



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ZARAGOZA

ANALISIS DE RIESGOS EN UNA PLANTA REFORMADORA DE NAFTAS

TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERA QUÍMICA
P R E S E N T A :
CLAUDIA GILDARDO GONZALEZ



MEXICO, D.F.

2004



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



**FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES ZARAGOZA**

**JEFATURA DE LA CARRERA
DE INGENIERIA QUIMICA**

OFICIO: FESZ/JCIQ/067/03

ASUNTO: Asignación de Jurado

ALUMNA: GILDARDO GONZÁLEZ CLAUDIA

P r e s e n t e .

En respuesta a su solicitud de asignación de jurado, la jefatura a mi cargo, ha propuesto a los siguientes sinodales:

Presidente:	I.Q. Salvador Jacinto Gallegos Ramales
Vocal:	Dr. Modesto Javier Cruz Gómez
Secretario:	I.Q. Miguel Angel Varela Cedillo
Suplente:	I.Q. Judith Ventura Cruz
Suplente:	I.Q. Julio Félix Martínez Reyes

Sin más por el momento, reciba un cordial saludo.

A T E N T A M E N T E

“POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU”

México, D. F., 11 de Agosto de 2003

EL JEFE DE LA CARRERA

M. en C. ANDRÉS AQUINO CANCHOLA

AGRADECIMIENTOS

A Dios por permitirme vivir día a día; por proporcionarme en su fe, renovadas esperanzas para la realización de mis metas.

A mi mamá Tere, la persona que marca el inicio de mi vida y cuyas enseñanzas serán para honrarla todo el tiempo de mi existencia, por brindarme en todo momento su apoyo incondicional, por creer en mi dándome la oportunidad de estudiar; por su ejemplo para realizarme como persona y por brindarme siempre su confianza. Te quiero mucho mamita.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme formado como profesionista.

Gracias a todos los profesores que se involucraron en mi formación académica.

Al Dr., M. Javier Cruz Gómez por darme la oportunidad y la confianza de participar en el proyecto que me permitió realizar el presente trabajo.

A Jess y a Saúl por ayudarme y darme apoyo en la realización de este trabajo.

Y a la Refinería "Miguel Hidalgo", especialmente al Ing. Gustavo Grande M. y a los trabajadores de Hidros II por su atención durante el tiempo que estuve en planta.

DEDICATORIAS

A mi papás Teresa y Mateo, por sus consejos, por todo el amor que me brindan y por que siempre cuento con ustedes.

A mis hermanas Yleana y Nelly, por su cariño y gran amistad incondicional que siempre me han brindado.

A mis hermanos José y Daniel por sus porras y como motivación en su futuro.

A mis sobrinos Lesly, Alejandro y Dariel; por que siempre los llevo en mi mente y mi corazón.

A Rubén por su infinita paciencia, por su comprensión y por que desde que te conoci se marco una nueva etapa en mi vida que ha sido realmente especial, por que eres una persona excepcional.

A mi abuelita Socorrito y a mi papá Pepe, con todo mi aprecio y cariño, por sus consejos y sus cuidados.

A Lidia con quien he compartido grandes momentos, por la amistad que me brinda y por su confianza y apoyo.

A Rigo, Rita, Daniel, Carlos Andrés, Alfredo, Mateo, Balmore, Manolo, Fer, Araceli y Bety por que fueron mis mejores compañeros en la Facultad, por todos los momentos inolvidables en que convivimos. Por brindarme su amistad.

A mis compañeros del CEASPA y del Laboratorio por transmitirme sus conocimientos.

MARCO EN QUE SE REALIZÓ LA INVESTIGACIÓN

El proyecto del cual se genera ésta tesis se sustenta en el Análisis de Peligros derivados de la Operación "HazOp", Análisis de Árbol de Fallas y Análisis de Consecuencias considerando las modificaciones en líneas y equipos que se hayan realizado en la Unidad Reformadora de Naftas II para dar cumplimiento a los lineamientos establecidos en el Elemento No. 13 del SIASPA de PEMEX "Administración del Cambio", según acuerdo entre PEMEX y la Universidad Nacional Autónoma de México.

El estudio se realizó en el período del 1 de Octubre al 21 de Noviembre del 2002, en la Refinería "Miguel Hidalgo", Tula de Allende, Hidalgo.

El proyecto consistió en las siguientes etapas:

- i.** Recopilación de la información y actualización de DTI's.
- ii.** Realización del Análisis de Peligros derivados de la Operación.
- iii.** Análisis de Árbol de Fallas.
- iv.** Análisis de Árbol de Consecuencias.
- v.** Elaboración del plan de trabajo en base a las recomendaciones obtenidas de los tres análisis.

RESUMEN

En el presente trabajo se identifican y evalúan riesgos de las modificaciones realizadas en líneas y equipos de una Planta Reformadora de Naftas de la refinería "Miguel Hidalgo", mediante la aplicación de técnicas específicas de Análisis de Riesgos, que por medio de una metodología donde se involucren expertos de las diferentes áreas de la planta, lleve a detectar los posibles riesgos, analizarlos, evaluarlos y finalmente proponer recomendaciones para disminuir el riesgo, llegando a tener una operación de planta más segura y sistemas de seguridad existentes más eficientes.

En el capítulo I se muestran las generalidades del petróleo. Este capítulo pretende proporcionar un panorama general del porqué se estudió una parte del proceso de Refinación del petróleo; así mismo, se menciona los elementos normativos de PEMEX en los cuales se sustenta este trabajo.

El capítulo II se describe qué es un Análisis de riesgos en la Industria Química, su utilidad, objetivos, importancia y técnicas que utiliza para evaluar riesgos. Así mismo, se define la Administración de los riesgos.

En el capítulo III se trata una visión general de la Planta Reformadora de Naftas. Se explica el fundamento, proceso e importancia de la planta. Aquí se mencionan los equipos más importantes del proceso, se actualizan en campo y exhiben los DTI's de las secciones a analizar. También se seleccionan las técnicas de análisis de Riesgos a aplicar, se describen sus metodologías y se obtienen los resultados de cada análisis efectuado.

El capítulo IV se refiere a las conclusiones de cada Técnica de Análisis aplicada a la Planta Reformadora de Naftas.

En los Apéndices se listan las recomendaciones generadas de las Técnicas de Análisis aplicadas, así como las listas de Buenas Prácticas de Operación, Tablas de Frecuencias y Probabilidades, se muestran los diagramas de la Unidad Reformadora de Naftas, la lista de Abreviaturas y el Glosario.

ÍNDICE

	Página
Agradecimientos y Dedicatorias	1
Marco en que se realizó la investigación	3
Resumen	4
Índice de Figuras	6
Índice de Tablas	7
Introducción	8
I. Generalidades	11
II Técnicas de análisis de peligros y riesgos	22
III Caso de estudio (Trabajo en campo)	35
IV Conclusiones	84
Apéndices y Bibliografía	88

ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
Fig. 2.1 Preguntas básicas en el Análisis de Riesgos	29
Fig. 2.2 Utilidad del análisis de riesgos	32
Fig. 3.1 Matriz de Índice de Riesgos	51
Fig. 3.2 Matriz de clases de Riesgos	51
Fig. IV.1 Recomendaciones encontradas por Clases de Riesgo	86

ÍNDICE DE TABLAS

		Página
Tabla 1.1	Clasificación del petróleo	14
Tabla 1.2	Procesos químicos en la industria de la refinación	16
Tabla 1.3	Comparación de la producción de las diferentes refinerías del país	17
Tabla 1.4	Componentes del SIASPA	19
Tabla 2.1	Métodos de Identificación de Riesgos y sus Técnicas	30
Tabla 2.2	Técnicas de Riesgos de Análisis y Peligros	31
Tabla 3.1	Efectos de las variables del proceso sobre la unidad de reformación	43
Tabla 3.2	Comparación de las técnicas de análisis de riesgos	44
Tabla 3.3	Lista de Diagramas de una Planta Reformadora de Naftas	47
Tabla 3.4	Frecuencias	49
Tabla 3.5	Gravedades	50
Tabla 3.6	Clases de Riesgo	52
Tabla 3.7	Escenarios de una Planta Reformadora de Naftas	53
Tabla 3.8	Terminología del Árbol de Fallas	68
Tabla 3.9	Equivalencia lógica del Álgebra Booleana y Lineal	69
Tabla 3.10	Propiedades del Álgebra Booleana	69
Tabla 3.11	Probabilidad de Frecuencia vs Ocurrencia	73
Tabla 3.12	Probabilidades del Evento Básico	73
Tabla 3.13	Probabilidad de ocurrencia del conjunto mínimo	75
Tabla 3.14	Niveles de radiación	79
Tabla 3.15	Niveles de sobrepresión	79
Tabla 3.16	Composiciones y propiedades de la mezcla explosiva en el serpentín del calentador BA-501	80
Tabla 3.17	Características del calentador BA-501	80
Tabla 3.18	Escenario del Análisis de Consecuencias	81
Tabla 3.19	Condiciones del clima	81
Tabla 3.20	Resultados obtenidos del <i>Phast</i>	82
Tabla 3.21	Resultados del modelo de Dispersión	82
Tabla 3.22	Resultados del modelo de Jet Fire (Chorro de fuego)	82
Tabla 3.23	Resultados del modelo de Explosión TNT	83

INTRODUCCIÓN

Debido a que el hombre ha decidido hacerse dependiente de ciertos objetos o situaciones, en la búsqueda de un mejor estado en todos sus sentidos: físico, mental, espiritual y emocional; ha creado ciertas actividades que lo llevan a exponerse al peligro y correr riesgos con el propósito de conseguir un beneficio.

La industria ha generado un aumento en el nivel de vida del hombre aunque su costo se refleje en la salud humana y la pérdida de recursos naturales.

Durante los últimos años el crecimiento de la población y su dependencia de artículos industrializados, ha generado un incremento mundial de las industrias y no sólo en número sino también en tamaño; por lo que ha aumentado el número de personas que podrían estar expuestas a las consecuencias de un accidente industrial, ya sea por trabajar directamente, por acercarse o rodear parques industriales. Otro factor que aumenta el riesgo es el avance tecnológico que a pesar de ayudar a una operación de planta más precisa, da una dependencia a un sistema de control operacional automático que genera la posibilidad de una falla o un error.

De acuerdo a lo anterior se ha desarrollado una sensibilidad especial ante la posibilidad de un accidente industrial, que por su magnitud sea capaz de causar daños importantes, no sólo a la propiedad o al medio ambiente, sino también a seres humanos.

Afortunadamente, es posible minimizar o controlar los riesgos que son inherentes a la industria. Para esto es necesario la aplicación de ciertos métodos o técnicas para lograr la identificación de peligros de una actividad, y así, diseñar métodos o buscar condiciones en los que se pueda reducir estos peligros. El *Análisis de Riesgos* es la disciplina que da respuesta a esta necesidad, ya que, por medio de una serie de técnicas, produce una estimación cuantitativa o cualitativa de los riesgos involucrados dentro de un determinado proceso.

La industria petrolera ha generado una cantidad incalculable de bienes sociales y se podría decir que junto con la energía eléctrica mueve al mundo.

La gasolina es actualmente uno de los bienes más utilizados y tiene su origen en el petróleo.

La finalidad de una Planta Reformadora de Naftas es el incrementar el índice de octano de la gasolina mediante reacciones químicas de reformación catalítica y usarla como componente básico en la elaboración de gasolinas Premium. Debido a su gran demanda se hace necesario realizar un análisis de riesgos a esta planta.

Las Técnicas que se aplicaron para el análisis satisfacen plenamente el caso de estudio, además de que aseguran la confiabilidad en las operaciones de la planta.

Mediante la técnica de HazOp se identificaron los posibles escenarios potenciales de riesgo en la operación de la Planta Reformadora de Naftas, al estar en operación las modificaciones que se le han realizado. De esta planta, se seleccionaron los escenarios potenciales de riesgo, para fundamentarlo, se consideraron los aspectos físico-químicos de mayor importancia en la operación como son la severidad en la operación, inflamabilidad y explosividad de las sustancias producidas y procesadas en dicha Unidad. De estos escenarios se identificaron los eventos de riesgo y se les aplicó la técnica de Árbol de Fallas para calcular la frecuencia y probabilidad de ocurrencia del evento y el Análisis de Consecuencias para determinar las magnitudes de suscitarse dicho escenario.

Este análisis general evaluó los sistemas de seguridad existentes en la planta. Así como permitió identificar y evaluar los riesgos haciendo recomendaciones para mejorar la seguridad de esta.

Los *objetivos* que persigue el presente trabajo son:

Objetivo general:

- *Identificar* los riesgos de las modificaciones en líneas y equipos que se hayan realizado en la planta Reformadora de Naftas y encontrar *soluciones* para minimizar dichos riesgos. Así como *recomendar* buenas prácticas de ingeniería que sean aplicables a las condiciones de la planta y que de esta forma se mejore la operabilidad de la misma.

Objetivos particulares:

- ▶ Seleccionar las técnicas de Análisis de Riesgos que presenten una mayor perspectiva del potencial de riesgo en la planta.
- ▶ Describir el proceso de las secciones de carga y reacción, compresión y estabilización de la Planta Reformadora de Naftas.
- ▶ Identificar y evaluar los riesgos mediante la técnica de Análisis de Riesgos y Operabilidad en las modificaciones realizadas en líneas y equipos implementadas en la Planta Reformadora de Naftas.
- ▶ Realizar un análisis cuantitativo y cualitativo del incidente "Incendio en el calentador BA-502" mediante la técnica de Árbol de Fallas.
- ▶ Realizar un Análisis de Consecuencias para la ruptura de un serpentín en el área de radiación en el calentador BA-501 A/D.
- ▶ Exponer los resultados encontrados del análisis y proponer recomendaciones del proceso, mantenimiento y operación.

CAPÍTULO I

Generalidades

1.1 IMPORTANCIA DEL PETRÓLEO

1.2 ¿QUÉ ES EL PETRÓLEO?

1.3 ¿CÓMO SE FORMÓ EL PETRÓLEO?

1.4 COMPOSICIÓN Y CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO

1.5 INDUSTRIALIZACIÓN DEL PETRÓLEO

1.5.1 EXPLORACIÓN

1.5.2 EXTRACCIÓN

1.5.3 REFINACIÓN

1.6 PROCESOS QUÍMICOS EN LA INDUSTRIA DE LA REFINACIÓN

1.7 ¿QUÉ ES UNA REFINERÍA?

1.8 EL CRUDO EN MÉXICO

1.8.1 PETROLEOS MEXICANOS (PEMEX)

1.8.2 ¿QUÉ ES EL SIASPA?



1.1 IMPORTANCIA DEL PETRÓLEO. (6, 7, 11, 19, 20)

Se dice que el petróleo es el energético más importante en la historia de la humanidad; un recurso natural no renovable que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo.

El petróleo ha transformado la vida de las personas y la economía de las naciones. Su descubrimiento creó riqueza, modernidad, pueblos industriales prósperos y nuevos empleos, motivando el crecimiento de las industrias ya que del crudo se obtiene gasolina y diesel para autos y autobuses, combustible para barcos y aviones. Se usa para generar electricidad, obtener energía calorífica para fábricas, hospitales, oficinas y diversos lubricantes para maquinaria y vehículos. La Industria Petroquímica usa productos derivados de él para hacer plásticos, fibras sintéticas, detergentes, medicinas, conservadores de alimentos, hules y agroquímicos.

Aunque se conoce su existencia y utilización desde épocas milenarias, la historia del petróleo como elemento vital y factor estratégico de desarrollo es relativamente reciente, de menos de 200 años.

La alta dependencia que el mundo tiene del petróleo y la inestabilidad que caracteriza el mercado internacional y los precios de este producto, han llevado a que se investiguen energéticos alternativos sin que hasta el momento se haya logrado una opción que realmente lo sustituya, aunque se han dado importantes pasos en este sentido.

Los mayores depósitos de petróleo y los principales productores se encuentran en el Medio Oriente, América Latina (con México y Venezuela), África Euro Oriental, Rusia, Norteamérica y Lejano Oriente. El mayor grupo de petróleo es la Organización de Países Productores y Exportadores de Petróleo, OPEP, de la cual forman parte Arabia Saudita, Argelia, Emiratos Árabes Unidos, Gabón, Indonesia, Irak, Irán, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar y Venezuela. A los otros países productores se les denomina "independientes" y entre los principales se encuentran los Estados Unidos, México, Noruega, Reino Unido y Rusia. El primero de estos es el mayor consumidor de petróleo, pero al mismo tiempo es uno de los grandes productores. Colombia forma parte de este grupo de naciones, aunque su participación se considera "marginal" tanto en reservas como en producción y volúmenes de exportación. No es, por consiguiente, un país petrolero.



El petróleo es uno de los más importantes productos que se negocian en el mercado mundial de materias primas, las bolsas de Nueva York (NYMEX–New York Mercantile Exchange) y de Londres (IPE–International Petroleum Exchange) son los principales centros donde se efectúan las transacciones, pero también tiene un mercado “spot” o al momento. Los precios se regulan por unos marcadores o “precios de referencia”, entre los que sobresalen el WTI (West Texas Intermediate), Bren (del Mar del Norte en Londres) y Dubai (de Singapur).

El petróleo contiene tal diversidad de componentes que difícilmente se encuentran dos tipos idénticos. Además existen parámetros internacionales, como los del Instituto Americano del Petróleo (API) que diferencia sus calidades y, por tanto, su valor. Así, entre más grados API tenga un petróleo, mayor es su calidad.

1.2 ¿QUÉ ES EL PETRÓLEO? ⁽¹⁹⁾

De acuerdo a la definición descriptiva del diccionario es: un aceite mineral natural constituido por una mezcla de hidrocarburos y otros compuestos orgánicos, inflamable, con amplia variación en su viscosidad y olor fuerte característico, cuyo color varía de amarillo a castaño rojizo oscuro o negro, pero que normalmente exhibe una fluorescencia verdosa distintiva./La palabra petróleo proviene del latín “*petroleum*”, que significa “aceite de piedra”.

1.3 ¿CÓMO SE FORMÓ EL PETRÓLEO? ⁽¹⁹⁾

Existen varias teorías sobre el origen de formación del petróleo que pueden ser clasificadas en dos: la de formación inorgánica y la de formación orgánica.

La primera explica la formación del petróleo como resultado de reacciones geoquímicas entre el agua y el bióxido de carbono, además de otras sustancias inorgánicas como carburos y carbonatos de metales.

La teoría de formación orgánica determina que el petróleo es producto de la descomposición de organismos vegetales y animales que existieron en ciertos periodos del tiempo geológico y que fueron sometidos a enormes presiones y elevadas temperaturas. Si bien los organismos animales y vegetales del fondo marino han contribuido a la formación del petróleo, ha sido el plancton el material petrolígeno por excelencia. Al morir, los microorganismos planctónicos caen al fondo y son enterrados en los sedimentos, empezando su transformación, descomponiéndose en dióxido de carbono y agua. Como resultado de esta transformación verificada por bacterias anaerobias, se ha originado un fango negruzco llamado *sapropel*, considerado como sustancia madre del petróleo.



En el paso del *sapropel* a petróleo han intervenido procesos bioquímicos e inorgánicos. El proceso es complejo. Primero se generan ácidos grasos, que por reacciones de escisión, condensación, ciclación y deshidratación, pasan a hidrocarburos. En estas reacciones desempeñan un papel importante las arcillas, cuyo poder de absorción pone en contacto moléculas efectuando una función de catálisis.

1.4 COMPOSICIÓN Y CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO. ^(11, 20)

El *petróleo crudo* es una mezcla de hidrocarburos (compuestos formados principalmente por carbono e hidrógeno). Adicionalmente contiene algunos contaminantes, entre los que se pueden citar: azufre, oxígeno, nitrógeno y metales. El total de hidrocarburos que típicamente están presentes en el petróleo crudo, varían desde un átomo de carbono hasta varios cientos. La composición elemental del petróleo normalmente está comprendida dentro de los siguientes intervalos:

Elemento	% Peso
Carbón	84 - 87
Hidrógeno	11 - 14
Azufre	0 - 2
Nitrógeno	0.2

Debido a la complejidad de identificar toda la gama de componentes, la industria petrolera los agrupa en familias de compuestos que se encuentran dentro de los tres grupos principales de sustancias que constituyen al petróleo, ellas son:

- ▶ Las parafinas
- ▶ Las cicloparafinas
- ▶ Los hidrocarburos aromáticos

Dependiendo del número de átomos de carbono y de la estructura de los hidrocarburos que integran el petróleo, se tienen diferentes propiedades que los caracterizan y determinan su comportamiento como combustibles, lubricantes, ceras o solventes.

Otra forma de identificación que se basa en la familia de hidrocarburos predominantes en el crudo, se les identifica como de base parafínica, intermedia y nafténica; caracterización basada en un factor desarrollado por Universal Oil Products (UOP), conocido como factor UOP (identificado como *k*), que para los crudos de base parafínica fluctúan entre 12.15 y 12.9, mientras que los intermedios se sitúan entre 11.5 y 12.1, y los nafténicos presentan un rango entre 10.5 y 11.5.



El petróleo crudo en el mercado internacional se clasifica en base a sus grados API (American Petroleum Institute). Este parámetro está relacionado con la gravedad específica 60/60, es decir, la relación de las densidades del crudo a la del agua, ambas medidas a 60 °F, según la siguiente ecuación:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{Sp.gr60/60} - 131.5$$

Mientras más ligero sea un crudo más grados API y mejor calidad tendrá. Por el contrario los crudos densos, tienen bajos grados API y se consideran de baja calidad. (Ver tabla 1.1)

Tabla 1.1 Clasificación del petróleo. ⁽¹¹⁾

TIPO	DENSIDAD (g/cm ³)	Grados API
Extrapesado	> 1.0	< 10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

También se clasifican en "dulces" y "amargos". Los primeros son aquellos que contienen menos de 0.5% de azufre; los segundos los que tienen más de 1.0% de azufre.

Al refinar los petróleos, ligeros y dulces producen más gasolina y causan menos contaminación y por tanto son los más apreciados. De aquí la importancia de conocer la composición de los distintos crudos ya que de esto depende el tipo de operación de procesamiento que se empleará para convertirlos en productos finales.

1.5 INDUSTRIALIZACIÓN DEL PETRÓLEO. ⁽¹¹⁾

La industrialización del petróleo consiste en: Exploración, Perforación, Refinación, Producción, Transporte y Distribución.

1.5.1 EXPLORACIÓN. ⁽¹⁹⁾

Las actividades de la industria petrolera comienzan con la exploración, que es el conjunto de tareas de campo y oficina cuyo objetivo consiste en descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos o nuevas extensiones de los existentes.



Hoy en día, la exploración petrolera puede dividirse en varias etapas:

- a) Trabajos de reconocimiento.
- b) Trabajos de detalle.
- c) Estudios para la localización de pozos exploratorios.
- d) Análisis de los resultados obtenidos para programar la perforación de nuevos pozos.

1.5.2 EXTRACCIÓN. (11)

La extracción, producción o explotación del petróleo se hace de acuerdo con las características propias de cada yacimiento.

La técnica más utilizada para extraer el petróleo de los pozos es mediante la perforación rotatoria. Este método emplea tubos cilíndricos de acero (barrenas de perforación) acoplados a un tambor a mesa rotatoria mediante la cual se les imprime una rápida rotación. Para que pueda brotar el llamado oro negro.

Si el yacimiento tiene energía propia, generada por la presión subterránea y por los elementos que acompañan al petróleo (por ejemplo gas y agua), este saldrá por sí solo. En este caso se instala en la cabeza del pozo un equipo llamado "árbol de navidad", que consta de un conjunto de válvulas para regular el paso del petróleo. Si no existe esa presión, se emplean otros métodos de extracción. El más común ha sido el "balancín" o "machín", el cual, mediante un permanente balanceo, acciona una bomba en el fondo del pozo que succiona el petróleo hacia la superficie.

El petróleo generalmente viene acompañado de sedimentos, agua y gas natural, por lo que deben construirse previamente las facilidades de producción, separación y almacenamiento. Una vez separado de esos elementos, el petróleo se envía a los tanques de almacenamiento y a los oleoductos que lo transportaran hacia las refinerías o hacia los puertos de exportación.

El gas natural asociado que acompaña al petróleo se envía a plantas de tratamiento para aprovecharlo en el mismo campo y/o despacharlo como "gas seco" hacia los centros de consumo a través de gasoductos.

A pesar de los avances alcanzados en las técnicas de producción, nunca se logra sacar todo el petróleo que se encuentra en un yacimiento. En el mejor de los casos se extrae el 50 o 60%. Por tal razón, existen métodos de "recobro mejorado" para lograr la mayor extracción posible de petróleo en pozos sin presión natural o en declinación, tales como la inyección de gas, de agua o de vapor a través del mismo pozo productor o por intermedio de pozos inyectores paralelos a este.



El petróleo finalmente llega a las refinerías en su estado natural para su procesamiento. Aquí prácticamente lo que se hace es fraccionarlo.

1.5.3 REFINACIÓN. ^(6, 11)

El principio básico en la refinación del crudo radica en los procesos de destilación y de conversión, donde se calienta el petróleo en hornos de proceso y se hace pasar por torres de separación o fraccionamiento y plantas de conversión. En las distintas unidades se separan los productos de acuerdo a sus puntos de ebullición y a las exigencias del mercado.

A los productos que se obtienen del proceso de refinación se les llama derivados y los hay de dos tipos: los combustibles, como la gasolina, turbosina, etc.; y los petroquímicos, tales como polietileno, benceno, etc.

1.6 PROCESOS QUÍMICOS EN LA INDUSTRIA DE LA REFINACIÓN. ⁽¹¹⁾

Los productos tienen que cumplir con una serie de especificaciones que aseguren su comportamiento satisfactorio. Esto se logra con una serie de transformaciones químicas que ocurren en los diversos procesos que constituyen una Refinería (ver tabla 1.2), donde se modifica la estructura de los hidrocarburos.

Tabla 1.2 Procesos químicos en la Industria de la Refinación.

DESCOMPOSICIÓN	REARREGLO MOLECULAR	CONSTRUCCIÓN MOLECULAR
Desintegración térmica	Reformación	Alquilación
Reducción de viscosidad	Isomerización	Eterificación
Desintegración Catalítica (FCC)	Hidrodeshidrosulfuración	Polimerización
Hidrodeshidrogenación	Hidrogenación de Olefinas	Dimerización
Coquización	Hidrogenación selectiva de Diolefinas	
Gasificación	Saturación de aromáticos	
	Deshidrogenación	



1.7 ¿QUÉ ES UNA REFINERÍA?. (20)

Una Refinería es un enorme complejo industrial donde el petróleo crudo se somete en primer lugar a un proceso de destilación o separación física y luego a procesos químicos que permiten extraerle buena parte de la gran variedad de componentes que contiene.

El petróleo tiene una gran variedad de compuestos, del cual se pueden obtener más de 2000 productos.

Las refinerías son muy distintas unas de otras, según las tecnologías y los esquemas de proceso que se utilicen, así como su capacidad. Las hay para procesar petróleos suaves, petróleos pesados o mezclas de ambos. Por consiguiente, los productos que se obtienen varían de una a otra (Tabla 1.3).

Tabla 1.3 Comparación de la producción en las diferentes refinerías de México.

Refinería	Línea de Producción	Refinería	Línea de Producción	Refinería	Línea de Producción
<i>Cadereyta</i>	Asfalto AC-20/AC-30 Combustóleo Turbosina Pemex Diesel Pemex Premium Pemex Magna	<i>Madero</i>	Asfalto AC-20/AC-30 Butadieno Combustóleo Diesel Desulfurado Estireno Materia prima para humo negro Turbosina Pemex Diesel	<i>Minatitlán</i>	Azufre Ciclohexano Combustóleo Desulfurado Diesel Gas Nafta Isobutano Pemex Diesel Pemex Magna Propileno Turbosina
<i>Salamanca</i>	Asfalto AC-20/AC-30 Lubricantes Parafinas PEMEX Diesel	<i>Salina Cruz</i>	Pemex Diesel Pemex Premium MTBE Turbosina	<i>Tula</i>	Gasóleo Industrial Pemex Diesel Pemex Magna Propileno Turbosina



1.8 EL CRUDO EN MÉXICO.

En México la producción y características del crudo ha venido cambiando a lo largo de los últimos 15 años; esto se debe a que algunos de los yacimientos productores han declinado su producción, teniéndose que localizar, desarrollar y explotar nuevas cuencas geológicas para la producción.

De la producción total de crudo en México, el 50 por ciento se destina a la exportación y la otra mitad al consumo doméstico, procesándose aproximadamente 1.3 millones de barriles en las refinerías del sistema nacional de refinación (SNR).

El crudo mexicano adopta nombres circunstanciales y se dan, ya sea por el lugar donde se localiza el pozo, o por la edad geológica de estrato en que se encuentra. El crudo pesado se conoce con el nombre de Maya, el ligero como Istmo y existe una producción de un superligero identificado como Olmeca.

Para exportación, en México se tienen las siguientes tres variedades de petróleo crudo:

- ▶ MAYA. Pesado con densidad de 22 grados API y 3.3% de azufre en peso.
- ▶ ISTMO. Ligero con densidad de 33,6 grados API y 1.3% de azufre en peso.
- ▶ OLMECA. Superligero con densidad de 39.3 grados API y 0.8% peso de azufre.

1.8.1 PETROLEOS MEXICANOS (PEMEX)

Petróleos Mexicanos tiene su nacimiento en 1938. Es una empresa que realiza la exploración, y explotación del petróleo crudo y gas en México, así como el procesamiento de gas natural y la producción de petroquímicos y refinados, además de comercializarlos en el mercado nacional e internacional.

PEMEX opera a través de una área corporativa y cuatro organismos subsidiarios que se describen como:

Petróleos Mexicanos Corporativo.– Es el responsable de la conducción central y de la dirección estratégica de la industria petrolera estatal, y de asegurar su integridad y unidad de acción.

PEMEX Exploración y Producción.– Tiene a su cargo la exploración y explotación del petróleo y el gas natural.

PEMEX Refinación.– Produce, distribuye y comercializa combustibles y demás productos petrolíferos.

PEMEX Gas y Petroquímica Básica.– Procesa el gas natural y los líquidos del gas natural; distribuye y comercializa gas natural y gas LP, produce y comercializa productos petroquímicos básicos.



PEMEX Petroquímica.– A través de sus siete empresas filiales (Petroquímica Camargo, Petroquímica Cangrejera, Petroquímica Cosoleacaque, Petroquímica Escolín, Petroquímica Morelos, Petroquímica Pajaritos y Petroquímica Tula) elabora, distribuye y comercializa una amplia gama de productos petroquímicos secundarios.

Y con los servicios de las siguientes organizaciones:

P.M.I. Comercio Internacional.– Realiza las actividades de comercio exterior de Petróleos Mexicanos.

I.M.P. Instituto Mexicano del Petróleo.– Es un órgano público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio, que proporciona el apoyo tecnológico y de investigación científica para la producción de hidrocarburos y sus derivados.

Petroleos Mexicanos contempla a la Seguridad Industrial, la Salud Ocupacional y la relación con el ambiente. En base a esto en 1998 puso en marcha un conjunto de acciones agrupadas en el Sistema Integral de Administración de la Seguridad y la Protección Ambiental (SIASPA).

1.8.2 ¿QUÉ ES EL SIASPA?

Es una herramienta administrativa que facilita el diagnóstico, la evaluación y la planeación de la seguridad y la protección del Ambiente. Este Sistema Integral de Administración de la Seguridad y Protección del Ambiente, fue creado por PEMEX, para PEMEX, su principal objetivo es mejorar el desempeño en materia de seguridad y protección ambiental e integrar su administración efectiva a la cultura de PEMEX. Debe cumplirse obligatoriamente en todas las instalaciones, organismos subsidiarios, filiales y áreas corporativas de PEMEX.

Se integra de 18 elementos relacionados al Factor humano, a los Métodos. y a las Instalaciones. (Ver tabla 1.4)

Tabla 1.4 Componentes del SIASPA

FACTOR HUMANO	MÉTODOS	INSTALACIONES
1. Política, Liderazgo y Compromiso.	8. Planeación y Presupuesto	16. Planes y respuesta a emergencias.
2. Organización.	9. Normatividad	17. Integridad mecánica.
3. Capacitación.	10. Administración de la Información	18. Control y Restauración.
4. Salud Ocupacional.	11. Tecnología del proceso	
5. Análisis y Difusión de Accidentes y Buenas Practicas	12. Análisis de Riesgos	
6. Control de contratistas	13. Administración del cambio	
7. Relaciones públicas y con las comunidades	14. Indicadores de desempeño	
	15. Auditorias	



Estos elementos establecen una serie de requisitos congruentes con la normatividad vigente y con las mejores prácticas demostradas de la industria.

En la realización de la presente Tesis se aplicaron los elementos 12 y 13 del SIASPA.

Elemento 12.

Consiste en la identificación, análisis y evaluación sistemática de los riesgos asociados a los factores externos e internos, con la finalidad de controlar y/o minimizar las consecuencias en los empleados, el público en general, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones (materiales, equipo y maquinaria).

Su aplicación se efectúa durante el diseño, en la operación y en cualquier modificación o adición que se realice. Consta de cuatro partes esenciales: la identificación de las fallas potenciales, la cuantificación de su probabilidad de ocurrencia en un lapso de tiempo determinado (frecuencia), el análisis de sus consecuencias, y por último, la estimación del riesgo como producto de la frecuencia por las consecuencias, ya sea cualitativa y/o cuantitativa.

Elemento 13

Es el conjunto de actividades que nos permite asegurar una adecuada planeación, ejecución, control, registro y difusión de las modificaciones a los materiales, procesos, equipos e instalaciones que inciden en la Seguridad y Protección Ambiental.

Este elemento establece que todos los cambios de materiales, procesos, equipos e instalaciones, deben ser revisados, ya que pueden originar nuevos riesgos e impactos y estos anulan la valoración de los riesgos e impactos analizados antes del cambio.

Este elemento está respaldado a través del establecimiento de procedimientos de control para los cambios materiales, procesos, equipos e instalaciones que permitan asegurar que cada uno de ellos es analizado, evaluado, autorizado, efectuado y documentado correctamente. Esto incluye la capacitación del personal involucrado en el cambio.

Para el logro de estos cambios se requiere tener información del diseño, construcción, proceso y operación de los equipos e instalaciones.

Este elemento no aplica a reemplazos de componentes del mismo tipo y de la misma especificación original.

CAPÍTULO II

Técnicas de Análisis de Peligros y Riesgos

2.1 ANÁLISIS DE RIESGOS EN LA INDUSTRIA PETROQUÍMICA

2.2 CONCEPTOS BÁSICOS

2.2.1 ACCIDENTE

2.2.2 PELIGRO

2.2.3 RIESGO

2.3 ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

2.3.1 NORMATIVIDAD INTERNACIONAL APLICABLE

2.3.2 NORMATIVIDAD NACIONAL APLICABLE

2.4 ANÁLISIS DE RIESGOS

2.4.1 OBJETIVOS DEL ANÁLISIS DE RIESGOS

2.4.2 ETAPAS DEL ANÁLISIS DE RIESGOS

2.5 TÉCNICAS DE EVALUACIÓN DE RIESGOS

2.6 IMPORTANCIA DEL ANÁLISIS DE RIESGOS



2.1 ANÁLISIS DE RIESGOS EN LA INDUSTRIA PETROQUÍMICA. (1, 10, 22)

En todo el mundo la gente ha sido víctima de los accidentes industriales que descargan sustancias *peligrosas* en el ambiente. Los trenes que transportan productos químicos se descarrilan y los camiones se vuelcan. Las tuberías se rompen en las plantas químicas provocando escapes y descargas accidentales.

Los riesgos industriales suelen estar relacionados con la posibilidad de incendio, explosión o dispersión de sustancias químicas y/o tóxicas, que por lo general tienen que ver con el escape de material de un recipiente, seguido en el caso de sustancias volátiles, de su evaporación y dispersión. Entre los accidentes relacionados con los riesgos principales cabe mencionar los siguientes:

- ▶ Escape de material tóxico, formación de una nube de vapor tóxica y arrastre de la nube. Es un claro ejemplo de accidente que afectará en una forma catastrófica la salud de la población.
- ▶ Incendio o explosión por escape de material inflamable y mezcla del material con el aire, formación de una nube de vapor inflamable y arrastrada hasta una fuente de ignición. Si la nube se llega a inflamar, los efectos de la combustión dependerán de múltiples factores entre ellos la velocidad del viento y la medida en que la nube se diluya con el aire. Estos riesgos causan un gran número de víctimas y daños en gran parte de la zona en donde ocurre el incidente.

Sucesos catastróficos como los ocurridos en *Flixborough* (Inglaterra, 1974), *Seveso* (Italia, 1976) y *Bhopal* (India, 1984), contribuyeron a que las industrias de todo el mundo buscaran mecanismos para invertir esta imagen frente a la comunidad mundial.

En este contexto, los estudios de análisis de riesgo (EAR) y los programas de gerencia de riesgo (PGR) se convirtieron en herramientas de gran importancia para la prevención de accidentes industriales que pudieran afectar el ambiente y en otras actividades en que se manipulan sustancias peligrosas.

En estos últimos años se han realizado muchos esfuerzos en la elaboración de una legislación para regular los riesgos principales. La más destacada es la de la Comisión de las Comunidades Europeas (CCE), que en 1982 promulgó una directiva sobre los principales riesgos de accidentes de ciertas actividades industriales.



Según la definición de esa directiva, un “accidente mayor” significa un acontecimiento (como una emisión importante de material tóxico, un incendio o una explosión resultantes) de hechos incontrolados en el curso de una actividad industrial que provoca un peligro grave para el hombre, inmediato o aplazado, dentro o fuera de las instalaciones y para el medio ambiente (entorno ecológico), y que involucra una o más sustancias peligrosas.

2.2 CONCEPTOS BÁSICOS. (7, 21)

No hay nada que conlleve cero riesgos. Nada puede hacerse 100% seguro, es por esto que suceden los accidentes. Usualmente utilizamos los términos peligro y riesgo como sinónimos, sin embargo son conceptos diferentes, ya que el peligro es la condición para que un daño se produzca y el riesgo es una manera de indicar la posibilidad de que dicho daño se produzca.

2.2.1 ACCIDENTE.

Es un evento inesperado y no intencional el cual ocurre repentinamente y causa daño a personas, propiedades o medio ambiente.

2.2.2 PELIGRO.

El término *peligro* es la propiedad inherente de un agente químico, biológico o físico en una serie de condiciones para causar un daño; en otras palabras, es una amenaza de aquello que pudiera ocasionar un accidente.

2.2.3 RIESGO.

Un *riesgo* es la manera de expresar la probabilidad de que se efectúe un daño, está en función de la frecuencia con que ocurra y la gravedad de sus consecuencias.

Se establecen dos tipos principales de riesgo:

- ▶ **Riesgo de seguridad.** Consiste en determinar la probabilidad de que se produzca un daño mecánico, eléctrico o químico y que estos puedan afectar a una persona que se encuentre en el área en peligro.
- ▶ **Riesgo económico.** Consiste en determinar la probabilidad de que se produzca una interrupción en el servicio y sus consecuencias económicas, las cuales incluyen costos por: restauración al medio ambiente, daños a la propiedad, pérdida de prestigio o imagen pública, pérdidas de producto, entre otras.



2.3 ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS. (2, 17, 21, 22)

La administración de riesgos es el control de pérdidas a través del proceso de asignación de recursos requeridos para el análisis de fuentes potenciales o causas de fallas, y de un plan para prevenir, controlar y/o mitigar dichas pérdidas; es decir, involucra el entendimiento de los efectos adversos potenciales y la aplicación sistemática de controles para optimizar la productividad minimizando pérdidas.

El *Análisis de Riesgos* es una disciplina que combina el proceso ingenieril de evaluación de procesos con modelos de simulación para evaluar las consecuencias, y técnicas matemáticas que permiten la estimación de la frecuencia probable del accidente. Estos resultados de análisis de riesgos son usados en la toma de decisiones para la administración de riesgos, permitiendo la comparación de los niveles estimados de riesgos con aquellos que fueron establecidos como objetivos en una actividad particular y ayudan a establecer prioridades para las estrategias de reducción de riesgos.

Generalmente, los administradores de riesgos antes de tomar una decisión final, primero clasifican al riesgo cualitativamente como alto, mediano o bajo; y segundo, lo comparan con riesgos similares de otras áreas que han sido reguladas previamente. Si este es mas alto, toman decisiones para reducirlo; si es similar, entonces lo tratan como si estuviesen tratando un riesgo parecido y finalmente, si es menor lo toleran.

El hecho de usar evaluaciones de riesgos como base de la administración de riesgos, es complicado por muchos factores, entre ellos las percepciones de riesgo que a veces no concuerdan con la evaluación de estos; afortunadamente riesgos que han sido evaluados como tolerables son percibidos como graves por analistas especializados o con experiencia. Por esta razón la evaluación de riesgos sirve para diseñar estrategias de prevención de riesgos.

Para administrar los riesgos apropiadamente, la toma de decisiones debe estar basada no solo en la evaluación, sino también debe considerar la forma en que la gente percibe el riesgo. Hasta hace poco, la toma de decisiones únicamente consideraba la evaluación y la percepción pública del riesgo era irrelevante.

La agencia de protección ambiental de Estados Unidos de Norteamérica (Environmental Protection Agency-EPA) ha desarrollado e implementado un programa de administración de riesgos para las instalaciones que fabrican, usan o almacenan sustancias químicas peligrosas. Estas sustancias han sido reguladas por la EPA con el fin de reducir el impacto potencial de las instalaciones sobre las comunidades circunvecinas.



2.3.1 NORMATIVIDAD INTERNACIONAL APLICABLE.

La oficina para la Administración de la Salud y Seguridad Ocupacional (Occupational Safety and Health Administration–OSHA) de los EUA, dentro del Registro Federal de Códigos (Code of Federal Register), en la sección 1910 cuenta con la norma 119, la cual se titula “Administración de la Seguridad de Procesos de Sustancias Químicas Altamente Peligrosas” (Process Safety Management of Highly Hazardous Chemicals, (1910.119), que establece las obligaciones de la industria con relación a la elaboración de los estudios de análisis de riesgos de las industrias que así lo requieran.

La OSHA corrobora, en principio, los resultados de la EPA y recomienda que: “Es importante que las compañías en la industria petroquímica implementen planes de administración de seguridad de procesos químicos generales para administrar riesgos”.

Entre otras normas o códigos de seguridad se encuentran la norma 750 (“Manejo de Procesos peligrosos”) y la 2001 (“Protecciones contra incendios en las refinerías”) del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute–API), el código para calentadores y tuberías de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (American Society of Mechanical Engineer–ASME) y el código 30 (Código para líquidos inflamables y combustibles) y 49 (Sustancias Químicas Peligrosas) de la Asociación Nacional de Protección de Fuego (National Fire Protection Association–NFPA).

Otras normas recientes que pueden dictar procedimientos para efectuar técnicas de análisis para evaluación de una planta de determinado proceso son las Normas ISO (International Standards Organization), creadas en 1947 y que cuentan con 110 estados miembros representados por sus organismos nacionales de normalización, que en España por ejemplo es AENOR (Agencia Española de Normalización), en Argentina el IRAM (Instituto Argentino de Racionalización de Materiales) y en Estados Unidos el ANSI (American National Standards Institute).

Las normas ISO 9000 y 14000, regulan la calidad de los bienes o de los servicios que venden u ofrecen las empresas, así como los aspectos ambientales implicados en la producción de los mismos, respectivamente.



2.3.2 NORMATIVIDAD NACIONAL APLICABLE.

En 1983, el Gobierno Federal, trata de integrar en un sólo organismo público, todas las políticas, acciones y actividades relacionadas con la protección del medio ambiente y en general dar un marco integral a la atención de los asuntos de ecología. Es así como se crea la Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología, contando para tal fin con la subsecretaría de Ecología, como organismo encargado de atender estos asuntos.

Dentro de las principales políticas de la Subsecretaría de Ecología se encontraba la de prevención del deterioro ecológico del medio ambiente utilizando herramientas de planeación, como lo son la evaluación del impacto ambiental de los proyectos de desarrollo y la realización del ordenamiento ecológico del territorio. Además se impulsaron las políticas de prevención y control de la contaminación atmosférica y del agua, así como la correspondiente para la conservación de los recursos naturales.

Así para 1993 se instrumentó el primer Procedimiento de Impacto Ambiental, tomando en consideración la variable ambiental, como eje de evaluación de los proyectos de desarrollo tanto en el sector Público, como los correspondientes al Privado y Social, teniendo como fundamento jurídico al Artículo 7º de la Ley Federal de Protección al Ambiente.

A lo largo de la aplicación de este procedimiento de impacto ambiental, tomaba especial relevancia la evaluación de los proyectos industriales, principalmente aquellos en los que se veían involucrados el manejo de sustancias peligrosas y que hacían tomar especial interés en revisar las posibles interacciones del proyecto con las actividades vecinas, cuidando que no se presentaran actividades incompatibles entre ellas y revisando todas las medidas de seguridad implícitas en el proyecto.

De esta forma, se lleva a cabo el análisis y evaluación principalmente de los proyectos del sector Público (CFE, PEMEX, etc.).

En Petróleos Mexicanos se ha incorporado la seguridad industrial como parte esencial de su política empresarial. Se ha comprometido, por medio de su política de seguridad y protección ambiental, a administrar los riesgos inherentes a sus actividades para proteger la seguridad de sus empleados, de sus instalaciones y de las comunidades cercanas a sus centros de trabajo.



Las acciones derivadas de los sistemas de administración de la seguridad adoptados en PEMEX han permitido ejercer un control más estricto, disminuyendo los accidentes y logrando operaciones más seguras. Asimismo, se ha fortalecido el sistema de información de accidentes, lo que permite un mejor seguimiento del comportamiento de los índices de accidentabilidad creando y diseñando en 1996 el SIASPA (Sistema Integral de Administración de la Seguridad y la Protección Ambiental), en el que se incluyen todos los aspectos que se deben considerar para lograr una buena administración e integración de la seguridad y la protección ambiental en las operaciones de producción en las instalaciones petroleras, y tiene como objetivo: "Mejorar el desempeño en materia de Seguridad y Protección Ambiental en el corto y largo plazo e integrar su administración efectiva a la cultura de Petróleos Mexicanos, de manera consistente con la política institucional sobre Seguridad Industrial y Protección Ambiental".⁽¹⁸⁾

Otras normas que se aplican son: La ley Federal del trabajo, Reglamento Federal de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente de trabajo (RFSHMAT), Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA) y las Normas Oficiales Mexicanas (de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social - STPS).



2.4 ANÁLISIS DE RIESGOS. (2)

El análisis de riesgos es una disciplina que combina la evaluación de los procesos desde el punto de vista de la ingeniería con técnicas matemáticas que permiten realizar estimaciones de *frecuencias* de ocurrencia y *gravedad* de las consecuencias de accidentes. Sirve para identificar y evaluar peligros o riesgos potenciales en un proceso, y para asegurar que se especifiquen medidas para su eliminación y control; como sistema involucra a la organización en la *prevención* efectiva de accidentes y eventos de pérdida.

De este procedimiento se obtiene información sobre los peligros y riesgos que no han podido eliminarse y sobre las medidas preventivas más adecuadas que deberían adoptarse y que deben ser realizadas.

Estos análisis son realizados por un equipo multidisciplinario que aplica una combinación de técnicas de análisis. Dichas técnicas deben ser siempre seleccionadas en base a la complejidad del proceso y el objetivo del análisis.

Los análisis de riesgos deben ser revalidados y actualizados periódicamente (por lo menos cada cinco años). Además requieren una cuidadosa planificación, ejecución y documentación, para asegurar que estos tienen una validez necesaria para hacer frente a auditorías de cumplimiento.

2.4.1 OBJETIVOS DEL ANÁLISIS DE RIESGOS. (2A)

Los objetivos principales que persigue un Análisis de Riesgos son:

- ▶ Prevenir accidentes.
- ▶ Identificar los peligros y los riesgos que se pueden presentar en un determinado proceso.
- ▶ Generar información sobre los peligros y riesgos de una planta para tomar decisiones (gerencia o administración de riesgos).
- ▶ Identificar las posibles causas de los accidentes (mecanismo por el cual se desarrolla), evaluar sus consecuencias, estimar su probabilidad de ocurrencia y la gravedad de sus consecuencias.
- ▶ Implementar medidas preventivas y correctivas para mejorar la seguridad, tomando en cuenta la relación costo-beneficio.

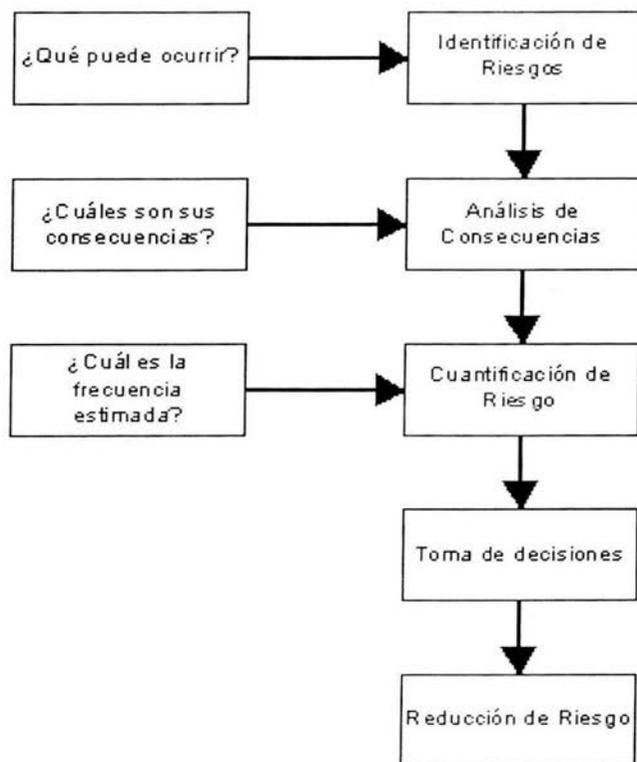
2.4.2 ETAPAS DEL ANÁLISIS DE RIESGOS. (21)

Un Análisis de Riesgos se constituye básicamente por las siguientes etapas:

- ▶ Identificación de sucesos no deseados, que pueden conducir a la materialización de un peligro
- ▶ Determinación de las causas por las cuales los sucesos no deseados tienen lugar.
- ▶ Estimación de las consecuencias no deseadas y la frecuencia con que se producen

Para llegar a estas etapas primero debemos hacernos unas preguntas de acuerdo a la experiencia que se tiene sobre el proceso de estudio y así seleccionar la técnica de análisis que se pudiera aplicar. (Ver fig 2.1)

Fig. 2.1 Preguntas básicas en el Análisis de Riesgos





2.5 TÉCNICAS DE EVALUACIÓN DE RIESGOS. (5, 21, 22)

La ingeniería de proyectos es apoyada por Técnicas de Análisis de Riesgos que involucran herramientas de identificación y evaluación para caracterizar los riesgos en las diferentes fases de desarrollo de un proyecto.

Los métodos de identificación de riesgos se dividen en las siguientes categorías:

Tabla 2.1 Métodos de identificación de Riesgos y sus Técnicas.

MÉTODO DE IDENTIFICACIÓN	TÉCNICA DE ANÁLISIS
<p>Métodos comparativos.</p> <p>Se basan en la experiencia adquirida a través del tiempo, de las personas que están involucradas directamente con los procesos en determinadas áreas de la planta.</p> <p>Se utilizan para evaluar la seguridad de una instalación a través de: la experiencia acumulada en un proceso determinado y de normas y códigos aplicables a los equipos y líneas de proceso (como el diseño, fabricación, instalación y operación, y en las medidas de seguridad; sistemas contra incendio, sistemas de relevo de presión, sistemas de control, diques de contención, sistema de alarma, equipos de relevo, manuales de operación).</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Códigos, estándares y normas (CEN). ▪ Lista de comprobación (check list). ▪ Análisis histórico de accidentes (AHA). ▪ Auditorias de seguridad (AS).
<p>Métodos generalizados.</p> <p>Se basan en esquemas de razonamiento lógico para identificar y evaluar en su totalidad, los riesgos presentes en un determinado proceso, tomando como base la relación causa-efecto. Analizan todos los sucesos que pueden dar origen a situaciones de peligro. Determinan las consecuencias de los posibles accidentes y la probabilidad de ocurrencia de forma cuantitativa. Proporcionan esquemas de razonamiento más sistemáticos y son herramientas de análisis más versátiles y útiles.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Análisis de Riesgo y operabilidad "HazOp". ▪ Análisis "What-If". ▪ Análisis de "Árbol de Fallas" (FTA Fault Tree Análisis). ▪ Análisis de "Árbol de Eventos" (ETA Event Tree Analysis). ▪ Análisis de "Modos de Falla y Efectos" (FMECA Failure Mode, Effects and Criticality Análisis). ▪ Análisis del "Error Humano". ▪ Análisis "Preliminar de Peligros" (PHA Preliminary Hazard Analysis). ▪ Análisis de Consecuencias.



METODO DE IDENTIFICACIÓN	TECNICA DE ANÁLISIS
<p>Índices de Riesgo. No identifican peligros específicos, son útiles para señalar las áreas de mayor concentración de riesgo, los cuales requieren un análisis más profundo. Proveen un método útil que proporciona una clarificación relativa a los riesgos inherentes a la planta en cuestión.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Índice Dow. ▪ Índice Mond.

Se pueden clasificar las técnicas de Análisis de Riesgos de acuerdo a los resultados que se desean, ya sea por identificar peligros o evaluar riesgos. (Ver Tabla 2.2)

Tabla 2.2 Técnicas de Análisis de Riesgos y Peligros. (21)

ANÁLISIS DE PELIGROS	ANÁLISIS DE RIESGOS
<ul style="list-style-type: none"> - Códigos de Seguridad - Revisiones de Seguridad - Listas de Verificación - Análisis históricos de accidentes - Análisis ¿Qué pasaría si? - Análisis Preliminar de Peligros - Análisis de Error humano - Análisis de Peligros y Operabilidad 	<ul style="list-style-type: none"> - Índice Mond y Dow - Análisis de modos de Fallas, Efectos y Criticidad - Análisis de Árbol de Eventos - Análisis de Consecuencias de Incendios y Explosiones - Análisis de Árbol de Fallas

SELECCIÓN DE LAS TÉCNICAS DE ANÁLISIS. (2)

Para realizar una selección correcta de la técnica de análisis que se desea aplicar a nuestro objeto de estudio, (instalación existente o un proyecto de inversión) se debe plantear el alcance que se quiere tener en función de los objetivos del proyecto.

Se debe contar con la identificación y evaluación de todos los peligros y riesgos, estudio de algunos riesgos en particular, conocer la cadena de sucesos que se generen por determinado accidente, señalar las áreas de mayor riesgo, establecer jerarquías de riesgos. También es necesario saber con que información se cuenta para saber que técnica podemos aplicar.

Se deben conocer las características del proceso para identificar que análisis convendría aplicar ya que se pueden utilizar métodos equivalentes, sin embargo la técnica utilizada debe ser seleccionada, basada en la complejidad del proceso y el objetivo de análisis. Una forma de realizar la selección de la técnica es considerando los siguientes aspectos:



CRITERIO	DESCRIPCIÓN
Objeto	Lo que se busca
Herramienta	Lo que utiliza
Resultados	Como se requiere el resultado: Lista, porcentaje, índice, etc.
Naturaleza	Cuantitativos o Cualitativos
Personal	Especialista, experiencia y multidisciplinario

2.6 IMPORTANCIA DEL ANÁLISIS DE RIESGOS. (2, 21, 22)

El Análisis de Riesgos es importante debido a que auxilia para la toma de decisiones, ya sea mediante la jerarquización de las estrategias de reducción de riesgos o mediante la comparación con los niveles de riesgo fijados como objetivo en una determinada actividad y para una mejor distribución de los servicios (Ver figura 2.2).

Fig. 2.2 Utilidad del análisis de Riesgos.





El Análisis de Riesgos y Peligros en las Industrias Químicas, como en las Industrias de Refinación y Petroquímica en particular cumple, con el fin de decir cuando:

- ▶ Iniciar la operación
- ▶ Interrumpir la operación
- ▶ Someter a mantenimiento

Además de obtener el modelaje de las consecuencias de los escenarios de accidentes como nubes de vapor, explosiones, incendios, derrames, etc. y de prevenir y estar alerta a sus posibles surgimientos (aunque es casi imposible evitarlos ya que dependen de innumerables combinaciones de tiempo, modo y lugar).

En las industrias petroleras de gas, petroquímicas, refinación, entre otras; los propietarios, diseñadores operadores y/o los encargados del mantenimiento reciben, aplican y ponen en marcha las recomendaciones que resultan de la técnica de análisis de riesgos, proporcionando así la seguridad del proceso.

CAPÍTULO III

Caso de estudio (Trabajo en campo)

3.1 ANTECEDENTES

3.1.1 GASOLINA

3.1.2 OCTANAJE

3.2 PLANTA REFORMADORA DE NAFTAS

3.2.1 REFORMADO CATALÍTICO DE NAFTAS

3.2.2 CATALIZADORES DE REFORMADO

3.2.3 EQUIPO QUE COMPONE A LA PLANTA REFORMADORA DE NAFTAS

3.2.4 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

3.2.5 VARIABLES DEL PROCESO

3.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS A APLICAR A LA PLANTA REFORMADORA DE NAFTAS

3.4 ACTUALIZACIÓN DE DIAGRAMAS

3.5 ANÁLISIS DE RIESGOS Y OPERABILIDAD "HAZOP"

3.5.1 METODOLOGÍA

3.5.2 RESULTADOS

3.6 ANÁLISIS DE ÁRBOL DE FALLAS "FTA"

3.6.1 METODOLOGÍA

3.6.2 RESULTADOS

3.7 ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS

3.7.1 METODOLOGÍA

3.7.2 RESULTADOS



3.1 ANTECEDENTES. (6, 20)

3.1.1 GASOLINA.

Entre los productos que se obtienen de la destilación del petróleo crudo, tal vez el más importante es la gasolina, debido a que es el combustible para transporte usado mundialmente, sin embargo, su elaboración no es fácil ya que para entregar el producto a los consumidores, es necesario el empleo de diversos y complicados procesos y tecnologías.

El crudo del cual se obtiene la gasolina, contiene compuestos que no son hidrocarburos tales como sal, metales y azufre. El contenido de azufre varía de acuerdo al lugar de origen del crudo, sin embargo, se puede decir que la gasolina que se obtiene en la destilación primaria, contiene alrededor de 800 partes por millón. Aunado a lo anterior, se tiene que esta gasolina sólo alcanza un número de octano de más o menos 57, siendo la especificación del producto final superior a los 80.

Para alcanzar la especificación de octano, la gasolina primaria se envía al proceso de reformación catalítica, pero antes debe ser desulfurada en un proceso de hidrotratamiento en presencia de un catalizador cuyos metales activos pueden ser cobalto y molibdeno.

Existen otras fuentes y otros procesos para producir gasolina, tal es el caso de la gasolina proveniente del proceso de desintegración catalítica fluida FCC (fluid catalytic cracking).

Con la finalidad de producir gasolinas que contaminen menos el ambiente, se han instalado plantas de alquilación, en las cuales la carga son las olefinas C_4 que no reaccionaron en la planta de MTBE y una corriente de isobutano que proviene también del proceso FCC. El alquilado producto puede tener un número de octano de 9091 RON y 8889 MON. Por otra parte, con la finalidad de aprovechar de manera óptima los hidrocarburos, se han instalado unidades isomerizadoras de parafinas de cinco (C_5) y seis átomos de carbono (C_6) las cuales producen otra buena corriente para ser utilizada en la preparación de las gasolinas finales.

Con las corrientes mencionadas, se formulan las gasolinas finales que Petróleos Mexicanos pone a la venta en las Estaciones de Servicio y la proporción en que participan depende de las características de las mismas, así como de las especificaciones que deben cumplir las gasolinas finales entre las cuales son dignas de mención, el número de octano, la presión de vapor, el contenido de azufre, de aromáticos, de olefinas y temperatura final de ebullición.



Tipos de gasolinas comercializadas. ⁽²⁰⁾

En nuestro país, la estructura de la demanda está cubierta por la gasolina sin plomo (Pemex Magna) equivalente a la Regular Unleaded (87 octanos calculados como índice), y por la gasolina de alto octano Pemex Premium (93 de octano), de características similares al conocido como Premium en el mercado internacional. Este último producto se oferta en el territorio nacional incluyendo la Zona Metropolitana del Valle de México (Z.M.V.M.), donde se inició la venta de ésta, en diciembre de 1996; la demanda actual de este producto ha ido creciendo día con día.

3.1.2 OCTANAJE. ⁽²⁰⁾

¿Qué es el octanaje?

Octanaje o número de octano es una medida de la calidad y capacidad antidetonante de las gasolinas para evitar las detonaciones y explosiones en las máquinas de combustión interna, de tal manera que se libere o se produzca la máxima cantidad de energía útil.

¿Cuál es la escala utilizada para medir el octanaje?

La calidad antidetonante de una gasolina se mide usando una escala arbitraria de número de octano. En esta escala, se dio a los hidrocarburos iso-octano (que es poco detonante) un índice de octano de 100; y al n-heptano (que es muy detonante), un índice de octano de cero.

Así, por ejemplo, si una gasolina presenta propiedades antidetonantes similares a una mezcla de 95% de iso-octano y 5% de n-heptano, se dice que tiene un número de octano de 95.

3.2 PLANTA REFORMADORA DE NAFTA. ^(12, 14, 15, 16)

“La gasolina desulfurada se procesa en la planta Reformadoras de Naftas, que tiene una capacidad de 30,000 BPD. El objetivo de este proceso es incrementar el índice de octano de la gasolina PEMEX Magna. En esta planta se obtiene también el hidrógeno necesario para los procesos de hidrosulfuración de gasolina y de destilados intermedios; obteniendo además gas combustible y gas licuado. Adicionalmente cuenta con la unidad de Regeneración Continua de Catalizador (CCR), que permite corridas de dos años de operación continua”.



3.2.1 REFORMADO CATALÍTICO DE NAFTAS. (14, 15, 16)

En el reformado catalítico la estructura de las moléculas es modificada para formar componentes aromáticos con mayor número de octano, cuidando de mantener el craqueo térmico en la menor proporción posible.

El proceso de reformación catalítica de *naftas*, tiene como objetivo la conversión de los componentes de bajo octano tales como parafinas y naftenos, en isoparafinas y aromáticos de mayor índice de octano, produciendo también una buena cantidad de hidrógeno.

Los procesos de reformado se clasifican en continuos, cíclicos y semiregeneradores, dependiendo de la frecuencia de la regeneración del catalizador.

El reformado obtenido en este proceso tiene un octanaje mínimo de 98, empleándose posteriormente como componente de las gasolinas para motor. Del hidrógeno producido, una parte se emplea en el proceso de Hidrodesulfuración de naftas, y la otra parte en los procesos de Hidrodesulfuración de destilados intermedios (turbosina, diesel y nafta pesada).

En general las tres principales reacciones que ocurren durante el reformado son:

- ▶ Deshidrogenación
- ▶ Isomerización.
- ▶ Craqueo con hidrógeno.

La conversión neta de estas reacciones depende de la composición de la carga, del catalizador y de la seguridad de la operación.

3.2.2 CATALIZADORES DE REFORMADO.

Todos los catalizadores de reformado de uso general, hoy en día contienen platino (Pt) soportado sobre una base de sílice o de aluminio-sílice. En muchos casos se combina renio (Re) con el platino (Pt) para formar un catalizador más estable, que permite operar a presiones más bajas. El platino está ideado para utilizarlo como zona catalítica para las reacciones de hidrogenación y deshidrogenación, y la alúmina clorada proporciona una zona ácida para las reacciones de ciclización, isomerización y craqueo con hidrógeno.

La actividad de un *catalizador* de reformado esta en función del área, del volumen del poro y del contenido de platino y cloros activos. Esta actividad se reduce durante el funcionamiento por los depósitos de coque y las pérdidas de cloruros.



La actividad del *catalizador* se puede restablecer por la oxidación a alta temperatura de carbón que se deposita en su superficie, seguida por una cloración.

3.2.3 EQUIPO QUE COMPONE A LA PLANTA REFORMADORA DE NAFTAS. (15, 16)

A continuación se mencionan los equipos utilizados en la planta, a excepción de los cambiadores de calor de tubos y coraza, recipientes de presión y bombas centrífugas. Se considera que los equipos mencionados son de naturaleza más compleja o forman parte de los paquetes.

- ▶ Reactores DC-501, DC-502, DC-503 Y DC-504. Son cuatro reactores de reformación son del tipo flujo radial y tienen el mismo arreglo de internos, aunque son diferentes en sus dimensiones por requerimientos del proceso. Son de lecho fijo y están empacados con catalizador a base de platino-renio.
- ▶ Calentador de carga BA-501 A/D. El equipo BA-501 funciona como calentador de alimentación a reactores de la Planta Reformadora de Naftas. Este calentador tiene cuatro celdas. La capacidad total térmica de diseño es de 585,932 lb/h (265,770 kg/h) considerando la alimentación de hidrocarburos e hidrógeno. (13, 15)
- ▶ Compresor GB-501 Y GB-502/R. Este compresor es de tipo centrífugo. Esta movido por una turbina de condensación total, el vapor motriz que utiliza la turbina es vapor de alta presión a 58.37°C y 471 kg/cm². El compresor está diseñado para manejar el 105% de flujo normal, con el objeto de cubrir las variaciones durante la operación de la Planta.
- ▶ Torre estabilizadora DA-501 Esta torre tiene como función separar los hidrocarburos ligeros (C₁, C₂, C₃ y C₄₋₅) y el H₂ de la nafta reformada. Consta de 30 platos de tipo válvula. Del plato No. 1 al 15 son de un solo paso, del plato 16 al 30 son de dos pasos, y la alimentación se efectúa en el plato No. 16. (13, 15)

3.2.4 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO. (12, 15, 16)

El objetivo de esta planta es aumentar el octanaje de la gasolina hidrodesulfurada mediante reacciones de reformación catalítica, esto es convertir parafinas y naftenos a compuestos aromáticos (bencénicos) deshidrocíclicos y desintegración de cadenas largas a cadenas cortas.

La gasolina hidrodesulfurada y reformada obtenida en este proceso tiene un 97% de octanaje, empleándose posteriormente como componente de las gasolinas para motor.



Para la obtención del reformado dentro de especificación, se tienen tres secciones en las que se puede considerar está dividido el proceso:

- ▶ Sección de carga y reacción.
- ▶ Sección de compresión de hidrógeno.
- ▶ Sección de estabilización.

SECCIÓN DE CARGA Y REACCIÓN. (14, 15, 16)

En esta sección se realiza la preparación de la carga al proceso de reformación catalítica (DFP 001 Y DTI 002) que incluye el precalentamiento, las reacciones de reformación y la separación de los productos en sus fases líquido - gas, enviando los gases recuperados a la sección de compresión.

La carga proveniente de la Planta Hidrodesulfuradora de Naftas, se mezcla con una corriente de hidrógeno proveniente del separador de hidrógeno de recirculación FA-502 y otra de tricloroetano, con la finalidad de favorecer las reacciones de isomerización y aromatización. Esta mezcla se precalienta de 57 °C a 382 °C en los intercambiadores de calor EA-501-A/B, posteriormente se introduce una corriente de condensado para aumentar el efecto de los cloruros. Esta mezcla de carga se envía a la celda "A" que es la primera de las cuatro celdas del calentador de carga BA-501 donde aumenta su temperatura de 382 °C a 502 °C.

En estas condiciones y con una presión de 13.32 kg/cm² entra al primer reactor DC-501 donde sufre las primeras y más enérgicas reacciones de reformación al pasar radialmente a través de 0.925 m de catalizador de manera que el flujo sale a 473 °C y 13.4 kg/cm². El efluente retorna al calentador a la celda "B" donde se recupera la temperatura a 504 °C.

La corriente de gases, entra al segundo reactor DC-502 con una presión a 13.1 kg/cm² y fluye en forma radial a través de 1.11 m de catalizador descendiendo la presión a 12.8 kg/cm² y la temperatura a 479 °C. Para recuperar la temperatura, el flujo se circula a través de la celda "C", el cual sale a 12.4 kg/cm² y 504 °C, en el tercer reactor DC-503, fluye la carga a través de 1.37 m de catalizador y sale a 486 °C y 12.1 kg/cm². Con la finalidad de completar la reformación, la mezcla de gases fluye a la celda "D", que sale a 504 °C y 11.8 kg/cm², y fluye a través del catalizador del reactor DC-504, del cual sale la mezcla de gases a 486 °C y 11.5 kg/cm². Durante la reformación de la gasolina las reacciones son endotérmicas.

El efluente del último reactor (DC-504), es enfriado con la carga al primer reactor (DC-501), de 486 °C a 136 °C en los intercambiadores EA-501-A/B, donde se condensa el 24% de los vapores.



SECCIÓN DE COMPRESIÓN DE HIDRÓGENO. (14, 15, 16)

La finalidad de esta sección es separar el gas de los hidrocarburos líquidos y elevar la presión por etapas (DFP 001, DTI 003 y DTI 005).

Primera etapa de compresión.

La corriente de gases y reformado, se condensa en el soloaire EC-501, del cual sale a 60 °C y 10.8 kg/cm², se enfría en los intercambiadores de calor EA-502-A/D, donde se enfría la mezcla a 43 °C con una presión de 10.5 kg/cm²; en estas condiciones la corriente fluye hacia el separador de baja presión FA-501, en el cual se separan los gases incondensables (hidrógeno en mayor proporción) del líquido; en este tanque se tienen dos corrientes, una de gases que circulan por la parte superior y otra de líquido, que se extrae por el fondo de este separador, utilizando las bombas GA-501/R. Con estas bombas se envía la corriente líquida a la corriente de descarga de la primera etapa de compresión (compresor GB-501) y al separador del compresor de la segunda etapa de compresión FA-502.

Por lo que respecta a la corriente de gas del separador FA-501, fluye hacia la primera etapa de compresión que después de ser comprimido, fluye hacia el separador de la segunda etapa de compresión FA-502, mezclado con la corriente líquida de FA-501, previamente enfriada de 61 °C a 38 °C en los intercambiadores de calor EA-503-A/D; en este separador, también se tienen dos corrientes, una de gases incondensables (hidrógeno en mayor proporción), la cual fluye hacia la segunda etapa de compresión (compresor GB-502) con una derivación de esta corriente hacia la red de gas combustible, surgiendo dos corrientes: una hacia el desfogeo, y otra se recircula a la sección de reacción.

La corriente líquida del separador FA-502, se extrae por el fondo utilizando las bombas GA-502/R, y se envía a la torre estabilizadora DA-501, previo calentamiento de 38 °C a 177 °C en los intercambiadores EA-505-A/D, donde se vaporiza parcialmente esta corriente.

Segunda etapa de compresión.

Las condiciones de operación a la succión del compresor de la segunda etapa son 14.6 kg/cm² y 38 °C y a la descarga es de 92 °C y 38.4 kg/cm². La corriente a la descarga de esta segunda etapa de compresión (compresor GB-502), se enfría en los intercambiadores de calor EA-504-A/B de 92 °C a 38 °C, y fluye hacia el separador de alta presión FA-503, que se encuentra a la succión de la tercera etapa de compresión (compresor GB-502-R).

Tercera etapa de compresión.

Las condiciones de operación en esta etapa de compresión, son: 38.4 kg/cm² y 38 °C a la succión, 67.5 kg/cm² y 95 °C a la descarga.



La corriente de gas que sale por la parte superior del separador FA-503 (hidrógeno en mayor proporción) fluye hacia la tercera etapa de compresión; en esta corriente se tiene una derivación hacia la Planta Hidrodesulfuradora de Naftas. Por lo que respecta a la corriente de líquido que sale de este equipo por la parte inferior, esta corriente se une con la corriente líquida que proviene del separador FA-502, y que se dirige hacia la torre estabilizadora DA-501. La corriente de hidrógeno que sale de la tercera etapa de compresión fluye hacia una Planta de Destilados Intermedios.

SECCIÓN DE ESTABILIZACIÓN. (14, 15)

Las condiciones en el domo de la torre son: de 74 °C y 14 kg/cm² y en el fondo de 232 °C y 17.9 kg/cm² (DTI 006).

La corriente líquida de hidrocarburos que se obtiene en el fondo de la torre estabilizadora DA-501, se divide en dos corrientes, una fluye hacia tanques de almacenamiento como gasolina reformada, y la otra corriente se maneja con las bombas GA-504-R/M/T, con las cuales se envía al rehervidor BA-502, el cual proporciona la temperatura necesaria para la operación de la torre estabilizadora, mediante una recirculación continua en el del fondo de la misma torre.

Los vapores que se obtienen en el domo de la torre DA-501, fluyen a través de los condensadores EA-506-A/D, hacia el acumulador de reflujo FA-504, donde se separan los gases incondensables del líquido, por lo que se obtienen dos corrientes, una de gas que sale por la parte superior y fluye hacia la red de gas combustible, la otra es líquido que se extrae por el fondo de este acumulador con las bombas GA-503-M/RT, cuya corriente a la descarga se separa en dos, una se envía como reflujo al plato No.1 de la torre estabilizadora DA-501, y la otra corriente, se envía como licuables hacia la Planta de Tratamiento Cáustico.

"PROCESO DUAL-FORMING". (14, 15)

Como parte del parte del proceso de modernización de PEMEX-Refinación, se contrató al Instituto Francés del Petróleo (IFP) con el fin de efectuar la ingeniería básica del proyecto de modificaciones a la Planta Reformadora. La ingeniería de detalle en construcción estuvo a cargo de la compañía Bufete industrial (B.I.).

Las modificaciones a la Planta analizada tienen como finalidad:

Incrementar el factor de operación (corridas de mayor duración) y mejorar la calidad de los productos manteniendo rendimientos altos. Todo lo anterior, con una inversión mínima, un máximo ahorro de energía y cumpliendo con los requerimientos Internacionales de protección al medio ambiente.



La ingeniería desarrollada por el IFP incorpora, al proceso semi-regenerativo existente (Tecnología IMP), un reactor adicional con un sistema de regeneración continua (CCR/IFP). A esta combinación de tecnologías se le conoce como "Proceso Dual-Forming".

Si se opera bajo las condiciones especificadas por el IFP, se deben obtener los siguientes resultados:

Capacidad:	30.0 MBPD
Rendimiento del reformado:	81% peso de la carga
Rendimiento de Hidrógeno puro:	2.05 % peso de la carga (mínimo)
RON en el reformado:	98
MON en el reformado:	88
Duración de ciclo:	24 meses (mínimo).

Proyecto de modificaciones (REVAMP).⁽¹⁵⁾

El proyecto REVAMP tiene como objetivo lograr el funcionamiento de la planta con un mínimo de modificaciones. Para la planta Reformadora de Naftas los cambios que se efectuaron al proceso son:

- Adicionar un quinto calentador (BA-503) y un quinto reactor (DC-505) con un sistema de regeneración continua.
- Los primeros cuatro reactores operaran para una severidad de 88 RON, a fin de asegurar corridas de 24 meses como mínimo. En el quinto reactor se llevara el RON del reformado hasta 98.
- Se adiciona una guarda de azufre (DC-510) en la alimentación a la reformadora (descarga de GA-405/RT).
- Con el fin de reducir la caída de presión en el circuito de hidrógeno de recirculación, solamente la producción de hidrógeno neto (el que va a la succión de los GB-502/R y a la red de gas combustible) de la descarga del compresor GB-501, es recontactado con el reformado sin estabilizar.
- Después del recontacto en el líquido del separador FA-501 y de pasar a través de los enfriadores con agua existente EA-503, la mezcla se enfría hasta 10° C mediante los EA-509 con reformado sin estabilizar de las GA-502/R, y el enfriador chiller EA-510. Esto es con el propósito de mejorar la recuperación de C₅ y mas pesados así como la pureza del gas rico en hidrógeno.
- El gas de recirculación es enviado al precalentador de carga combinada "PACKINOX" EA-508, que sustituye a los EA-501A/B ya que estos proporcionaban solamente una recuperación de calor moderada del efluente de un reactor. El EA-508 está fabricado a base de placas soldadas y ofrece una recuperación de calor mas eficiente.



- La presión en el separador FA-501 se produce hasta 9.8 Kg/cm², es la presión mas baja compatible con el tiempo de ciclo de 24 meses requerido para los primeros cuatro reactores.

En general todo el equipo existente incluyendo la DA-501 se verificó y son los adecuados para las nuevas condiciones de servicio.

3.2.5 VARIABLES DEL PROCESO. (12, 14, 15, 16)

De todas las reacciones químicas que ocurren en el proceso de Reformación Catalítica de Naftas, son las de Deshidrogenación e Hidrodesintegración las que deben ser controladas dentro de ciertos límites para obtener a la vez altos rendimientos y altos octanajes de la gasolina producto, así como suficiente producción de hidrógeno.

Por ello, es importante mantener la presión parcial del hidrógeno en el sistema de reacción a fin de inhibir la formación de coque sobre el catalizado, asegurando así una mayor duración. Los efectos de las variables del proceso sobre la unidad Reformadora de Naftas se observa en la siguiente tabla:

Tabla 3.1 Efectos de las variables del proceso sobre la unidad de reformación

Al aumentar			Rendimiento del Reformado	Depósitos de Coque
LA PRESIÓN			Disminuye	Disminuye
LA TEMPERATURA			Disminuye	Aumenta
RELACIÓN H ₂ /HC			Constante	Disminuye
CALIDAD DE LA NAFTA	Pto. de ebullición	final	Aumenta	Aumenta
		inicial	Aumenta	Disminuye

3.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS A APLICAR A LA PLANTA REFORMADORA DE NAFTAS. (5, 9)

Debido a que se requiere un análisis generalizado (no solamente de la experiencia), comparativo y cuantitativo (para visualizar numérica o gráficamente los resultados) sobre los riesgos que se pueden generar en toda la planta y en cada sección se debe hacer una comparación entre las diferentes técnicas de análisis de riesgos. Además de que se deben tener las herramientas necesarias para efectuarlo.

Las técnicas son diferentes en cuanto a objetivos, alcances, herramientas y resultados. Por lo que se efectuó la siguiente comparación:



Tabla 3.2 Comparación de las Técnicas de Análisis de Riesgos

Técnica de Análisis de riesgos	Objetivo	Alcance		Herramientas			Resultados	
		COMPARATIVO	GENERALIZADO	INFORMACION CONTROLADA	SOFTWARE O PROGRAMA	CALCULOS	CUANTITATIVO	CUALITATIVO
Códigos, Estándares y normas	Evaluar la seguridad de una planta de procesos, con ayuda de manuales que indican como diseñarla, distribuirla, instalarla, operarla y desmantelarla.	■		■				■
Lista de comprobación	Evaluar materiales, equipos y procedimientos en cuanto a deficiencias del diseño, accidentes de operación del equipo o proceso.	■		■				■
Análisis históricos de accidentes	Identificación de Riesgos que hace uso de los datos recopilados del pasado de accidentes o incidentes de un proceso.	■		■				■
Revisión de seguridad	Asegurar que la planta, su operación y prácticas de mantenimiento sigan la intención de diseño y estándares de construcción.	■		■				■
Análisis de Peligros derivados de la Operación "HazOp"	Identificar peligros, evaluar riesgos y determinar su nivel, con el fin de mejorar la operabilidad de la sección o unidad de proceso.		■		■			■



Tabla 3.2 Comparación de las Técnicas de Análisis de Riesgos

Técnica de Análisis de riesgos	Objetivo	Alcance		Herramientas			Resultados	
		COMPARATIVO	GENERALIZADO	INFORMACION CONTROLADA	SOFTWARE O PROGRAMA	CALCULOS	CUANTITATIVO	CUALITATIVO
Análisis "What if"	Identificar peligros, situaciones peligrosas o secuencias específicas de accidentes que pueden producir consecuencias adversas		■	■				■
Análisis de Árbol de Fallas "AAF" (FTA)	Identificar las posibles fallas mecánicas o bien por errores humanos que pueden conducir a un accidente o un suceso culminante, calculando probabilidad y/o frecuencia de ocurrencia.		■			■	■	
Análisis de Árbol de Eventos "ETA" (FTE)	Identificar las secuencias de los sucesos no deseados de principio a fin en forma de probabilidad de ocurrencia.		■			■	■	
Análisis de modos de falla y sus efectos "AMFE" (FMEA)	Identificar modos de fallas de un sólo equipo o de un sistema sencillo y cada efecto potencial en el sistema o planta.		■			■		■
Análisis del Error Humano	Evaluar la probabilidad de procedimientos y fallas humanas que desencadenen un accidente por los operadores de la planta.		■	■				■



Tabla 3.2 Comparación de las Técnicas de Análisis de Riesgos

Técnica de Análisis de riesgos	Objetivo	Alcance		Herramientas			Resultados	
		COMPARATIVO	GENERALIZADO	INFORMACION CONTROLADA	SOFTWARE O PROGRAMA	CALCULOS	CUANTITATIVO	CUALITATIVO
Análisis Preliminar de Riesgos "APR" (PHA)	Evaluar los peligros en las primeras etapas de la vida de un proyecto.		■	■				■
Análisis de Consecuencias	Evaluar consecuencias originadas de incendios y explosiones a partir de las condiciones del material y cantidades de derrame o fuga.		■		■		■	
Índice Dow y Mond	Proporcionar un valor numérico que permite identificar áreas en las que el riesgo potencial alcanza un nivel determinado		■		■	■	■	

De lo anterior, las técnicas que se aplicarán a la Planta Reformadora de Naftas serán el Análisis de Peligros derivados de la Operación "HazOp", Análisis de Árbol de Fallas y Análisis de Consecuencias ya que son técnicas generalizadas y usan métodos lógicos y esquemáticos así como reportan resultados cuantitativos que ayudan a tener una mayor perspectiva del potencial de riesgo en la planta.



3.4 ACTUALIZACIÓN DE DIAGRAMAS.

Para explicar un proceso químico o modo de operación se utilizan diagramas, estos tienen la característica de proporcionar la mayor cantidad de información del proceso y de ser claros en su descripción.

Los diagramas empleados en este proyecto son:

- ▶ Diagrama de Flujo de Proceso (DFP). Es una representación gráfica de todo un proceso, y muestra la secuencia seguida del proceso, las operaciones unitarias y la cantidad de materia y energía que se transfiere. Es indispensable para todo el personal involucrado.
- ▶ Diagrama de Tubería e Instrumentación (DTI). Este diagrama muestra toda la tubería, instrumentación y accesorios que se requieren para la operación de la planta.

Los diagramas de la Planta Reformadora de Naftas fueron actualizados en campo, es decir se siguieron las líneas y equipos visualmente, y se plasmo lo que se observó físicamente en planta: posteriormente se digitalizaron en Autocad 2002 para efectos del análisis (Ver tabla 3.3).

Tabla 3.3 Lista de diagramas de una Planta Reformadora de Naftas

No. de Diagrama	Nombre del Diagrama	Tipo de Diagrama	Página
001	Planta Reformadora de Naftas	DFP	93
002	Sección de Carga y Reacción	DTI	94
003	Sección de Reacción	DTI	95
004	Separación y Compresión de gases de recirculación	DTI	96
005	Guardas de Cloro	DTI	97
006	Sección de Compresión	DTI	98
007	Sección de Estabilización	DTI	99

3.5 ANÁLISIS DE PELIGROS DERIVADOS DE LA OPERACIÓN "HAZOP".

(5, 21, 22)

El Análisis HazOp (*Hazard and Operability Analysis*), se desarrolló en los años 70's en Gran Bretaña por ingenieros de la Imperial Chemical Industries (ICI), como respuesta a la creciente escala y complejidad de los procesos químicos tanto en la operación como en la automatización y se reconoció que los accidentes eran resultado de una cadena lógica de causas y circunstancias, que podían evitarse o por lo menos reducir su gravedad o frecuencia.



El HazOp es un estudio llevado a cabo por un equipo multidisciplinario integrado por los ingenieros de operación, de seguridad, de mantenimiento mecánico, de mantenimiento eléctrico, de mantenimiento a plantas, de mantenimiento civil, de protección ambiental, el de producción entre otros.

La técnica requiere de información detallada de diseño y de operación del proceso. El resultado de un Análisis HazOp incluye identificación de peligros y evaluación de riesgos, problemas de operabilidad y recomendaciones para reducirlo.

Son dos los objetivos primordiales del HazOp:

- ▶ Identificar peligros, evaluar riesgos y determinar su nivel, con el fin de mejorar la operabilidad de la sección o unidad de proceso.
- ▶ Lograr que el personal técnico que participa en las sesiones HazOp se involucre directamente en la operación, por el entendimiento del proceso en situaciones tanto normales como anormales.

Si el estudio se realiza en:

- ▶ La etapa de diseño, ayudará a resolver fácil y económicamente los problemas desde el principio.
- ▶ Las instalaciones existentes, los riesgos serán identificados antes de que ocasionen incidentes para sugerir recomendaciones y así minimizar los riesgos.

Las actividades principales del HazOp son:

- ▶ Identificar los peligros y evaluar los riesgos.
- ▶ Analizar las frecuencias de las causas y gravedad de las consecuencias.
- ▶ Proponer recomendaciones para disminuir o mitigar el riesgo.

Requisitos para seleccionar la planta o área en que se realizará el análisis HazOp:

- ▶ Nivel de peligrosidad de la planta o área.
- ▶ Tipo y cantidad de material procesado, almacenado o transportado.
- ▶ Registro de accidentes o incidentes ocurridos.
- ▶ Modificaciones y/o cambios realizados al proceso y/o equipos.



3.5.1 METODOLOGÍA.

Para iniciar con el estudio HazOp, es necesario contar con los Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's) actualizados y que el equipo multidisciplinario haya entendido la operación normal de la Planta Reformadora de Naftas. El HazOp debe ser conducido por un coordinador, facilitador o guía del equipo, con experiencia en realizar estudios HazOp's el cual debe demostrar dominio de la técnica (aunque no tenga experiencia en la planta que se estudie), quien promoverá la creatividad para aplicar las palabras guía, con el objeto de identificar el problema, no de resolverlo; además tendrá habilidad para propiciar la discusión propositiva del equipo multidisciplinario.

Una vez cubiertos los puntos anteriores, se procede a dividir el proceso en circuitos. A su vez, los circuitos serán divididos en nodos. Los nodos son partes del proceso como un equipo con sus líneas de alimentación y descarga, o aquella parte del proceso en la cual un parámetro de la operación varía.

Posteriormente de seleccionar un nodo, se determinan los parámetros del mismo. Los parámetros son las condiciones físicas o químicas del proceso que pueden medirse o inferirse. Dentro de los parámetros más importantes se tienen: flujo, temperatura, presión, nivel, composición, etc.

A cada uno de los parámetros se le aplicarán las palabras guía que lo "modifican", las palabras guía que se utilizan son: no, más, menos, parte de, también como, otro que e inverso. Al aplicar una palabra guía al parámetro se obtiene una desviación, por ejemplo si el parámetro es flujo y la palabra guía es menos, la desviación será menos flujo.

Para cada desviación hay que:

- i. Identificar causas.
- ii. Para cada causa, determinar consecuencias asumiendo que fallan todas las protecciones o no existen.
- iii. Listar las salvaguardas y protecciones.
- iv. Determinar el nivel de riesgo para cada causa, considerando la frecuencia con la que se da la causa y la gravedad de sus consecuencias.
- v. Hacer recomendaciones para minimizar el riesgo, ya sea realizándolas para disminuir la frecuencia de la causa o para disminuir la gravedad de la consecuencia.



El índice o nivel de riesgo permite tomar decisiones sobre la aceptabilidad o no del riesgo, o bien asignar prioridades a las acciones recomendadas. El sistema para establecer las prioridades de las recomendaciones a implementar deberá usar una matriz de índice de riesgo que combine la probabilidad de ocurrencia de un accidente y la severidad o gravedad de las consecuencias del mismo.

La *frecuencia* de una causa la establecerá el equipo multidisciplinario, de acuerdo a su experiencia, en cualquiera de los siguientes rangos mostrados en la tabla 3.4.

Tabla 3.4 Frecuencias.

NUM.	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN
1	Frecuente	Ocurre más de una vez al año.
2	Ocasional	Ha ocurrido varias veces durante la vida de la planta.
3	Posible	Se espera que ocurra no más de una vez en la vida de la planta.
4	Improbable	No se espera que ocurra en la vida de la planta.

La *gravedad* de la consecuencia también la determinará el equipo multidisciplinario, según su experiencia, considerando los siguientes parámetros:

Tabla 3.5 Gravedades. ⁽²³⁾

Num.	Gravedad	Aspecto	Descripción
1	Catastrófico	Personas	Pérdida de una o más vidas fuera de la Refinería
		Instalaciones	Daños por más de \$25,000,000
		Medio Ambiente	Fuga mayor que requiere limpieza fuera de la Refinería
		Operación	Paro de la Refinería
2	Mayor	Personas	Un lesionado fuera de la refinería y una pérdida de vida dentro
		Instalaciones	Daños por un monto entre \$2,500,000 y \$25,000,000
		Medio Ambiente	Fuga mayor que no requiere limpieza fuera de la Refinería
		Operación	Paro de más de una planta



Num.	Gravedad	Aspecto	Descripción
3	Significativo	Personas	Varios lesionados dentro de la Refinería
		Instalaciones	Daños por un monto entre \$250,000 y \$2,500,000
		Medio Ambiente	Fuga menor que requiere limpieza dentro de la Refinería
		Operación	Paro de una planta
4	Importante	Personas	Un lesionado dentro de la Refinería
		Instalaciones	Daños por menos de \$250,000
		Medio Ambiente	Fuga menor
		Operación	Paro del equipo o sección de planta

Estos dos factores se unen para originar la *Matriz de Índice de Riesgos* que determina el nivel de riesgo. Los riesgo de 1 a 3 son inaceptables, de 4 son indeseables, los de 6 son aceptables con controles, mientras que del 7 al 10 son aceptables como están.

Fig. 3.1 Matriz de Índice de Riesgos

		Gravedad				
		4	3	2	1	
FRECUENCIA	1	6	4	3	1	1
	2	7	6	4	3	2
	3	9	7	6	4	3
	4	10	9	7	6	4



Una vez estimado el riesgo se le asigna una letra de la A a la D para clasificar la recomendación o recomendaciones que se planteen para disminuir su correspondiente riesgo, originando una matriz de clase de riesgos como la que a continuación se observa.

Fig. 3.2 Matriz de Clases de Riesgo

		Gravedad				
		4	3	2	1	
FRECUENCIA	1	C	B	A	A	1
	2	D	C	B	A	2
	3	D	D	C	B	3
	4	D	D	D	C	4

Tabla 3.6 Clases de Riesgos.

ÍNDICE DE RIESGOS	CLASE	DESCRIPCIÓN	SEGUIMIENTO
1 a 3	A	Inaceptable	El riesgo deberá mitigarse mediante controles de ingeniería y/o administrativos hasta un riesgo clase C o menor dentro de un periodo de 6 meses.
4	B	Indeseable	El riesgo deberá mitigarse mediante controles de ingeniería y/o administrativos hasta un riesgo clase C o menor dentro de un periodo de 12 meses.
6	C	Aceptable con controles	Debe verificarse que los procedimientos o controles estén en su lugar, en uso y que sean efectivos.
7 a 10	D	Aceptable como está	No se requiere mitigar el riesgo.



3.5.2 RESULTADOS.

Las sesiones HazOp se llevaron a cabo en el período comprendido entre el 10 de Octubre al 21 de Noviembre del 2002. Dichas reuniones se realizaron en las instalaciones del Sector 8 de la Refinería "Miguel Hidalgo" con la participación de especialistas en diferentes departamentos.

De acuerdo al método de HazOp se utilizó un acta constitutiva del grupo multidisciplinario para la realización del Análisis.

En la siguiente tabla se presentan los escenarios que fueron sujetos al análisis HazOp con su correspondiente Diagrama de Tubería e instrumentación (DTI).

Tabla 3.7 Escenarios de una Planta Reformadora de Naftas

Circuito	Nodo	Número de DTI	Desviación Analizada
Pre calentamiento y reacción.	Intercambiador de calor carga-efluente EA-508 (PACKINOX)	002 y 003	1. Menos flujo 2. Alta presión 3. No flujo 4. Alta temperatura
Compresión y separación de gas de recirculación.	Sección de compresión y separación de gas de recirculación	004y 006	1. Alta presión 2. Alto nivel en tanque FA-501 /502
Sección de estabilización.	1. Calentador BA-502 de recirculación de fondos de la DA-501	007	1. Alta temperatura 2. Alta presión 3. No flujo
	2. Torre estabilizadora DA-501	007	1. Alta temperatura 2. Alta presión 3. No flujo 4. Bajo nivel
Sección de compresión	Guardas de cloro FA-510 y FA-511	005	1. Alta presión

Las hojas de registro del análisis HazOp, se realizaron con el software HazOp Wizard®, utilizado para el Análisis HazOp .

A continuación se presenta los resultados de los circuitos seleccionados que se formaron en el estudio HazOp. Aquí se generaron las recomendaciones (Consultar el Apéndice I pág. 89).



	Compañía: Refinería	Área/proceso: Sector 8 Unidad Reformadora de Naftas II	Fecha: 31 de Octubre de 2002
	Nodo 1: Intercambiador de calor carga-efluente EA-508 (Packinox).		
	Diagramas: 002 y 003		Producto: Hidrógeno
Desviación: Menor flujo de entrada al Packinox			
Causa: 1. Falla del lazo de control FRC-505			
Consecuencias: 1. Vaporización súbita de la carga. 2. Presionamiento del Packinox. 3. Daños en las placas del Packinox. 4. Fugas e incendio en el Packinox.		Protección: 1. Alarma por bajo flujo FAL-505. 2. Mantenimiento preventivo de instrumentos, específicamente al lógico de control FRC-505.	
Recomendación: 1.-Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo al FRC-505			
Frecuencia: (2) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D
Causa: 2. Taponamiento de los filtros de carga FG-501 A/B.			
Consecuencias: 1. Bajo flujo hacia el Packinox. 2. Vaporización súbita de la carga. 3. Presionamiento del Packinox. 4. Daños en las placas del Packinox. 5. Fugas e incendio en el Packinox.		Protección: 1. Las válvulas de relevo PSV-270 y PSV-271. 2. Filtro de relevo FG-501 A/B. 3. Alarma por bajo flujo FAL-505	
Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo a los filtros de carga FG-501 A/B. 2. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo al FIC-505.			
Frecuencia: (3) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (7) , 9	Clase: D
Causa: 3. Falla del lazo de control de presión PRC-527.			
Consecuencias: 1. Represionamiento de la sección de reacción de la Reformadora de naftas-II 2. Daños internos en el EA-508 Packinox. 3. Daños en las placas del Packinox. 4. Fugas e incendio en el Packinox.		Protección: 1. Alarma por alta presión PAH-527. 2. Continuidad en el mantenimiento preventivo al lógico de control PRC-527. 3. PSV-506/501A/501B	
Recomendación: Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo al lógico de control PRC-527			
Frecuencia: (2) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D
Causa: 4. Falla del lazo de control de presión PRC-524.			
Consecuencias: 1. Daños internos en el EA-508 Packinox. 2. Daños en las placas del EA-508 Packinox. 3. Fugas e incendio en el EA-508 Packinox.		Protección: 1. Alarma por alta presión PAH-524. 2. Continuidad en el mantenimiento preventivo al lógico de control PRC-524.	
Recomendación: Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo al lógico de control PRC-524.			
Frecuencia: (2) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D



Causa: 1. Falla de la bomba de carga GA-405/R			
Consecuencias: 1. Altas diferenciales de presión en el EA-508 Packinox. 2. Alta diferencial de temperatura en el EA-508 Packinox 3. Daños a los internos del EA-508 Packinox 4. Fugas en el EA-508 Packinox 5. Incendio y explosión 6. Paro de planta 7. Daños al catalizador		Protección: No existen protecciones	
Recomendación: 1. Mantener disponible la bomba de relevo GA-405R 2. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo a equipos			
Frecuencia: (2) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D
Causa: 2. Falla del lazo de control de flujo FRC-505			
Consecuencias: 1. Fuga por sellos de la bomba GA-405/R 2. Fuga e incendio de la carga 4. Altas diferenciales de presión en el EA-508 Packinox 5. Alta diferencial de temperatura en el EA-508 Packinox 6. Daños a los internos del EA-508 Packinox 7. Paro de planta 8. Daños al catalizador		Protección: 1. Alarma por bajo flujo FAL-505 2. Mantenimiento preventivo al lógico de control de flujo FRC-505	
Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo al lógico de control de flujo FRC-505.			
Frecuencia: (2) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D
Causa: 1. Bajo flujo de hidrógeno del GB-501			
Consecuencias: 1. Deficiente transferencia de calor del efluente con la carga 2. Alta diferencial de presión en el EA-508 Packinox 3. Alta diferencial de temperatura en el EA-508 Packinox 4. Daños a los internos del EA-508 Packinox 5. Daños al catalizador 6. Fugas por bridas en el EA-508 Packinox 7. Incendio y explosión 8. Paro de planta		Protección: 1. No hay protecciones para el suministro de hidrógeno en caso de falla del compresor GB-501/R	
Recomendación: 1 Continuar cumpliendo con el mantenimiento integral preventivo total al compresor GB-501/R en la reparación general de la planta			
Frecuencia: (2) , 2	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (6) , 6	Clase: C
Causa: 2. Bajo flujo de carga			
Consecuencias: 1. Daños internos en el EA-508 Packinox. 2. Daños en las placas del EA-508 Packinox. 3. Fugas e incendio en el EA-508 Packinox		Protección: 1. Alarma por alta presión PAH-524. 2. Continuidad en el mantenimiento preventivo al lógico de control PRC-524.	
Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo al lógico de control de presión PRC-524.			
Frecuencia: (2) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D



Causa: 1. Bajo flujo de hidrógeno del GB-501/R							
Consecuencias: 1. Deficiente transferencia de calor del efluente con la carga 2. Alta diferencial de presión en el EA-508 Packinox 3. Alta diferencial de temperatura en el EA-508 Packinox 4. Daños a los internos del EA-508 Packinox 5. Daños al catalizador 6. Fugas por bridas en el EA-508 Packinox 7. Incendio y explosión 8. Paro de planta		Protección: 1. El registrador de flujo FR-506A/B 2. Los indicadores de temperatura local TI-5202/5203					
Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento integral preventivo total al compresor GB-501 en la reparación general de la planta							
Frecuencia:	(2) , 3	Gravedad:	(3) , 4	Riesgo:	(6) , 9	Clase:	D
Causa: 2. Bajo flujo de carga							
Consecuencias: 1. Alta diferencial de presión al EA-508 Packinox 2. Alta diferencial de temperatura en el EA-508 Packinox				Protección: 1. El lógico de control de flujo FRC-505 2. Alarma por bajo flujo FAL-505 3. Alarma por bajo flujo FALL-505			
Recomendación: 1. Continuar con el mantenimiento preventivo al lógico de control de flujo FRC-505. 2. Continuar con el mantenimiento preventivo a las bombas de carga GA-405/R.							
Frecuencia:	(2) , 3	Gravedad:	(3) , 4	Riesgo:	(6) , 9	Clase:	D



	Compañía: Refinería	Área/proceso: Sector 8 Unidad Reformadora de Naftas II	Fecha: 31 de Octubre de 2002
	Nodo2. Sección de compresión y separación de gas de recirculación.		
Diagramas: 004, 006 Y 007		Producto: Gasolina e Hidrógeno	
Desviación: Alta presión en la sección de compresión.			
Causa: 1. Falla del lazo de control de presión PRC-527.			
Consecuencias: 1. Represionamiento de la sección de compresión de la reformadora de Naftas-II 2. Fugas por bridas en los equipos de la sección de compresión. 3. Paro de la unidad 500.		Protección: 1. Alarma por alta presión PAH-527. 2. Continuidad en el mantenimiento preventivo al control lógico de control de presión PRC-527. 3. La válvula de relevo PSV-501A/501B para el FA-501. 4. La válvula de relevo PSV-506 para el FA-503 5. Las válvulas de relevo PSV-502/503/504/505 para el compresor GB-502/R.	
Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo al lazo de control de presión PRC-527. 2. Continuar cumpliendo con el mantenimiento integral preventivo total al compresor GB-501 en la reparación general de la planta 3. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo total al compresor GB-502/R.			
Frecuencia: (2) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D
Causa: 2. Falla del lazo de control de presión PRC-524.			
Consecuencias: 1. Represionamiento de la sección de compresión 2. Fugas por bridas en los equipos de la sección de compresión. 3. Paro de la unidad 500.		Protección: 1. Alarma por alta presión PAH-524 2. Continuidad en el mantenimiento preventivo al lógico de control de presión PRC-524. 3. PSV-501A/501B para el FA-501. 4. PSV-506 para el FA-503 5. PSV-502/503/504/505 para el compresor GB-502/R. 6. Sistema de contra incendio	
Recomendación: 1 Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo al lazo de control de presión PRC-524. 2. Continuar cumpliendo con el mantenimiento integral preventivo total al compresor GB-501 en la reparación general de la planta 3. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo total al compresor GB-502/R.			
Frecuencia: (2) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (7) , 9	Clase: D
Causa: 1. Falla del lazo de control de nivel LIC-501			
Consecuencias: 1. Mayor presión hidrostática en el separador de baja presión FA-501. 2. Posibilidad de daños en los sellos de las bombas GA-501A/B. 3. Arrastre de hidrocarburos al compresor GB-501/R. 4. Daños en los internos del compresor GB-501/R. 5. Paro de planta U-500.		Protección: 1. Mantenimiento preventivo a lógico de control de nivel LIC-501. 2. El directo de la válvula LV-501. 3. Indicador de nivel de campo LG-501 4. Bombas de recontacto GA-501/R 5. Alarma por alto nivel LAH-501.	
Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo al lazo de control de nivel LIC-501 y al indicador de nivel LG-501. 2. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo a las bombas de recontacto GA-501/R.			
Frecuencia: (2) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D



Causa: 2. Falla de las bombas de recontacto GA-501/R			
Consecuencias: 1. No hay salida de gasolina hacia el separador de hidrogeno de recirculación FA-502. 2. Mayor presión hidrostática en el separador de baja presión FA-501. 3. Posibilidad de daños en los sellos de las bombas GA-501A/B. 4. Arrastre de hidrocarburos al compresor GB-501. 5. Daños en los internos del compresor GB-501. 6. Paro de planta U-500.		Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo al lazo de control de nivel LIC-501. 2. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo a las bombas de recontacto GA-501/R.	
Protección: 1. Alarma por alto nivel LAH-501. 2. El relevo de la bomba GA-501. 3. Mantenimiento a bombas..			
Frecuencia: (2) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D
Causa: 1. Falla del lazo de control de nivel LIC-502			
Consecuencias: 1. Mayor presión hidrostática en el separador de hidrógeno de recirculación FA-502. 2. Posibilidad de daños en los sellos de las bombas de alimentación de la torre estabilizadora GA-502A/B. 3. Arrastre de hidrocarburos al compresor GB-502. 4. Daños en los internos del compresor GB-502. 5. Paro de planta U-500.		Protección: 1. Alarma por alto nivel LAH-502. 2. Indicador de campo LG-502 3. Bombas de alimentación a la torre estabilizadora GA-502/R 4. El directo de la válvula LV-502. 5. Mantenimiento preventivo al lógico de control de nivel LIC-502.	
Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo al lazo de control de nivel LIC-502y al indicador LG-502. 2. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo a las bombas GA-502/R.			
Frecuencia: (2) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D
Causa: 1. Falla de las bombas GA-502/R			
Consecuencias: 1. No hay salida de gasolina hacia la torre estabilizadora DA-501. 2. Mayor presión hidrostática en el separador de hidrógeno de recirculación FA-502. 3. Posibilidad de daños en los sellos de las bombas GA-502A/B. 4. Arrastre de hidrocarburos al compresor GB-502. 5. Daños en los internos del compresor GB-502. 6. Paro de planta U-500.		Protección: 1. Alarma por alto nivel LAH-502. 2. El relevo de la bomba de alimentación a la torre estabilizadora GA-502	
Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo al lazo de control de nivel LIC-502. 2. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo a las bombas GA-502/R.			
Frecuencia: (2) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D



Causa: 1. Alta presión en el gas combustible de alimentación al BA-502.			
Consecuencias: 1. Incidencia de flamas en los serpentines del calentador BA-502. 2. Ruptura de tubos del calentador BA-502. 3. Fugas e incendio en el calentador BA-502. 4. Paro de planta.		Protección: 1. Indicador de presión local PI-533	
Recomendación: 1. Habilitar alarma y disparo por alta presión en la línea de alimentación de gas combustible al calentador BA-502. 2. Elaborar el procedimiento para la operación del disparo que se habilitará en la línea de alimentación de gas combustible. 3. Continuar cumpliendo con el programa de mantenimiento a boquillas de quemadores			
Frecuencia: (1) , 1	Gravedad: (2) , 2	Riesgo: (3) , 3	Clase: A
Causa: 2. Bajo flujo en los serpentines del calentador BA-502.			
Consecuencias: 1. Daño de fluxería (serpentines) en el interior del calentador BA-502. 2. Deposito de carbón por crackeo. 3. Obstrucción en el interior de los serpentines del calentador BA-502. 4. Disparo por bajo flujo del calentador BA-502. 5. Paro de planta.		Protección: 1. Disparo por bajo flujo FSSL-516/517/529/530 2. Indicadores de presión local PI-587A/B y PI-588A/B.	
Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo a FRC-516/517/529/530.			
Frecuencia: (2) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D



	Compañía: Refinería	Área/proceso: Sector 8 Unidad Reformadora de Naftas II	Fecha: 18 de Noviembre de 2002
	Nodo 3: Calentador BA-502 de recirculación de fondos de la DA-501.		
	Diagramas: 007	Producto: Gasolina	
Desviación: Alta presión en el hogar del calentador BA-502.			
Causa: 3. Falla en el lazo de control de temperatura TRC-530.			
Consecuencias: 1. Daño de fluxería (serpentines) en el interior del calentador BA-502. 2. Deposito de carbón por crackeo. 3. Obstrucción de los serpentines del calentador BA-502. 4. Paro de la U500.		Protección: 1. Realizar el mantenimiento al lógico de control de temperatura TRC-530	
Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo al lazo de control de temperatura TRC-530			
Frecuencia: (3) , 3	Gravedad: (2) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D
Causa: 4. Ruptura de un serpentín en el hogar del calentador			
Consecuencias: 1. Disparo del calentador BA-502 . 2. Paro de la U-500.		Protección: 1. Prueba de Gamagrafia a los serpentines o prueba de martillo durante la reparación general de la planta. 2. Calibración de serpentines del BA-502 durante la reparación general de la planta.	
Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con las pruebas de Gamagrafia o prueba de martillo y calibración de serpentines al BA-502			
Frecuencia: (3) , 3	Gravedad: (2) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D
Causa: 3. Ruptura de un serpentín del calentador BA-502.			
Consecuencias: 1. Fuga por el serpentín del calentador BA-502 2. Incendio en el hogar del calentador BA-502 3. Paro de la U-500.		Protección: 1. Prueba de Gamagrafia a los serpentines o prueba de martillo durante la reparación general de la planta. 2. Calibración de serpentines del BA-502 durante la reparación general de la planta.	
Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con las pruebas de Gamagrafia o prueba de martillo y calibración de serpentines al BA-502			
Frecuencia: (3) , 3	Gravedad: (2) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D
Causa: 2. Falla de las mamparas PV-546-1/2 en posición de cerrado			
Consecuencias: 1. Represionamiento del hogar del calentador BA-502 2. Se apaga el calentador BA-502 3. Explosión o incendio por mezclas explosivas en el hogar del calentador BA-502.		Protección: 1. Prueba de Gamagrafia a los serpentines o prueba de martillo durante la reparación general de la planta. 2. Calibración de serpentines del BA-502 durante la reparación general de la planta.	
Recomendación: 1. Habilitar disparo del calentador BA-502 por alta presión en el hogar 2. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo al lógico de control PIC-546.			
Frecuencia: (2) , 2	Gravedad: (2) , 2	Riesgo: (4) , 4	Clase: B



Causa: 1. Falla de las bombas de fondos de la torre estabilizadora GA-504/R.			
Consecuencias: 1. Ruptura de tubos en el BA-502. 2. Incendio en el hogar del BA-502. 3. Paro de la U-500.		Protección: 1. Relevo de la bomba de fondos de la torre estabilizadora GA-504/R 2. Switch por bajo flujo FSSL-516/517/529/530.	
Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo a GA-504/R 2. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo a FRC-516/517/529/530			
Frecuencia: (1) , 3	Gravedad: ((3) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D
Causa: 2. Falla de los controladores FRC-516/517/529/530.			
Consecuencias: 1. Ruptura de tubos en el BA-502 2. Incendio en el hogar del BA-502 3. Paro de la U-500.		Protección: 1. Mantenimiento al lazo de control de FRC-516/517/529/530	
Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo a FRC-516/517/529/530			
Frecuencia: (2) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D



	Compañía: Refinería	Área/proceso: Sector 8 Unidad Reformadora de Naftas II	Fecha: 18 de Noviembre de 2002
	Nodo 4: Guardas de cloro FA-510 y FA-511.		
	Diagramas: 005	Producto: Gasolina y Cloro	
Desviación: Alta presión en la guarda de cloro FA-510			
Causa: 1. Falla del lazo de control de presión PRC-524			
Consecuencias: 1. Fugas por el bridas en el guarda de cloro FA-510/511 2. Guarda de cloro FA-510/511 3. Formación de mezclas explosivas en el interior de la guarda de cloro FA-510/511 4. Explosión de la mezcla explosiva en caso de encontrar una fuente de ignición		Protección: 1. Mantenimiento al lógico de control de presión PRC-524 2. Alarma por alta presión PAH-524.	
Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo al lazo de control de presión PRC-524.			
Frecuencia: (2) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D
Causa: 2. Falla del lazo de control de presión PRC-527			
Consecuencias: 1. Fuga por bridas de la guarda de cloro FA-510/511 2. Guarda de cloro FA-510/511 fuera de operación 3. Formación de mezclas explosivas en el interior de la guarda de cloro FA-510/FA-511. 4. Explosión de la mezcla explosiva en caso de encontrar una fuente de ignición		Protección: 1. Mantenimiento al lógico de control de presión PRC-527 2. Alarma por alta presión PAH-527.	
Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo al lazo de control de presión PRC-527			
Frecuencia: (2) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D



	Compañía: Refinería	Área/proceso: Sector 8 Unidad Reformadora de Naftas II	Fecha: 19 de Noviembre de 2002
	Nodo 5: Torre estabilizadora DA-501		
	Diagramas: 007	Producto:	
Desviación: Alta Temperatura en la torre estabilizadora DA-501			
Causa:			
1. Falla en el suministro de agua de enfriamiento a los EA-506A/B/C/D			
Consecuencias:		Protección:	
1. Disminución del reflujo interno en la torre DA-501		1. Control de presión PRC-528	
2. Represionamiento de la torre DA-501		2. Los indicadores de temperatura locales TI-500-34/500-36	
3. Represionamiento del FA-504		3. El controlador de temperatura TRC-526	
4. Fugas por bridas en la DA-501, FA-504 y EA-506A/B/C/D		4. El indicador de presión PI-544 y su interlock por falla de agua de enfriamiento	
5. Incendio en la torre DA-501, FA-504		5. Las válvulas de relevo PSV-507/508/509.	
6. Paro de la U-500.			
Recomendación:			
1. Solicitar al Sector No. 5 mantener la disponibilidad de operación de 4 bombas de suministro de agua de enfriamiento al Sector No. 8			
2. Solicitar al Sector No. 5 que informe oportunamente el movimiento de las bombas de agua de enfriamiento			
Frecuencia:	(3) , 3	Gravedad:	(2) , 4
Riesgo:	(6) , 9	Clase:	D
Causa:			
2. Falla de las bombas de reflujo de la torre estabilizadora GA-503/R			
Consecuencias:		Protección:	
1. Disminución del reflujo interno en la torre DA-501		1. Control de presión PRC-528	
2. Represionamiento de la torre DA-501		2. Los indicadores de temperatura locales TI -500-34/500-36	
3. Represionamiento del FA-504		3. El controlador de temperatura TRC-526	
4. Fugas por bridas en la DA-501, FA-504 y EA-506A/B/C/D		4. Las válvulas de relevo PSV-507/508/509	
5. Incendio en la torre DA-501, FA-504		5. El controlador indicador de flujo FIC-513	
6. Paro de la U-500.			
Recomendación:			
1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo a las bombas GA-503/R			
Frecuencia:	(3) , 3	Gravedad:	(2) , 4
Riesgo:	(6) , 9	Clase:	D
Causa:			
1. Falla del lazo de control en cascada FIC-513 y TRC-526.			
Consecuencias:		Protección:	
1. Disminución del reflujo interno en la torre DA-501		1. Control de presión PRC-528	
2. Represionamiento de la torre DA-501		2. Los indicadores de temperatura locales TI -500-34/500-36	
3. Represionamiento del FA-504		3. El controlador de temperatura TRC-526	
4. Fugas por bridas en la DA-501, FA-504 y EA-506A/B/C/D		4. Las válvulas de relevo PSV-507/508/509	
5. Incendio en la torre DA-501, FA-504		5. El controlador indicador de flujo FIC-513	
6. Paro de la U-500.			
Recomendación:			
1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo al lazo e control en cascada FIC-513 y TRC-526			
Frecuencia:	(3) , 3	Gravedad:	(2) , 4
Riesgo:	(6) , 9	Clase:	D



Causa: 1. Falla del lazo de control de presión PRC-528			
Consecuencias: 1. Represionamiento de la torre DA-501 2. Represionamiento del FA-504 3. Fugas por bridas en la DA-501, FA-504 y EA-506A/B/C/D 4. Incendio en la torre DA-501, FA-504 5. Paro de la U-500		Protección: 1..Los indicadores de temperatura locales TI 500-34/500-36 2. El controlador registrador de temperatura TRC-526 3. Las válvulas de relevo PSV-507/508/509.	
Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo al lazo de control de presión PRC-528.			
Frecuencia: (3) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D
Causa: 2. Alta temperatura en la torre estabilizadora DA-501			
Consecuencias: 1. Represionamiento de la torre DA-501 2. Represionamiento del FA-504 3. Fugas por bridas en la DA-501, FA-504 y EA-506A/B/C/D 4. Incendio en la torre DA-501, FA-504 5. Paro de la U-500.		Protección: 1. El lógico de control de presión PRC-528. 2. Los indicadores de temperatura locales TI-500-34/500-36. 3. El controlador registrador de temperatura TRC-526 4. Las válvulas de relevo PSV-507/508/509 5. El controlador indicador de presión FIC-513	
Recomendación: 1. Solicitar al Sector No. 5 mantener la disponibilidad de operación de 4 bombas de suministro de agua de enfriamiento al Sector No. 8 2. Solicitar al Sector No. 5 que informe oportunamente el movimiento de las bombas de agua de enfriamiento 3. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo a las bombas GA-503/R 4. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo al lazo de control en cascada FIC-513 y TRC-526			
Frecuencia: (2) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D
Causa: 1. Falla de las bombas de recontacto GA-501/R			
Consecuencias: 1. No hay salida de gasolina hacia el FA-502. 2. Posibilidad de daños en los sellos de las bombas de recontacto GA-501A/B. 3. Arrastre de hidrocarburos al compresor GB-501. 4. Daños en los internos del compresor GB-501. 5. Paro de planta U-500.		Protección: 1. El relevo de la bomba de recontacto GA-501/R 2. Mantenimiento a la bomba de recontacto GA-501/R	
Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo a las bombas de recontacto GA-501/R			
Frecuencia: (2) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D



Causa: 2. Falla de las bombas de alimentación a la torre estabilizadora GA-502/R			
Consecuencias: 1. No hay salida de gasolina hacia la torre estabilizadora DA-501. 2. Posibilidad de daños en los sellos de las bombas GA-502/R. 3. Arrastre de hidrocarburos al compresor GB-502. 4. Daños en los internos del compresor GB-502. 5. Alta temperatura en la torre DA-501 6. Reformado a almacenamiento más caliente. 7. Daños a las juntas de los intercambiadores de calor EA-507A/B. 8. Fugas por bridas de los EA-507A/B 9. Daños a los tanques de almacenamiento del reformado de la U-500		Protección: 1. El relevo de la bomba GA-502/R 2. Mantenimiento a la bomba de alimentación a torre estabilizadora GA-502/R.	
Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo a las bomba de alimentación a torre estabilizadora GA-502/R			
Frecuencia: (2) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: ((6) , 9	Clase: D
Causa: 3. Falta de carga a la planta por falla de las bombas GA-405/R			
Consecuencias: 1. No hay salida de gasolina hacia la torre estabilizadora DA-501. 2. Posibilidad de daños en los sellos de las bombas GA-405/R, GA-501/R y GA-502/R 3. Alta temperatura en la torre DA-501 4. Reformado a almacenamiento más caliente. 8. Fugas por bridas de los EA-507A/B 9. Daños a los tanques de almacenamiento del reformado de la U-500		Protección: 1. Mantenimiento preventivo a las bombas de carga GA-405/R	
Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo a las bombas de carga GA-405/R			
Frecuencia: (2) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D
Causa: 1. Baja carga de alimentación a la torre DA-501			
Consecuencias: 1. Alta temperatura en la torre DA-501 2. Reformado a almacenamiento más caliente. 3. Daños a las juntas de los intercambiadores de calor EA-507A/B. 4. Fugas por bridas de los EA-507A/B 5. Daños a los tanques de almacenamiento del reformado de la U-500		Protección: 1. El controlador indicador de flujo FIC-528 2. Alarma por bajo nivel LAL-507 3. Vidrio de nivel local LG-504.	
Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo al control en cascada de LIC-503 y FIC-528			
Frecuencia: (1) , 2	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (4) , 7	Clase: D
Causa: 2. Falta del lazo de control de nivel LIC-507.			
Consecuencias: 1. Alta temperatura en la torre DA-501 2. Fuga por los sellos de las bombas GA-504/R 3. Paro de la planta.		Protección: 1. Alarma por bajo nivel LAL-507 2. Vidrio de nivel local LG-504.	
Recomendación: 1. Continuar cumpliendo con el mantenimiento preventivo al control en cascada del LIC-507			
Frecuencia: (2) , 3	Gravedad: (3) , 4	Riesgo: (6) , 9	Clase: D



3.6 ANÁLISIS DE ÁRBOL DE FALLAS “FTA”. (21, 22)

Este análisis permite la identificación de fallas en un sistema. Actualmente es aceptado por especialistas en seguridad, debido a la facilidad para calcular la *probabilidad* de un evento en base a la tasa de falla de sus componentes.

El Árbol de fallas (*Fault Tree Analysis - FTA*) es una técnica deductiva, es esencialmente gráfico y se puede apreciar de una manera sencilla el desarrollo de los eventos aislados que pueden llevar por si solos o en su conjunto a la culminación del evento estudiado (Evento Culminante); lo cual facilita una vez hecho el análisis su prevención desde sus orígenes.

Cuando todas las secuencias razonables se han identificado y el árbol esta bien construido, el análisis FTA es posiblemente la herramienta más poderosa para la cuantificación de riesgos.

El árbol de fallas consiste en varios niveles de sucesos, conectados por puertas “Y” o puertas “O”. Estas conexiones lógicas se representan utilizando el álgebra de Boole. En consecuencia el resultado es una tabla de eventos o causas.

El Árbol de Fallas genera una lista de combinaciones de fallas, estas combinaciones, son conocidas como “conjuntos mínimos”. Un *conjunto mínimo* es la asociación más pequeña de componentes de falla que, si todos ocurren o existen simultáneamente, causarán que el evento culminante se realice. Es así como una lista de conjuntos mínimos representa las formas conocidas en las que un accidente puede ocurrir, formuladas en términos de fallas de equipos, errores humanos y circunstancias asociadas.

3.6.1 METODOLOGÍA.

Para construir un FTA se requiere seguir los siguientes pasos:

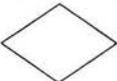
- ▶ Determinar el *evento culminante*. Es el paso más crítico, requiere de la definición precisa del evento indeseado o evento final. Se requiere de antecedentes para poder hacer la determinación del evento de mayor riesgo.
- ▶ Determinar las *causas posibles*. Se deben buscar todos los eventos intermedios y básicos que dieron origen al evento culminante.



- ▶ Establecer un *orden jerárquico de las causas* encontradas. Se acomoda por jerarquías todas las causas encontradas en el punto anterior para determinar los eventos básicos (que pueden desencadenar una serie de eventos posteriores y que llevan al evento final, además de que no precisan de otros anteriores para ser explicados) y los eventos no desarrollados (que pueden llevar al evento final pero que necesitan de un evento anterior para ser explicados), de tal forma que se pueda prevenir o evitar la ocurrencia de estos eventos, disminuyendo así la posibilidad de que el evento final ocurra.
- ▶ Determinar la relación entre los eventos causales y el evento culminante con las salidas lógicas "O" e "Y" mediante el cálculo de la probabilidad de ocurrencia del Evento Culminante.

Para la representación gráfica del Árbol de Fallas se usan los siguientes símbolos:

Tabla 3.8 Terminología del Árbol de Fallas.

Símbolo	Términos del Árbol de Fallas	Definición
	Evento culminante	Es el evento principal no deseado, el cual aparece en la parte superior del árbol de fallas.
	Evento básico	Es cualquier evento que por considerarse elemental no requiere de un desarrollo posterior.
	Evento no desarrollado	Es un evento que a falta de información o interés, no se desarrolla.
	Evento intermedio	Es el resultado de la combinación de varios eventos básicos o no desarrollados, a través de las puertas lógicas.
	Puerta " Y "	El evento ocurre, si sólo si, ocurren todos los sucesos que lo conforman, "si sólo si, está relacionado con el operador matemático de multiplicación" que equivale a la conjunción "Y".
	Puerta " O "	El evento ocurre, si uno u otro ocurre. El "uno u otro, esta relacionado con el operador matemático de suma" que equivale a la disyunción "O".



Para la resolución de los Árboles de Fallas se realizan los siguientes pasos:

- i. Identificar todas las puertas lógicas y eventos básicos.
- ii. Resolver todas las puertas en sus eventos básicos.
- iii. Eliminar los eventos repetidos en los conjuntos de fallas.

Por este último paso se debe transformar el Árbol de Fallas en una función lógica y la posibilidad de simplificar la función lógica del árbol gracias a la comprobación de falsas redundancias.

La reducción de estas redundancias consiste en simplificar ciertas expresiones y consecuentemente los elementos de estructura que las mismas representan (es decir, se deben identificar las fallas individuales de los componentes, que tengan una causa común). Esto es la optimización de un Árbol de Fallas, y consiste en analizar el árbol sobre el plano de su estructura lógica, para poder determinar las combinaciones mínimas de sucesos básicos que hagan que se produzca el evento no deseado. Con álgebra Booleana se traduce la estructura lógica del Árbol de Fallas en ecuaciones lógicas; usando un sistema de equivalencia lógica diferente al álgebra lineal, como:

Tabla 3.9 Equivalencia lógica del Álgebra Booleana y Lineal. ⁽²³⁾

Puerta lógica	Equivalencia	Significado	
Puerta " O "	Equivale a un signo " + "	Unión	En teoría de conjuntos
Puerta " Y "	Equivale a un signo " • "	Intersección	

A continuación se citan algunas de las reglas *Booleanas* de uso frecuente en la evaluación de árboles de fallas:

Tabla 3.10 Propiedades del álgebra Booleana. ⁽²²⁾

Propiedad	Puerta " O "	Puerta " Y "
Conmutativa	$A+B=B+A$	$A \bullet B=B \bullet A$
Asociativa	$A+(B+C)=(A+B)+C$	$A \bullet (B \bullet C)=(A \bullet B) \bullet C$
Distributiva	$A+(B \bullet C)=(A+B) \bullet (A+C)$	$A \bullet (B+C)=(A \bullet B)+(A \bullet C)$
Identidad	$A+A=A$	$A \bullet A=A$
Absorción	$A+(A \bullet B)=A$	$A \bullet (A+B)=A$
Otras	$A+A^c=1$ $0+A=A$ $1+A=1$	$A \bullet A^n=0$ $0 \bullet A=0$ $1 \bullet A=A$ $((A)^n)^n=A$



El Árbol de Fallas tiene sus inconvenientes, si el sistema es muy complejo, el árbol puede ser muy largo y para encontrar la probabilidad de que ocurra el evento indeseado se requiere de herramientas matemáticas o de programa de cómputo para poder hallarla. Aquí se pueden encontrar diversos resultados, por lo que se tiene que confiar en el juicio de la selección del método mas apropiado del analista de fallas.

El análisis de Árbol de fallas debe ser elaborado por personas que conocen la Planta y el proceso a analizar, además de conocer el método y tener experiencia en su aplicación.

3.6.2 RESULTADOS.

El evento analizado es:

- *Incendio en el Calentador a fuego directo BA-502.*

Se realizó el Análisis de Árbol de Fallas, a este Calentador en la sección de Estabilización debido a que se puede producir un incendio por la ruptura de un serpentín debido a la presencia de flujo preferencial, o por incidencia de flama de los quemadores hacia los serpentines. Este evento es importante ya que el BA-502 proporciona la temperatura necesaria para la operación de la torre estabilizadora DA-501; y además, las consecuencias pueden ser desde daños a la propiedad hasta daños al personal que se encuentre realizando sus labores diarias cerca de este equipo, provocando en ellos quemaduras de distintos grados.

Para elaborar el Árbol de fallas se tomó información de: la experiencia de asesores e ingenieros de la planta, del manual de operación y de bibliografía reportada de fallas similares.

En el Árbol de Fallas el evento culminante es la cabeza del árbol al que se llama primer nivel; después de este evento, se derivan otros en un segundo nivel que son las causas que originan el primero y así se derivarán más niveles hasta llegar a eventos más simples o eventos raíces.

En la página 100 del Apéndice II se muestra el Diagrama AF-001 propuesto como resultado del "Incendio en el calentador BA-502".



Con el Árbol construido para este escenario se calculó la probabilidad de ocurrencia del evento culminante. Para esto se usa el álgebra Booleana debido que se observa en el Diagrama de Árbol de Fallas que se repiten varios eventos como: error de diseño, partes defectuosas o equivocadas, entre otras. Si se asigna un valor de probabilidad a cada evento al sumar sus probabilidades (utilizando conjuntos mínimos) se obtendrá como resultado una probabilidad total muy exagerada para el evento culminante, por ello con el álgebra Booleana, debido a que no aplica las mismas propiedades del álgebra lineal, permitirá tener valores de probabilidad de ocurrencia reales tomando en cuenta los eventos que se repiten (con las propiedades de identidad y absorción).

Para la optimización del Árbol de Fallas se numeró a cada evento intermedio como M_i y a los eventos básicos y no desarrollados como B_i , donde i es el número secuencial del evento. De un lado de la ecuación está el evento culminante y del otro se encuentran las sumas de los eventos de los subniveles. La intención es dejar el lado derecho de la igualdad en términos de eventos básicos.

A continuación se presenta el desarrollo de la ecuación para el Árbol de Fallas propuesto, utilizando Álgebra Booleana.

1er. Nivel:

$$T = M_1 \bullet B_1 \bullet M_2$$

2do. Nivel:

$$T = (M_3 + M_4) \bullet B_1 \bullet (B_2 + M_5)$$

3er. Nivel:

$$T = ([M_6 + M_7 + M_8 + M_9] + [M_{10} + M_{11} + M_{12}]) \bullet B_1 \bullet (B_2 + [B_3 + B_4])$$

4to. Nivel:

$$T = ([(B_5 + M_{13} + B_6 + B_7) + (M_{14} + M_{15} + M_{16}) + (B_8 + M_{17}) + (B_9 + M_{18} + B_6)] + [(B_{10} + B_{11}) + (B_{12} + B_{13}) + (M_{14} + M_{19} + M_{15})]) \bullet B_1 \bullet (B_2 + B_3 + B_4)$$



5to. Nivel:

$$T = (((B_5 + [B_{14} + B_5 + B_{15}] + B_6 + B_7) + ([B_{16} + M_{20} + B_{17}] + [B_{18} + B_{19} + B_{20}] + [B_{21} + M_{21}]) + (B_8 + [B_{22} + B_{23} + B_{24}]) + (B_9 + [B_{25} + B_{26}] + B_6) + [(B_{10} \bullet B_{11}) + (B_{12} + B_{13}) + ([M_{20} \bullet B_{17} \bullet B_{27}] + [B_{21} + B_{28}] + [B_{18} + B_{19} + B_{20}]) \bullet B_1 \bullet (B_2 + B_3 + B_4)$$

6to. Nivel:

$$T = (((B_5 + B_{14} + B_5 + B_{15} + B_6 + B_7) + ([B_{16} + (M_{22} + B_{29} + M_{23}) + B_{17}] + [B_{18} + B_{19} + B_{20}] + [B_{21} + (M_{22} + B_{29} + M_{23})]) + (B_8 + B_{22} + B_{23} + B_{24}) + (B_9 + B_{25} + B_{26} + B_6) + [(B_{10} \bullet B_{11}) + (B_{12} + B_{13}) + (((M_{22} + B_{29} + M_{23}) \bullet B_{17} \bullet B_{27}] + [B_{21} + B_{28} + B_{21} + B_{28} + B_{18} + B_{19} + B_{20}]) \bullet B_1 \bullet (B_2 + B_3 + B_4)$$

Aplicando las propiedades del álgebra Booleana:

$$T = [B_5 + B_{14} + B_{15} + B_7 + B_{16} + M_{22} + B_{29} + M_{23} + B_{17} + B_{18} + B_{19} + B_{20} + B_{21} + B_{22} + B_{23} + B_{24} + B_8 + B_9 + B_{25} + B_{26} + B_{12} + B_{13} + B_{28} + (B_{10} \bullet B_{11} + [(M_{22} + B_{29} + M_{23}) \bullet B_{17} \bullet B_{27}]) \bullet B_1 \bullet (B_2 + B_3 + B_4)$$

$$\text{Donde } M_{22} = [B_{36} + B_6 + B_{36}], \quad M_{23} = [B_7 + \sum_{i=31}^{35} B_i]$$

Así:

$$T = [\sum_{i=5}^9 B_i + \sum_{i=12}^{26} B_i + \sum_{i=28}^{36} B_i + (B_{10} \bullet B_{11})] \bullet B_1 \bullet \sum_{i=2}^4 B_i$$

A la ecuación obtenida se le asignó un valor de probabilidad de ocurrencia (P) a los eventos básicos de acuerdo a la tabla 3.11.



Esta tabla también ayuda a calcular la frecuencia probable (F) de que se efectúan los eventos.

Tabla 3.11 Probabilidad de Ocurrencia vs Frecuencia

Probabilidad (P)	Frecuencia probable (F)
1	Inminente (puede ocurrir en cualquier momento)
1×10^{-1}	Muy probable (ha ocurrido o puede ocurrir varias veces al año)
1×10^{-3}	Probable (ha ocurrido o puede ocurrir en un año)
1×10^{-5}	Poco probable (no se ha presentado en 5 años)
1×10^{-7}	Improbable (no se ha presentado en 10 años)
1×10^{-9}	No se ve probabilidad de que ocurra

Asignando valores tenemos:

Tabla 3.12 Probabilidades del evento básico

Probabilidad	Evento Básico	Nomenclatura
1.0	Oxígeno atmosférico	B ₁
1E-03	Puntos calientes	B ₂
1E-03	Deficiente carga estática	B ₃
1E-03	Sistema de tierra desconectado	B ₄
1E-05	No existe Procedimiento de Inspección	B ₅
1E-04	Diseño no apropiado	B ₆
1E-04	Falta de control de calidad en la recepción del equipo	B ₇
1E-03	Falta de supervisión del equipo	B ₈
1E-04	Error en el diseño original	B ₉
1E-06	Bloqueo en línea cerrada	B ₁₀
1E-06	Taponamiento de la línea	B ₁₁
1E-05	Mal diseño (mala distribución)	B ₁₂
1E-04	Falla de controlador FRC-516/517/529/530	B ₁₃
1E-03	El procedimiento de mantenimiento no aplica	B ₁₄
1E-03	Procedimiento de inspección M. A. A.*	B ₁₅
1E-03	Falla en paso abierto de válvula de control 532	B ₁₆
1E-03	Falla de analizador ASL-501 A/B	B ₁₇
1E-04	Espaciamiento inadecuado	B ₁₈
1E-05	Especificaciones M. A. A.*	B ₁₉



Tabla 3.12 Probabilidades del evento básico

Probabilidad	Evento Básico	Nomenclatura
1E-05	Diseño no apropiado a lo especificado	B ₂₀
1E-03	Falla de las bombas GA-504/R	B ₂₁
1E-05	No existe procedimiento de calibración	B ₂₂
1E-03	Verificación mal hecha	B ₂₃
1E-05	Procedimiento inadecuado	B ₂₄
1E-09	No hay prueba de equipo	B ₂₅
1E-05	Procedimiento de recepción inadecuado	B ₂₆
1E-03	Falla en posc. de abierto de la válvula de control 532	B ₂₇
1E-03	Falla en válv. en posc. cerrado en cualquiera de las válvulas de control 516/517/529/530.	B ₂₈
1E-03	M. P. P*. menor al adecuado	B ₂₉
1E-05	Revisión de diseño M. A. A.*	B ₃₀
1E-05	Instrucciones de diseño M. A. A.*	B ₃₁
1E-03	Material requisitado pendiente por surtir	B ₃₂
1E-04	Sin inventario disponible	B ₃₃
1E-03	Requisición de material mal elaborada	B ₃₄
1E-05	Manejo de diseño M. A. A.*	B ₃₅
1E-04	Especificación de diseño M. A. A.*	B ₃₆

M. A. A.*: Menor al adecuado, M. P. P*: *Mantenimiento Preventivo/Predictivo*.



Cada elemento de la ecuación representa un conjunto mínimo, incluso un elemento básico representa un conjunto mínimo.

Tabla 3.13 Probabilidad de ocurrencia del Conjunto Mínimo.

Conjunto Mínimo	Probabilidad Total de Ocurrencia	Porcentaje total de Ocurrencia (%)
$\sum_{i=5}^9 B_i + \sum_{i=12}^{26} B_i + \sum_{i=28}^{36} B_i + (B_{10} \bullet B_{11})$	1.17E-02	1.17
B_1	1.0	100
$\sum_{i=2}^4 B_i$	3E-03	3E-1

PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DEL EVENTO CULMINANTE AL AÑO:	3.51E-05	3.51E-3%
--	----------	----------

Con la nueva ecuación y los conjuntos mínimos se reacomoda el Árbol de Fallas obteniendo un Diagrama simplificado (ver Diagrama AF-001A en la página 101) para el Incendio en el Calentador BA-502 de donde resulta una probabilidad más real y confiable así como una mejor visualización de la ocurrencia de los eventos.

3.7 ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS. (5, 21)

Tanto incendios, fugas, derrames y explosiones, son los tipos de accidentes más frecuentes en la industria química, seguido por las emisiones de sustancias tóxicas. La mayoría de los accidentes en plantas de proceso son resultado de fugas por poros en secciones de alta presión, incendios en calentadores por fuga o ruptura de sus tubos, así como por presionamiento en equipos críticos por manejar altas temperaturas y altas presiones.

El Análisis de Consecuencias evalúa los posibles efectos que se pueden suscitar en un escenario de haberse provocado el accidente.



Para este análisis se utilizó un software especializado para simular los eventos y determinar los radios de afectación, conocido como PHAST (Process Hazard Analysis Safety Tool) versión 6.0. Este software ha sido aceptado en México por el Instituto Nacional de Ecología (INE), en los Estados Unidos por la Agencia de Protección Ambiental (EPA) y la Administración de Salud y Seguridad Ocupacional (OSHA), para la determinación de consecuencias en una evaluación de riesgo.

Este programa cuenta con diversos modelos matemáticos que simulan las consecuencias del riesgo generado, por determinado escenario de interés.

Los *modelos matemáticos* simulan la descarga de materiales, generando información muy útil para determinar las consecuencias de suscitarse un accidente, incluyendo la velocidad de descarga del material, la cantidad total que es descargada y el estado físico del material descargado. Esta información es valiosa para evaluar el diseño de nuevos procesos y en el caso de procesos en operación, evalúa los sistemas de seguridad existentes en la instalación. Los modelos están constituidos por ecuaciones empíricas o fundamentos que representan el proceso fisicoquímico que ocurre durante la descarga de un material. Frecuentemente los resultados son sólo estimados desde las propiedades físicas, por lo que la mayoría de los modelos tienden a maximizar la tasa de descarga y la cantidad descargada. Esto asegura que la modelación es adecuada.

A continuación se describirán los tipos de eventos que pueden ocurrir como resultado de la descarga de un líquido presionado, un líquido no presurizado y de un vapor o gas presurizado.

Charco de fuego (Pool Fire). Cuando un líquido inflamable se fuga de un tanque de almacenamiento o una tubería, se forma una alberca o charco. Al estar formándose el charco, parte del líquido se comienza a evaporar, siempre y cuando los vapores se encuentran sobre su límite inferior de inflamabilidad y con una fuente de ignición se forma un incendio del charco, mientras se encuentran los vapores.

Llamarada de fuego (Flash Fire). Cuando un material volátil e inflamable es descargado a la atmósfera, se forma una nube de vapor y se dispersa. Si el vapor resultante se encuentra con una fuente de ignición antes de que la dilución de la nube sea menor al límite inferior de inflamabilidad, ocurre la llamarada. Las consecuencias primarias de una llamarada de fuego son las radiaciones térmicas generadas durante el proceso de combustión, este proceso tiene una corta duración y los daños son de baja intensidad.



Chorro de fuego (Jet Fire). Si un gas licuado o comprimido es descargado de un tanque de almacenamiento o una tubería, el material descargado a través de un orificio o ruptura formaría una descarga a presión del tipo chorro "Gas Jet", que entra y se mezcla con el aire del medio ambiente. Si el material entrara en contacto con una fuente de ignición, entonces ocurre un Jet Fire o Chorro de fuego.

Bola de fuego (Fireball). El evento de Fireball o bola de fuego resulta de la ignición de una mezcla líquido/vapor flamable y sobrecalentada que es descargada a la atmósfera. El evento de fireball ocurre frecuentemente seguido a una Explosión de Vapores en Expansión de un Líquido en Ebullición "BLEVE".

Explosión. Una explosión es una descarga de energía que causa un cambio transitorio en la densidad, presión y velocidad del aire alrededor del punto de descarga de energía. Existen explosiones físicas, que son aquellas que se originan de un fenómeno estrictamente físico como una ruptura de un tanque presurizado o una BLEVE. El otro tipo de explosiones es la química, son las que tienen su origen en una reacción química como la combustión de un gas inflamable en el aire.

Explosión de Vapores en Expansión de un Líquido en Ebullición, BLEVE (Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion). Ocurre cuando en forma repentina se pierde el confinamiento de un recipiente que contiene un líquido sobrecalentado o un licuado a presión. La causa inicial de un BLEVE es usualmente un fuego externo impactando sobre las paredes del recipiente sobre el nivel del líquido, esto hace fallar el material y permite la repentina ruptura de las paredes del tanque. Una BLEVE puede ocurrir como resultado de cualquier mecanismo que ocasione la falla repentina de un recipiente y permita que el líquido sobrecalentado se separe súbitamente (flashee).

Explosión por una Nube de Vapor, "VCE". Puede definirse simplemente como una explosión que ocurre en el aire y causa daños de sobrepresión. Comienza con una descarga de una gran cantidad de líquido o gas vaporizado de un tanque o tubería y se dispersa en la atmósfera, de toda la masa de gas que se dispersa sólo una parte de esta se encuentra dentro de los límites superior e inferior de explosividad, y esa masa es la que después de encontrar una fuente de ignición genera sobrepresiones por la explosión. Este evento se puede generar tanto en lugares confinados como en no confinados.

Nube Tóxica. En los casos en que una fuga de material tóxico no sea detectada y controlada a tiempo, se corre el riesgo de la formación de una nube de gas tóxica que se dispersará en dirección de los vientos dominantes, y su concentración variará en función inversa a la distancia que recorra. Los efectos tóxicos de exponerse a estos materiales dependen de la concentración del material en el aire y de su toxicidad.



3.7.1 METODOLOGÍA.

Para comenzar el Análisis de Consecuencias se definió el escenario en el cual ocurre el incendio o la explosión para después someterlo a una evaluación tomando las siguientes consideraciones:

- i. Las composiciones de las mezclas generadas para este estudio, deberán ser tomadas de los balances de materia de la planta.
- ii. Adicionalmente, para realizar las simulaciones en el software PHAST se tomarán las siguientes consideraciones:
 - ▶ El orificio formado por corrosión en bridas, sellos de las válvulas y en las líneas analizadas es de forma regular y de un diámetro determinado. El diámetro equivalente del orificio varía desde 3.17 mm (0.125") hasta 12.70 mm (0.5"); para los escenarios de fuga se consideró de 0.50" por corrosión debido a las condiciones.
 - ▶ Las condiciones de presión y temperatura de cada equipo se tomaron de los diagramas de flujo de proceso de la planta Reformadora de Naftas (DFP 001 página 93 del Apéndice II)
 - ▶ Se contempló un tiempo máximo para la detección y control de la fuga de 30 minutos, tomando en cuenta las siguientes consideraciones: tiempo máximo para la detección del evento por parte del personal de PEMEX y tiempo que ocupa el personal de mantenimiento u operación para llegar al lugar exacto de la fuga y controlarla.
 - ▶ Básicamente se consideran tres condiciones ambientales: en la primera se considera una velocidad del viento de 1.5 m/s con estabilidad ambiental clase F por ser las condiciones meteorológicas para el peor escenario, de acuerdo con el INE y con el "RMP Offsite Consequence Analysis" de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (USEPA); en la segunda se utilizará la velocidad del viento promedio de la región de 2.2 m/s, con estabilidad ambiental clase E por ser las características promedio del sitio más favorables para generar eventos de riesgo y como tercera condición se utilizará la velocidad de 4.0 m/s con estabilidad ambiental clase D, por ser las características promedio menos favorables para generar eventos de riesgo (revisar el Apéndice III página 105, la tabla A.3.3 sobre los criterios de Estabilidad de Pasquill).

Los radios que se presentaran en caso de un evento de antorcha o Jet Fire (chorro de fuego), se determinaran a partir de la evaluación de diferentes flujos térmicos (radiación), los cuales se indican en la tabla 3.14, y de los diferentes niveles de sobrepresión que se muestran en la tabla 3.15.

Tabla 3.14 Niveles de radiación ⁽³⁾

RADIACIÓN	DESCRIPCIÓN
1.4 kW/m ² (440 BTU/h/ft ²)	Es el flujo térmico equivalente al del sol en verano y al medio día. Este límite se considera como zona de seguridad.
5.0 kW/m ² (1,268 BTU/h/ft ²)	Nivel de radiación térmica suficiente para causar daños al personal si no se protege adecuadamente en 20 segundos, sufriendo quemaduras hasta de 2º. grado sin la protección adecuada. Esta radiación será considerada como límite de zona de amortiguamiento
12.5 kW/m ² (3,963 BTU/h/ft ²)	Es la energía mínima requerida para la ignición pilotada de la madera y fundición de tubería de plástico. Con 1% de letalidad en 1 minuto. Esta radiación se considerará para el personal y las instalaciones como zona de alto riesgo

Tabla 3.15 Niveles de sobrepresión ⁽³⁾

PRESIÓN	DESCRIPCIÓN
0.5 lb/pulg ² (0.02 bar)	La sobrepresión a la que se presentan rupturas del 10% de ventanas de vidrio y algunos daños a techos; este nivel tiene la probabilidad del 95% de que no ocurran daños serios. Esta área se considerará como límite de la <i>zona de salvaguarda</i> .
1 lb/pulg ² (0.13 bar)	Es la presión en la que se presenta destrucción parcial de casas y daños reparables a edificios; provoca el 1% de ruptura de tímpanos y el 1% de heridas serias por proyectiles. De 0.5 a 1 lb/pulg ² se considerará como la <i>zona de amortiguamiento</i> .
2 lb/pulg ² (0.20 bar)	A esta presión se presenta el colapso parcial de techos y paredes de casas. De 1 a 2 lb/pulg ² se considera como la <i>zona de exclusión (riesgo)</i> .

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA



3.7.2 RESULTADOS.

El Análisis se desarrolló de la siguiente manera:

- Se identificó el escenario durante la realización del Análisis HazOp, y se revisó para localizar los eventos más críticos de la planta. El escenario está situado en la sección de carga y reacción en el Calentador de fuego directo BA-501 A/D debido a que se puede producir un incendio por la ruptura de algún serpentín, provocado por presencia de flujo preferencial o sobrecarga de trabajo al calentador. Este escenario es importante ya que el BA-501 A/D proporciona la temperatura necesaria para calentar la carga gaseosa de los reactores DC-501 A/D.

El escenario analizado es:

Incendio en el Calentador a fuego directo BA-501 A/D.

- Los parámetros de entrada para realizar la simulación en el software *Phast Profesional Versión 6.0* se presentan a continuación en las tablas 3.16, 3.17, 3.18 y 3.19.

Tabla.3.16 Composiciones y propiedades de la mezcla explosiva del serpentín del calentador BA-501

Componente	Fase: Vapor % mol
H ₂	73.181
C ₁	3.802
C ₂	3.911
C ₃	4.451
i-C ₄	0.892
n-C ₄	1.257
C ₅₊	12.507
Flujo total (lb/h):	484233
Propiedad	Valor
Peso Molecular (g/gmol)	15.624
Densidad relativa	232.495
Cp/Cv	1.1139

Tabla 3.17 Características del calentador BA-501

Altura del calentador	2.5 m
Longitud del calentador	4.0 m
Ancho del calentador	3.0 m
Tipo de ventilación	Natural
Presión de descarga	12.2 bar
Temperatura de descarga	504.4°C
Cantidad de material para descarga	1E06 kg



Tabla 3.18 Escenario del Análisis de Consecuencias.

Evento		
Tipo de evento	Fuga	
Fase dentro del serpentín	Vapor	
Diámetro de la fuga	152.4	mm
Dirección de la descarga	Horizontal	
Altura de la descarga	15	m
Inflamabilidad		
Método por explosión	TNT (Trinitrotolueno)	
Método de Jet Fire (Gas Jet)	Shell (Concha)	
Dispersión		
Lugar de la ignición	No se especifica	
Cantidad de material disperso	1E6	kg
Parámetros del Jet Fire		
Radiación Nivel 1	1.4	kW/m ²
Radiación Nivel 2	5	kW/m ²
Radiación Nivel 3	12.5	kW/m ²

Tabla 3.19 Condiciones del clima. ⁽¹²⁾

Condición	Categoría			
	1.5	2.2	4	
Velocidad del viento	1.5	2.2	4	m/s
Estabilidad de Pasquill	F	E	D	
Temperatura atmosférica	17	17	17	°C
Temperatura de la superficie	9.85	9.85	9.85	°C
Humedad Relativa	0.77	0.77	0.77	Fracción



► Resultados del Análisis de Consecuencias realizado en el *Phast*.

Tabla 3.20 Resultados obtenidos del Phast

Parametro	Valor promedio	
Fracción de líquido	0.00	No hay
Temperatura final	476.43	°C
Velocidad final	500	m/s
Diámetro de gota	0.00	No hay
Datos de descarga continua:		
Flujo másico	20.78	kg/s
Duración de la descarga	1800.00	s
Velocidad del orificio	500.00	m/s
Presión de salida	7.60	bar
Temperatura de salida	454.13	°C
Coefficiente de descarga	0.88	
Radio de expansión	0.23	m

Las distancias dentro del límite de inflamabilidad se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 3.21 Resultados del Modelo de Dispersión

Concentración(ppm)	Tiempo promedio (s)	Distancia (m)		
		Categoría 1.4/F	Categoría 2.2/E	Categoría 4.0/C
UFL (262619)	18.75	8.21	5.51	9.93
LFL (29870.5)	18.75	17.15	11.53	20.93
LFL Frac (14935.2)	18.75	17.73	24.34	21.63

Los efectos del *Flash Fire*, de acuerdo a los límites de inflamabilidad antes presentados, se dan en la siguiente tabla:

Tabla 3.22 Resultados del Modelo de Jet Fire (Chorro de fuego)

Concentración (ppm)	Distancia (m)		
	Categoría 1.5/F	Categoría 2.2/E	Categoría 4.0/D
14935.2	17.73	24.34	21.63
29870.5	17.15	11.53	20.93



Para el caso de una explosión de una nube de vapor no confinada por ignición retardada los resultados se muestran a continuación:

Tabla 3.23 Resultados del Modelo de Explosión TNT

Nivel de sobrepresión		<i>Ignición retardada</i>		
		0.5 PSI	1 PSI	2 PSI
		Distancia (m)	Distancia (m)	Distancia (m)
Categoría	1.5 m/s, F	23.95	13.61	12.79
	2.2 m/s, E	23.64	13.53	12.73
	4.0 m/s D	25.08	13.90	13.02

En el diagrama AC-001 de la página 102 del Apéndice II, se presentan los radios de afectación por sobrepresión con las condiciones del área de la refinería (Categoría 2.2/E).

En el Apéndice I se muestran las recomendaciones y la lista de las buenas prácticas de operación resultantes del Análisis de Consecuencias.

CAPÍTULO IV

Conclusiones

*CONCLUSIONES GENERALES

*CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE PELIGROS DERIVADOS DE LA
OPERACIÓN "HAZOP"

*CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE ÁRBOL DE FALLAS

*CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS



CONCLUSIONES GENERALES.

En el desarrollo del Presente trabajo, se observó la importancia que tiene el aplicar las Técnicas de Análisis de Riesgos. ya que permiten determinar el nivel de riesgo potencial que existe en una Planta, tanto para las personas como para los bienes materiales, en términos de la magnitud de daño y la probabilidad de que tenga lugar.

Al realizar la comparación de las diferentes técnicas de análisis de riesgos y verificar con que herramientas se contaba para llevarse a cabo cada una, se seleccionaron las técnicas de Análisis de Peligros derivados de la Operación "HazOp", Análisis del Árbol de Fallas y el Análisis de Consecuencias, para aplicarse a la Planta Reformadora de Naftas, debido a que estas técnicas son generalizadas y usan métodos lógicos y esquemáticos así como reportan resultados cuantitativos que ayudan a tener una mayor perspectiva del potencial de riesgo en la planta

Para la Planta Reformadora de Naftas los escenarios de riesgo se encontraron de acuerdo al Análisis HazOp. Estos se localizaron en los calentadores a fuego directo, ya que aquí se pueden presentar eventos como: incendio por la ruptura de tubos y/o fuga de producto llevando como consecuencias daños a la propiedad y al personal que se encuentre realizando sus labores cerca de este equipo, provocando en ellos quemaduras de distintos grados.

El Análisis de los Peligros y los Riesgos aplicado a la Planta Reformadora de Naftas permitió identificar y evaluar los riesgos de esta emitiendo recomendaciones para mejorar la seguridad y operabilidad de la planta.



CONCLUSIONES GENERALES.

En el desarrollo del Presente trabajo, se observó la importancia que tiene el aplicar las Técnicas de Análisis de Riesgos, ya que permiten determinar el nivel de riesgo potencial que existe en una Planta, tanto para las personas como para los bienes materiales, en términos de la magnitud de daño y la probabilidad de que tenga lugar.

Al realizar la comparación de las diferentes técnicas de análisis de riesgos y verificar con que herramientas se contaba para llevarse a cabo cada una, se seleccionaron las técnicas de Análisis de Peligros derivados de la Operación "HazOp", Análisis del Árbol de Fallas y el Análisis de Consecuencias, para aplicarse a la Planta Reformadora de Naftas, debido a que estas técnicas son generalizadas y usan métodos lógicos y esquemáticos así como reportan resultados cuantitativos que ayudan a tener una mayor perspectiva del potencial de riesgo en la planta

Para la Planta Reformadora de Naftas los escenarios de riesgo se encontraron de acuerdo al Análisis HazOp. Estos se localizaron en los calentadores a fuego directo, ya que aquí se pueden presentar eventos como: incendio por la ruptura de tubos y/o fuga de producto llevando como consecuencias daños a la propiedad y al personal que se encuentre realizando sus labores cerca de este equipo, provocando en ellos quemaduras de distintos grados.

El Análisis de los Peligros y los Riesgos aplicado a la Planta Reformadora de Naftas permitió identificar y evaluar los riesgos de esta emitiendo recomendaciones para mejorar la seguridad y operabilidad de la planta.

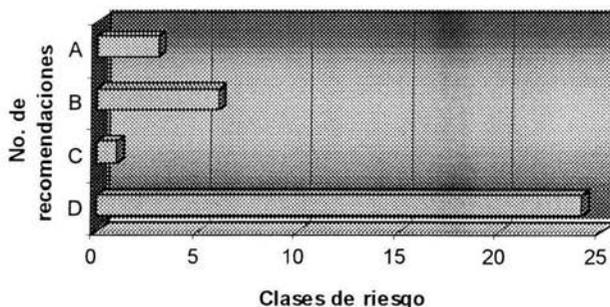


CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE RIESGOS Y OPERABILIDAD “HAZOP”.

Esta técnica permitió identificar y evaluar detalladamente los riesgos de algunas de las modificaciones en líneas y equipos que se realizaron en la Unidad Reformadora de Naftas. Así también nos proporciono recomendaciones para mejorar la seguridad y operabilidad de la planta.

Las recomendaciones emitidas de este análisis proporcionan una visión general de la situación actual de la planta. Se identificaron 34 escenarios, de los cuales 3 generaron recomendaciones de tipo A, 6 escenarios con recomendaciones tipo B, 1 escenario con recomendaciones tipo C y 24 escenarios con recomendaciones tipo D (ver fig. IV.1).

Fig. IV.1 Recomendaciones encontradas por clases de Riesgo



Las recomendaciones anteriores fueron analizadas y seleccionadas de acuerdo a estándares y políticas propias de la empresa, así como relaciones costo-beneficio para generar un plan de trabajo.

Este plan de trabajo consiste en ocho actividades por realizar de las cuales dos tienen prioridad A, cuatro son actividades tipo B y una tipo D. Este Plan de trabajo se muestra en el Apéndice I en la página 89.



CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DEL ÁRBOL DE FALLAS.

De esta técnica se identificaron y evaluaron cuantitativamente todas las posibles causas que pudieron ocasionar un incendio en el calentador BA-502 de la sección de estabilización.

En la estructura del Árbol de Fallas se observan puertas lógicas "O" e "Y"; además de eventos básicos que se repiten. Si suponemos que las probabilidades de cada uno son sumadas o multiplicadas cada una como eventos diferentes, nos conducirá a una probabilidad de ocurrencia de $9.89E-05$ del evento culminante lo que es aceptable, pero con la Optimización del Árbol de Fallas (aplicando álgebra Booleana y conjuntos mínimos) cambia la probabilidad a $3.51E-05$ que no es muy diferente pero que es menor.

Esta probabilidad nos lleva a decir que el evento es poco probable que ocurra. Es conveniente no olvidar que este número no es más que un indicador de que tan inseguro es el sistema, pues el número por sí mismo carece de significado. Es por tanto necesario analizar detenidamente los diferentes conjuntos de eventos que pueden provocar el accidente.

Las probabilidades asignadas a cada evento básico fueron basadas en la experiencia de los ingenieros de operación y mantenimiento de la planta, que aun siendo muy valiosa puede tener algo de subjetividad.

Para reducir este evento culminante y tener una mejor operabilidad como seguridad en la planta es necesario implantar una serie de recomendaciones que se encuentran en el Apéndice I página 89.

CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS.

En el análisis de Consecuencias se evaluó el área de afectación si llegara a incendiarse el calentador BA-501 A/D por ruptura de un serpentín.

Las consecuencias de presentarse este incidente son una fuga en fase vapor, la cual originaría un Flash Fire, una explosión de una nube confinada por ignición retardada cuyo centro de explosión a las condiciones que se encuentra la Planta se encontraría a 10 m de la fuga (resultados generados por el *Phast*).

El incendio es confinado, pues ocurre dentro del horno del calentador y probablemente no tenga consecuencias funestas para los equipos circundantes; sin embargo los internos del mismo, tales como serpentines, mamparas y estructuras se afectan considerablemente, provocando el paro de planta, ocasionando pérdidas económicas y contaminación ambiental. Las recomendaciones emitidas para este análisis se encuentran en el Apéndice I página 89.

APÉNDICES Y BIBLIOGRAFÍA

I. RECOMENDACIONES Y LISTA DE BUENAS PRÁCTICAS DE OPERACIÓN

A.1.1 RECOMENDACIONES DEL ANÁLISIS HAZOP (PLAN DE TRABAJO)

A.1.2 RECOMENDACIONES DEL ANÁLISIS DE ÁRBOL DE FALLAS

A.1.3 RECOMENDACIONES DEL ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS

A-1-4 LISTA DE BUENAS PRÁCTICAS DE OPERACIÓN DEL ANÁLISIS HAZOP

A.1.5 LISTA DE BUENAS PRÁCTICAS DE OPERACIÓN PARA MINIMIZAR LA PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DEL EVENTO DEL ANÁLISIS DEL ÁRBOL DE FALLAS

A.1.6 LISTA DE BUENAS PRÁCTICAS DE OPERACIÓN PARA EL ANÁLISIS CONSECUENCIAS

II. DIAGRAMAS DE LA PLANTA REFORMADORA DE NAFTAS

III. GENERALES

A.3.1 TABLA DE FRECUENCIAS Y PROBABILIDADES

A.3.2 RELACIÓN DEL POTENCIAL DE PÉRDIDA CON LA PÉRDIDA PROBABLE TOTAL (\$).

A.3.3 ESTABILIDAD DE PASQUILL

IV. LISTA DE ABREVIATURAS

V. GLOSARIO

**I. RECOMENDACIONES Y LISTA DE BUENAS PRÁCTICAS DE OPERACIÓN****A.1.1 RECOMENDACIONES DEL ANÁLISIS HAZOP (PLAN DE TRABAJO)**

No.	Recomendaciones	Escenario	Nivel
1.	Habilitar alarma y disparo por alta presión en la línea de alimentación de gas combustible al calentador BA-502.	17	A
2.	Elaborar el procedimiento para la operación del disparo que se habilitará en la línea de alimentación de gas combustible.		
3.	Habilitar disparo del calentador BA-502 por alta presión en el hogar.	22	B
4.	Instalar un interlock para paro de las GA-405/R por bajo flujo de hidrógeno a la unidad 500.	37	
5.	Modificación del procedimiento para operar la U-400 al actuar el interlock del disparo de las bombas GA-405/R por bajo flujo de hidrógeno en la U-500-2.	38	
6.	Difusión del procedimiento del interlock del disparo de las bombas GA-405/R actuado al personal operativo.		
7.	Solicitar al Sector No. 5 mantener la disponibilidad de operación de 4 bombas de suministro de agua de enfriamiento al Sector No. 8.	27,31	D
	Solicitar al Sector No. 5 que informe oportunamente el movimiento de las bombas de agua de enfriamiento.		

A.1.2 RECOMENDACIONES DEL ANÁLISIS DE ÁRBOL DE FALLAS

No.	Recomendaciones	Escenario
1.	Habilitar alarma y disparo por alta presión en la línea de alimentación de gas combustible al calentador BA-502.	Incendio en el calentador BA-502
2.	Tener disponibles los analizadores de poder calorífico del gas combustible que se suministra a plantas, así como los analizadores de O ₂ , SO _x , NO _x , y CO ₂ en las chimeneas de los gases de combustión.	
3.	Continuar cumpliendo con el programa de mantenimiento a boquillas de quemadores.	

**A.1.3 RECOMENDACIONES DEL ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS**

No.	Recomendaciones	Escenario
1.	Revisar, de acuerdo al programa establecido para tal fin, las condiciones de los serpentines, incluyendo la medición de espesores.	Incendio en el calentador BA-501 A/D
2.	Si algún tubo esta dañado o ya está en el límite de retiro, reemplazarlo a la brevedad posible.	
3.	Contar con el refaccionamiento original de equipos e instrumentos a tiempo, para cumplir con los programas de mantenimiento.	
4.	No sobreesforzar los calentadores por arriba de las condiciones de diseño.	
5.	En la sustitución de algún tubo realizar análisis de material, durezas y radiografiados del material que se colocará.	

A-1-4 LISTA DE BUENAS PRÁCTICAS DE OPERACIÓN DEL ANÁLISIS HAZOP

- Continuar con el mantenimiento preventivo a circuitos de control, válvulas e instrumentos.
- Continuar con el cumplimiento a los programas de mantenimiento preventivo a bombas, compresores, filtros, etc.
- Continuar cumpliendo con el programa de mantenimiento a boquillas de quemadores.
- Mantener disponibles bombas de relevo.
- Mantenimiento preventivo al GB-501 en cada reparación de acuerdo al programa institucional de mantenimiento a la Unidad 500.



A.1.5 LISTA DE BUENAS PRÁCTICAS DE OPERACIÓN PARA MINIMIZAR LA PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DEL EVENTO DEL ANÁLISIS DEL ÁRBOL DE FALLAS

- Mantener siempre actualizados y en español los procedimientos de operación, mantenimiento, etc.
- Contar con los procedimientos de mantenimiento preventivo y predictivo a equipo dinámico.
- Supervisar que el trabajo se realice conforme se establece en el procedimiento.
- Mantener en forma frecuente la comunicación entre ingenieros y obreros, utilizando la terminología estándar, realizando repeticiones y retroalimentaciones, no dando mensajes muy largos y evitar realizarlas en ambientes ruidosos.
- Continuar dando mantenimiento preventivo y predictivo a los equipos de proceso e instrumentos de control en las fechas establecidas, utilizando el material original y adecuado.

A.1.6 LISTA DE BUENAS PRÁCTICAS DE OPERACIÓN PARA EL ANÁLISIS CONSECUENCIAS

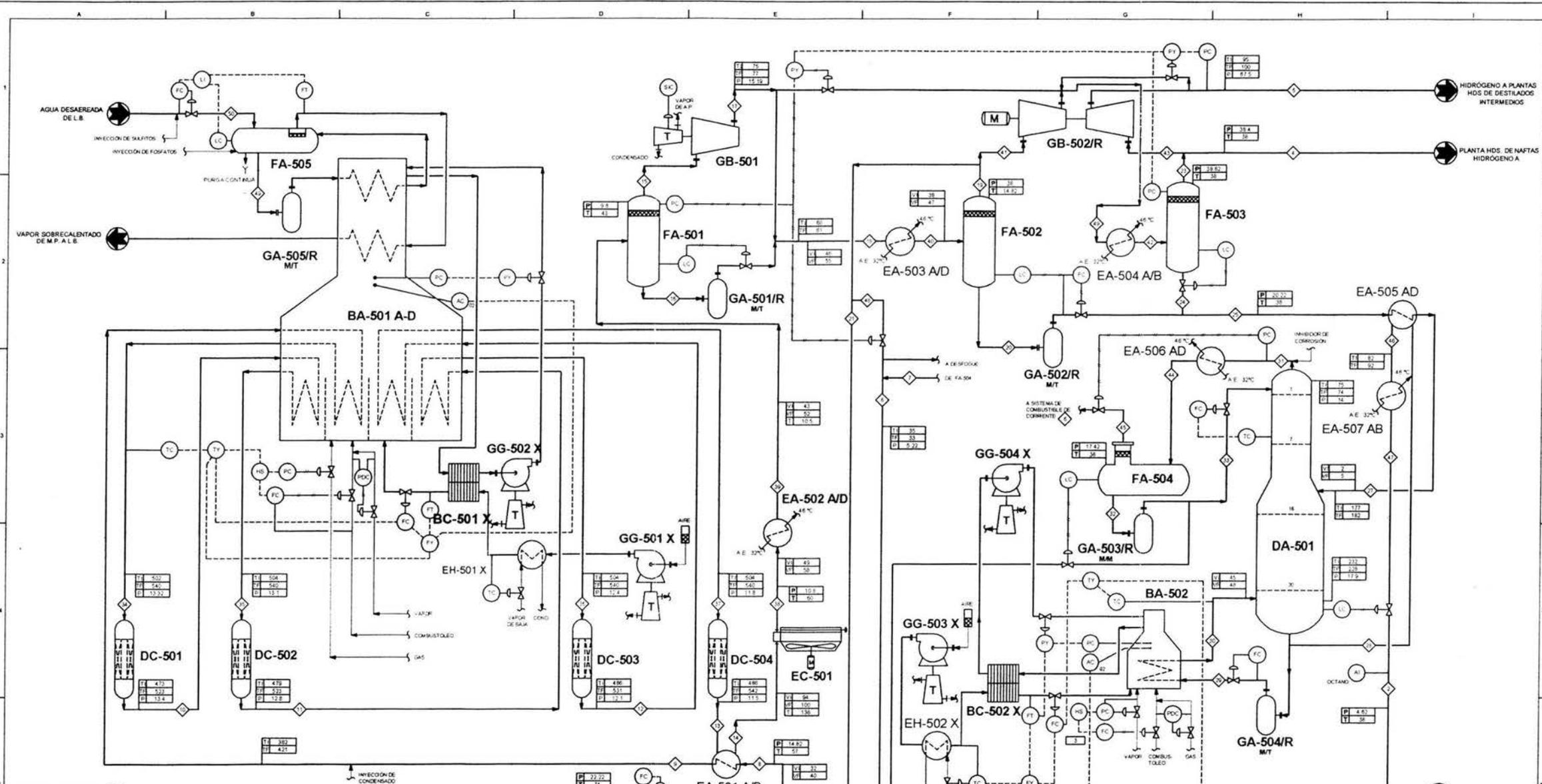
- Lectura y registro de variables operativas en campo
- Programa mensual de corrido de válvulas automáticas
- Mantenimiento preventivo y predictivo a bombas e instrumentos
- Rotación de equipo dinámico

Mantenimiento a lógicos de protección

- Calibración Preventiva de Líneas y Equipos, así como de Niplerías y Válvulas de Alivio
- Revisión de Tornillería, Tuberías, Niplerías, Válvulas de Venteo y Arrestadores de Flama
- Evaluación de Corrosión en Plantas y en Torres de Enfriamiento
- Inspección de Ductos y de Dispositivos de Seguridad de Equipos
- Inspección Preventiva de Calentadores y Hornos
- Inspección Preventivas de Riesgos
- Revisión, Prueba y Limpieza de Drenajes
- Inspección Preventiva a Subestaciones y Registros Eléctricos
- Simulacros Operacionales, Pláticas y Campaña de Seguridad
- Revisión de Equipos de Protección Personal Fijos
- Revisión y Mantenimiento de Equipo de Protección Contra incendio, así como Simulacros Contra incendio, Pláticas / Prácticas y Prueba de Operación de Vehículos de Contra incendio
- Control de Emisiones de Contaminantes
- Funcionamiento de Quemadores de Campo
- Seguridad Radiológica
- Auditorías
- Pruebas de Sistemas de Detección de Humos, Fuego, Explosividad y Toxicidad

**II. DIAGRAMAS DE LA PLANTA REFORMADORA DE NAFTA.**

No. de Diagrama	Nombre del Diagrama	Tipo de Diagrama	Página
001	Planta Reformadora de Naftas	DFP	93
002	Sección de Carga y Reacción	DTI	94
003	Sección de Reacción	DTI	95
004	Separación y Compresión de gases de recirculación	DTI	96
005	Guardas de Cloro	DTI	97
006	Sección de Compresión	DTI	98
007	Sección de Estabilización	DTI	99
AF-001	Incendio en el calentador BA-502	Diagrama de Árbol de Fallas	100
AF-001A	incendio en el calentador BA-502	Diagrama simplificado de Árbol de Fallas	101
AC-001	Efectos por sobrepresión debido a ignición retardada en el calentador BA-501 A/D	Diagrama del Análisis de Consecuencias	102



NO. DE COMPONENTE	1	2	3	4	5	6	7	8
HIDROGENO (NMOL)	0.0	0.0/0.0	0.467/0.426	83.378/75.241	83.378/75.241	77.157/68.805	82.848/74.556	
METANO (NMOL)	0.0	0.0/0.0	0.908/1.180	4.448/6.873	4.448/6.873	4.722/7.876	4.422/8.817	
ETANO (NMOL)	0.0	0.0/0.0	0.988/0.811	4.487/8.822	4.487/8.822	5.964/10.840	4.462/8.811	
PROPANO (NMOL)	0.0	0.093/0.018	48.810/45.225	4.787/7.248	4.787/7.248	7.863/14.962	4.828/7.861	
ISOBUTANO (NMOL)	0.0	0.114/0.087	17.862/18.086	0.947/1.181	0.947/1.181	1.405/7.865	0.878/1.250	
N-BUTANO (NMOL)	0.0	2.728/2.308	24.585/25.229	1.077/1.507	1.077/1.507	1.850/3.241	1.128/7.813	
NAFTA C5+ (NMOL)	100.0	87.225/87.106	0.171/0.089	1.504/3.018	1.094/1.016	1.269/1.138	1.438/1.526	
FLUJO (KG/MOL)	1714.5	1262.8/1224.4	178.0/205.6	141.9/141.8	847.0/845.5	519.6/212.6	8728.6/8702.3	
FLUJO (GPM)	1476.44	1288.3/1230.6	527.1/607.2	1193.1/445.2	7358.1/6966.8	4378.1/3526.8	71888.1/68173.5	
PESO MOLECULAR MEDIO	112.55	101.8/100.73	48.38/48.32	7.77/10.28	7.77/10.28	10.42/18.56	8.22/16.84	
BDP @ 15 °C	30000	20100/24218	1510/1044					
API	58.4	51.6/52.4	136.8/137.1					
WPI STD @ 20°C / KGOMPM				84.7/84.5	58.0/184.1	207.6/127.0	828.2/1578.0	
TEMPERATURA (°C)	74.4	38	38	100/186	35/33	38		
PRESION (KG/CM ² ABS)	23.22	4.82	18.12	36.42	88.02	5.22	14.82	
DENSIDAD @ P Y T (G/CM ³)	0.713	0.782/0.758	0.885/0.923	0.6143/0.61028	0.6144/0.62225	0.60241/0.60288	0.70488/0.60845	

LISTA DE EQUIPO

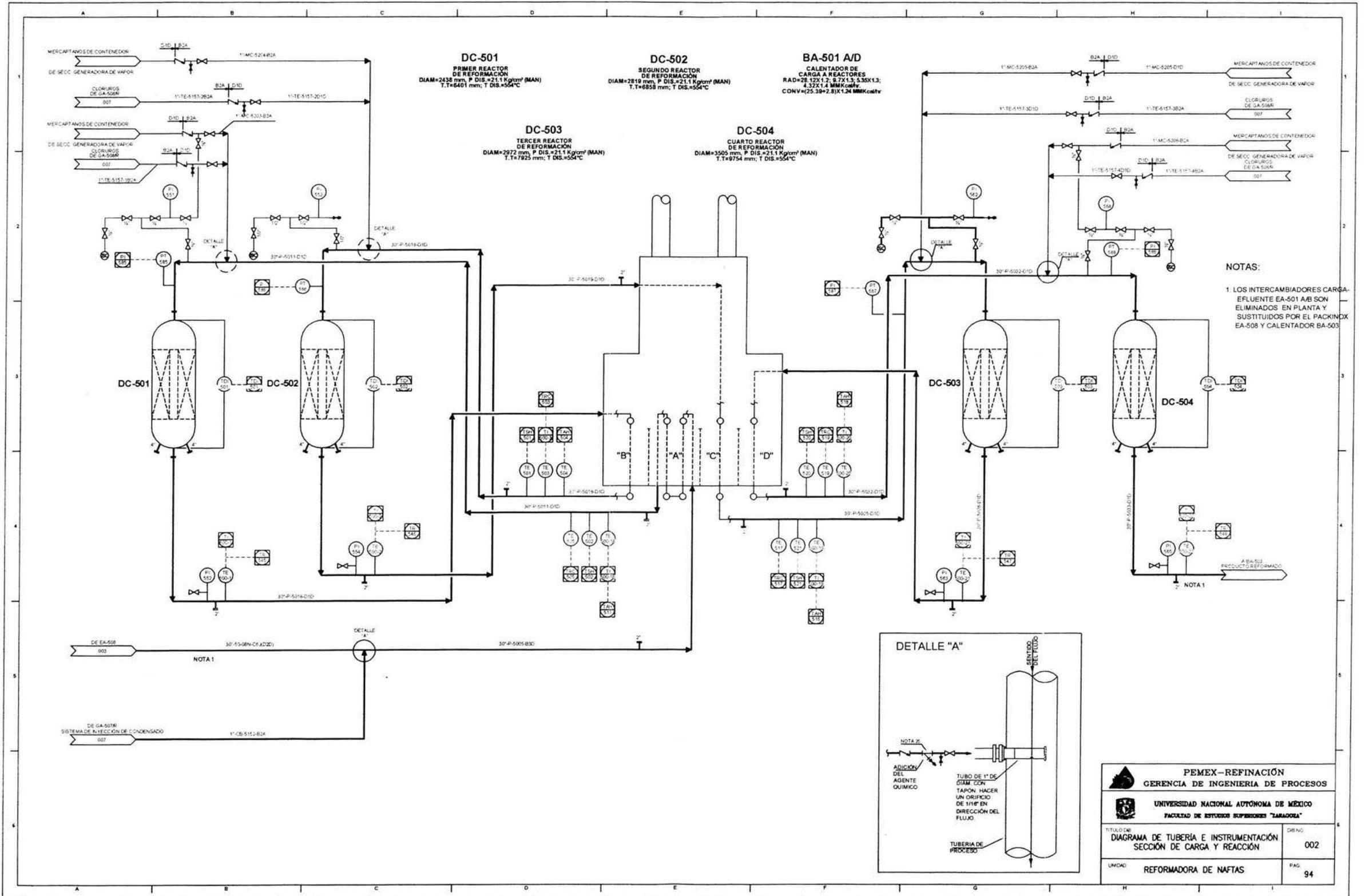
CLAVE	SERVICIO	CARACTERISTICAS
BA-501 A-D	CALENTADOR DE CARGA A REACTORES	48" x 14.12" x 85' x 13.9' x 14" M/Al
BC-501 X	PRECALENTADOR AIRE GASES DEL HORNO BA-501	388'2" M/Al
BC-502 X	PRECALENTADOR AIRE GASES DEL HORNO BA-502	807'6" M/Al
BA-502	REHECTOR DE TORRE ESTABILIZADORA	1725' x 18" M/Al
DA-501	TORRE ESTABILIZADORA	101" mm DI, 2406' M DI, 2406" mm TT
DC-501	1 ^{er} REACTOR DE REFORMACION	248" mm DI, 840' mm TT
DC-502	2 ^{do} REACTOR DE REFORMACION	251" mm DI, 868' mm TT
DC-503	3 ^{er} REACTOR DE REFORMACION	262" mm DI, 705' mm TT
DC-504	4 ^{to} REACTOR DE REFORMACION	
EA-501 AB	INTERCAMBIADOR CARGA/FLUENTE	4'6" x 11' M/Al
EA-502 AD	2 ^{do} ENFRIADOR DEL FLUENTE DEL REACTOR	5'4" x 105' M/Al
EA-503 AB	ENFRIADOR DE RECONTO	106' x 105' M/Al
EA-504 AD	ENFRIADOR DE HIDROGENO	11'04" x 18' M/Al
EA-505 AD	INTERCAMBIADOR ALIMENTACION/FONDOS	4'31" x 32' M/Al
EA-506 AD	CONDENSADOR DE TORRE ESTABILIZADORA	1'08" x 11' M/Al
EA-507 AB	ENFRIADOR DE REFORMACION PRODUCTO	1'08" x 11' M/Al
EA-501 X	PRECALENTADOR AIRE VAPOR DEL HORNO BA-501 AD	1'08" x 11' M/Al
EA-502 X	PRECALENTADOR AIRE VAPOR DEL HORNO BA-502	1'08" x 11' M/Al
EA-503 X	1 ^{er} ENFRIADOR DEL FLUENTE DEL REACTOR	25'04" x 11' M/Al

CLAVE	SERVICIO	CARACTERISTICAS
FA-501	SEPARADOR DE BAJA PRESION	274" mm DI
FA-502	SEPARADOR DE HIDROGENO DE REFORMACION	514" mm DI, 368" mm TT
FA-503	SEPARADOR DE ALTA PRESION	302" mm DI, 148" mm TT
FA-504	ACUMULADOR DE REFLUJO DE TORRE ESTABILIZADORA	2143" mm DI, 608" mm TT
FA-505	DOMO DE VAPOR	
GA-503R	BOMBA DE RECONTO	272" x 11.5" LPM, C = 930 kg/cm ²
GA-502R	BOMBA DE ALIMENTACION A TORRE ESTABILIZADORA	300" x 105" LPM, P = 8.47 kg/cm ²
GA-503R	BOMBA DE REFLUJO A TORRE ESTABILIZADORA	156" x 137" LPM, P = 4.1 kg/cm ²
GA-504R	BOMBA DE FONDOS DE TORRE ESTABILIZADORA	190" x 118" LPM, P = 18.17 kg/cm ²
GA-505R	BOMBA DE CIRCULACION DE AGUA	786" x 136" LPM, P = 3.35 kg/cm ²
GB-501	COMPRESORA DE RECICLACION	526 (BHP)
GB-502R	COMPRESORA DE HIDROGENO PRODUCTO	1502 (BHP) 808 (HP)
GG-501 X	VENTILADOR DE TIPO FORJADO DEL HORNO BA-501 AD	11608" mm STD, 138 cm DE H O
GG-502 X	VENTILADOR DE TIPO INDUCIDO DEL HORNO BA-501 AD	18887" mm STD, 25.7 cm DE H O
GG-503 X	VENTILADOR DE TIPO FORJADO DEL HORNO BA-502	14895" mm STD, 10.16 cm DE H O
GG-504 X	VENTILADOR DE TIPO INDUCIDO DEL HORNO BA-502	4828" mm STD, 10.7 cm DE H O

PEMEX-REFINACION
GERENCIA DE INGENIERIA DE PROCESOS

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES "BARROSA"

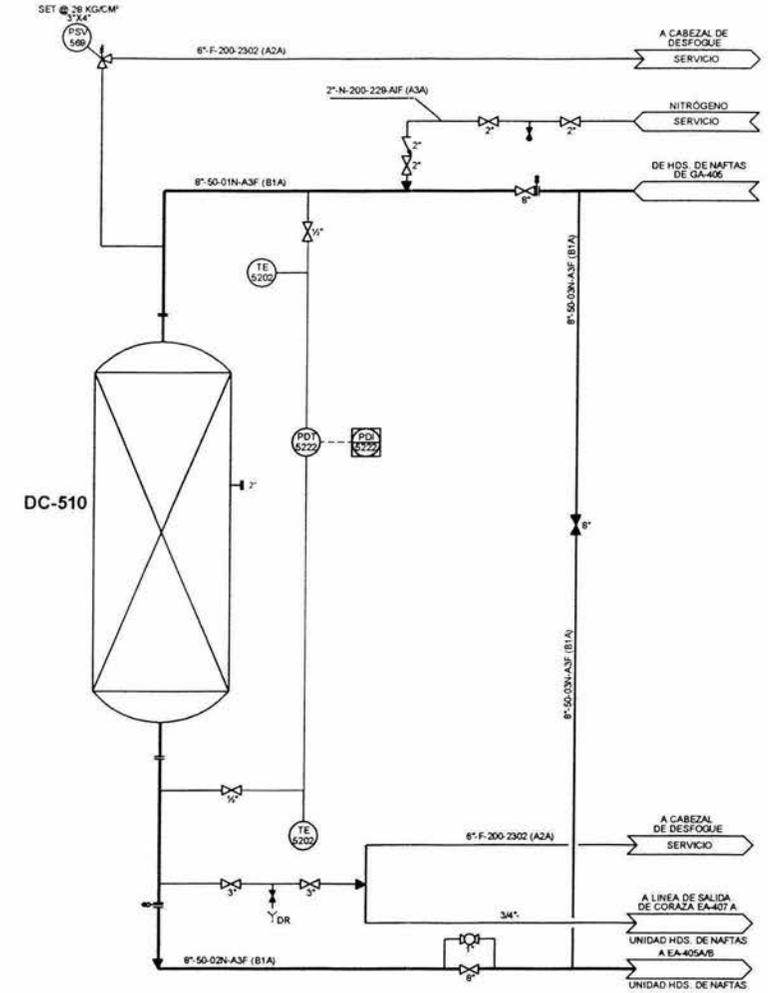
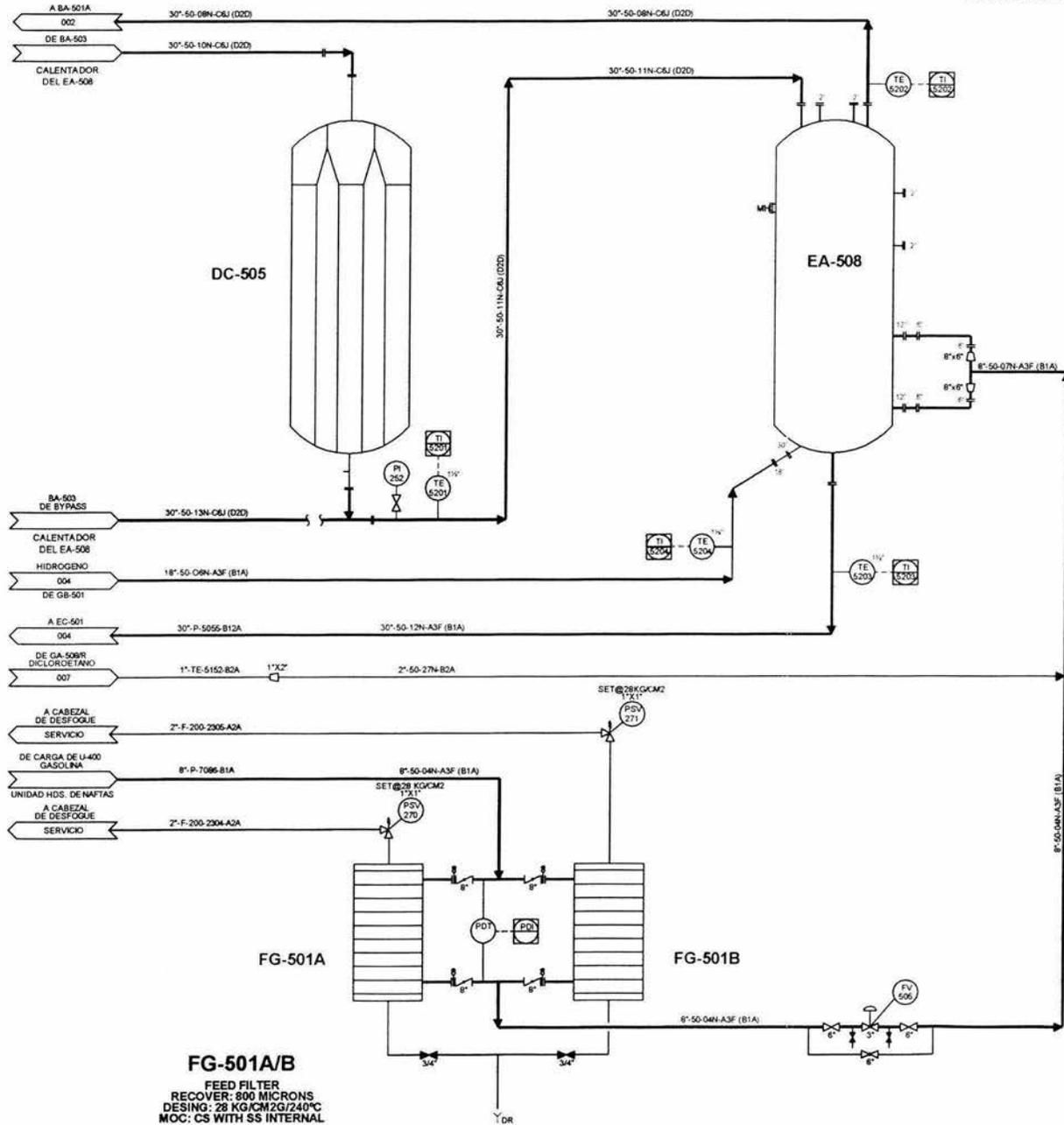
TITULO DE	DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO PLANTA REFORMADORA DE NAFTAS	DE DISENO	001
UNIDAD	REFORMADORA DE NAFTAS	PAG	93



DC-505
 FIFTH REACTOR
 SIZE: 2950 ID X 14522 TL/TL
 DESING: 21.4 KG/CM2G/840°C
 MOC: 1 1/4" C; 1/2" M
 INSULATION: YES

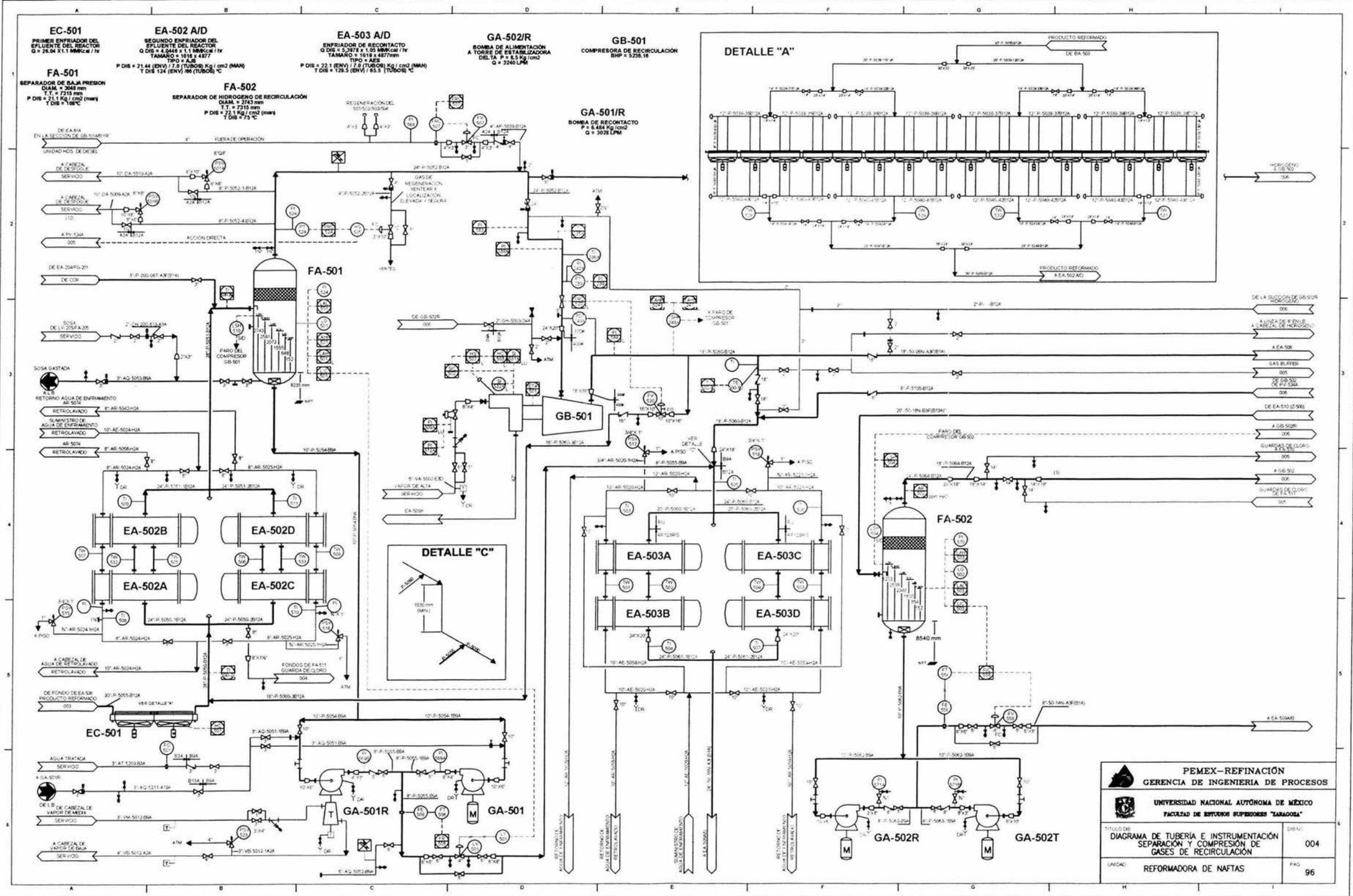
EA-508
 FEED/EFFLUENT
 EXCHANGER
 DUTY: 84980 KCAL/H
 AREA
 SHELL: DESING: 17.4 KG/CM2G/545°C
 TUBES: DESING: 17.4 KG/CM2G/545°C

DC-510
 SULFUR GUARD
 SIZE: 1700 ID X 8960 TL/TL
 DESING: 28 KG/CM2G/240°C
 MOC: CS
 INSULATION: YES



FG-501A/B
 FEED FILTER
 RECOVER: 800 MICRONS
 DESING: 28 KG/CM2G/240°C
 MOC: CS WITH SS INTERNAL

 PEMEX-REFINACIÓN GERENCIA DE INGENIERIA DE PROCESOS	
 UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES "ZARAGOZA"	
TITULO DE: DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACIÓN SECCIÓN DE REACCIÓN	DIBNO: 003
UNIDAD: REFORMADORA DE NAFTA	PAG: 95



FA-510
 GUARDA DE CLORO
 DIAM. = --- mm
 T.T. = --- mm
 P DIS = --- Kg/cm² (man)
 T DIS = --- °C

FA-511
 GUARDA DE CLORO
 DIAM. = --- mm
 T.T. = --- mm
 P DIS = --- Kg/cm² (man)
 T DIS = --- °C

CABEZAL DE DESFOGUES
 SERVICIO

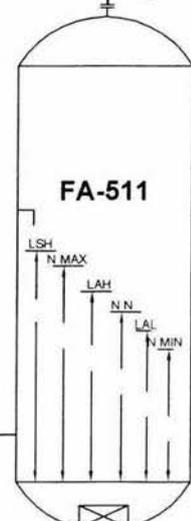
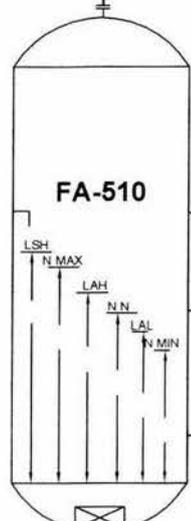
CABEZAL DE DESFOGUES
 SERVICIO

A CABEZAL DE SUCCION
 DE GA-502/R
 006

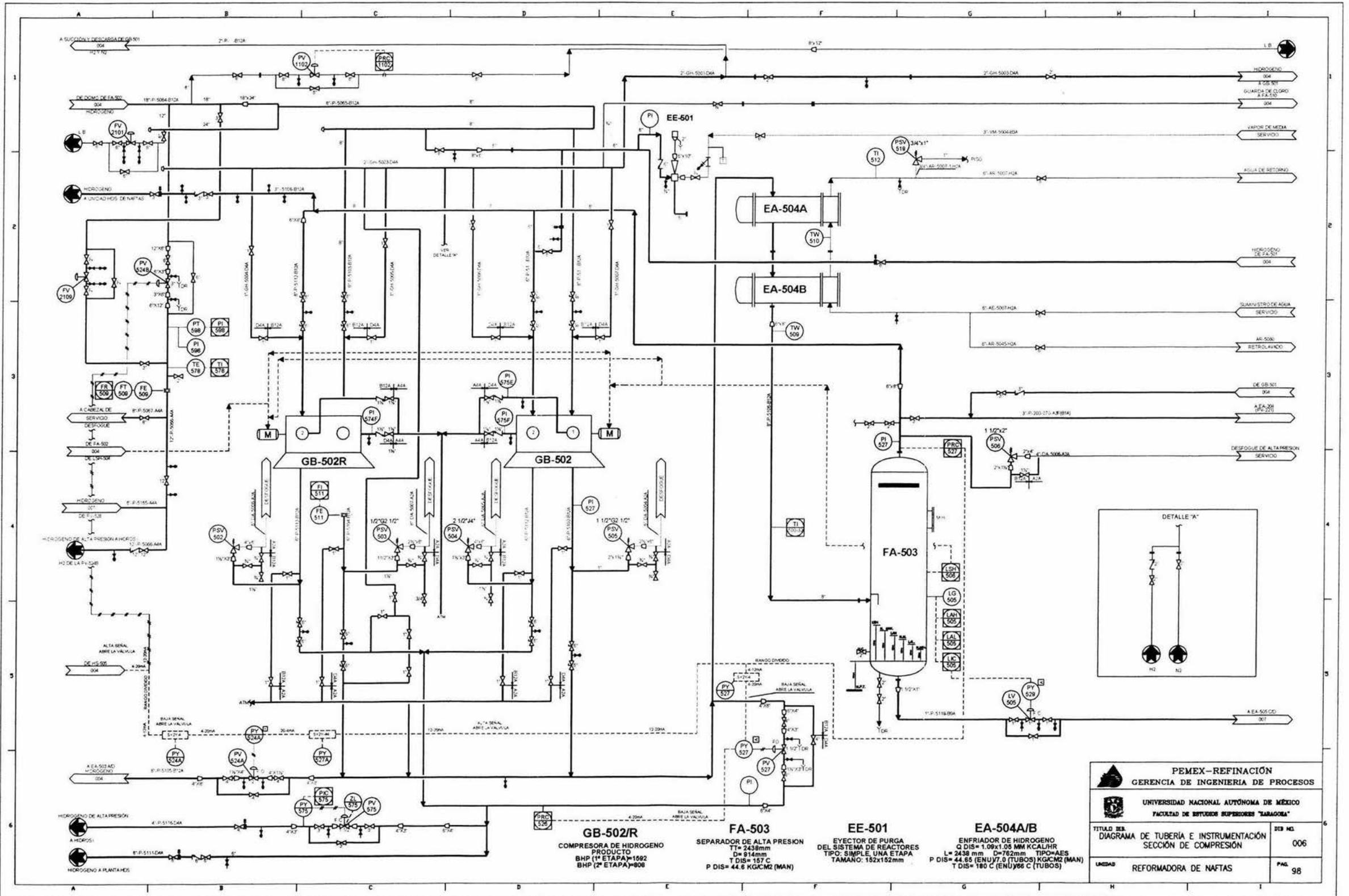
DE FA-502
 004

DE EA-502/D
 004

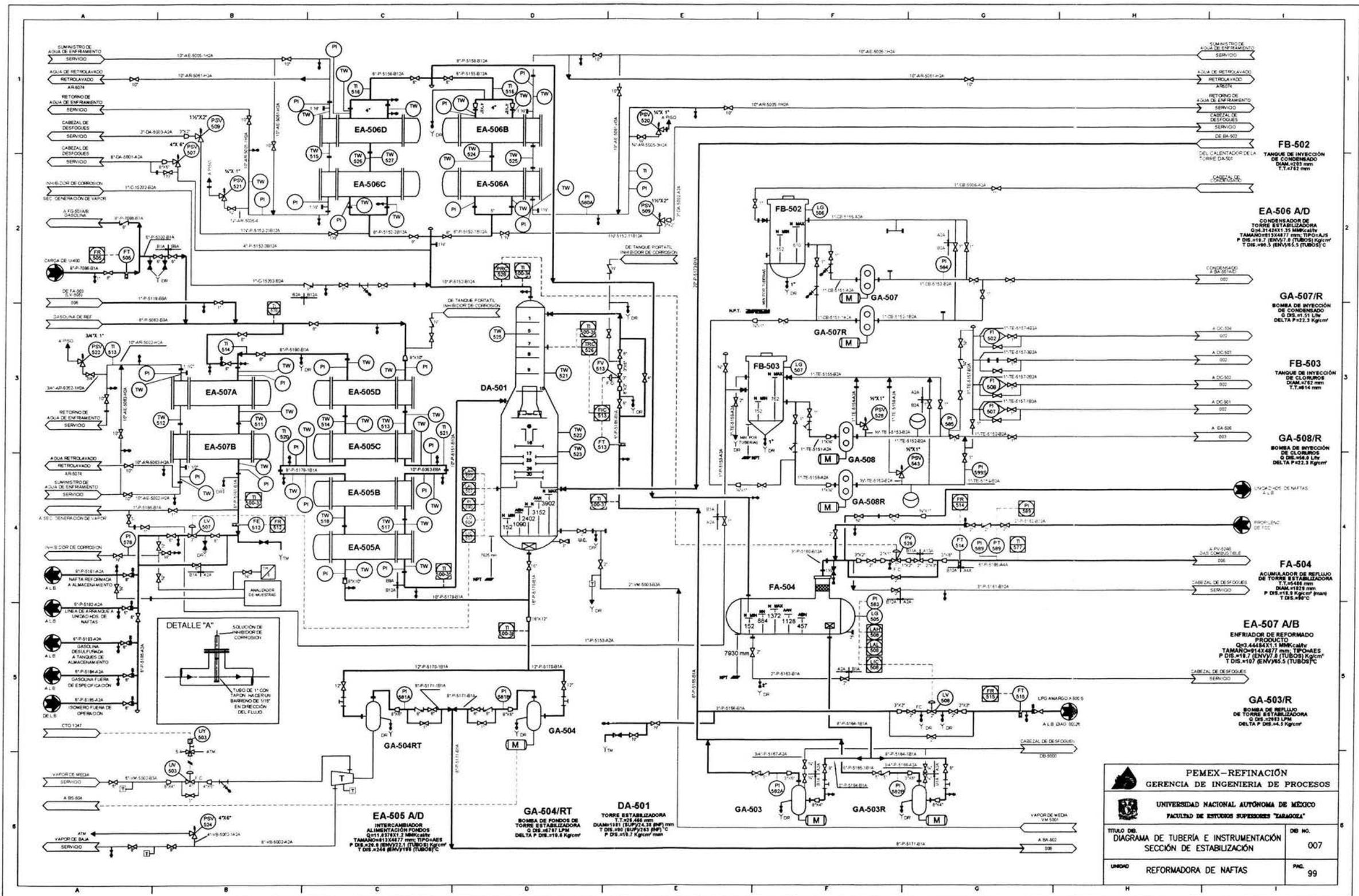
DE FA-502
 004



 PEMEX-REFINACIÓN GERENCIA DE INGENIERIA DE PROCESOS	
 UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES "ARAGOÑA"	
TÍTULO DE DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN GUARDAS DE CLORO	DISEÑO: 005
UNIDAD: REFORMADORA DE NAFTA	PÁG: 97



PEMEX-REFINACIÓN GERENCIA DE INGENIERIA DE PROCESOS	
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES "BARAJONA"	
TÍTULO DEL DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACIÓN	DIB. NO.
SECCIÓN DE COMPRESIÓN	006
UNIDAD	PÁG.
REFORMADORA DE NAFTA	98



FB-502
TANQUE DE INYECCIÓN DE CONDENSADO DEL CALENTADOR DE LA TORRE DA-501

EA-506 A/D
CONDENSADOR DE TORRE ESTABILIZADORA Q=4.31424X1.35 MMKcal/hv TAMAÑO=1348X77 mm; TUBOS=1/2" P.D. #19.7 (ENVV) 8 (TUBOS) Kg/cm² T.D. #19.5 (ENVV) 5 (TUBOS) C

GA-507/R
BOMBA DE INYECCIÓN DE CONDENSADO Q.DS. #1.51 L/hv DELTA P #22.3 Kg/cm²

FB-503
TANQUE DE INYECCIÓN DE CLORURO Q=AM. #122 mm T.T. #14 mm

GA-508/R
BOMBA DE INYECCIÓN DE CLORURO Q.DS. #16.3 L/hv DELTA P #22.3 Kg/cm²

FA-504
ACUMULADOR DE REFLUJO DE TORRE ESTABILIZADORA T.T. #448 mm Q=AM. #122 mm P.D. #19.8 (ENVV) 8 (TUBOS) Kg/cm² T.D. #19.5 C

EA-507 A/B
ENFRIDADOR DE REFORMADO PROYECTO Q=3.44484X1.1 MMKcal/hv TAMAÑO=914X487 mm; TUBOS=1/2" P.D. #19.7 (ENVV) 8 (TUBOS) Kg/cm² T.D. #19.7 (ENVV) 5.5 (TUBOS) C

GA-503/R
BOMBA DE REFLUJO DE TORRE ESTABILIZADORA Q.DS. #29.2 LPM DELTA P.D. #1.5 Kg/cm²

EA-505 A/D
INTERCAMBIADOR ALIMENTACION FONDOS Q=11.52151.2 MMKcal/hv TAMAÑO=813X487 mm; TUBOS=1/2" P.D. #19.8 (ENVV) 7 (TUBOS) Kg/cm² T.D. #19.8 (ENVV) 11.5 (TUBOS) C

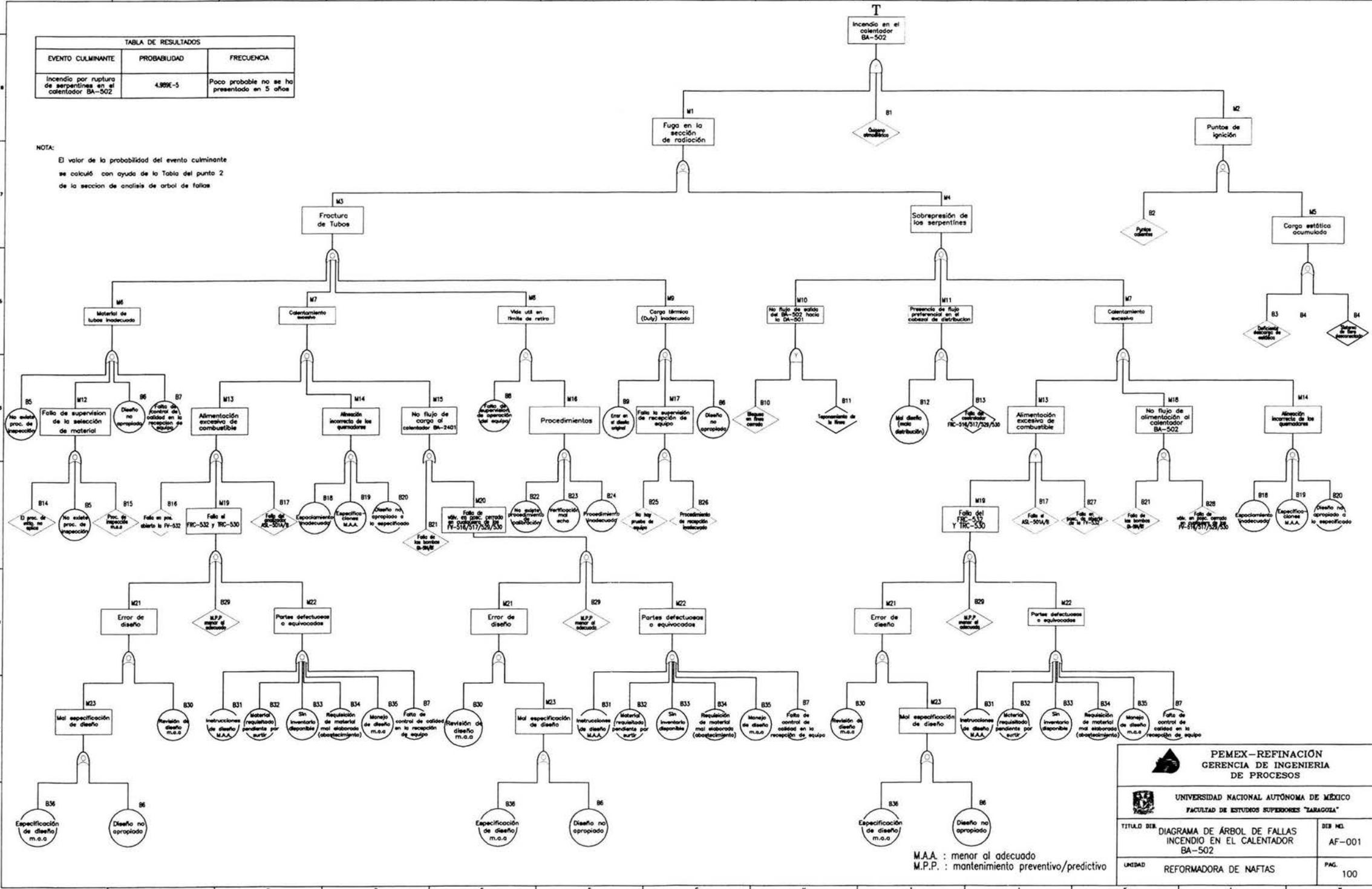
GA-504/RT
BOMBA DE FONDOS DE TORRE ESTABILIZADORA Q.DS. #19.7 LPM DELTA P.D. #1.5 Kg/cm²

DA-501
TORRE ESTABILIZADORA T.T. #25.488 mm Q=AM. #122 mm P.D. #19.7 (ENVV) 8 (TUBOS) Kg/cm² T.D. #19.7 (ENVV) 7 (TUBOS) C

PEMEX-REFINACIÓN GERENCIA DE INGENIERIA DE PROCESOS	
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES "XABOCOA"	
TÍTULO DE: DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACIÓN SECCIÓN DE ESTABILIZACIÓN	DE NO. 007
UNIDAD: REFORMADORA DE NAFTA	PÁG. 99

TABLA DE RESULTADOS		
EVENTO CULMINANTE	PROBABILIDAD	FRECUENCIA
Incendio por ruptura de serpentinas en el calentador BA-502	4.999E-5	Poco probable no se ha presentado en 5 años

NOTA:
El valor de la probabilidad del evento culminante se calculó con ayuda de la Tabla del punto 2 de la sección de análisis de árbol de fallas



PEMEX-REFINACIÓN
GERENCIA DE INGENIERIA DE PROCESOS

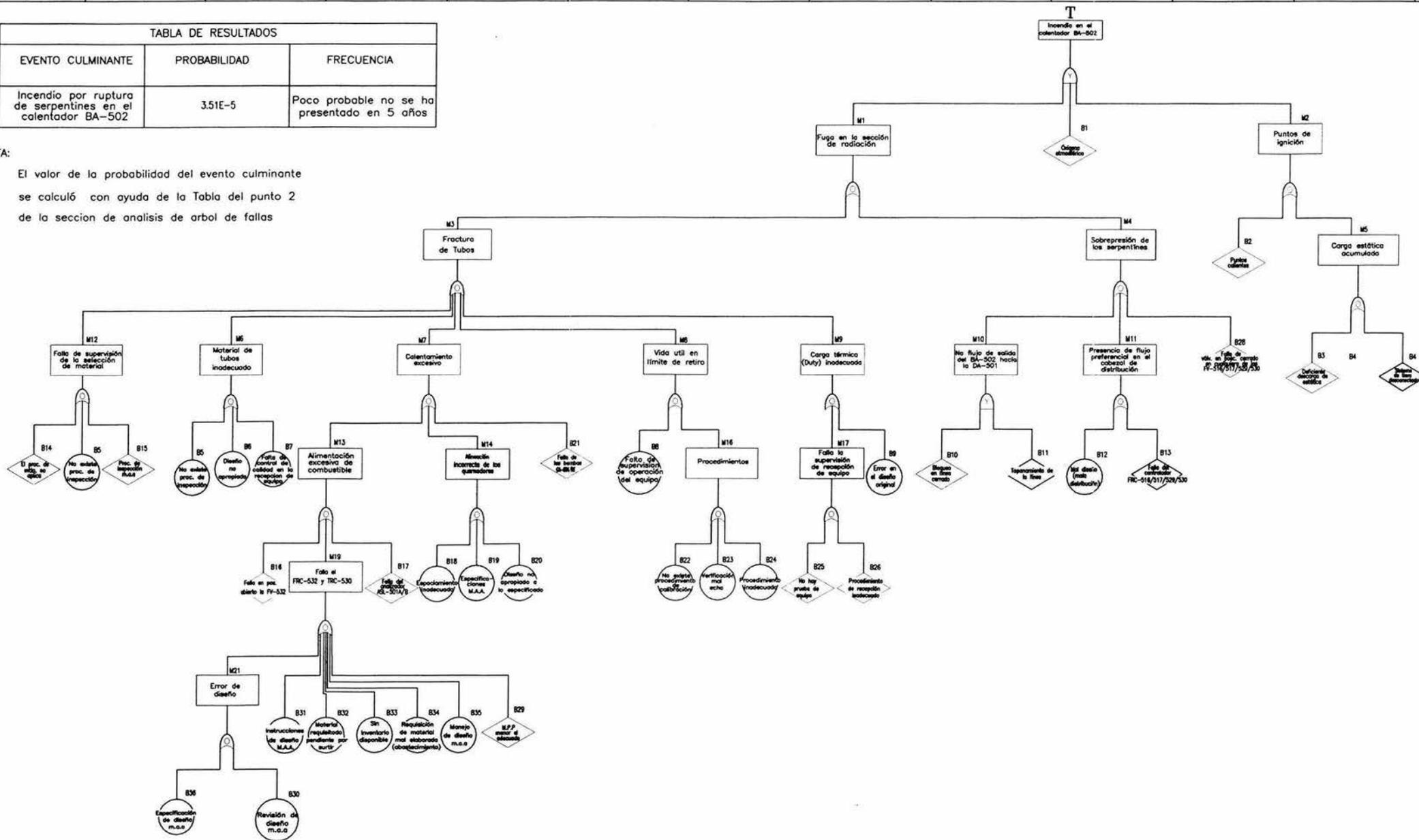
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES "LARAQUESA"

TÍTULO DEL DIAGRAMA DE ÁRBOL DE FALLAS INCENDIO EN EL CALENTADOR BA-502	DIB. NÚM. AF-001
UNIDAD REFORMADORA DE NAFTAS	PAG. 100

M.A.A. : menor al adecuado
M.P.P. : mantenimiento preventivo/predictivo

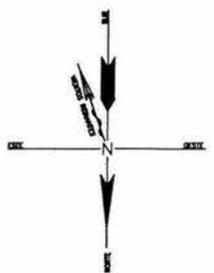
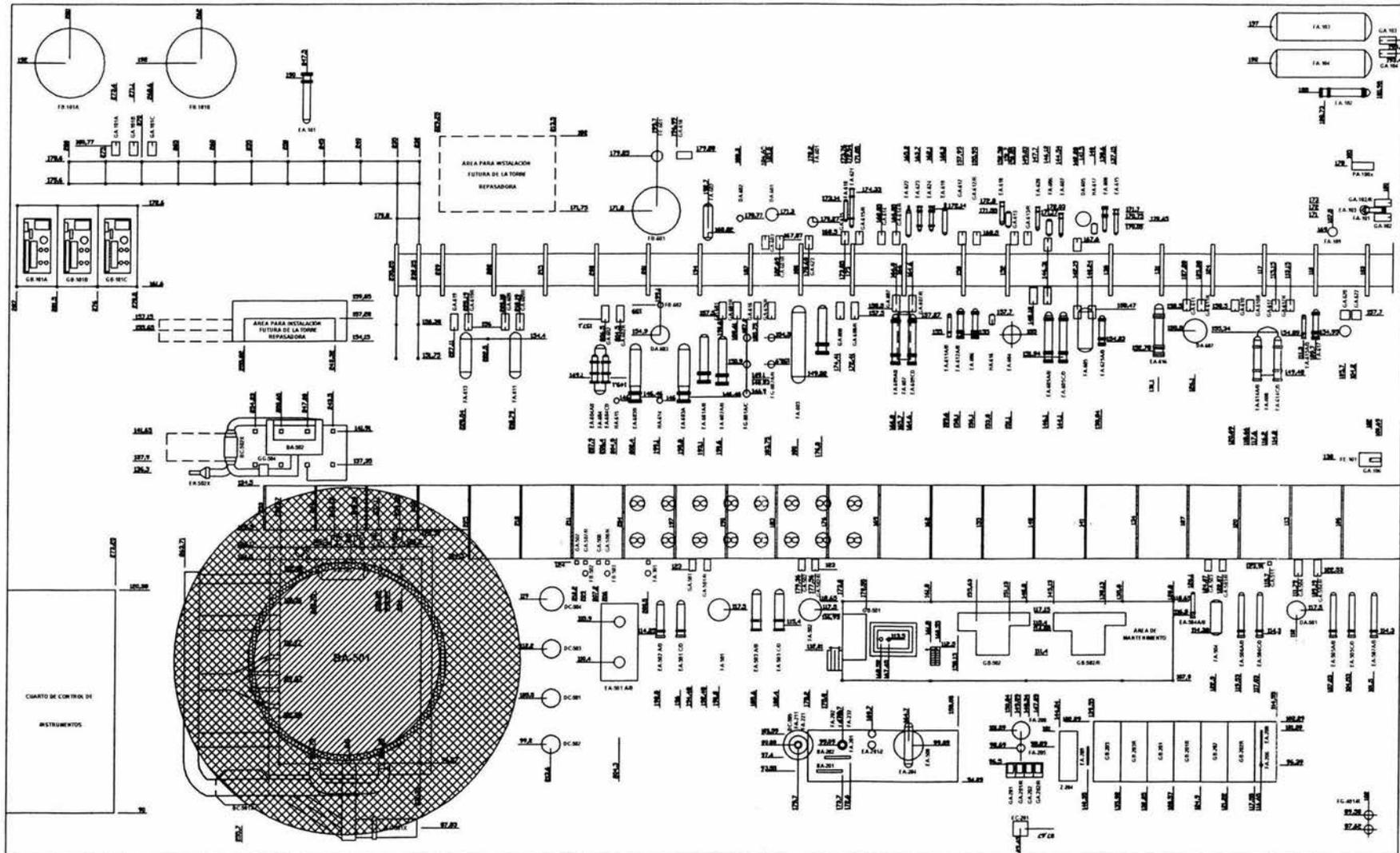
TABLA DE RESULTADOS		
EVENTO CULMINANTE	PROBABILIDAD	FRECUENCIA
Incendio por ruptura de serpentines en el calentador BA-502	3.51E-5	Poco probable no se ha presentado en 5 años

NOTA:
El valor de la probabilidad del evento culminante se calculó con ayuda de la Tabla del punto 2 de la sección de análisis de árbol de fallas



M.A.A. : menor al adecuado
M.P.P. : mantenimiento preventivo/predictivo

 PEMEX-REFINACIÓN GERENCIA DE INGENIERIA DE PROCESOS	
 UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES "SARAGOZA"	
TÍTULO DEL:	DIAGRAMA SIMPLIFICADO DEL ÁRBOL DE FALLAS - INCENDIO EN EL CALENTADOR BA-502
UNIDAD:	REFORMADORA DE NAFTA
DIB. NÚ.	AF-001A
PÁG.	101



EVENO SECUNDARIO	ZONA	RADIO DE AFECTACIÓN	ONDAS DE SOBREPRESIÓN
EXPLOSIÓN DE LA TORRE BA-501	ZONA DE SEGURIDAD	33.0438 m	0.3 PSI
	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	13.6134 m	2.0 PSI
	ZONA DE INTERFERENCIA	12.7353 m	3.0 PSI

PEMEX-REFINACIÓN
GERENCIA DE INGENIERIA DE PROCESOS

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES "BARROSO"

TÍTULO DEL DIAGRAMA DE EFECTOS POR SOBREPRESIÓN DEBIDO A IGNICIÓN RETARDADA EN EL CALENTADOR BA-501 A/D

UNIDAD REFORMADORA DE NAFTA

SER. NO. AC-001

PAG. 102



III. GENERALES

A.3.1 TABLA DE FRECUENCIAS Y PROBABILIDADES (22)

Evento	Frecuencia / Probabilidad
Corto circuito	10^{-1}
Falla bomba centrífuga	1.04×10^{-4}
Falla bomba centrífuga (impulsada a motor)	2.4×10^{-6}
Falla bomba centrífuga (en funcionamiento)	2.4×10^{-5}
Error de operación	10^{-1}
Error humano (ignición por soldadura o corte)	1×10^{-2}
Error de inspección	10^{-1}
Error válvula de cierre rápido	8.76×10^{-2}
Falla alarma por alto nivel	8.76×10^{-2}
Falla alarma por alta presión	8.76×10^{-2}
Falla al tomar la acción correcta después de la observación	1×10^{-3}
Falla aplicación de soldadura	1×10^{-2}
Falla control de calidad	1×10^{-3}
Falla de alarma	10^{-1}
Falla de bomba	10^{-1}
Falta de corriente	$10^{-1}/10^{-2}$
Falla de decisión	10^{-3}
Falla de decisión (la línea opera en su límite de retiro)	1×10^{-3}
Falla de detector de gas o fuego	8.76×10^{-2}
Falla de diseño o deterioro durante servicio	1×10^{-2}
Falla de inspección (comisión)	1×10^{-2}
Falla de interruptor	10^{-1}



Evento	Frecuencia / Probabilidad
Falla de motor	10^{-3}
Falla indicador de nivel	8.76×10^{-2}
Falla indicador de temperatura a la salida de los intercambiadores	8.76×10^{-2}
Falla mantenimiento (calibración o recubrimiento anticorrosivo)	10^{-2}
Falla mecánica	10^{-4}
Falla operacional (equivocación)	10^{-3}
Falla procedimiento operacional (omisión)	1×10^{-2}
Falla secundaria debido a efectos ajenos	1×10^{-9}
Fuga de gas por falla de línea	1×10^{-1}
Procedimiento no actualizado o difundido	5×10^{-3}
PSV's mal calibradas	1×10^{-2}
No se sigue el procedimiento operacional (omisión)	1×10^{-2}
Tubería metálica (conexiones)	5.7×10^{-7}
Tubería metálica (sección recta)	2.68×10^{-6}
Válvula de control (operación neumática)	3.59×10^{-6}
Válvula mecánicamente defectuosa	1×10^{-4}

**A.3.2 RELACIÓN DEL POTENCIAL DE PÉRDIDA CON LA PÉRDIDA PROBABLE TOTAL (\$).**

Pérdida probable total (\$)	Potencial de pérdida
1 a 100	1
100 a 1,000	10 ⁻¹
1,000 a 10,000	10 ⁻²
10,000 a 100,000	10 ⁻³
100,000 a 1,000,000	10 ⁻⁴
1,000,000 a 10,000,000	10 ⁻⁵
10,000,000 a 100,000,000	10 ⁻⁶
100,000,000 a 1,000,000,000	10 ⁻⁷
Mayor de 1,000,000,000	10 ⁻⁸

A.3.3 ESTABILIDAD DE PASQUILL

Estabilidad de Pasquill		
A	Estable	Noches con nubes moderadas y vientos moderados
A/B	Inestable	Como en A, solo menos soleado y mas nublado
B	Inestable	Como en A/B, solo menos soleado y mas nublado
B/C	Moderadamente inestable	Sol y viento moderado
C	Moderadamente inestable	Muy nublado
C/D	Moderadamente inestable	Sol moderado y vientos ligeros
D	Neutral	Poco sol, nubes altas, noches nubladas
E	Moderadamente estable	Menos noches nubladas
F	Estable	Nubes moderadas y vientos ligeros y moderados
G	Muy estable	Posible neblina



IV. LISTA DE ABREVIATURAS.

AAE	Análisis de Árbol de Eventos.
AAF	Análisis de Árbol de Fallas.
AC	Análisis de Consecuencias.
AENOR	Agencia Española de Normalización
AMFE	Análisis de Modos de Falla y sus Efectos
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
API	<i>(American Petroleum Institute.)</i> Instituto Americano del Petróleo
APR	Análisis Preliminar de Riesgos.
ASME	<i>American Society of Mechanical Engineers.</i>
ASTM	<i>American Society for Testing Materials.</i>
BLEVE	<i>(Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion)</i> Explosión por Expansión del Vapor de un Líquido en Ebullición.
C5/C6	Pentanos/Hexanos.
CCE	Comisión de las Comunidades Europeas
CCR	Regeneración Continúa de Catalizador
CMC	Conjuntos Mínimos de Corte.
DMC	Daño Máximo Catastrófico.
DMP	Daño Máximo Probable
DTI	Diagrama de Tubería e Instrumentación.
EPA	Agencia de Protección Ambiental
ETA	<i>Event Tree Analysis (Ver AAE).</i>
ETBE	Etil-Ter-Butil-Eter
EAR	Estudios de Análisis de Riesgo.
FCC	<i>Fluid Catalytic Cracking</i>
FMEA	<i>(Failure Modes and Effects Analysis)</i> Análisis de Modos de Fallas y Efectos.



FMECA	<i>(Failure Modes, Effects and Criticality Analysis)</i> Análisis de Modos de Fallo, Efectos y Criticidad.
FTA	<i>Fault Tree Analysis</i> (Ver AAF).
HAZOP	<i>(Hazard and Operability Studies)</i> Análisis de Riesgos y Operabilidad.
IFP	Instituto Francés del Petróleo
IDLH	<i>Immediately Dangerous for Life or Health.</i>
ISO	<i>(International Standards Organization)</i> Organismo Internacional de Normalización
LGEEPA	Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente
LII	Límite Inferior de Inflamabilidad.
MON	<i>(Motor Octane Number)</i> Número de Octano del Motor
MTBE	Metil-Ter-Butil-Eter
NFPA	<i>National Fire Protection Association.</i>
OSHA	<i>(Occupational Safety and Health Administration)</i> Oficina para la Administración de la Salud y Seguridad Ocupacional
PGR	Programas de Gerencia de Riesgo
PHA	<i>(Preliminary Hazard Analysis)</i> Análisis Preliminar de Peligros"
RON	<i>(Research Octane Number)</i> Número de Octano de Investigación
SIASPA	Sistema Integral de Administración de la Seguridad y la Protección Ambiental.
STPS	Secretaría del Trabajo y Previsión Social
TAME	Ter-Amil-Metil-Eter
TBP	<i>(true boiling point)</i> Temperatura de Ebullición Real
TLV	<i>(Threshold Limit Values)</i> Valores Límites Umbrales
TNT	Tri-Nitro Tolueno.
UOP	<i>Universal Oil Products.</i>



V. GLOSARIO.

Accidente: Suceso eventual que altera el orden regular de las cosas provocando situaciones adversas a sistemas, personas, medio ambiente o a la propiedad.

Atmósfera explosiva: Mezcla constituida por aire y gases, vapores, nieblas o polvos inflamables bajo condiciones atmosféricas, en proporciones tales que una temperatura excesiva, arcos, o chispas produzcan su explosión (existe un peligro real).

Catalizador: Sustancia capaz de transformar a otras en una reacción química, que al final de la reacción permanece sin alteración física o química actúa en cantidades pequeñas con respecto a los reactivos y acelera la velocidad de la reacción, pero no modifica la posición del equilibrio químico.

Daño: Es la consecuencia producida por un peligro sobre la calidad de vida individual o colectiva de las personas.

Desviación: Son desfasamientos de la intención de diseño (Flujo, Presión, Temperatura, Reacción, Nivel, etc.) que se descubren mediante la aplicación sistemática de las palabras guía.

Efecto Encadenado: Es la consecuencia inevitable, pero indirecta de otro accidente o circunstancia.

Escenario de Riesgo: Determinación de un evento hipotético en el cual se toma en consideración la ocurrencia de un accidente bajo condiciones determinadas, definiendo mediante la aplicación de modelos matemáticos y criterios acordes a las características de los procesos y/o materiales, las zonas potencialmente afectadas.

Estimación de Riesgos: El proceso mediante el cual se determina la frecuencia o probabilidad y las consecuencias que puedan derivarse de la materialización de un peligro.

Gravedad: Son las consecuencias de daño que puede tener un incidente dentro de la Planta, su nivel se asigna con ayuda del equipo multidisciplinario.

Incidente: Suceso del que no se producen daños o estos no son significativos, pero que ponen de manifiesto la existencia de riesgos derivados del trabajo. Cualquier suceso no esperado ni deseado, que no dando lugar a pérdidas de la salud o lesiones a las personas, pueda ocasionar daños a la propiedad, equipos, productos o al medio ambiente, pérdidas de la producción o aumento de las responsabilidades legales.



Índice de toxicidad: Son parámetros toxicológicos que se utilizan en la evaluación de riesgos y se obtienen de los estudios de dosis-respuesta. Los valores de estos parámetros son los que se comparan con las dosis suministradas que se estiman en los estudios de exposición a tóxicos ambientales.

Inflamable: Materiales con punto de evaporación inferior a 61° C (141.8 ° F). Es cualquier líquido que tenga punto de inflamación menor de 38° C y una presión de vapor no superior a 2.8 Kg./cm² (a 38° C), según la National Fire Protection Association (NFPA).

Límites de Inflamabilidad: Proporciona el intervalo de concentraciones de combustible (% en volumen) dentro del cual una mezcla gaseosa puede entrar en ignición y arder, es decir se produce un incendio. En el límite inferior de inflamabilidad (LII) no existe suficiente combustible como para propagar la combustión y el límite seguro se considera de la mitad de este límite. El límite superior de inflamabilidad (LSI) dice que no hay suficiente comburente como para que la reacción se propague lejos de la fuente de ignición.

Mantenimiento Predictivo: Un tipo de mantenimiento basado en condición, que enfatiza la detección temprana de una falla, utilizando técnicas no destructivas, como análisis de vibración, termografía y análisis de rebabas de desgaste.

Mantenimiento Preventivo: Acciones de mantenimiento desarrolladas sobre la base de un calendario o programa fijo que involucran reparaciones de rutina y reemplazo de componentes y partes de la maquinaria.

Modelo: Representación simplificada o esquemática de un evento del proceso con el propósito de facilitar su comprensión o análisis.

Nafta: (Naphtha) Es un rango de destilados más ligeros que la kerosina y con un punto de ebullición más bajo. Se utiliza como carga para la producción de gasolina para motores y para la industria química (p. ej.: para elaboración de etileno).

Nodo: Es la subdivisión de un sistema de proceso, éste se puede identificar por el cambio de propiedades, en su origen comienzan nuevas propiedades del material y en su destino nuevamente hay un cambio de propiedades. Este debe ser lo suficientemente pequeño para que sea manejable y suficientemente grande para que sea significativo.

Prevención: Técnica de actuación sobre los peligros con el fin de suprimirlos y evitar sus consecuencias perjudiciales. Suele englobar también el término protección. Conjunto de actividades o medidas adoptadas o previstas en todas las fases de la actividad de la empresa con el fin de evitar o disminuir los riesgos derivados del trabajo.



Probabilidad: Predicción calculada de la ocurrencia de un accidente en un cierto período de tiempo y se expresa en fracciones de entre 0 y 1.

Protecciones: Son todas las acciones o medidas que se toman dentro del sistema de estudio para mitigar o reducir la probabilidad de que ocurra un accidente o incidente.

Punto de Inflamación: Es la temperatura máxima a la cual un líquido emite un vapor, en concentración suficiente como para formar con el aire una mezcla inflamable cerca de la superficie del líquido, dentro de un recipiente especificado, según procedimientos de prueba e instrumentos apropiados. El peligro relativo aumenta a medida que baja el punto de inflamación. Cuando se le calienta a su punto de inflamación (o sobre ese punto) cualquier líquido combustible producirá vapores inflamables.

Recomendaciones: Son todas las acciones o medidas que se pueden implementar para reducir o mitigar la probabilidad de que ocurra un accidente o incidente.

Reformación: (Reforming) Proceso que mejora la calidad antidetonante de fracciones de gasolina modificando su estructura molecular. Cuando se lleva a efecto mediante calor se le conoce como reformación térmica, y como reformación catalítica cuando se le asiste mediante un catalizador.

REVAMP: Proyecto aplicado a un sistema para lograr su funcionamiento con un mínimo de modificaciones.

Tóxico: Son aquellos materiales cuya emisión o liberación al ambiente puede causar daños a la salud de los seres humanos, o a cualquier forma de vida.

**BIBLIOGRAFÍA.**

1. Alférez E. J. M y Aguilar G. J. L.; "Análisis de Riesgos en el Diseño de Plantas de Proceso", Sección México Centro. México.
2. Baybutt P., "Major Hazards Analysis: An improved Method for process Hazard Analysis"; Process Safety Progress, Vol. 22; March 2003, pp 21-26.
3. Crowl & Louvar, "Chemical Process Safety: Fundamentals with Applications"; Prentice Hall, 1990.
4. Cruz G. M. J. y Monroy S., "Curso de técnicas de investigación de incidentes de los Procesos Químicos", UNAM; Facultad de Química, Departamento de Ingeniería Química.
5. De la Cruz Guerra C. García Pineda R., De la Cruz Guerra F., Vázquez López J. y Cruz Gómez m. j.; "Análisis de Riesgos de procesos (ARP): Un esquema de mejora de la Técnica HazOp"; Tecnología Ciencia Ed. IMIQ, Vol. 15; 2000 pp 49-60.
6. Douglas M. Considine, "Tecnología del Petróleo", Edit. Marcombo, S.A., Vol. 2, (1977).
7. Gary A. James, Handwerk, E. Glenn, "Petroleum Refining", Technology and Economics, Third Edition, USA (1994).
8. "Guía para la inspección preventiva de riesgos de calentadores a fuego directo", PEMEX Refinación, Refinería "Miguel Hidalgo", Superintendencia de Fuerza.
9. "Guidelines for Hazard Evaluation Procedures", Center for chemical Safety; American Institute of Chemical Engineers, 2nd. Ed. USA. 1992.
10. J. V. Grimaldi, "La Seguridad Industrial su Administración", Edit. Alfa Omega, Ed. 2, (1991).
11. Ledesma V. y Montefort A, "Manual del curso de operación, Planta tratadora y fraccionadora de hidrocarburos", Subcompetencia de operación.
12. "Libro de Proceso", Petróleos Mexicanos, Superintendencia de proceso, Refinería "Miguel Hidalgo".
13. "Manual de calentadores a Fuego Directo"; PEMEX Refinación, Refinería "Miguel Hidalgo".
14. "Manual de Diseño y Operación, Modificación de la Unidad reformadora U-500 con adicción de sección CCR", Petróleos Mexicanos, Vol. I, Instrucciones de diseño y operación. Refinería "Miguel Hidalgo". Tula, Hgo; 1994.
15. "Manual de Operación de la U-500-2", Tula de Allende, Hgo.
16. "Manual de Operación de la Unidad Reformador de Naftas No. II en la Refinería de Tula Hidalgo", Tula de Allende, Hgo.
17. OCDE, "Principios, Guías para la prevención de accidentes Químicos, Preparación y Respuesta"; Vol. 51, pp. 2-64; Cooperación y desarrollo económicos. Paris, Francia; 1991.
18. PEMEX, "Boletín SIASPA", Año 3, Número 3, Diciembre 2001.
19. "Petróleos Mexicanos", PEMEX, 1988.
20. Revista "El Octanaje", PEMEX Refinación, No. 19-45, 1998-2002.



21. Santamaría R. y Braña A. P. A., "Análisis y Reducción de Riesgos en la Industria Química"; Fundación MAPFRE, España 1994, 526 p.
 22. Soloache L. F. "Análisis de Riesgos de Proceso de una planta Reformadora de Naftas"; Tesis de Licenciatura, Fac. de Química, UNAM, México (2001).
 23. DG-GPASI-IT-00229 "Manual de Análisis de riesgos".
- Pagina web: <http://www.cenapred.com/>
 - Pagina web: <http://www.conae.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=430>
 - Pagina web: <http://www.franquicia.pemex.com:80/octanaje/>
 - Pagina web: <http://www.gas.pemex.com/>
 - Pagina web: <http://www.imp.mx/petroleo/>
 - Pagina web: <http://www.pemex.com/>
 - Pagina web: <http://www.ptq.pemex.com/>
 - Pagina web: <http://www.ref.pemex.com/>
 - Pagina web: <http://www.semarnat.gob.mx/>