

00568

2

2 ej



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE QUIMICA

**MAESTRIA EN INGENIERIA QUIMICA,
OPCION PROYECTOS**

PARTICIPACION EN EL DESARROLLO DE LA
INGENIERIA BASICA DE LA ADICION DE LAS
SECCIONES DE FRACCIONAMIENTO Y
TRATAMIENTO A LA PLANTA COMBINADA
DE TULA, HGO.

**INFORME DE TRABAJO
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE
MAESTRIA EN INGENIERIA QUIMICA,
OPCION PROYECTOS
P R E S E N T A :
ANTONIO AGUILAR PARRA**

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

MEXICO, D. F.

1990



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 está 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.

I N D I C E

	pág.
Resumen.....	2
Capítulo I	
Antecedentes.....	5
1.1 Generalidades.....	5
1.2 Fundamentos del Proceso para la Separación y Conversión de Mercaptanos, de Fracciones Ligeras del Petróleo.....	7
Capítulo II	
Alcance del Informe.....	15
Capítulo III	
Bases de Diseño.....	18
Capítulo IV	
Descripción del Proceso.....	31
Capítulo V	
Descripción de Actividades	
5.1 Objetivo.....	42
5.2 Actividades Desarrolladas.....	42
5.3 Plano de Localización General de Equipo..	43
5.4 Diagramas de Tubería e Instrumentación... 50	
5.4.1 Diagramas de Tubería e Instrumentación de Proceso.....	59
5.4.2 Diagramas de Tubería e Instrumentación de Servicios Auxiliares.....	64
5.5 Lista de Líneas.....	67
5.6 Especificación de Materiales de Tubería..	70
5.7 Diseño Hidráulico de Bombas.....	72
5.8 Dimensionamiento y Selección Preliminar de Válvulas de Control.....	76
5.9 Válvulas de Seguridad.....	80
5.10 Sistema de Desfogue.....	86
5.10.1 Sistema Abierto.....	86

	pág.
5.10.2 Sistema Cerrado.....	87
5.10.3 Sistema de Recuperación.....	88
5.11 Recipientes de Servicios Auxiliares.....	91
Capítulo VI	
Resultados.....	94
Capítulo VII	
Conclusiones.....	97
Bibliografía.....	98

RESUMEN

El presente Informe de Trabajo ha sido elaborado con el propósito de mostrar la aplicación de la metodología de la Ingeniería de Proyectos, mediante la descripción de las actividades que se llevaron a cabo en el Departamento de Ingeniería de Sistemas, durante el Proyecto "Desarrollo de la Ingeniería Básica de la Adición de las Secciones de Fraccionamiento y Tratamiento a la Planta Combinada de Tula, Hgo".

La adición de estas secciones a la planta combinada permitirá estabilizar la nafta de despunte proveniente de la Unidad de Destilación Atmosférica para obtener gas seco, LPG y nafta, tratando estos dos últimos productos para dejarlos dentro de las especificaciones requeridas para sus usos posteriores.

Dentro de las funciones que tiene encomendadas el Instituto Mexicano del Petróleo, se presenta como prioritaria el dar continuidad a las innovaciones tecnológicas generadas en sus áreas de investigación básica, mediante su aplicación en los nuevos diseños que se desarrollan para la Industria Petrolera Nacional, ya sea con el fin de reducir la alta dependencia que en esta materia se ha tenido con el extranjero o bien para optimizar el funcionamiento de las instalaciones existentes.

La tecnología utilizada en este proyecto para el endulzamiento de nafta y LPG fue desarrollada en la Subdirección de Refinación y Petroquímica del Instituto Mexicano del Petróleo.

Al Departamento de Ingeniería de Sistemas, integrado a la División de Procesos de la Subdirección de Ingeniería de Proyectos, le corresponde la elaboración de planos de localización general de equipo y de diagramas de tubería e

instrumentación de proceso, de servicios auxiliares y de sistemas de relevo de presión, y el desarrollo de las actividades que implican la generación de los documentos anteriores.

A B S T R A C T

This work report has been elaborated for the purpose of apply the Project Engineering's methodology through the description of the activities that have been accomplished in the Systems Engineering Department during the development of basic engineering in the Addition of the Fracionation and Treatment Sections to the Combined Plant at Pemex's Miguel Hidalgo Refinery.

The addition of these sections to the Combined Plant will permit the stabilization of the naphtha cutting resulting from the Atmospheric Distillation Unit for the obtention of dry gas, LPG and naphtha, treating the latter two products so that they can reach the required specifications for it's later use.

Within the many functions entrusted to the Mexican Petroleum Institute (IMP), one of its priorities lies in providing continuity to the technological innovations generated in their basic research areas trough said investigations and their applications to new designs that are developed for national petroleum industry. The high dependance of foreign technology can be greatly reduced and well take full advantage of the existing installations.

The technology used in this project for the sweetening of naphtha and LPG was developed in the Refinining and Petrochemistry Area of the IMP.

The Systems Engineering Department, which is integrated to the Process Division of the Project Engineering Area is in charge of the elaboration of general location of equipment plans, process and utilities piping and instrument diagrams, design of pressure releiving systems and the development of the activities that imply a commencement of the documents afore mentioned.

CAPITULO I

ANTECEDENTES

1.1 Generalidades

La política seguida durante los últimos años por Petróleos Mexicanos, en el sentido de optimizar los procesos con los que cuenta para lograr un mejor aprovechamiento de recursos y para mejorar la calidad de los productos obtenidos, ha originado una serie de proyectos encaminados a alcanzar estos fines. El proyecto motivo de este informe es uno de ellos.

La Planta de Destilación Combinada correspondiente a la Refinería Miguel Hidalgo, ubicada en Tula, Hgo., de Petróleos Mexicanos fue diseñada en 1973 por el Instituto Mexicano del Petróleo y cuenta con tres secciones fundamentales:

I) Sección de Destilación Atmosférica cuya capacidad es de 150 000 bpd de crudo y que produce mediante su destilación los siguientes cortes: una mezcla de naftas de despunte y ligera (gasolina), nafta pesada (turbosina), kerosina, gasóleo ligero primario (diesel), gasóleo pesado primario y residuo primario.

La producción máxima de mezcla de naftas se presenta cuando esta sección opera con crudo Istmo, y es de 42 000 bpd, de los cuales 24 375 bpd corresponden a nafta de despunte y 17 625 bpd a nafta ligera.

II) Sección de Destilación al Vacío cuya capacidad es de 61 800 bpd de residuo primario para producir gasóleo ligero de vacío, gasóleo pesado de vacío y residuo de vacío.

III) Sección de Tratamiento Cáustico de una capacidad de 20 000 bpd de mezcla de naftas (gasolina). Esta sección se encuentra

normalmente fuera de operación, pero debido a que la Unidad Hidrodesulfuradora de Naftas tiene una capacidad de 36 000 bpd, cuando la Sección de Destilación Atmosférica es alimentada con crudo Istmo, el excedente de la mezcla de naftas producida es procesada en esta sección.

El Tratamiento Cáustico también opera algunas veces recibiendo nafta de la Unidad Reductora de Viscosidad, o cuando la Hidrodesulfuradora esta fuera de servicio.

El hecho de que en la Planta Combinada no haya producción de nafta estabilizada y que el tratamiento cáustico no se aplique normalmente a la alimentación de la Unidad Hidrodesulfuradora, impide que a esta última se envíen hidrocarburos con especificaciones más apropiadas que propicien la optimización global del proceso.

Aunado a esto, el endulzamiento de nafta se lleva a cabo mediante un proceso de extracción con hidróxido de sodio en tanques asentadores que, en la actualidad, ha dejado de ser económicamente atractivo pues implica altos costos de operación debido a los grandes volúmenes de sosa empleados y que no pueden recuperarse.

Por las razones anteriores, se tomó la decisión de adicionar las Secciones de Estabilización y Tratamiento a la mencionada planta.

El proceso utilizado para la estabilización de la nafta es fraccionamiento, en tanto para el endulzamiento del LPG se empleó un proceso de tratamiento con dietanolamina (DEA). Adicionalmente se diseñó una sección donde se efectúa la separación y conversión de mercaptanos de LPG y nafta, mediante una extracción líquido-líquido con solución acuosa de hidróxido de sodio.

La tecnología empleada en la última sección referida es una innovación desarrollada en la Subdirección de Refinación y Petroquímica del Instituto Mexicano del Petróleo, cuyos fundamentos se presentan a continuación.

1.2 Fundamentos del Proceso para la Separación y Conversión de Mercaptanos, de Fracciones Ligeras del Petróleo.

Compuestos orgánicos con azufre se encuentran en todas las fracciones del petróleo, y varían su contenido para aceites crudos de diferente procedencia desde 50 hasta 60 000 ppm. Las fracciones del petróleo de bajo punto de ebullición (menores de 230 C) presentan compuestos de azufre a base de mercaptanos (RSH, de hasta siete átomos de carbono) principalmente, y ácido sulfhídrico (H_2S). Su presencia se debe generalmente a su existencia inicial en el aceite crudo o bien a su formación por reacciones de desintegración durante el refinamiento del mismo. La aparición de estos compuestos en las fracciones comerciales provoca problemas, tales como: corrosión en los equipos de combustión e inhibición de la suceptibilidad al tetraetilo de plomo (TEL) utilizado para incrementar el índice de octano de gasolinas. Estos compuestos mercaptánicos también ocasionan olores desagradables y pueden ser nocivos para el ser humano.

Las especificaciones comerciales para combustibles ligeros requieren normalmente líquidos de carácter dulce (sin H_2S y contenidos de mercaptanos menores a 4 ppm), por lo que es necesario someter estos productos a un tratamiento para lograr la calidad establecida⁽¹⁾.

En la actualidad existen diferentes procesos para llevar a cabo el endulzamiento y la desulfuración de destilados ligeros del petróleo.

Por endulzamiento debe entenderse la transformación de

compuestos mercaptánicos a disulfuros sin cambiar apreciablemente el contenido de azufre total. Por desulfuración se entiende la remoción de azufre mercaptánico a disulfuros con la correspondiente disminución en el contenido de azufre total.

Entre estos procesos se pueden mencionar los tratamientos Doctor, con cloruro cúprico, con ácidos y finalmente, los tratamientos con soluciones cáusticas que hoy en día son los de mayor uso.

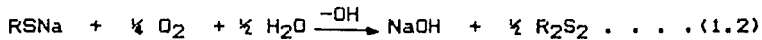
El proceso catalítico de remoción y conversión de mercaptanos presentes en hidrocarburos ligeros, permite el endulzamiento y/o desulfuración de destilados, desde una mezcla de propano-butano hasta fracciones tipo kerosina, mediante el tratamiento a base de soluciones cáusticas de hidróxido de sodio en presencia de un catalizador adecuado a base de quelatos metálicos.

Químicamente, el proceso se efectúa en dos etapas:

-Reacción de formación de mercapturo



-Reacción de oxidación



El equilibrio químico de la reacción reversible (1.1) se verá afectado por la Ley de Acción de Masas y por las siguientes variables:

- Bajas temperaturas
- Altas concentraciones de la solución cáustica
- Bajo peso molecular de los compuestos mercaptánicos
- Tipo de contacto entre las fases

Para lograr un rendimiento adecuado en la reacción (1.1) es importante que el mercaptano se transfiera de la fase orgánica a la fase acuosa, en donde reacciona para la formación del mercapturo de sodio correspondiente; esta transferencia se ve seriamente afectada por los bajos índices de solubilidad de los compuestos mercaptánicos en soluciones acuosas de hidróxido de sodio, los cuáles disminuyen al incrementarse el peso molecular del mercaptano.

En términos generales se puede considerar la siguiente correlación para la estimación del coeficiente de extracción de mercaptanos por soluciones cáusticas de hidróxido de sodio⁽²⁾:

$$K_{ex} = 5840 \exp(-1.7661 \# C) \dots (1.3)$$

donde # C es el número de carbonos en el compuesto mercaptánico.

Debido a lo anterior, no es suficiente conocer la cantidad total de azufre mercaptánico en la fracción a tratar, sino también la distribución, por número de carbonos, de los mercaptanos en la misma. En la Tabla I.1, aparecen los contenidos normales de compuestos mercaptánicos para el caso de gasolinas de destilación directa⁽³⁾.

T A B L A I.1
DISTRIBUCION DE MERCAPTANOS EN GASOLINAS

TIPO DE GASOLINA INTERVALO DE EBULLICION, (C)	DESTILACION DIRECTA 38 - 210	
	INTERVALO	VALOR TIPICO
DISTRIBUCION DE MERCAPTANOS (% peso)		
METIL	3 - 9	4
ETIL	5 - 16	6
PROPIL	10 - 30	13

T A B L A I.1 (Conclusión)

DISTRIBUCION DE MERCAPTANOS (% peso)	INTERVALO	VALOR TIPICO
BUTIL	11 - 45	19
AMIL	5 - 55	18
HEPTIL	1 - 45	40
CONTENIDO DE MERCAPTANOS, ppm	50 - 500	250

Por otra parte, la eficiencia de la reacción (1.1) se ve directamente afectada por la transferencia de masa de las especies activas en el proceso, por lo que una mejora en la velocidad de transporte de materia, dará lugar a un incremento en la conversión en el sistema; de ahí que existan en la actualidad una serie de dispositivos de mezclado, que permitan el contacto entre las fases, entre los que podemos mencionar las válvulas de mezclado, los lechos empacados, mamparas, etc. ⁽⁴⁾

Sin embargo, el uso de tales dispositivos de mezclado se ve restringido por los elevados niveles de dispersión de la fase acuosa en la orgánica que implica grandes volúmenes de los equipos necesarios de separación de fases. Lo anterior, ha motivado a los desarrollos recientes de equipos de contacto tipo estático de alta eficiencia y dispersión controlada que proporcionan una elevada área interfacial en un espacio relativamente pequeño. Dentro de estos equipos, los que han tenido mayor aceptación, son el denominado de película en fibra ⁽⁵⁾ y el formado por un conjunto de elementos metálicos en arreglo de laberinto llamado contactor de Sulzer ⁽⁴⁾.

Este último equipo de mezclado estático demostró un desempeño adecuado en pruebas efectuadas a escala piloto en el tratamiento cáustico de destilados ligeros, pues da lugar a bajas caídas de

presión, bajos niveles de dispersión y con un costo relativamente inferior a equipos de características similares.

La reacción de oxidación (1.2) ocurre espontáneamente en medio alcalino, sin embargo, a nivel industrial, se requiere de la presencia de un catalizador para acelerar la velocidad de reacción.

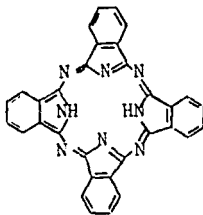
Los procesos más recientes de conversión de mercaptanos, usan como catalizadores de oxidación a los quelatos o complejos organometálicos, generalmente a base de fierro, cobre y cobalto⁽⁶⁾.

La función del catalizador durante la oxidación, es como portador del oxígeno necesario en el proceso, por lo que se efectúa una reacción entre el oxígeno del aire y el quelato metálico, de acuerdo al siguiente esquema simplificado:



La reacción (1.4) depende principalmente de la estructura química del complejo formado, que debe tener características tales que permitan la interrelación del oxígeno molecular y los orbitales libres del metal.

Entre los quelatos metálicos más adecuados para funcionar como portadores de oxígeno y cumplir con los requerimientos del proceso, se encuentran las ftalocianinas, que son un grupo de bases orgánicas de la familia de las porfirinas con la siguiente fórmula general:



Los dos átomos centrales de hidrógeno pueden ser remplazados por más de 50 metales diferentes, y así, formar los correspondientes derivados metálicos, Sin embargo, el que ha demostrado el mejor desempeño en la aportación de oxígeno al proceso, ha sido la ftalocianina de cobalto tetrasulfonada.

Durante la evaluación del contactor estático Koch de alta eficiencia y dispersión controlada y del desempeño del catalizador desarrollado para la oxidación de mercaptanos, se obtuvieron los resultados que se muestran en la Tabla I.2. ⁽⁷⁾

T A B L A I.2

RESULTADO DEL ENDULZAMIENTO DE CORTES DE HIDROCARBUROS CON INTERVALO DE EBULLICION DE 40 A 270 C

CONDICIONES DE OPERACION

RELACION HIDROCARBURO/SOSA (en volumen)	3/1
PRESION, kg/cm ²	3
CONCENTRACION DE CATALIZADOR, ppm	250
TEMPERATURA, C	20-25
FLUJO DE AIRE, @ 1 kg/cm ² Y 20 C, 1/h	25-60

CARACTERISTICAS DE LA CARGA

CONTENIDO DE AZUFRE MERCAPTANICO, ppm	200-250
CONTENIDO DE H ₂ S, ppm	0-200
INTERVALO DE EBULLICION, C	40-270

(Continúa....)

T A B L A I.2 (Conclusión)

RESULTADO DEL ENDULZAMIENTO DE CORTES DE HIDROCARBUROS
CON INTERVALO DE EBULLICION DE 40 A 270 C

COMPORTAMIENTO (*)

FLUJO DE HIDROCARBUROS (l/h)	80		100		120	
	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)
0.5	63	71.4	31	85.9	18	91.8
1.0	35	84.1	18	91.8	10	95.5
1.5	25	88.6	13	94.1	7	96.8
2.0	20	90.9	9	95.9	5	97.7
2.5	16	92.7	7	96.8	4	98.2

CARACTERISTICAS DE LA SOSA DESPUES DEL TRATAMIENTO

MERCAPTANO DE SODIO, ppm	5	5	5
SULFURO DE SODIO, ppm	1	1	1

(*) La remoción de H₂S fue completa para todos los casos.

(1) Mercaptanos presentes en el producto final, ppm

(2) Remoción de mercaptanos, %

Como se puede apreciar, los resultados obtenidos en las pruebas efectuadas demuestran una adecuada remoción de ácido sulfhídrico y mercaptanos, ya que en todos los casos la de H₂S es completa, y la de mercaptanos llegó a ser de 98.2%

Así mismo, la remoción de mercaptanos se ve favorecida por altas masas velocidades de hidrocarburos, ya que se incrementa la turbulencia en el contactor, mejorándose el grado de mezclado en el mismo. Sin embargo, se han encontrado prácticamente que flujos superiores a 150 l/h en este equipo, dan lugar a bajas conversiones, debido al bajo tiempo de residencia en el proceso⁽⁷⁾.

El catalizador desarrollado demostró un comportamiento satisfactorio, al dar lugar a bajos niveles de sulfuro y mercaptano de sodio en la sosa residual, dejándola en posibilidad de continuar en el proceso.

Los niveles de dispersión obtenidos en las pruebas fueron muy reducidos, no habiéndose observado arrastre de la solución cáustica en el hidrocarburo producto.

Debido a los buenos resultados obtenidos en la experimentación, se recuperó toda la información necesaria para el diseño de las nuevas plantas de tratamiento consideradas en las obras de expansión de Petróleos Mexicanos.

CAPITULO III

ALCANCE DEL INFORME

La Ingeniería Básica de un proceso comprende el desarrollo de actividades que nos indican de una manera clara cómo se elabora un producto (know how), mediante el diseño de los parámetros fundamentales del mismo, y sirve de base para la realización de la Ingeniería de Detalle del proyecto industrial.

Cuando se trata de procesos del dominio público, el desarrollo de la Ingeniería Básica puede contratarse con una Firma de Ingeniería.

Cuando se trata de procesos que requieren el pago de regalías por una determinada patente, se acude a Licenciadores de Tecnología, cuya selección se hará mediante un concurso.

El alcance de la Ingeniería Básica varía de una Firma de Ingeniería a otra, y finalmente, la documentación que integra un paquete se define mediante una negociación entre el Licenciador o Compañía de Ingeniería y el cliente que la está adquiriendo. Sin embargo, la información mínima que debe contener es la siguiente⁽⁸⁾:

- Bases de diseño
- Descripción detallada del proceso
- Diagrama de flujo de proceso, donde se incluyen balances de materia y energía y condiciones de operación
- Lista de equipo básico
- Hojas de datos de los equipos básicos y en caso de equipos críticos en la operación de la planta, especificaciones detalladas y dibujos, si se requieren, para la fabricación de éstos, como es el caso de reactores

- Consumo estimado de servicios auxiliares
- Consumo y especificaciones de reactivos químicos y catalizadores
- Plano de localización general de equipos
- Diagramas de tubería e instrumentación de proceso y de servicios auxiliares
- Guía de operación de la Unidad

En el caso específico de la Adición de las Secciones de Fraccionamiento y Tratamiento a la Planta Combinada de Tula, además de lo anterior se incluyó también:

- Hojas de datos de instrumentos
- Índice de instrumentos
- Hojas de datos de válvulas de control
- Hojas de datos de válvulas de seguridad
- Hojas de datos de recipientes de servicios auxiliares
- Diagrama de tubería e instrumentación del sistema de desfogue

La finalidad del presente Informe de Trabajo es mostrar mi participación en el desarrollo de esta Ingeniería Básica describiendo las actividades que para la misma se llevaron a cabo en el Departamento de Sistemas, al que estuve adscrito como Ingeniero Principal, colaborando en todos los trabajos que este Departamento tuvo asignados para el proyecto referido, mediante la supervisión de 4 Ingenieros de Sistemas.

De acuerdo a la organización prevaleciente en la Subdirección de Ingeniería de Proyectos del Instituto Mexicano del Petróleo⁽⁹⁾, el Departamento de Ingeniería de Sistemas funciona como lazo de unión entre el desarrollo de la Ingeniería Básica y de la Ingeniería de Detalle, es decir, basa la realización de su trabajo en la información generada por los Departamentos de Desarrollo de Ingeniería Básica y de Diseño de Proceso y a su vez, genera la información con la cual iniciarán sus

interrelaciones las demás especialidades de Ingeniería de Detalle para continuar con el avance del proyecto.

Las actividades efectuadas en el Departamento de Ingeniería de Sistemas fueron:

- Plano de localización general de equipo
- Diagramas de tubería e instrumentación de proceso
- Diagramas de tubería e instrumentación de servicios auxiliares
- Diagrama de tubería e instrumentación del sistema de desfogue.

Por supuesto, las anteriores son actividades principales que implican la realización previa o posterior de muchas otras como las que se mencionan a continuación:

- Dimensionamiento de líneas
- Especificación de materiales de tubería
- Diseño hidráulico de bombas
- Dimensionamiento y selección preliminar de válvulas de control
- Dimensionamiento y especificación de válvulas de seguridad
- Dimensionamiento y especificación de recipientes de servicios auxiliares

En el presente trabajo se han incluido en los Capítulos III y IV las Bases de Diseño y la Descripción del Proceso. Aunque estos documentos son responsabilidad del Departamento de Diseño de Proceso, se consideró necesario agregarlos con el fin de presentar un panorama claro de las secciones adicionadas y facilitar la comprensión de las actividades que se desempeñaron en el Departamento de Ingeniería de Sistemas ⁽¹⁰⁾.

CAPITULO III
BASES DE DISEÑO⁽¹¹⁾

3.1 Generalidades

3.1.1 Función de la planta

La planta será diseñada para estabilizar la nafta de despunte proveniente de la Unidad de Destilación Atmosférica, obteniéndose gas seco, LPG y nafta. Estos dos últimos productos deberán tratarse hasta quedar dentro de las especificaciones.

3.1.2 Tipo de proceso

Fraccionamiento, tratamiento con dietanolamina (DEA) para LPG y extracción líquido-líquido con solución acuosa de hidróxido de sodio para LPG y nafta.

3.1.2.1 Sección de fraccionamiento

a) Fraccionamiento

3.1.2.2 Sección de tratamiento cáustico de nafta

El endulzamiento se efectuará en dos etapas:

- a) Prelavado para la eliminación del H_2S
- b) Oxidación catalítica de los mercaptanos a disulfuros

3.1.2.3 Sección de tratamiento de LPG con DEA

- a) Absorción del H_2S con solución acuosa de DEA
- b) Regeneración de DEA
- c) Preparación y reposición de DEA

3.1.2.4 Sección de tratamiento cáustico de LPG

- a) Prelavado para la eliminación del H_2S

- b) Extracción y separación de los mercaptanos
- c) Oxidación catalítica de los mercaptanos a disulfuros y regeneración de la solución alcalina

3.2 Capacidad, rendimiento y flexibilidad

3.2.1 Factor de servicio

Se considera un factor de servicio de 90% para el diseño de las plantas.

3.2.2 Capacidad y rendimiento

La sección de fraccionamiento tendrá una capacidad de diseño de 30 000 bpd.

La sección de tratamiento cáustico de nafta operará normalmente a una capacidad de 23 500 bpd de nafta desbutanizada, pudiendo en un momento dado aumentar su capacidad a 49 500 bpd de nafta de la torre atmosférica, siendo la capacidad mínima operacional de 14 100 bpd.

La sección de tratamiento cáustico de LPG operará a una capacidad normal de 4 100 bpd de LPG amargo proveniente de la sección de tratamiento con DEA. Su capacidad máxima será de 4 500 bpd y la mínima operacional de 2 460 bpd.

3.2.3 Flexibilidad

Las plantas no podrán seguir operando a falla de electricidad, vapor, agua de enfriamiento o aire de instrumentos y de proceso. Las unidades deberán tener facilidades tendientes a un paro ordenado, en caso de que ocurriese alguna de las fallas mencionadas.

Debido a la diferencia, entre la capacidad normal y la de diseño de la sección de tratamiento cáustico de nafta, se dispondrá de equipos que manejan la mitad del flujo de diseño,

de manera que cuando se opere a capacidad normal, pueda sacarse un equipo de operación.

3.2.4 Previsiones para ampliaciones futuras

No se prevén aumentos de capacidad por ampliaciones futuras

3.3 Especificaciones de las alimentaciones

Componente	TBP		Nafta	Nafta
	F	API	despuntada % mol	atmosférica % mol
Metano	-258.4	340	0.648	0.005
Etano	-127.2	243.7	2.019	0.063
Propano	- 43.4	147.2	6.755	0.449
i-Butano	11.2	119.8	2.496	0.283
n-Butano	31.4	110.6	8.124	1.200
Cte-001	75.0	96.4	3.652	0.645
Cte-002	102.5	79.4	5.038	1.287
Cte-003	120.0	73.6	3.613	1.110
Cte-004	137.5	71.9	4.778	1.836
Cte-005	162.5	68.3	10.785	5.443
Cte-006	187.5	64.6	12.287	8.080
Cte-007	212.5	61.2	11.035	9.419
Cte-008	237.5	58.1	9.604	10.650
Cte-009	262.5	55.3	8.061	11.730
Cte-010	287.5	52.8	5.867	12.020
Cte-011	312.5	50.6	3.636	12.000
Cte-012	337.5	48.7	1.406	11.164
Cte-013	362.5	46.8	0.258	8.219
Cte-014	387.5	44.9	0.033	3.676
Cte-015	425.0	41.9	0.002	0.517
Cte-016	475.0	38.3		0.004
H ₂ S			0.130	
S Total				0.200

3.4 Especificación de los productos

La nafta cumplirá con las especificaciones correspondientes a la prueba de corrosión al cobre de 3 h a 112 C de 1 máx. (0 ppm de H₂S) y prueba Doctor negativa (RSH menor de 4 ppm).

El LPG cumplirá las especificaciones correspondientes a la prueba de corrosión al cobre de 1 h a 37.8 C de 1 máx. (0 ppm de H₂S) y contenido de azufre total de 200 ppm máx.

El contenido de azufre de los productos no deberá exceder de

Contaminante	Nafta	LPG
Acido sulfhídrico	0	0
Mercaptanos	4 ppm	10 ppm
Azufre total	495 ppm	10 ppm

3.5 Condiciones de la alimentación en límites de batería

Alimentación	Estado Físico	Presión (kg/cm ² man) max/nor/min	Temperatura C max/nor/min	Forma de Entrega
Nafta despuntada	líquida	3.0	37.8	tubería
Nafta atmosférica	líquida	6.3	37.8	tubería

3.6 Condiciones de los productos en límites de batería

Producto	Estado Físico	Presión (kg/cm ² man) max/nor/min	Temperatura C max/nor/min	Forma de Entrega
Gas seco	gas	3.87	35.9	tubería
Nafta	líquida	5.6	87.8/37.8	tubería
LPG	líquido	17.6	42.2/40	tubería

3.7 Eliminación de desechos

Las plantas contarán con drenaje industrial, drenaje aceitoso, drenaje químico y drenaje sanitario.

La sosa gastada se enviará al sistema general de carbonatación de sosa fuera de L.B.

No se permitirá la emisión de gases tóxicos, explosivos o corrosivos a la atmósfera por lo que deberán quemarse y/o recuperarse.

3.8 Instalaciones requeridas de almacenamiento

3.8.1 Productos

El almacenamiento de los productos será responsabilidad de Pemex fuera de L.B.

3.9 Servicios auxiliares

Petróleos Mexicanos proporcionará todos los servicios auxiliares en límites de batería según se indica a continuación:

3.9.1 Vapor

Nivel	Presión kg/cm ² man (psig)	Temperatura C (F)	Calidad	Disponibilidad
Media presión	17.0 (242)	270 (518)	sobrecalentado	la requerida
Baja presión	3.5 (50)	148 (298)	saturado	la requerida

3.9.2 Retorno de condensado

El condensado se entregará en L.B. a las siguientes condiciones:

Presión normal	3.5 kg/cm ² man
Temperatura	148 C

3.9.3 Agua de enfriamiento

Las condiciones del agua de enfriamiento en L.B. serán las siguientes:

	Presión kg/cm ² man	Temperatura C
Entrada	4.92	32
Salida	2.5 min	46 máx

Sus características se muestran en la Tabla III.1

3.9.4 Agua para servicios y uso sanitario

El sistema de agua de servicios y uso sanitario será completamente independiente de cualquier otro sistema y será suministrado por Pemex en L.B., bajo las siguientes condiciones:

Presión	3.5 kg/cm ² man
Temperatura	32 C

3.9.5 Agua potable

Se contará con botellones para este servicio

3.9.6 Agua contra incendio

El sistema de agua contra incendio deberá apegarse a la Norma Pemex A.1.1 "Protección contra incendio de las instalaciones de proceso"

La presión mínima en L.B. será de 10 kg/cm² man

T A B L A III.1

Características de agua de enfriamiento

	ppm	ppm CaCO ₃
Cationes		
Sodio y potasio (Na y K)	202	440
Calcio (Ca)	8	20
Magnesio (Mg)	19	80
Hierro (Fe)	-	-
Aluminio (Al)	-	-
Total de cationes	229	540
Aniones		
Cloruros (Cl)	153	215
Bicarbonatos (HCO ₃)	-	-
Carbonatos (CO ₃)	97	162
Sulfatos (SO ₄)	126	131
Nitratos (NO ₃)	31	25
Total de aniones	407	540
Silice (SiO ₂)	60	-
Sólidos disueltos	636	-
Sólidos en suspensión	1	-
Sólidos totales	637	-
Dureza total	-	100
pH	10.3	-

3.9.7 Agua de proceso

La fuente de suministro del agua de proceso será agua tratada del sistema de tratamiento de aguas amargas de la Refinería

3.9.8 Aire de instrumentos

El aire de instrumentos será suministrado por Pemex en L.B. con las siguientes condiciones:

Presión	5.0 kg/cm ² man
Temperatura	38 C
Temperatura de rocío, C	
Máxima	-1
Normal	-20
Mínima	-32

3.9.9 Aire de planta

Será suministrado por Pemex en L.B. con las siguientes condiciones:

Presión	4.0 kg/cm ² man
Temperatura	38 C

3.9.10 Combustible

Gas

El gas combustible será proporcionado por la red de la Refinería y tendrá las siguientes características:

Naturaleza Gas natural o generado en Refinería

Composición típica:

% mol	98.8 metano; 0.97 etano; 0.02 propano; 0.07 nitrógeno; 0.10 ácido sulfhídrico; 7 ppm de humedad max.
Peso molecular	18.06
Densidad relativa	0.625
Poder calorífico bajo (LHV)	8300 kcal/m ³
Presión en L.B.	3.5 kg/cm ²
Temperatura en L.B.	38 C
Disponibilidad	la requerida

Combustóleo

El combustóleo también será proporcionado por Pemex en L.B. de la red general de la Refinería y tendrá las siguientes características:

Naturaleza	Líquido
Presión en L.B.	3.5 kg/cm ²
Temperatura en L.B.	85 C
Densidad relativa	1.0 máx., 0.99 mín.
Poder calorífico bajo (LHV)	10110 kcal/kg máx. 9600 kcal/kg nor. 9360 kcal/kg mín.
Viscosidad	550 SSF a 50 C
Temperatura de ignición	66 C mín.
Carbón	15.0 R.B. máx. y 7.0 mín.
Metales	
Vanadio	200 ppm máx.
Sodio	11 ppm máx.
Azufre	3.5 % máx.
Disponibilidad	la requerida

3.9.11 Aceite de Limpieza

El aceite de limpieza será diesel de la Sección Atmosférica

Diesel

Temperatura a 95% (ASTM), C	360 máx.
Temperatura -5-95% (ASTM), C	2.8
Temperatura de inflamación, c	52 mín.
Indice de cetano	45 mín.
Viscosidad a 38 C, SSU	35/45
Presión, kg/cm ² man	5.1
Temperatura, C	49

3.9.12 Agentes químicos

Sosa

Se recibirá sosa en L.B. a las siguientes condiciones:

Concentracion	250 Bé
Presión	22.8 kg/cm ² abs
Temperatura	20 C
Viscosidad	4.3 cp
Disponibilidad	la requerida
Forma de recibo	tubería

Catalizador

Tipo	Ftalocianina de cobalto sulfonada
------	--------------------------------------

Estado físico	sólido
---------------	--------

3.9.13 Alimentación de energía eléctrica

Pemex suministrará la energía eléctrica necesaria, a través de dos alimentadores con las siguientes especificaciones:

Tensión	13200 volts
Número de fases	3
Frecuencia	60 ciclos
Capacidad interruptiva de corto circuito	750 Mva
Factor de potencia	0.8
Número de conductores	uno por fase por alimentador
Sección de conductores	
Material del conductor	cobre electrolitico
Aislamiento del conductor	EPR o XLPE
Diámetro del ducto	
Material del ducto	tubo metálico
Acometida	subterránea

3.9.14 Energía eléctrica de emergencia

Se contará con un sistema de corriente de emergencia para alumbrado y para equipo crítico que dé facilidades de efectuar un paro ordenado.

Se contará con un sistema de fuerza ininterrumpible independiente para instrumentos.

3.9.15 Sistema de comunicación

Por telecomunicaciones

3.9.16 Desfogue

El IMP será responsable del sistema de desfogue hasta L.B. sin embargo, calculará la contrapresión desarrollada por el quemador para fijar su valor en L.B. y poder determinar el diámetro de los cabezales dentro del área de la planta. El diámetro de los cabezales fuera de L.B. será verificado por Pemex y será su responsabilidad.

3.10 Sistemas de seguridad

3.10.1 Sistema de agua contra incendio

Los criterios empleados serán definidos por el IMP de acuerdo a la Norma de Pemex A.1.1.

3.10.2 Protección al personal

Deberá contarse con duchas, tomas de aire, sistemas de lava ojos y control de ruido dentro de la planta.

3.11. Condiciones climatológicas

3.11.1 Temperatura, C (de los últimos cinco años)

Máxima extrema	32.0
Mínima extrema	0.0
Máxima promedio	
Mínima promedio	7.0
Promedio	20.0
Promedio del mes más caliente	
Promedio del mes más frío	15.0
De bulbo húmedo promedio	18.33
De bulbo seco máximo	35.0

3.11.2 Precipitación pluvial (mm)

Horario máximo	50
----------------	----

3.11.3 Vientos

Dirección de vientos dominantes	NE-SO
Dirección de vientos reinantes	-
Velocidad media (km/h)	13.86
Velocidad máxima (km/h)	140.0

3.11.4 Humedad

Máxima	64.70%
Minima	19.28%

3.11.5 Atmósfera

Presión atmosférica kg/cm ²	0.809
Atmósfera corrosiva	no
Contaminantes	-

3.12. Localización de la planta

Las coordenadas que definen los límites de batería de la planta son las siguientes:

	IMP
Este	0.00
Este	160.00
Norte	0.00
Norte	50.00

La elevación sobre el nivel del mar es de 2116 m

CAPITULO IV

DESCRIPCION DEL PROCESO (11)

4.1 Sección de Fraccionamiento

La Sección de Fraccionamiento está diseñada para estabilizar nafta proveniente de las Torres Despuntadoras DA-101 A y B de la Sección Atmosférica, obteniéndose como productos gas combustible, LPG amargo y nafta estabilizada.

La nafta proveniente de la Sección de Destilación Atmosférica se alimenta al Tanque de Balance FA-315 donde se controla la presión con gas combustible. De ahí se envía mediante la Bomba de Carga GA-313, a control de flujo, al Precalentador de Carga a Torre Desbutanizadora EA-302 AC, donde se vaporiza parcialmente al aprovechar parte del calor de los fondos de la Torre Desbutanizadora DA-301, a la que se alimenta en el plato 23. La columna de dos secciones, consta de 36 platos tipo válvula. Por el domo de esta torre se obtiene una corriente de butanos y más ligeros, que se envía al Condensador de la Torre Desbutanizadora EA-301 AB, donde condensa parcialmente utilizando agua como medio de enfriamiento.

La separación de condensado y vapor se lleva a cabo en el Acumulador de Reflujo de la Torre Desbutanizadora FA-301, que además cuenta con una pierna para facilitar la separación de una fase acuosa, misma que se envía intermitentemente a control de nivel a la Sección de Tratamiento de Aguas Amargas. El vapor efluente del acumulador se envía, a control de presión de la torre, al sistema de gas combustible, en tanto que la fase líquida de hidrocarburos se divide en dos corrientes: una que se refluja a la torre usando la Bomba de Reflujo de Torre Desbutanizadora GA-302/R, y otra de LPG amargo que se envía, a

control de nivel del acumulador, a la Sección de Tratamiento con DEA utilizando la Bomba de LPG a Tratamiento GA-303A/B/R.

Por el fondo de la columna se obtiene la corriente de nafta; una parte se envía por medio de la Bomba de Fondos de Torre Desbutanizadora GA-301/R, a control de flujo, al Rehervidor de la Torre Desbutanizadora BA-301, el cual es un calentador a fuego directo que tiene la facilidad de usar combustóleo y/o gas combustible. El efluente del rehervidor se retorna a la torre por debajo del último plato. La otra parte de la nafta fluye, a control de nivel de la torre, al precalentador de carga y al Enfriador de Nafta EA-303 AB que utiliza agua como medio de enfriamiento, y finalmente se envía a la Sección de Tratamiento Cáustico de Nafta.

4.2 Sección de Tratamiento Cáustico de Nafta

La Sección de Tratamiento Cáustico esta diseñada para procesar nafta estabilizada proveniente de los fondos de la Torre Desbutanizadora de la Sección de Fraccionamiento y además ocasionalmente procesar nafta del acumulador de la torre atmosférica de la Sección de Destilación Atmosférica.

El objetivo de esta sección de la planta es endulzar la nafta eliminando el ácido sulfhídrico residual y los mercaptanos mediante un tratamiento con sosa.

El proceso consta de dos etapas: etapa de prelavado, donde el ácido sulfhídrico se convierte a sulfuro de sodio y se extrae de la nafta, y etapa de oxidación, en la cual los mercaptanos se transforman a disulfuros orgánicos.

4.2.1 Prelavado

En esta etapa, la nafta se mezcla con una corriente de

recirculación de sosa de 9 g/l (6% en peso) y se alimenta por el fondo al Mezclador Estático Sección Prelavado, que es una columna empacada con elementos intercambiables de acero inoxidable de alta eficiencia de contacto y dispersión controlada, donde el ácido sulfhídrico reacciona para formar sulfuro de sodio, el cual se disuelve en la sosa. En el proceso del contacto de la solución de sosa con la nafta también se efectúa una remoción de mercaptanos pero de grado mucho menor.

La corriente efluente del mezclador estático se envía al Separador de Prelavado FA-302 X, donde la nafta se separa como fase ligera en la parte superior del recipiente, para ser enviada a la etapa de oxidación y la sosa, como fase pesada, se recolecta en la parte inferior del recipiente, para ser recirculada por medio de la Bomba de Recirculación de Sosa Sección de Prelavado GA-304 XA/B/R a la corriente de nafta que se alimenta al mezclador estático.

Ya que la sosa de esta sección no se regenera, se requiere purgar una parte y reponerse en forma intermitente para mantener la concentración adecuada.

4.2.2 Oxidación

La nafta proveniente del prelavado se mezcla con sosa de recirculación de 25 g/l (19% en peso) conteniendo catalizador IMP de ftalocianina de cobalto sulfonada en concentración de 150 a 250 ppm, se le inyecta una corriente de aire a control de flujo y se alimenta al Mezclador Estático Sección de Endulzamiento, donde los mercaptanos se transforman a mercapturos y pasan a la solución de sosa. En el mezclador también se efectúa la reacción de oxidación catalítica de los mercapturos disueltos en la sosa a disulfuros. En esta reacción se regenera la sosa. Debido a que los disulfuros son insolubles en la solución de sosa, tienden a separarse de la misma y a

incorporarse a la corriente de hidrocarburos.

El efluente del mezclador estático pasa al Separador de Endulzamiento FA-303 X donde la sosa se extrae por el fondo y se recircula por medio de la Bomba de Recirculación de Sosa Sección de Endulzamiento GA-305 XA/B/R, a la corriente de nafta que se alimenta al mezclador estático de esta etapa. La nafta dentro de especificaciones se envía a L.B. mediante la Bomba de Nafta a Almacenamiento GA-306 XA/B/R. El exceso de aire contaminado con desechos de oxidación de sosa gastada se extrae a control de presión y se envía al tanque de sello.

Aún cuando la sosa de esta sección se regenera, puede gastarse al reaccionar irreversiblemente con otros ácidos presentes en la corriente de carga, por lo que se tiene que restituir la alcalinidad libre purgando una porción y reponiéndose en forma intermitente.

El catalizador de oxidación es un sólido que se mantiene disperso en la solución de sosa y para que la concentración permanezca adecuada, su reposición se efectúa intermitentemente a través del Tanque de Alimentación de Catalizador FA-304 X.

4.2.3 Sección de Tratamiento de LPG con DEA

Esta Sección de Tratamiento procesará una corriente de LPG amargo proveniente de la Sección de Fraccionamiento.

El tratamiento consiste en eliminar el ácido sulfhídrico hasta una concentración de 50 ppm mediante el proceso de absorción con una solución acuosa de dietanolamina (DEA) al 20% en peso.

El esquema de procesamiento incluye: absorción, donde se lleva a cabo el endulzamiento (eliminación de ácido sulfhídrico) de la corriente de hidrocarburos; regeneración, en la que se efectúa

la desorción del gas ácido de la solución de DEA rica y preparación y reposición de DEA.

4.2.3.1 Absorción

La absorción del H_2S se lleva a cabo en el Contactor de LPG, que es una columna empacada con silletas Intalox de polipropileno. El LPG se alimenta a la torre por el fondo del lecho, en tanto que la solución de DEA pobre que contiene 0.10 moles de H_2S/mol de DEA se alimenta por la parte superior del mismo, efectuando un contacto a contracorriente para llevar a cabo la eliminación de H_2S .

La solución de DEA rica con 0.36 moles de H_2S/mol de DEA se extrae por el fondo de la torre y se envía al Acumulador de DEA Rica FA-305; mientras que en la parte superior de la torre se mantiene la interfase líquido-líquido para extraer por el domo el LPG dulce y enviarlo al Acumulador de LPG FA-306, el cual tiene por objeto recuperar la solución de DEA arrastrada.

El LPG dulce efluente de este tanque se envía a la Sección de Tratamiento Cáustico, mientras que la DEA recuperada se envía también al Acumulador de DEA Rica FA-305 donde se liberan por desorción pequeñas cantidades de hidrocarburos y sulfhídrico que se envían a desfogue. Además, este tanque está provisto de una mampara que sirve para separar una fase aceitosa que también se va a desfogue.

4.2.3.2 Regeneración

La solución de DEA proveniente del Tanque FA-305 pasa a través del Filtro de DEA Rica FG-301 de tipo canasta, donde se eliminan partículas formadas por corrosión, se calienta en el intercambiador DEA rica/DEA pobre EA-305 y se envía a la torre regeneradora.

La Torre Regeneradora de DEA DA-305, consta de 23 platos tipo válvula, con la alimentación de DEA rica en el plato 4 a control de nivel del Tanque FA-305. El calor necesario para la desorción del gas ácido se suministra en el Rehervidor de Torre Regeneradora EA-307.

A la corriente de domos se le inyecta un inhibidor de corrosión antes de pasar al Condensador de Torre Regeneradora EA-306 donde se enfría con agua. La mezcla líquido-vapor resultante se separa en el Acumulador de Reflujo de la Torre Regeneradora FA-307, la fase líquida es agua que se utiliza como reflujo a la torre y la fase gaseosa es ácido sulfhídrico y agua que se envía a una planta de azufre. Este tanque está provisto de una salida de hidrocarburos ligeros hacia el Tanque de Purga FA-313.

La DEA pobre que constituye los fondos de la torre se enfría en el Intercambiador DEA rica/DEA pobre EA-305 y, por medio de la Bomba de DEA pobre GA-307/R, pasa al Enfriador de DEA Pobre EA-304. Después de este último enfriamiento, el 20% en volumen de la solución se filtra en el Filtro de DEA Pobre FA-310 AB, de carbón activado, con el propósito de eliminar cualquier compuesto producto de la degradación de la amina, o bien materia orgánica que pudiera causar espumación en el contactor o regenerador. La solución efluente del filtro se une a la solución sin filtrar para enviarse al contactor de LPG a control de flujo. A esta solución de DEA se le inyecta un anitespumante.

4.2.3.3 Preparación y Reposición de DEA.

La preparación de la solución de DEA se efectúa en la Fosa de DEA FE-301 y, por medio de la Bomba de Reposición de DEA GA-309/R, se envía al Tanque de Alimentación de DEA FB-301, el cuál está provisto de un colchón de kerosina que evita la oxidación de la DEA. La misma bomba GA-309/R se utiliza para alimentar la solución de DEA al circuito de absorción-regeneración.

4.2.4 Sección de Tratamiento Cáustico de LPG.

La Sección de Tratamiento Cáustico de LPG está diseñada para procesar LPG proveniente de la Sección de Tratamiento con DEA.

El objetivo de esta planta es eliminar el H_2S remanente y mercaptanos del LPG mediante tratamiento con sosa, en tal forma que el producto dulce cumpla con la especificación de la prueba de tira de cobre y la de azufre total.

La sección incluye: prelavado, donde se llevará a cabo la extracción total del ácido sulfhídrico de la corriente de carga; extracción, donde se lleva a cabo la conversión y extracción de los mercaptanos en forma de mercapturos y regeneración de sosa, donde se convierten y extraen los mercapturos en forma de disulfuros orgánicos y se regenera la sosa.

4.2.4.1 Prelavado

La corriente de LPG proveniente de la Sección de Tratamiento con DEA, se mezcla con sosa de recirculación de 6 g/l (4% en peso) para alimentarse al Mezclador Estático Sección Prelavado, que es una columna empacada con elementos intercambiables de acero inoxidable de alta eficiencia de contacto y dispersión controlada, donde se elimina totalmente el ácido sulfhídrico mediante reacción química con la sosa. En esta sección, una pequeña fracción de los mercaptanos se remueven también.

La corriente efluente del mezclador estático se envía al Tanque Separador de Prelavado FA-308 X, donde la sosa como fase pesada, sale del fondo del tanque para recircularse por medio de la Bomba de Sosa Cáustica GA-310 X/R a la corriente de LPG que se alimenta al mezclador estático; el LPG se separa como fase ligera en la parte superior del tanque y se envía a la Sección de Extracción.

Ya que la sosa de esta sección no se regenera, se requiere purgar una parte y reponerse en forma intermitente para mantener la concentración adecuada.

4.2.4.2 Extracción

El LPG proveniente del prelavado, se mezcla con sosa de recirculación de 25 gBé (19% en peso) proveniente de la segunda etapa de extracción y se alimenta al Mezclador Estático Primera Etapa de Extracción donde por reacción química se transforma la mayor parte de los mercaptanos a mercapturos.

El efluente del mezclador estático pasa al Tanque Separador Primera Etapa de Extracción FA-309 X, donde la fase pesada se envía a control de nivel a la Sección de Regeneración de Sosa y el LPG que se separa como fase ligera, se mezcla con sosa regenerada de recirculación de 25 gBé (19% en peso) proveniente del enfriador de sosa y se alimenta al Mezclador Estático Segunda Etapa de Extracción, donde se transforman los mercaptanos remanentes en la corriente de LPG de la primera etapa de extracción.

El efluente del mezclador estático pasa al Tanque Separador Segunda Etapa de Extracción FA-314 X, donde la sosa se extrae por el fondo y a control de nivel se recircula, por medio de la Bomba de Sosa a Primera Etapa de Extracción GA-312 X/R, a la corriente de LPG que se alimenta al mezclador estático de la primera etapa de extracción. El LPG dentro de especificaciones se separa como fase ligera y se envía a control de presión a L.B.

4.2.4.3 Regeneración de Sosa

La sosa gastada efluente del Tanque Separador Primera Etapa de Extracción FA-309 X pasa a través del Calentador de Sosa EA-308

donde se le eleva la temperatura con vapor de calentamiento de baja presión que se admite a control de temperatura de la sosa caliente. Esta corriente se mezcla con aire antes de alimentarse al fondo de la Torre de Oxidación DA-309 X, empacada con anillos raschig de carbón, donde se efectúa la conversión catalítica de los mercapturos a disulfuros orgánicos, en presencia de un catalizador IMP de oxidación que está disuelto en la sosa en concentraciones que van de 200 a 300 ppm. El catalizador es ftalocianina de cobalto sulfonada.

Por el domo de la torre se obtiene una mezcla de aire, solución de sosa y disulfuros que pasa al Separador de Disulfuros/Sosa FA-311 X. Este separador cuenta con una columna integrada empacada con anillos raschig de acero inoxidable, que sirve para separar el exceso de aire y enviarlo a control de presión al Tanque de Sello HB-393. La separación de los líquidos se promueve con un coalescedor de acero inoxidable, obteniendo los disulfuros orgánicos como fase ligera para enviarlos a L.B. y sosa regenerada que se envía a control de nivel, por medio de la Bomba de Sosa Regenerada GA-311 X/R al Enfriador de Sosa EA-309 X y de aquí la sosa enfriada se recircula a la segunda etapa de extracción.

La solución de sosa cáustica, aún cuando se puede regenerar en lo que corresponde a la reacción con los mercaptanos, sufre un agotamiento progresivo a causa de reacciones irreversibles con pequeñas cantidades de ácidos débiles contenidos en el LPG. Debido a esto, se tiene una purga intermitente de sosa gastada y una reposición de sosa fresca para mantener la alcalinidad libre deseada.

El catalizador de oxidación se mantiene en solución con la sosa, y debido a que también se tienen pérdidas y desgastes de éste, se repone intermitentemente mediante el Tanque de Alimentación de Catalizador FA-312 X.

La figura IV.1 muestra un Diagrama de Distribución del Proceso, donde puede apreciarse la integración entre las secciones existentes en la Refinería, y las diseñadas durante el proyecto que origina el presente Informe de Trabajo,

--- PLANTAS EXISTENTES
 — NUEVAS PLANTAS DISEÑADAS

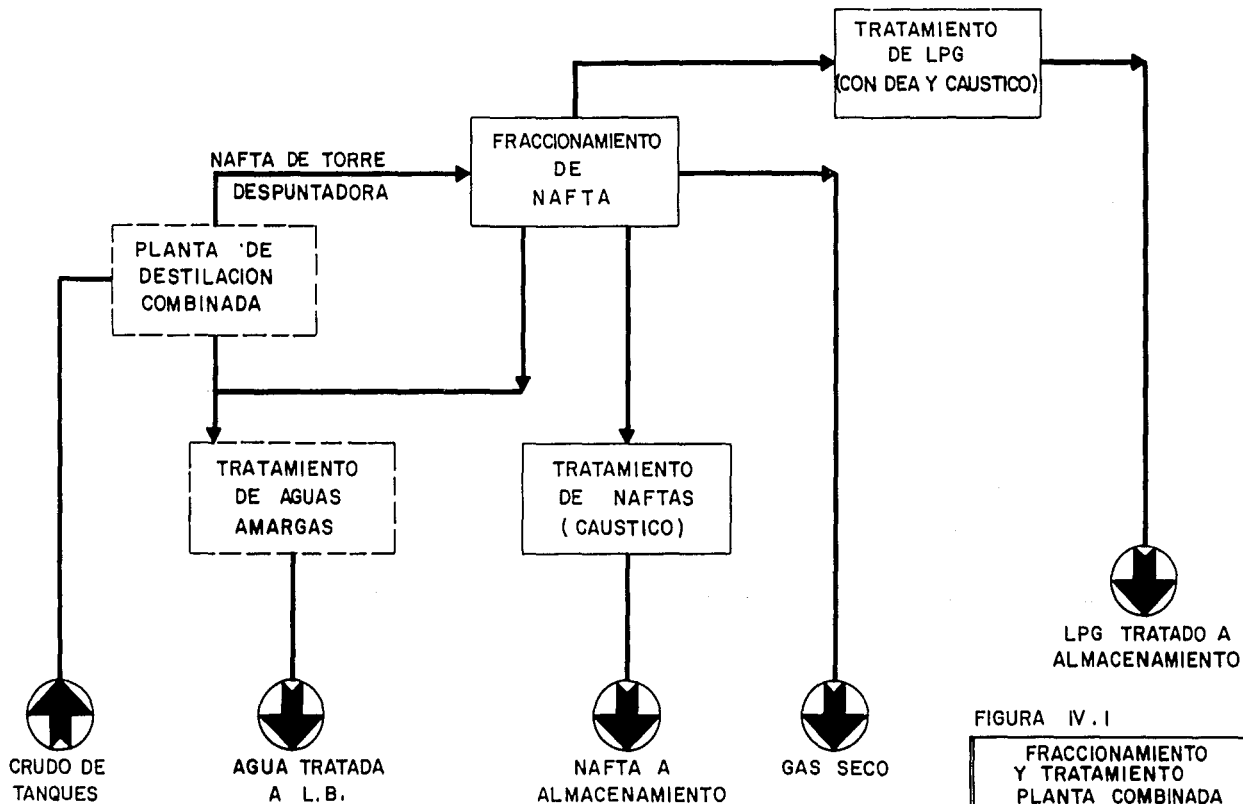


FIGURA IV.1

FRACCIONAMIENTO
 Y TRATAMIENTO
 PLANTA COMBINADA
 DIAGRAMA DE DISTRIBUCION

CAPITULO V

DESCRIPCION DE ACTIVIDADES

5.1 Objetivo

La finalidad de este capítulo es presentar un panorama completo de todas y cada una de las actividades llevadas a cabo en el Departamento de Ingeniería de Sistemas durante el desarrollo de la Ingeniería Básica de la Adición de las Secciones de Fraccionamiento y Tratamiento a la Planta Combinada de Tula, Hgo., mismas en que participé como Ingeniero Principal.

La organización interna del Departamento de Sistemas agrupa en la Oficina de Proyectos de Refinación todos los trabajos que de esta área de la industria petrolera se le asignan. Un Jefe de Grupo se hace responsable simultáneamente de varios proyectos manteniendo contacto estrecho con el Ingeniero Principal de cada uno de ellos, quien a su vez coordina las actividades de los Ingenieros de Sistemas asignados al proyecto que le corresponde (12).

5.2 Actividades Desarrolladas

Las actividades desarrolladas en el Departamento de Ingeniería de Sistemas durante el desarrollo del proyecto que motiva este Informe fueron:

- Plano de localización general de equipo
- Diagramas de tubería e instrumentación
- Lista de líneas
- Especificación de materiales de tubería
- Diseño hidráulico de bombas
- Dimensionamiento y selección preliminar de válvulas de control
- Dimensionamiento y especificación de válvulas de seguridad

- Sistema de desfogue
- Dimensionamiento y especificación de recipientes de servicios auxiliares

5.3 Plano de Localización General de Equipo

Un plano de localización general de equipo (PLG) es un dibujo a escala de la unidad en vista de planta, en el cual se encuentran perfectamente localizados, mediante coordenadas, todos y cada uno de los equipos, las estructuras y los edificios que la componen.

Existen varias técnicas de elaboración del PLG, pero la finalidad es siempre obtener una unidad funcional con los beneficios que esto implica, entre los que caben destacar la operación adecuada del proceso, el facilitar el mantenimiento del equipo, el ahorro del área ocupada de proceso, de almacenamiento y de servicios, la reducción del riesgo para la salud, el aumento de seguridad de los trabajadores, etc.

El tipo de distribución utilizada en la elaboración del PLG generalmente es función de la unidad de proceso en cuestión. En este proyecto, dado el tamaño de la unidad, se empleó una distribución por producto (arreglo en línea), en la que se ordenan los equipos o áreas de acuerdo a la secuencia de operaciones, es decir, de acuerdo al Diagrama de Flujo de Proceso.

Ciertamente, en cualquier tipo de distribución seleccionada deben respetarse ciertos principios de la distribución en planta ⁽¹³⁾, como:

- Principio de la integración total.

La mejor distribución es aquella que combina a los hombres, materiales, equipos, servicios y demás instalaciones

auxiliares, de tal manera que resulte la mejor integración.

- Principio de la mínima distancia.

A igualdad de circunstancias, será mejor aquella distribución que permita mover los materiales el mínimo de distancia entre los diferentes puntos o áreas de trabajo.

- Principio de recorrido o flujo de materiales.

Para obtener una buena distribución es necesario ordenar las áreas de trabajo para cada operación o proceso en el mismo orden en que se desarrollan.

- Principio del espacio cúbico.

Este principio indica que la economía del espacio parte de la utilización del espacio disponible ya sea vertical u horizontal.

- Principio de la flexibilidad.

A igualdad de condiciones, siempre será más efectiva la distribución que pueda ser ajustada y reordenada con menos costo y/o inconvenientes.

En los planos de localización general de equipo se indica el área de la unidad mediante líneas que definen claramente los límites de batería de las instalaciones.

La orientación en un plano de localización general de equipo se indica marcando el norte geográfico. Frecuentemente también se indica un norte de construcción, que pocas veces coincide con el primero, y que es un norte convencional que sirve de base para construir la planta. En los límites de batería se dan las coordenadas en las que se encuentra localizada la unidad. Estas son referidas a un banco de coordenadas de la refinería o complejo petroquímico.

Dentro de la planta, los equipos, estructuras, etc. son localizados, generalmente indicando las coordenadas de las líneas de centro de los mismos. Todos los equipos considerados, tanto de proceso como de servicios auxiliares deberán

identificarse con una clave específica y en el PLG se incluirá una lista de equipo asociada con las identificaciones empleadas. Para simplificar la localización de los equipos dentro de la planta, se toma la esquina inferior izquierda como cero-cero y se desarrolla un sistema de coordenadas internas.

El nivel de piso es otro de los datos que deben indicarse en los planos de localización general de equipo. En general están referidos a un banco de nivel previamente fijado dentro del complejo o la refinería. Para simplificar el uso de los niveles dentro de la planta, normalmente en un punto bajo de ésta se hace una igualación de niveles, entre el nivel de referencia del complejo industrial con nivel 100 que se usará de ahí en adelante dentro de los límites de batería⁽⁸⁾.

La dirección de los vientos es un factor importante que debe tomarse en cuenta cuando se establece el PLG. Poder conocer hacia donde pueden ser enviados los vapores cuando existe una fuga o simplemente un venteo, es de suma importancia, y para ello se debe disponer de la rosa de los vientos, donde se indicará la velocidad del viento, la dirección de éste y el porcentaje del año que sopla en cada una de las direcciones, o simplemente, conocer cuales son los vientos reinantes y dominantes.

También se requiere del plano de configuración topográfica, donde se estudia la distribución de los equipos, tomando en cuenta los movimientos de tierra, de tal forma que sean los mínimos posibles, sobre todo los rellenos, ya que éstos requieren de trabajos lentos y costosos, pues la especificación de compactación de terracerías y su control deben ser muy estrictos. Una mala compactación puede ocasionar asentamientos en los equipos y problemas graves, principalmente en las tuberías, por tal motivo, si el proceso lo permite, se debe evitar que los equipos pesados o que vibren, estén localizados en áreas de relleno.

El PLG es un documento que atraviesa por una serie de revisiones antes de que pueda tenerse en su versión final. Tanto la información requerida para su elaboración como la información contenida en cada una de ellas es cada vez de mayor detalle.

Las ediciones por las que atraviesa son:

- Preliminar
- Para aprobación
- Aprobado para diseño
- Aprobado para construcción
- Revisión con lista de cambios

Generalmente los paquetes de Ingeniería Básica contemplan el PLG en su edición aprobado para diseño.

Antes de editar el PLG en su revisión preliminar, se hacen estudios de distribución de equipo; en éstos, se debe coordinar información de diseño como son dimensiones de equipo para su localización, dimensiones para estructuras, rutas de tubería, accesos y espacio para mantenimiento, y se preparan una serie de esquemas que presentan varias alternativas.

Para lograr una mejor visualización de las alternativas propuestas y con objeto de tener mayor facilidad para modificarlas, es común que se utilicen plantillas, pues a pesar de que muestran solamente dos dimensiones y son por lo tanto "menos visuales" que los modelos tridimensionales, son mejores en el trabajo de planificación de la distribución.

Esta edición no contiene información útil para iniciar cualquier actividad de ingeniería de detalle. Su principal objetivo es la discusión preliminar interna con los Departamentos de Proceso, Proyecto y todas las disciplinas de Ingeniería, y con el cliente, de la distribución que se pretende

para los equipos. Para esto se solicitarán los comentarios de los especialistas según se requiera, en particular sobre los aspectos de mantenimiento o ubicación de algunos equipos que se conectan con líneas críticas, acometidas eléctricas, áreas para cimentaciones, etc. y una vez aplicados, el PLG se dibuja a la escala acordada para presentarlo en su edición para aprobación, la que deberá dar el cliente proporcionando sus comentarios principalmente en lo que respecta a mantenimiento, seguridad, operación, etc. y apruebe la distribución general de equipos.

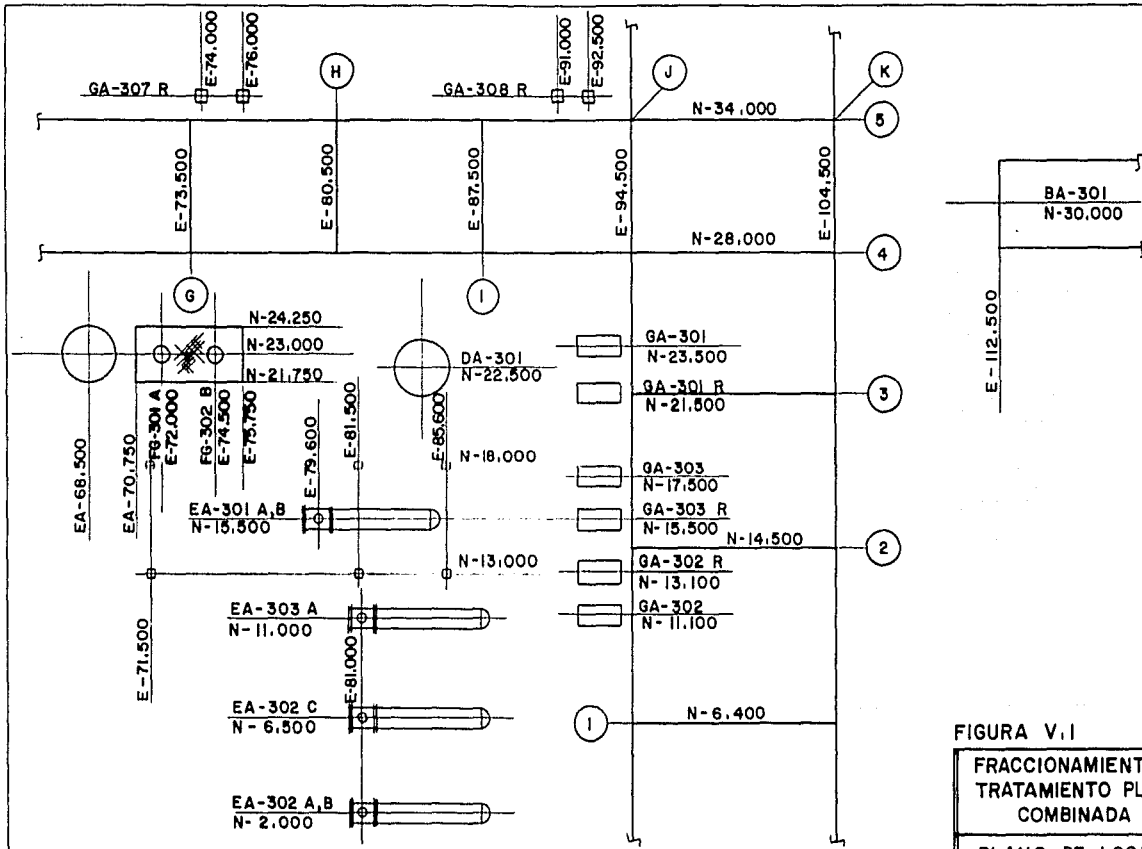
Una vez que se cuenta con los comentarios aprobatorios del cliente, conociendo ya las dimensiones definitivas de recipientes y torres de proceso, con dimensiones y arreglo de los cambiadores de calor y compresores de acuerdo a un estimado final, con la localización y dimensiones de enfriadores con aire, calentadores a fuego directo, cuarto de control, etc. se procederá a poner las coordenadas de los equipos para tener lista la edición de aprobado para diseño que servirá para iniciar los trabajos de diseño de diferentes especialidades como son: Tuberías, Ingeniería Civil, Ingeniería Eléctrica, Arquitectura, etc. Esta razón hace que cualquier modificación en el diseño del PLG después de esta edición sea costosa y problemática.

La edición aprobado para construcción (APC) del plano de localización general de equipo contendrá toda la información que aparecía en revisiones anteriores incluyendo aquella que estaba pendiente, como coordenadas definitivas de bombas, enfriadores con aire, etc. y los comentarios que provengan del diseño de tuberías o cimentaciones.

Cuando aún haya información pendiente, generalmente de fabricantes, se marcará una lista de pendientes y además se señalará con un círculo en el plano.

Finalmente las ediciones de revisión con lista de cambios mostrarán las modificaciones que vaya sufriendo el plano, ya sea para eliminar pendientes de éste, para modificar su información o para completarla. Siempre se indicará una lista de cambios y en el punto específico donde se esté efectuando, se marcará el triángulo de revisión.

La figura V.1 muestra una sección del área de fraccionamiento del PLG de la unidad diseñada.



ESCALA 1:250

FIGURA V.1

FRACCIONAMIENTO Y
TRATAMIENTO PLANTA
COMBINADA

PLANO DE LOCALIZACION
GENERAL DE EQUIPO

5.4 Diagramas de Tubería e Instrumentación

Un Diagrama de Tubería e Instrumentación (DTI) es un dibujo constructivo en el que se representan todos y cada uno de los elementos que conforman la unidad industrial que se diseña, así como las principales características de los equipos involucrados⁽¹⁴⁾.

Este documento es esencial en el avance del proyecto debido a que proporciona información precisa para el desarrollo de las actividades de las diferentes especialidades involucradas en el mismo: Automatización y Control, Diseño Térmico y Mecánico de Cambiadores de Calor y de Calentadores a Fuego Directo, Ingeniería Eléctrica, Mecánica y de Tuberías, Operación, etc.

Dentro del mismo Departamento de Ingeniería de Sistemas proporciona información necesaria para el desarrollo de nuevas actividades tales como lista de líneas y diseño del sistema de desfogue.

Entre las actividades que involucran los DTI's se tiene la identificación de las líneas. Es necesario identificarlas individualmente para que los especialistas de tuberías elaboren los isométricos y a partir de éstos se efectúen las requisiciones de material y accesorios correspondientes.

La identificación completa de una línea debe incluir diámetro, servicio, numeración y especificación de materiales.

El dimensionamiento de líneas es de gran importancia económica para las industrias de proceso químico pues el costo de la tubería de proceso representa generalmente del 10 al 20 % de la inversión total de la planta, además de influir en los costos de operación y arranque de la unidad.

Un problema típico de dimensionamiento es un proceso de optimización⁽³²⁾. Si la tubería va a ser instalada entre una presión alta permanente corriente arriba y una presión baja corriente abajo, la optimización es trivial, pues solo se necesita especificar el tamaño de tubería más pequeño que dará la caída de presión predeterminada.

Si se requiere aumentar la presión del fluido, el bombeo o compresión complica la optimización del dimensionamiento. Para una masa-velocidad constante, la inversión en tubería y accesorios aumenta mientras que el costo de energía anual disminuye con el incremento del tamaño de la tubería. Como resultado habrá un costo mínimo o un diámetro económico de línea. El costo mínimo se obtiene a una velocidad óptima que es, en gran parte, función de la densidad del fluido en flujo turbulento, aunque también depende de otros factores como son los costos de tubería, costos de energía y número de válvulas y accesorios por unidad de longitud de tubo.

Finalmente, la inclusión de algunos de los siguientes elementos dentro de una optimización, mejorará las técnicas de dimensionamiento. Todos estos elementos tienen costos que dependen del tamaño del tubo.

1. El costo de aislamiento y pérdida de calor puede agregarse a la inversión de tubería y al costo de la energía. El resultado será un espesor óptimo de aislamiento para una tamaño de tubería dado y un diámetro global del tubo que puede ser menor al obtenido, si los costos de aislamiento fueran ignorados.

2. Si la caída de presión en una válvula de control se incluye en un análisis, tenderá a incrementar el tamaño óptimo de la tubería requerida.

3. La competencia de un equipo de proceso, por ejemplo

intercambiadores de calor, con la tubería, para una caída de presión dada, sería importante si el costo de tubería y equipo fueran del mismo orden de magnitud.

Durante el diseño, con frecuencia no se pueden usar diámetros económicos debido a varias restricciones que deben ser consideradas para seleccionar los tamaños de las líneas. Estas restricciones que dan la pauta para la mayor parte del dimensionamiento de líneas, pueden resumirse en:

- Erosión
- Control de proceso
- Caída de presión
- Flujo compresible
- Flujo en dos fases
- Distribución de flujos

En estos casos, el diámetro de la tubería se obtiene utilizando criterios recomendados de dimensionamiento que pueden ser de caída de presión o de velocidad⁽¹⁵⁾. Usualmente, los criterios de caída de presión son utilizados por ser una indicación directa de la pérdida de energía en el sistema. El criterio de velocidad se utiliza para dimensionar líneas que manejan fluidos corrosivos o erosivos, servicios en los cuales el desgaste de la tubería se incrementa notablemente al aumentar la velocidad dentro del tubo, o fluidos que tienden a precipitar sólidos disueltos al mantener velocidades menores a un valor dado.

El servicio que da la tubería se indica de acuerdo a un código propio de cada Firma de Ingeniería. En el Instituto Mexicano del Petróleo se tiene el siguiente:

- AA Agua ácida
- AC Aceite de limpieza
- AE Suministro de agua de enfriamiento

AF Aceite de sello a instrumentos
 AI Aire de instrumentos
 AP Aire de planta
 AQ Solución de sosa
 AR Retorno de agua de enfriamiento
 AT Agua tratada
 CC Condensado aceitoso
 CL Condensado limpio
 CO Combustóleo
 CR Retorno de combustóleo
 DE Desfogue ácido
 DH Desfogue húmedo
 DP Drenaje pluvial
 DQ Drenaje químico
 DF Disulfuros
 GA Gas ácido (amargo)
 GC Gas combustible
 P Línea de proceso
 PD Vaciado de equipo
 VA Vapor de alta presión
 VB Vapor de baja presión
 VM Vapor de media presión

La numeración de las líneas se hace por secciones indicando con los dos primeros dígitos el número de DTI en el que se origina la misma, y con los dos siguientes una numeración progresiva. Es usual dejar números sin usar para estar cubiertos en caso de que se aumenten líneas durante el avance del proyecto.

Una actividad de vital importancia es la especificación de materiales de tubería. La información complementaria al diagrama de flujo de proceso indica las condiciones máximas de presión y temperatura a las que puede estar sujeta una corriente durante la operación normal de la unidad. En base a estos datos y de acuerdo al fluido manejado se hace una selección del material de

tubería y del tipo de bridas necesarias para tener una operación adecuada.

Generalmente cada Compañía de Ingeniería tiene su propia nomenclatura para designar las especificaciones de tuberías, pero en algunas ocasiones es el cliente quien establece la que deberá emplearse. En el Instituto Mexicano del Petróleo ésta consta de tres caracteres: una letra, un número y otra letra.

Existen tres tipos de unión para tuberías, válvulas y accesorios: roscadas, soldadas y bridadas. La selección depende del tipo de aplicación a que van a estar sometidas, siendo las más usuales las siguientes:

Tipo	Aplicación
Roscadas	Usadas preferentemente para tuberías de 2" y menores. Fabricadas en fierro, acero, bronce y varias aleaciones.
Cuello Soldable	Común en tamaños de 2" y menores, para servicios severos donde los riesgos por fugas deben ser eliminados. Autoalineadas y fáciles de instalar.
Soldables a Tope	Usadas casi exclusivamente para todos los accesorios en líneas de proceso de 2" y mayores. Este tipo no es común para válvulas.
Bridadas	Se usan como uniones y como extremos de válvulas en líneas soldadas. Su mayor aplicación es en líneas de 2" y mayores, en plantas de proceso donde existan uniones y válvulas bridadas.

Las bridas que sirven de unión en las tuberías son el punto más débil del sistema y esto las convierte en el factor limitante respecto a los niveles de presión que se tienen en la operación de la planta. El código ANSI B.16.5 las clasifica en diferentes denominaciones que establecen sus presiones máximas permisibles de trabajo en función de las temperaturas que deben soportar. En general una brida determinada es capaz de operar a presiones mayores mientras la temperatura asociada a esta condición sea menor.

En el IMP, la designación de las bridas es como sigue:

A	150	libras/pulgada cuadrada		
B	300	"	"	"
C	400	"	"	"
D	600	"	"	"
E	900	"	"	"
F	1500	"	"	"
G	2500	"	"	"
H	125	"	"	"
J	250	"	"	"

y corresponde a la primera letra de la especificación de la tubería.

El número que sigue en la especificación, que puede ser de uno o dos dígitos, es una indicación del espesor por corrosión considerado para la tubería y/o del tipo de cara de la brida.

Con respecto al material de los ductos, el Código ASTM⁽¹⁶⁾ agrupa en clases los tipos de tubería de acuerdo a los materiales de construcción y establece sus características de resistencia mecánica.

En la Industria Petrolera, el material de mayor uso es el acero

al carbón, que puede manejarse confiablemente para una gran variedad de fluidos, en un amplio intervalo de temperaturas. Aún en el caso de corrientes ligeramente corrosivas es frecuente su uso especificando mayores espesores por corrosión.

Cuando se manejan condiciones extremas de temperatura o para manejar fluidos altamente corrosivos, se debe recurrir a aleaciones o a materiales especiales.

Los materiales de tubería se denotan por una letra, que corresponde a la última de la especificación y puede ser:

- A Acero al carbón
- B C - 1/2 Mo
- C 1 Cr - 1/2 Mo
- D 1 1/4 Cr - 1/2 Mo
- E 2 1/4 Cr - 1/2 Mo
- F 3 Cr - 1/2 Mo
- G 5 Cr - 1/2 Mo
- H 3 1/2 Ni
- J Ni
- K Acero inoxidable 304
- L Acero inoxidable 316
- N Fierro fundido
- P Concreto
- T Aluminio
- U Cobre
- V Latón
- W Monel
- X Acero al carbón galvanizado

Cada combinación posible origina una especificación general determinada, en donde se indican características concretas de la tubería (cédula), bridas (forma de la brida y tipo de unión con la tubería), válvulas, juntas, tornillería y conexiones para instrumentos.

En los DTI's debe indicarse también el tipo de válvula requerido en cada servicio, identificando con una notación diferente a cada una (figura V.2). Entre las de mayor uso podemos mencionar (17):

Válvula de compuerta

Se utiliza cuando se requiere un dispositivo que permita interrumpir o cortar el paso de un fluido en una línea. No se recomienda para regularlo, porque la velocidad del mismo a través de la válvula parcialmente abierta, ocasiona desgaste excesivo en la cuña o en los asientos. En condiciones normales de operación debe permanecer totalmente abierta o totalmente cerrada.

Válvula de globo

Se usa primordialmente para regular el paso de un fluido. Debido a su alta caída de presión, aún cuando se encuentre totalmente abierta, no se recomienda cuando se requiera flujo continuo.

Válvula de retención

Su objeto principal usualmente es el de proteger bombas o equipos similares, permitiendo el paso de un fluido por una línea solamente en un sentido, impidiendo su regreso cuando se presentan contrapresiones.

Válvula macho

Se utiliza para sellos herméticos donde se requiera de operación rápida (1/4 de vuelta).

Válvula de mariposa

Su uso principal es para servicio de corte y estrangulamiento

SIMBOLOGIA DE VALVULAS

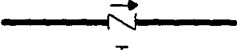
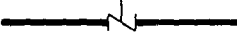
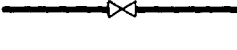

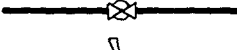
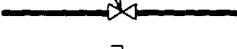
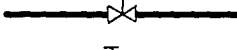
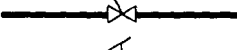
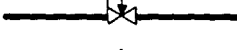






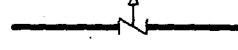
	DE RETENCION (CHECK)
	DE NO RETORNO
	DE COMPUERTA
	DE GLOBO
	DE BOLA
	DE AGUJA
	MACHO
	TIPO "Y"
	RAPIDA ACCION
	DE COMPUERTA CON CAMISA EN EL CUERPO Y BONETE
	DE MARIPOSA
	DE DIAFRAGMA
	DE TRES VIAS
	DE CUATRO VIAS
	DE ANGULO
	DE RECIRCULACION AUTOMATICA

FIGURA V.2

cuando se manejan grandes volúmenes de gases y líquidos a presiones relativamente bajas. Presenta una baja caída de presión y es capaz de manejar fluidos con sólidos en suspensión. Es el más económico de todos los diseños sobre una base costo por capacidad de flujo. Se caracteriza por ser de bajo peso incluso para diámetros mayores.

Válvula de bola

Recomendable para operar con fluidos viscosos o aquellos cuyos depósitos pueden perjudicar la operación correcta de otro tipo de válvula. Está clasificada como válvula de alta recuperación, significando que la presión de salida se recupera a buen nivel con respecto a la alta presión de entrada a través de la válvula, es decir, requiere una menor caída de presión a razón de flujo dada.

Existen dos tipos de DTI's: de proceso y de servicios auxiliares. Cada uno requiere información distinta para su elaboración y proporciona información diferente a los especialistas participantes en el desarrollo del proyecto.

De igual forma que para el PLG, se emiten diferentes ediciones de los DTI's y a medida que éstas van avanzando, su utilidad aumenta, siendo necesarios desde para la estimación de consumos de horas-hombre hasta para diseños específicos y sofisticados como en el caso de líneas críticas o de instrumentos de control.

5.4.1 Diagramas de Tubería e Instrumentación de Proceso

Su desarrollo se basa principalmente en las bases de diseño, en los diagramas de flujo de proceso y en la lista de equipo. Normalmente se dibujan siguiendo el diagrama de flujo de proceso y en unidades grandes es usual que se prepare un diagrama para cada sección contemplada.

Debe incluir todos los equipos que se muestran en los diagramas de flujo de proceso aprobados para diseño, incluyendo cada uno de los relevos indicados, todas las líneas que se requieren para la operación de la planta considerando también las que sean necesarias para el arranque de la misma, tanto de proceso como de servicios auxiliares y que estén conectados a equipos, los venteos y drenes de éstos, válvulas de control indicando su tipo y con el arreglo adecuado para cada caso (by-pass), válvulas de seguridad, tomas de muestra indicando el servicio, filtros, coladores y accesorios especiales, niveles en recipientes, dimensiones y características de equipo, etc.

Las ediciones que se emiten de este documento son:

- Preliminar
- Para aprobación
- Aprobado para diseño
- Aprobado para construcción
- Revisiones con lista de cambios

y normalmente, el paquete de Ingeniería Básica incluye la edición aprobado para diseño.

La edición preliminar se elabora con objeto de presentarlo a comentarios en la junta de depuración que se realiza con este fin.

En la junta de depuración se recibirán comentarios de los Departamentos de Diseño de Proceso, Coordinación de Proyecto, Operación y Automatización y Control, los que serán aplicados para emitir la edición para aprobación en la que además, las líneas de proceso deberán estar identificadas con diámetro, servicio, número y especificación de materiales de acuerdo a los estándares vigentes, y las líneas de servicios auxiliares que lleguen a estos diagramas deberán mostrar su diámetro preliminar y numeración.

Esta edición será útil para aprobación y comentarios del cliente así como para la numeración de los instrumentos por el especialista de instrumentación.

La edición aprobada para diseño del diagrama de tubería e instrumentación de proceso contendrá las líneas de servicios auxiliares identificadas con diámetro, servicio, número y especificación; los instrumentos numerados, los arreglos de las válvulas de control con el tamaño y acción a falla de aire de las mismas y el tamaño de las de desvío, las alturas de los faldones de torres y recipientes que se requieren por NPSH, alturas de rehervidores, notas para el diseño de tuberías como líneas que requieren pendientes, simetría, etc. y número preliminar de serpentines a calentadores a fuego directo.

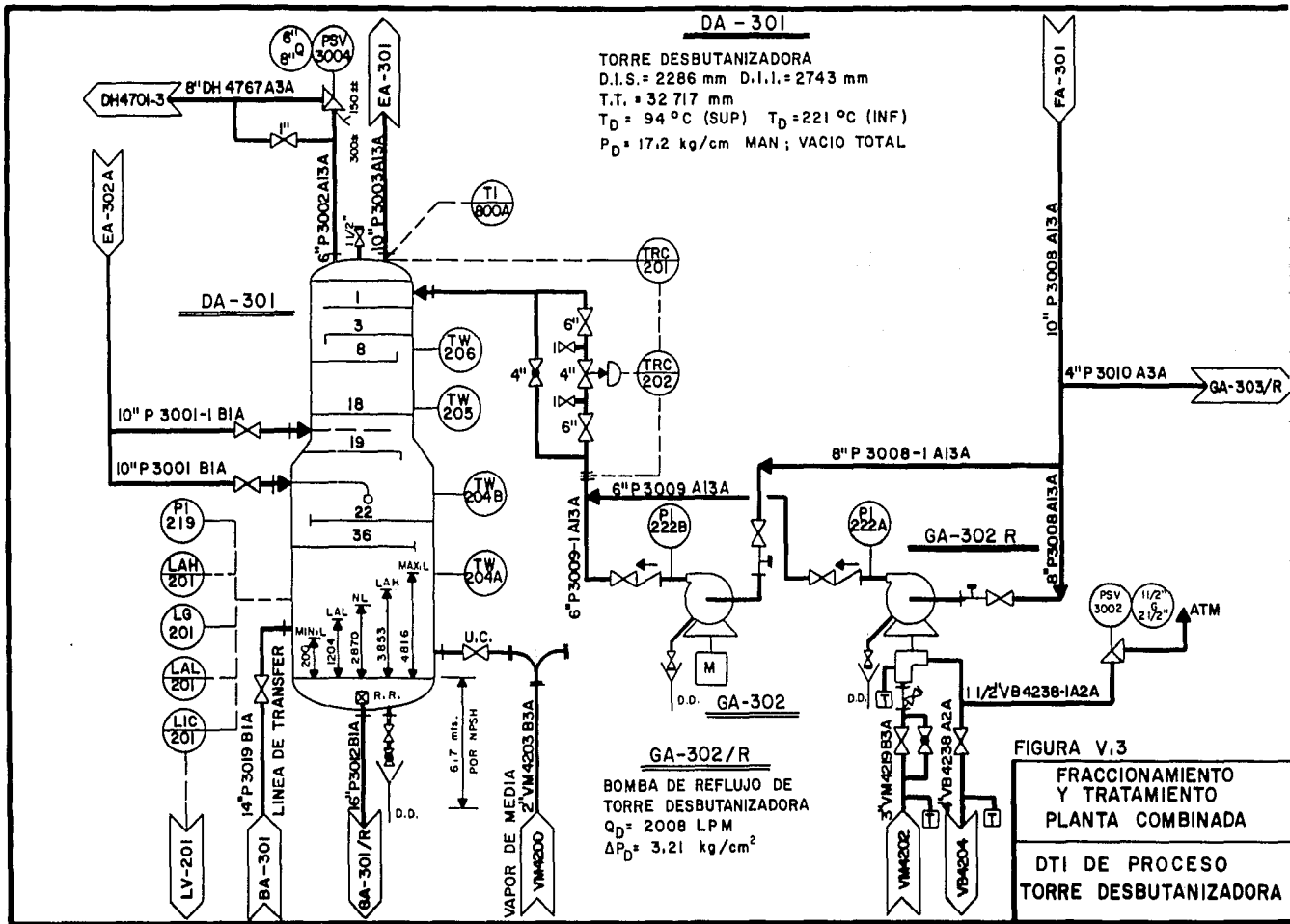
En este momento el DTI de proceso es útil para todas las especialidades para iniciar el diseño en firme de la planta. Por ejemplo el Departamento de Tuberías puede iniciar sus estudios de rutas, isométricos de líneas críticas, tendidos de líneas, etc.

La edición aprobada para construcción debe contener además de lo ya mencionado, el número definitivo de serpentines de calentadores, tamaños de las válvulas de seguridad e identificación completa de las líneas de entrada y salida a éstas, información de fabricante y en caso de que haya información pendiente, ésta se anotará en una lista y se circularán los pendientes para hacerlos más notorios.

Finalmente en las ediciones revisión con lista de cambios, se muestran los cambios que afectan los diagramas por comentarios que provengan durante el diseño y/o la aclaración de información pendiente. En la primera revisión después del APC deben confirmarse los tamaños de las válvulas de control comparándolas contra lo que se adquirió de fabricantes. Cualquier cambio

efectuado debe indicarse con el triángulo de revisión convencional y se anotará en la lista de cambios correspondiente.

La figura V.3 muestra una sección del DTI de proceso de la torre desbutanizadora, de la unidad que se diseñó.



DA - 301

TORRE DESBUTANIZADORA
 D.I.S. = 2286 mm D.l.l. = 2743 mm
 T.T. = 32 717 mm
 $T_D = 94\text{ }^\circ\text{C (SUP)}$ $T_D = 221\text{ }^\circ\text{C (INF)}$
 $P_D = 17,2\text{ kg/cm MAN}$; VACIO TOTAL

GA-302/R

BOMBA DE REFLUJO DE TORRE DESBUTANIZADORA
 $Q_D = 2008\text{ LPM}$
 $\Delta P_D = 3,21\text{ kg/cm}^2$

FIGURA V.3
FRACCIONAMIENTO Y TRATAMIENTO
PLANTA COMBINADA
DTI DE PROCESO
TORRE DESBUTANIZADORA

5.4.2 Diagrama de Tubería e Instrumentación de Servicios Auxiliares

Estos diagramas muestran todos los equipos, líneas, válvulas y accesorios necesarios, dentro de límites de batería, para la distribución adecuada de los distintos servicios auxiliares indispensables para el buen funcionamiento de la unidad industrial.

Usualmente, los servicios considerados son agua, vapor y condensado, aire de instrumentos y de planta e inertes y combustibles, y se acostumbra hacer un diagrama para indicar la distribución de cada servicio.

La relación entre estos diagramas y el PLG debe ser directa y rigurosa por lo que para facilidad en el diseño y mayor objetividad en la representación, se sigue el trazo de soportes de tubería y se localizan los equipos principales de acuerdo a la distribución indicada en el plano de localización general. De esta manera, las líneas que se conectan con un cabezal principal estarán ubicadas en el orden preciso. Las líneas interconectadas a equipos de proceso se señalan con el número de DTI de proceso donde se encuentra su origen y/o destino.

Las revisiones por las que atraviesa el documento son:

- Para aprobación
- Aprobado para diseño
- Aprobado para construcción
- Revisiones con lista de cambios

La edición para aprobación, que sirve para presentarlo al cliente y para comentarios del Departamento de Operación, debe incluir todos los equipos de proceso a los cuales se alimentan los diferentes servicios, mostrando su localización relativa;

todas las líneas y cabezales de servicios auxiliares indicando diámetro, servicio, numeración y especificación de materiales e instrumentación requerida incluyendo la necesaria en límites de batería.

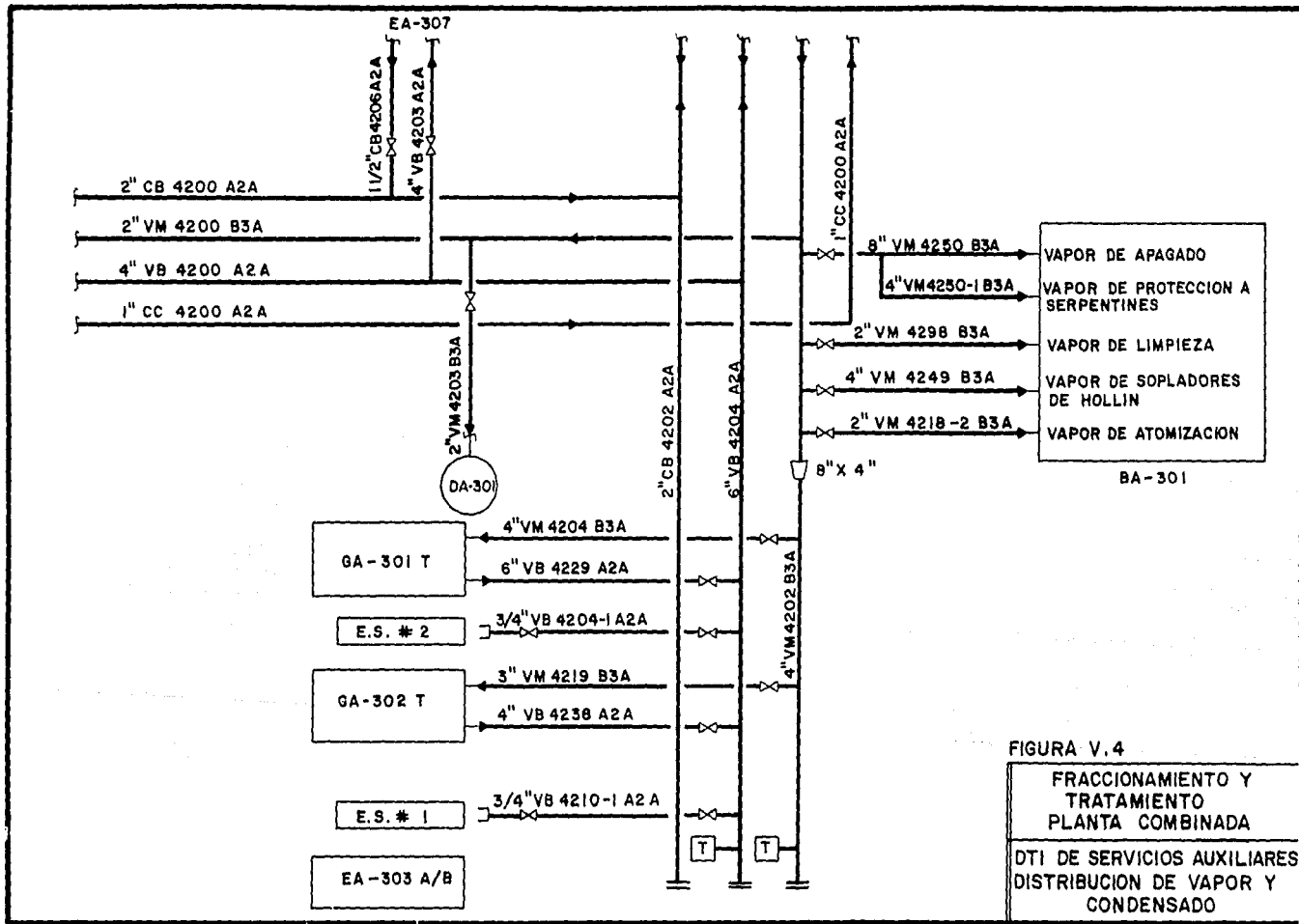
En el caso de vapor y condensado, el tanque separador se mostrará sin dimensiones; se indicarán trampas de vapor únicamente en los extremos del cabezal. Todas las demás que se requieran para drenar el cabezal de vapor serán colocadas durante el diseño de tuberías.

La edición aprobada para diseño de los DTI's de servicios auxiliares debe incluir tamaños de válvulas de control, aunque en servicios de vapor se considerarán preliminares. Las válvulas de seguridad se localizarán sin identificación ni tamaño. El paquete de Ingeniería Básica contempla hasta esta edición.

La revisión aprobada para construcción (APC), al ser editada debe incluir las modificaciones que surgieran del diseño de tuberías y/o por información de fabricantes, dimensionamiento final para válvulas de control en servicios de vapor, tamaños e identificación de válvulas de seguridad y líneas asociadas a éstas.

Finalmente, si se presenta cualquier modificación después de la edición APC, o al eliminar pendientes, el cambio se marcará con un triángulo de la revisión que le corresponde, y se anotará una lista de cambios.

En la figura V.4 se ejemplifica un DTI de servicios auxiliares con la distribución de vapor y condensado a la torre desbutanizadora DA-301 y su rehervidor BA-301.



5.5 Lista de Líneas

La lista de líneas es un documento editado por el Departamento de Ingeniería de Sistemas que nos proporciona la información completa de todas y cada una de las líneas contempladas en el proyecto, sobre su diámetro, servicio, numeración, especificación de materiales, ruta seguida, condiciones de diseño, de operación, de prueba, características del fluido manejado y tipos de aislamiento necesarios para el servicio considerado.

Este documento contiene información primordial para las actividades de los Departamentos de Ingeniería de Tuberías y de Análisis de Esfuerzos, y podemos enumerar entre sus principales objetivos los siguientes:

1. Permitir la adecuada y pronta localización de las tuberías
2. Dar a conocer las condiciones de operación a que se sujetará una línea determinada
3. Informar de inmediato la relación existente entre dos o más tuberías
4. Visualizar la relación entre equipos
5. Señalar las líneas críticas por los Departamentos de Análisis de Esfuerzos y/o Sistemas
6. Establecer las condiciones de prueba a las que se someterá una tubería

Al hacer la lista de líneas se acostumbra utilizar hojas diferentes para cada servicio y aún para el mismo servicio con numeración independiente. Es conveniente que al llenar los datos en cada hoja se dejen algunos renglones vacíos, pues es común que al avanzar el proyecto, y como va complementándose el diseño de tuberías, aparezcan líneas adicionales.

Al hacer la primera edición de la lista de líneas no se indica revisión alguna. Cuando se hagan revisiones al documento se marcarán únicamente las líneas que sufran cambios en cualquiera de sus datos. Si una línea nueva se anexa a la lista, se marcará con el número de revisión que se esté llevando a cabo.

Algunas consideraciones que deben tenerse en cuenta al elaborar la lista de líneas se anotan en seguida:

- Si una línea a lo largo de su recorrido cambia una o más veces de diámetro, se deben indicar los diámetros inicial y final de la misma.
- No es recomendable anotar líneas de distintos servicios en una misma hoja.
- En caso de que una línea cambie de especificación en su recorrido, se anotan las dos especificaciones.
- Como presión de diseño de la línea se reportará la condición más severa del fluido, sujeta a las condiciones de operación normal (coincidente con la temperatura de diseño).
- Cuando por condiciones de operación de la planta pueden presentarse variaciones de presión por periodos cortos, deberá anotarse el valor de variación más alto esperado, especificando el tiempo esperado de tal variación (hasta 10 ó hasta 50 horas continuas).
- La máxima presión de prueba hidrostática será la máxima presión de prueba del componente más débil en el sistema de tubería y equipo.

A continuación se muestra como ejemplo, una pequeña parte de la lista de líneas de la sección de proceso de la unidad diseñada.

LINEAS CRITICAS ENVIAR PARA SU ANALISIS A:

INGENIERIA DE SISTEMAS



ANALISIS DE ESFUERZOS



LISTA DE LINEAS

PROYECTO No. 1185

HOJA DE

PLANTA FRACCIONAMIENTO Y TRATAMIENTO. PLANTA COMBINADA

LOCALIZACION TULA, HGO.

CLAVE DE IDENTIFICACION				RUTA		PRESION kg/cm (MAN)		TEMPERATURA DE DISEÑO °C	MEDIO DE PRUEBA LIQ.(L) GAS (G)	DENSIDAD gr/cm ³ GAS o VAPOR (V)	LINEA CRITICA
Ø N	SERV.	NUMERO	CLASE	DESDE	HASTA	DIS °	PRUEBA MIN.				
10"/8"	P	3003	A13A	DA - 301	EA - 301 A	14,3	21,45	78	L	V	
8"	P	3003-1	A13A	P 3003	EA - 301 A	14,3	21,45	78	L	V	
6"/8"	P	3005	A13A	EA - 301 B	FA - 301	14,3	21,45	42	L	0,43 (L/V)	
6"	P	3005-1	A13A	EA - 301 B	P 3005	14,3	21,45	42	L	0,43(L/V)	
2"	P	3006	A13A	FA - 301	GC 4400	14,3	21,45	42	L	V	
10"/8"	P	3008	A13A	FA - 301	GA - 302 R	14,3	21,45	42	L	0,513	A
8"	P	3008-1	A13A	P 3008	GA - 302	14,3	21,45	42	L	0,513	A
6"	P	3009	A13A	GA-302/R	DA - 301	17,38	26,07	42	L		
6"	P	3009-1	A13A	GA-302	P 3009	17,38	26,07	42	L		
4"	P	3010	A13A	P 3008	GA - 303	14,3	21,45	42	L	0,023	A
4"	P	3010-1	A13A	P 3010	GA - 303/R	14,3	21,45	42	L	0,513	A

5.6 Especificación de Materiales de Tubería

La especificación de materiales de tubería se resume en un documento que, en algunas Firmas de Ingeniería, es llamado Índice de Servicios; contiene los tipos de materiales de tubería especificados en la planta, asociados a las máximas condiciones de presión y temperatura a que operan normalmente y a los fluidos que manejan en tales circunstancias.

Su importancia es capital, pues una selección inadecuada de los materiales puede llevar por un lado a disminuir la vida útil de las tuberías y por otro, a un aumento excesivo en la inversión inicial requerida.

Debe tenerse un conocimiento amplio y preciso sobre la corrosividad y erosividad de los fluidos manejados y sobre el comportamiento de los materiales de construcción para tuberías a las temperaturas que se manejan en el proceso^(18,19), las que pueden ser desde muy elevadas, como en líneas de salida de calentadores a fuego directo, hasta muy bajas, como en los procesos criogénicos, y ante agentes corrosivos como azufre o ácidos, que suelen estar presentes en diferentes concentraciones en corrientes de hidrocarburos, y esto debe reflejarse en los materiales seleccionados y en los espesores indicados por corrosión.

Este conocimiento se va adquiriendo a través de la experiencia y forma parte importante del acervo tecnológico con que cuenta una Compañía de Ingeniería, de manera que en muchas ocasiones, es parte del paquete que se negocia con un licenciador.

A manera de ilustrar lo mencionado anteriormente, en seguida se anexa un fragmento del índice de servicios que se generó en el proyecto de referencia.

HOJA DE ESPECIFICACIONES	TUBERIA DE PROCESO Y SERVICIOS AUXILIARES CLASIFICACION DE MATERIALES POR SERVICIO	
	REQUISITOS ESPECIFICOS DEL PROYECTO	HOJA _____ DE _____

INDICE DE SERVICIO

SERVICIO	TEMP. MAX. OP (°F)		PRESION MAX. OP. (PSIG)			MATERIAL TUBERIA
	LIQUIDO	L/V VAPOR (GAS)	LIQUIDO	L/V	VAPOR(GAS)	
<u>CLASE A2A</u> VAPOR DE BAJA CONDENSADO DE BAJA		300			50	A. C. T. C. = 0.05"
<u>CLASE A3A</u> NAFTA	120 190 163		231 100 100			A. C. T. C. = 0.062"
<u>CLASE A13A</u> HIDROCARBUROS L P G		167		198	203	A. C. T. C. = 0.125"
<u>CLASE B3A</u> VAPOR DE MEDIA		518			242	A. C. T. C. = 0.05"

5.7 Diseño Hidráulico de Bombas.

En la industria del petróleo, la forma más común de transportar los fluidos dentro de las plantas es a través de tuberías, proporcionando la energía requerida para este fin a través de bombas, sopladores, compresores o eyectores. El hecho de que una proporción significativa de los fluidos manejados se encuentren en estado líquido, confiere gran importancia a las bombas.

El Departamento de Ingeniería de Sistemas es el responsable del diseño hidráulico de las bombas, que se complementa con el diseño desarrollado por el Departamento de Ingeniería Mecánica, para tener la especificación completa de estos equipos.

Las bombas pueden agruparse en dos clases principales: centrífugas y otras ^(20,21). Estas otras tienen principalmente acción de desplazamiento positivo donde la velocidad de descarga es absolutamente independiente de la presión contra la que trabajan. Las bombas centrífugas tienen elementos rotatorios que imparten al líquido alta velocidad inicialmente, y al final alta cabeza de presión.

La información necesaria para la especificación de bombas centrífugas, reciprocantes y rotatorias es de dos tipos.

Por un lado datos de proceso, donde se requieren: características y propiedades del fluido manejado (tipo de líquido, gravedad específica, presión de vapor, viscosidad, concentración de agentes corrosivos y/o sólidos en suspensión, etc.), condiciones de operación (flujo, presión de descarga, presión de succión, etc.) y datos de diseño de equipos involucrados en los circuitos de las bombas (caída de presión, localización de boquillas, niveles de líquido máximo, normal y mínimo, etc.).

Por otro lado se necesita información precisa del arreglo físico del sistema: ruta que se espera siga la tubería, diámetros de las líneas de succión y descarga, accesorios y equipos ligados al circuito, NPSH disponible en el sistema, etc.

El NPSH de una bomba es la diferencia, expresada en columna, que se requiere tener entre la presión de succión de la misma y la presión de vapor del fluido que se bombea, a fin de evitar el punto de saturación del líquido dentro de la bomba (por disminución de presión por fricción).

Antes de iniciar el cálculo de una bomba, debe obtenerse de catálogos de fabricante, una estimación del NPSH requerido por el equipo, de acuerdo al gasto que manejará y a la cabeza que se espera desarrolle. Esto se utilizará para fijar la elevación del recipiente de succión de manera que el NPSH disponible en el sistema sea siempre mayor que el requerido por el equipo.

Existen varios criterios que deben tomarse en cuenta al efectuar el diseño hidráulico de una bomba. Entre los más importantes podemos mencionar:

- Por protección en el diseño, la presión de succión de una bomba debe ser evaluada a partir del nivel de tangencia del recipiente de succión y no de los niveles indicados para líquido dentro del recipiente.

- Para calcular la caída de presión, tanto en la succión como en la descarga, deben considerarse todos los accesorios y válvulas presentes en las líneas. El concepto de longitud equivalente⁽³²⁾ es una manera usual para estimar estas pérdidas de energía, comparando los accesorios y las válvulas con tubería recta para propósitos de cálculo, aunque el concepto de cabeza-velocidad "K", que para accesorios comerciales se calcula experimentalmente y en general disminuye al aumentar el tamaño

de los mismos, permite una estimación más directa de la pérdida de presión. Sin embargo tales estimaciones son menos exactas que para tubería recta y es posible esperar variaciones hasta en un 25%.

- En sistemas con más de un caso de operación o punto de entrega, el diseño hidráulico se hará para el caso crítico y durante la operación, el ajuste de flujo para los otros circuitos será mediante válvula de control o recirculación de flujo.

A continuación se presenta un ejemplo de la hoja de datos del diseño hidráulico de una bomba.

PLANTA	FRACCIONAMIENTO Y TRATAMIENTO PLANTA COMBINADA	CONTRATO No	1185	HOJA	DE
LOCALIZACION	TULA, HGO.	PROYECCION No		FECHA	
CLAVE	GA-301/R	FECHA POR		APROBADA POR	
NO. UNIDADES	DOS				

B O M B A S C E N T R I F U G A S

2 SERVICIO BOMBA DE FONDOS DE TORRE DESBUTANIZADORA					
3 No. REQ. EN USO CONTINUO		UNA		ACCIÓNADOR	
4 DE RELEVOS		UNA		ACCIÓNADOR	
5 FABRICANTE BOMBA				TAMAÑO Y TIPO	
CONDICIONES DE OPERACION					
7 LIQUIDO. HIDROCARBUROS					
8		GPM a T.B. NORM. 2009.3		DIS 2210.2	
9		DESCARGA Kg/cm ² man. 21.08			
10		P. DUC. Kg/cm ² man. MAX. DIS 14.85			
11		DENS. REL. (Sp Gr) a T.B. 0.589		R.DIF. Kg/cm ² 6.23	
12		P. VAPOR a T.B. Kg/cm ² ABS 15.44		COLUMNA DIF. m. 105.74	
13		VISCOSIDAD a T.B. cp. 0.11		PRES. DISP. a PT. m. 4.42	
14		CORR./ERO. CAUSADA POR H ₂ S		POTENCIA HIDRAULICA 114.19 HP	
CONSTRUCCION Y MATERIALES					
15 CARCAZA - MONTAJE (EJE) (BRANDE) (VANSULA) (VERTICAL)				AGUA ENFRIAMIENTO PARA	
16 - TAPA (AXIAL) (PARCIAL)				PALEROS	
17 - TIPO (VOLUTA SIMPLE) (CORLE VOLTA) (INDIFUSOR)				ESTOPERO	
18 - BARRENOS ROSCADOS (NENTEO) (NOPENE) (MANOMETRO)				PEFESTAL	
19 BOQUILLAS		DIAM.	CLASIF. ASA	CARA	POSICION
20 SUCCION					PRESNA ESTOPA
21 DESCARGA					AGUA NECESARIA GPM.
22 IMPULSOR TIPO		DIAM. DISEÑO		MAX.	ENFRIAMIENTO EMPAQUE
23 PALEROS No.		RADIAL		AXIAL	
24 COPL E Y GUARDA				PLACA DE BASE	AGUA DE SELLO
25 EMPAQUE					
26 SELLO MECANICO		CODIGO		FABR.	TUBERIA AUXILIAR
27 CLAVE DE LOS				MATERIAL	
28 MATERIALES		CARCAZA			
29		PARTES INTERNAS			
30	L-F FUNDIDO	IMPULSOR		PRUEBAS DE TALLER	NECESARIO
31	B-BRONCE	INTERIORES (CARCAZA)		FUNCIONAMIENTO	CON TESTIGOS
32	S-ACERVO	CAMISA (EMPACADA)			
33	C-(11-13%) CROMO	CAMISA (DE SELLO)			
34	A-ALEACION	PARTES DESGASTABLES			
35	n-ENDURECIDO	FLECHA			
36	f-PULIDO				
37	X-				
38					
39	MOTOR POR.	TURBINA POR:		DATOS FINALES DEL FABRICANTE	
40	CLAVE	MONTADA POR	CLAVE	MONTADA POR:	DIAM. DEL IMPULSOR (mm)
41	H.P.	RPM	HP	RPM	MAT.
42	MARCA		MARCA		TIPO
43	TIPO	ASLAMIENTO	VAPOR ENT	Kg/cm ² man	CURVA DE PRUEBA No.
44	ENVOLT.	ELEV TEMP	ESCAPE	Kg/cm ² man	DIB. GENERAL No.
45	VOLT/FASES/CICLOS		CONSUMO DE VAPOR	Kg/BHP/h	DIB. DETALLES DE BOMBA No.
46	BALEROS	LUBR	BALEROS	LUBR.	DIMENSIONES SELLO EN DIB. No.
47	AMP PLNA CARGA		BOQUILLAS	DIAM CLASIF ASA CARA POSIC	No DE SERIE DE LA BOMBA
48			ENTRADA		
49			SALIDA		
50 REGIDA POR CODIGO API 60 SI NO SE ESTABLECE OTRA COSA					
OBSERVACIONES					
REVISION					
FECHA					
DEP. PROC.					
DEP. MEC.					

5.8. Diseño y Selección Preliminar de Válvulas de Control

Las válvulas de control son elementos finales de control y su propósito principal es producir una caída de presión en la tubería, tal que sea conveniente para el control del fluido de proceso.

Aunque el Departamento de Instrumentación y Control es el responsable final de seleccionar la válvula de control para cada servicio específico, el Departamento de Sistemas efectúa una selección aproximada de ésta, por la cual pasará el flujo mínimo, normal y máximo de operación de cada sistema contemplado en el proceso y calcula sus dimensiones, teniendo la seguridad de poder controlar la variable deseada (nivel, presión, temperatura y/o flujo) correctamente.

El método para la regulación de flujo en conductos es tal, que al reducir el área de flujo del conducto mecánicamente, se tiene un doble efecto: reducción en la cantidad de flujo e incremento en la presión diferencial.

Para encontrar el tamaño adecuado para la válvula de control es necesario conocer la caída de presión permisible o requerida en el sistema.

Ahora bien, la mayoría de los datos de las válvulas de control son empíricos, y la mejor guía para el diseño es la información proveniente de los fabricantes⁽²²⁾.

Los cuatro estilos básicos de válvulas de estrangulamiento son válvulas de globo, de bola, de disco excéntrico y de mariposa, y para seleccionar el tipo más adecuado para un servicio específico deben tenerse en cuenta consideraciones sobre presión y temperatura de operación, el tipo de fluido manejado, la capacidad de corte requerida, las características de flujo de la

válvula, que pueden ser inherentes o instaladas, y la "rangeabilidad" de la misma (23).

La característica inherente es la relación entre el flujo y la señal del controlador, manteniendo caída de presión, peso específico y temperatura constantes a través de la válvula. En estas condiciones el flujo es una función solamente del coeficiente de flujo de la válvula (Cv).

La característica instalada es la relación entre el flujo y la señal del controlador con variaciones de la caída de presión, peso específico y temperatura del fluido. El flujo es función del Cv y de dichas variables.

Las características de flujo más importantes son inherentes y se tienen los siguientes tipos:

- Lineal. La capacidad de la válvula varía linealmente con la carrera del tapón. (Al 50% de la carrera del tapón de la válvula corresponde el 50% de flujo máximo)
- Igual porcentaje. Incrementa la capacidad de flujo por el mismo porcentaje para cada incremento igual en la carrera del tapón de la válvula. Generalmente estos tapones se usan en aplicaciones donde un gran porcentaje en la caída de presión es normalmente absorbido por el propio sistema y solo un pequeño porcentaje de caída de presión es disponible para la válvula de control.
- Apertura rápida. La capacidad de la válvula es lineal para la primera porción de la carrera y gana muy poca capacidad posteriormente. Se utiliza normalmente en válvulas de control para servicios de dos posiciones: abierta/cerrada.
- Parabólico modificado. El tapón suministra una fina acción reguladora a través de la primera porción de la carrera de la válvula, donde pequeños cambios de flujo resultan de mayores cambios en la carrera de la válvula. Son comúnmente usados en

controles de presión y flujo donde la mayor parte de la caída de presión del sistema es aprovechada en la válvula de control.

La "rangeabilidad" es la relación de los rangos de flujo, mayor o menor, a través de los cuales la válvula puede tener un control estable, lo que se entiende como un intervalo de flujo que sigue una característica bien definida.

Con la configuración de la válvula y la característica de flujo seleccionada, la válvula de control puede ser dimensionada.

Finalmente, un aspecto que debe tenerse en cuenta al momento del diseño, es el ruido. En las válvulas de control el ruido es un problema significativo cuando es generado aerodinámicamente. El nivel aerodinámico de ruido es función del flujo másico y la velocidad. Las soluciones al ruido están basadas en hacer seguir al fluido por caminos tortuosos, múltiples o una combinación de ambos, con objeto de disminuir la velocidad del fluido a través de la válvula.

La hoja de datos del diseño preliminar de una válvula de control se presenta en seguida.

ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

HOJA _____ DE _____

PLANTA FRACCIONAMIENTO Y TRAT. PTA. COMBINADA	REV
LOCALIZACION TULA, HGO.	FECHA
CONTRATO No 1185	POR
	APR

VALVULAS DE CONTROL HOJA DE DATOS

UNIDADES DE FLUJO : LIQUIDOS EN G.P.M. (Q _L); GASES EN SCFH (Q _G @ 60°F y 1 ATM (Q ₀); VAPOR EN Lb/Hr (Q _S)	
IDENTIFICACION	
TAMAÑO Y No DE LINEA ENT. SAL	12-3 14-15 12-3 14-15
ESP. DE LA LINEA Y CEDULA ENT. SAL	14-18 19-21 14-18 19-21
FLUIDO: (LIQ=L), (GAS=G), (VAP=V)	22 22 22
TEMPERATURA MAX. °F	100
TEMP. NOR °F TEMP. NOR. SAL °F	23-27 23-27 100 100
PRESION MAX. ENT. P ₁₄ (3) PRESION MIN. SAL. P ₁₄ (3)	28-34 35-41 28-34 35-41
PRESION NOR. ENT. P ₁₄ PRESION NOR. SAL. P ₁₄	42-50 42-50 902.0 25
Q _L MAX @ T.F. ΔP P ₁₄	902.0 25
Q _L NOR @ T.F. ΔP P ₁₄	902.0 25
Q _L MIN @ T.F. ΔP P ₁₄	
DENS. REL @ 60 °F	0.7085
DENS. REL @ T. NOR @ T. MAX	0.685
VISC. C.P @ T. NOR @ T. MAX	0.27
PRESION VAP P ₁₄	12.96
PRESION CRITICA P ₁₄ C.T.F.	164.2 149.3
CVC MAX. NOR. MIN.	
(Q _L) ⁰ (Q _S) ^{MAX} ΔP P ₁₄	42-50 42-50 42-50
(Q _L) ⁰ (Q _S) ^{NOR} ΔP P ₁₄	51-59 51-59 51-59
(Q _L) ⁰ (Q _S) ^{MIN} ΔP P ₁₄	60-68 60-68 60-68
P.M. G. P.M. E.P.	69-73 69-73 69-73
DENSIDAD Lb/Ft ³	
CVC MAX. NOR. MIN.	
CVC TOTAL MAX. NOR. MIN.	
INFORMACION COMPLEMENTARIA:	
TAMAÑO DE VALVULA CARACTERISTICA	6" IGUAL PORCENTAJE
TAMAÑO DEL PUERTO LIBRAJE	300# RF
CV VALVULA No DE PUERTOS (2)	
CVC/CV MAX. NOR. MIN.	
MATERIAL DEL CUERPO	ACERO AL CARBON
POSICION A FALLA DE AIRE	ABIERTA
VOLANTE Y/O ACCESORIOS	
OBSERVACIONES	
NOTAS-	
<ol style="list-style-type: none"> 1)- CUANDO SE MUESTRE LIQUIDO Y VAPOR AL MISMO TIEMPO ESTO INDICA LAS CONDICIONES DE VAPORIZACION EXCEPTO SI SE ANOTA ALGO, ESTAS CONDICIONES SERAN CORRIENTE ABAJO DE LA VALVULA. 2)- 35= UN PUERTO, DS= DOBLE PUERTO, A= ANGULO, B= MARIPOSA, SR= AUTOREGULADORA 3)- PARA DIMENSIONAMIENTO DEL ACTUADOR 4)- EN CASO DE USAR VALVULA DE ANGULO, SE MOSTRARA CON UN DIBUJO EL SENTIDO DE FLUJO 5)- LA VALVULA SE DIMENSIONO CON EL METODO DE " FISHER CONTROLS Co " 6)- CUANDO SE MANEJE UN MATERIAL CORROSIVO INDIAR PARTES POR MILLON DE ESTE, Y PARA LIQUIDOS INDIAR SI EXISTEN SOLIDOS EN SUSPENSION. 7)- EN EL CASO DE QUE LA PRESION DE VAPOR SEA IGUAL A LA PRESION DE ENTRADA REPORTAR EN ESTA HOJA UNA DIFERENCIA ENTRE LAS DOS DE 0.1 P₁₄ EN CASO DE QUE SE PERFOREN DATOS PARA COMPUTADORA. 	

5.9 Válvulas de Seguridad

La seguridad es un aspecto esencial en cualquier unidad industrial y debe considerarse desde el diseño, durante la construcción y en la operación de la misma.

El aumento excesivo de presión es uno de los mayores riesgos susceptibles de originarse por el proceso y puede provocar la fractura del equipo en que se presenta.

Los equipos son diseñados para operar a una presión máxima dada por sus características mecánicas. Cuando existe la posibilidad de que esta presión sea excedida por alguna falla, el exceso se evita desalojando los fluidos a través de un sistema de relevo (24,25).

Actualmente se cuenta con dos dispositivos de relevo de presión:

- Los que cierran por sí solos, después de que la necesidad de relevo de presión ha desaparecido.
- Los que permanecen abiertos, hasta cerrarse manualmente, repararse o sustituirse.

La válvula de seguridad es un dispositivo automático, al cual se le puede ajustar un valor determinado para entrar en acción. Una vez realizada su función, regresa a su posición originalmente cerrada.

El disco de ruptura es otro dispositivo de seguridad, diseñado para ceder ante el empuje que ocasiona la presión excesiva. Debe ser repuesto una vez que ha cumplido su función.

Las válvulas de seguridad utilizan un resorte al cual se puede ajustar la fuerza de cierre de acuerdo a las necesidades de cada caso.

Se hace una distinción entre la válvula que maneja líquidos y la que releva vapores o gases.

La que maneja líquidos es llamada válvula de relevo y se caracteriza porque abre en proporción al incremento de presión arriba de la presión de ajuste (normalmente 25%). Esto significa que la válvula empieza a abrir al llegar la presión al valor ajustado, y está totalmente abierta en el instante en que la presión alcanza el incremento citado.

La válvula que maneja vapores o gases, es llamada válvula de seguridad y se caracteriza por abrir completamente en forma rápida (acción de pop).

Ambas tienen el mismo funcionamiento y la forma de calcularlas y seleccionarlas es similar. Son actuadas por la presión estática corriente arriba de la válvula, permitiendo de esa manera que cierta masa de fluido que ejercía presión en el equipo salga de él.

Cuando la elevación de la presión en el sistema es gradual y su naturaleza no es explosiva, el dispositivo de relevo adecuado es la válvula de seguridad-relevo, pero cuando es imperativo depresionar completamente el sistema o la velocidad con que se espera la elevación de presión es grande, entonces el disco de ruptura es el dispositivo de protección más adecuado.

Para mantener la válvula abierta se necesita un mínimo de 25 a 30% del máximo flujo de la válvula; un flujo menor que el indicado, dará como resultado que la válvula abra y cierre rápidamente, con un efecto de castañeteo ("chattering") hasta que baje la presión del equipo protegido o hasta que la válvula se destruya.

La válvula de relevo comúnmente usada en la actualidad cae en

dos categorías principales:

- Las que son afectadas por la contrapresión (convencionales)
- Las que no son afectadas grandemente por la contrapresión (balanceadas).

La contrapresión puede ser una presión continua en la descarga y llamada superimpuesta, o una presión formada por la misma descarga del fluido a relevar en la boquilla de salida.

La primera clase afecta en forma importante al tipo de válvula convencional pues altera el valor de la presión de relevo, mientras que no afecta a la válvula tipo balanceada.

La segunda clase afecta la capacidad de descarga de cualquiera de los dos tipos de válvulas, aunque en una relación diferente, ya que las válvulas convencionales, cuando la contrapresión alcanza un 10% de la presión de relevo, son marcadamente afectadas, en tanto que las balanceadas mantienen sus capacidades de descarga aún con contrapresiones del 40 o 50% de la presión de relevo.

En general, las válvulas que descargan a la atmósfera son de tipo convencional y las que descargan a un cabezal son de tipo balanceado, con lo que se reduce el tamaño de éste.

El dispositivo de relevo debe diseñarse de manera que maneje la masa necesaria para el desfogue sin que sea mayor de lo realmente requerido. El exceso de presión puede producirse por diferentes causas y la masa a relevar en cada caso es distinta. En un mismo equipo puede haber varias causas de sobrepresión, pero solo una de ellas ocurrirá a la vez. Cuando hay varias causas posibles, el dispositivo de relevo se diseña para la mayor masa posible de generarse y así también funcionará adecuadamente para las otras causas.

De los DTI's y según la distribución de equipos, se debe analizar donde se considera necesario instalar un dispositivo de relevo de presión, tratando de proteger el mayor número de equipos con la menor cantidad de dispositivos.

Las causas de exceso de presión más comunes son:

- Fuego externo
- Descarga bloqueada
- Ruptura de tubos
- Falla de agua de enfriamiento
- Falla de reflujo
- Expansión térmica de líquidos
- Falla de corriente eléctrica.

Cuando en una válvula de relevo, la presión corriente arriba alcanza la presión de ajuste, empieza la apertura del dispositivo y empieza a comprimirse el resorte. Consecuentemente la fuerza para seguirlo comprimiendo y lograr apertura máxima también se requiere mayor.

Esta fuerza externa se logra al permitir que la presión en el equipo protegido se eleve un poco con respecto a la presión de ajuste, es decir, permitiendo que exista una sobrepresión.

Las válvulas que manejan gases o vapores reciben una fuerza adicional debida a la expansión del gas al momento de desfogar. En consecuencia la sobrepresión requerida en estos casos es pequeña, de 3 a 10%.

Cuando se manejan líquidos que no vaporizan, dado que no se tienen los efectos de expansión, la sobrepresión requerida es grande (25%).

La sobrepresión se expresa como un por ciento de la presión de ajuste, y los valores comunmente utilizados son:

- Para protección contra fuego 20%
- Para expansión térmica de líquidos en tuberías y descarga de bombas 25%
- Equipos ASME Secc. VIII 10%
- Equipos ASME Secc. I 3%

El cálculo de una válvula de relevo consiste en encontrar un área tal que permita el paso de la masa necesaria a las condiciones establecidas. En caso de que una válvula tenga la posibilidad de relevar por diferentes causas, el cálculo del área se repite, si es necesario, para cada causa. El mayor resultado de área requerida se aproxima al valor comercial inmediato mayor.

Los fabricantes de válvulas de seguridad producen éstas en ciertos tamaños estandares, denominados de acuerdo al Código 526 del API⁽²⁶⁾, donde se especifican también, en función de las condiciones de operación, los tamaños de las boquillas de entrada y salida y el libraje de las bridas.

Cuando el área del orificio calculada no se puede obtener comercialmente en una sola válvula, es necesario utilizar un sistema de válvulas múltiples, para manejar la cantidad de flujo a relevar requerida.

La hoja de datos de la válvula de seguridad PSV-3004, que protege la torre desbutanizadora, es presentada a continuación:

PLANTA	FRACCIONAMIENTO Y TRAT. PLANTA COMBINADA	REV.			
LOCALIZACION	TULA, HGO.	FECHA			
CONTRATO No.	1185	POR			
REQ		APR.			

VALVULAS DE SEGURIDAD (RELEVO)
HOJA DE ESPECIFICACIONES

(PRESSURE SAFETY (RELIEF) VALVES)
SPECIFICATION SHEET

INSTRUMENT SOCIETY OF AMERICA

GENERALIDADES (GENERAL)					
1	TIPO ASIENTO (SEAT TYPE)	BOO. COMPLETA			
2	TIPO DISEÑO (DESIGN TYPE)	BALANCEADA			
3	BONETE (BONNET)	CERRADO			
4	No. IDENTIFICACION (TAG Nº)	PSV-3004			
5	No. LINEA O EQUIPO (LINE OR EQUIPMENT No.)	DA-301			
CUERPO (BODY)					
6	MATERIAL	ASTM-A216GrWCB			
7	ENTRADA (SIZE INLET) SALIDA (OUTLET)	6" 8"			
8	LIBRAJE BRIDA-ASA (FLANGE RATING-ASA)	300 X 150			
9	TIPO DE CARA (TYPE FACING)	R F			
10	ORIFICIO (ORIFICE DESIGNATION)	Q			
MATERIAL INTERIORES (TRIM MATERIAL)					
11	ASIENTO Y DISCO (SEAT & DISC)	AC. INOX. 316			
12	GUÍA Y ANILLOS (GUIDE & RINGS)	AC. INOX. 304			
13	RESORTE (SPRING)	AC. INOX. 316			
14	FUELLE	AC. INOX. 316			
ACCESORIOS (ACCESSORIES)					
15	CAPUCHA SIN PALANCA (CAP & NO LEVER)	ROSCADA			
16	PALANCA (LEVER PLAIN) EMPACADA (PACKED)	— —			
17	MORDAZA (GAG)	NO			
18	OTRO (OTHER)				
BASES DE SELECCION (BASIS OF SELECTION)					
19	CODIGO (CODE)	API			
20	FUEGO (FIRE)	NO			
21	OTRO (OTHER)	FALLA AGUA EMFTO.			
CONDICIONES DE SERVICIO (SERVICE CONDITIONS)					
22	FLUIDO (FLUID)	H.C. VAPOR			
23	CAPACIDAD REQ Y UNIDADES (REQUIRED CAPACITY & UNITS)	187203 Lb/Hr			
24	PESO MOL. O DENS. REL. @ T.F. (MOL. WT. OR SP. GR. @ F.T.)	61.4			
25	VISCOSIDAD @ T.F. (VISCOSITY @ F.T.)				
26	PRES. — PSIG. NORM. RELEVO (RELIEVING)	203	243		
27	TEMP. °F NORM. RELEVO (RELIEVING)	167	337		
28	CONTRA PRESION CONSTANTE (CONSTANT BACK PRESSURE)	3 Psig			
29	CONTRA PRESION DESARROLLADA (DEVELOPED BACK PRESS)	42.5 Psig			
30	PRESION DE AJUSTE DEL RESORTE (SPRING SET PRESSURE)	243 Psig			
31	SOBRE PRESION - % (OVERPRESSURE - %)	10 %			
32					
33					
AREA DE ORIFICIO (ORIFICE AREA)					
34	CALCULADA PLG ² (CALCULATED SQ. IN.)	6.773 in ²			
35	SELECCIONADA PLG ² (SELECTED SQ. IN.)	11.05 in ²			
36	No. MOD. FAB. (MANUFACTURER'S MODEL Nº)				
NOTAS (NOTES)					

5.10 Sistema de Desfogue

Se llama sistema de desfogue o relevo al formado por dispositivos y tuberías, que permiten aliviar un exceso de presión de un equipo, mediante el desplazamiento de una determinada masa de fluido, desde el equipo presionado hacia un lugar en el que se pueda disponer de ella con toda seguridad⁽²⁷⁾.

Los sistemas de relevo incluyen en general válvulas de seguridad, tubería, tanques de separación y quemador de campo, y todos estos elementos deben ser dimensionados adecuadamente basándose en las condiciones específicas, dependientes de las características de operación y seguridad de cada planta.

Las condiciones que debe satisfacer un sistema de relevo son esencialmente⁽²⁴⁾:

- Proteger al personal de operación contra daños que pudiera causar la sobrepresión del equipo
- Disminuir pérdidas de material durante y después de la falla
- Prevenir daños al equipo y a propiedades adjuntas
- Cumplir con reglamentos locales para, en caso de haberlas, reducir primas de seguros.

Básicamente existen tres tipos de sistemas de relevo de acuerdo a la forma en que se dispone de la masa relevada:

5.10.1. Sistema Abierto

La masa relevada entra en contacto directo con la atmósfera al ocurrir el desfogue. La sustancia relevada no debe reaccionar químicamente con el aire, ni debe formar mezclas explosivas o inflamables con él. Si los venteos a la atmósfera son en alguna forma peligrosos o si la geometría de la planta los hace

imposibles, entonces deberán conectarse a un sistema que los lleve al quemador.

Al sistema abierto se conectan tuberías con fluidos como el agua, el aire comprimido, el vapor de agua y solo deben satisfacer lo referente a ruido excesivo durante la descarga. En cuanto a los hidrocarburos, algunos pueden ser relevados hacia la atmósfera, pero la decisión de hacerlo o no debe tomarse después de analizar las características involucradas con el relevo: frecuencia con que puede presentarse, flujos máxicos esperados y especialmente, estado físico del material manejado asociado con las condiciones de presión y temperatura a la descarga.

5.10.2 Sistema Cerrado

El sistema cerrado a quemador es el más seguro, pero no es el más económico. En éste, el fluido relevado no debe entrar en contacto con la atmósfera y para ello, este sistema consiste de un cabezal y ramales, a los cuales se integra la descarga de los distintos dispositivos, y conduce la masa relevada hacia el lugar adecuado, de acuerdo a su estado físico.

Las mezclas de vapor y líquido que tienen condensables, pueden conducirse hacia un burbujeo con agua, para que condense la fracción posible de hacerlo. Después de esto, los incondensables pueden descargarse hacia la atmósfera o hacia un quemador. En el último caso debe considerarse un tanque separador antes del quemador, para impedir que pueda arrastrarse líquido hasta éste.

En el caso del relevo húmedo, lo común es enviarlo mediante una bomba, hacia un sistema de recuperación por separación o se le recircula a la alimentación de la misma o de otra planta para reprocesarlo.

5.10.3 Sistema de Recuperación

Cuando el producto que se releva es de alto valor o su combustión puede crear riesgos mayores, debe ser conducido hacia un sistema de recuperación, formado por cabezales, ramales y equipos, que en su conjunto, ofrecen la posibilidad de recuperar el producto, o su neutralización o conversión hacia productos menos riesgosos.

Comunmente, los desfuegos en fase vapor van al sistema cerrado y los desfuegos líquidos van al sistema de recuperación, pero la selección entre el uso de un determinado tipo de sistema u otro, se hace de acuerdo a muy distintos factores como el peso molecular del fluido, su difusión en el aire, su grado de toxicidad e inflamabilidad. Depende también de la política de la empresa, y de reglamentos locales, estatales o federales, relacionados con la contaminación y el ruido.

En el dimensionamiento del cabezal de relevo se busca utilizar un diámetro tal que no produzca más caída de presión que la disponible y que no sea mayor de lo necesario para reducir su costo.

Los factores principales que afectan al diseño de los cabezales y ramales en un sistema de relevo cerrado son:

- La distribución física de la planta
- El proceso que se lleva a cabo
- La máxima descarga simultánea a los cabezales
- Tipo y características de las válvulas de relevo ya escogidas
- Máxima caída de presión disponible o permisible
- El método matemático para el cálculo de esta caída de presión para establecer diámetros en el sistema.

La capacidad máxima requerida de descarga, está basada en el

grupo de válvulas que han de relevar en forma simultánea. Esto puede suceder por: fuego total o localizado, falla de agua de enfriamiento y falla de energía eléctrica.

La causa que maneja la mayor masa total simultánea será la que gobierne el dimensionamiento del diámetro, aunque en los casos en que dos o más manejen masas totales similares, es posible que la de mayores temperaturas de relevo sea la determinante por los mayores volúmenes manejados.

La figura V.5 representa una sección del sistema de desfogue de la Secciones de Fraccionamiento y Tratamiento adicionadas a la Planta Combinada.

CONDICIONES EN L.B.

FALLA	PREBION PSIG	TEMPERATURA °F	PESO MOLECULAR	FLUJO Lb/Hr.
FUEGO	12.7	376	60.5	114 814
AGUA DE ENFRIAMIENTO	56.5	318	63.0	187203
EXPANSION TERMICA	85.2	354	63.0	351 97

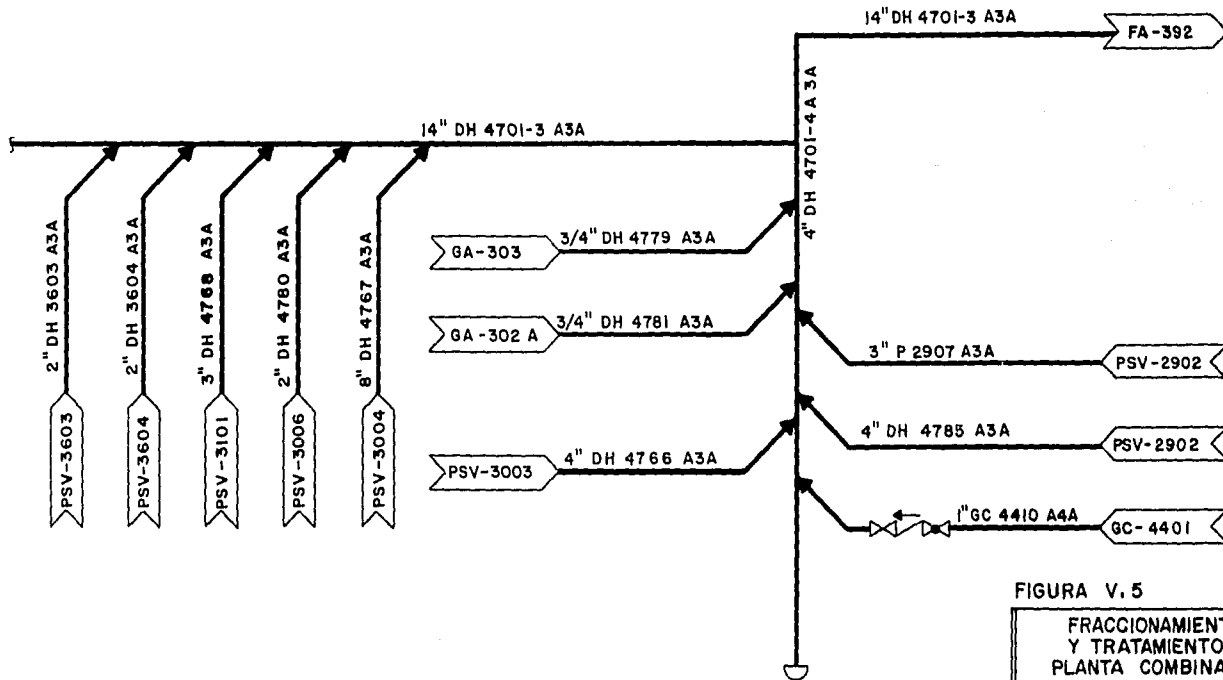


FIGURA V. 5

FRACCIONAMIENTO
Y TRATAMIENTO
PLANTA COMBINADA

DTI DE SERVICIOS AUXILIARES
SISTEMA DE DESFOGUE

5.11 Recipientes de Servicios Auxiliares

Dado que el Departamento de Ingeniería de Sistemas, es responsable del diseño de la distribución de los servicios auxiliares primarios, indispensables para la operación y el mantenimiento correctos de las instalaciones de proceso, debe encargarse también del cálculo y especificación de los recipientes necesarios en estos servicios.

Son muy diversos los tipos de recipientes que en el área de servicios auxiliares se emplean, y van desde tanques de almacenamiento atmosférico como en el caso de combustóleo, hasta diseños mas complicados como sucede con las fosas de separación de desechos ⁽²⁸⁾ o con los tanques de apagado que se utilizan en el decoquizado de los calentadores a fuego directo.

Usualmente, los recipientes de servicios auxiliares que deben especificarse son:

- Tanque de almacenamiento de combustóleo
- Tanque separador de humedad de gas combustible
- Tanque de succión de compresores
- Tanque separador de condensado
- Tanques de almacenamiento de agentes químicos (inhibidores, antiespumantes, desemulsificantes, etc.)
- Fosa de recuperación de aceite
- Tanque de decoquizado de calentadores a fuego directo
- Tanque de desfogue

En ciertos casos, el cliente tiene estandarizada la capacidad de recipientes para servicios determinados, tal como para almacenamiento de combustóleo, y el diseño prácticamente no varía de un caso a otro ⁽²⁹⁾, pero la mayoría de las veces, el diseño de cada recipiente debe apegarse a las necesidades y especificaciones de cada unidad, respetando las normas vigentes de seguridad.

Un requerimiento de seguridad en los tanques atmosféricos de almacenamiento, son los arrestadores de flama, dispositivos de venteo instalados en línea o al final de ésta, provistos con una malla interna arrestadora de flama, y diseñados para prevenir la entrada de fuego externo a tanques que contienen productos inflamables. La malla interna debe ser de un tamaño suficiente para que la flama que entre sea enfriada y extinguida antes de que pueda alcanzar el interior del tanque de almacenamiento⁽³⁰⁾.

Los arrestadores de flama deben usarse en tanques bajo las siguientes condiciones:

- Que contengan líquidos con temperaturas de inflamación (flash point) por abajo de 43 C.
- Que contengan líquidos con temperaturas de inflamación mayores a 43 C, cuando el tanque se encuentre en zona de manejo de combustibles.
- Donde el contenido pueda ser calentado a temperatura de inflamación durante operación normal.

Para el diseño de los recipientes de servicios auxiliares, en los casos en que aplica, se emplea el Manual de Diseño de Recipientes de Proceso⁽³¹⁾.

En este proyecto, los servicios auxiliares serán suministrados desde la Planta Combinada y no se contempla su almacenamiento dentro de límites de batería, de modo que el único recipiente de servicios auxiliares considerado durante el desarrollo de la Ingeniería Básica fue el tanque de desfogue húmedo, en cuyo diseño fueron consideradas las diferentes fallas que provocan las condiciones máximas de operación (flujo de líquido y de vapor, temperatura, etc.) para especificar un recipiente acorde a las necesidades de seguridad de la planta.

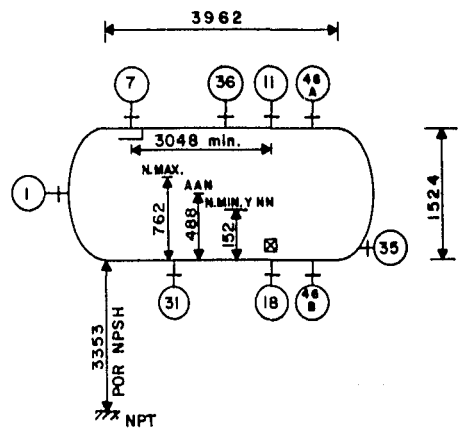
A continuación se muestra la hoja de datos del tanque de desfogue húmedo FA-392.

HOJA DE DATOS DE PROCESO PARA RECIPIENTES

CLIENTE		PROYECTO N° 1185	
PLANTA FRACCIONAMIENTO Y TRATAMIENTO PLANTA COMBINADA		HOJA 1 DE 1	
LOCALIZACION TULA, HGO.		REQ / O C N°	
CLAVE DEL EQUIPO FA-392	N° UNIDADES UNA		
SERVICIO TANQUE DE DESFOGUE HUMEDO	POSICION VERTICAL HORIZONTAL		
TIPO DE FLUIDO LIQUIDO HIDROCARBUROS	FLUJO 227.1 (1)	lpm, DENSIDAD 0.891	g/cm ³
VAPOR O GAS HIDROCARBUROS	FLUJO 10.2 (2)	m ³ /s, DENSIDAD 0.0023	g/cm ³
TEMPERATURA OPERACION ATM	°C, MAXIMA 180 (3)	°C, DISEÑO 195	°C
PRESION OPERACION 0.35	kg/cm ² man, MAXIMA 1.06	kg/cm ² man, DISEÑO 3.5	kg/cm ² man
DIMENSIONES LONGITUD T T 3962	mm, DIAMETRO 1524	mm, CAP TOTAL 7227.2	litros
NIVEL NORMAL 152	mm, MAXIMO 762	mm, MINIMO 152	mm
ALARMA ALTO NIVEL 488	mm, ALARMA BAJO NIVEL	mm, NIVEL DE PARO	mm
MATERIALES CASCARON A. C.	CABEZAS A. C.	MALLA SEPARADORA: ESPESOR	mm, MATERIAL
TIPO CIRCULAR DIAMETRO	mm, TIPO RECTANGULAR LONGITUD	mm; ANCHO	mm
CORROSION PERM: CASCARON 3 mm, CABEZAS 3 mm, AISLAMIENTO: NO, SI; RECUBRIMIENTO INTERNO: NO, SI			

BOQUILLAS

N2	CANT	Ø NOM.	SERVICIO
1	1	508	REGISTRO DE HOMBRE CON TAPA Y PESCANTE
7	1	356	ENTRADA LINEA DE DESFOGUE
11	1	508	SALIDA LINEA DE DESFOGUE
18	1	102	SALIDA DE LIQUIDO A GA-395
31	1	51	DREN
35	1	38	CONEXION DE SERVICIO CON TAPA
36	1	38	VENTEO
46	2	51	INSTRUMENTOS DE NIVEL



NOTAS

- (1) FLUJO INTERMITENTE
- (2) FALLA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO
- (3) POR FUEGO
- (4) ACOTADO EN mm.

REVISION	0 - PREL	1 - APDP	2	3	4	5	6	7
FECHA								
ELAB. POR								
APR. POR								

CAPITULO VI

RESULTADOS

La Ingeniería Básica de la Adición de las Secciones de Fraccionamiento y Tratamiento a la Planta Combinada de Tula, Hgo. se desarrolló en un periodo de 10 meses con un consumo de 13,100 horas-hombre, y dio paso en seguida, al desarrollo de la Ingeniería de Detalle y a la construcción de las mismas.

Estas secciones operan normalmente desde enero de 1987. Su adición viene a cubrir una deficiencia en la integración del proceso de refinación de crudo que se lleva a cabo en la Refinería Miguel Hidalgo de Pemex.

La estabilización de la nafta de despunte de la Unidad de Destilación Atmosférica y el posterior tratamiento continuo tanto de nafta como de LPG ha permitido, mediante la disminución del contenido de azufre total en estas corrientes, dejarlas dentro de las especificaciones requeridas para sus usos posteriores y así, evitar problemas tales como corrosión en los equipos de proceso, efectos nocivos sobre catalizadores, contaminación ambiental provocada durante la combustión de los hidrocarburos, etc.

Por otro lado, el hecho de que el nuevo tratamiento cáustico contemple la regeneración de la sosa utilizada, ha disminuido sensiblemente el consumo de este material, en beneficio de la rentabilidad del proceso.

Entre las actividades desarrolladas por el Departamento de Ingeniería de Sistemas para el proyecto de referencia, de los aspectos de carácter innovativo considerados, destacan los siguientes:

1. A petición expresa del cliente, y acorde con la política de

tener flexibilidad en las plantas para el procesamiento de diferentes tipos de crudo, los paquetes de tratamiento cáustico tanto para naftas como para LPG fueron diseñados para ser instalados en patines móviles, a fin de permitir su utilización en otras unidades de la misma Refinería o incluso en otros Centros de Refinación.

De acuerdo a los propósitos anteriores se consideraron patines de 3.5 m por 12.0 m máximo.

Cada tratamiento se dividió en dos módulos:

Tratamiento Cáustico de Naftas

Módulo I Prelavado

Módulo II Oxidación

Tratamiento Cáustico de LPG

Módulo III Prelavado y Primera Etapa de Extracción

Módulo IV Segunda Etapa de Extracción y Regeneración de Sosa

Como se requería proporcionar amplias facilidades para el mantenimiento y la operación de los paquetes, entre otras medidas, se determinó que los mezcladores estáticos se colocaran en posición horizontal y adyacente a su respectivo tanque separador, y que los equipos de bombeo asociados a cada sección se localizaran lo más cercano posible al recipiente del cual toman succión y sobre los patines.

2. Por otro lado, de acuerdo a lo indicado en bases de diseño respecto a que no se permitiría la emisión de gases contaminantes, explosivos o corrosivos a la atmósfera, se determinó instalar un tanque de sello para las emanaciones tóxicas de baja concentración de aire contaminado con desechos de oxidación de sosa gastada provenientes de los tanques

separadores: de endulzamiento (FA-303 X) y de disulfuros/sosa (FA-311 X) de los tratamientos cáusticos de nafta y LPG respectivamente.

Este equipo incluye un amortiguador de escape en la salida superior y un sello hidráulico con venteo, en la salida inferior y antes de la conexión al drenaje.

El mencionado sello se mantendrá con una línea de agua de enfriamiento por la que se alimentará la reposición del sello en caso necesario. La altura del sifón debe coincidir con la altura del nivel normal.

3. Los venteos de la carcasa de las bombas de reflujo de la torre desbutanizadora (GA-302) y de las bombas de LPG a tratamiento (GA-303), se conectaron al cabezal de desfogue, pues en ambos casos la temperatura de operación era igual a la de inflamación (flash point) del fluido manejado.

4. Con objeto de evitar taponamientos en estaciones de control que manejan fluidos sucios o pesados (por ejemplo en líneas de combustóleo), se especificó un sistema permanente para lavado que consiste en una alimentación de aceite de limpieza y una de vapor de media presión.

CAPITULO VII

CONCLUSIONES

Mediante mi participación en el desarrollo de las actividades que motivaron el presente Informe de Trabajo, pude comprobar que es necesario contar con una metodología de Ingeniería de Proyectos bien definida para aplicar conocimientos técnicos, establecer y unificar criterios de diseño y supervisar adecuadamente a un grupo de ingenieros, para lograr eficiencia y calidad en los trabajos que concluyeron con la aplicación industrial, de esta innovación tecnológica surgida del Instituto Mexicano del Petróleo.

El diseño ha cubierto las necesidades actuales de flexibilidad dentro de la planta respecto al tipo de nafta que debe procesarse (de despunte o atmosférica) y a la capacidad requerida en cada caso, y también en cuanto a la posibilidad de utilización de los tratamientos cáusticos en otras unidades.

B I B L I O G R A F I A

1. Maddox R.N., Gas Conditioning and Processing. Vol. 4 Gas and Liquid Sweetening, Campbell Petroleum Series, 3rd Edition, Oklahoma, 1982.
2. Yabroff D.L., Extraction of Mercaptans with Alkaline Solutions, Ind. and Eng. Chem., Vol. 32 No. 2, Feb. 1940.
3. Happel J., Cauley S., Kelly H.S., The Oil and Gas Journal, Nov. 1942.
4. Koch Boletín Técnico Statics Mixers, 1981.
5. Norris B.E., Mass Transfer Without Mixing, Hydrocarbon Processing, Sep. 1975.
6. Manassen J., Metal Complexes of Porphyrinlike Compounds as Heterogeneous Catalysts, Cat. Rev. Sci.Eng., Vol. 9 No. 2, 1974.
7. Bermúdez M.O., Proceso Catalítico para la Remoción y Conversión de Compuestos Mercaptánicos en Destilados Ligeros del Petróleo, Rev. del IMP, Vol. XIV No. 4, Abril 1982.
8. Bustamante, B., Desarrollo de Proyectos. Curso sobre Servicios Auxiliares e Integración de Plantas, Maestría en Ing. de Proyectos, Fac. de Química, U.N.A.M., México, 1979.
9. IMP, Actividades para la Elaboración del Libro de Ingeniería Básica. División de Procesos, SIPPI, IMP, 1983.
10. IMP, Sistema Integral de Multiprogramación de Proyectos y Asignación de Recursos. SIMPAR, Pemex-Instituto Mexicano del Petróleo, Nov. 1986.

11. IMP, Manual de Datos de Proceso, Vol. 1. Contrato 1185. Adición de las Secciones de Fraccionamiento y Tratamiento a la Planta Combinada de la Refinería de Tula, Hgo. SIPPI, IMP, México, 1983.
12. IMP, Definición de Puestos. Departamento de Ingeniería de Sistemas. División de Procesos. SIP, IMP, 1981.
13. Castro M.J., Tesis Profesional "Diseño del Plano de Localización General de Equipo en Plantas de Proceso", Fac. de Química, U.N.A.M., México, 1983.
14. Rase H.F., Barrow M.H., Ingeniería de Proyecto para Plantas de Proceso, CECSA, 6a. Impresión, México, 1979.
15. Rase H.F., Piping Design for Process Plants, John Wiley & Sons, Inc., New York, 1963.
16. Masek J.A., Metallic Piping, Chemical Engineering, June 17, 1968.
17. Walworth Válvulas Industriales, Boletines Técnicos.
18. Bland W.F., Davidson R.L., Petroleum Processing Handbook, McGraw Hill Book, Co., New York, 1967.
19. Estefan S.L., Design Guide to Metallurgy and Corrosion in Hydrogen Processes, Hydrocarbon Processing, Dec. 1970.
20. McNaughton, K., Bombas. Selección, Uso y Mantenimiento, McGraw Hill, 1a. Edición, México, 1987.
21. HIS, Hydraulic Institute Standards for Centrifugal, Rotary and Reciprocating Pumps, 13th edition, 1975.

22. Fisher Controls. Catalog 12: Valve Sizing (ANSI/ISA/IEC), 1981.
23. Greene R.W., Válvulas. Selección, Uso y Mantenimiento. McGraw Hill, 1a. Edición, México, 1987.
24. IMP, Diseño de Sistemas de Relevo de Presión. Curso de Actualización Profesional. Depto. de Ing. de Sistemas. Div. de Proceso, SIP, IMP, México, 1979.
25. API Reprints, Recommended Practice for the Design and Installation of Pressure-Relieving Systems in Refineries. Part I: Design, API RP520, Fourth Edition, Washington, Dec. 1976.
26. API Standards. Flanged Steel Safety Relief Valves. API Standard 526, 2nd Edition, Washington Nov. 1969, Reaffirmed Jun. 1977.
27. API Reprints, Guide for Pressure Relief and Depressuring Systems. API RP 521, First Edition, Washington, Sep. 1969.
28. API, Manual on Disposal of Refinery Wastes. Vol. I: Waste Water Containing Oil, API, 7th Edition, New York, 1963.
29. Walas, S.M., Chemical Process Equipment. Selection and Design, Butterworths Series in Chemical Eng., Boston, 1988.
30. Liptak B.G., Venczel K., Instrument Engineers' Handbook, Chilton Book Company, Randor, Pennsylvania, 1985.
31. IMP, Manual de Diseño de Recipientes de Proceso. Depto. de Diseño de Proceso, SIP, IMP. México, 1974.
32. Simpson L.L, Sizing Piping for Process Plants, Chem. Eng., June 17, 1968.