187	164	152	Intercambiador E1			
05.07.2001	22:00	129.00	146.7	9458	12.1	235	35.8	11.9	451	616.9	0.3	0	64.5	68	99	126	1068.2	224.52	106.95	192	165	149	Intercambiador E1			
05.07.2001	15:00	129.30	144.2	9374	16.9	234	35.5	17	448	629.3	0.3	322.5	64.5	68	99	126	1400.1	244.10	117.83	195	157	139	Intercambiador E1			
06.07.2001	22:00	124.00	144.4	9197	21.2	253	50.7	16.9	464	1.7	0.3	302.9	66.5	66	97	123	768.9	206.41	96.90	205	181	164	Intercambiador E1			
06.07.2001	07:00	127.20	149.5	9494	16.4	231	56.6	9.1	626	1.7	0.3	201.1	66.9	70	97	122	829.1	203.87	95.48	189	165	158	Intercambiador E1			
07.07.2001	06:00	180.70	181.6	12424	17.3	289	79.9	51.5	467	1.7	242.8	403.5	67.5	61	94	118	1115	178.97	81.65	225	183	177	Aerorefrigerante E6			
07.07.2001	17:00	147.70	171.1	10949	12.9	243	46.3	16.6	550	1.7	0.3	10	64.8	72	102	133	562	178.58	81.43	187	159	141	Aerorefrigerante E6			
08.07.2001	06:00	128.90	182.5	10689	21.4	256	61.3	7.5	494	617.5	0.3	346.7	64.5	75	107	135	1458.5	245.68	118.71	218	188	175	Intercambiador E1			
08.07.2001	21:00	145.00	160.5	10437	13.9	243	59.5	9.1	656	1.7	0.3	2.6	64.8	71	99	121	660.6	182.70	83.72	202	166	71	Aerorefrigerante E6			
09.07.2001	18:00	132.60	193.2	11172	18.7	256	62.6	11.9	493	601.2	0.3	345.6	65.3	71	99	123	1440.1	232.15	111.19	216	180	174	Intercambiador E1			
09.07.2001	19:00	132.10	192.7	11134	18.4	253	63.9	13.3	494	596.6	0.3	346.1	65.3	71	99	123	1437	229.57	109.76	215	178	173	Intercambiador E1			
10.07.2001	01:00	140.60	186.1	11212	20.1	253	56	10.3	541	611.9	0.3	465.7	65.1	70	100	123	1618.9	246.63	119.24	213	189	183	Intercambiador E1			
10.07.2001	10:00	140.70	186.4	11205	19.6	251	56.6	11.9	546	612	0.3	470.3	64.9	72	100	124	1628.6	244.89	118.27	211	186	181	Intercambiador E1			
11.07.2001	16:00	116.60	162.1	9557	17.5	260	54.4	11.3	552	599.2	0.3	474.6	65.4	73	100	123	1626.1	242.91	117.17	212	187	181	Intercambiador E1			
11.07.2001	17:00	140.60	186.1	11202	19.6	251	56.6	14	545	615.3	0.3	470	65.4	73	100	123	1630.6	243.69	117.6	211	186	181	Intercambiador E1			
12.07.2001	16:00	125.40	156.7	9687	17.1	279	72.4	15.9	502	235.8	0.3	338.3	63.1	74	108	138	1076.4	207.70	97.61	234	182	173	Aerorefrigerante E6			
12.07.2001	00:00	122.10	154.1	9485	12.4	244	51.5	7.5	558	608.3	0.3	479.9	66.2	65	121	130	1646.5	239.95	115.53	206	179	171	Intercambiador E1			
13.07.2001	19:00	125.60	154.3	9604	15.4	281	62.8	24.4	499	236.4	0.3	338.5	62.4	75	107	136	1074.2	204.24	95.69	232	182	174	Aerorefrigerante E6			
13.07.2001	01:00	125.80	149	9426	11.3	250	49.2	13.5	493	598.3	0.3	339.8	62.3	79	109	141	1431.4	228.86	109.37	210	175	166	Intercambiador E1			
14.07.2001	09:00	127.40	149	9472	13.4	272	60.1	13.4	494	538.3	0.3	237	61.9	79	113	143	1269.6	220.69	104.83	221	175	164	Aerorefrigerante E6			
14.07.2001	17:00	130.90	145	9457	12.4	265	44.5	21.3	494	265.2	0.3	307.6	59.5	85	117	146	1367.1	229.25	109.58	216	175	166	Intercambiador E1			
15.07.2001	17:00	127.30	149.7	9502	12.4	272	55.9	19	497	433.4	0.3	185.1	47.2	163	169	181	1115.8	230.91	110.51	220	175	164	Intercambiador E1			
15.07.2001	05:00	127.20	149.5	9486	12.5	249	39.5	16.7	497	428.2	0.3	0	60.7	85	118	150	925.5	218.57	103.65	205	180	170	Intercambiador E1			
16.07.2001	11:00	128.30	151.2	9584	13.5	268	43.1	21.5	510	425.4	0.3	0	63.7	69	105	138	935.7	207.64	97.58	216	182	172	Aerorefrigerante E6			
16.07.2001	00:00	128.80	151.3	9612	10.5	249	41.9	13.4	515	425	0.3	0	61	81	115	146	940.3	213.49	10.83	207	174	161	Intercambiador E1			
17.07.2001	17:00	123.40	156.9	9611	13.5	264	44.3	23.5	510	398.1	0.3	0	62.3	71	110	140	908.4	204.65	95.92	214	180	170	Aerorefrigerante E6			
17.07.2001	16:00	118.00	162.6	9620	9.5	241	43.3	10.3	515	407.1	0.3	0	62.3	71	110	140	922.4	208.01	97.78	206	173	158	Intercambiador E1			
18.07.2001	16:00	136.90	197.9	11481	16.7	262	67.4	27.4	546	623.3	0.3	0	63.8	72	104	134	1169.6	205.95	96.64	214	184	173	Aerorefrigerante E6			
19.07.2001	10:00	146.70	188.3	11492	17.7	259	68.3	12.6	501	632.2	0.3	180.8	64.2	64	103	132	1314.3	220.8	104.89	220	183	176	Intercambiador E1			
19.07.2001	00:00	137.70	202.4	11660	14.5	246	42.9	19.8	506	834.3	0.3	0	63.7	73	105	135	1340.6	231.02	110.57	205	179	170	Intercambiador E1			
20.07.2001	17:00	144.20	209.4	12125	16.8	260	44.3	23.3	501	621.4	0.3	179.4	66	67	98	123	1302.1	227.06	108.36	213	186	176	Intercambiador E1			
20.07.2001	08:00	121.00	182	10386	12.6	229	53	7.7	501	135.5	0.3	334.3	65.5	71	100	123	971.1	208.94	98.3	203	173	164	Intercambiador E1			
21.07.2001	09:00	122.30	183.6	10502	15.4	235	52.3	14.5	501	1.7	0.3	334.3	65.9	68	96	117	837.3	199.54	93.08	204	174	165	Aerorefrigerante E6			
21.07.2001	16:00	123.50	177.1	10299	13.8	231	58.6	0.5	487	1.7	0.3	338.2	65.9	68	96	117	827.2	202.12	94.51	207	159	160	Aerorefrigerante E6			
22.07.2001	16:00	125.30	172.3	10218	15.1	251	52.3	14.7	421	581.9	0.3	332	62.8	75	107	135	1335.2	229.37	109.65	220	179	170	Intercambiador E1			

Continuación Anexo 10

CUADRO N°55 Continuación

	Hora	Carga Total GPM		Carga Barriles	PT1 PSI	TE2 F	Gasolina GPM		Fujo de Vapor Lb/hr				API Gasolina	Destilaciones			Vapor Lb/hr	TE20 F Sal E1	TE266F Sal E6	TE15 F Sal V1	Ubicación del punto de rocío
		FT1	FT1107				FT7	FT17	FT12	FT21	FT15	FT14		10%	50%	90%					
22 07 2002	09 00	124.90	172.4	10206	14.4	237	58.2	6	425	209.8	0.3	328.3	65.5	70	99	122	963.4	209.10	98.39	214	Aerorefrigerante E6
23 07 2001	07 00	22.00	28.6	1758	7.1	260	16.6	7.3	55	112.7	0.3	332	62.3	73	111	144	500	212.22	100.12	225	Aerorefrigerante E6
31 07 2001	09 00	123.90	156.9	9632	22.4	260	49.1	19.5	534	515.5	0.3	386.1	62.8	78	104	134	1435.9	246.45	119.14	210	Intercambiador E1
01 08 2001	17 00	120.90	159.7	9617	15.5	257	41.1	17.6	543	537.8	0.3	392.9	66.2	68	99	124	1474	238.33	114.63	199	Intercambiador E1
01 08 2001	10 00	102.70	176.4	9573	15.5	242	46.1	11.3	474	130.5	0.3	395.3	66.3	67	98	123	1000.1	219.3	103.9	193	Intercambiador E1
02 08 2001	11 00	105.10	176.2	9643	17.6	262	42.7	20.1	471	485.2	0.3	360.3	63	76	114	135	1316.8	238.74	114.86	201	Intercambiador E1
02 08 2001	16 00	112.90	170.7	9713	16.5	258	40.1	18.6	468	481.1	0.3	359.6	62.7	76	110	138	1309	239.11	115.06	199	Intercambiador E1
03 08 2002	10 00	114.70	165.2	9592	18.6	264	42.6	24.5	471	498.9	0.3	363.3	63	76	109	137	1333.5	237.46	114.14	206	Intercambiador E1
03 08 2002	17 00	115.90	170.5	9804	16.5	258	40.3	21.9	467	484	0.3	360.2	63	77	110	136	1311.5	236.39	113.55	199	Intercambiador E1
04 08 2001	01 00	114.80	165.3	9597	17.6	264	41.8	23.9	470	499	0.3	364	61.1	84	113	143	1333.3	204	169	158	Intercambiador E1
04 08 2001	16 00	120.80	159.4	9604	15.3	261	44	23.2	469	494.9	0.3	333.3	63.7	75	108	136	1297.5	200	175	160	Intercambiador E1
05 08 2001	00 00	118.30	154.9	9361	16	260	46.1	17.6	469	497	0.3	295.2	64.3	72	107	136	1261.5	202	179	166	Intercambiador E1
05 08 2001	09 00	115.90	153.8	9246	16.3	261	45.8	18.3	493	498.4	0.3	296.2	65	73	101	125	1287.9	205	180	168	Intercambiador E1
06 08 2001	21 00	116.60	154.4	9292	14.2	253	44.4	12.8	478	1.7	0.3	462.7	63.9	71	105	134	942.7	202	178	164	Intercambiador E1
06 08 2001	17 00	116.80	154.7	9316	15.2	238	49.6	6.5	479	1.7	0.3	460.3	63.9	71	105	134	941.3	196	176	164	Intercambiador E1
07 08 2001	17 00	116.80	154.7	9298	14.2	249	44.3	17.6	486	1.7	0.3	463.7	63.1	76	105	131	951.7	196	172	160	Intercambiador E1
07 08 2001	03 00	116.70	154.6	9295	15.2	241	45.2	16.4	573	1.7	0.3	462.1	64.1	71	104	129	1037.1	192	160	147	Intercambiador E1
08 08 2001	17 00	118.80	158.2	9489	15.1	245	38.2	21.5	579	1.7	0.3	356.1	64.7	70	103	129	937.1	202	150	140	Aerorefrigerante E6
08 08 2001	00 00	118.00	157.9	9460	14.1	239	40	19.8	578	1.7	0.3	333.5	64.4	67	102	129	913.5	202	149	139	Intercambiador E1
09 08 2001	10 00	110.80	159.8	9285	13.1	232	58	10.3	420	1.7	0.3	247.7	67	66	95	118	696.7	206	167	157	Aerorefrigerante E6
09 08 2001	17 00	114.60	157.4	9322	11	241	43.5	18.4	621	1.7	0.3	267.4	65.9	67	98	120	890.4	200	159	143	Aerorefrigerante E6
10 08 2001	17 00	111.00	159.9	9300	13.2	236	54.5	14.5	414	471.3	0.3	275.8	66	67	98	121	1161.4	206	172	159	Intercambiador E1
10 08 2001	12 00	112.10	160.8	9358	12.3	240	54.4	12.2	416	470.6	0.3	275.3	65.2	70	100	123	1162.2	205	173	161	Intercambiador E1
11 08 2001	00 00	108.80	162.6	9306	12.4	233	53.3	0.9	502	464.1	0.3	271.8	69.4	57	89	114	1238.2	205	175	163	Intercambiador E1
11 08 2001	03 00	107.30	161	9196	13.3	239	53.1	6.3	527	466.2	0.3	273.4	69.4	57	89	114	1266.9	210	180	169	Intercambiador E1
12 08 2001	10 00	107.10	161	9190	14.6	237	53	13.7	510	471.1	0.3	275.1	63.8	79	104	124	1256.5	206	176	165	Intercambiador E1
12 08 2001	00 00	107.60	161	9211	13.3	243	52.9	16.7	529	465.6	0.3	272.5	63.3	79	105	126	1267.4	208	176	165	Intercambiador E1
13 08 2001	16 00	108.30	162.7	9296	13.3	238	50.2	16.4	510	142.4	0.3	273.2	65.2	69	100	124	925.9	204	172	00 00	Aerorefrigerante E6
13 08 2001	01 00	107.10	161.1	9196	13.3	242	51.8	18.7	511	141.8	0.3	274.5	63.8	77	102	125	127.6	208	173	163	Aerorefrigerante E6
14 08 2001	11 00	108.70	162.4	9289	13.7	238	51.7	15.5	450	138.4	0.3	271.1	64.5	75	101	125	859.8	203	172	161	Aerorefrigerante E6
14 08 2001	16 00	109.80	160	9249	15.4	242	56.1	18.9	450	138	0.3	272	64.5	75	101	125	860.3	208	167	157	Aerorefrigerante E6
15 08 2001	20 00	112.90	155.9	9217	16.1	241	49.8	18.3	451	137.7	0.3	272.2	64.7	69	102	129	861.2	207	175	161	Aerorefrigerante E6
15 08 2001	09 00	108.60	162.8	9299	14.4	244	47.1	17.6	450	140.1	0.3	272.3	65.9	64	100	128	862.7	206	180	169	Aerorefrigerante E6
16 08 2001	21 00	105.60	165.5	9282	17.7	238	43.4	0.6	420	138.3	0.3	271.4	64.6	68	102	127	830	216	197	189	Intercambiador E1
16 08 2001	23 00	105.20	169.6	9416	15.6	247	44	8	421	138.4	0.3	270.6	64.6	68	102	127	830.3	213	192	182	Intercambiador E1
17 08 2001	01 00	115.70	196.7	10216	17.1	249	46.1	8.3	465	138.5	0.3	270.6	64	69	103	131	874.4	216	195	185	Intercambiador E1
17 08 2001	04 00	118.00	201.8	10981	16.9	247	45.9	6.1	463	140	0.3	271.4	64	69	103	131	874.4	216	195	184	Intercambiador E1
18 08 2001	02 00	107.60	200.7	9592	16.9	255	43.7	11.1	458	433.6	0.3	269.6	62.7	73	108	135	1161.5	206	176	162	Intercambiador E1
18 08 2001	20 00	107.30	200.7	10558	15.8	246	43.7	9.1	464	135.6	0.3	267.7	62.5	72	106	133	867.6	212	190	180	Intercambiador E1
27 08 2001	09 00	101.90	149.7	8631	10.8	247	61.6	21.4	421	1.7	0	0	65.3	68	102	129	422.7	206	147	133	Aerorefrigerante E6
27 08 2001	16 00	121.50	156.6	9534	12.9	246	53.7	17.7	574	304.7	0	254.4	65.3	68	102	129	1133.1	204	163	156	Intercambiador E1

Continuación Anexo 10

CUADRO N°55 Continuación

	Hora	Carga Total GPM		Carga Barriles	PT1 PSI	TE2 F	Gasolina GPM		Fujo de Vapor Lb/hr				API Gasolina	Destilaciones			Vapor Lb/hr	TE20 F Sal E1	TE266F Sal E6	TE15 F Sal V1	Ubicación del punto de rocío
		FT1	FT1107				FT7	FT17	FT12	FT21	FT15	FT14		10%	50%	90%					
28.08.2001	17:00	123.30	154	9503	22.5	267	52.4	16.4	573	304	0	253.1	64.5	62	98	131	1130.1	204	163	155	Intercambiador E1
28.08.2001	15:00	131.20	170.2	10327	22.1	271	14.3	25.9	466	302.9	0	376.3	67.1	60	92	123	1145.2	224	181	174	Intercambiador E1
29.08.2001	17:00	114.20	145.1	10329	20.8	283	57	31.1	465	30.9	0	378.4	63.2	61	104	141	1147.3	225	182	174	Aerorefrigerante E6
29.08.2001	00:00	114.20	145.1	8883	20.9	257	61.2	20.7	465	3607	0	390.9	63.6	63	103	141	4463.2	214	176	172	Intercambiador E1
30.08.2001	01:00	134.80	171.5	10496	21.3	271	65.3	27.2	458	259.6	0	368.2	64.3	63	100	134	1085.8	244	186	177	Aerorefrigerante E6
30.08.2001	16:00	128.30	162.9	9991	18.3	275	58.6	30.6	460	259.2	0	319.2	62.9	62	105	141	1038.4	244	183	173	Aerorefrigerante E6
31.08.2002	01:00	128.50	163.2	10010	19.4	275	58.8	30.2	457	259.5	0	322.2	63.7	62	103	140	1038.7	246	184	175	Aerorefrigerante E6
31.08.2002	15:00	131.10	160.7	9995	10.4	247	57.8	9.3	674	260	0	318.1	63.4	64	104	140	1252.1	216	167	147	Aerorefrigerante E6
01.09.2001	01:00	128.50	162.8	9997	13.5	271	50	24.2	606	260	0	315.5	61.4	79	122	149	1181.5	239	181	168	Aerorefrigerante E6
01.09.2001	15:00	128.30	160.8	9903	18.3	268	58.6	25.6	607	261.2	0	292	68.9	65	105	137	1160.2	242	184	175	Aerorefrigerante E6
02.09.2001	01:00	125.30	166.1	9988	11.2	150	36.4	17.3	606	260	0	291.2	64.5	77	110	131	1157.2	192	158	144	Intercambiador E1
02.09.2001	08:00	120.60	159.6	9595	13.2	262	45.1	15.9	665	437.3	0	231.4	63.9	65	105	137	1333.7	196	176	160	Intercambiador E1
03.09.2001	10:00	115.50	153.3	9209	11.9	261	41.5	18	665	438.4	0	190.4	62.9	79	115	143	1293.8	192	167	147	Intercambiador E1
03.09.2001	23:00	119.20	151.7	9298	13.2	263	42.5	18.3	665	435.5	0	230.3	62.2	80	116	143	1330.8	196	166	151	Intercambiador E1
04.09.2001	14:00	111.30	154	9092	14	235	40.7	8	671	435.9	0	95.2	63	80	115	142	1202.1	193	107	114	Intercambiador E1
04.09.2001	17:00	115.30	152.9	9201	11.1	262	38.7	19.8	680	437.5	0	100.6	66.5	78	105	125	1228.1	192	154	141	Intercambiador E1
05.09.2001	15:00	110.10	152	8988	14.6	216	42	12.4	535	256.1	270.1	383.9	67.4	76	101	120	1445.1	185	149	136	Intercambiador E1
05.09.2001	18:00	110.40	152.3	9006	8.4	241	41.8	13.6	501	1.9	0	367.5	69.9	68	91	110	870.4	182	131	127	Intercambiador E1
06.05.2001	09:00	111.00	154.2	9097	15.3	217	45.4	10.6	600	282.1	0	410.2	69.3	70	92	111	1292.3	186	150	134	Intercambiador E1
06.09.2001	16:00	111.40	153.9	9085	13.3	265	33.7	23.5	600	476.3	555.1	409.2	66.5	76	104	138	2040.6	202	164	139	Intercambiador E1
07.09.2001	21:00	113.30	156.5	9244	19	250	41.9	13	585	359.3	167.6	371	62.1	84	109	140	1482.9	207	184	158	Intercambiador E1
07.09.2001	16:00	115.30	159.1	9401	15.3	265	46.4	14	667	357.2	0	370.5	62.1	84	109	140	1394.7	207	185	166	Intercambiador E1
08.09.2001	21:00	106.00	158.4	9078	11.7	287	42	20.6	656	358.5	0.2	373.7	59.1	103	131	148	1388.4	194	171	160	Intercambiador E1
08.09.2001	16:00	121.90	143.7	9078	15.5	297	54.1	39.7	491	484.3	0.2	376.4	59.1	103	131	148	1351.9	194	171	160	Intercambiador E1
09.09.2001	11:00	122.20	143.3	9100	9.8	283	40.1	19.4	688	482.8	2	330.8	60.7	96	120	143	1503.6	193	163	140	Intercambiador E1
09.09.2001	23:00	122.10	143.4	9101	15.6	305	49.3	46.2	403	484.9	0.2	332.8	62.4	90	114	137	1220.9	225	182	170	Aerorefrigerante E6
09.09.2001	23:00	122.10	143.4	9101	15.6	305	49.3	46.2	403	484.9	0.2	332.8	62.4	90	114	137	1220.9	225	182	170	Aerorefrigerante E6
10.09.2001	01:00	122.20	143.3	9103	11.4	289	44.2	21.6	709	484.9	0.2	220.1	63.2	78	114	142	1414.2	191	167	153	Intercambiador E1
10.09.2001	08:00	124.90	140.6	9096	17.8	305	59.3	42.2	396	489.9	4.3	225.3	57.7	107	130	146	1115.5	235	180	170	Aerorefrigerante E6
11.09.2001	03:00	119.50	146	9102	18.3	305	48.3	51.4	376	460.6	0.2	221.5	59.1	96	127	147	1058.3	227	179	170	Aerorefrigerante E6
11.09.2001	08:00	119.60	146	9102	17.5	281	65.8	16.2	591	461.9	0.2	219.1	61.6	80	116	141	1272.2	214	179	170	Intercambiador E1
12.09.2001	22:00	119.50	146	9094	15.8	276	61.2	12.4	593	462.8	0.2	219.8	62.5	76	111	134	1275.8	215	177	168	Intercambiador E1
12.09.2001	17:00	119.40	145.8	9096	17.5	281	67.2	17.7	589	459.9	0.2	219.9	62.5	76	111	134	1269	214	175	166	Intercambiador E1
13.09.2001	09:00	116.80	96.2	1294	14.7	275	62.1	17	602	466	0.2	222	61.3	86	117	140	1290.2	208	173	160	Intercambiador E1
13.09.2001	16:00	116.70	148.5	9104	17.4	268	57.2	24.6	599	464.3	0.8	221.2	61.3	86	117	140	1285.3	205	170	160	Intercambiador E1
14.09.2001	22:00	116.80	148.7	9104	18.4	257	83	0	601	461.8	0.2	220.4	62.5	68	102	126	1283.4	205	172	164	Intercambiador E1
14.09.2001	17:00	116.60	148.7	9097	17.8	267	58.7	23.1	600	464.7	0.2	221.2	62.5	68	102	126	1286.1	206	171	162	Intercambiador E1
15.09.2001	01:00	114.10	150.9	9083	16.4	315	91	20.1	563	313.4	0.2	222.5	61.3	75	115	149	1099.1	260	196	186	Aerorefrigerante E6
15.09.2001	16:00	93.30	134.4	7807	8.5	248	40.4	18.2	516	313.1	0.2	223.1	61.3	75	115	149	1052.4	199	169	155	Intercambiador E1
16.09.2001	18:00	100.30	150.3	8600	11.4	246	46.9	17.8	599	312.6	0.2	220.8	65.1	68	101	126	1132.6	204	173	162	Intercambiador E1

Continuación Anexo 10

CUADRO N°55 Continuación

	Hora	Carga Total GPM		Carga Barriles	PT1 PSI	TE2 F	Gasolina GPM		Fujo de Vapor Lb/hr				API Gasolina	Destilaciones			Vapor Lb/hr	TE20 F Sal E1	TE266F Sal E6	TE15 F Sal V1	Ubicación del punto de rocío
		FT1	FT1107				FT7	FT17	FT12	FT21	FT15	FT14		10%	50%	90%					
		23 09 2001	18.00				0.10	0.1	3	1.3	60	0		0	0	1.7					
23 09 2001	11.00	77.00	0	6587	6.6	260	44.1	30.7	559	77.4	4.7	176	63.5	72	108	137	817.1	188	154	139	Aerorefrigerante E6
24 09 2001	17.00	115.70	147.1	8993	10.1	242	59.1	3.9	600	1.7	1.9	271.9	62.5	73	110	138	875.5	203	167	156	Aerorefrigerante E6
24 09 2001	23.00	115.40	146.9	8987	11.5	261	52.8	9.1	593	379	23.7	256.1	62.5	73	110	138	1251.8	209	176	167	Intercambiador E1
25 09 2001	01.00	81.90	128.1	7191	8.5	250	41.3	10.8	613	373.9	0.2	248.9	61.5	76	113	144	1236	204	174	162	Intercambiador E1
25 09 2001	08.00	82.20	128.2	7199	8.5	247	43.5	7.6	612	374.4	0.2	250.3	63	76	112	140	1236.9	203	174	162	Intercambiador E1
26 09 2001	09.00	81.80	128.2	7201	8.5	247	43.2	9.1	611	373.3	0.2	248.9	63	74	109	138	1233.4	204	174	163	Intercambiador E1
26 09 2001	16.00	80.00	130.1	7201	10.5	253	43.5	17.9	612	374.4	0.2	250.3	62.5	74	110	139	1236.9	203	174	164	Intercambiador E1
27 09 2001	01.00	82.90	135.6	7493	11.5	252	45.7	16.2	640	372.8	0.2	250.3	63.1	74	108	137	1263.3	176	168	205	Intercambiador E1
27 09 2001	09.00	39.70	162.7	9006	12.6	260	49.4	18.4	634	373.7	0.2	250.8	62.5	73	110	141	1258.7	211	178	170	Intercambiador E1
28 09 2001	10.00	85.30	139.4	7699	10.4	235	53.2	2.1	385	376.6	0.2	252.4	63.7	71	100	124	1014.2	207	168	159	Intercambiador E1
28 09 2001	07.00	94.10	154.2	8502	16.5	262	54.2	26.6	579	375.5	0.2	252.6	63.2	70	104	134	1207.3	218	180	171	Aerorefrigerante E6
29 09 2001	01.00	85.20	138.9	7695	8.7	236	44.5	11.7	387	375.4	0.2	250.2	64.7	58	99	129	1012.8	209	168	159	Aerorefrigerante E6
29 09 2001	02.00	85.40	138.9	7696	8.4	242	40.8	12.5	405	375.6	0.2	250.4	64.7	58	99	129	1031.2	205	169	159	Intercambiador E1
30 09 2001	19.00	87.10	142.6	7902	10.6	234	50	12	685	1.8	0.2	243.9	64.5	69	101	125	930.9	199	168	159	Intercambiador E1
30 09 2001	17.00	87.80	142.9	7900	10.6	236	50.4	12.3	692	1.8	0.2	248	64.5	69	101	125	942	199	168	160	Intercambiador E1
01.10.2001	09.00	87.80	142.9	7901	10.8	232	48.5	13.7	640	1.8	0.2	247.8	63	80	104	127	889.8		168	151	Intercambiador E1
01.10.2001	16.00	102.40	189.4	9998	13.6	242	60.7	16.9	613	1.8	0.2	252.4	65.2	69	99	124	867.4		171	163	Intercambiador E1
02.10.2001	16.00	77.50	126.8	6997	8.6	231	42.6	13.4	586	1.8	0.2	244	63.7	71	107	137	832	190	164	147	Intercambiador E1
02.10.2001	02.00	107.90	183.5	9992	13.6	247	56	18.8	579	1.8	0.2	250.8	65.1	68	101	127	831.8	209	170	163	Aerorefrigerante E6
04.10.2001	01.00	122.90	180.9	10418	17.7	245	52	18.2	545	1.8	0.2	255.1	66.7	65	96	119	802.1	200	166	157	Aerorefrigerante E6
04.10.2001	08.00	126.60	177.3	10404	17.7	249	50	20	592	1.8	0.2	254.5	64.7	71	101	128	848.5	201	167	157	Intercambiador E1
05.10.2001	01.00	113.80	157.2	9295	15.7	243	48.2	10.4	734	1.8	0.2	254.4	65.1	70	100	124	990.4	201	167	157	Intercambiador E1
05.10.2001	14.00	108.40	162.7	10396	17.7	259	42.5	23.5	623	419.8	0.2	252.3	63.6	73	107	135	1295.3	199	167	157	Intercambiador E1
06.10.2001	16.00	103.80	155.5	8883	17.7	255	39.3	21.9	621	475.2	0.2	250.9	64.7	68	104	130	1347.3	203	169	161	Intercambiador E1
06.10.2001	01.00	108.60	162.7	9303	17.7	259	43.4	20.7	617	477.1	0.2	252.4	63.3	70	106	137	1346.7	205	171	163	Intercambiador E1
07.10.2001	19.00	77.50	126.6	6997	11.9	226	41	12.5	617	1.8	0.2	241.9	63	73	110	139	860.9	190	157	141	Intercambiador E1
07.10.2001	03.00	100.30	150.4	8597	18.7	257	39.7	20.1	619	476.8	0.2	252.6	64	70	106	135	1348.6	202	167	158	Intercambiador E1
08.10.2001	17.00	95.20	155.4	8599	16.7	253	39.3	14.3	623	478.2	0.2	249.7	61.9	76	112	142	1351.1	202	169	159	Intercambiador E1
08.10.2001	16.00	99.80	162.8	8997	19.3	259	40.3	19.4	671	477.7	0.2	250.2	61.9	76	112	142	1399.1	203	173	164	Intercambiador E1
09.10.2001	16.00	122.40	183.7	10459	15.4	253	49.1	21.9	703	475.4	0.2	249.9	62.8	71	109	138	1428.5	215	180	171	Intercambiador E1
09.10.2001	19.00	125.80	181	10505	16.4	261	48.1	24.2	666	476.4	0.2	249.4	62.8	71	109	138	1392	220	182	173	Intercambiador E1
10.10.2001	10.00	113.20	191.8	10460	15.4	238	56.7	15.3	567	1.8	0.2	246.8	66.4	66	100	126	815.8	211	172	164	Aerorefrigerante E6
10.10.2001	16.00	113.40	192.2	10479	15.4	241	56	16.2	567	1.8	0.2	247.7	65.8	68	98	123	816.7	211	172	163	Aerorefrigerante E6
11.10.2001	01.00	119.40	187.1	10509	14.4	243	51.5	18.7	438	1.8	0.2	246.7	65.1	72	103	130	686.7	213	170	162	Aerorefrigerante E6
11.10.2001	08.00	122.90	183.7	10503	14.5	233	54.6	14.7	518	1.8	0.2	246.3	66.4	66	98	125	766.3	207	167	158	Aerorefrigerante E6
12.10.2001	14.00	122.40	184	10515	19.8	241	76.1	10	548	1.8	0.2	252.1	66.4	66	97	120	802.1	215	174	166	Aerorefrigerante E6
12.10.2001	16.00	125.10	181.3	10497	15.9	230	52.8	12.2	550	1.8	0.2	250.2	67	62	95	121	802.2	201	168	165	Aerorefrigerante E6
13.10.2001	17.00	125.60	181	10519	17.3	242	61.2	16.6	550	1.8	0.2	250.4	64.8	69	99	123	802.4	209	171	162	Aerorefrigerante E6
13.10.2001	19.00	128.50	176.2	10450	13.9	235	46.8	19.1	556	1.8	0.2	250.3	64.8	69	99	123	808.3	199	167	159	Aerorefrigerante E6
14.10.2001	09.00	116.80	174.8	9987	12.8	228	43.5	15.4	506	1.7	0.2	253.3	66.5	66	96	120	761.2	197	167	153	Aerorefrigerante E6
14.10.2001	02.00	116.90	175.1	10001	13.1	236	44.3	18.7	553	1.7	0.2	252.5	64.7	70	101	129	807.4	200	168	156	Aerorefrigerante E6

Continuación Anexo 10

CUADRO N°55 Continuación

	Hora	Carga Total GPM		Carga Barriles	PT1 PSI	TE2 F	Gasolina GPM		Fujo de Vapor Lb/hr				API Gasolina	Destilaciones			Vapor Lb/hr	TE20 F Sal E1	TE266F Sal E6	TE15 F Sal V1	Ubicación del punto de rocío
		FT1	FT1107				FT7	FT17	FT12	FT21	FT15	FT14		10%	50%	90%					
15.10.2001	18:00	116.60	174.8	9990	12.1	229	42.1	13	503	1.7	0.2	250.4	67	66	95	118	755.3	198	168	153	Aerorefrigerante E6
15.10.2001	00:00	116.60	174.7	10003	13.1	231	46.3	17.4	502	1.7	0.2	250.9	65.4	70	99	124	754.8	198	164	151	Aerorefrigerante E6
16.10.2001	01:00	100.90	171.3	9317	14.9	237	46.1	17.9	506	1.7	0.2	249.8	66.1	68	97	122	757.7	205	168	159	Aerorefrigerante E6
16.10.2001	08:00	94.90	161.7	8802	12.3	233	38.3	16.6	504	1.7	0.2	250.3	64.7	73	102	127	756.2	201	166	149	Aerorefrigerante E6
16.10.2001	08:00	94.90	161.7	8802	12.3	233	38.3	16.6	504	1.7	0.2	250.3	64.7	73	102	127	156.2	201	166	149	Intercambiador E1
17.10.2001	16:00	95.00	161.7	8806	14.1	235	44.2	12.8	514	1.8	0.2	248.9	66.2	68	99	126	764.9	202	161	147	Intercambiador E1
17.10.2001	01:00	94.80	161.1	8797	14.5	252	37.7	17.6	617	378.8	0.2	249.3	64.9	68	105	130	1254.3	210	170	149	Intercambiador E1
18.10.2001	04:00	92.90	158.2	8600	14.1	227	43.5	10.9	513	1.8	0.2	247.5	66.9	67	98	124	762.5	198	158	145	Intercambiador E1
18.10.2001	18:00	95.10	161.7	8800	14.1	236	44	13.5	511	1.8	0.2	248.2	65.4	67	100	126	761.2	202	161	147	Aerorefrigerante E6
19.10.2001	17:00	98.40	142	8258	10.1	229	31.6	13.1	370	1.8	0.2	248.1	65	67	102	130	620.1	192	136	137	Intercambiador E1
19.10.2001	10:00	171.80	202.7	12856	21	255	43.2	21	558	1.8	0.2	246.8	65.6	67	99	125	806.8	212	166	151	Intercambiador E1
20.10.2001	18:00	167.70	211.2	12989	17.3	254	51	20.5	536	1.8	0.2	247.6	65.3	70	102	129	785.6	241	180	159	Aerorefrigerante E6
20.10.2001	01:00	172.60	205.2	12950	17	248	50.3	19.3	528	1.8	0.2	248.9	64.6	69	104	131	778.9	238	174	154	Aerorefrigerante E6
21.10.2001	17:00	175.10	205.4	13053	20.1	250	43	20.8	423	1.8	0.2	194	63.4	67	105	136	619	213	164	150	Aerorefrigerante E6
21.10.2001	00:00	175.60	205.8	13077	21.1	242	51	9.8	464	1.8	0.2	233.3	67.1	63	96	122	699.3	209	170	151	Aerorefrigerante E6
23.10.2001	06:00	54.60	144.3	6228	0.6	188	0	0	0	1.7	0.2	0	63.6	75	105	131	1.9	111	66	62	Intercambiador E1
24.01.2001	15:00	140.90	165.3	10499	14.1	265	42.2	22.9	590	515.5	0.2	217.2	62.4	75	112	146	1322.9	236	182	171	Aerorefrigerante E6
24.01.2001	00:00	140.80	165.3	10502	16.2	285	55.5	30.1	300	520.9	0.2	219.4	62.8	76	109	137	1040.5	257	184	174	Aerorefrigerante E6
25.10.2001	09:00	110.50	140.6	8607	11	255	37.6	18.9	636	517.5	0.2	71.5	62.8	75	110	143	1225.2	228	176	163	Aerorefrigerante E6
25.10.2001	17:00	140.90	165.3	10501	14.1	267	41.9	23.9	572	514.8	0.2	165.1	62.4	76	112	142	1252.1	236	182	171	Aerorefrigerante E6
26.10.2001	09:00	108.00	137.2	8405	11	254	38.8	17.8	631	517.8	0.2	73.7	63	73	109	140	1222.7	230	178	165	Aerorefrigerante E6
26.10.2001	16:00	101.70	140.2	8299	10	248	39.4	16.3	633	514.5	0.2	70.5	63	74	109	139	1218.2	225	176	163	Aerorefrigerante E6
27.10.2001	17:00	101.70	140.6	8293	10	248	38.8	15.9	634	514.5	0.2	69.7	63.6	69	105	135	1218.4	224	176	163	Aerorefrigerante E6
27.10.2001	16:00	96.80	145.3	8306	10	242	40	16.2	635	512.2	0.2	70.5	63.6	69	105	135	1217.9	221	178	161	Aerorefrigerante E6
28.10.2001	09:00	96.70	145.2	8299	12.1	234	39.3	9.7	606	514.4	0.2	72.1	65.6	66	100	126	1192.7	194	171	157	Intercambiador E1
28.10.2001	00:00	96.60	144.9	8299	10	244	40.4	16.1	632	513.8	0.2	71	64.4	70	104	132	1217	223	176	165	Aerorefrigerante E6
29.10.2001	22:00	98.20	147.5	8414	9.2	238	62.1	8.2	561	507	0.2	69.9	67.4	64	96	122	1138.1	192	161	141	Intercambiador E1
29.10.2001	00:00	98.10	147.1	8404	12	232	61	10.3	564	147.5	0.2	70.9	65.3	68	101	127	782.6	190	166	152	Aerorefrigerante E6
30.10.2001	09:00	125.30	195.7	11008	16.1	236	53.2	10.1	669	1.8	0.2	73.3	67	65	95	118	744.3	216	170	163	Aerorefrigerante E6
01.11.2001	01:00	128.30	192.3	11000	18.1	240	52.4	14.2	675	1.8	154.5	76.7	66.9	65	96	120	908	221	178	169	Aerorefrigerante E6
01.11.2001	05:00	131.70	177	10591	12	230	45.7	9	680	144.5	241.9	70.8	66.9	65	96	120	1137.2	202	174	163	Aerorefrigerante E6
02.11.2001	17:00	133.40	179.1	10716	12.4	234	46.8	14.2	669	436.6	254.4	71	66.5	66	97	122	1431	205	174	163	Aerorefrigerante E6
02.11.2001	10:00	170.70	188.4	12315	19.4	251	53.8	13.9	662	308	280.2	74.4	66.2	65	98	123	1324.6	239	192	179	Aerorefrigerante E6
03.11.2001	17:00	170.20	195.1	12518	20.2	246	54	14.6	667	305.6	283.1	56.4	65.2	67	101	127	1819.7	239	192	179	Aerorefrigerante E6
03.11.2001	02:00	159.60	203.9	12474	20.2	257	50.4	20.7	665	307	179.7	165.1	66.2	68	99	123	1316.8	247	194	182	Aerorefrigerante E6
04.11.2001	18:00	173.30	200.1	12792	23.3	316	60.9	13.3	663	305.2	179.6	164.5	64.1	68	105	132	1312.3	191	183	243	Aerorefrigerante E6
04.11.2001	00:00	179.80	189.6	12654	27.7	347	56	20.9	466	308.2	176	164.4	63.8	72	106	137	1114.6	189	181	266	Aerorefrigerante E6
05.11.2001	09:00	192.00	215.5	13971	21.2	254	47.7	16.6	622	310.4	8.3	166.4	63	73	103	137	1107.1	224	193	181	Intercambiador E1
05.11.2001	00:00	128.40	192.6	10995	12.1	242	44.3	13.2	542	115.3	0.2	150.7	64.2	70	104	131	808.2	206	175	164	Intercambiador E1
06.11.2001	17:00	185.20	209.5	13524	19.3	246	45.2	15.7	564	73.3	0.2	151.6	65.3	68	101	127	789.1	238	188	180	Intercambiador E1
06.11.2001	05:00	128.5	192.5	10993	11.1	240	43.8	14.4	541	90.1	0.2	1580.3	64.2	71	105	135	2211.6	206	173	160	Intercambiador E1

ANEXO N°11: Evaluación de Agentes Corrosivos

CUADRO N° 57 : Evaluación de agentes Corrosivos 16 Julio del 2001

Crudo		Fase Hidrocarburo									Fase Acuosa			Observaciones
Punto de Muestreo	API	BSW	Sales PTB	Agua Destil	Destil	Acidez	S _{RAYOS X} % Masa	H ₂ S EPA Adsorción	S _{mercant Y} H ₂ S Cuant	S _{mercant Y} H ₂ S Cuanl	PH	FE	Cl ⁻	
1	17.4	0.3												
2														
2.1														
Crudo Red.														

Gasolina		Fase Hidrocarburo									Fase Acuosa				Muestreo
Punto de Muestreo	API	BSW	Sales PTB	Agua Destil	Destil	Acidez	S _{Lampara} ppm	H ₂ S EPA Adsorción	S _{mercant Y} H ₂ S Cuant	S _{mercant Y} H ₂ S Cuanl	Lamina Cu	PH	FE	Cl ⁻	
3															
4a															
4d															
6	58.1	0	0.01												
7															
8															
9															
10	72.1	0	0.23												
11	56.9	0.05	0.52												0.8% de agua prec.

Solvente		Fase Hidrocarburo									Fase Acuosa				Muestreo
Punto de Muestreo	API	BSW	Sales PTB	Agua Destil	Destil	Acidez	S _{Lampara} ppm	H ₂ S EPA Adsorción	S _{mercant Y} H ₂ S Cuant	S _{mercant Y} H ₂ S Cuanl	Lamina Cu	PH	FE	Cl ⁻	
12															
13															
14	46.2	0.2	0.62												8% de agua prec.
15	46.5	0													2.5% de agua prec.

Agua - Condensados

Punto de Muestreo	PH	FE	Cl ⁻	Muestreo	Hora
5	6.57	3.7	436		16/07/2001, 18:00
8	5.95	10.7	62.81		16/07/2001, 18:20

Continuación ANEXO N°11

CUADRO N° 57 A : Evaluación de agentes Corrosivos 21 Julio del 2001

Crudo	Fase Hidrocarburo										Fase Acuosa			Observaciones	
	Punto de Muestreo	API	BSW	Sales PTB	Agua Destil	Destil	Acidez	S _{RAYOS X} % Masa	H ₂ S EPA Adsorción	S _{mercant Y} H ₂ S Cuant	S _{mercant Y} H ₂ S Cuanl	PH	FE		Cl ⁻
1	19.5	0.6	35.94				1.041								
2		0	0.3												
2.1		0	0.26												
Crudo Red.			1.2				1.15								

Gasolina	Fase Hidrocarburo										Fase Acuosa			Muestreo	
	Punto de Muestreo	API	BSW	Sales PTB	Agua Destil	Destil	Acidez	S _{Lampara} ppm	H ₂ S EPA Adsorción	S _{mercant Y} H ₂ S Cuant	S _{mercant Y} H ₂ S Cuanl	Lamina Cu	PH		FE
3															
4a															
4d															
6	33	0.025	0.01				570		2.79						
9															
10	71.5	0.025					150			Positivo	1b			5.052	
11	56.9	0.05					55		10.81	Positivo	1b			4.254	

Solvente	Fase Hidrocarburo										Fase Acuosa				Muestreo		
	Punto de Muestreo	API	BSW	Sales PTB	Agua Destil	Destil	Acidez	S _{Lampara} ppm	H ₂ S EPA Adsorción	S _{mercant Y} H ₂ S Cuant	S _{mercant Y} H ₂ S Cuanl	Lamina Cu	Por Separ.			Presipitada	
													PH	Cl ⁻		PH	Cl ⁻
12																	
13																	
14	51.4	0.025	1.32				7.5			Negativo	1a		14.89	6	34.6	8% Agua pptd	
15	46.5	0.025	0.02				10.5			Negativo	4b		12.56	6	40	2.5 % Agua pptd	

Agua - Condensados

Punto de Muestreo	PH	FE	Cl ⁻	Muestreo	Hora
5	9.5	0.14	213	Transp., caliente	16/07/2001, 18:00
8	7.71	0.21	32	Transp., fno, pptd	16/07/2001, 18:20

(1) Solo sedimentos, no se observo agua.

Continuación ANEXO N°11

CUADRO N° 57 B : Evaluación de agentes Corrosivos 21 Julio del 2001

Punto de Muestreo	Fase Hidrocarburo										Fase Acuosa			Observaciones
	API	BSW	Sales PTB	Agua Destil	Destil	Acidez	S _{RAYOS} x % Masa	H ₂ S EPA Adsorción	S _{mercant} Y H ₂ S Cuant	S _{mercant} Y H ₂ S Cuanl	PH	FE	Cl ⁻	
1	17.9	0.15	24.53				1.1							
2														
2.1														
Crudo Red.	9.9						1.26							

Punto de Muestreo	Fase Hidrocarburo										Fase Acuosa				Muestreo
	API	BSW	Sales PTB	Agua Destil	Destil	Acidez	S _{Lampara} ppm	H ₂ S EPA Adsorción	S _{mercant} Y H ₂ S Cuant	S _{mercant} Y H ₂ S Cuanl	Lamina Cu	PH	Cl ⁻	PH	
3															
4a	66.2	0.05	0.03				10		Positivo (-)	4a	6.93	4.25			
4d	62.8	0.025	0.22				57	0.77	Positivo (+)	1b	7.01	20.5	7.93	191.95	2.6 % agua precipitada
6	62.9	0.025	0.18				88	4.4/1.75	Positivo (+++)			9.57			Trazas de agua precipitada
7	75.1	0.025						1.53/0.24	Positivo (-)	4a			7.83	145.17	Alto contenido de agua
10	72.8	0.025	0.2				96		Positivo (++)	3a	6.3	8.77			Trazas de agua
11								10.81	Positivo (+++)	1b	6.8	18.9			

Punto de Muestreo	Fase Hidrocarburo										Fase Acuosa		Observaciones	
	API	BSW	Sales PTB	Agua Destil	Destil	Acidez	S _{Lampara} ppm	H ₂ S EPA Adsorción	S _{mercant} Y H ₂ S Cuant	S _{mercant} Y H ₂ S Cuanl	Lamina Cu	PH		Cl ⁻
12														
13	59.6	0.025	0				7		Negativo	2a				
14	51.6	0.025	0				17		Positivo (=)	3a			14.89	8% Agua pptd
15	49	0.025	0				63		Negativo	1b			12.76	2.5 % Agua pptd

Agua - Condensados

Punto de Muestreo	PH	FE	Cl ⁻	Obs	Hora
5	8.88	0.28	425.4		26/07/2001. 8.30
8	8.28	0.35	53		26/07/2001. 9.00

(1) Solo sedimentos, no se observo agua.

Continuación ANEXO N°11

CUADRO N° 57 C : Evaluación de agentes Corrosivos 31 Julio del 2001

Crudo	Fase Hidrocarburo										Fase Acuosa			Observaciones	
	Punto de Muestreo	API	BSW	Sales PTB	Agua Destil	Destil	Acidez	S _{RAYOS X} % Masa	H ₂ S EPA Adsorción	S _{mercant Y} H ₂ S Cuant	S _{mercant Y} H ₂ S Cuanl	PH	FE		Cl ⁻
1	19.6	0.4	18.31				1.1525								
2	19.4	0.3	18.31				1.1588								
2.1	19.4	0.4	19.84				1.1758								
2.2	20.1	0.4	16.8				1.1899								
Crudo Red.	10.8						1.46								

Gasolina	Fase Hidrocarburo										Fase Acuosa					Observación		
	Punto de Muestreo	API	BSW	Sales PTB	Agua Destil	Destil	Acidez	S _{Lampara} ppm	H ₂ S EPA Adsorción	S _{mercant Y} H ₂ S Cuant	S _{mercant Y} H ₂ S Cuanl	Lamina Cu	Por Arrastre		Precipitada			
													PH	Cl ⁻	PH		Fe	Cl ⁻
4a	57.3						14		150 - 1.72	Positivo (+)	1b	6.34	1.6					
4d	60.2						141		0.87	Positivo (++)	1b	5.4	11.96	5.96	3.97	174		
6	59.6						90		0.43 - 1.74	Positivo (++)	1b	6.28	0.27				Sin Agua	
7a	64.4						193		1.11 - 0.89	Positivo (+)	4b	6.19	6.85	6.58	1.4	5.32		
10	75.3						157		7.28 - 2.35	Positivo (+++)	4b	6.05	0					
11	59.9		0.43				176		1.41 - 0.44	Positivo (++)	4a	5.7	1.06					

Solvente	Fase Hidrocarburo										Fase Acuosa					Observación		
	Punto de Muestreo	API	BSW	Sales PTB	Agua Destil	Destil	Acidez	S _{Lampara} ppm	H ₂ S EPA Adsorción	S _{mercant Y} H ₂ S Cuant	S _{mercant Y} H ₂ S Cuanl	Lamina Cu	Por Separ.		Precipitada			
													PH	Cl ⁻	PH		Fe	Cl ⁻
13	52.4						151		0.17	Positivo (++)	1b	4.91	6.38				Sin Agua	
14	46.6						138		0.65 - 0.16	Positivo (++)	1b	5.47	6.38	5.21	8	34.56		
15	45.4						45		0.8 - 0.16	Positivo (-)	1b	4.92		5.15	Trazas	3.19		

Agua - Condensados

Punto de Muestreo	PH	FE	Cl ⁻	Muestreo	Hora
5	6.57	41.2	277		
8	5.91	20.3	213		

Continuación ANEXO N°11

CUADRO N° 57 D : Evaluación de agentes Corrosivos 04 Agosto del 2001

Crudo	Fase Hidrocarburo										Fase Acuosa			Observaciones
	Punto de Muestreo	API	BSW	Sales PTB	Agua Destil	Destil	Acidez	S _{RAYOS X} % Masa	H ₂ S EPA Adsorción	S _{mercant Y} H ₂ S Cuant	S _{mercant Y} H ₂ S Cuantl	PH	FE	
1	19.1	0	6.57				1.205							
2	19.1	0	6.31				1.204							
2.1	19.2	0	6.7				1.206							
2.2	19.2	0	7.1				1.208							
Crudo Red.	14						1.51							

Gasolina	Fase Hidrocarburo											Fase Acuosa					
	Punto de Muestreo	API	BSW	Sales PTB	Agua Destil	Destil	Acidez	S _{Lampara} ppm	S _{mercant Y} H ₂ S Cuantl		Prueba Doctor	Lamina Cu	Por Arrastre		Precipitada		
									H ₂ S	Mercaptanos			PH	Cl ⁻	PH	Fe ppm	Cl ⁻
4a	57.3						202	0.21	1.07	Positivo (+)	1b	5.37	1.06	*	15.99	*	
4d	61.2						11	0.98	0.44	Positivo (+++)	2c	5.67	8.77	4.9	14.98		
6	61.1						813	0.87	0.89	Positivo (++)	3b	5.83	0.53	*	*	5.2	
7a	70.6						1.37	1.37	1.37	Positivo (++++)	4b	6.63	4.26	6.58	0	0.58	
10	76.4						262	4.72	2.83	Positivo (+++++)	4a	8.46	0	8.3	*	*	
11	61.1						20	1.31	1.31	Positivo (++)	2a	5.3	0	*	*	*	

Solvente	Fase Hidrocarburo											Fase Acuosa					
	Punto de Muestreo	API	BSW	Sales PTB	Agua Destil	Destil	Acidez	S _{Lampara} ppm	S _{mercant Y} H ₂ S Cuantl		S _{mercant Y} H ₂ S Cuantl	Lamina Cu	Por Separ.		Precipitada		
									H ₂ S	Mercaptanos			PH	Cl ⁻	PH	Fe	Cl ⁻
13											1a			6.51	4.31	13.29	
14	47.5									Positivo (++)	1b	5.80	5.05	5.58	Trazas	1.33	
15	46.7									Positivo (++)	1b			5.14	Trazas	7.18	

Agua - Condensados

Punto de Muestreo	PH	FE	Cl ⁻	Muestreo	Hora
5	5.39	35.22	143.6		06.07.2001
8	5.91	23.6	19.95		06.07.2001

Continuación ANEXO N°11

CUADRO N° 57 E : Evaluación de agentes Corrosivos 15 Agosto del 2001

Crudo	Fase Hidrocarburo										Fase Acuosa			Observaciones
	Punto de Muestreo	API	BSW	Sales PTB	Agua Destil %	Destil	Acidez	S _{RAYOS X} % Masa	H ₂ S EPA Adsorción	S _{mercant Y} H ₂ S Cuant	S _{mercant Y} H ₂ S Cuanl	PH	FE	
Crudo	19.4	0.8	65.7	1			1.14				4.89	13.3		
2	19.5	0.7		0.9			1.11				6.5			
Crudo Red.	10.4						1.26							

Gasolina	Fase Hidrocarburo										Fase Acuosa						
	Punto de Muestreo	API	BSW	Sales PTB	Agua Destil	Destil	Acidez	S _{Lampara} ppm	S _{mercant Y} H ₂ S _{cuantitvo}		Prueba Doctor	Lamina Cu	Por Arrastre			Precipitada	
									H ₂ S	Mercaptanos			PH	Cl ⁻	PH	Fe ppm	Cl ⁻
4a	58.7					0.0404	183	0.21	0.574		2c	5.17	4.52	Sin Agua Presipitada			
4d	61.1						159	0.98	0.87		2d	5.33	4.79	5.5	10.55	430.00	
6	61.4						87	0.87	10.9		3b	5.12	3.46	Sin Agua Presipitada			
7a	61.6						587	1.37	3.64		4c	5.41	5.05	7.42	15.95	0.50	
10	75.3						316	4.72	24		4a	5.34	4.79	Sin Agua Presipitada			
11	61.5						132	1.31	1.75		2c	5.28	3.19	Sin Agua Presipitada			

Solvente	Fase Hidrocarburo										Fase Acuosa					
	Punto de Muestreo	API	BSW	Sales PTB	Agua Destil	Destil	Acidez	S _{Lampara} ppm	S _{mercant Y} H ₂ S _{cuantitvo}		Prueba Doctor	Lamina Cu	Por Separ.		Precipitada	
									H ₂ S	Mercaptanos			PH	Cl ⁻	PH	Fe
12																
13														4.94	21.27	27
14	48.7						47	0.815	0.233		1b	4.76	6.65	4.76	66.47	
15	48.4						89	0.406	0.271		2b	4.90	6.38	Sin Agua Presipitada		

Agua - Condensados

Punto de Muestreo	PH	FE	Cl ⁻	Muestre	Hora
5	6.63	24.1	701		10.50
8	5.76	3.16	23.93		10.50

Continuación ANEXO N°11

CUADRO N° 57 F : Datos Adiconales de Operación

Fecha	TE 264	TE 265	TE 269	TE 272	TE 253	TE 27	TE 51*	TE 278	TE 256	TE 52	TE 283	TE 1	TE 400	PT 15	PT 1201 PSI
16/07/01	101	142	174	205	327	470	1224	301	102	523	622	650	643	288	287
18/07/01	101	141	170	190	301	466	1224	311	88	538	606	654	646	222	
20/07/01	100	135	152	177	309	454	1224	298	115	518	613	645	639	236	228
21/07/01	101	134	153	179	313	462	1224	292	94.3	515	609	650	643	212	200
31/07/01	97.5	139	155	192	309	482	1224	316	98.5	546	674	648	642	221	156
04/08/01	104	142	162	176	316	495	1224	311	90.4	535	641	651	644	159	
15/08/01	98.2	138	161	177	318	485	616	307	98.8	529	651	645	639	145	

Gasolina

Fecha	TE 2	TE 17	TE 20	TE 266	TE 15	TE 276	TE 277	TE 22	PT1	PT 106	PT 107	FT 17	FT 18	FT7 GPM	FT 50 GPM
16/07/01	269	255	215	180	170	1224	78.6	94.4	13.3	3.8	0.89	42.1	0.09		
18/07/01	257	259	215	182	171	1224	78	89.4	15.1	4.4	0.74	0.36	2.28	50.5	372
20/07/01	235	230	200	172	164		76.7	88.8	14	4.5	0.96	10.7	0	49.8	848
21/07/01	238	233	203	171	160	1224	78.6	88.3	15.1	5.66	3.66	14.8	4.76	4.76	
31/07/01	260	260	200	171	163	1224	74.7	86.8	15.6	5.35	0.04	23.8	0	38.9	800
04/08/01	267	264	204	170	158	1224	71.1	85.4	17.1	3.12	0.04	25.3	0.4	41.76	867
15/08/01	242	243	206	180	158	1224	68.5	88.5	14.5	6.21	1.07	16.3	4.52	47.6	1053

Solvente

Fecha	TE 33 F	TE 21 F	TE 31 F
16/07/01	337	79	66.7
18/07/01	337	79.2	65.2
20/07/01	300	89	65.4
21/07/01	305	98.6	67.4
31/07/01	342	89.6	67.4
04/08/01	342	77.1	64.9
15/08/01	315	85.4	97.2

Fecha	TE 28 F	TE 58 F	TE 59 F	TE 60 F	PT 29 PSI	TE 10 F	IC 1104 %	FT 12 LBM
16/07/01	637	375	621	625	16.5	496	52	
18/07/01	643	441	544	639	17.9	504	47	320
20/07/01	634	323	628	622	17.1	497	51	301
21/07/01	639	320	633	625	18.1	498	52	497
31/07/01	637	344	630	625	18.2	496	50	
04/08/01	640	340	633	627	19.7	502	53	466
15/08/01	633	326	629	620	17.2	492	54	447

ANEXO 12: Mediciones de Velocidad de corrosión (julio- Diciembre 2001)

Cuadro N°59: Velocidad de corrosión (julio- Diciembre 2001)

	Dia	Entrada E-1		Salida E-1		Entrada E-1A		Salida E-1A		Entrada E-1B		Salida E-6	
		Mediclon	MPY	Mediclon	MPY	Mediclon	MPY	Mediclon	MPY	Mediclon	MPY	Mediclon	MPY
ENE	23-Ene	Falla		172.0		296.0		264.0		Falla		Falla	
	29-Ene	Falla	Sin Dato	184.0	7.30	328.0	19.47	268.0	2.43	Falla	Sin Dato	Falla	Sin Dato
FEBRERO	9-Feb	Falla	Sin Dato	200.0	5.84	416.0	32.12	296.0	10.22	Falla	Sin Dato	Falla	Sin Dato
	20-Feb	Falla	Sin Dato	212.0	3.98	572.0	51.76	312.0	5.31	Falla	Sin Dato	Falla	Sin Dato
	22-Feb	Falla	Sin Dato	236.0	43.80	600.0	51.10	336.0	43.80	Falla	Sin Dato	Falla	Sin Dato
	27-Feb	Falla	Sin Dato	244.0	5.84	612.0	8.76	340.0	2.92	Falla	Sin Dato	Falla	Sin Dato
MARZO	1-Mar	Falla	Sin Dato	244.0	0.00	620.0	7.30	340.0	0.00	Falla	Sin Dato	Falla	Sin Dato
	8-Mar	Falla	Sin Dato	244.0	0.00	700.0	41.71	352.0	6.26	744.0	Sin Dato	60.0	Sin Dato
	13-Mar	68.0	Sin Dato	248.0	2.92	760.0	43.80	356.0	2.92	48.0	0.00	72.0	8.76
	15-Mar	72.0	7.30	252.0	7.30	788.0	51.10	360.0	7.30	48.0	0.00	72.0	0.00
	16-Mar	72.0	0.00	260.0	29.20	800.0	43.80	360.0	0.00	48.0	0.00	72.0	0.00
	27-Mar	96.0	7.96	316.0	18.58	60.0	0.00	412.0	17.25	80.0	10.62	116.0	14.60
	30-Mar	100.0	4.87	316.0	0.00	64.0	4.87	412.0	0.00	80.0	0.00	128.0	14.60
ABRIL	5-Abr	104.0	2.92	316.0	0.00	112.0	35.04	432.0	14.60	80.0	0.00	156.0	20.44
	18-Abr	120.0	4.49	316.0	0.00	148.0	10.11	452.0	5.62	80.0	0.00	248.0	25.83
	26-Abr	132.0	5.48	324.0	3.65	212.0	29.20	480.0	12.78	92.0	5.48	332.0	38.33
MAY	9-May	148.0	4.49	336.0	3.37	300.0	24.71	496.0	4.49	284.0	53.91	104.0	0.00
	16-May	152.0	2.09	356.0	10.43	328.0	14.60	500.0	2.09	312.0	14.60	108.0	2.09
JUNIO	1-Jun	168.0	3.89	468.0	27.25	356.0	6.81	620.0	29.20	344.0	7.79	152.0	10.71
	5-Jun	168.0	0.00	476.0	7.30	364.0	7.30	632.0	10.95	352.0	7.30	148.0	0.00
	12-Jun	188.0	10.43	492.0	8.34	384.0	10.43	680.0	25.03	372.0	10.43	160.0	6.26
	19-Jun	188.0	0.00	492.0	0.00	396.0	6.26	684.0	2.09	384.0	6.26	164.0	2.09
JULIO	16-Jul	212.0	3.24	560.0	9.19	448.0	7.03	716.0	4.33	460.0	10.27	208.0	5.95
	17-Jul	212.0	0.00	564.0	14.60	452.0	14.60	716.0	0.00	460.0	0.00	208.0	0.00
	18-Jul	220.0	29.20	568.0	14.60	448.0	0.00	716.0	0.00	460.0	0.00	208.0	0.00
	19-Jul	220.0	0.00	568.0	0.00	448.0	0.00	716.0	0.00	460.0	0.00	208.0	0.00
	20-Jul	224.0	14.60	568.0	0.00	448.0	0.00	716.0	0.00	464.0	14.60	210.0	7.30
	21-Jul	224.0	0.00	572.0	14.60	452.0	14.60	720.0	14.60	468.0	14.60	212.0	7.30
	31-Jul	284.0	21.90	48.0	0.00	492.0	14.60	788.0	24.82	488.0	7.30	224.0	4.38
AGOSTO	1-Ago	284.0	0.00	52.0	14.60	500.0	29.20	788.0	0.00	492.0	14.60	224.0	0.00
	2-Ago	288.0	14.60	48.0	0.00	500.0	0.00	784.0	0.00	484.0	0.00	224.0	0.00
	3-Ago	288.0	0.00	52.0	14.60	504.0	14.60	792.0	29.20	492.0	29.20	224.0	0.00
	4-Ago	296.0	29.20	52.0	0.00	508.0	14.60	796.0	14.60	492.0	0.00	236.0	43.80
	6-Ago	304.0	14.60	60.0	14.60	516.0	14.60	804.0	14.60	496.0	7.30	248.0	21.90
	8-Ago	312.0	14.60	60.0	0.00	524.0	14.60	812.0	14.60	500.0	7.30	244.0	0.00
	9-Ago	312.0	0.00	64.0	14.60	524.0	0.00	812.0	0.00	508.0	29.20	240.0	0.00
	10-Ago	312.0	0.00	60.0	0.00	524.0	0.00	812.0	0.00	508.0	0.00	240.0	0.00
	13-Ago	316.0	4.87	64.0	4.87	540.0	19.47	812.0	0.00	524.0	19.47	240.0	0.00
	14-Ago	316.0	0.00	64.0	0.00	540.0	0.00	812.0	0.00	532.0	29.20	244.0	14.60
	15-Ago	320.0	14.60	60.0	0.00	548.0	29.20	804.0	0.00	532.0	0.00	244.0	0.00
	17-Ago	316.0	0.00	68.0	14.60	556.0	14.60	816.0	21.90	544.0	21.90	248.0	7.30
	29-Ago	364.0	14.60	92.0	7.30	600.0	13.38	56.0	0.00	596.0	15.82	252.0	1.22
31-Ago	376.0	21.90	120.0	51.10	628.0	51.10	60.0	7.30	604.0	14.60	284.0	58.40	
SEPTIEMBRE	3-Sep	380.0	4.87	96.0	0.00	612.0	0.00	60.0	0.00	628.0	29.20	260.0	0.00
	4-Sep	384.0	14.60	96.0	0.00	612.0	0.00	60.0	0.00	640.0	43.80	264.0	14.60
	5-Sep	384.0	0.00	96.0	0.00	612.0	0.00	60.0	0.00	644.0	14.60	264.0	0.00
	6-Sep	384.0	0.00	96.0	0.00	620.0	29.20	60.0	0.00	652.0	29.20	264.0	0.00
	7-Sep	384.0	0.00	96.0	0.00	620.0	0.00	60.0	0.00	656.0	14.60	264.0	0.00
	11-Sep	392.0	7.30	104.0	7.30	628.0	7.30	56.0	0.00	680.0	21.90	260.0	0.00
	12-Sep	392.0	0.00	104.0	0.00	628.0	0.00	56.0	0.00	688.0	29.20	264.0	14.60
	13-Sep	388.0	0.00	104.0	0.00	632.0	14.60	56.0	0.00	700.0	43.80	264.0	0.00

Continuación Anexo N°12

	Dia	Entrada E-1		Salida E-1		Entrada E-1A		Salida E-1A		Entrada E-1B		Salida E-6	
		Medicion	MPY	Medicion	MPY	Medicion	MPY	Medicion	MPY	Medicion	MPY	Medicion	MPY
SEPTIEMBRE	25-Sep	408.0	6.08	144.0	12.17	664.0	9.73	84.00	8.52	752.0	15.82	268.0	1.22
	26-Sep	412.0	14.60	144.0	0.00	664.0	0.00	84.00	0.00	760.0	29.20	268.0	0.00
	27-Sep	412.0	0.00	144.0	0.00	672.0	29.20	84.00	0.00	768.0	29.20	268.0	0.00
	28-Sep	416.0	14.60	144.0	0.00	676.0	14.60	84.00	0.00	776.0	29.20	272.0	14.60
OCTUBRE	1-Oct	424.0	9.73	144.0	0.00	688.00	14.60	84.00	0.00	780.00	4.87	288.0	19.47
	2-Oct	424.0	0.00	144.0	0.00	688.00	0.00	88.00	14.60	780.00	0.00	296.0	29.20
	6-Oct	436.0	10.95	144.0	0.00	692.00	3.65	92.00	3.65	788.00	7.30	312.0	14.60
	9-Oct	440.0	4.87	144.0	0.00	696.00	4.87	92.00	0.00	792.00	4.87	324.0	14.60
	12-Oct	444.0	4.87	148.0	4.87	696.00	0.00	92.00	0.00	796.00	4.87	352.0	34.07
	16-Oct	452.0	7.30	152.0	3.65	696.00	0.00	92.00	0.00	792.00	0.00	368.0	14.60
	18-Oct	456.0	7.30	156.0	7.30	696.00	0.00	96.00	7.30	792.00	0.00	372.0	7.30
	20-Oct	460.0	7.30	156.0	0.00	700.00	7.30	96.00	0.00	792.00	0.00	380.0	14.60
	24-Oct	464.0	3.65	160.0	3.65	700.00	0.00	100.00	3.65	792.00	0.00	404.0	21.90
	26-Oct	468.0	7.30	172.0	21.90	704.00	7.30	104.00	7.30	Falla	Sin Dato	428.0	43.80
	31-Oct	468.0	0.00	196.0	17.52	704.00	0.00	108.00	2.92	4	Sin Dato	468.0	29.20
NOVIEMBRE	6-Nov	484.0	9.73	220.0	14.60	720.00	9.73	116.00	4.87	Falla	Sin Dato	544.00	46.23
	8-Nov	484.0	0.00	220.0	0.00	704.00	0.00	120.00	7.30	27.00	Sin Dato	588.00	80.30
	12-Nov	484.0	0.00	248.0	25.55	712.00	7.30	132.00	10.95	19.00	0.00	648.00	54.75
	14-Nov	488.0	7.30	264.0	29.20	712.00	0.00	132.00	0.00	19.00	0.00	692.00	80.30
	20-Nov	488.0	0.00	308.0	26.77	FUERA DE SERVICIO				60.00	24.94	168.00	0.00
	22-Nov	488.0	0.00	328.0	36.50	FUERA DE SERVICIO				60.00	0.00	188.00	36.50
	23-Nov	488.0	0.00	348.0	73.00	FUERA DE SERVICIO				60.00	0.00	192.00	14.60
	27-Nov	492.0	3.65	480.0	120.5	732.00	Sin Dato	Falla	Sin dato	60.00	0.00	200.00	7.30
	29-Nov	492.0	0.00	488.0	14.60	732.00	0.00	780	Sin Dat	FUERA DE SERVICIO		220.00	36.50

ANEXO N°13 : RESINA EPOXICA

3.14 NOVAPLATE UHS

COMP A: Parte Pigmentada
COMP B: Endurecedor

INFORMACIÓN SOBRE EL PRODUCTO	
DESCRIPCIÓN DE PRODUCTO	USOS RECOMENDADOS
<p>NOVOPLATE UHS, esta formulado en base a resinas Epoxy Novolaca y aminas cicloalifáticas. Es un producto 100% sólidos en volumen desarrollado especialmente para servicios donde se requiera alta resistencia química, resistencia a la temperatura, resistencia a la abrasión.</p> <p>La resina Epoxy Novolaca en combinación con aminas cicloalifáticas producen una polimerización entrecruzada muy superior, resultando una película de pintura con excelente resistencia química y excelente resistencia a la temperatura (200°C calor seco).</p> <p>NOVOPLATE UHS, por sus características especiales provee protección superior en bordes y filos que los epóxicos convencionales. Así mismo tiempo otras características como:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aplicación con Equipos Airless en altos espesores por capa. • Bajo VOC. <p>Fabricado según formulaciones de The Sherwin Williams. Co.</p>	<p>Se recomienda para la protección sobre acero preparado y concreto expuestos a ambientes industriales y marinos altamente agresivos, tales como:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Plantas químicas y Refinerías: Excelente resistencia en ambientes ácidos y alcalinos, resiste derrames y salpicaduras de la mayoría de estos agentes químicos. • Interior de tanques de almacenamiento de petróleo y derivados. • Interior de tanques de almacenaje de soluciones alcalinas. • Pisos industriales (Industria de la celulosa y papel). • Para usos específicos consultar con nuestro Departamento de Asistencia Técnica.

Continuación Anexo N°13

CARACTERÍSTICAS DEL PRODUCTO							
<p>Color: Blanco, Gris</p> <p>Acabado: Brillante</p> <p>Sólidos por peso : 98 +/- 2%</p> <p>Sólidos por volumen : 98 +/- 2%</p> <p>Espesor seco recomendado : Hasta 16 mils por capa</p> <p>Rendimiento Teórico : 17.3 m²/gl (a 8 mils película seca)</p> <p>Importante: El rendimiento teórico es calculado sobre la base de los sólidos por volumen y no incluye pérdidas debidas a la rugosidad o porosidad de la superficie, geometría de los elementos, métodos de aplicación, técnica del aplicador, regularidades de superficies, pérdida de material durante la preparación, dilución en exceso, condiciones climáticas y espesores excesivos de la película aplicada.</p> <p>Peso Específico : 1.34 +/- 0.15</p> <p>Vida Útil de la mezcla : 1 Horas a 25°C</p> <p><u>Observación</u> : A mayores temperaturas se reduce la vida útil</p> <p>Vida útil en stock : ComponenteA 12 meses ComponenteB 12 meses</p> <p>Adherencia ASTM 4541(tracción) : 90Kg/cm²</p> <p>Adherencia ASTM D4060 CS17,1Kg, 1000c: 55mg perd.</p> <p>Condiciones de almacenamiento: Conservar la pintura con el encase cerrado en un recinto seco y ventilado con temperatura entre 10 y 40°C</p>	<p>Proporción de Mezcla en Volumen: COMP A : 4 Partes COMP B : 1 Partes</p> <p>Tiempos de Secado a 25°C : Tacto : 4-8 Horas Manipulación : 14 Horas Curado Total : 7 Días</p> <p>Los tiempos de curado dependen de la temperatura ambiental y de la superficie, de la humedad relativa del aire y del espesor de la película. En condiciones deferentes a lo normal recomendamos consultar con el Departamento de Asistencia Técnica.</p> <p>Intervalo entre capas:</p> <p>Cuando es necesario aplicar unan segunda mano o para aplicación de la capa siguiente del producto recomendado en el esquema de pintado, deben observarse los intervalos entre capas mínimo y máximo indicado abajo.</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;">Temperatura</th> <th style="text-align: left;">Mínimo</th> <th style="text-align: left;">Máximo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>25°C</td> <td>14 Horas</td> <td>21 Días</td> </tr> </tbody> </table> <p>En caso de sobrepasar el tiempo limite máximo indicado para aplicación de la capa siguientes es necesario efectuar un "brush-off" o aplicar el PREPARADOR DE SUPERFICIE N°903 para obtener una adherencia satisfactoria entre capas.</p> <p>Inmersión (Temperatura Ambiente)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Petróleo y Derivados : (Recomendado) • Agua : (Recomendado) • Agua Salada : (Recomendado) • MTBE : (Recomendado) <p>Resistencia a la Temperatura : 200°C –232°C (Continuo)</p>	Temperatura	Mínimo	Máximo	25°C	14 Horas	21 Días
Temperatura	Mínimo	Máximo					
25°C	14 Horas	21 Días					

APÉNDICE

APÉNDICE N°1

A continuación se presentan la descripción general de todos los procesos totales que se llevan a cabo en la Refinería, dándose mayor énfasis a aquellos procesos que fueron objeto de nuestro estudio, se codificara cada equipo y se presentará el diagrama de flujo general base del estudio.

1. SISTEMA DE RECEPCIÓN DE CRUDO Y PRODUCTOS

El abastecimiento de crudos y productos se realiza por vía marítima a través del Amarradero de Conchán que consta de dos líneas submarinas: una de 18" para la recepción de Crudos y cabotajes de Gasóleo y Residuales, y otra de 10" para la recepción de productos blancos

2. PREPARACIÓN DE TANQUES DE ALIMENTACIÓN

Los tanques son llenados de la siguiente forma : Primero se debe descargar el crudo Loreto-OXY hasta un total de 75% en volumen del tanque y posteriormente la cuota de Residual Asfáltico en un 25% en volumen. El mezclado del tanque se produce por diferencia de densidades.

En el caso de que el tanque ha llenar tenga crudo OXY se debe transferir la base por la línea de tope del tanque para que se lleve a cabo la mezcla por diferencia de densidades. De no haber forma de dosificar el residual por el fondo para luego ser recirculado.

Para que el tanque este apto para ser alimentado a la Unidad de Destilación Primaria los valores de API deben ser uniformes en muestras de tope, centro y fondo y con el menor contenido de BSW (óptimo 0.05% en Vol, rango procesable hasta 0.5%Vol); para evitar variaciones en las condiciones de operación y presionamiento de la columna.

3. SISTEMA DE ALIMENTACIÓN A LA UNIDAD DE DESTILACIÓN PRIMARIA

El crudo es alimentado a la Unidad de Destilación Primaria mediante las bombas P-1/P-1B en paralelo usando típicamente la P-1 para el circuito 1 y la P-1B para el circuito 2 de crudo (pueden intercambiarse las bombas). Por insuficiente capacidad del grupo electrógeno, en los cortes de corriente es necesario poner en servicio la bomba recíproca P-1^a para mantener la Unidad Operando, pero a niveles de carga de 6000BPD.

El crudo antes de ingresar a las bombas de carga, cada a través de un filtro en la succión que retiene los sólidos en suspensión. Los tanques de alimentación de crudo son los N°6 (Crudo), 7 (Base Asfáltica), 21 (Crudo sistema Sum-Line) y 40 (Crudo). El tanque 21 dispone de un sistema de Sum-Line que permite el suministro a las bombas de carga a la altura del nivel de crudo, sin embargo también tienen la opción de usar una toma baja

4. CIRCUITOS DE PRECALENTAMIENTO Y CALENTAMIENTO DE CRUDOS

La refinería cuenta con dos circuitos de precalentamiento de crudo, CIRCUITO N°1 donde el crudo intercambia calor con los intercambiadores de calor de la Unidad de Destilación Primaria en el siguiente orden E-1 ó E-1^a (crudo vs vapores de gasolina de la Destilación Primaria), E-2 (crudo vs Kerosene), E-3 (crudo vs Kerosene), E-3A (crudo vs diesel), E-4 (crudo vs reflujo de diesel), E-5A/B (crudo vs crudo reducido). El crudo gana temperatura desde los 78-120°F hasta aproximadamente los 49°F, luego tenemos el CIRCUITO N°2 en el cual el crudo intercambia calor con el intercambiador de E-1B (crudo vs vapores de gasolina de la UDP) y luego con los intercambiadores de calor de la UDV E-33B (crudo vs gasóleo liviano), E-33A (crudo vs gasóleo Pesado), E-35A/B (crudo vs fondos de Vacío) y E35 (crudo vs fondos de vacío); ganando temperatura hasta 500°F.

Luego ambos circuitos se unen para luego separarse en dos ramales como sigue:

- Ingresar a la zona convectiva del horno F-1 y luego a la zona radiante del mismo a través de dos sistemas de tubos, a la salida se inyecta a la columna C-1

- Ingres a la zona convectiva del horno F-2 al salir se divide en dos ramales, uno de ellos para alimentar a la columna C-1 y el otro ingresa a la zona convectiva del F-1 para luego ingresar a la zona radiante por dos sistemas de tuberías y luego es alimentado a C-1 tubos, a la salida se inyecta a la columna C-1

5. UNIDAD DE DESTILACIÓN PRIMARIA

El crudo que sale del horno F-1 y luego parcialmente vaporizado ingresa a la zona flash localizada entre los platos 5 y 6 dentro de la columna los componentes ligeros ascenderán como vapores en contra corriente con el reflujo interno y externo, manteniéndose el equilibrio Vapor-Líquido en cada plato de la torre, de tal manera que el vapor que sale de cada palto es mas rico en componentes ligeros que el vapor que entra; lográndose así que los vapores se enriquezcan de componentes pesados conforme desciende a los platos inferiores de la columna.

Los productos obtenidos de cada corte de la UDP son gasolina (extraído en el tope de la columna), solvente (extraído del plato N ° 26), diesel (extraído del Plato N°20), Kerosene (extraído del plato N°12) y crudo Reducido (fondo de Columna)

6. UNIDAD DE DESTILACIÓN AL VACÍO.

El crudo reducido calentado en el Horno F-2 va hacia la zona flash de la columna de destilación al vacío (C-6) donde es separado en vapor y líquido, y aunque los componentes ligeros y pesados no pueden ser separados completamente completamente ya que aún no han sido rectificadas, una gran cantidad de los componentes más ligeros que tienen presiones de vapor mayores, serán separadas en los vapores, mientras que los productos más pesados con presiones de vapor menores, estarán contenidos en líquido.

La presión de operación de la columna de destilación al vacío es controlada con el PIC-101 (pantalla de control Producción-UDV). Un valor típico en la Refinería Conchán es de 2 psia

7. AGOTADORES O STRIPPERS

Los cortes laterales y los fondos de la fraccionadota contienen grandes cantidades de componentes ligeros (bajo punto de ebullición) que producen como resultado que el punto de inflamación (flash point) de los productos sea demasiado bajos y además la eficiencia en

la recuperación de los componentes ligeros será menor. Para esto existen los agotadores (Strippers) de solvente, Kerosene y Diesel, en los cuales los componentes más ligeros son despojados por medio de vapor de agua.

La principal variables de operación es el flujo de vapor, es decir, un aumento en el flujo de vapor del Stripper aumentará la eficiencia, o en términos concretos subirá el punto de inflamación de los productos (así como sus puntos iniciales de ebullición). La cantidad de producto que se extrae de la Torre es regulada por el control de nivel de cada uno de los agotadores.

8. AEROREFRIGERANTES.

Son equipos que permiten el enfriamiento de corrientes de proceso: Productos intermedios que normalmente constituyen los vapores de los topes de las columnas, los reflujos de tope o reflujo intermedio y los productos terminados.

En Refinería Conchán los enfriadores atmosféricos son de tiro forzado y accionados por motor eléctrico. El diámetro de tubos usados es de 1", 14BWG, de longitudes de 20fts. Con excepción de los E-13 de 8ft de Longitud y el E-14 de 16 fts Long. La distribución actual de aeorefrigerantes se muestran en el siguiente cuadro.

9. COALESCEDORES Y DESHIDRATADORES (Filtros de Sal)

Los coalescedores D-122 y D-123 son recipientes para separa el agua de las corrientes de Solvente y diesel respectivamente. El D-122 tiene internamente una malla de inoxidable para favorecer la coalescencia del agua y luego ingresa entre las piernas colectoras del agua, la que será drenada con periodicidad al sistema de drenaje industrial. En la última parada de Octubre de 1998 se reemplazó la malla por anillos rasching para evaluar su operación. El D-123 en cambio es un recipiente simple de separación de agua hidrocarburo.

Los filtros de sal D-120 y D-124 tenían anteriormente sal de roca distribuidos en capas. El producto entra por la parte superior y atraviesa las capas de sal. La cantidad de agua en suspensión del producto es tomado por la sal y se produce la separación de aceite y agua. El

producto sale por la parte superior y la solución de agua salada se precipita al fondo del recipiente, drenándose posteriormente con periodicidad al sistema de desagüe industrial

10. DRUMS ACUMULADORES DE TOPE

Son recipientes de separación por decantación de la gasolina pesada (V-1) y liviana (V-2) del agua condensada en el sistema de enfriamiento de tope (E-1 y E-6) y en el sistema de enfriamiento de los gases y vapores de salida del acumulador V-12 (E15).

Cada acumulador dispone de una pierna de acumulación de agua cuyo nivel es controlado mediante control automático y/o manual, asimismo se dispone de una toma de succión de producto (línea interna de 3" diámetro y situada a 10" de la base del drum), la cual minimiza el riesgo de reflujar agua a la columna en el caso de V-1 y en el caso del V-2 asegura la transferencia de gasolinas libre de agua.

11. DRUMS DE TRATAMIENTO CON SODA.

Los drums de tratamiento con soda están compuestos por 1 torre de lavado con soda 1 torre de lavado con agua y son usados para remover o convertir los mercaptanos en disulfuros. De esta forma se puede eliminar los mercaptanos, H₂S, gas carbónico, Tiofenoles, etc.

En RFCO se cuenta con los siguientes sistemas de tratamiento con soda.

C4	+	V3	-----	Tratamiento para gasolinas
D133	+	D134	-----	Tratamiento para solvente 1
D126	+	D127	-----	Tratamiento para solvente 3
D131			-----	Torre de lavado con soda alterno.

12. EQUIPOS DEL SISTEMA

12.1 Circuito de Pre calentamiento de Crudo

12.1.1 Circuito N°1

CUADRO N°60 : Intercambiadores en la Destilación Primaria (Datos de Proceso)

TAG	Tipo de Fluido		Lado Tubos °F		Lado Casco °F		N°Tubos	N° Pasos	Area ft2	Duty (2)
	Casco	Tubos	Ent	Sal	Ent	Sal				
E-1	Vap. Gasolina	Crudo Cic.1	110	130	272	240	128	6t	655	3.6
E-1A	Vap. Gasolina	Crudo Cic.1	110	130	272	240	156	6t	817	0.79
E-2	Kerosene	Crudo Cic.1	130	147	401	389	6t	3sec	783	0.88
E-3	Diesel	Crudo Cic.1	147	148	436	429	8	4sec	404	0.49
E-214 (1)	Refl. Diesel/ Diesel	Crudo Cic.1	147	219	436	429	72	10t	368	1.639
E-531 (1)	Refl. Diesel/ Diesel	Crudo Cir 1	148	258	513	313	156	10t	796	4.73
E-5A	Crudo Reducido	Crudo cir.1	258	370	620	A E5 B	52	2t	265	2.66
E-5B	Crudo Reducido	Crudo cir.1	370	435	De E 5A	325	52	2t	265	1.5

12.1.2 Circuito N°2**CUADRO N°61 : Intercambiadores en la Destilación al Vacío (Datos de Proceso)**

TAG	Tipo de Fluido		Lado Tubos °F		Lado Casco °F		N°Tubos	N° Pasos	Area ft2	Duty (2)
	Casco	Tubos	Ent	Sal	Ent	Sal				
E-1B	Vap. Gasolina	Crudo Cic.2	110	130	272	240	156	6t	817	0.79
E-35C	Fondos. UDV	Crudo Cic.2	130	241	560	443	240	10t	1225	4.70
E-33A	GOL/Ref. GOL	Crudo Cic.2	241	312	429	374	100	6t	511	2.93
E-33B	GOP/Ref GOP	Crudo Cic.2	312	414	586	488	100	6t	511	4.55
E-35A	Fondos UDV	Crudo Cic.2	414	488	670	587	162	10t	830	3.67
E-35B	Fondos UDV	Crudo Cir 2	488	510	587	560	162	10t	830	1.13
E-5A	Crudo Reducido	Crudo cir.1	258	370	620	A E5 B	52	2t	265	2.66
E-5B	Crudo Reducido	Crudo cir.1	370	435	De E 5A	325	52	2t	265	1.5

12.1.3 HORNO F-1

CUADRO N°62 : Características del Horno F-1

Tipo	Horno cilíndrico vertical con zona convectiva
Duty de Diseño	10.6 MMBTU/Hr (sin zona convectiva)
Velocidad másica	192 lb/sec/ft ²
Número de tubos	40
Diámetro y long de tubos	4 1/2 "OD., 24 ft Long
Material de los tubos	Aleación 5Cr-1/2Mo(1)
Cambio de Flujo en	H-Bends y L-Bends
Accesorios de Hornos	2 Termocuplas K para piel de tubos del horno F-1 (2tubos), Serpentin sobrecalentador de vapor de 2 etapas (2 anillos)
Número y tipo de quemadores	4 quemadores National Air Oil Burner, Modelo CP20, de llama vertical
Agente atomizante	Vapor saturado de 100 psig
Material refractario	Refractario castable , 5" espesor
Pilotos	4pilotos de gas, uno para cada quemador
Damper	Un damper instalado en la salida de gases de la chimenea
Soplador de Hollín	Un tubo soplador de hollín, usa vapor de 200psig. Para limpieza de tubos de la zona convectiva.
Accionamiento del soplador de hollín	Eléctrico y manual

12.1.4 Unidad de Destilación Primaria

CUADRO N°63 : Características Principales de la Columna C-1

Altura total en pies	77
Diámetro interno , pulg	60
Espesor original , pulg	5/16 zona de rectificación 3/8 zona de stripping (Fondos)
N° platos	27 zona de rectificación 5 zona de stripping (Fondos)
Presión de Diseño psig	50
Temp. De diseño	625°F
N° copas	86 copas/plato en zona de rectificación 13 copas/plato en zona de rectificación
Tipo de copas	Copas de burbujeo de 4" O.D.

XVI. BIBLIOGRAFÍA

- ◆ NACE BASIC CORROSION COURSE
National Association of Corrosion Engineers
NACE, Houston, Texas, 1970

- ◆ INGENIERIA DE LA CORROSION
Mars G. Fontana
Mc Graw-Hill Book Company, 1978

- ◆ ANNUAL BOOK OF ASTM STANDARDS
American Society for Testing and Materials, 1985

- ◆ CORROSION
Guillermo Matamala Rivas
Universidad de Concepción, 1978

- ◆ DIAGNOSTICO Y TRATAMIENTO DE PROBLEMAS DE CORROSION EN
CAMPOS DE PETROLEO
Dr. Charles Wright, 1988

- ◆ PETROLEUM REFINERY ENGINEERING
W. L. Nelson

- ◆ EL PETROLEO REFINO Y TRATAMIENTO QUIMICO
Pierre Wuithier
Segunda Edición 1980

- ◆ FORMS CORROSION; PREVENTION
Nace Handbook 1, 1990

- ◆ GUIA NALCO PARA EL ANÁLISIS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO
Harvey M. Herro / Robert Port
McGraw-Hill, Julio 1995

- ◆ CORROSION INHIBITORS; NACE NATHAN HOUSTON-TEXAS

- ◆ CONCHAN REFINERY CRUDE UNIT OPERATOR TRAINING MANUAL
N. H. De Nevers, July 14 1961
California Resears Corporation, Richmond, California.

- ◆ LES INHIBITEURS DE CORROSION
Centro Francés de Corrosión, 1998

- ◆ UOP ENGINEERING DESIGN SEMINAR
September 5, 1 995 – November 10, 1995

- ◆ SEMINARIO INTERNACIONAL SOBRE CORROSION
Refinería la Pampilla, Área de Investigación – PETROPERU, 1981

- ◆ CORROSION EN LA COLUMNA DE DESTILACIÓN PRIMARIA PAMPILLA
Petróleos del Perú – PETROPERU
Seminario Técnico sobre Corrosión