

3-A
2eje.



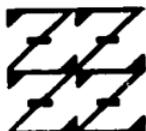
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
"ZARAGOZA"

RECUPERACION DE AZUFRE DEL GAS
ACIDO-AMONIAAL OBTENIDO EN EL DESFLEMADO
DE AGUAS AMARGAS EN LA REFINERIA
"MIGUEL HIDALGO", DE TULA, HGO.

TESIS MANCOMUNADA
PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO QUIMICO
P R E S E N T A N :
MARIA DEL MAR ARVIZU BARRERA
NORMA AGUILAR REYES

U N A M
F E S
Z A R A G O Z A



LO FUNDADO EN
DE NUESTRA REPUBLICA

MEXICO, D. F.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1994



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
"ZARAGOZA"

CARRERA DE INGENIERIA QUIMICA

SOLICITUD DE REGISTRO DE TESIS PROFESIONAL

NOMBRE DEL ALUMNO: NORMA AGUILAR REYES, MANCOMUNADA CON MARIA DEL MAR ARVIZU BARRERA.

Nº DE CUENTA 8418504-2

TEMA PROPUESTO: RECUPERACION DE AZUFRE DEL GAS ACIDO-AMONIAICAL OBTENIDO EN EL DESFLEHADO DE AGUAS AMARGAS EN LA REFINERIA "MIGUEL HIDALGO", DE TULA, HGO.

DIRECTOR DE LA TESIS: ING. OSCAR GUERRERO JIMENEZ

FIRMA:

ESCUELA O FACULTAD DE ADSCRIPCION DEL DIRECTOR: PETROLEOS MEXICANOS

México, D.F., a 22 de septiembre de 1993.

Co. Bo.
JEFE DE LA CARRERA DE INGENIERIA QUIMICA
ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
ZARAGOZA
FACULTAD DE INGENIERIA QUIMICA

ANEXOS:

- 1.- Protocolo en base al Reglamento de Exámenes Profesionales.
- 2.- Curriculum Vitae del Director de la Tesis en el caso de no ser docente de la U.N.A.M.

NOTA: Una vez aprobado y registrado el tema. No se podrá modificar el contenido.

c.c.p. Jefe de la Carrera
c.c.p. Unidad de Administración Escolar

ivg*



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES *ZARAGOZA*

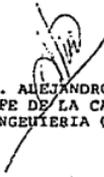
JEFATURA DE LA CARRERA
DE INGENIERIA QUIMICA

SRITAS. AGUILAR REYES NORMA y
ARVIZU BARRERA MARIA DEL MAR,
P R E S E N T E.

En respuesta a su solicitud de asignación de jurado, para el Examen Profesional, le comunico que la Jefatura a mi cargo - ha propuesto la siguiente designación:

PRESIDENTE:	ING. FERNANDO HERRERA JUAREZ
VOCAL:	ING. OSCAR GUERRERO JIMENEZ
SECRETARIO:	ING. GONZALO RAFAEL COELLO GARCIA
SUPLENTE:	ING. ELIUD MORGADO LOPEZ
SUPLENTE:	ING. ANTONIO ZAMORA PLATA

A T E N T A M E N T E
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
México, D.F., 27 de enero de 1994



M. en C. ALEJANDRO RUIZ CANCINO
JEFE DE LA CARRERA DE
INGENIERIA QUIMICA

Iss.

AGRADECIMIENTOS
Y
DEDICATORIAS

A MI MAMA Y MIS HERMANOS,

QUIENES CON TODO SU AMOR Y APOYO DÍA A DÍA ME IMPULSARON A TERMINAR MI CARRERA PROFESIONAL, OFREZCO ESTA TESIS, TAN SOLO UNA PEQUEÑA MUESTRA DE LO QUE PUEDO LOGRAR, CONTANDO CON UNA FAMILIA TAN UNIDA Y CARIÑOSA COMO LA NUESTRA.

QUE DIOS NOS BENDIGA.

CON UN PROFUNDO Y SINCERO AGRADECIMIENTO PARA

JUAN ANTONIO MORENO ZUÑIGA,

QUIEN COMO VERDADERO AMIGO ME TUVO CONFIANZA, AYUDO Y ACONSEJO A TRAVES DE VARIOS AÑOS, Y PARA QUIEN SE, QUE AUNQUE PASEN MUCHOS MAS, LE ALEGRARA VER ESTA TESIS.

CON CARIÑO

MARYMAR

A MI FAMILIA QUE CON SU CARÍÑO, APOYO, PACIENCIA Y ESTIMULO HAN LOGRADO QUE UNA DE MIS METAS SEA ALCANZADA. GRACIAS POR NO PEDER LA CONFIANZA QUE DEPOSITARON EN MI. PRINCIPALMENTE A MI MAMA

DOMINGA REYES A.

QUIEN POR SU EJEMPLO Y DEDICACION HA FOMENTADO EN NOSOTROS EL NO DEJARSE VENCER POR LA ADVERSIDAD Y SEGUIR SIEMPRE ADELANTE. SABEMOS DE ANTEMANO QUE UNA CARRERA SEGLAR NO ES SUFICIENTE PARA PODER COMPRENDER TODA LA SABIDURIA DE JEHOVA. GRACIAS SEÑOR POR PERMITIRME CONCLUIR SATISFACTORIAMENTE.

NORMA

CON INFINITO AGRADECIMIENTO Y RESPETO :

A LA **F.E.S. ZARAGOZA** Y A TODOS NUESTROS PROFESORES POR SU VALIOSA CONTRIBUCION A NUESTRA FORMACION.

A LA GERENCIA DE EVALUACION DE REFINACION, PEMEX, DE MANERA MUY ESPECIAL AL

ING. MIGUEL GONZALEZ CAMPOS

POR SU GRAN APOYO Y LAS FACILIDADES BRINDADAS EN EL DESARROLLO DE ESTE TRABAJO.

A NUESTRO ASESOR

ING. OSCAR GUERRERO JIMENEZ

POR SU TIEMPO, CONOCIMIENTO Y PACIENCIA.

A NUESTRO SINODALES POR SUS VALIOSOS CONSEJOS PARA MEJORAR ESTE TRABAJO.

**CON CARÍO Y AGRADECIMIENTO POR TODOS SUS CONSEJOS, ESTIMULOS,
Y PRINCIPALMENTE POR BRINDARNOS SU EXPERIENCIA Y AMISTAD**

**ING. VICENTE VALDERRABANO O.
ING. RODOLFO MARTINEZ H.
ING. CARLOS SAPIEN P.**

POR SUPUESTO TAMBIEN...

**ING. ANTONIO GONZALEZ D.
ING. ANTONIO VALLADARES C.**

CON APRECIO Y GRATITUD.

ASI MISMO

**ING. PAULINO MARTINEZ S.
ING. GABRIEL NAVA V.
ING. HORACIO GOMEZ
ING. CRISTOBAL AQUINO B.**

POR TODAS LAS IDEAS APORTADAS.

CON SINCERO AFECTO

**ING. NEFERTITI SEGURA M.
ING. JUAN MARTINEZ H.**

GRACIAS POR CONTAR CON USTEDES.

CON AGRADECIMIENTO A UNA PERSONA MUY ESPECIAL

ING. AGUSTIN OLEA H.

**AL DEJARNOS COMPARTIR TODOS SUS CONOCIMIENTOS Y BRINDARNOS SU
AMISTAD.**

A TODOS NUESTROS COMPAÑEROS DE CARRERA Y AMIGOS DE SIEMPRE.

GRACIAS

CONTENIDO

INTRODUCCION

CAPITULO 1	GENERALIDADES.	1.
	ESQUEMA BASICO DE LA REFINACION DEL PETROLEO.	2
	ENDULZAMIENTO DE CORRIENTES AMARGAS.	10
	DESCRIPCION DEL PROCESO DE LA PLANTA RECUPERADORA DE AZUFRE.	12
	PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS.	18
CAPITULO 2	BALANCE GENERAL DE AZUFRE	27
	RECUPERACION DE AZUFRE.	28
	BALANCE GENERAL DE AZUFRE.	41
CAPITULO 3	PROPUESTAS PARA LA INTEGRACION DE LA CORRIENTE DEL GAS ACIDO AMONICAL A LA PLANTA RECUPERADORA DE AZUFRE.	72
CAPITULO 4	MODIFICACIONES A LA PLANTA RECUPERADORA DE AZUFRE PARA LA INCORPORACION DEL GAS ACIDO AMONICAL.	80
	QUEMADORES EN HORNOS DE REACCION.	84
	DETECTOR DE RAYOS INFRARROJOS.	92
	ANALIZADOR DE GAS DE COLAS.	96
CAPITULO 5	ANALISIS ECONOMICO.	103
	CONCLUSIONES	107
	BIBLIOGRAFIA.	110

INTRODUCCION

INTRODUCCION.

La composición del petróleo crudo es sumamente compleja, en su mayor parte los compuestos encontrados en el petróleo están constituidos por hidrógeno y carbono. Además de estas sustancias, llamadas hidrocarburos, también están presentes otros materiales como son: agua, sedimentos, cloruro de sodio, metales (Ni, V, Fe, Mg, Cu), compuestos de oxígeno, nitrógeno y azufre, etc.

La presencia de azufre en los derivados del petróleo es perjudicial ya que provoca :

- a) Corrosión en los equipos de proceso de refinación.
- b) Envenenamiento de los catalizadores empleados en los procesos de refinación.
- c) Reducción del índice de octano de las mezclas de gasolina.
- d) Aumento de los costos de tratamiento de los productos.
- e) Contaminación de la atmósfera por concentraciones de SO_x debido a la combustión de los productos del petróleo.

Durante los últimos 20 años la exportación y procesamiento del petróleo se ha incrementado significativamente en nuestro país. Como consecuencia de esta expansión se han agravado los problemas de contaminación en los centros industriales de trabajo y en las grandes urbes, especialmente en lo que respecta a las emisiones de compuestos de azufre a la atmósfera.

Por tal motivo, la industria petrolera nacional ha manifestado gran interés en la recuperación de azufre en los procesos de explotación, refinación y petroquímica, para evitar la contaminación y cumplir con las normas ecológicas vigentes (NOM).

Durante el proceso de refinación se generan corrientes de gas ricas en azufre, en forma de ácido sulfhídrico, y mercaptanos que normalmente no reciben tratamiento para recuperarlo, debido a que no se habían contemplado en el diseño las restricciones ambientales vigentes.

Una de estas corrientes es el Gas Ácido Amoniacal. Este gas tiene su origen en las Plantas de Tratamiento de Aguas Amargas, y es el producto gaseoso del desflemado (desorción) de estas aguas. Contiene una cantidad considerable de amoníaco (NH_3) y H_2S , lo cual lo hace venenoso y agresivo al hombre y a su entorno.

La incorporación directa del gas ácido amoniacal a las plantas recuperadoras de azufre hoy en día no se practica, debido a los inconvenientes que el amoníaco causa al proceso.

En este trabajo se proponen modificaciones a la Planta Recuperadora de Azufre actual, para que ésta pueda procesar sin problemas la corriente de gas ácido amoniacal y con ello disminuir las emisiones de SO_x a la atmósfera. Así la recuperación adicional de azufre a partir del gas ácido amoniacal ofrece un beneficio ecológico.

OBJETIVOS:

- **MOSTRAR UN PANORAMA GENERAL DE LA DISTRIBUCION DEL AZUFRE EN EL CRUDO, ASI COMO LA IMPORTANCIA DE SU RECUPERACION EN LAS CORRIENTES DEL PROCESO DE REFINACION.**
- **OBTENER UN ESTIMADO EN TON/D DE LA CANTIDAD DE AZUFRE QUE REPRESENTA EL GAS ACIDO AMONICAL EN LA REFINERIA " MIGUEL HIDALGO " DE TULA, HIDALGO.**
- **ANALIZAR LOS INCONVENIENTES QUE PRESENTA LA INCORPORACION DIRECTA DEL GAS ACIDO AMONICAL EN LAS PLANTAS DE RECUPERADORAS DE AZUFRE ACTUALES, EN LA REFINERIA " MIGUEL HIDALGO " EN TULA, HIDALGO.**
- **PROPONER MODIFICACIONES A LA PLANTA RECUPERADORA DE AZUFRE DE LA REFINERIA " MIGUEL HIDALGO " EN TULA, HIDALGO; PARA PODER PROCESAR LA CORRIENTE DE GAS ACIDO AMONICAL**

CAPITULO I
GENERALIDADES

ESQUEMA BASICO DE LA REFINACION DEL PETROLEO

El proceso de refinación tiene la finalidad de separar los componentes que forman el crudo para la elaboración de combustibles, (gas licuado, gasolina, turbosina, diesel, kerosina, gasóleos), así como materias primas para otros procesos (propileno, isobutano, butilenos, isopentano, etc.). La figura (1.1) muestra un diagrama de flujo simplificado del proceso de refinación. (1)

Dentro de una refinería existen unidades típicas de proceso como:

Destilación Primaria.

Destilación al Vacío.

Desintegración Catalítica (FCC).

Hidrodesulfuradora de Naftas (HDS NAFTAS)

Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios (HDI).

Reformadora de Naftas.

Tratadora y Fraccionadora de Hidrocarburos.

Reductora de Viscosidad.

Recuperadora de Azufre.

Tratamiento de Aguas Amargas.

A continuación se describen brevemente cada una de estas unidades.

UNIDAD DE DESTILACION PRIMARIA.

En esta unidad, el petróleo crudo es sometido a un proceso de destilación a presión atmosférica.

Antes de entrar el crudo a la unidad de destilación primaria, es sometido a una operación de desalado para eliminar sales inorgánicas. Se producen efluentes acuosos que contienen una buena cantidad de cloruro de sodio, una pequeña cantidad de compuestos fenólicos y algo de H_2S .

El crudo pasa de aquí a una torre despuntadora para separar hidrocarburos ligeros (C_1-C_4), y gasolina ligera. La operación de despunte permite una eficiente separación de productos en la torre de destilación primaria.

El proceso consiste en elevar la temperatura del crudo en un calentador a fuego directo, lo necesario para ser recibido en la sección de fraccionamiento y obtener: gas húmedo, gasolina, turbosina, kerosina, diesel, gasóleo pesado primario y residuo primario. Estos productos a su vez, se someterán a procesos posteriores para mejorar sus características.

UNIDAD DE DESTILACION AL VACIO.

Esta planta se diseñó para procesar el residuo de la planta de destilación primaria, el cual se alimenta a calentadores de fuego directo y posteriormente se envía a una torre de destilación que opera

a presión reducida (20-30 cm Hg abs.), en donde se obtiene: un condensado aceitoso, gasóleo ligero, gasóleo pesado y residuo de vacío.

El gasóleo ligero y pesado de vacío, se envían como carga a la planta de desintegración catalítica, y el residuo a la planta reductora de viscosidad.

UNIDAD DE DESINTEGRACION CATALITICA (F C C).

Los gasóleos que se obtienen en las plantas de destilación a vacío son desintegradas en presencia de un catalizador a altas temperaturas (510 - 525 °C), a fin de obtener productos más valiosos: propano-propileno, butano-butileno, gasolina estabilizada de alto octano, aceite cíclico ligero (A.C.L.), y residuo catalítico (aceite decantado) y, como subproductos, gas seco y gas ácido.

La planta consta de las siguientes secciones:

- a) Desintegración catalítica.
- b) Fraccionamiento primario.
- c) Compresión de gases y estabilización de gasolina.
- d) Tratamientos de endulzamiento.
- e) Fraccionamiento de gas licuado.
- f) Tratamiento de Aguas Amargas.

UNIDAD HIDRODESULFURADORA DE NAFTAS

Recibe como carga gasolina primaria amarga, con objeto de eliminarle los compuestos de azufre mediante una reacción catalítica con hidrógeno. La gasolina desulfurada se carga a la planta reformadora.

La planta hidrodesulfuradora de naftas consta de dos secciones:

- (a) Reacción
- (b) Estabilización

En la sección de reacción se emplea un catalizador del tipo bimetalico a base de cobalto-molibdeno.

En la sección de estabilización se efectúa la separación de gases amargos de la nafta desulfurada.

UNIDAD HIDRODESULFURADORA DE DESTILADOS INTERMEDIOS.

Se utiliza para eliminar los compuestos de azufre, oxígeno, y nitrógeno, que acompaña a los destilados intermedios (turbosina, kerosina y diesel) por medio de una hidrogenación catalítica.

Esta planta consta básicamente de tres secciones:

- (a) Reacción
- (b) Agotamiento
- (c) Fraccionamiento

En la sección de reacción se llevan a cabo las reacciones de hidrodesulfuración usando un catalizador (Mo y Ni) e H_2 proveniente de la planta reformadora.

En la sección de agotamiento se separa el gas amargo, éste se envía a la sección de tratamiento con dietanolamina (DEA) y posteriormente a la red de gas combustible.

En la sección de fraccionamiento se obtiene gasolina pesada y el producto desulfurado y estabilizado (turbosina ó kerosina ó diesel).

UNIDAD REFORMADORA DE NAFTAS.

Esta unidad incrementa el índice de octano de la gasolina mediante reacciones químicas de reformación catalítica.

La carga que proviene de la planta hidrodesulfuradora de naftas se sujeta a condiciones de alta presión y temperatura en presencia de un catalizador en una serie de tres reactores, al paso por éstos, se efectúan las reacciones de reformación produciendo hidrogeno el cual se envía a las unidades hidrodesulfuradoras. En la corriente de hidrocarburos líquidos se eliminan los ligeros en una torre estabilizadora. En esta forma se obtiene el reformado con un alto índice de octano (RON 93, MON 82) con un contenido de azufre mínimo (0.1 ppm).

UNIDAD TRATADORA Y FRACCIONADORA DE HIDROCARBUROS.

La función de esta unidad es endulzar las corrientes que contienen H_2S , por absorción con DEA de los hidrocarburos procedentes de las plantas hidrosulfuradoras. La sección de fraccionamiento tiene la función de separar por destilación fraccionada, los hidrocarburos procedentes de la torre desbutanizadora de la planta Hidrosulfuradora de Naftas y los hidrocarburos de la torre estabilizadora de la Hidrosulfuradora de Destilados Intermedios..

PLANTA REDUCTORA DE VISCOSIDAD

El objetivo de esta planta es abatir la viscosidad del residuo de vacío para la producción de combustóleo, con el ahorro consiguiente de diluentes, por medio de una desintegración térmica efectuada en dos hornos de reacción, produciendo gas, gasolina, gasóleos y residuo.

UNIDAD RECUPERADORA DE AZUFRE.

La función de la planta es la de recuperar azufre de corrientes gaseosas ricas en ácido sulfhídrico, que provienen de los tratamientos de amina de las plantas de desintegración catalítica (FCC) e hidrosulfuradoras (HDS), mediante la conversión a azufre elemental

que se efectúa en un reactor térmico y uno catalítico, utilizando el proceso Claus modificado. El azufre, producido en estado líquido, puede enviarse a un patio para manejarse posteriormente a granel.

PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS

La planta de tratamiento de Aguas Amargas es una instalación de servicio, que tiene por objetivo eliminar ácido sulfhídrico y amoníaco de las corrientes de aguas amargas, provenientes de las siguientes plantas :

Plantas Primarias uno y dos.

Planta de Desintegración Catalítica (FCC).

Planta Hidrodesulfuradora de Naftas.

Planta Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios.

Planta Reductora de Viscosidad.

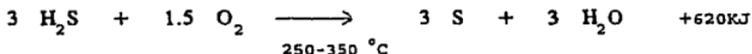
Los contaminantes, H_2S y NH_3 , se separan de las aguas por desorción con vapor de agua. El agua agotada o desflemada se utiliza en la desaladora de crudo o en la planta de aguas residuales de la refinería.

ENDULZAMIENTO DE CORRIENTES AMARGAS

El tratamiento de endulzamiento de corrientes amargas de las refineries se realiza en las Plantas Girbotol por absorción del H_2S en solventes de compuestos de amina. El solvente rico se regenera por desorción en una columna de agotamiento. Se obtienen corrientes de Gas Acido que son enviadas a la Planta de Azufre las cuales, utilizan el proceso Claus modificado para convertir el H_2S de la corriente acida, en Azufre elemental.

PROCESO CLAUS

El Proceso Claus fue desarrollado por el químico Ingles Carl Claus alrededor de 1890, para producir azufre elemental por la oxidación parcial de H_2S por medio de la siguiente reacción:(2)

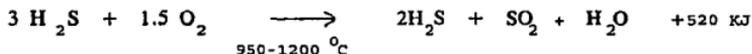


En el proceso original la reacción fue llevada a cabo en un solo paso sobre un catalizador, debido a que el calor de reacción fue disipado tan solo por radiación.

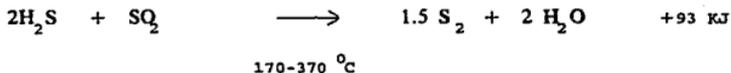
Una modificación al proceso fue realizado por I. G. Faben quien no solo incrementó significativamente la capacidad del proceso, sino que también facilitó la recuperación de energía que originalmente no se aprovechaba, eliminando el problema de mantener a baja temperatura el

reactor catalítico, lo que permitió así mismo, aumentar el rendimiento de azufre.

En el proceso modificado la reacción original fué realizada en dos etapas. En la primera etapa se realiza una oxidación a flama libre de 1/3 de H₂S.



En la segunda etapa, el H₂S que no se oxida reacciona con SO₂ para formar azufre elemental, de acuerdo a la siguiente reacción:



En la primera etapa se genera vapor de media presión (19.3 Kg/cm² man.) en una caldera de recuperación de calor al mismo tiempo que se logra el enfriamiento de los gases de alta temperatura que salen del reactor térmico.

Las Planta Recuperadoras de Azufre modernas se basan en el Proceso Claus Modificado.

DESCRIPCION DEL PROCESO DE LA PLANTA RECUPERADORA DE AZUFRE.

En las plantas recuperadoras de azufre, se lleva a cabo la conversión a azufre elemental del ácido sulfhídrico separado en los procesos de endulzamiento de las corrientes de hidrocarburos amargos, provenientes de las Plantas de Desintegración Catalítica (FCC), Hidrodesulfuradoras (HDS), Reductora de Viscosidad, Primarias y Estabilizadoras.

La eficiencia de la recuperación de azufre en estas plantas en el sistema de refinación en México varía de 85 a 94% y el producto es azufre de alta pureza (99.5 % - 99.98 %), sólido o líquido. (3)

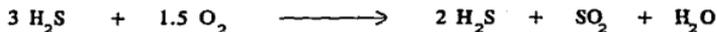
La unidad recuperadora de azufre de Tula ha sido diseñada para obtener azufre de una corriente de gas conteniendo 87% en volumen de ácido sulfhídrico (H_2S): el proceso de conversión de este ácido está basado en una combustión controlada con aire, en la cual un tercio del H_2S se quema para formar dióxido de azufre (SO_2). Este reacciona subsecuentemente con los dos tercios residuales de H_2S en presencia de un catalizador a base de alúmina para formar vapores de azufre y de agua. Los vapores de azufre son condensados después de cada etapa de conversión.

La descripción que se hace a continuación se refiere al diagrama de la fig. (1.2) y corresponde a las Unidades Recuperadoras de Azufre de la Refinería de Tula, Hidalgo. (4)

El gas ácido entra en la unidad recuperadora de azufre a través del tanque separador del gas ácido TH-100-1201, el cual es común para los dos trenes de proceso. El gas ácido es dividido en dos flujos, uno para cada tren, después de salir del tanque separador.

Después de que la cantidad total del gas ácido alimentado a cada tren es medida, la cantidad apropiada de aire para cada tren es determinada por medio del sistema de control de relación de flujo de aire/gas ácido. Estos controles permiten que la combustión estequiométrica de ácido sulfhídrico en el horno de reacción CB-110-1601 produzca azufre de acuerdo a la siguiente reacción:

COMBUSTION



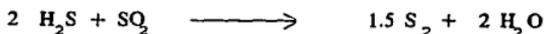
CONVERSION



La reacción de combustión es altamente exotérmica y genera una gran cantidad de energía, la cual es removida de los gases de proceso haciéndolos fluir a través de la sección de generación de vapor del horno de reacción CB-110-1601 y del condensador de azufre CH-110-1301.

Los gases enfriados en el proceso que salen del condensador de azufre son recalentados en el quemador auxiliar CF-110-1402.

Los gases recalentados fluyen a la primera etapa del Convertidor Catalítico DR-110-1202 donde azufre adicional es producido por la reacción de conversión:



Esta reacción también es exotérmica, por lo que a través de la cama catalítica, se produce un aumento de temperatura.

Los gases de salida de la primera etapa del convertidor son enfriados en el condensador de azufre CH-110-1302. El azufre es condensado y fluye hacia la fosa de azufre TV-110-4101, como en el caso del condensador de azufre CH-110-1301. Los gases de salida del condensador de azufre CH-110-1302 son recalentados en el quemador auxiliar CF-110-1403, pasando entonces a través de la segunda etapa de conversión, donde una pequeña cantidad de azufre se produce. Los gases de salida de la segunda cama catalítica son enfriados en el condensador de azufre CH-110-1303 para remover la última cantidad de azufre.

El gas agotado que sale del condensador de azufre CH-110-1303 fluye al incinerador CF-100-1404 donde el H_2S residual y los compuestos de azufre formados en el proceso son convertidos a SO_2 antes de ser descargados a la atmósfera a través de la chimenea EM-100-1405. La fosa

de azufre TV-110-4101 está provista con la bomba de transferencia de azufre líquido BA-110-1501, el cual es enviado por tuberías hasta el límite de batería para ser manejado en el sistema de azufre.

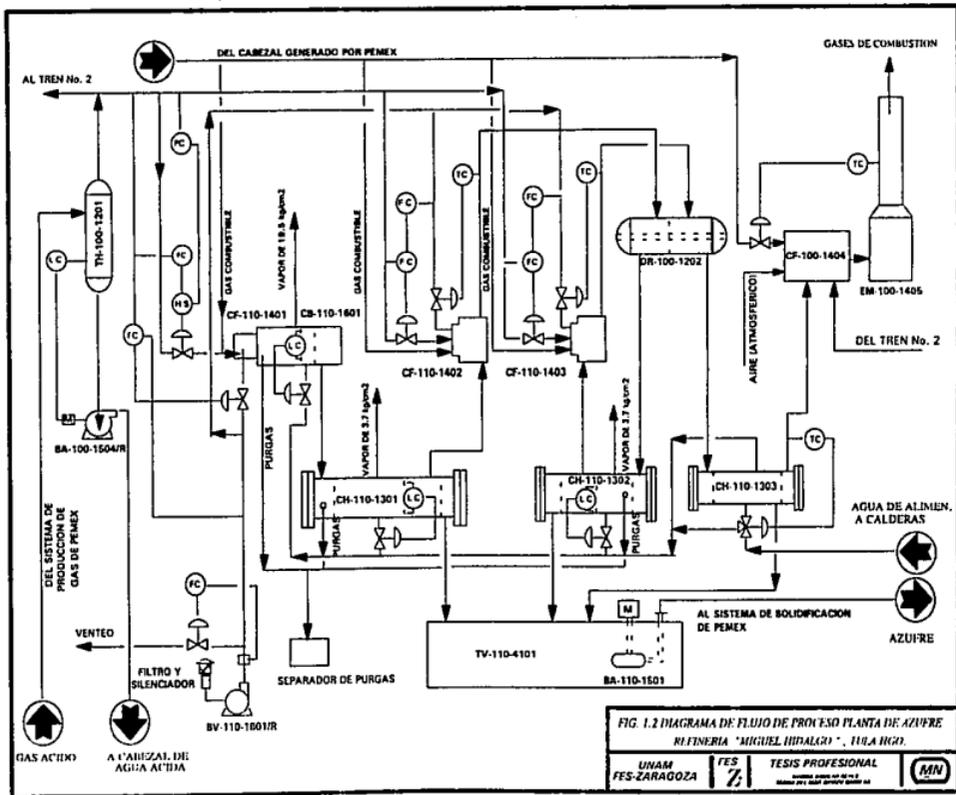


FIG. 1.2 DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO PLANTA DE AZUFRE
 RI FINEERIA "MIGUEL HIDALGO", TULA HGO.

LISTA DE EQUIPO

BA-100-1504/R	BOMBA PARA AGUA ACIDA
BV-110-1801/R	SOPLADOR PARA AIRE DE COMBUSTION.
BA-110-1501	BOMBA DE TRANSFERENCIA DE AZUFRE.
CB-110-1601	HORNO DE REACCION
CF-110-1401	CAMARA DE COMBUSTION EXTERNA.
CF-110-1402	QUEMADOR AUXILIAR.
CF-110-1403	QUEMADOR AUXILIAR.
CF-100-1404	INCINERADOR
CH-110-1301	CONDENSADORES DE AZUFRE.
CH-110-1302	CONDENSADORES DE AZUFRE.
CH-110-1303	CONDENSADORES DE AZUFRE.
DR-110-1202	CONVERTIDOR CATALITICO.
EM-100-1405	CHIMENEA.
TH-100-1201	TANQUE SEPARADOR DE GAS ACIDO.
TV-110-4101	FOSAS DE ALMACENAMIENTO DE AZUFRE.

PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS

Muchos procesos en la refinación del petróleo e industrias petroquímicas, utilizan vapor de agua como medio de agotamiento en la destilación, para reducir la presión parcial de los componentes del hidrocarburo y en la desintegración catalítica o térmica como medio de atomización. El vapor de agua es condensado posteriormente como un efluente acuoso llamado comunmente "Aguas Amargas". El vapor condensado contiene H_2S y NH_3 , este último empleado para controlar el pH de las torres, condensadores y acumuladores, la presencia de estos le confiere un olor fuerte y desagradable por lo cual se les llama **Aguas Ácidas Amoniacales o Amargas**. (5)

En la figura 1.3 se muestran algunas fuentes típicas de las Aguas Amargas en la refinería "Miguel Hidalgo".

TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS

Desde 1970 el tratamiento de Aguas Amargas está enfocado a la remoción de H_2S , NH_3 y fenoles por medio del principio de agotamiento con vapor de baja presión ($150\text{ }^\circ\text{C}$ y 3.5 kg/cm^2) como gas medio de arrastre y calentamiento utilizando el Proceso Convencional

El Proceso Convencional es el que prevalece en las 6 refinerías de PEMEX. Este proceso consiste básicamente en un agotador

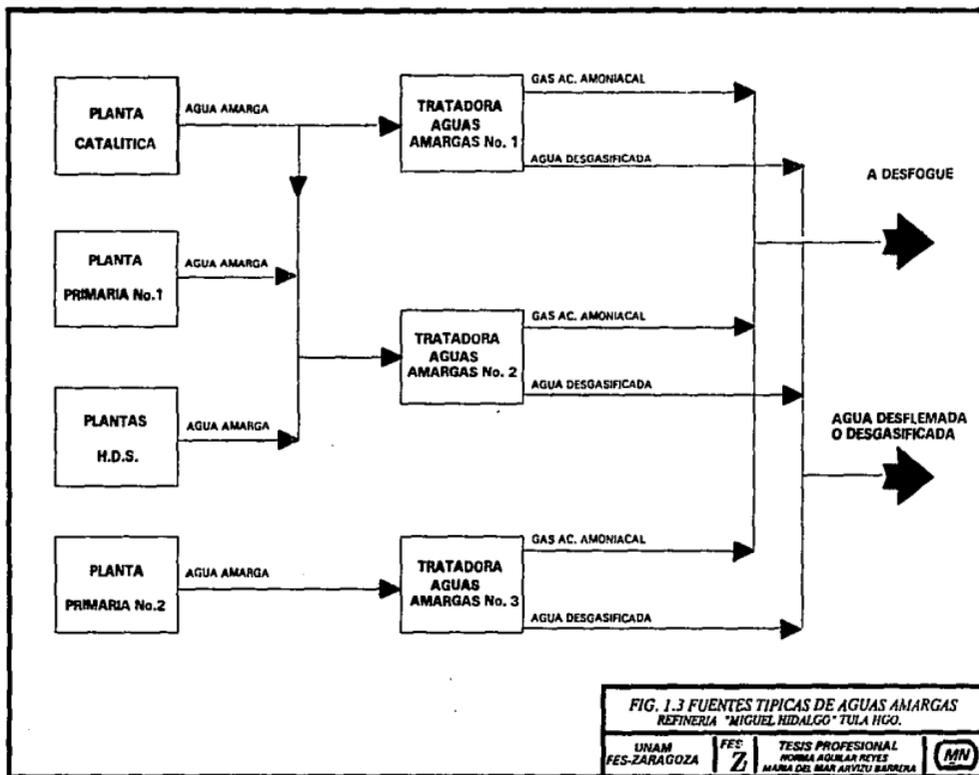


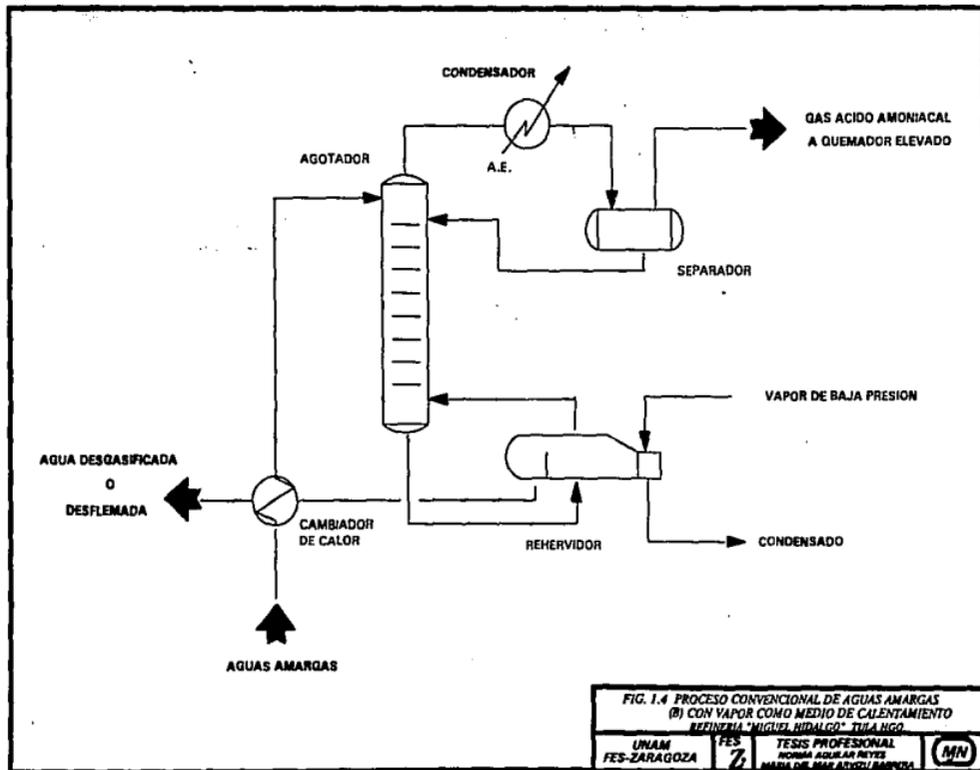
FIG. 1.3 FUENTES TÍPICAS DE AGUAS AMARGAS
REFINERÍA "MIGUEL HIDALGO" TULA HGO.

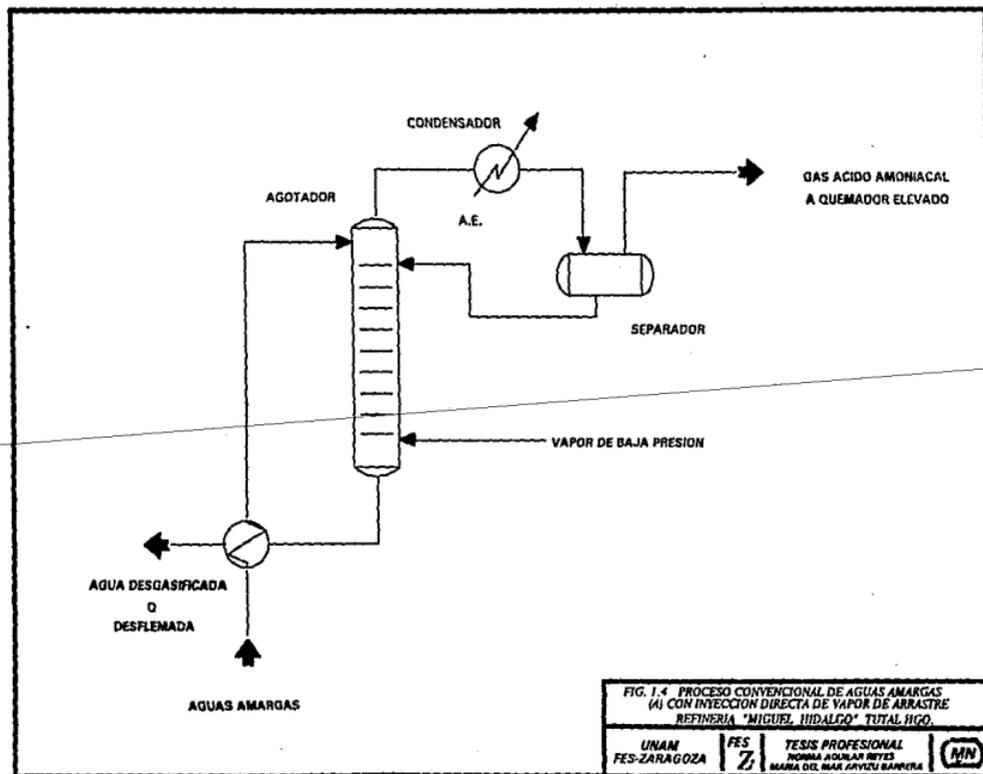
UNAM
FES-ZARAGOZA

FES
Z

TESIS PROFESIONAL
PORRA AGUILAR REYES
MARIA DEL MAR ARIEZY BARRERA

MM





de platos o de lecho empacado, ya sea con inyección directa de vapor de arrastre o con vapor de calentamiento alimentado a un rehervidor Fig (1.4) (a,b).

Como se observa en la Figura 1.3, en la Refinería de Tula existen 3 plantas de Aguas Amargas, El objetivo de la planta es remover el ácido sulfhídrico, Amoniaco y fenoles disueltos en el agua utilizada, mediante el principio de agotamiento con vapor de baja presión como medio de calentamiento. Permitiendo la producción de un gas ácido con presencia de amoniaco, el cual es enviado al quemador elevado, así como un agua agotada dentro de la especificación de diseño.

La composición típica del agua desfleada o agotada es:

COMPONENTE	VOL
H ₂ S	0.004
NH ₃	0.018
FENOLES	0.002
AGUA	99.976

La refinería "Miguel Hidalgo" de Tula cuenta con tres Plantas de Aguas Amargas Fig (1.3). La descripción se realizará en base a la planta No. 2 Fig (1.5).(6)

DESCRIPCION DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS No. 2

La planta Tratadora de Aguas Amargas 2, recibe la alimentación del agua procedente de las plantas: Primarias, Hidrodesulfuradora de naftas, Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios y Tratadora de gases, a una presión en el límite de batería de 2.5 Kg/cm.²

La corriente se colecta en el tanque acumulador de alimentación TH-10-1201, el cual se alimenta al sistema mediante la bomba BA-10-1501. La alimentación se hace a control de nivel del tanque acumulador.

El tanque TH-10-1201, tiene tres mamparas interiores para efectuar la separación de las capas de aceite-agua. La fase aceitosa se purga al drenaje de aceite y se envía fuera del límite de batería al sistema de recuperación correspondiente. Los vapores y gases liberados en el tanque TH-10-1201 son enviados al incinerador de gases fuera del límite de batería.

La corriente de alimentación descargada por la bomba BA-10-1501 pasa a través del cambiador de calor CH-10-1301 para precalentar la corriente de alimentación y enfriar la corriente de agua desflemada proveniente del fondo de la columna agotadora DA-10-1101.

Después de este precalentamiento de la corriente, esta pasa a través del precalentador CH-10-1304, para ajustar la temperatura a 93 °C, después de esto, la corriente se alimenta a la columna agotadora de agua amarga DA-10-1101, donde se realiza un barrido de

los gases disueltos en el agua alimentada a la columna.

La columna agotadora DA-1101 está constituida por 30 platos tipo Sieve, operando a 0.7 Kg/cm^2 de presión interna. Tiene un diámetro de 183 cm y una altura de 1666 cm, con un espaciamiento entre platos de 45 cm.

La corriente de alimentación se inyecta en el plato 28 de la columna. El producto del domo que contiene H_2S y NH_3 junto con el vapor de agua pasa a través del condensador CO-10-1303 enfriado por aire. El condensado es recolectado en el acumulador TH-10-1202, donde se desgasifica el agua liberándose el H_2S y el NH_3 por la parte superior mediante un controlador de presión de 0.42 kg/cm^2 , de ahí se manda al quemador elevado de gas ácido.

El agua saturada, colectada en el tanque TH-10-1202 a una temperatura de 88°C es succionada por la bomba de recirculación de domo BA-10-1503 y regresa a la columna agotadora como reflujo.

El calor para vaporizar la corriente de alimentación y para mantener el balance térmico dentro de la columna agotadora es suministrado en el rehervidor CH-10-1302, que es del tipo "Kettle" con haz de tubos en U, utilizando como fluido caliente vapor de agua de baja presión (3.5 kg/cm^2) y cuya velocidad de alimentación es controlada mediante un controlador de flujo que actúa a una válvula de control en la línea de inyección de vapor, recibiendo la señal del flujo de alimentación a la columna agotadora.

El hervidor está provisto de una mampara interior que mantiene el haz de tubos inundado en el líquido para evitar problemas

de corrosión y optimizar la transmisión de calor.

El residuo de la columna agotadora, que es agua desfleada o o desgasificada, es succionada por la bomba BA-10-1502 que envía la corriente fuera del límite de batería para su reutilización en la refinería pasando previamente por el cambiador de calor CH-10-1301 y cuya cantidad de flujo es controlada por la válvula del controlador del nivel del fondo de la columna, que ajusta la descarga de la bomba BA-10-1502.

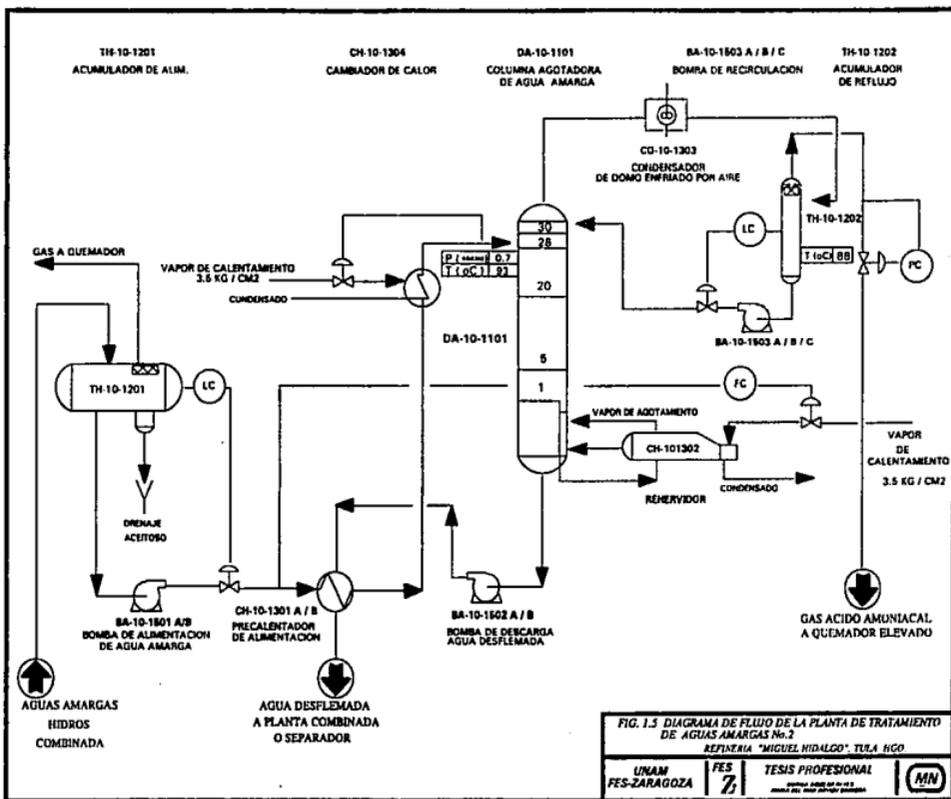


FIG. 1.3 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS No. 2 REPINTINA "MIGUEL HIDALGO", TULA, NGO

CAPITULO 2

BALANCE GENERAL DE AZUFRE

RECUPERACION DE AZUFRE

La recuperación de azufre a partir de las corrientes amargas de una refinería de petróleo, es una actividad importante que se efectúa dentro del proceso total de refinación.

El azufre en el crudo puede estar presente como azufre libre disuelto, ácido sulfhídrico o como compuestos orgánicos tales como: tiofenos, ácido sulfónico, mercaptanos, sulfatos y sulfuros de alquilo. (Tabla 2.1). Existen crudos procesados en el país que tienen un alto contenido de azufre, y se les puede considerar dentro de los más pesados del mundo. La tabla 2.2 muestra algunos de éstos y su contenido característico, el crudo con alto contenido de azufre es el Maya, y con menor contenido está el Olmeca (7).

Al procesarse el crudo, el azufre que contiene, queda distribuido generalmente de la siguiente manera, en forma descendente, en :

- a) Azufre en los productos
- b) Azufre recuperado
- c) Azufre emitido
- d) Azufre en otras corrientes.

A continuación explicaremos estos conceptos:

TABLA 2.1

TIPOS MAS COMUNES DE COMPUESTOS DE AZUFRE
EN HIDROCARBUROS

FORMULAS ESTRUCTURALES

ACIDO SULFHDRCO	$H - S - H$
MERCAPTANOS	$H - S - R$
METIL	$H - S - CH_3$
BENCIL	$H - S - C_6H_5$
SULFUROS	$R - S - R$
METIL	$CH_3 - S - CH_3$
BUTIL N	$C_4H_9 - S - C_4H_9$
DISULFUROS	$R - S - S - R$
METIL	$CH_3 - S - S - CH_3$
SULFUROS	CH_2
CICLICOS	$S (CH_2)_m$
SULFATO DE ALQUILO	$\begin{array}{c} R - O \\ \diagdown \quad \diagup \\ S \\ \diagup \quad \diagdown \\ R - O \end{array} \begin{array}{c} O \\ // \\ O \end{array}$
ACIDOS SUPONICOS	$\begin{array}{c} R \\ \diagdown \quad \diagup \\ S \\ \diagup \quad \diagdown \\ H - O \end{array} \begin{array}{c} O \\ // \\ O \end{array}$
SULFOXIDOS	$\begin{array}{c} R - S - R \\ \\ O \end{array}$
SULFONAS	$\begin{array}{c} O \\ \\ R - S - R \\ \\ O \end{array}$
TIOFENO	$\begin{array}{c} S \\ \diagup \quad \diagdown \\ H - C \quad C - H \\ \quad \\ C \quad C \end{array}$

TABLA 2.2

**CONTENIDO DE AZUFRE EN LAS PRINCIPALES
CORRIENTES DE CRUDO EN EL PAIS**

C R U D O	AZUFRE TOTAL % PESO
MAYA DOS BOCAS	3.61
MAYA NUEVO TEAPA	3.70
ISTMO NUEVO TEAPA	1.30
MARINO LIGERO DOS BOCAS	1.48
POZOLEO	1.86
PANUCO	5.77
TAMAULIPAS	6.14
OLEODUCTO NVO. TEAPA - P.RICA	2.00
CRUDO NO CEROSO EL PLAN	2.54
OLEODUCTO NVO. TEAPA - TULA	2.29
CARGA LA CARGREJERA	1.10
CRUDO RECONSTITUIDO	1.27
OLMECA	0.00

AZUFRE EN LOS PRODUCTOS (Sp)

Es el azufre que contienen los productos terminados del petróleo, generalmente se expresa como un % de azufre del total contenido en el crudo.

AZUFRE POTENCIALMENTE RECUPERABLE (Sr)

Es el azufre que podría recuperarse de un crudo dado, con la infraestructura existente. Puede expresarse en un % en relación al azufre de la carga.

AZUFRE EMITIDO (Sc)

Es el azufre emitido por las chimeneas en forma de SO_2 .

AZUFRE EN OTRAS CORRIENTES (Sc)

Es el azufre contenido en otras corrientes que no son sometidas a recuperación, las cuales comprenden a las sosas gastadas, gases de combustión del regenerador de la planta catalítica, el gas ácido amoniacal de las plantas tratadoras de aguas amargas y gases a desfogue.

AZUFRE TOTAL EN EL CRUDO (St)

Es el azufre que contiene el crudo antes de entrar al proceso de refinación.

La presencia de azufre en los productos del petróleo resulta perjudicial, ya que se libera durante la combustión en forma de SO_x . En la tabla 2.3 se muestran las concentraciones permisibles de los principales productos petrolíferos. Se observa que el combustóleo tiene una concentración de 4.0 % de azufre, mientras que el Diesel tiene 0.05 %. Gran parte del azufre contenido en el crudo queda en sus productos (75.2%).

El azufre originado en las unidades de refinación (fig 2.1) es removido parcialmente de las corrientes de proceso en forma de:

- Gas seco amargo
- Gas ácido
- Gas ácido amoniacal

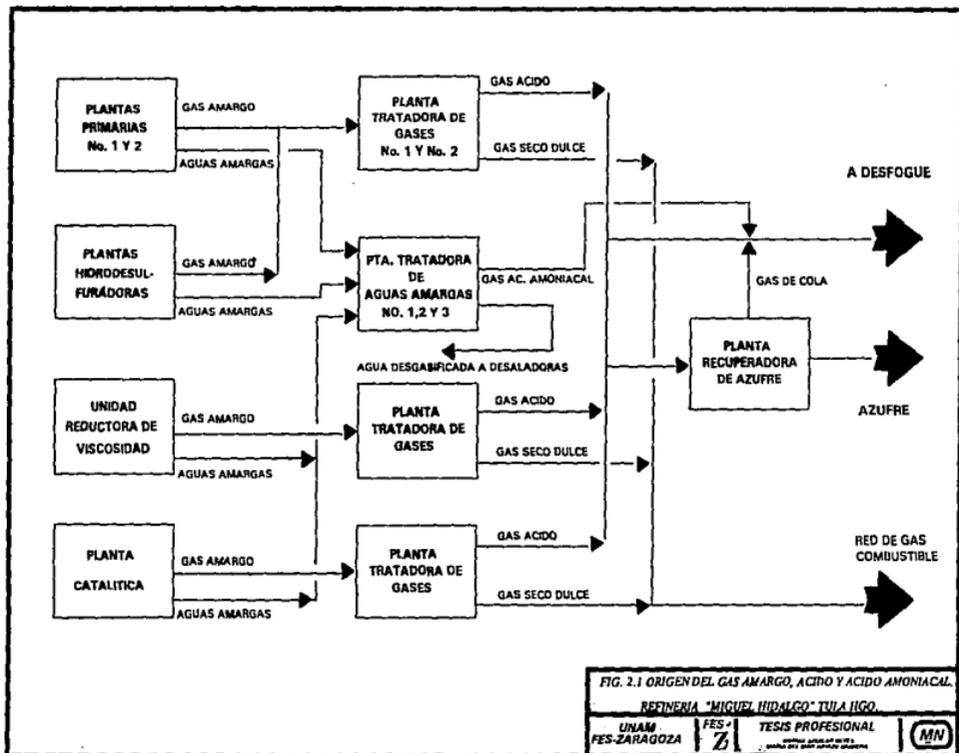
GAS AMARGO

El gas amargo tiene, además de H_2S , gran cantidad de hidrocarburos ligeros (C_1 , C_2 , C_3), por lo que se pasa a la planta tratadora y fraccionadora de gas para endulzarse en un tratamiento con dietanolamina (DEA). En este tratamiento se logra separar los hidrocarburos ligeros del H_2S , generando una corriente de gas ácido que ya puede incorporarse a la carga de la planta recuperadora de azufre.

TABLA 2.3

**CONCENTRACIONES DE AZUFRE
EN LOS PRINCIPALES
PRODUCTOS DEL PETROLEO**

PRODUCTO	CONCENTRACIONES MAX.
GAS LICUADO DE ALTA PRESION	200 PPM
GAS LICUADO DE BAJA PRESION	200 PPM
GASOLINA INCOLORA	0.2 %
NOVA PLUS (ZONA METROPOLITANA)	0.15 %
NOVA PLUS	0.15 %
MAGNA SIN	0.1 %
GAS AVION 80	0.05 %
GAS AVION 100/130	0.05 %
GASOLVENTE	0.1 %
GASNAFTA	0.3 %
HEXANO	30 PPM
HEPTANO COMERCIAL	30 PPM
PETROLEO INCOLORO COMERCIAL	0.7 %
DIAFANO	0.7 %
PETROLEO FAROS	0.1 %
ACEITE PARA LAMPARAS	0.7 %
TURBOSINA	0.3 %
TRACTO GAS	1.0 %
DIESEL ESPECIAL	0.5 %
DIESEL SIN	0.05 %
ESTIRENO	0.003%
DODECILBENCENO	10 PPM
CICLOHEXANO	5 PPM
BUTADIENO	20 PPM
AROMINA 100	5 PPM
BASICO HUSOS 60	1.2 %
BASICO HUSOS 100	1.3 %
BASICO NEUTRO PESADO	2.0 %
ACEITE AISLANTE PARA TRANSFORMADORES	0.1 %
COMBUSTOLEO	4.0 %
COMBUSTOLEO ECOLOGICO	1.5 %



GAS ACIDO

El gas ácido es un gas rico en H_2S que se utiliza como carga a la planta recuperadora de azufre para convertir el H_2S en azufre elemental. El gas ácido se origina a partir del endulzamiento del gas seco amargo en las unidades tratadoras de gases con dietanolamina (DEA).

GAS ACIDO AMONICAL

El gas ácido amoniacal actualmente no se emplea para recuperar el azufre que contiene. Este gas tiene su origen en el desflemado o desorción de las aguas amargas en la planta Tratadora de Aguas Amargas y presenta un contenido de H_2S de aproximadamente un 55%. Esta corriente podría ser incorporada a la Planta Recuperadora de Azufre con un manejo y control adecuados.

Existen corrientes que al igual que la corriente de gas ácido amoniacal, no reciben actualmente tratamiento para recuperar el azufre que contienen. Estas corrientes son:

- Gases de Regeneración del catalizador de la Planta Catalítica.
- Gases a desfogue.
- Somas Gastadas
- Agua Desfleada o degasificada.

No es posible recuperar el azufre de los Gases de Regeneración del catalizador, debido a que es necesario agregar un aditivo que promueva la formación de SO_4 , el cual se encuentra en experimentación actualmente y por el momento es caro y su eficiencia es baja.

En el caso de recuperar el azufre contenido en los Gases de Desfogues tendríamos una instalación ociosa, ya que solo se utilizaría en casos de emergencia de la planta.

Las Sosas Gastadas tiene su origen en los lavados caústicos de gasolina, éstas tienen un contenido menor (0.33 %) de azufre en comparación con la corriente del gas ácido amoniacal (22.3%) de azufre).

Las Aguas desflemadas o desgasificadas al igual que las sosas gastadas tienen un contenido de azufre bajo (0.00421 %).

Por la tanto, dentro de las corrientes que actualmente no reciben tratamiento, se elige a la corriente de gas ácido amoniacal. Debido a la concentración de azufre que tiene y además que técnicamente es más fácil realizarlo.

En el Sistema Nacional de Refinación durante 1992 se procesaron en promedio 1265.2 MBD de crudo, (fig. 2.2). Con una concentración promedio de azufre en el crudo de 2.2 %, la cantidad de azufre total es de 3843.07 T/D. La distribución aproximada de esta cantidad de azufre esta mostrada en la figura 2.3, observamos que la mayor parte de azufre queda contenida en los productos 75.2% (3). Para disminuir este porcentaje se esta implementando la hidrosulfuración de residuales, pues el combustible actualmente contiene aproximadamente un 65.5% del azufre total (S_t).

El azufre potencialmente recuperable equivale a un 17.5% del azufre total, y es el que se recupera en las plantas de azufre. En estas plantas, se lleva a cabo la conversión a azufre elemental del H_2S contenido en los gases ácidos que se generan en los procesos de endulzamiento de las corrientes amargas. La eficiencia de recuperación de estas plantas normalmente varía del 87 al 94 %, y el producto es azufre de alta pureza (99.5-99.95%), de manejo fácil y seguro.

Sin embargo, las plantas recuperadoras de azufre de las refineras mexicanas actualmente no procesan todas las corrientes de gas ácido que se generan. Las plantas desflemadoras de aguas amargas liberan gas ácido que contiene cantidades considerables de amoníaco e hidrocarburos. Estos compuestos hacen inadecuado este gas ácido para incorporarlo a la carga normal de las plantas de azufre. Los hidrocarburos y el NH_3 reducen la actividad y la vida útil del catalizador. El amoníaco, además, provoca taponamientos en los condensadores, por las sales que forma.

MBDC

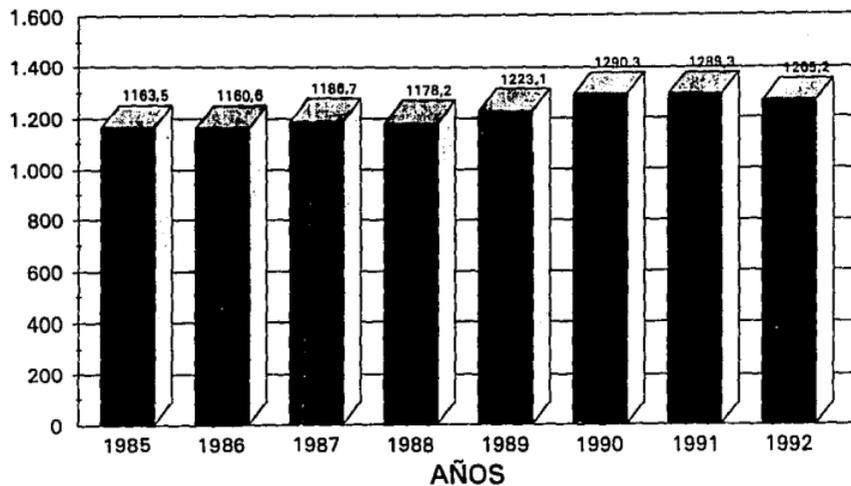


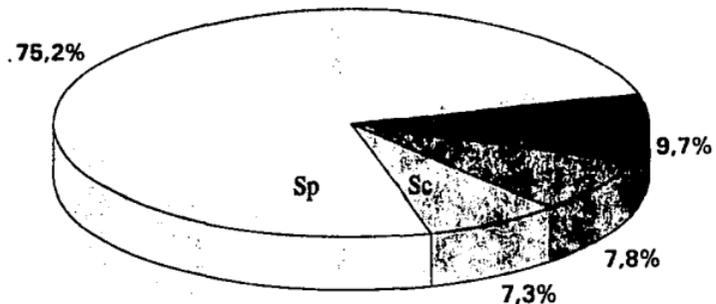
FIG. 2.2 PROCESO DE CRUDO EN REFINERIAS

UNAM
FES-ZARAGOZA

FES
7

TESIS PROFESIONAL
MAYO JUNIO 1992
MATERIA DE PROCESOS DE CRUDO





PRODUCTOS Sp  OTRAS CORRIENTES Sc  EMITIDO Se  RECUPERADO Sr 

FIG. 2.3 DISTRIBUCION DE AZUFRE EN EL CRUDO

UNAM
FES-ZARAGOZA

FES


TESIS PROFESIONAL
UNAM



Estas circunstancias actualmente obligan a las refineras a efectuar el quemado del gas ácido amoniacal en quemadores de campo, emitiendo SO_2 a la atmósfera, contribuyendo a la contaminación. La incorporación del gas ácido amoniacal a la planta recuperadora de azufre es una alternativa para disminuir las emisiones de SO_x en la refinería.

BALANCE GENERAL AZUFRE

El Balance total de azufre en la Refinería "Miguel Hidalgo", de Tula, Hgo., se realizó en base a información estadística operativa comprendida en el período Agosto/92 a Julio/93. Esto debido a la necesidad de cumplir con las normas ecológicas que rigen actualmente a nuestro país (Normas para las emisiones a la atmósfera: **NOM-CCAT-001-ECOL/1993, NOM-CCAT-019-ECOL/1993**), para contribuir a la protección del medio ambiente, llevando al máximo la recuperación de azufre de las corrientes de gas ácido que se producen en la Refinería.

El objetivo de realizar el Balance es conocer la distribución de azufre a lo largo del proceso de refinación, para estimar el volumen de gas ácido amoniacal que produce la Refinería en 2 casos:

- 1) Con la configuración actual.
- 2) Considerando también la integración futura de las nuevas plantas programadas por Petróleos Mexicanos para entrar en operación a partir de 1994:

- Hidrodesulfuradoras	U - 700 II
	U - 800 II
- Reformadora de Naftas	U - 500 II
- Planta de Desintegración Catalítica	F C C - II
- Tratadora y Fraccionadora de Gases	U - 600 II

BASES DE ESTUDIO

En base al esquema de procesamiento de este centro de refinación, en el que se realiza el balance de productos y análisis de las corrientes que se generan, se establecieron los siguientes lineamientos para efectuar el estudio.

- 1.- Procesamiento de información estadística de carga, producciones y características de corriente de la Refinería de Tula, Hgo. comprendida en el período de Agosto/92 a Julio/93.
- 2.- Elaboración del balance global de azufre a partir del crudo procesado y de los productos obtenidos en la Refinería, considerando el esquema actual del proceso y la integración de nuevas plantas.
- 3.- Desarrollo del balance de azufre, planta por planta, actual y futuro a partir del crudo procesado y de la producción bruta de cada planta, considerando la información de operación del período mencionado.
- 4.- Realizar el balance actual de gases amargos y ácidos que se generan en la Refinería.
- 5.- Elaborar el balance actual y a futuro de aguas amargas a fin de estimar la cantidad (TON/D) de gas ácido amoniacal.

SITUACION ACTUAL

De acuerdo al esquema actual de proceso que se tiene en la Refinería los puntos más sobresalientes son:

1.- PLANTAS GENERADORAS DE CORRIENTES DE GASES AMARGOS.

A) PLANTAS PRIMARIAS 1 Y 2

Se generan en promedio 55,108 m³/D de gas amargo, que representan aproximadamente 3.26 T/D de azufre, los cuales son enviados a las plantas Tratadoras con DEA No. 1 y 2.

B) PLANTAS HIDRODESULFURADORAS (HDI)

En las Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios (U-400, U-700 y U-800) se producen 226,875 m³/D de gases amargos, que contienen 66.21 T/D de azufre, los cuales son canalizados a la planta U-600-1 para su endulzamiento.

C) UNIDAD REDUCTORA DE VISCOSIDAD

En esta planta se generan 57,735 m³ de gas amargo, con un contenido de 11.59 T/D de azufre, el cual se envía a la sección de tratamiento con DEA No. 2 para su endulzamiento, teniendo la opción de enviarse a la sección de tratamiento de gases amargos de la planta FCC.

2.- PLANTAS GENERADORAS DE CORRIENTES DE GASES ACIDOS

A) PLANTA CATALITICA (FCC)

Se generan en promedio 44,654 m³/D de gas ácido, que representa aproximadamente 51.01 T/D de azufre, el cual se envía como carga a la planta recuperadora de azufre.

B) TRATADORA DE GASES (U-600)

Se obtienen 48,725 m³/D de gas ácido, con un contenido de 66.21 TON de azufre, las cuales se envía a la planta de azufre.

C) TRATADORA DE GASES CON DEA No. 1 Y 2

En esta plantas se generan 10,401 m³/D de gas ácido, con un contenido de 13.05 T/D, el cual es enviado a la planta recuperadora de azufre.

3.- CORRIENTES GASEOSAS QUE ACTUALMENTE NO SE TRATAN PARA RECUPERAR EL AZUFRE.

A) Gases de combustion de regeneración del catalizador en la planta catalítica PCC. Se generan gases que contienen aprox. 23.56 T/D de azufre en forma de óxidos.

B) Gas ácido amoniacal generado en las plantas de tratamiento de aguas amargas. Tiene un contenido aprox. de 8.840 T/D de azufre y 2.977 T/D de NH₃.

4.- EL AZUFRE CONTENIDO EN EL CRUDO, SE DISTRIBUYE EN LOS PRODUCTOS
EN LA SIGUIENTE FORMA:

	T/D	¢
Gas a desfogue	49.600	6.590
Gasolinas	38.172	5.072
Gasoleos	61.447	8.165
Combustóleo	493.260	65.540
Azufre (producto)	59.264	7.875
Gases de Combustión FCC	23.561	3.130
Gas ácido amoniacoal	8.840	1.175
Agua Desflepada	0.150	0.019
Sosas Gastadas	0.053	0.007
Gas de cola	18.220	2.421
TOTAL	752.567	

SITUACION FUTURA.

Se tiene programado que entrarán en operación las siguientes plantas:

- 1.- Unidad U-400-11 : Procesará nafta igual que la unidad unidad U-400-1.
- 2.- Unidad U-500-11 : Procesará nafta proveniente de la de de la planta U-400-11 para producir gasolina reformada más hidrógeno.
- 3.- Unidad U-600-11 : Fraccionadora de hidrocarburos ligeros y pesados.
- 4.- Unidad U-700-11 : Procesará gasóleo ligero primario con un contenido de azufre en la carga de 1.6 % en peso.
- 5.- Unidad U-800-11 : Tendrá como objetivo obtener diesel ecológico con un contenido de azufre máximo en en el producto de 0.05 % en peso.
- 6.- Dos unidades para recuperación de azufre de 40 T/D cada una.
- 7.- Unidad FCC-II : Procesará gasóleo de vacío con un contenido de azufre en la carga estimado en un 2.35% en peso.

Además de las consideraciones anteriores, las plantas primarias deberán operar a su carga normal total de 320,000 BPD.

De acuerdo a esto se tendrán las siguientes corrientes de gases amargos :

- 1.- Plantas primarias 1 y 2 : generarán en promedio 65,462 m³/D que representan 3.94 T/D de azufre, los cuales son enviados a las plantas tratadoras con DEA No. 1 y 2 para su endulzamiento.
- 2.- Las plantas Hidrodesulfuradoras (HDS I), Reductora de viscosidad y Catalítica 1 continuarán generando los mismos volúmenes de gases amargos y ácidos.

SECTOR HIDROS-II Y FCC-II.

- 3.- Las plantas Hidrodesulfuradoras (HDS-II) producirán en promedio 53,807 m³/D de gas ácido equivalente a 68.06 T/D de azufre.
- 4.- Planta Catalítica (FCC-II) : Producirá 40,170 m³/D de gas ácido equivalentes a 45.9 T/D de azufre.
- 5.- Respecto a otras corrientes gaseosas que contendrán azufre tenemos las siguientes:
 - a) .- Gases de combustión de regeneración de catalizador de la Planta Catalítica (FCC-II), estos contendrán 17.5 T/D de azufre en forma de óxidos.

b) .- El Gas Acido Amoniacal que va a generarse en la planta de tratamiento de aguas amargas No. 4 con un contenido de azufre de 6.779 T/D.

RESULTADOS

En las siguientes figuras se muestran los siguientes balances:

- Balance Global de la Refinerfa. (2.4)
- Balance de Aguas Amargas. (2.5)
- Balance de Gases Acidos. (2.6)
- Balance Planta por Planta. (2.7)

Así mismo en las tablas 2.4, 2.5, 2.6, 2.7, y 2.5 se muestran las estadísticas del manejo de gases ácido y amargos, volúmenes de gases ácidos y amargos, balances globales de gases ácidos y amargos (actual y a futuro), gases ácidos generados en el tratamiento de aguas amargas (actual y a futuro).

Para los balances a futuro se realizaron estimaciones de rendimientos de productos de acuerdo a las capacidades, características de cargas y condiciones de operación de las unidades que actualmente están en operación en la refinería y solo se incluyen las plantas que afectan al balance de azufre.

CONCLUSIONES DEL BALANCE

El balance de azufre efectuado, indica que actualmente se están enviando corrientes a desfogue equivalentes a 67.82 T/D de azufre, distribuyéndose de la siguiente manera :

- a) Se realizó un balance por plantas basándose en datos de flujo y análisis de laboratorio reportados en la Refinería encontrándose que existen 40,389 m³/D de gases ácidos equivalentes a 49.60 T/D de azufre (Tabla 2.5) provenientes de las plantas tratadoras con DEA y de la planta catalítica que son enviadas a desfogue.

En lo que respecta a las corrientes, en que actualmente no es posible recuperar azufre tenemos:

- a) Los gases de combustión en la regeneración del catalizador de la Planta Catalítica (FCC) que contiene azufre equivalente a 23.56 T/D.
- b) Los restantes 18.22 T/D de azufre corresponden al gas de colas de la planta de azufre.
- c) Con lo que respecta al gas ácido amoniacal, que se genera en las plantas de tratamiento de aguas amargas, que contiene 8.84 T/D de azufre más la contribución futura de las plantas programadas, (6.779 T/D aprox.), se tiene

un volumen de 15.26 T/D. Cantidad considerable, que se irfa a quemador de no considerarse su recuperación, la cual resulta ser la más conveniente, de acuerdo a lo planteado al inicio de este capítulo.

	BPD	P.ESP	T/D	XS	T/D DE S
CRUDO	268.733	0.878	37.167	2.825	752.63

R
E
F
I
N
A
C
I
O
N

	BPD	P.ESP	T/D	XS	T/D DE S
GASOLEO IND.	8 040.0	0.878	1 123.30	1.700	28.07
COMBUSTOLEO	59 982.0	0.994	14 364.00	3.434	493.26
GASOLEOS DE V***	8 697.0	0.910	1 258.00	2.340	29.44
GASOLEOS PRIM.	4 508.0	0.862	649.00	1.050	12.00
DIESEL ESPECIAL	43 010.0	0.830	5 757.00	0.420	24.10
AZUFRE	-----	1.707	59.26	99.095	59.26
DIASFANO	3 340.0	0.793	421.00	0.270	1.14
TURBOSINA	17 027.0	0.787	2 130.23	0.600	0.25
GNA. MAGNA-SIM	652.0	0.740	76.69	0.010	0.01
GNA. NOVA	175 032.0	0.735	6 869.43	0.140	12.40
GNA. CATALITICA	688.0	0.729	78.89	0.270	0.17
GASOLYERTE	177.0	0.786	19.60	-----	-----
GNA. INCOLORA	121.0	0.698	13.27	0.140	0.20
GAS COMBUSTIBLE	110 636.0	0.425	718.59	-----	-----
GAS A QUEMADOR	140 389.0	-----	-----	-----	49.60
GASES REG.FCC	-----	-----	-----	-----	23.56
GAS AC.AMONTACAL	5 563.3	0.790	878.92	22.3	8.84
GAS DE COLA	-----	-----	-----	-----	10.22
SOSAS GASTADAS	75.0	-----	15.96	-----	0.05
AGUA DESPLENADA	22 481.4	-----	3 562.00	-----	0.15
AZUFRE TOTAL					752.57

NOTAS:

. LOS DATOS SON PROMEDIO DEL PERIODO AGOSTO/92 A JULIO/93.

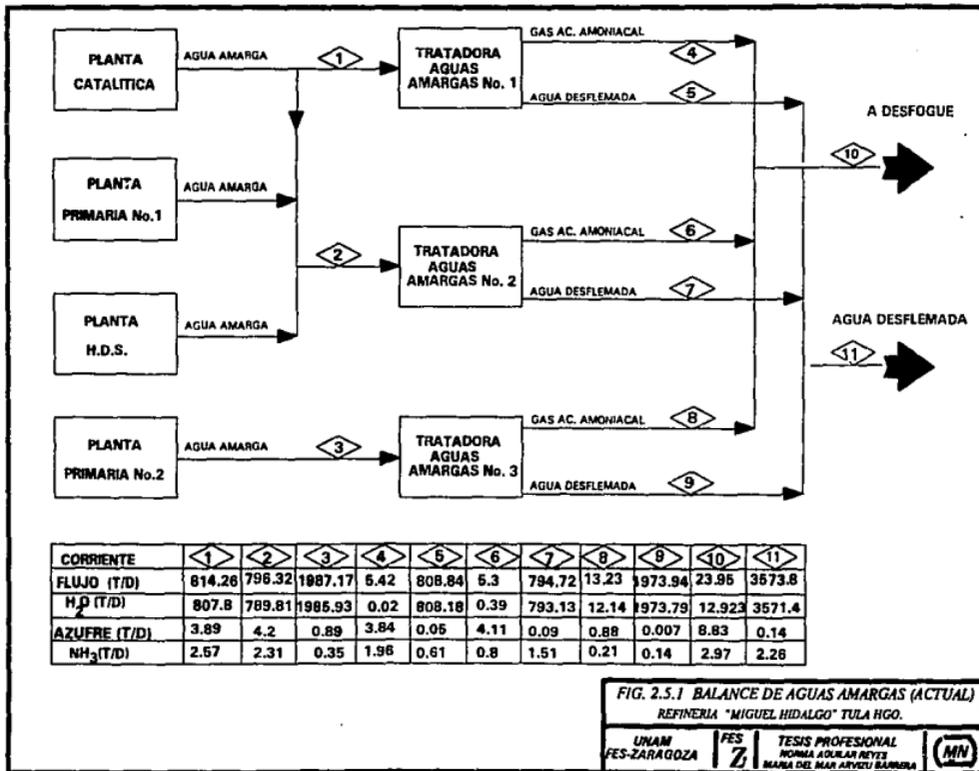
* ESTA DADO EN M3/D

** INCLUYE GNA. NOVA PLUS, GNA. NOVA OXIGENADA Y BASE NOVA.

*** SON BASICAMENTE GASOLEOS DE VACIO

FIG. 2.4

BALANCE DE AZUFRE
BALANCE GLOBAL
REF. MIGUEL HIDALGO TULA, HGO.



CORRIENTE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
FLUJO (T/D)	814.26	796.32	1087.17	6.42	808.84	5.3	794.72	13.23	973.94	23.96	3573.8
H ₂ O (T/D)	807.8	789.81	1085.93	0.02	808.18	0.39	793.13	12.14	973.79	12.923	3571.4
AZUFRE (T/D)	3.89	4.2	0.89	3.84	0.05	4.11	0.09	0.88	0.007	8.83	0.14
NH ₃ (T/D)	2.57	2.31	0.35	1.96	0.61	0.8	1.51	0.21	0.14	2.97	2.26

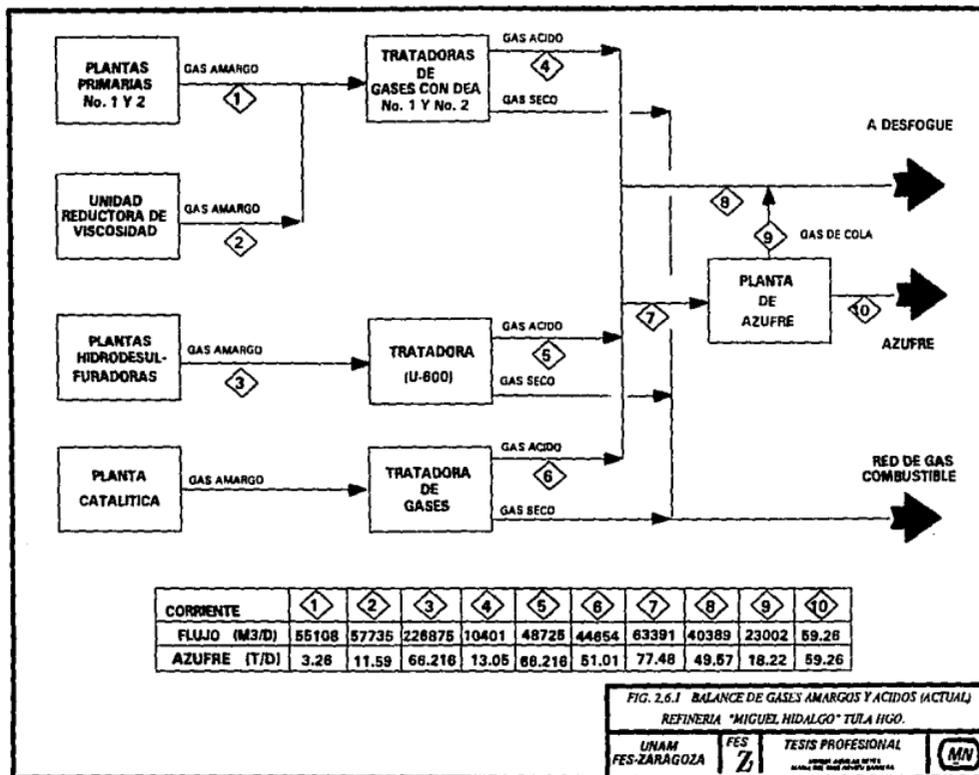
FIG. 2.5.1 BALANCE DE AGUAS AMARGAS (ACTUAL)
REFINERIA "MIGUEL HIDALGO" TULA HGO.

UNAM
FES-ZARAGOZA

FES
Z

TESIS PROFESIONAL
NORMA ADILAR REYES
MARIA DEL MAR ARIZTU BARRERA

MN



CORRIENTE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
FLUJO (M3/D)	55108	57735	226875	10401	48725	44654	63391	40389	23002	59.26
AZUFRE (T/D)	3.26	11.59	66.216	13.05	66.216	51.01	77.48	49.57	18.22	59.26

FIG. 2.6.1 BALANCE DE GASES AMARGOS Y ACIDOS (ACTUAL)
REFINERIA "MIGUEL HIDALGO" TULA HGO.

UNAM
FES-ZARAGOZA

FES
Z

TESIS PROFESIONAL
CENTRO DE INVESTIGACIONES Y ESTUDIOS
DE INVESTIGACIONES QUIMICAS

MN

TABLA 2.4

MANEJO DE GASES ACIDOS Y AMARGOS

CORRIENTES	PROMEDIO # (M3/D)
GAS AMARGO	
PRIMARIA NO. 1	9377
PRIMARIA NO. 2	45731
REDUCTORA DE VISCOSIDAD	57735
HDS D.I. (U-700)	83808
HDS D.I. (U-800)	85727
HDS GASOLINA	57340
CARGA U-600	226075
GAS ACIDO	
CATALITICA	44654
TRATADORA DEA NO. 1 COMB.1	5443
TRATADORA DEA NO. 2	4958
TRAT. Y FRACC (U-600)	48725
PLANTA DE AZUFRE	
CARGA	63391
PRODUCTO (T/D)	59.26
DESFOGUE	
CATALITICA (GASES DE REG.)	5278
PLANTAS ENDULZADORAS CON DEA DE GASES AMARGOS	35111

PROMEDIO DE AGOSTO/92 A JULIO/93

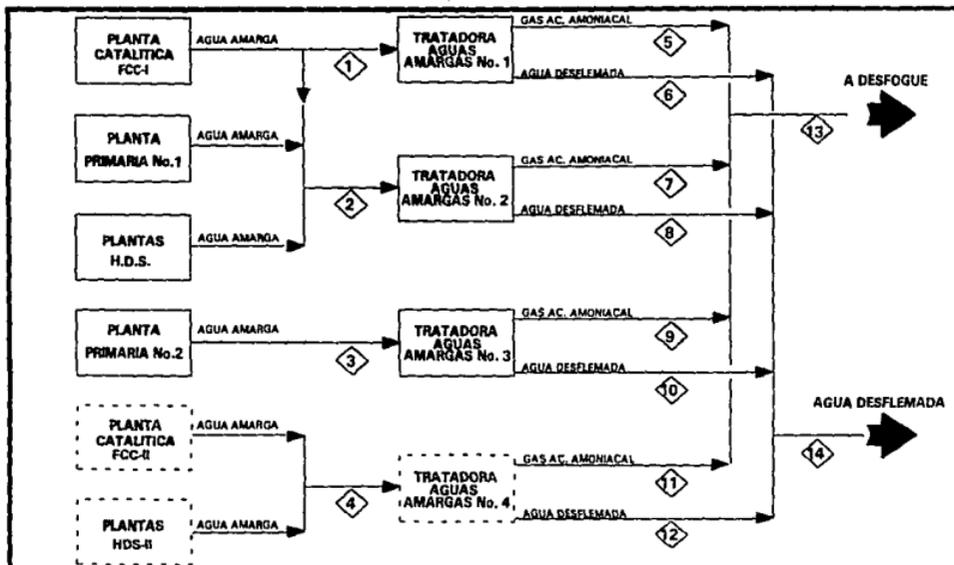
TABLA 2.5

VOLUMENES DE GASES ACIDOS Y AMARGOS
(ACTUAL)

CORRIENTES	M ³ /D *	H ₂ S (%)	H ₂ S (T/D)	St (T/D)
GAS AMARGO				
PRIMARIA NO. 1	9377	4.50	0.60	0.560
PRIMARIA NO. 2	45731	4.50	2.87	2.700
REDUCTORA DE VISCOSIDAD (3)	57735	14.40	11.75	11.590
HDS D.I. (U-700)	83808	11.13	4.95	28.610
HDS D.I. (U-800)	85727	29.50	36.72	31.726
HDS GASOLINA	57340	1.95	6.58	5.880
TOTAL	339718	-----		81.066
GAS ACIDO				
PLANTA CATALITICA	44654	85.83	54.20	51.91
TRATADORA DEA NO. 1	5443	94.67	7.28	6.85
TRATADORA DEA NO. 2	4958	93.83	6.59	6.20
TRAT. Y FRACC (U-600)	48725	97.17	65.96	66.21
TOTAL	103780	-----	-----	130.27
GAS ACIDO AMONIAICAL	5563	-----	-----	8.84
PLANTA DE AZUFRE				
CARGA	53391	91.82	82.32	77.48
PRODUCTO (T/D)	----	-----	-----	59.26
GAS DE COLA	----	-----	-----	16.22
DESFOGUE				
CATALITICA (GASES DE REG.)	5278	85.83	6.41	23.56
TRATADORA DEA (2)	35111	-----	-----	26.81
(PTAS. ENDULZADORAS)		-----	-----	
TOTAL	40389			49.57

NOTAS

- 1.- EL CONTENIDO DE AZUFRE Y FLUJOS ESTAN BASADOS EN DATOS REPORTADOS EN LAS PLANTAS Y LABORATORIOS DE ANALISIS DE LA REFINERIA EN EL PERIODO DE AGOSTO/92 A JULIO/93.
- 2.- INCLUYE EL DESFOGUE EN PLANTAS ENDULZADORAS DE GAS CON DEA (TRATADORA CON DEA NO. 1 Y 2 , ASI COMO LA PLANTA U-600.
- 3.- EL GAS AMARGO GENERADO EN LA UNIDAD REDUCTORA DE VISCOSIDAD TIENE LA OPCION DE ENVIARSE A TRATAMIENTO A LA PLANTA FCC, A LA PLANTA TRATADORA CON DEA No.2 O A DESFOGUE.



CORRIENTE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
FLUJO (T/D)	814.26	796.32	1987.17	1371.6	5.82	808.84	5.3	791.02	13.23	1973.94	8.74	1362.95	32.87	4938.75
H ₂ O (T/D)	807.75	789.81	1985.93	1364.58	0.02	808.18	0.39	789.42	12.14	1973.79	0.38	1361.02	11.75	4932.41
AZUFRE (T/D)	3.89	4.2	0.89	6.9	3.84	0.05	4.11	0.09	0.88	0.007	6.78	0.12	15.61	0.287
NH ₃ (T/D)	2.57	2.31	0.35	0.12	1.98	0.61	0.8	1.51	0.21	0.14	2.34	1.81	5.31	4.07

FIG. 2.5.2 BALANCE DE AGUAS AMARGAS (FUTURO)
REFINERIA "MIGUEL HIDALGO" TULA HGO.

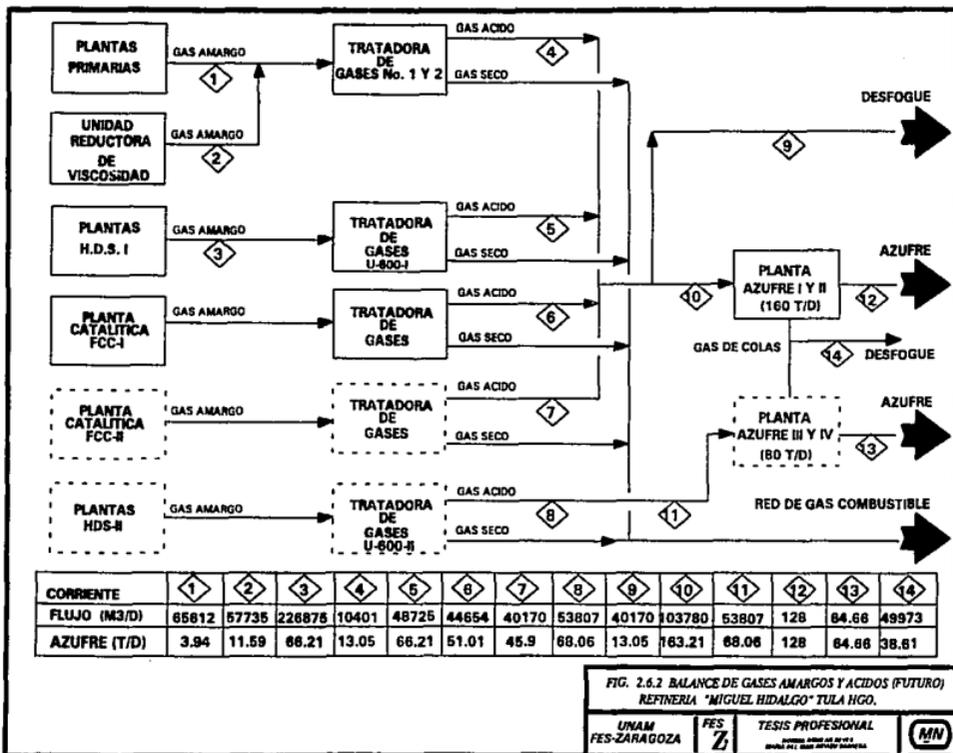


FIG. 2.6.2 BALANCE DE GASES AMARGOS Y ACIDOS (FUTURO)
REFINERÍA "MIGUEL HIDALGO" TULA HGO.

UNAM
FES-ZARAGOZA

FES
Z

TESIS PROFESIONAL
UNAM - UNAM - UNAM

MN

TABLA 2.6

VOLUMENES DE GASES ACIDOS Y AMARGOS
(A FUTURO)

CORRIENTES	M ³ /D *	H ₂ S (%)	H ₂ S (T/D)	Sl (T/D)
GAS AMARGO				
PRIMARIA NO. 1	11169	4.5	0.71	0.670
PRIMARIA NO. 2	54473	4.5	3.47	3.270
REDUCTORA DE VISCOSIDAD	57735	14.4	11.75	11.590
HIDRODESULFURADORAS - 1	226875	-----	63.25	66.216
GAS ACIDO				
PLANTA CATALITICA - 1	44654	85.83	54.20	51.010
TRATADORA DEA NO. 1	5443	94.67	7.28	6.850
TRATADORA DEA NO. 2	4958	93.83	6.59	6.200
U-609-I	48725	97.17	66.96	66.210
PLANTA CATALITICA - 2	48170	85.83	48.84	45.900
U-609-II	53807	94.87	72.31	68.060
TOTAL	197757	-----	-----	244.230
GAS ACIDO AMONIAICAL	9358	-----	-----	15.259
PLANTA DE AZUFRE				
CARGA	157587	91.79	242.31	231.270
PRODUCTO (T/D)	----	-----	-----	192.660
GAS DE COLA	----	-----	-----	38.61
DESFOQUE				
PLANTA CATALITICA (GASES DE REG.DE CAT.)	48170	85.83	13.87	13.05
TOTAL	48170	-----	-----	13.05

NOTAS

1.- EL CONTENIDO DE AZUFRE Y FLUJOS ESTAN BASADOS EN DATOS REPORTADOS EN LAS PLANTAS Y LABORATORIOS DE ANALISIS DE LA REFINERIA EN EL PERIODO DE AGOSTO/92 A JULIO/93.

INCLUYE LOS GASES DE REGENERACION DE LA CATALITICA Y LAS PTAS. ENDULZADORAS DE GAS CON DEA.

	BPD	P.ESP	T/D	% S	T/D DE S
CRUDO	138 162	0.878	18 992	7.925	364.54

U
N
I
D
A
D

P
R
I
M
A
R
I
A
U
N
O

	BPD	P.ESP	T/D	% S	T/D DE S
RESIDUO PRIM.	49 428	0.896	7 839,2	3.79	266.78
GASOLEO PESADO	9 185	0.896	1 386,3	2.07	27.08
GASOLEO LIGERO	19 687	0.867	2 638,7	1.68	44.46
KEROSINA	11 292	0.834	1 495,8	0.68	11.97
TURBOSINA	13 595	0.786	1 698,7	0.33	5.61
GASOLINA PRIM.	27 412	0.692	3 815,5	0.25	7.94
GAS AMARGO	9 377*	0.358	521,8	0.18	0.56
AZUFRE TOTAL					364.48

NOTA:

* LOS FLUJOS ESTAN DADOS EN M3/D.

FIG. 2.7.1

BALANCE DE AZUFRE
UNIDAD PRIMARIA UNO
REF. MIGUEL HIDALGO, TULA HGO.

	BPD	P.ESP	T/D	XS	T/D DE S
CRUDO	145 921	0.070	20 101	12.025	400.67

U
N
I
D
A
D

P
R
I
M
A
R
I
A

D
O
S

	BPD	P.ESP	T/D	XS	T/D DE S
RESIDUO PRIM.	55 792	0.096	7 946.8	3.79	301.10
GASOLEO PESADO	7 662	0.096	1 091.3	2.06	22.48
GASOLEO LIGERO	25 228	0.067	3 447.1	1.60	57.91
KEROSINA	9 089	0.034	1 311.1	0.00	10.49
TURBOSINA	11 278	0.786	1 409.2	0.33	4.65
GASOLINA PRIM.	32 366	0.092	3 560.3	0.25	0.90
GAS AMARGO	45 731	0.350	2 544.9	0.01	2.70
AZUFRE TOTAL					400.31

NOTA:

* LOS FLUJOS ESTAN DADOS EN M3/D.

FIG 2.7.2

BALANCE DE AZUFRE
UNIDAD PRIMARIA DOS
REF. MIGUEL HIDALGO, TINA HGO.

	BPD	P.ESP	T/D	XS	T/D DE S
GASOLINA PRIM.	24 713	0.692	2 718.6	0.20	6.79
GAS AMARGO =	7 053	0.358	1 121.4	0.01	3.86
AZUFRE TOTAL					10.65

	BPD	P.ESP	T/D	XS	T/D DE S
GASOLINA PRIM.	29 691	0.692	3 266.0	0.25	0.165
GAS AMARGO =	6 548	0.358	1 039.0	0.01	2.665
AZUFRE TOTAL					10.838

NOTA:

* LOS FLUJOS ESTAN DADOS EN M3/D.

E
S
T
A
B
I
L
I
Z
A
D
O
R
A

1

	BPD	P.ESP	T/D	XS	T/D DE S
GASOLINA ESTAB.	20 468	0.730	2 375.3	0.16	3.00
GAS ACIDO =	5 443	0.695	681.4	0.00	6.85
GAS LPG =	1 610	0.536	255.9	0.00	0.00
AZUFRE TOTAL					10.65

E
S
T
A
B
I
L
I
Z
A
D
O
R
A

2

	BPD	P.ESP	T/D	XS	T/D DE S
GASOLINA ESTAB.	24 934	0.730	2 893.5	0.16	4.63
GAS ACIDO =	4 950	0.695	547.0	0.00	6.20
GAS LPG =	1 582	0.536	251.5	0.00	0.00
AZUFRE TOTAL					10.83

FIG. 2.7.3

BALANCE DE AZUFRE
UNIDAD ESTABILIZADORA UNO Y DOS
REF. MIGUEL HIDALGO, TULA HGO.

	BPD	P.ESP	T/D	X S	T/D DE S
CARGA	58 720	0.896	7 224.4	3.79	273.00

A
L
T
O

V
A
C
I
O

U
N
O

	BPD	P.ESP	T/D	X S	T/D DE S
RESIDUO DE VACIO	30 530	1.001	4 850.2	4.30	287.90
GASOLEO LIG.+PES.	18 890	0.915	2 747.7	2.36	64.84
AZUFRE TOTAL					273.74

	BPD	P.ESP	T/D	X S	T/D DE S
CARGA	57 894	0.896	8 132.3	3.79	300.21

A
L
T
O

V
A
C
I
O

D
O
S

	BPD	P.ESP	T/D	X S	T/D DE S
RESIDUO DE VACIO	33 605	1.001	5 360.2	4.30	270.49
GASOLEO LIG.+PES.	22 689	0.915	3 288.6	2.36	77.61
AZUFRE TOTAL					300.10

NOTA:

* RESIDUO PRIMARIO.

FIG. 2.7.4

BALANCE DE AZUFRE

UNIDAD ALTO VACIO UNO Y DOS

003 016011 0160102, 016 A 001

	BPD	P.ESP	T/D	XS	T/D DE S
NO	2 722	1.097	2 722	0.001	0.00
GRA. ESTAB.	32 987	0.702	3 061	0.161	5.09

	BPD	P.ESP	T/D	XS	T/D DE S
RESID. DE VAC.					
CARGA	38 002	1.001	6 047.2	4.3	268.03

* EL GAS AMARGO DE LA REDUCTORA DE VISCOSIDAD TIENE LA OPCION DE IR A TRATAMIENTO CON AMINA EN LA FCC.

H
D
S

N
A
F
T
A
S

R
E
D
U
C
T
O
R
A

V
I
S
C

	BPD	P.ESP	T/D	XS	T/D DE S
GASOLINA	26 404	0.780	2 743	0.22 PM	0.00001
GAS AMARGO	57 340*	0.350	3 191	0.01	5.80000
AZUFRE TOTAL					5.80001

	BPD	P.ESP	T/D	XS	T/D DE S
GASOLEO+RESIDUO	37 071	1.001	5 899.0	4.70	247.76
GRA. REDUCTORA	631	0.726	12.6	0.90	0.65
GAS AMARGO	57 735	0.350	9 179.8	0.81	11.54
AZUFRE TOTAL					269.95

FIG. 2.7.5

BALANCE DE AZUFRE
UNIDAD NOS DE NAFTAS Y REDUCTORA VISC.
REF. MIGUEL HIDALGO, TILA HIDALGO

	BPD	P.ESP	T/D	X S	T/D DE S
CARGA	** 20 940	0.825	2 615	1.25	32.68
MZ					

H
D
S

I
N
T
E
R
U
7
0
0

	BPD	P.ESP	T/D	X S	T/D DE S
GWA. SLOP	294	0.710	33.18	0.002	0.067
TURBOSINA	6 769	0.787	846.89	0.002	0.017
DIESEL DESULF.	12 877	0.780	596.70	0.200	3.193
GAS AMARGO	* 83 808	0.350	11325.47	0.022	28.610
AZUFRE TOTAL					31.087

	BPD	P.ESP	T/D	X S	T/D DE S
CARGA	22 566	0.825	2 959.5	1.25	36.99
MZ					

H
D
S

I
N
T
E
R
U
8
0
0

	BPD	P.ESP	T/D	X S	T/D DE S
GWA. SLOP	286	0.710	32.75	0.004	0.295
TURBOSINA	2 579	0.787	322.65	0.002	0.006
DIESEL DESULF.	17 781	0.780	2 294.70	0.200	4.400
GAS AMARGO	* 85 727	0.350	1 363.85	0.022	31.726
AZUFRE TOTAL					36.417

NOTA:

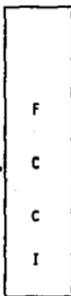
* LOS FLUJOS ESTAN DADOS EN M3/D.

** CARGA: GASOLINA PRIM.
K. LIGERA PRIM.
K. FIS. PRIM.
MIXEL

FIG. 2.7.6

BALANCE DE AZUFRE
UNIDAD MDS DE INTERMEDIOS U-700 Y U-800
REF. MICH: MIDALGO, TIRA HGAJ.

	BPD	P.ESP	T/D	% S	T/D DE S
GASOLEOS	44 549	0.910	6 474	2.35	152.139



	BPD	P.ESP	T/D	% S	T/D DE S
GAS ACIDO	44 654	0.350	2 404.99	85.83	51.01
A. C. L.	7 471	0.926	1 099.77	2.05	31.45
RESIDUO	5 583	1.038	5 921.25	3.04	35.38
GNA. CATALITICA	26 216	0.746	3 149.58	0.22	6.04
GASES DE REG.	-----	-----	-----	-----	23.56
GAS AC. AMONTIACAL	2 416	0.798	384.17	25.26	3.84
AZUPRE TOTAL					152.88

NOTA:

• LOS FLUJOS ESTAN DADOS EN M³/D

FIG. 2.7.7

BALANCE DE AZUPRE
UNIDAD FCC
REF. MIGUEL HIDALGO TULA, HGO.

	MPD	P.ESP	T/D	X S	T/D DE S
CRUDO	1320.000	0.870	144.257	12.625	896.200

R
E
F
I
N
A
C
I
O
N

	MPD	P.ESP	T/D	X S	T/D DE S
COMBUSTIBLE	1000099.0	0.994	115.817.000	3.434	543.167
DIESEL ESPECIAL	62.120.0	0.830	8.275.431	0.420	34.757
DIESEL ECOLOGICO	24.700.0	0.833	3.271.001	0.650	1.636
AZUFRE	-----	1.797	139.00	99.995	192.660
DIAFANO	3.729.0	0.793	470.00	0.270	1.269
TURBOSIENA	119.000.0	0.787	2.370.00	0.000	0.203
GMA. MAGNA-SIN	720.0	0.740	85.64	0.810	0.000
GMA. NOVA	**184.655.0	0.735	9.891.34	0.140	13.840
GMA. CATALITICA	750.0	0.729	87.95	0.220	0.193
GASOLINTE	190.0	0.706	22.00	-----	-----
GMA. INCOLORA	135.0	0.690	14.00	0.140	0.020
GAS COMBUSTIBLE*	164.250.0	-----	-----	-----	13.950
GAS A QUEMADOR	**11.874.0	0.425	882.00	-----	49.600
GASES REG.FCC	-----	-----	-----	-----	41.070
GAS AC. AMONIACAL	9.350.7	0.790	1.551.00	20.23	15.259
GAS DE COLA	-----	-----	-----	-----	30.610
SOSAS OASTADAS	110.8	-----	-----	-----	0.100
AGUA DESFLEADA	131.254.3	-----	4.969.46	-----	0.270
AZUFRE TOTAL					896.200

NOTAS:

- LOS DATOS SON PROMEDIO DEL PERIODO AGOSTO/92 A JULIO/93.
- LOS FLUJOS ESTAN DADOS EN M3/D.
- * INCLUYE GMA. NOVA PLUS, GMA. NOVA DATINADA Y BASE NOVA.
- ** SON BASICAMENTE GASOLEOS DE VACIO.

FIG. 2.7.8

BALANCE DE AZUFRE
BALANCE GLOBAL (BALANCE A FUTURO)
REF. MIGUEL HIDALGO TULA, HGO.

	BPD	P.ESP	T/D	X S	T/D DE S
H2					
CARGA	25 000	0.060	3 410	1.40	47.06

H
D
S

U

7
0
0

II

	BPD	P.ESP	T/D	X S	T/D DE S
DIESEL ESPECIAL	24 710	0.042	3 309	0.43	14.23
GASOLINA	273	0.700	34	0.20	0.07
GAS AMARGO	99 983*	0.350	5 564	0.06	32.60
AZUFRE TOTAL					47.90

	BPD	P.ESP	T/D	X S	T/D DE S
H2					
CARGA	25 000	0.050	3 379.0	1.02	34.47

H
D
S

U

8
0
0

II

	BPD	P.ESP	T/D	X S	T/D DE S
DIESEL ECOLOGICO	24 710	0.039	3 209.0	0.05	1.04
GASOLINA	279	0.700	35.0	0.20	0.07
GAS AMARGO	97 977	0.350	5 452.4	0.06	32.73
AZUFRE TOTAL					34.44

NOTA:

* LOS FLUJOS ESTAN DADOS EN M3/D

BALANCE DE AZUFRE

UNIDAD HDS U-700-II Y U-000-II
(BALANCE A FUTURO)
REF. MIGUEL HIDALGO, TULA HIDALGO

FIG. 2.7.0

	I BPD	P.ESP	T/D	IS	T/D DE S
GASOLEOS	40 996	0.916	5 000	2.35	136.908

F
C
C
II

	I BPD	P.ESP	T/D	IS	T/D DE S
GAS ACIDO *	40 178	----	-----	85.83	45.98
A. C. L.	6 751	0.926	944.00	2.06	26.43
RESIDUO	5 406	1.038	892.00	3.04	34.43
GHA. CATALITICA	23 539	0.746	2 792.00	0.22	6.14
GASES DE REG.	-----	----	-----	----	17.51
GAS AC. AMONITACAL	2 416	0.799	364.17	1.01	3.84
AZUFRE TOTAL					136.25

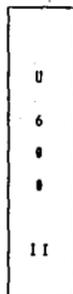
NOTA:

* LOS FIGUROS ESTAN DADOS EN M3/D

FIG. 2.7.10

BALANCE DE AZUFRE
UNIDAD : CC II (BALANCE A FUTURO)
REF. MEGA HIDALGO S.A. M.D.

	MS/D	[X M2S]	T/D DE S
G.AMARGO U-400	61 132	1.95	1.71
G.AMARGO U-700	99 903	25.20	33.62
G.AMARGO U-800	97 977	25.43	32.73



	MS/D	[X M2S]	T/D DE S
GAS SECO	205 285	0.00	0.00
GAS ACIDO	53 007	94.87	68.06
AZUFRE TOTAL			68.06

FIG. 2.7.11

BALANCE DE AZUFRE

UNIDAD TRATADORA DE GASES
(BALANCE A FUTURO)
REF. MIGUEL HIDALGO TULA, HGO.

TABLA 2.7

GAS ACIDO AMONIACAL GENERADO EN EL TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS

	BPD AGUA AMARGA	T/D AGUA AMARGA	SULFUROS (PPM) ENTRADA	SULFUROS (PPM) SALIDA	DIFERENCIA (PPM)	AZUFRE (T/D)	NH3 (PPM) ENTRADA	NH3 (PPM) SALIDA	NH3 (T/D)
TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS No. 1	5121.167	814.266	4788.0	62.0	4718.0	3.842	3162.0	748.0	1.966
TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS No. 2	5988.380	796.320	5288.0	114.0	5166.0	4.114	2897.0	1893.0	9.888
TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS No. 3	12497.978	1987.177	448.0	3.2	444.8	8.884	177.0	71.0	9.211
TOTAL	22627.448	3598.768	-----	-----	-----	8.848	-----	-----	2.977

NOTA:

1.- EL CONTENIDO DE SULFUROS, AMONIACO Y FLUJOS ESTAN BASADOS EN LOS DATOS PROPORCIONADOS EN LAS PLANTAS Y LABORATORIOS DE ANALISIS DE LA REFINERIA.

TABLA 2.8

GAS ACIDO AMONICAL GENERADO EN EL TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS
(A FUTURO)

	BPD AGUA AMARGA	T/D AGUA AMARGA	SULFUNDOS (PPM) ENTRADA	SULFUNDOS (PPM) SALIDA	DIFERENCIA (PPM)	AZUFRE (T/D)	AGUA DESFLEADA. AZUFRE(T/D)
TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS No. 1	5121.07	814.266	4788.0	62.0	4718.0	3.842	0.8585
TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS No. 2	5088.30	796.320	5288.0	114.0	5166.0	4.114	0.8988
TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS No. 3	12497.97	1987.180	448.0	3.2	444.8	0.884	0.8864
TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS HIDROS-II	8626.98	1371.698	5838.0	88.0	4942.0	6.779	0.1287
TOTAL	31254.32	4969.46	-----	-----	-----	15.619	0.2684

CAPITULO 3
PREGUNTAS PARA LA INTEGRACION DE LA CORRIENTE
DEL GAS ACIDO AMONICAL A LA PLANTA
RECUPERADORA DE AZUFRE

PROPUESTAS PARA LA INTEGRACION DE LA CORRIENTE DEL GAS ACIDO AMONIAL A LA PLANTA DE AZUFRE.

En el desflemado de las Aguas Amargas se obtiene un gas ácido amoniacal, el cual es enviado actualmente al quemador elevado en el sistema de Refinerías de PEMEX. Mediante el balance de azufre que se realizó en la refinería "Miguel Hidalgo", el gas ácido amoniacal generado en las plantas de Tratamiento de Aguas Amargas representa una cantidad de 8.84 T/D de azufre y la contribución de las plantas futuras de proceso programadas es de aproximadamente 6.779 T/D. Así se tiene una cantidad total de 15.26 T/D de azufre.

Actualmente la tendencia en otros países para el manejo del gas ácido amoniacal, es enviarlo a las plantas recuperadoras de azufre que cuentan con un diseño especial para efectuar la oxidación del amoniaco a nitrógeno y agua. (2) (8)

Proponemos en este trabajo modificaciones a las Plantas Recuperadoras de Azufre actuales, a fin de procesar la corriente de Gas Acido Amoniacal de las Plantas tratadoras de Aguas Amargas. En la figura 3.1 se muestra esquemáticamente lo anterior.

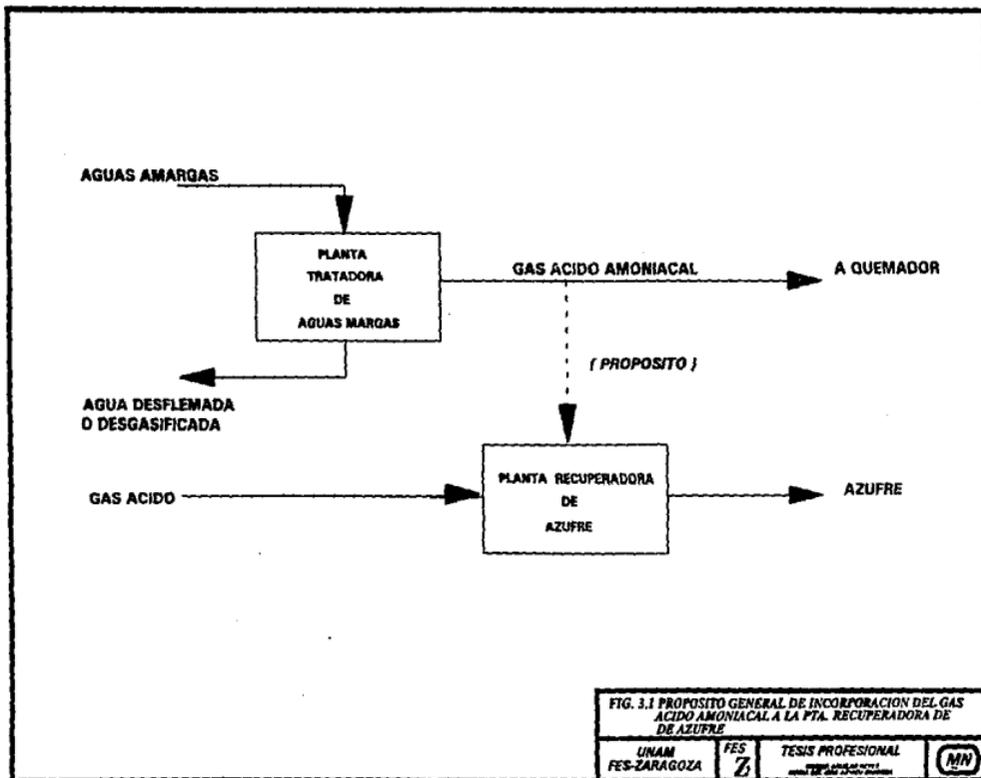


FIG. 3.1 PROPOSITO GENERAL DE INCORPORACION DEL GAS ACIDO AMONIAICAL A LA PTA. RECUPERADORA DE AZUFRE

COMPOSICION DEL GAS ACIDO AMONIAL

La composición típica del gas ácido amoniacal es la siguiente:

Acido sulfhídrico	55.00	t mol
Agua	10.00	t mol
Amoníaco	20.00	t mol
Hidrocarburos	15.00	t mol

Existen diversos compuestos, que en la carga de gas ácido, afectan la recuperación de azufre en el proceso Claus como:

INERTES (CO_2 , N_2 , H_2O)

Los inertes aumentan el volumen del gas de proceso, reducen la temperatura de flama del horno y bajan la conversión térmica. Además los inertes aumentan el consumo de gas combustible del incinerador.

El CO_2 , favorece la formación de COS Y SC_2 los cuales reducen la conversión a azufre.

AMONIACO

El amoníaco (NH_3) aumenta la demanda de aire para su combustión en forma semejante a los hidrocarburos. Puede reaccionar con SO_x o con H_2S para formar Sulfato de amonio, Sulfuro de amonio, y otras sales.

Las sales de amonio condensan a bajas temperaturas causando depósitos sólidos y taponamiento en los tubos del horno de reacción, condensadores de azufre, tubería y recipientes del resto de la planta. (9) (10)

El amoníaco que no se quema o que no se combina para formar compuestos sólidos podría pasar al convertidor de azufre y reaccionar con la bauxita causando gradual desactivación del catalizador.

HIDROCARBUROS

Los hidrocarburos pueden ser arrastrados desde las Plantas de Tratamiento de Aguas Amargas.

En la cámara de combustión parte de estos se queman a CO_2 y H_2O que contribuye a un aumento de los inertes. Sin embargo, como no se dispone del oxígeno necesario para una oxidación completa, queda un remanente de carbón que desactiva el catalizador. Consume aire y produce CS_2 en el horno de reacción.

La planta recuperadora de azufre puede tolerar cantidades limitadas de hidrocarburos.

Cuando el gas de alimentación contiene cantidades substanciales de hidrocarburos y/o bióxido de carbono, se pueden causar reacciones laterales para formar sulfuro de carbonilo (COS) y bisulfuro de carbono (CS_2), reduciéndose el rendimiento de azufre, y haciendo que el azufre producido se oscurezca. Por ésta razón el contenido de hidrocarburos y bióxido de carbono en el gas de alimentación es importante que se mantenga en un valor mínimo. Para mantener este valor es necesario asegurar que el tanque de balance de la Planta Tratadora de Aguas Amargas cumpla con su función correctamente. (4)

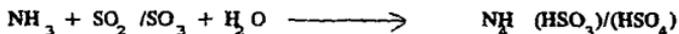
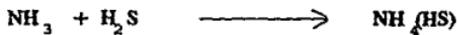
Si la concentración es baja practicamente todos los hidrocarburos se consumen por combustión completa en el horno de reacción formando bióxido de carbono y vapor de agua.

Por lo tanto el contaminante principal es el amoníaco (NH_3).

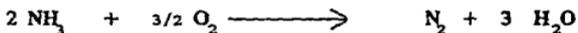
DESCOMPOSICION DEL AMONIACO

La mayor parte de amoníaco (NH_3) presente en el gas ácido amoniacal, proviene principalmente del cracking catalítico de la FCC.

El amoníaco es indeseable, ya que forma sales que obstruyen el equipo y reduce la actividad del catalizador, por ejemplo:

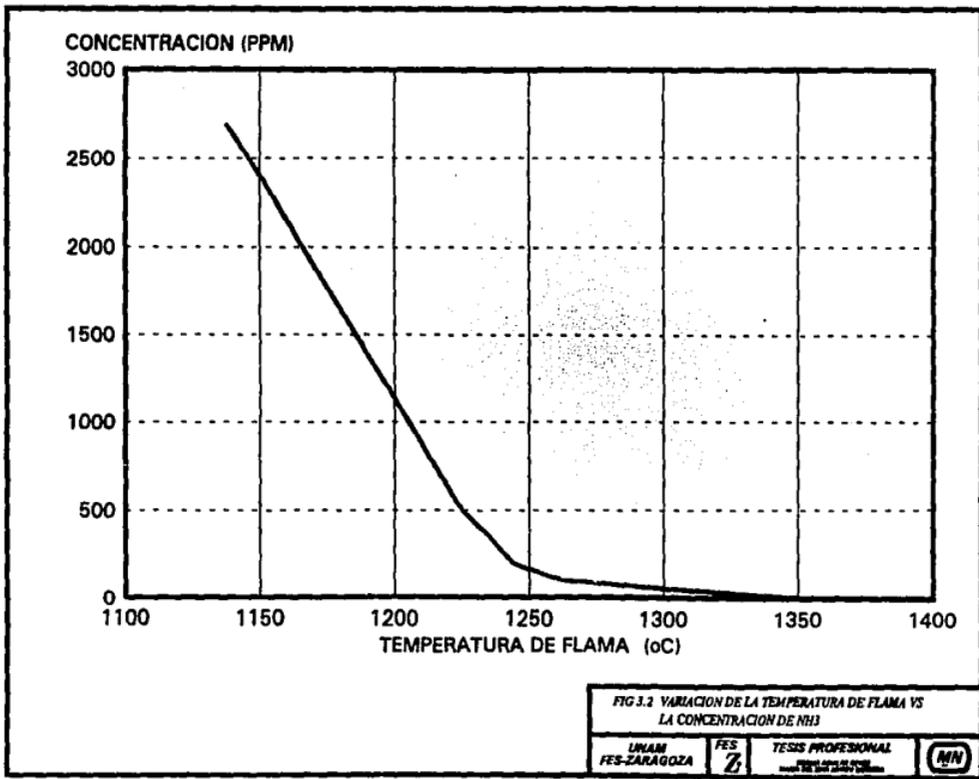


Para eliminar el NH_3 es necesario efectuar su descomposición térmica en Nitrogeno inerte, Hidrógeno y Agua a una temperatura arriba de 1240 a 1260 °C por combinación de las siguientes reacciones: (9)
(10)



La variación de la temperatura con respecto a la concentración de NH_3 se muestra en la figura 3.2

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA



CAPITULO 4

**MODIFICACIONES A LA PLANTA RECUPERADORA DE
AZUFRE PARA LA INCORPORACION DEL GAS ACIDO
AMONIACAL**

MODIFICACIONES A LA PLANTA RECUPERADORA DE AZUFRE PARA LA INCORPORACION DEL GAS ACIDO AMONICAL.

Por los inconvenientes derivados del NH_3 en la carga a una Planta Recuperadora de Azufre se proponen modificaciones al proceso normal. Se tomaron en cuenta las experiencias de compañías dedicadas a la Recuperación de Azufre que procesan la corriente de gas Acido Amoniacal. (11) (12)

Estas modificaciones se mencionan a continuación:

1. Cambio del quemador, en la cámara de combustión que actualmente tiene la planta, por un quemador de diseño especial (alta intensidad)
2. Instalación de un detector de temperatura de rayos infrarrojos, en la cámara de combustión.
3. Instalación de un analizador de gas de coque al final del proceso

A continuación se explica el porque de cada una de las modificaciones propuestas.

QUEMADOR DE ALTA INTENSIDAD

Se sugiere el uso de un quemador de alta intensidad ya que por su diseño se puede alcanzar la temperatura necesaria para separar el NH_3 en N_2 y H_2O , esta temperatura debe ser de 1240 a 1260 °C. Además el quemador proporciona un mezclado eficiente que asegura una buena combustión. (2) (10) (13)

El gas ácido amoniacal se suministra directamente en el quemador de alta intensidad con un exceso de aire suficiente para que los hidrocarburos se oxíden a CO_2 y H_2O , el H_2S en SO_2 y H_2O , con estas condiciones de combustión se crea un medio reductor que favorece la separación del NH_3 . (8)

DETECTOR DE TEMPERATURA DE RAYOS INFRARROJOS

El detector de temperatura de rayos infrarrojos deberá ser colocado en la cámara de combustión, para verificar que en ella se mantenga una temperatura de 1240 a 1260 °C. Esto se logrará por medio de la inyección de oxígeno, que por su diseño, necesita el quemador de alta intensidad para controlar su temperatura. La temperatura es necesaria para lograr la descomposición térmica del amoniaco. (14)

Los termopares que actualmente tiene la planta de azufre no resisten temperatura mayores de 700 °C

ANALIZADOR DE GAS DE COLAS

El analizador de gas de colas permitirá mantener la relación H_2S / SO_2 necesaria para la formación de azufre elemental, la cual deberá ser de 2:1 en todo momento. El analizador será colocado en la parte final del tren de azufre. Con el analizador se podrá detectar si la cantidad de aire suministrado es la correcta para oxidar sólo un tercio de todo el H_2S presente en las alimentaciones.

Se describe a continuación los fundamentos, características y funcionamiento de cada una de las modificaciones realizadas a la actual Planta Recuperadora de Azufre.

QUEMADORES EN HORNOS DE REACCION

Un quemador es un dispositivo que produce una flama. Debe mezclar un combustible y un agente oxidante en proporciones que se encuentren dentro de los límites de flamabilidad para el encendido, así como también para lograr una combustión constante.

Un horno se puede definir como un espacio encerrado en el que se produce calor mediante la oxidación química de un combustible.

Es esencial que se tomen en consideración un horno y un quemador en combinación para proporcionar los cuatro elementos de una buena combustión: (15)

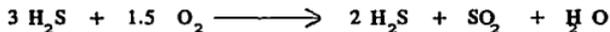
- Mezcla íntima del combustible y el oxidante.
- Admisión de cantidades suficientes de oxidantes para quemar por completo el combustible.
- Una temperatura suficiente para encender la mezcla de combustible y aire y complementar su combustión.
- El tiempo necesario de residencia para que la combustión sea completa.

Existen dos tipos básicos de quemadores:

- Los quemadores de mezcla previa o premezcla.- En los cuales el combustible, casi siempre gas, y el oxidante se mezclan antes del encendido.
- Los quemadores directos.- Mezclan el combustible y el oxidante en el punto de ignición o encendido.

Existen muchos fabricantes de quemadores, pero el número de diseños básicos está limitado. Cada fabricante de quemadores ofrece su versión de los diseños básicos de acuerdo a su preferencia. La aplicación del quemador depende de escoger el que tenga las características que correspondan al servicio que se va a llevar a cabo.

En el proceso Claus modificado, el propósito principal del quemador del horno de reacción es quemar un tercio de H_2S en la corriente de gas ácido para la subsecuente formación de azufre. La reacción de la combustión simplificada esta dada por:



Los factores clave del funcionamiento del horno de reacción son la temperatura del horno, tiempo de residencia y la relación aire-gas ácido.

Tal y como se lleva a cabo en un reactor químico, la homogeneidad de la mezcla debe asegurar un contacto íntimo y un calentamiento uniforme de los componentes, maximizando por lo tanto la conversión. La calidad de mezclado del aire y el gas ácido depende del tipo de quemador.

A continuación se mencionarán las características de dos quemadores, el quemador de baja intensidad y el quemador de alta intensidad.

La intensidad se refiere a las altas temperaturas, longitud y grosor de la flama que se generan en la boquilla de emisión del quemador. El tamaño de la flama llega incluso a medir hasta 1.8 m y 0.9 m de longitud con un diámetro que oscila entre 0.5 a 0.9 m.

QUEMADORES DE BAJA INTENSIDAD

Los quemadores de baja intensidad o de flama difusa turbulenta (TDF) suministran un mezclado pobre del aire y el gas ácido. El proceso de mezclado está controlado para la difusión turbulenta del aire dentro de un chorro de gas ácido de alta velocidad. El mezclado lento de las dos corrientes da por resultado una flama larga (fig. 4.1) que reduce significativamente el volumen del horno, después de la flama, disponible para que se completen las reacciones químicas claves. Además estos quemadores (TDF) tienen la desventaja de promover la concentración de estratificaciones dentro del horno de reacción. Limitando el funcionamiento del reactor seriamente al fallar el mezclado completo del contenido del horno. (16)

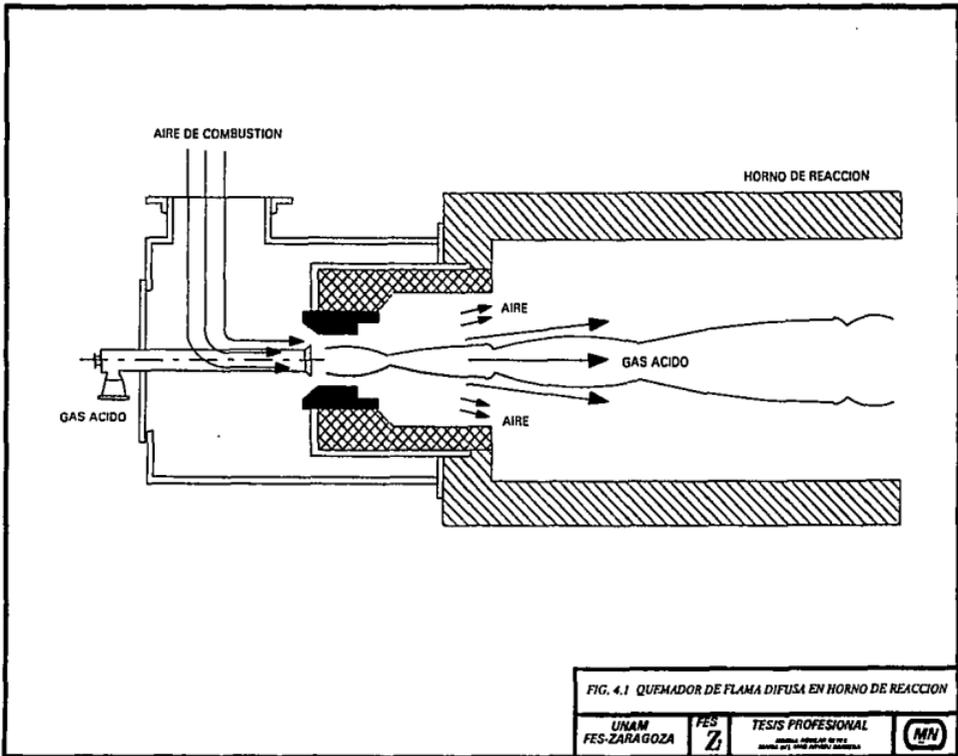


FIG. 4.1 QUEMADOR DE FLAMA DIFUSA EN HORNO DE REACCION

QUEMADORES DE ALTA INTENSIDAD

Los quemadores de alta intensidad proporcionan las características ideales de mezclado para aplicaciones en hornos de reacción. El aire y los gases ácidos se mezclan a alta velocidad al salir de la garganta en el combustor (fig 4.2). Con el flujo rápido y giratorio la mezcla es lanzada al exterior de la pared por el impulso angular, se crea una zona de baja presión en la zona central. Esto origina un regreso del flujo y una recirculación de una gran porción de la masa total hacia el centro del combustor en dirección a la garganta. El resultado es un patrón de flujo en forma de vértice toroidal (en forma de dona) que origina un excelente mezclado de las corrientes que entran al combustor.

En el quemador de alta intensidad la mayor parte de la combustión se lleva a cabo dentro del combustor, con la flama extendiéndose fuera del combustor en una distancia corta (alrededor de dos diámetros del combustor). Se puede decir que en el espacio interior del hogar las reacciones se llevan a cabo completamente. (17)

El buen mezclado de los gases, debido al movimiento rotatorio del aire y el diseño del quemador de alta intensidad, maximiza la exposición de los contaminantes de gas ácido, al activar los radicales químicos, limitando el oxígeno presente en la flama, ayudando en la desventaja cinético química del H_2S cuando compite por el oxígeno con los hidrocarburos y el amoníaco:

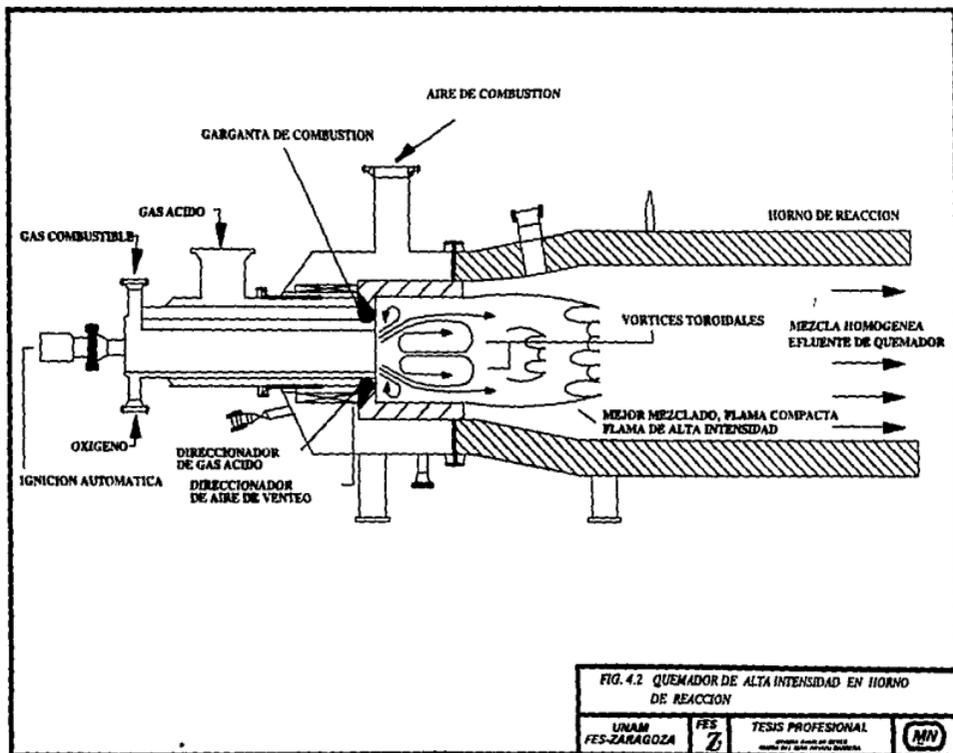


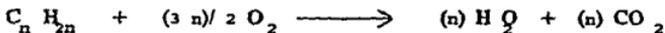
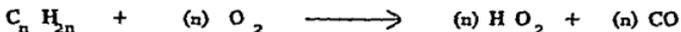
FIG. 4.2 QUEMADOR DE ALTA INTENSIDAD EN HORNO DE REACCION

UNAM
FES-ZARAGOZA

FES
Z

TESIS PROFESIONAL

MN



Además de las excelentes características de conversión de la flama de vértice toroidal, el quemador de alta intensidad suministra una buena relación de capacidad de disminución de flama (6:1 de longitud), así como una buena estabilidad en la misma (en comparación con las de baja intensidad), aún utilizando gas ácido de baja calidad.

(16)

Actualmente en el campo experimental se ha demostrado que la combustión de alta intensidad provee una significativa mejora en la eliminación de hidrocarburos en CO_2 y H_2O de 99.5 a 100% en comparación

con el 50% que actualmente tienen (de un rango de C_1 hasta C_{10}), así mismo reducen las concentraciones de CS_2/COS y otras especies. Como resultado se incrementa la conversión de azufre, se descomponen los contaminantes, y se consume completamente el oxígeno sin excesivas caídas de presión.

Los valores típicos de diseño incluyen:

Componente	(psi)
Aire	0.25
Gas ácido	0.5 -1.0
Gas combustible	6.0

El quemador es ideal para gases de bajo BTU que normalmente no pueden ser empleados en un proceso de calentamiento o en quemador. El diseño promueve la combustión a una temperatura mayor que la que se lleva a cabo en un quemador convencional.

Las ventajas del funcionamiento de la combustión de alta intensidad en aplicaciones a horno de reacción, hacen que este quemador sea uno de los ideales para mejorar la recuperación de azufre en plantas existentes debido a que destruye químicamente el amoníaco que contenga el gas ácido. (16)

En el diseño de las nuevas plantas se ha aumentado la importancia del lugar que ocupa la combustión de alta intensidad para mejorar y prolongar su funcionamiento.

DETECTOR DE RAYOS INFRARROJOS.

La transferencia de energía en forma de calor es muy común en muchos procesos químicos, se puede verificar por medio de uno o más de los mecanismos de transferencia:

- CONDUCCION
- CONVECCION
- RADIACION

En la conducción el calor se transfiere de la parte de un cuerpo a otra, produciéndose un calentamiento del material entre ambas partes. En la convección el calor se transfiere por el mezclado de los materiales y por conducción.

La radiación viaja con la velocidad de la luz y tiene propiedades ondulatorias y corpusculares. Es la transferencia de energía a través del espacio por medio de ondas electromagnéticas que propagan y transfieren la luz. El espectro electromagnético de la figura 4.3 muestra las diversas longitudes de onda en las que ocurre la radiación.

Cuando un cuerpo sólido se calienta, mediante una resistencia, por ejemplo, emite una radiación cuya longitud de onda está comprendida principalmente en el intervalo de 0.1 a 100 micras (μ). Esta radiación se denomina Radiación Térmica y es una

forma de radiación electromagnética similar a los rayos x, gamma, etc y cuya única diferencia es la longitud de onda. Representa una pequeña parte de todo el espectro de radiación electromagnética.

En la figura 4.3 observamos que se encuentra la región infrarroja que se extiende aproximadamente desde 0.75 a 300 μm , que forma parte de la radiación térmica, la cual se ocupa del calor principalmente. El espectro infrarrojo se descompone en cuatro partes: el infrarrojo cercano, medio, lejano y extremo. (18)

Existen instrumentos que operan en la región del infrarrojo medio entre 3 y 5 μ también en 8 a 14 μ . En algunos casos de medición, los detectores de temperatura de rayos infrarrojos son la solución porque no requieren un contacto con el objeto a medir, no remueven calor o producen disturbios. Usualmente se utilizan en algunas áreas del hierro, acero, cristal, metales, fundiciones, forjaduras, etc.

En el caso de la planta de azufre, al incorporar la corriente de gas ácido amoniacal, se tendrán temperaturas de 1240 a 1260 $^{\circ}\text{C}$ para destruir térmicamente el amoníaco. El detector de temperatura de rayos infrarrojos tiene un rango de operación de 550 a 3000 $^{\circ}\text{C}$, y además puede conectarse a un controlador/indicador ordinario.

COMPONENTES BASICOS DEL DETECTOR DE RAYOS INFRARROJOS

Los principales componente del sistema son la imagen infrarroja captada por un detector de tubos de rayos catódicos (CRT) y un procesador de imagen . (19)

Las imagenes actuan como un sensor de calor para el sistema. Detectan finas diferencias de temperaturas en modelos térmicos sobre un amplio rango, este dato es enviado en forma de imágenes al procesador de imagen.

El procesador de imagen convierte la información recibida de la imagen en imágenes a color o en blanco y negro.

El sistema detecta radiación infrarroja, convirtiéndolas en señales electrónicas y despliega imágenes de los correspondientes modelos térmicos en tiempo real. Los principales componente del sistema son la imagen infrarroja captada por un detector de tubos de rayos catódicos (CRT) y un procesador de imagen .

Las imagenes actuan como un sensor de calor para el sistema. Detectan finas diferencias de temperaturas en modelos térmicos sobre un amplio rango, este dato es enviado en forma de imágenes al procesador de imagen.

El procesador de imagen convierte la información recibida de la imagen en imágenes a color o en blanco y negro.

ANALIZADOR DE GAS DE COLAS

La principal variable de control en el proceso Claus es la demanda de aire en proporción al gas ácido. La eficiencia de la planta de recuperación de azufre depende de dos componentes H_2S y SO_2 que debe estar en la correcta proporción de 2:1 para la reacción Claus. Las plantas modernas están equipadas con un analizador de gas de colas de H_2S/SO_2 para controlar la demanda de aire, el proceso de control es muy sensible.

ANÁLISIS EN LÍNEA.

La caracterización de una corriente requiere de análisis físicos y químicos, e involucra una gran variedad de instrumentos y técnicas. Algunos análisis pueden efectuarse en línea con el proceso mientras que otros se realizan en forma más eficaz en un laboratorio.

Los análisis efectuados fuera del proceso pueden proporcionar el mismo tipo de determinaciones que los analizadores de proceso pero requieren de la toma manual de la muestra para su análisis posterior en el laboratorio.

Los análisis en línea requieren de analizadores de proceso que en forma continua y automática muestreen una corriente y le determinen propiedades físicas o su composición química.

CROMATOGRAFIA DE GASES

La cromatografía de gases es la técnica de análisis más empleada en la industria, ya que su aplicación en cromatógrafos de proceso presenta ventajas como:

- 1.- Eliminación de errores en el muestreo.
- 2.- Muestreo continuo.
- 3.- Resultados analíticos disponibles en la misma planta.
- 4.- Evaluación continua del proceso.
- 5.- Reducción del costo por análisis.

La cromatografía de gases es un método físico de separación basado en la distribución de los componentes de una muestra entre dos fases. Es una técnica cualitativa y cuantitativa de análisis basada en la selectividad que muestra una fase estacionaria hacia distintos compuestos que, incluso presenta propiedades físicas y químicas similares pero que tiene diferentes estructuras químicas. Se basa en la técnica de elución, la cual representa el fenómeno básico de las separaciones. (20)

CROMATOGRAFO DE GASES DE PROCESO EN LINEA

Los cromatógrafos de gas de proceso proporcionan una medición de composición en línea confiable y precisa. El propósito de un cromatógrafo de gas en línea es separar una muestra de proceso en

componentes individuales y determinar la concentración de cada una. Las técnicas cromatográficas pueden usarse para determinar la composición de muestras en las cuales las concentraciones de componentes varían desde partes por miles de millones de componentes hasta niveles de porcentajes. (21)

COMPONENTES BASICOS DEL CROMATOGRAFO.

Cada sistema de cromatografía consta de tres secciones

(Fig 4.4):

- Sistema de muestras
- Horno analítico
- Controlador cromatográfico

El sistema cromatográfico básico está constituido por los siguientes componentes

- a) Gas de transporte.
- b) Puerto de inyección y válvula muestreadora.
- c) Columna (acondicionada por el horno).
- d) Detector.
- e) Registrador.

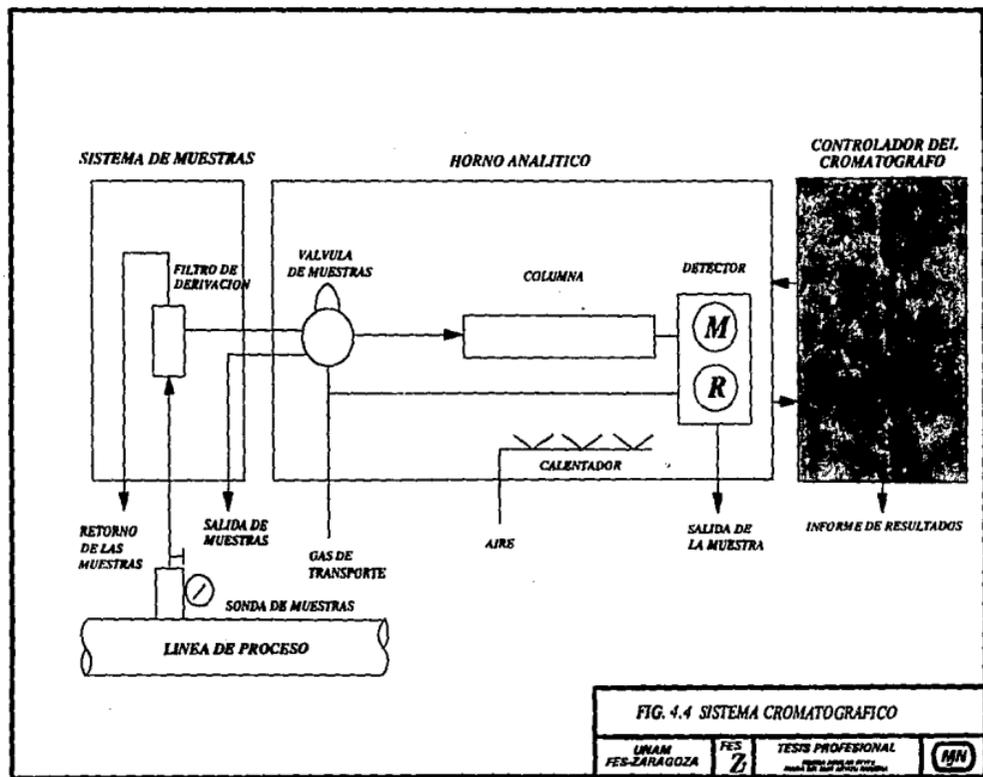


FIG. 4.4 SISTEMA CROMATOGRAFICO

OPERACION DE UN CROMATOGRAFO DE GAS DE PROCESO

Como se observa en la figura 4.4, la operación de un cromatógrafo de gas de proceso se basa en la extracción de una muestra representativa del proceso y la inyección de la muestra en las columnas de separación donde los componentes de interés se separan y detectan. (21)

Una muestra acondicionada del sistema de muestras se inyecta en un gas de transporte que fluye y luego se lleva hacia las columnas de separación donde las muestras se separan en sus componentes individuales. La separación se produce debido a los diferentes índices de migración de cada componente a través de la columna de separación. Las columnas separan los componentes utilizando las diferencias en los puntos de ebullición, la polaridad o el tamaño molecular.

Para detectar los componentes de interés que salen de la columna de separación se utiliza un detector, el cual puede ser un detector térmico, de ionización de llama o fotométrico de llama, de acuerdo a las necesidades de aplicación.

El sistema cromatográfico en línea se basa en un procesador, localizado en el cuarto de control, para el comando de todas las funciones de operación y control de un grupo de analizadores cromatográficos localizados en campo. Tanto el procesador como los analizadores contienen microprocesadores que ejercen el control total sobre ellos.

Los microprocesadores efectúan todas las etapas de análisis en forma automática y secuencial, permitiendo al acceso del operador en un modo convencional, solo para que éste modifique los datos de programación cuando se requiera verificar la validez de los resultados analíticos mediante la introducción de un estándar de calibración, o bien visualizar el estado del sistema. Además el mismo sistema se autodiagnostica para la identificación y localización de fallas y ofrece una posibilidad de comunicación con una computadora de proceso para generar reportes, o bien, suministrarle una señal de control para formar un circuito cerrado de control.

En resumen, un cromatógrafo de gas de proceso, que opera en forma cíclica, debe realizar estas tareas:

- Extraer y acondicionar continuamente una muestra representativa del proceso.
- Inyectar periódicamente un volumen constante de muestras acondicionada en el gas de transporte y en la columna.
- Capturar y desechar componentes no deseados.
- Realizar las separaciones deseadas.
- Detectar y producir una señal electrónica para cada componente que sale de la columna.
- Integrar la señal del detector para cada componente

-Convertir el área pico integrada en unidades de concentración.

-Producir y transmitir resultados que sean significativos para el monitoreo y control de procesos.

La integración de analizadores en línea a plantas de proceso es una de las etapas necesarias para la automatización de una planta y constituye una herramienta fundamental para el control de procesos.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS ECONÓMICO

ANALISIS ECONOMICO.

La recuperación del azufre del gas ácido amoniacal se realiza con el objeto de contribuir al mejoramiento ambiental, al no emitir azufre en forma de SO_x a la atmósfera.

La reglamentación ambiental ha sufrido cambios a través del tiempo, prueba de ello son las 64 Normas Oficiales Mexicanas en materia de Protección Ambiental publicadas los días 18 y 22 de Octubre de 1993 en el Diario Oficial de la Federación, mismas que entraron en vigor al día siguiente de su aparición.

Todavía no se tiene una Norma Oficial Mexicana específica para las plantas Recuperadoras de Azufre, solo existen para las Plantas productoras de Acido Sulfúrico y Dodecilbencenosulfónico, pero ya se cuenta con niveles máximos permisibles de la emisión a la atmósfera de dióxido de azufre, 0.234 ppm de SO_2 para las zonas críticas y 0.3 ppm de SO_2 para el resto del país (NOM-CCAT-001-ECOL/1993 y NOM-CCAT-09-ECOL/1996). Actualmente se está trabajando en la reglamentación de cada una de las plantas que componen el proceso de refinación del petróleo. (22)

Nuestro objetivo no es el de obtener un beneficio económico al aumentar la recuperación de azufre del procesamiento del petróleo, a pesar de que el azufre se utiliza como materia prima en otros procesos: producción de ácido sulfúrico, fertilizantes, fungicidas, insecticidas, explosivos, productos farmacéuticos, pinturas, tintes

pulpa y papel . El mercado de azufre no está controlado por PEMEX si no por otros países, Canada, país que lo vende a menor precio y con una pureza mayor, por lo tanto su comercialización no es la esperada.

Debido a lo anterior, se procedió a realizar sólo la estimación de la inversión necesaria para llevar a cabo las modificaciones propuestas en las actuales Plantas Recuperadoras de Azufre de la Refinería "Miguel Hidalgo" en Tula Hgo.

Para las modificaciones a las plantas recuperadoras de azufre de la Refinería " Miguel Hidalgo " en Tula, Hgo. se estima una inversión de :

Quemador de alta intensidad N\$ 248,000.00

Incluye: sistema de control
de relación aire-combustible.

Indicador de temperatura de
rayos infrarrojos N\$ 31,000.00

Incluye: sistema de control.

Analizador de gas de coque
y relacionador de H_2S N\$ 310,000.00

Modificaciones mecánicas. N\$ 46,500.00

TOTAL: N\$ 635,500.00

Incluyendo los costo de instalación.

Los equipos anteriormente mencionados incluyen en su precio garantía de operación por dos años, 5 juegos de manuales e instructivos de instalación, operación y mantenimiento con listas de partes y refacciones, recomendaciones, asistencia técnica en el centro de trabajo para la instalación e inicio de operación del equipo, capacitación al personal de operación y mantenimiento, garantía de disponibilidad de refacciones por 10 años.

El valor de modificación mecánica incluye, la modificación a la línea del gas ácido amoniacal para integrarla a la Planta Recuperadora de Azufre.

De la variación del precio de azufre de Petróleos Mexicanos se tiene un valor promedio de 96.00 N\$/TON (aplican descuentos acordados según cliente a ventas de producto de baja calidad), durante un año. (23)

De lo anterior se obtiene un tiempo estimado de recuperación de la inversión de 441 días, suponiendo que la planta trabaje 334 días del año, con 30 días para mantenimiento y reparaciones.

CÓNCLUSIONES

CONCLUSIONES.

Del balance de azufre realizado para la Refinería "Miguel Hidalgo" 8.84 Ton/D de azufre se pueden recuperar a partir del gas ácido amoniacal, generado en la desgasificación o desflemado de las aguas amargas, y 15.26 Ton/D de azufre, al integrarse las nuevas plantas que próximamente entrarán en operación.

Para poder integrar la corriente de gas ácido amoniacal y recuperar estas cantidades significativas en la planta de azufre se propusieron las siguientes modificaciones debido a la cantidad de amoníaco (20%):

Cambio del quemador de la cámara de combustión de la planta recuperadora de azufre actual, por un quemador de alta intensidad.

Instalación de un indicador de temperatura de rayos infrarrojos en el horno de reacción.

Instalación de un analizador de gas de colas y un relacionador de H_2S/SO_2 .

Estas modificaciones están encaminadas a obtener la descomposición térmica del amoníaco en un rango de temperatura de

1240-1260 °C, las cuales fueron recomendadas por compañías que se dedican a la recuperación de azufre.

El costo total de esta inversión es de N\$ 635 500.00, en base al precio promedio de la tonelada de azufre en nuestro país de N\$96.00, se estima un tiempo de recuperación de la inversión de 441 días, suponiendo que la Planta Recuperadora de Azufre esté fuera de operación por 30 días al año para mantenimiento y reparación general.

El monto total de la inversión para llevar a cabo las modificaciones a la planta, en comparación con el costo de una planta nueva donde su diseño tenga en cuenta la incorporación de la corriente de gas ácido amoniacal, es menor (anexo 1).

Como el objetivo principal de la recuperación de azufre de la corriente del gas ácido amoniacal no es para beneficio económico sino por motivos ecológicos, consideramos que las modificaciones antes descritas pueden ser una buena solución al problema de las emisiones de Azufre en forma de SO_x , a un costo menor que el que implicaría la instalación de una nueva Planta Recuperadora de Azufre que pueda procesar la corriente del gas ácido amoniacal.

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFIA.

1. **DESCRIPCION DE LAS PLANTAS DE PROCESO REFINERIA " MIGUEL HIDALGO "**. TULA , HGO. MEXICO 1990.
2. **PASKALL, HAROLD G. BASIS OF THE CLAUS PROCESS.** WESTER RESEARCH, AMSTERDAM (1981)
3. **GUERRERO JIMENEZ, OSCAR. SEMINARIO DE RECUPERACION DE AZUFRE.** PEMEX - REFINACION. MEXICO. (ENERO 1993).
4. **MANUAL DE OPERACION DE LA PLANTA RECUPERADORA DE AZUFRE.** SUPERINTENDENCIA DE PROCESO. REFINERIA " MIGUEL HIDALGO ". TULA HIDALGO, MEXICO. 1992 .
5. **BEYCHOK, MILTON R , AQUEOUS WASTES FROM PETROLEUM AND PETROCHEMICAL PLANTS .** JHON WILEY & SONS. GREAT BRITAIN (APRIL 1973)
6. **MANUAL DE OPERACION DE LA PLANTA DE AGUAS AMARGAS.** REFINERIA " MIGUEL HIDALGO ". TULA , HGO. MEXICO 1984.
7. **CARACTERIZACION DE CORRIENTES DE PLANTAS.** SUPERINTENDENCIA DE QUIMICA. REFINERIA " MIGUEL HIDALGO ". TULA , HGO. MEXICO 1991.
8. **SOUR WATER STRIPPING AND SULFUR RECOVERY FACILITIES.** MARATHIN OIL COMPANY REFINING UNITED STATES. DETROIT MICHIGAN. THE RALPH M. PARSONS COMPANY.
9. **GOAR B.G. IMPURE FEEDS CAUSE CLAUS PLANT PROBLEMS .** HYDROCARBON PROCESSING. (JULY 1974).
10. **RICE, FRED J. , SIEGMUND, SCOTT C. , HULL, RONDALL L. , REVAMP INCREASE SULFUR - RECOVERY CAPACITY AT CORPUS CHRISTI'S CHAMPLIN REFINING Co. OIL AND GAS JOURNAL.** (JAN. 1988).
11. **SULPHUR MANAGAMENT EXPERIENCE, THE PARSONS CORPORATION.** (NOV. 1993)
12. **SULPHUR RECOVERY TECHNOLOGY QUALIFICATIONS.** THE PRITCHARD CORPORATION. (NOV. 1993).
13. **PASKALL, HAROLD G. REACTION FURNACE CHEMISTRY AND OPERATIONAL MODES.** WESTER RESEARCH, AMSTERDAM (1981)
14. **HIGH INTENSITY BURNER, JHON ZINK COMPANY.** (1993).

15. **PERRY, ROBERT H. , PERRY'S CHEMICAL ENGINEER'S HANDBOOK . 6 th EDITION. DON GREEN MC GRAW HILL. (1984).**
16. **AECOMETRIC CORPORATION SULPHUR PLANT AND INCINERATOR APLICATIONS. THE CONAMARA GROUP, ONTARIO CANADA . (1994).**
17. **AVANCES TECNOLOGICOS DE QUEMADORES EN EL AREA DE REFINACION Y PETROQUIMICA. INDUSTRIAS FRIGUS - THERME. MEXICO (1991).**
18. **CONLEY ROBERT T. , ESPECTROSCOPIA INFRARROJA.**
19. **MANUAL'S OPERATION PROBEYE THERMAL VIDEO SYSTEM (TVS). PROBEYE PRODUCTS CUSTOMER SERVICE HUGES AIRCRAFT COMPANY. (1990).**
20. **VILLAVICENCIO, URIEL. APLICACION DE LA CROMATOGRAFIA DE GASES EN LINEA A PROCESOS PETROQUIMICOS EN PLANTAS PILOTO. I.P.N. MEXICO 1990.**
21. **OPTICHROM ADVANCE . CROMATOGRAFO DE GAS DE PROCESO. APPLIED AUTOMATION INC. (1993).**
22. **DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACION, NORMAS OFICIALES MEXICANAS EN MATERIA DE PROTECCION AMBIENTAL, SECRETARIA DE DESARROLLO SOCIAL. MEXICO. (18 Y 22 DE OCTUBRE 1993)**
23. **CATALOGO DE PRECIOS INTERORGANISMOS, PETROLEOS MEXICANOS . MEXICO. (1993).**
24. **CATALOGUE'S PROCESS GAS ANALIZERS AND CLAUS SULFUR RECOVERY UNIT. WESTERN RESEARCH. CALGARY, ALBERTA. CANADA 1991.**
25. **SOLUTIONS FOR THE STEEL INDUSTRY THE CONAMARA GROUP ONTARIO, CANADA. (1993).**
26. **LOZANO GARCIA FRANCISCO, SANCHEZ VAZQUEZ ARIEL, NUEVAS NORMAS OFICIALES. CALIDAD AMBIENTAL , ITESM. MONTERREY, N.L. MEXICO. (NOVIEMBRE 1993)**
27. **MESSINA, PHILIP. CLAUS SULPHUR RECOVERY . METROCHEM' 85 AMERICAN CHEMICAL SOCIETY, NEW YORK (1985)**
28. **LOGAS, J.A. , BORSBOOM, J. , BERBEN, P.H. THE SUPER CLAUS PROCESS. COMPRIMO 38 th ANNUAL LAURANCE REID GAS CONDITIONAL CONFERENCE, NORMAN, OKLAHOMA, U.S.A. (MARCH 1988)**
29. **LOGAS, J.A. , BORSBOOM, J. CLAUS PROCESS GETS EXTRA BOOST. HYDROCARBON PROCESSING. (APRIL 1989)**
30. **MEISEN A., BENNETT H.D. CONSIDER ALL CLAUS REACTIONS. HYDROCARBONS PROCESSING. (NOVEMBER 1974).**
31. **BARRY C.B., REDUCE CLAUS SULPHUR EMISSIONS. HYDROCARBON PROCESSING. (APRIL 1972).**

32.

BRONFENBRENNER, CHEN, HULL, THEM AND GOAR, REDUCED SULFUR EMISSIONS WITH THE COPE PROCESS. ENERGY PROGRESS. (JUNE 1987)

ANEXOS

ANEXO 1

COSTOS ESTIMADOS PARA
PLANTAS RECUPERADORAS DE AZUFRE

CONCEPTO	MILLONES USD		
	40 TMDP	80 TMDP	200 TMDP
ING. BASICA	0.140	0.182	0.224
ING. DE DETALLE	0.330	0.429	0.528
ING. DE PROCURACION	0.025	0.033	0.040
EQUIPOS DE PROCESO	1.500	1.950	2.400
TUBERIA Y ACCESORIOS	0.790	1.027	1.264
EQUIPOS Y MATERIAL ELEC.	0.300	0.390	0.480
INSTRUMENTACION	1.300	1.690	2.080
EQUIPOS Y ACCESORIOS DE SEG. IND.	0.200	0.260	0.320
CONSTRUCCION	1.500	1.95	2.400
ASISTENCIA TEC. A LA CONSTRUCCION	0.100	0.130	0.160
PUESTA EN OPERACION	0.050	0.065	0.080
TOTAL ESTIMADO	7.535	8.106	9.976

LISTA DE FIGURAS.

- FIG. 1.1** DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO DEL PROCESO DE REFINACION.
- FIG 1.2** DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO DE LA PLANTA DE AZUFRE.
- FIG 1.3** FUENTES TIPICAS DE LAS AGUAS AMARGAS.
- FIG. 1.4(a)** PROCESO CONVENCIONAL DEL TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS.
- FIG. 1.4(b)** PROCESO CONVENCIONAL DEL TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS.
- FIG. 1.5** DIAGRAMA DE FLUJO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS.
- FIG. 2.1** ORIGEN DEL GAS AMARGO, ACIDO Y ACIDO AMONIACAL.
- FIG. 2.2** PROCESO DE CRUDO EN REFINERIAS.
- FIG. 2.3** DISTRIBUCION DEL AZUFRE EN EL CRUDO.
- FIG. 2.4** BALANCE DE AZUFRE GLOBAL EN LA REFINERIA DE TULA
- FIG. 2.5.1** BALANCE DE AGUAS AMARGAS (ACTUAL).
- FIG. 2.5.2** BALANCE DE AGUAS AMARGAS (FUTURO).
- FIG. 2.6.1** BALANCE DE GASES AMARGOS Y ACIDOS (ACTUAL).
- FIG. 2.6.2** BALANCE DE GASES AMARGOS Y ACIDOS (FUTURO).
- FIG. 2.7.1** BALANCE DE AZUFRE UNIDAD PRIMARIA UNO.
- FIG. 2.7.2** BALANCE DE AZUFRE UNIDAD PRIMARIA DOS.
- FIG. 2.7.3** BALANCE DE AZUFRE UNIDAD ESTABILIZADORA UNO Y DOS.
- FIG. 2.7.4** BALANCE DE AZUFRE UNIDAD ALTO VACIO UNO Y DOS
- FIG. 2.7.5** BALANCE DE AZUFRE UNIDAD REDUCTORA DE VISCOSIDAD.
- FIG. 2.7.6** BALANCE DE AZUFRE HIDRODESULFURACION DE DESTILADOS INTERMEDIOS.
- FIG. 2.7.7** BALANCE DE AZUFRE UNIDAD DE DESINTEGRACION CATALITICA (FCC).
- FIG. 2.7.8** BALANCE DE AZUFRE GLOBAL (A FUTURO).
- FIG. 2.7.9** BALANCE DE AZUFRE UNIDAD DE HIDRODESULFURACION (A FUTURO).
- FIG. 2.7.10** BALANCE DE AZUFRE UNIDAD DE DESINTEGRACION CATALITICA (A FUTURO).

- FIG. 2.7.11** BALANCE DE AZUFRE UNIDAD TRATADORA DE GASES (A FUTURO).
- FIG. 3.1** PROPOSITO GENERAL DE INCORPORACION DEL GAS ACIDO AMONICAL A LAS PLANTAS RECUPERADORAS DE AZUFRE
- FIG. 3.2** VARIACION DE LA TEMPERATURA DE FLAMA CON RESPECTO A LA CONCENTRACION DE NH_3 EN EL GAS ACIDO.
- FIG. 4.1** QUEMADOR DE FLAMA DIFUSA EN HORNO DE REACCION.
- FIG. 4.2** QUEMADOR DE ALTA INTENSIDAD EN HORNO DE REACCION.
- FIG. 4.3** ESPECTRO ELECTROMAGNETICO.
- FIG. 4.4** SISTEMA CROMATOGRAFICO.

LISTA DE TABLAS.

TABLA 2.1	TIPOS MAS COMUNES DE COMPUESTOS DE AZUFRE EN EL CRUDO.
TABLA 2.2	CONTENIDO DE AZUFRE EN LAS PRINCIPALES CORRIENTES DE CRUDO QUE SE REFINAN EN EL PAIS.
TABLA 2.3	CONCENTRACIONES DE AZUFRE EN LOS PRINCIPALES PRODUCTOS DEL PETROLEO.
TABLA 2.4	MANEJO DE GASES AMARGOS Y ACIDOS.
TABLA 2.5	VOLUMEN DE GASES AMARGOS Y ACIDOS.
TABLA 2.6	VOLUMENE GASES AMARGOS Y ACIDOS (A FUTURO).
TABLA 2.7	GAS ACIDO GENERADO EN EL TRATAMIENTO DE LAS AGUAS AMARGAS
TABLA 2.8	GAS ACIDO GENERADO EN EL TRATAMIENTO DE LAS AGUAS AMARGAS (A FUTURO).

GLOSARIO

AGUA AMARGA	VAPOR CONDENSADO CON H ₂ S, (PROVENIENTES DE LAS PLANTAS: CATALITICA, PRIMARIAS, E HIDRODESULFURADORAS, DE UN OLOR DESAGRADABLE.
AGUA DESFLEMADA	AGUA DESGASIFICADA O AGOTADA EN LA PLANTA TRATADORA DE AGUA AMARGA.
A. C. L.	ACEITE CICLICO LIGERO
A. C. P	ACEITE CICLICO PESADO
CROMATOGRAFIA	ES UN METODO FISICO DE SEPARACION BASADO EN LA DISTRIBUCION DE LOS COMPONENTES DE UNA MUESTRA ENTRE DOS FASES.
DEA	DIETANOLAMINA (OH-CH ₂ -CH ₂ -NH-CH ₂ -CH ₂ -OH).
ENERGIA RADIANTE	ENERGIA TRANSMITIDA EN FORMA DE ONDAS ELECTROMAGNETICAS.
ENDULZAMIENTO	ABSORCION DEL H ₂ S DE CORRIENTES AMARGAS POR MEDIO DE SOLVENTES DE COMPUESTOS DE AMINA (MEA, DEA, TEA).
F. C. C.	DESINTEGRACION CATALITICA EN LECHO FLUIDIZADO (FLUID CATALITIC CRACKING).
GAS AMARGO	CORRIENTE AMARGA QUE CONTIENE, A DEMAS DE H ₂ S, HIDROCARBUROS LIGEROS (C ₁ , C ₂ , C ₃).
GAS ACIDO	GAS RICO EN H ₂ S, ORIGINADO EN EL ENDULZAMIENTO DE GAS AMARGO, QUE ES UTILIZADO COMO CARGA PARA LA PLANTA DE RECUPERADORA DE AZUFRE PARA CONVERTIR EL H ₂ S EN AZUFRE ELEMENTAL.
GAS ACIDO AMONICAL	GAS ORIGINADO A PARTIR DE LA DESGASIFICACION O DESFLEMADO DEL AGUA AMARGA.
GAS DE COLAS	GAS ACIDO QUE NO REACCIONA EN LA PLANTA TRATADORA DE AZUFRE Y QUE SUFRE UNA DESCOMPOSICION TERMICA EN EL QUEMADOR ELEVADO PARA EMITIRLO COMO SO _x .

GAS SECO	GAS DULCE LIBRE DE H ₂ S.
GASES REG. F.C.C.	GASES DE REGENERACION DEL CATALIZADOR DE LA PLANTA CATALITICA (F.C.C).
GOLP	GASOLEO LIGERO PRIMARIO
GOPP	GASOLEO PESADO PRIMARIO
GOL AV	GASOLEO LIGERO DE ALTO VACIO.
GOP AV	GASOLEO PESADO DE ALTO VACIO.
GIRBOTOL	ENDULZAMIENTO DE CORRIENTES AMARGAS POR ABSORCION DE H ₂ S EN SOLVENTES DE COMPUESTOS DE AMINA (MEA, DEA, TEA) Y DESORCION PARA SEPARAR EL GAS ACIDO DE LA AMINA REGENERADA.
H. D. I.	PLANTAS HIDRODESULFURADORAS DE DESTILADOS INTERMEDIOS (GASOLINA, KEROSINA, DIESEL, TURBOSINA), CUYA FINALIDAD ES LA REMOSION DEL AZUFRE.
HORNOS DE REACCION	SE PUEDE DEFINIR COMO UN ESPACIO ENCERRADO EN EL QUE SE PRODUCE CALOR MEDIANTE LA OXIDACION QUIMICA DE UN COMBUSTIBLE.
INFRARROJO	REGION DEL ESPECTRO ELECTROMAGNETICO EXTENDIDA APROXIMADAMENTE DESDE 0.75 A 300 μ m.
INTENSIDAD	LA INTENSIDAD EN LOS QUEMADORES SE REFIERE A LAS ALTAS TEMPERATURAS QUE SE MANEJAN Y A LA LONGITUD Y GROSOR DE LA FLAMA QUE SE GENERA EN LA BOQUILLA DE EMISION DEL QUEMADOR.
MICROMETRO (μm)	UNIDAD DE LONGITUD IGUAL A 1X10 ⁻⁶ METROS.
MON	NUMERO DE OCTANO MOTOR.
NOM	NORMA OFICIAL MEXICANA.
PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA AMARGA	PLANTA CUYO OBJETIVO ES DESORBER LOS GASES CONTENIDOS EN LAS CORRIENTES DE AGUAS AMARGAS PARA QUE PUEDEN SER REUSADAS O ENVIADAS A LOS SISTEMAS DE AGUAS DE DESECHO.
PLANTA RECUPERADORA DE AZUFRE	PLANTA CUYO OBJETIVO ES CONVERTIR EL CONTENIDO DE H ₂ S DE LAS CORRIENTES DE GAS ACIDO EN AZUFRE ELEMENTAL POR MEDIO DEL PROCESO CLAUS MODIFICADO.
QUEMADOR	DISPOSITIVO QUE PRODUCE UNA FLAMA.

**RON
QUEMADOR DE ALTA
INTENSIDAD**

RADIACION

NUMERO DE OCTANO RESEARCH.
EQUIPO DE PROCESO CON CAPACIDAD DE PRODUCIR
ALTAS TEMPERATURAS (1200-2300 °C).

FORMA DE TRANSFERENCIA DE ENERGIA A TRAVES DEL
ESPACIO POR MEDIO DE ONDAS ELECTROMAGNETICAS
QUE PROPAGAN Y TRANSFIEREN LA LUZ.