

4



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE QUIMICA

INFORME DE LA PRÁCTICA PROFESIONAL:

ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL
ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE
BARRIL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO QUÍMICO

P R E S E N T A :
JUAN MANUEL ANZALDO TREJO



MEXICO, D.F.

2002

EXAMENES PROFESIONALES
FACULTAD DE QUIMICA

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Jurado asignado:

Presidente: José Antonio Ortiz Ramírez

Vocal: Mayo Gines Martínez Kahn

Secretario: José Agustín Texta Mena

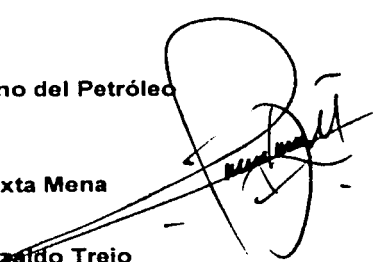
1er Suplente: José Fernando Barragán Aroche

2º Suplente: José Luis Zaragoza Gutiérrez

Sitio donde se desarrolló el tema: Instituto Mexicano del Petróleo

Nombre del Asesor: José Agustín Texta Mena

Nombre del Sustentante: Juan Manuel Anzures Trejo

A large, stylized handwritten signature in black ink, overlapping the text of the 'Nombre del Sustentante' field. The signature appears to be 'Juan Manuel Anzures Trejo'.

*A mi madre, mis abuelos y mi tía,
Por todo el apoyo que me han dado.
Este logro es de ustedes.*

*A la Universidad Nacional Autónoma de México,
Por toda la formación que me dio.*

*A Noelia,
Me has traído nuevamente la luz.*

*A Gustavo
Por la gran amistad que nos une.*

*A Sergio y Vicente
Por ayudarme a crecer*

*A Eva, Angélica y Vanessa
Por su amistad y confianza*

*A todas las personas que tanto me han enseñado en el Instituto Mexicano del Petróleo:
El Ing. Rodolfo del Rosal, el M. en I. Cesar Figueroa,
el Ing. Fernando Fuentes, el Ing. Agustín Texta y la Ing. Ana Lilia Pérez
Gracias*



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN.....	3
1.1	REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD	4
1.2	COQUIZACIÓN RETARDADA.....	4
1.3	DESASFALTADO CON SOLVENTES	8
2	OBJETIVO	8
3	BASES DEL ESTUDIO	8
3.1	CAPACIDAD Y TIPO DE CRUDO	8
3.2	ESPECIFICACIÓN DE PRODUCTOS	9
3.3	CAPACIDAD DE LAS PLANTAS EXISTENTES.....	10
3.4	CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS CASOS	11
3.5	METODOLOGÍA EMPLEADA PARA EL CÁLCULO DEL BALANCE DE MATERIA	12
3.6	CONSIDERACIONES SOBRE EL MERCADO DE PRODUCTOS PROCEDENTES DEL FONDO DE BARRIL	12
	3.6.1 <i>Combustóleo</i>	12
	3.6.2 <i>Asfalto</i>	12
	3.6.3 <i>Coque de Petróleo</i>	12
4	CASOS DE ESTUDIO.....	13
4.1	ESTABLECIMIENTO DE LOS ESCENARIOS.....	13
4.2	DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO.....	15
	4.2.1 <i>Caso Producción de Combustóleo</i>	15
	4.2.2 <i>Caso Producción de Asfalto</i>	16
	4.2.3 <i>Caso Coquizadora</i>	18
	4.2.4 <i>Caso Desasfaltadora</i>	20
	4.2.5 <i>Caso Desasfaltadora y Reductora de Viscosidad</i>	22
5	RESULTADOS.....	26
5.1	BALANCES DE MATERIA.....	26
	5.1.1 <i>Balance global</i>	26
	5.1.2 <i>Balance general</i>	30
5.2	CONFORMACIÓN DE LOS INVENTARIOS DE GASOLINA	31



**ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL
ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE
BARRIL.**



Facultad de Química

5.3	PREPARACIÓN DEL COMBUSTÓLEO	32
5.4	PREPARACIÓN DEL DIESEL	32
5.5	SERVICIOS AUXILIARES	33
6	CONTARIOS ECÓNICOS	34
7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	34
7.1	CONCLUSIONES.....	34
7.2	COMENTARIOS A LOS CASOS DE ESTUDIO.....	34
7.3	RECOMENDACIONES.....	35
8	GLOSARIO	41
9	BIBLIOGRAFÍA.....	44
10	ANEXOS	45
10.1	ANEXO 1: RESULTADOS COMPLETOS DEL CASO PRODUCCIÓN DE COMBUSTÓLEO	45
10.2	ANEXO 2: BALANCE DE MATERIA Y ENERGÍA DEL CASO COQUIZADORA	59



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



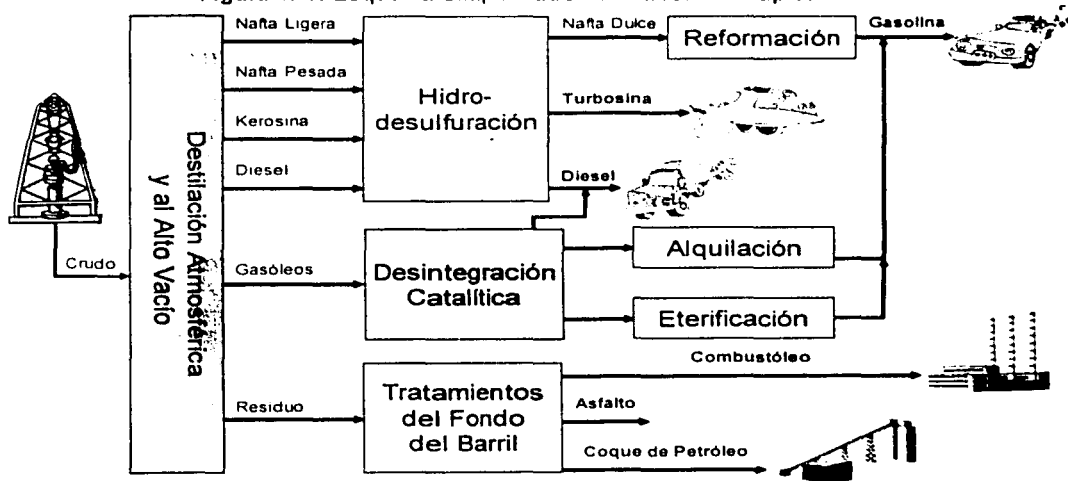
Facultad de Química

1 INTRODUCCIÓN

Aunado a los problemas ecológicos que han obligado a la mejora de las gasolinas, diesel y otros combustibles, principalmente a la disminución del contenido de azufre, así como el incremento de la demanda, se ha provocado la necesidad de modernizar los esquemas de refinación de crudo en todo el mundo. Es de especial interés estas modernizaciones, ya que las reservas de crudo ligero disminuyen y la oferta de crudo pesado con gran contenido de contaminantes (azufre, nitrógeno y metales), como el crudo Maya producido en México, se ha incrementado considerablemente. (1, 2)

Debe recordarse que un futuro próximo los combustibles empleados en los vehículos automotores sufrirán modificaciones considerables, sobre todo en el contenido de azufre. Las tendencias internacionales (normas ecológicas de los estados de California, Texas, la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA), las comisiones ambientales de la Comunidad Europea y Suecia) empiezan a vislumbrar la necesidad de combustibles libres de azufre ("sulfur free"), en los próximos años. Es por este motivo, que el interés de todas las personas involucradas en la formulación de combustibles se ha abocado a la mejora tecnológica de las refineras, así como su ampliación su capacidad de procesamiento, para satisfacer las necesidades del mercado de energéticos. (3)

Figura 1.1.1 Esquema Simplificado de una refinera típica



Dentro de las mejoras propuestas para la modernización del centro de procesamiento de crudo, una de las más importantes es el manejo del "fondo del barril". Este producto corresponde al



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



residuo obtenido de las destilaciones a presión atmosférica y a vacío. Tradicionalmente este residuo era diluido para la producción de combustible pesado industrial (COPE o combustóleo) o para la formulación de asfalto para el recubrimiento de caminos. Este producto está íntimamente ligado al contenido de compuestos pesados en el crudo, así que al incrementar la gravedad específica de un crudo, la producción de residuo incrementa (4 5)

En los esquemas modernos este producto es tratado de diferentes formas para disminuir el volumen de residuo obtenido, al convertirlo en productos de mayor valor agregado como la gasolina o el diesel.

Algunos de los procesos empleados para el tratamiento de este residuo son los siguientes:

1.1 Reducción de viscosidad

Mediante una desintegración térmica controlada se puede disminuir la viscosidad del residuo de vacío. El proceso de reducción de viscosidad es relativamente sencillo, ya que consta únicamente de un calentador a fuego directo y una columna fraccionadora. El residuo de vacío es alimentado a un calentador a fuego directo diseñado para promover la desintegración térmica de los compuestos más pesados. El producto obtenido es alimentado a una torre fraccionadora en la cual se obtendrán una corriente de hidrocarburos ligeros similares a los componentes de una nafta, rica en compuestos de azufre; una corriente intermedia de hidrocarburos parecidos a un gasóleo y un residuo de compuestos pesados. (4 5 6 16)

Tradicionalmente el destino la corriente intermedia y del residuo es la formulación de combustóleo, ya que al mezclar el gasóleo y el residuo se obtiene una corriente cuya viscosidad es menor que la de la corriente que se alimenta a la planta.

1.2 Coquización retardada

Utilizando el mismo principio que el utilizado en la planta de reducción de viscosidad, las plantas coquizadoras desintegran los compuestos pesados que se encuentran en el residuo de vacío para convertirlos en compuestos más ligeros. Dentro de los diferentes procesos de coquización, uno de los que en épocas recientes ha sido más empleado es el de coquización retardada. (4 5 7 8 15)

El residuo de vacío es alimentado al fondo de la torre fraccionadora. Del fondo de la torre fraccionadora se alimentan los compuestos pesados a un calentador a fuego directo a alta velocidad, para después disminuirla rápidamente al introducirla a los silos colectores de carbón. En estos silos se captura el carbón producido por la desintegración térmica, permitiéndose la salida de los compuestos ligeros de regreso a la torre fraccionadora.

De la torre fraccionadora se obtienen una corriente de gases que son enviados a la sección de recuperación y fraccionamiento; una corriente de hidrocarburos intermedios, del intervalo de destilación del diesel y una corriente de gasóleos pesados ricos en azufre y metales los cuales deberán ser eliminados para su alimentación a la planta de desintegración catalítica.

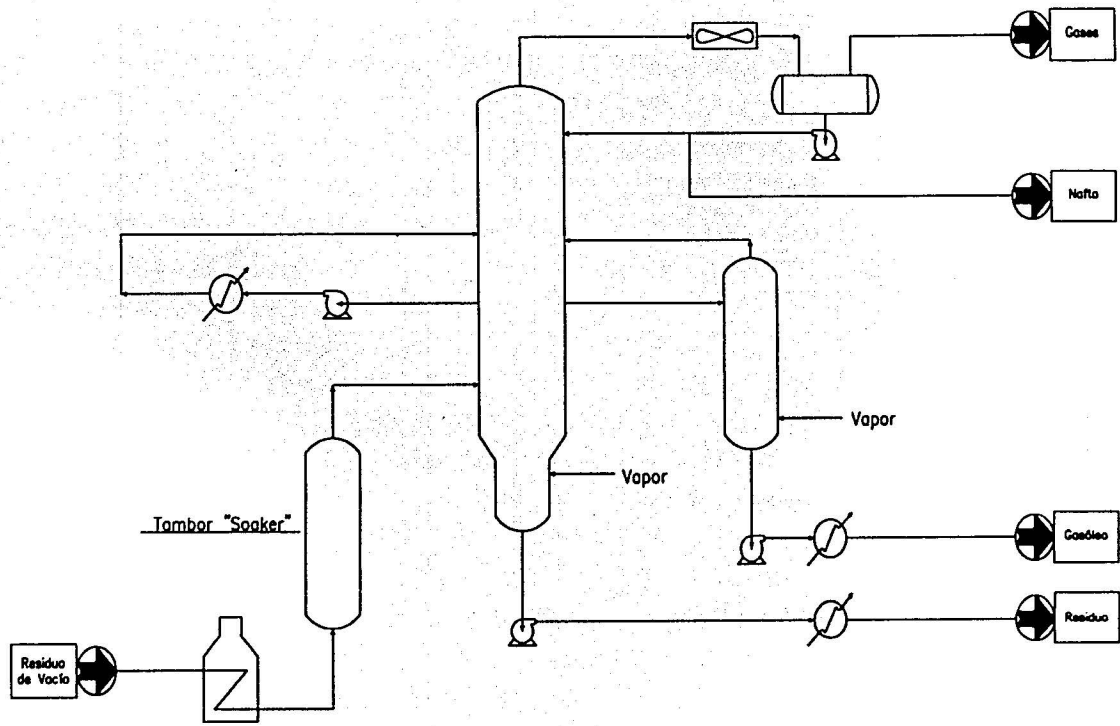
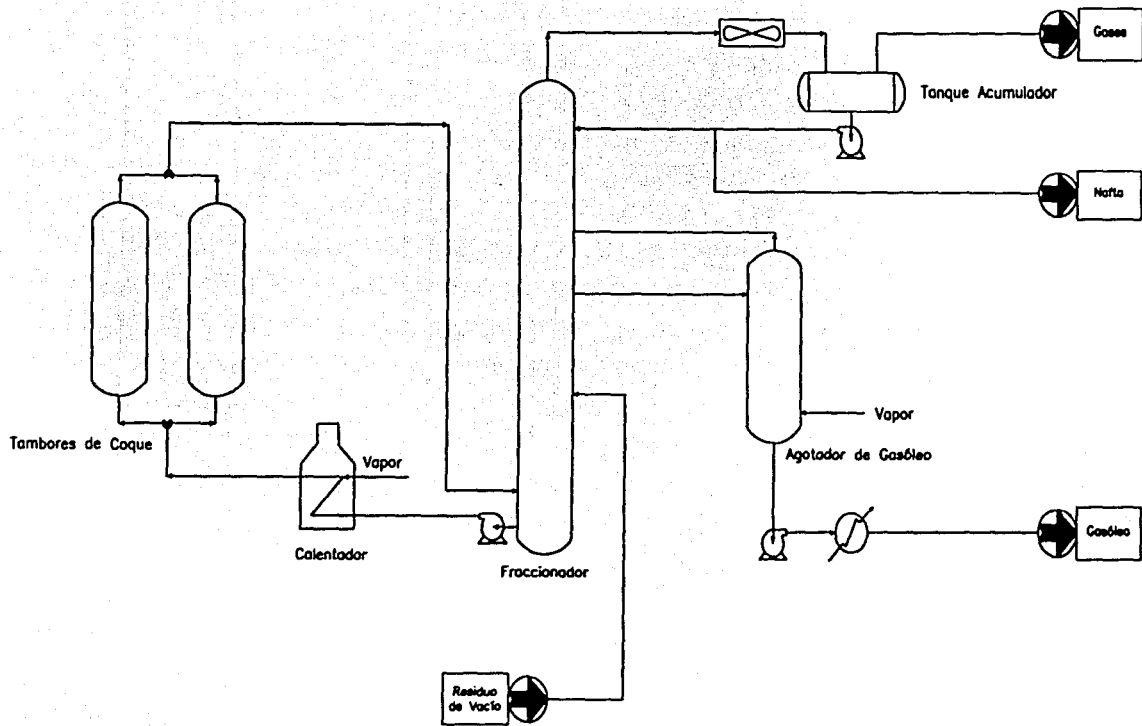
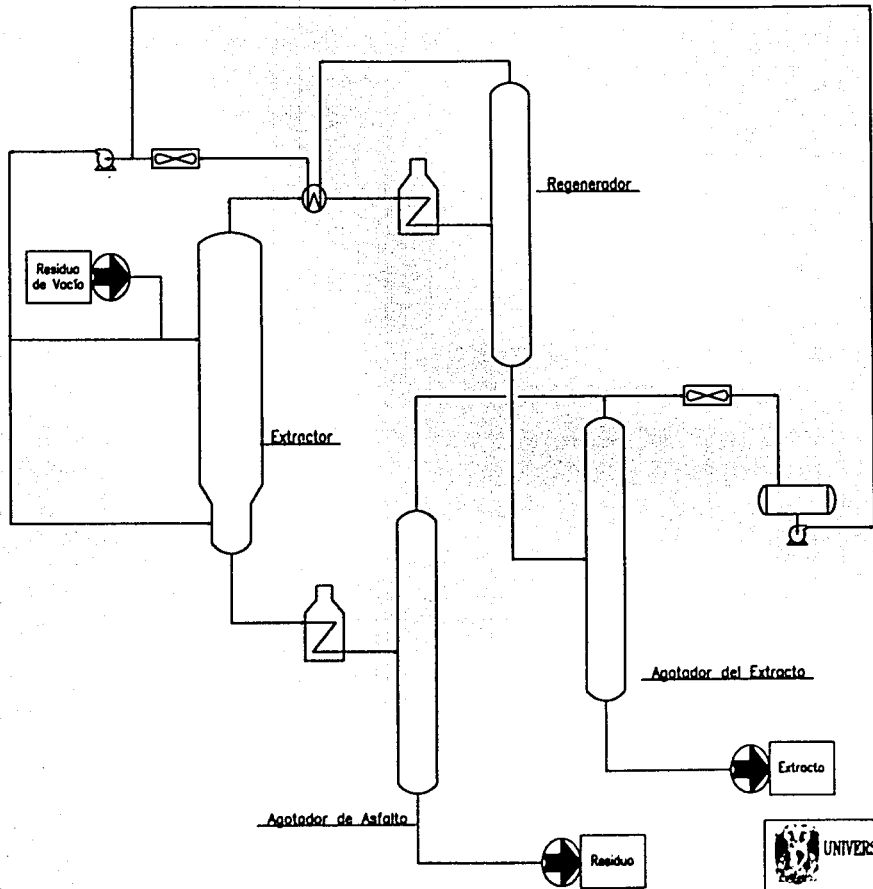


FIG. 1.11 DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO SIMPLIFICADO
 PLANTA REDUCTORA DE VISCOSIDAD



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
 INSTITUTO DE QUÍMICA

FIG. 1.2.1 DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO SIMPLIFICADO
 PLANTA DE COCAZACIÓN RETARDADA



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
 INSTITUTO DE QUÍMICA

FIG. 1.3.1 DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO SIMPLIFICADO
 PLANTA DESASFALTADORA DE RESIDUO



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

En la sección de recuperación y fraccionamiento los gases son lavados con una corriente de nafta en primera instancia, por una corriente de aceite esponja y, finalmente, con una corriente de amina para producir gas combustible que se incorpora a la red del centro de procesamiento de crudo. La nafta es estabilizada, es decir, se fracciona para eliminar los butanos producidos por la desintegración térmica. Los butanos son endulzados al ponerse en contacto con aminas y, así, obtener un producto rico en olefinas. La nafta no es apta para su aprovechamiento directo al contener gran cantidad de contaminantes, especialmente azufre, por lo que debe ser hidrotratada y reformada para poder ser incorporada al inventario de gasolina terminada

1.3 Desasfaltado con solventes

El proceso de desasfaltado por medio de solventes utiliza un principio completamente diferente que los anteriormente mencionados. En éste, la corriente de residuo de vacío se pone en contacto con un solvente (desde propano hasta compuestos de seis carbonos) para absorber compuestos ligeros de la corriente de residuales. Estos compuestos son después removidos del solvente por medio de un fraccionamiento y así recuperar el solvente para su recirculación. (4, 5, 9, 14)

Uno de los principales empleos de este proceso es la extracción de bases para la elaboración de lubricantes, ya que los compuestos así obtenidos poseen características muy afines que permiten la elaboración de productos con requerimientos muy específicos.

2 OBJETIVO

Mostrar cuál esquema de procesamiento de fondo de barril es el más adecuado para un centro de procesamiento de crudo para procesar 267,000 BSPD de una mezcla de crudos consistente en 66% de crudo Maya y 34% de crudo Istmo; determinando las capacidades requeridas de las plantas nuevas para tratar todas las corrientes, obteniendo productos con especificaciones establecidas, entre las cuales se tienen gasolinas oxigenadas con 300 ppm de azufre, gasolina regular sin plomo de 1,000 ppm, diesel de bajo azufre de 300 ppm y diesel sin de 500 ppm.

3 BASES DEL ESTUDIO

3.1 Capacidad y Tipo de Crudo

La Refinería procesará 267,000 BSPD de una mezcla de crudo con las siguientes características:

Tabla 3.1.1 Tipo de crudo

Crudo	BSPD	% Volumen
Maya	176,000	65.92%
Istmo	91,000	34.08%
TOTAL	267,000	100.00%



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

3.2 Especificación de Productos

Los productos que el centro de procesamiento de crudo debe producir son:

- ❖ Gas LP
- ❖ Propileno
- ❖ Gasolina (el nuevo tren de refinación producirá un inventario de gasolina de 300 ppm de azufre máximo mientras el inventario de la sección existente se mantiene igual).
 - Gasolina Premium Reformulada (300 ppm S)
 - Gasolina Premium (300 ppm S)
 - Gasolina Magna Reformulada (300 ppm S)
 - Gasolina Magna (1000 ppm S)
- ❖ Turbosina
- ❖ Diesel (el nuevo tren de refinación producirá un inventario de diesel de 300 ppm de azufre máximo mientras el inventario de la sección existente se mantiene igual)
 - Diesel "Bajo Azufre" (300 ppm de S)
 - Diesel Regular(500 ppm de S)
 - Diesel Desulfurado (5000 ppm de S)
- ❖ Combustóleo Pesado Industrial (4% de S)
- ❖ Asfalto tipo AC-20 o AC-40

En las siguientes tablas se resumen las especificaciones de los productos; primeramente se presentarán las especificaciones de las gasolinas

Tabla 3.2.1 Especificación de las gasolinas

Especificación		Premium Reformulada (*)	Premium	Magna Reformulada (*)	Magna
(RON+MON)/2	mínimo	93	93	87	87
PVR (psig)	máxima	7.5	9.0	8.5	9.5
Aromáticos (%vol.)	máximo	25.0	32.0	30.0	50.0
Benceno (%vol.)	máximo	1.0	2.0	2.0	4.9
Olefinas (%vol.)	máximo	10.0	15.0	12.5	50.0
Oxígeno (%peso)	mínimo	1.0	1.0	1.0	0.0
Oxígeno (%peso)	máximo	2.0	2.0	2.0	0.0
Azufre (ppm peso)	máximo	300	300	300	1000

(*) Las gasolinas Reformuladas corresponden a las requeridas por las Zonas Metropolitanas del Valle de México. Guadalajara y Monterrey, mientras que las otras gasolinas corresponden a las gasolinas requeridas por el resto del país

El resto de los productos que elaborados por la refinería tendrán las siguientes características:



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

Tabla 3.2.2 Especificación de los Productos

Producto	Especificación
Propileno	
% volumen	96 0%
Turbosina	
Azufre (%peso)	0 3% máximo
Diesel "Bajo Azufre"	
Azufre (ppm peso)	300 máximo
Diesel Regular	
Azufre (ppm peso)	500 máximo
Diesel Desulfurado	
Azufre (ppm peso)	5000 máximo
Combustóleo Pesado Industrial	
Azufre (%peso)	4% máximo
Viscosidad (SSF a 50°C)	475 mínima
Viscosidad (SSF a 50°C)	550 máxima

3.3 Capacidad de las Plantas Existentes

La refinería cuenta con las siguientes plantas de procesamiento.

Tabla 3.3.1 Capacidad de las Plantas Existentes

Planta	Capacidad	Unidades
Destilación Atmosférica 3	76.000	BPD
Destilación Atmosférica 5	66.000	BPD
Destilación al Alto Vacío 2	25.000	BPD
Destilación al Alto Vacío 3	25.000	BPD
Hidrosulfuradora de Naftas 1	12.000	BPD
Hidrosulfuradora de Naftas 2	17.000	BPD
Hidrosulfuradora de Naftas 3	25.000	BPD
Hidrosulfuradora de Turbosina	17.000	BPD
Hidrosulfuradora de Diesel	25.000	BPD
Reformadora CCR	20.000	BPD
Reformadora Semiregenerativa	17.000	BPD
Isomerizadora de C5 y C6	15.000	BPD
Desintegración Catalítica Fluida	27.500	BPD
Recuperación de Azufre	80	Ton/d de Azufre



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

3.4 Consideraciones Técnicas para la Elaboración de los Casos

- Para el tratamiento del crudo en el centro de procesamiento de crudo, el crudo será distribuido para su procesamiento de manera tal que se use una planta Combinada Nueva que procese 137,000 BSPD de crudo Maya; el resto del crudo (una mezcla 30% Maya y 70% Istmo) se procesará en las Plantas De Destilación Atmosférica No. 3 y 5, enviando 65,445 BPD y 64,555 BPD respectivamente. El Residuo Atmosférico obtenido de estas dos plantas será enviado a las Plantas de Destilación al Alto Vacío No. 2 y No. 3
- Se estudiará la factibilidad de producir con los Residuos de Vacío obtenidos en los tres trenes de Destilación de Crudo coque de petróleo, asfalto y combustible pesado industrial.
- Se reciben 6,121 BSPD de gasolina amorfa y 10,065 BSPD de isómeros de un Centro Petroquímico para incrementar la producción de gasolinas terminadas:

Tabla 3.4.1 Características de las corrientes de gasolina importada del Centro Petroquímico.

Planta		Gasolina Amorfa	Isómeros
Volumen	BSPD	6,121	10,065
Densidad	g/cm ³	0.7000	0.7197
RON		68.0	85.1
MON		65.0	83.6
PVR	psig	9.0	18.6
Azufre	ppm peso	30	0
Olefinas	%vol.	3.5	0.0
Aromáticos	%vol.	9.0	0.0
Benceno	%vol.	5.0	0.0

- Para la formulación de las gasolinas que contienen Oxígeno, se considerará la importación de MTBE para cumplir con las especificaciones.
- La Refinería recibe una corriente de butanos. Esta corriente es fraccionada para la producción de isobutano que serán aprovechados por la Refinería para alimentar su propia planta de Alquilación. El isobutano excedente será vendido como producto terminado.
- La carga a la Planta Alquiladora consistirá en los butenos presentes en los cortes de butanos de las Plantas Catalíticas Existente y Nueva, así como en el mismo corte de la Planta Coquizadora.
- El nivel de hidrodesulfuración de gasóleos requerido se determinará considerando que la refinería se encuentra dividida en dos secciones, generando un inventario de productos de las plantas existentes y otro de las plantas nuevas, de manera que los inventarios de gasolina y diesel de la sección nueva no deberán superar un contenido máximo de 300 ppm en peso.



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

- h) La planta Hidrodesulfuradora de Gasóleos, en los casos que contengan una planta coquizadora será similar a la Ingeniería Básica Existente; esto significa que los gasóleos producidos tendrán 1,500 ppm en peso de azufre. En los casos que no se cuente con gasóleos producidos por la planta coquizadora se considerará que se podrán generar gasóleos hidrotratados con 600 ppm en peso de azufre.

3.5 Metodología empleada para el cálculo del balance de materia

En la figura 3.5.1 se muestra un diagrama de flujo del programa empleado para el cálculo del balance de materia de los casos de estudio.

3.6 Consideraciones sobre el mercado de productos procedentes del fondo de barril

3.6.1 Combustóleo

En el mercado mexicano se requiere de un combustóleo que contiene aproximadamente 4% en peso de azufre. Este combustóleo pesado industrial (COPE) se emplea principalmente para la generación de vapor y energía eléctrica en ciclos simples, esto es en una caldera de generación de vapor de agua y en un turboexpansor de vapor para la generación de energía eléctrica. El mercado para este combustóleo es amplio considerando que la Comisión Federal de Electricidad cuenta en su red con un número considerable de termoeléctricas y las industrias particulares que requieren de la generación de vapor y no se encuentran en zonas críticas también emplean este combustible.

3.6.2 Asfalto

Este producto depende de las necesidades de mantenimiento de las vías de comunicación existentes en el país, así como de los nuevos caminos proyectados por los tres niveles de gobierno (federal, estatal y municipal). En México, la gran mayoría de estos caminos están constituidos por una capa final de asfalto debido a dos razones fundamentales: las características viscoelásticas de este material en las condiciones climatológicas del país y su bajo costo comparado con el del concreto.

Adicionalmente, y debido al cambio de esquemas de procesamiento en los Estados Unidos, el precio medio internacional del asfalto ha sufrido una considerable alza, especialmente los asfaltos pesados como el obtenido de un residuo de crudo Maya, permitiendo su comercialización en el mercado internacional.

3.6.3 Coque de Petróleo

El coque de petróleo presenta un gran reto para su comercialización, ya que en México el empleo de carbón como fuente energética no es tan extendido como en otras regiones del globo, como es el caso de los Estados Unidos o Europa. Además, este combustible cuenta con una gran cantidad de contaminantes (azufre, níquel, vanadio, etc.) lo que dificultará su comercialización. Este producto tiene como mercado potencial los siguientes destinos:



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

Alimentación a los hornos de producción de cemento Este uso presenta la ventaja de evitar la emisión de gran contenido de contaminantes al medio ambiente, ya que el empleo de la caliza en el quemado permite la captación de los metales, azufre y materia no quemada enriqueciendo la mezcla y mejorando su calidad.

Empleo como combustible fósil: El reto de emplear este producto para la generación de vapor de agua y/o energía eléctrica es la emisión de contaminantes (SO_2 , NO_x) al medio ambiente. Esto se puede abatir empleando alguna de las tecnologías emergentes para el quemado de combustibles con alto contenido de contaminantes (Sistemas de Remoción de SO_2/NO_x , Calderas de Lecho Fluidizado, etc).

Materia Prima para la Generación de Gas de Síntesis: Este último uso transforma el coque de petróleo en un producto de alto potencial que empleado de manera estratégica podrá elevar la rentabilidad del centro de procesamiento de crudo, ya que la comercialización de petroquímicos básicos aumentará de manera considerable los productos de alto valor agregado ofertados por la refinería. Un ejemplo de este aprovechamiento es el uso del gas de síntesis para la producción de hidrógeno, ingrediente importante en el procesamiento de crudos con alto contenido de azufre.

4 CASOS DE ESTUDIO

4.1 Establecimiento de los escenarios

La Refinería procesa actualmente 30% de crudo Maya. Este centro de procesamiento de crudo no cuenta con tecnologías para procesar residuales, por lo que el destino último del residuo de vacío es la preparación de combustóleo. Los gasóleos producidos por las plantas de procesamiento primario son conducidos a una planta FCC, la cual los transforma en gases licuados (propano, propileno y butano), gasolina catalítica y aceites cíclicos. La gasolina catalítica se integra directamente al inventario final productos, mientras que los aceites cíclicos son empleados para diluir el residuo de vacío y producir combustóleo pesado. Se cuenta con dos plantas de hidrot ratamiento de destilados intermedios que reciben sólo carga virgen proveniente de las plantas primarias. Adicionalmente, se dispone de tres plantas que hidrosulfuran de naftas, dos reformadoras de naftas que emplean el proceso semirregenerativo, otra reformadora ya modernizada para incorporar la Regeneración Continua de Catalizador (CCR), una isomerizadora de pentanos y hexanos y dos recuperadoras de azufre. Con este esquema, la refinería produce un 37% de gasolina, 5.41% de turbosina, 21.7% de diesel y 31.5% de combustóleo.

Para el presente estudio se incrementará el porcentaje de crudo pesado hasta llegar a un 66%, aumentando la relación de producción de gasolina a niveles competitivos en el ámbito internacional, donde las refinerías en promedio obtienen un 45% de rendimiento, disminuyendo o eliminando completamente la producción de combustóleo. Para ello se propusieron nuevas plantas de procesamiento siguiendo los siguientes razonamientos:

- Las plantas existentes no serán modernizadas y operarán de una manera similar a las condiciones actuales.



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

- Instalar una planta nueva de destilación combinada para procesar crudo 100% Maya, utilizando tecnología de punta como el doble desalado, alta recuperación de calor en el tren de intercambio, empleo de empaque estructurado en las torres de destilación para disminuir la caída de presión a lo largo de la columna, muy baja presión en el domo de la torre de vacío y alto agotamiento del residuo de vacío para producir una temperatura inicial de ebullición de 565°C.
- Las plantas Hidrodesulfuradoras de Naftas 1, 2 y 3 procesarán nafta primaria y las naftas producidas por los otros procesos de hidrodesulfuración.
- La planta Hidrodesulfuradora de Turbosina procesará sólo turbosina amarga proveniente de las plantas primarias.
- La planta Hidrodesulfuradora de Diesel no será modernizada. Operará a una capacidad de 25,000 BSPD con una carga compuesta por turbosina, querosina y diesel primario.
- La planta Hidrodesulfuradora de Diesel Nueva operará con diesel primario y aceite cíclico ligero de las plantas catalíticas.
- Se utilizarán para la reformación de naftas las plantas existentes CCR y Semiregenerativa. La producción de hidrógeno en estas plantas es de 881 ft³ estándar/bbl de carga.
- La planta FCC existente será alimentada por gasóleos procedentes de las plantas existentes, mientras que la FCC Nueva será alimentada con gasóleos hidrodesulfurados y gasóleos procedentes de la Planta Combinada Nueva, que permitirá mejorar las propiedades de las gasolinas, aumentando la producción de alquilado.
- Para determinar la capacidad de la planta hidrodesulfuradora de gasóleos se sigue el siguiente procedimiento. El inventario total de gasolina final se divide de acuerdo de su procedencia. Las corrientes procedentes de plantas existentes conforman un inventario, las gasolinas importadas (gasolina amorfa, isómeros y MTBE) conforman otro, mientras el resto de gasolinas, que corresponden a las producidas por las plantas nuevas se agrupan en otro. La capacidad de la planta hidrodesulfuradora debe ser la requerida para alcanzar en el inventario de gasolinas procedentes de las plantas nuevas un contenido máximo de azufre de 300 ppm en peso de azufre.
- La carga a la planta de Alquilación consiste en isobutano y butenos procedentes de las plantas catalíticas y de la coquizadora.
- El isobutano requerido por la planta Alquiladora provendrá del fraccionamiento de la corriente de butanos recibidos del centro petroquímico. De este tren de fraccionamiento se obtendrán propano y butano que se incorporarán al inventario de Gas LP producto y los isobutanos excedentes serán vendidos como un producto.



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

- Debido a que existen diferentes maneras de adquirir el hidrógeno requiendo para la operación de la refinería, se considerará que el hidrógeno se comprará. De esta manera el esquema de procesamiento es independiente de la opción final que se elija para la producción del Hidrógeno.
- De igual forma, los servicios auxiliares que requiere el centro de procesamiento de crudo serán comprados, lo que independiza el análisis del esquema de procesamiento del crudo del esquema de generación de vapor y energía eléctrica.

4.2 Descripción de los casos de estudio

Para la elaboración de este estudio se prepararon 5 casos adicionales al caso base de estudio.

4.2.1 Caso Producción de Combustóleo

Este caso considera que el residuo de vacío producido en la plantas de destilación al vacío para la producción de combustóleo.

Descripción del esquema de procesamiento.

Para consultar el diagrama de bloques simplificado, refiérase a la Figura 4.2.1.1.

El crudo procedente de límites de batería se procesa en dos trenes: uno de 137,000 BSPD de crudo 100% Maya y otro de 130,000 BPD de crudo 30% Maya. El residuo de vacío es enviado al inventario de combustóleo.

Una parte de los gasóleos del tren de crudo Maya se alimentan a la hidrodeshulfuradora de gasóleos, a fin de permitir un buen funcionamiento de las plantas catalíticas, removiendo los insaturados, metales y azufre, y de reducir el contenido de azufre en los inventarios de gasolina.

Las plantas catalíticas existente y nueva, procesan el gasóleo hidrodeshulfurado y los gasóleos vírgenes; la primera planta está orientada a la producción de gasolinas mientras que la segunda está orientada a la producción de olefinas, para aumentar la proporción de alquilado en el inventario de gasolinas. La gasolina catalítica se envía al inventario de gasolinas.

La nafta primaria junto con las naftas amargas provenientes de las otras plantas hidrodeshulfuradoras se hidrotratan en las plantas existentes. Después de su tratamiento, la nafta hidrotratada es fraccionada en un corte ligero, el cual es isomerizado, y otro pesado que es enviado a las plantas Reformadoras de Naftas existentes.

La hidrodeshulfuradora de turbosina procesa una corriente virgen de turbosina, la hidrodeshulfuradora de diesel existente procesa una mezcla de turbosina, querosina y diesel, y la Hidrodeshulfuradora Nueva procesa diesel y aceite ciclico ligero, a fin de satisfacer las demandas de turbosina y diesel.

La corriente de butanos procedente del centro petroquímico se fracciona en una serie de columnas para producir propano, butano e isobutano. Los butenos procedentes de la desintegración



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

catalítica se procesan en la planta de Alquilación, junto con el isobutano procedente del fraccionamiento de la corriente importada de butanos.

Los gases amargos de la refinería se endulzan y los gases ácidos obtenidos son enviados a las Plantas Recuperadoras de Azufre.

Las gasolinas se formulan con reformado, gasolina catalítica, alquilado y MTBE.

El diesel es una mezcla del producto de las Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios y el producido por la Hidrodesulfuradora de Gasóleos.

El combustóleo es la mezcla de un excedente de residuo de vacío, aceite cíclico pesado, aceite cíclico ligero y querosina.

4.2.2 Caso Producción de Asfalto

Este caso considera que el residuo de vacío producido en la planta de destilación al vacío de crudo 100% Maya para la producción de asfalto, mientras el resto es empleado para la formulación de combustóleo. Esta selección es debido a que el residuo de vacío de crudo Maya posee propiedades viscoelásticas adecuadas para la producción de asfalto, mientras que el residuo producido a partir de crudo mezcla no las posee.

Descripción del esquema de procesamiento.

Para consultar el diagrama de bloques simplificado, refiérase a la Figura 4.2.2.1.

El crudo procedente de límites de batería se procesa en dos trenes: uno de 137,000 BSPD de crudo 100% Maya y otro de 130,000 BPD de crudo 30% Maya. El residuo de vacío procedente del tren de crudo maya es diluido con gasóleos pesados de vacío para producir asfalto tipo AC-20, mientras que el residuo del otro tren es enviado al inventario de combustóleo.

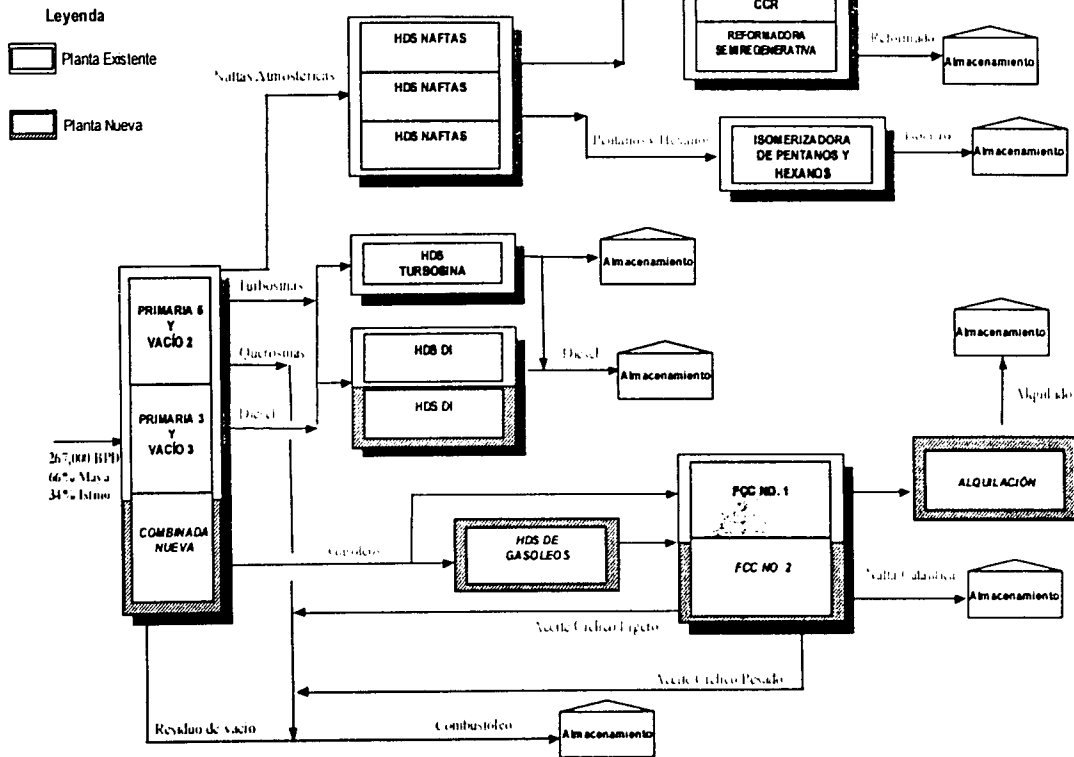
Una parte de los gasóleos del tren de crudo Maya se alimentan a la hidrodesulfuradora de gasóleos, a fin de permitir un buen funcionamiento de las plantas catalíticas, removiendo los insaturados, metales y azufre, y de reducir el contenido de azufre en los inventarios de gasolina.

Las plantas catalíticas existente y nueva, procesan el gasóleo hidrodesulfurado y los gasóleos vírgenes; la primera planta está orientada a la producción de gasolinas mientras que la segunda está orientada a la producción de olefinas, para aumentar la proporción de alquilado en el inventario de gasolinas. La gasolina catalítica se envía al inventario de gasolinas.

La nafta primaria junto con las naftas amargas provenientes de las otras plantas hidrodesulfuradoras se hidrotrotan en las plantas existentes. Después de su tratamiento, la nafta hidrotrotada es fraccionada en un corte ligero, el cual es isomerizado, y otro pesado que es enviado a las plantas Reformadoras de Naftas existentes.



Figura 4.2.1.1 Esquema simplificado de proceso para el Caso Producción de Combustóleo





ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



La hidrodesulfuradora de turbosina procesa una corriente virgen de turbosina, la hidrodesulfuradora de diesel existente procesa una mezcla de turbosina, querosina y diesel, y la Hidrodesulfuradora Nueva procesa diesel y aceite ciclico ligero, a fin de satisfacer las demandas de turbosina y diesel.

La corriente de butanos procedente del centro petroquimico se fracciona en una serie de columnas para producir propano, butano e isobutano. Los butenos procedentes de la desintegración catalitica se procesan en la planta de Alquilación, junto con el isobutano procedente del fraccionamiento de la corriente importada de butanos.

Los gases amargos de la refinería se endulzan y los gases ácidos obtenidos son enviados a las Plantas Recuperadoras de Azufre.

Las gasolinas se formulan con reformado, gasolina catalitica, alquilado y MTBE.

El diesel es una mezcla del producto de las Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios y el producido por la Hidrodesulfuradora de Gasóleos.

El combustóleo es la mezcla de un excedente de residuo de vacio, aceite ciclico pesado y querosina.

4.2.3 Caso Coquizadora

En este caso se emplea una planta de coquización para el tratamiento del fondo de barril.

Descripción del esquema de procesamiento.

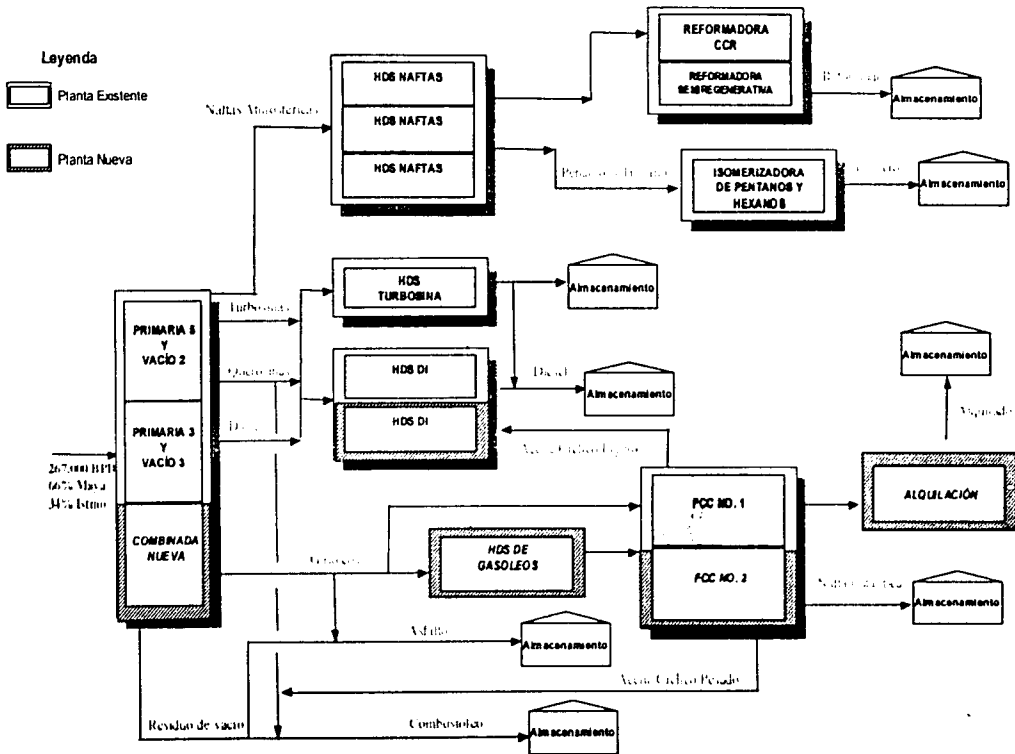
Para consultar el diagrama de bloques simplificado, refiérase a la Figura 4.2.3.1.

El crudo procedente de límites de batería se procesa en dos trenes: uno de 137,000 BSPD de crudo 100% Maya y otro de 130,000 BPD de crudo 30% Maya. El residuo de vacio se procesa en una planta de coquización retardada, junto con una recirculación de aceite ciclico pesado proveniente de la planta FCC Nueva. Los gasóleos de coquización retardada y una parte del gasóleo pesado de vacio del tren de crudo Maya, se alimentan a la hidrodesulfuradora de gasóleos, a fin de permitir un buen funcionamiento de las plantas catalíticas, removiendo los insaturados, metales y azufre, y de reducir el contenido de azufre en los inventarios de gasolina.

Las plantas catalíticas existente y nueva, procesan el gasóleo hidrodesulfurado y los gasóleos vírgenes; la primera planta está orientada a la producción de gasolinas mientras que la segunda está orientada a la producción de olefinas, para aumentar la proporción de alquilado en el inventario de gasolinas. La gasolina catalitica se envía al inventario de gasolinas.

La nafta primaria junto con las naftas amargas provenientes de las otras plantas hidrodesulfuradoras se hidrotatan en las plantas existentes. Después de su tratamiento, la nafta hidrotatada es fraccionada en un corte ligero, el cual es isomerizado, y otro pesado que es enviado a las plantas Reformadoras de Naftas existentes.

Figura 4.2.2.1 Esquema simplificado de proceso para el Caso Producción de Asfalto



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL
ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE
BARRIL.



Facultad de Química



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

La nafta de coquización es enviada a la planta Hidrodesulfuradora de Naftas de Coquización para su tratamiento y fraccionamiento. Nuevamente, el corte ligero es enviado a la Isomerizadora de Pentanos y Hexanos, mientras que la fracción pesada es enviada a reformación

La hidrodesulfuradora de turbosina procesa una corriente virgen de turbosina, la hidrodesulfuradora de diesel existente procesa una mezcla de turbosina, querosina y diesel, y la Hidrodesulfuradora Nueva procesa diesel y aceite cíclico ligero, a fin de satisfacer las demandas de turbosina y diesel.

La corriente de butanos procedente del centro petroquímico se fracciona en una serie de columnas para producir propano, butano e isobutano. Los butenos procedentes de la desintegración catalítica se procesan en la planta de Alquilación, junto con el isobutano procedente del fraccionamiento de la corriente importada de butanos.

Los gases amargos de la refinería se endulzan y los gases ácidos obtenidos son enviados a las Plantas Recuperadoras de Azufre.

Las gasolinas se formulan con reformado, gasolina catalítica, alquilado y MTBE.

El diesel es una mezcla del producto de las Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios y el producido por la Hidrodesulfuradora de Gasóleos.

El combustóleo es la mezcla de un excedente de residuo de vacío, aceite cíclico pesado y aceite cíclico pesado. Estos dos últimos, provienen de las plantas FCC.

4.2.4 Caso Desasfaltadora

Este caso es el residuo de vacío proveniente de la planta Combinada Nueva se envía a una planta desasfaltadora con isobutano. El extracto se envía a hidrotamiento para ser alimentado a una FCC y producir gasolina; no se analiza el potencial del extracto para producción de lubricantes, que son productos de gran valor agregado.

Descripción del esquema de procesamiento.

Para consultar el diagrama de bloques simplificado, refiérase a la Figura 4.2.4.1.

El crudo procedente de límites de batería se procesa en dos trenes: uno de 137,000 BSPD de crudo 100% Maya y otro de 130,000 BPD de crudo 30% Maya. El residuo de vacío del tren existente es enviado al inventario de combustóleo. El residuo del tren Maya es enviado a una planta Desasfaltadora, la cual extrae los asfaltenos utilizando como solvente isobutano. El residuo desasfaltado es mezclado con gasóleos pesados de vacío para la generación de asfalto tipo AC-40.

El extracto de la desasfaltadora junto con una parte de los gasóleos del tren de crudo Maya se alimenta a la hidrodesulfuradora de gasóleos, a fin de permitir un buen funcionamiento de las plantas catalíticas, removiendo los insaturados, metales y azufre, y de reducir el contenido de azufre en los inventarios de gasolina.

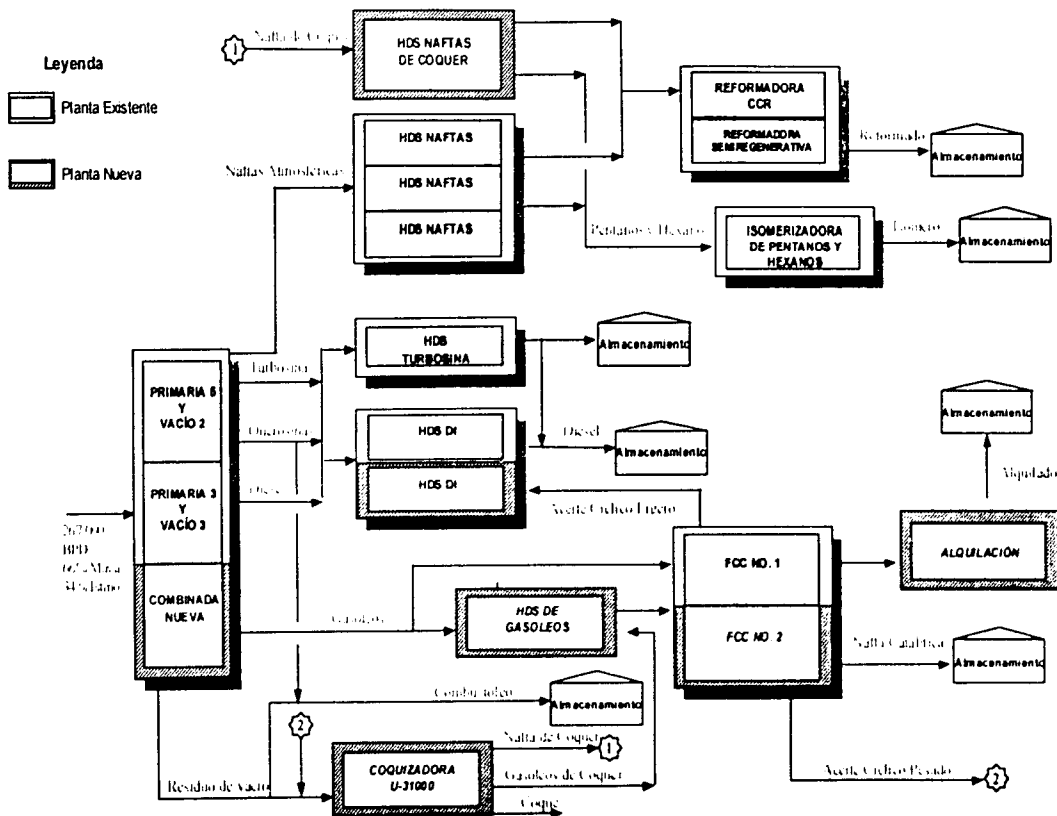


ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

Figura 4.2.3.1 Esquema simplificado de proceso para el Caso Coquizadora





ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

Las plantas catalíticas existente y nueva, procesan el gasóleo hidrodesulfurado y los gasóleos vírgenes; la primera planta está orientada a la producción de gasolinas mientras que la segunda está orientada a la producción de olefinas, para aumentar la proporción de alquilado en el inventario de gasolinas. La gasolina catalítica se envía al inventario de gasolinas.

La nafta primaria junto con las naftas amargas provenientes de las otras plantas hidrodesulfuradoras se hidrotatan en las plantas existentes. Después de su tratamiento, la nafta hidrotatada es fraccionada en un corte ligero, el cual es isomerizado, y otro pesado que es enviado a las plantas Reformadoras de Naftas existentes.

La hidrodesulfuradora de turbosina procesa una corriente virgen de turbosina, la hidrodesulfuradora de diesel existente procesa una mezcla de turbosina, querosina y diesel, y la Hidrodesulfuradora Nueva procesa diesel y aceite ciclico ligero, a fin de satisfacer las demandas de turbosina y diesel. La corriente de butanos procedente del centro petroquímico se fracciona en una serie de columnas para producir propano, butano e isobutano. Los butenos procedentes de la desintegración catalítica se procesan en la planta de Alquilación, junto con el isobutano procedente del fraccionamiento de la corriente importada de butanos.

Los gases amargos de la refinería se endulzan y los gases ácidos obtenidos son enviados a las Plantas Recuperadoras de Azufre.

Las gasolinas se formulan con reformado, gasolina catalítica, alquilado y MTBE.

El diesel es una mezcla del producto de las Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios y el producido por la Hidrodesulfuradora de Gasóleos.

El combustóleo es la mezcla de un excedente de residuo de vacío, aceite ciclico pesado y querosina.

4.2.5 Caso Desasfaltadora y Reductora de Viscosidad

Este caso corresponde a una evolución del esquema de procesamiento obtenido en el caso 4, ya que en él, se integra una planta reductora de viscosidad para disminuir el consumo de diluyente en la formulación de combustóleo.

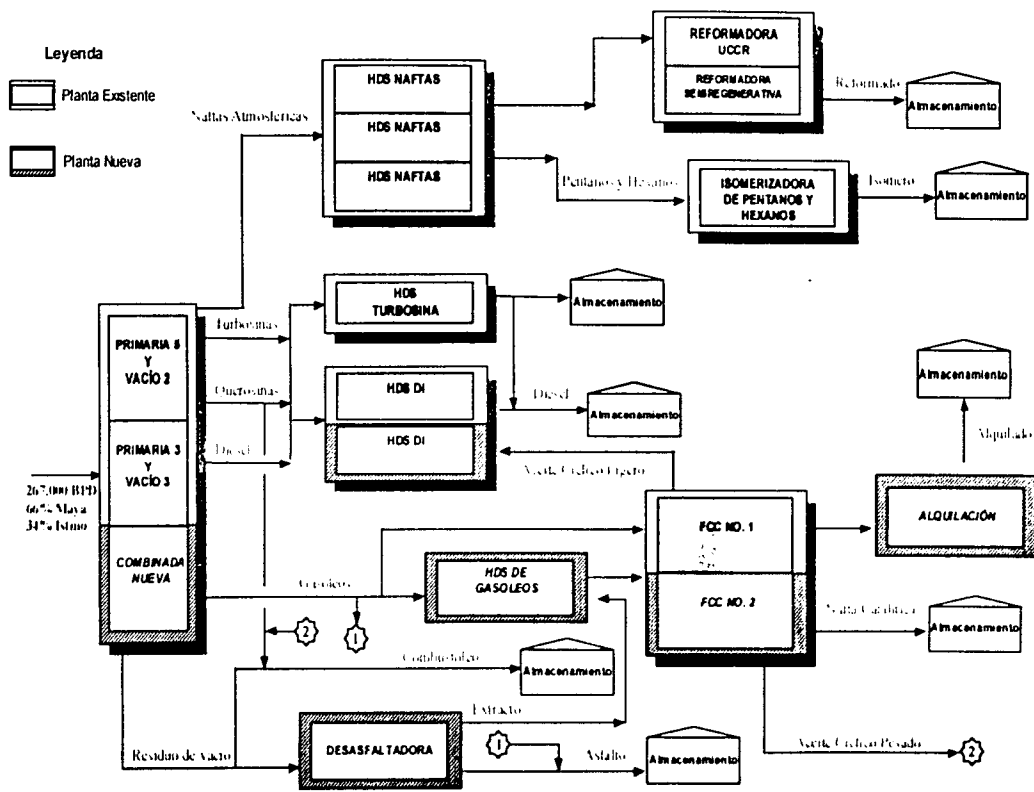
Descripción del esquema de procesamiento.

Para consultar el diagrama de bloques simplificado, refiérase a la Figura 4.2.5.1.

El crudo procedente de límites de batería se procesa en dos trenes: uno de 137,000 BSPD de crudo 100% Maya y otro de 130,000 BPD de crudo 30% Maya. El residuo de vacío del tren existente es enviado a una planta Reductora de Viscosidad. El residuo reducido es enviado al inventario de combustóleo.

El residuo del tren Maya es enviado a una planta Desasfaltadora, la cual extrae los asfaltenos utilizando como solvente isobutano. El residuo desasfaltado es mezclado con gasóleos pesados de vacío para la generación de asfalto tipo AC-40.

Figura 4.2.4.1 Esquema simplificado de proceso para el Caso Desasfaltadora



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.





ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

El extracto de la desasfaltadora, los gasóleos de reductora y con una parte de los gasóleos del tren de crudo Maya se alimentan a la hidrodesulfuradora de gasóleos, a fin de permitir un buen funcionamiento de las plantas catalíticas, removiendo los insaturados, metales y azufre, y de reducir el contenido de azufre en los inventarios de gasolina.

Las plantas catalíticas existente y nueva, procesan el gasóleo hidrodesulfurado y los gasóleos vírgenes; la primera planta está orientada a la producción de gasolinas mientras que la segunda está orientada a la producción de olefinas, para aumentar la proporción de alquilado en el inventario de gasolinas. La gasolina catalítica se envía al inventario de gasolinas.

La nafta primaria, las naftas amargas provenientes de las otras plantas hidrodesulfuradoras y la nafta de reductora se hidrotatan en las plantas existentes. Después de su tratamiento, la nafta hidrotatada es fraccionada en un corte ligero, el cual es isomerizado, y otro pesado que es enviado a las plantas Reformadoras de Naftas existentes.

La hidrodesulfuradora de turbosina procesa una corriente virgen de turbosina, la hidrodesulfuradora de diesel existente procesa una mezcla de turbosina, querosina y diesel, y la Hidrodesulfuradora Nueva procesa diesel y aceite ciclico ligero, a fin de satisfacer las demandas de turbosina y diesel.

La corriente de butanos procedente del centro petroquímico se fracciona en una serie de columnas para producir propano, butano e isobutano. Los butenos procedentes de la desintegración catalítica se procesan en la planta de Alquilación, junto con el isobutano procedente del fraccionamiento de la corriente importada de butanos.

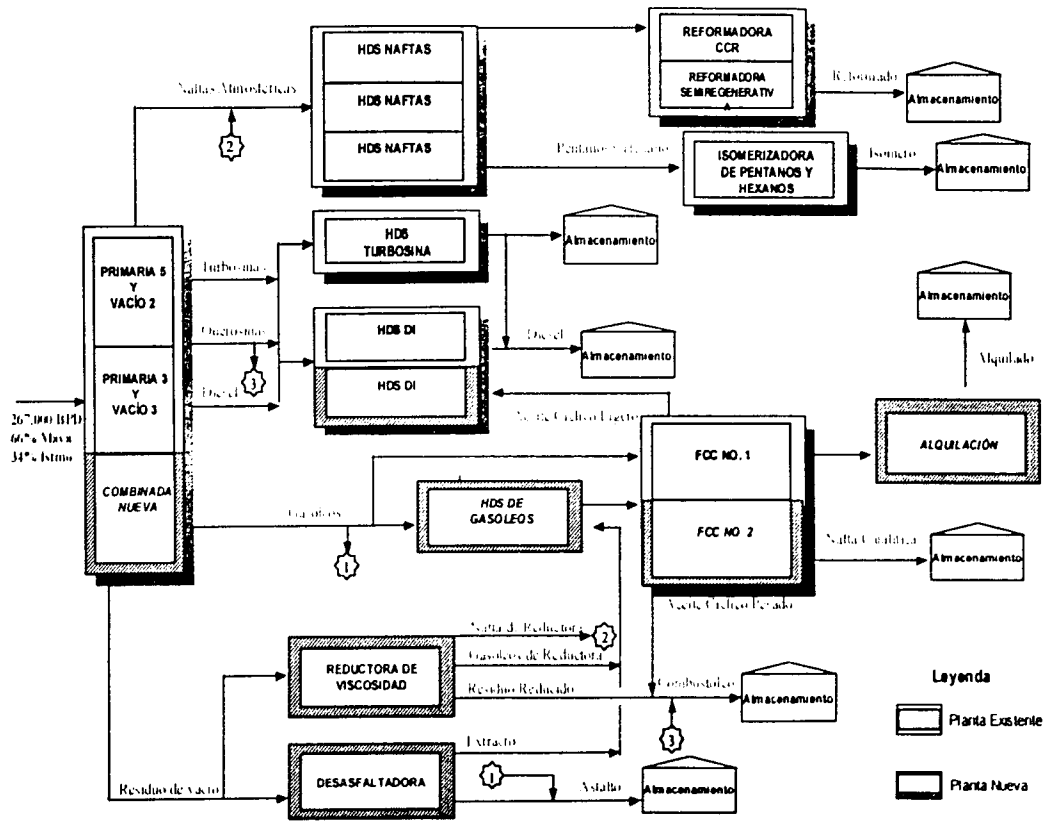
Los gases amargos de la refinería se endulzan y los gases ácidos obtenidos son enviados a las Plantas Recuperadoras de Azufre.

Las gasolinas se formulan con reformado, gasolina catalítica, alquilado y MTBE.

El diesel es una mezcla del producto de las Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios y el producido por la Hidrodesulfuradora de Gasóleos.

El combustóleo es la mezcla de un excedente de residuo reducido, aceite ciclico pesado y querosina.

Figura 4.2.5.1 Esquema simplificado de proceso para el Caso Desasfaltadora y Reductora de Viscosidad



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

5 RESULTADOS

5.1 Balances de Materia

5.1.1 Balance global

A continuación se presenta la tabla 5.1.1.1 donde se resumen las materias requeridas por todos los casos de estudio.

Tabla 5.1.1.1 Insumos de los casos de estudio

Insumos	Unidades	Caso Producción de Combustóleo	Caso Producción de Asfalto	Caso Coquizadora	Caso Desasfaltadora	Caso Desasfaltadora y Reductora de Viscosidad
Crudo	BPD	267.000	267.000	267.000	267.000	267.000
Maya	BPD	176.000	176.000	176.000	176.000	176.000
Istmo	BPD	91.000	91.000	91.000	91.000	91.000
Olmeca	BPD	0	0	0	0	0
Gasolina Amorfa	BPD	6.121	6.121	6.121	6.121	6.121
Isómeros	BPD	10.065	10.065	10.065	10.065	10.065
MTBE	BPD	8.868	7.652	10.962	8.874	9.775
TAME	BPD	0	0	0	0	0
Metanol	BPD	0	0	0	0	0
Hidrógeno	MMPCSD	32	45	77	48	45

Posteriormente en la tabla 5.1.1.2 donde se muestran los productos obtenidos por estos esquemas de procesamiento.



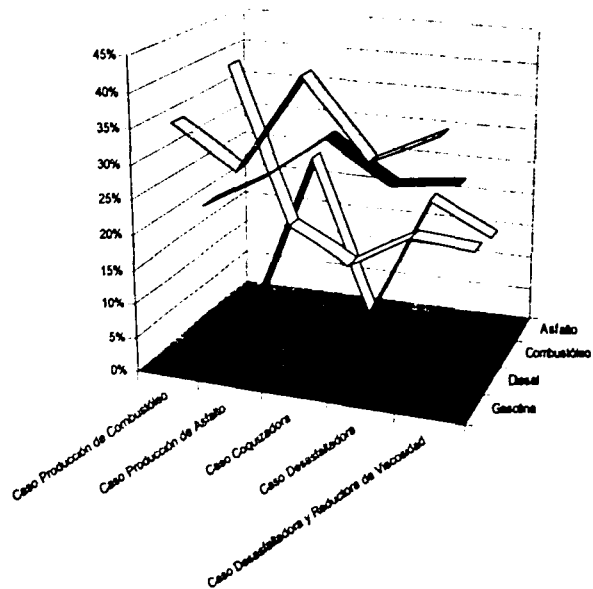
ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL
ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE
BARRIL.



Tabla 5.1.1.2 Productos de los casos estudio

Productos	Unidades	Caso Producción de Combustóleo		Caso Producción de Asfalto		Caso Coquizaadora		Caso Desasfaltadora		Caso Desasfaltadora y Reductora de Viscosidad	
LPG	BPD	44.926		43.568		42.592		44.385		45.846	
Propileno	BPD	8.417		6.062		11.069		6.906		8.606	
Isobutano	BPD	11.042		12.257		8.956		11.795		10.947	
Gasolina Total	BPD	119.790		103.467		143.572		113.000		125.725	
Gasolina Sección Existente		59.635	(670 ppm S)	53.915	(415 ppm S)	48.881	(821 ppm S)	59.953	(666 ppm S)	47.479	(845 ppm S)
Gasolina Sección Nueva		35.100	(300 ppm S)	25.714	(300 ppm S)	67.543	(300 ppm S)	27.987	(300 ppm S)	52.285	(300 ppm S)
Gasolinas Importadas		25.055	(7 ppm S)	23.838	(8 ppm S)	27.149	(7 ppm S)	25.060	(7 ppm S)	25.961	(7 ppm S)
Magna		37.999	(834 ppm S)	33.103	(359 ppm S)	25.980	(1.600 ppm S)	31.283	(922 ppm S)	27.192	(1.000 ppm S)
Magna Oxigenada		50.002	(301 ppm S)	47.491	(300 ppm S)	53.459	(300 ppm S)	52.501	(300 ppm S)	34.316	(300 ppm S)
Premium		16.788	(0 ppm S)	7.641	(2 ppm S)	33.835	(300 ppm S)	14.215	(0 ppm S)	37.933	(294 ppm S)
Premium Reformulada		15.000	(300 ppm S)	15.232	(294 ppm S)	30.298	(300 ppm S)	15.001	(300 ppm S)	26.284	(298 ppm S)
Turbosina	BPD	980		980		980		980		980	
Diesel	BPD	56.096		69.889		87.673		72.251		75.259	
Diesel Regular		39.811	(500 ppm S)	39.811	(500 ppm S)	39.811	(500 ppm S)	39.811	(500 ppm S)	39.811	(500 ppm S)
Diesel Bajo azufre		16.284	(200 ppm S)	30.077	(200 ppm S)	47.862	(200 ppm S)	32.439	(200 ppm S)	35.447	(200 ppm S)
Combustóleo	BPD	105.665	(4.7% S)	42.943	(3.81% S)	30.169	(3.81% S)	43.911	(3.87% S)	41.952	(4.97% S)
Asfalto	BPD	0		63.705		0		51.476		38.926	
Coque	Ton/d	0		0		3.271		0		0	
Azufre	Ton/d	259		234		727		298		332	

Figura 5.1.1.1 Rendimiento de productos



	Caso Producción de Combustible	Caso Producción de Asfalto	Caso Coqueadores	Caso Desasfaltadora	Caso Desasfaltadora y Reductores de Viscosidad
□ Gasolina	35.48%	29.82%	43.80%	32.84%	37.38%
● Diesel	21.01%	28.18%	32.84%	27.08%	28.19%
□ Combustible	38.57%	18.08%	11.30%	18.45%	18.71%
□ Asfalto	0.00%	23.88%	0.88%	18.28%	14.88%

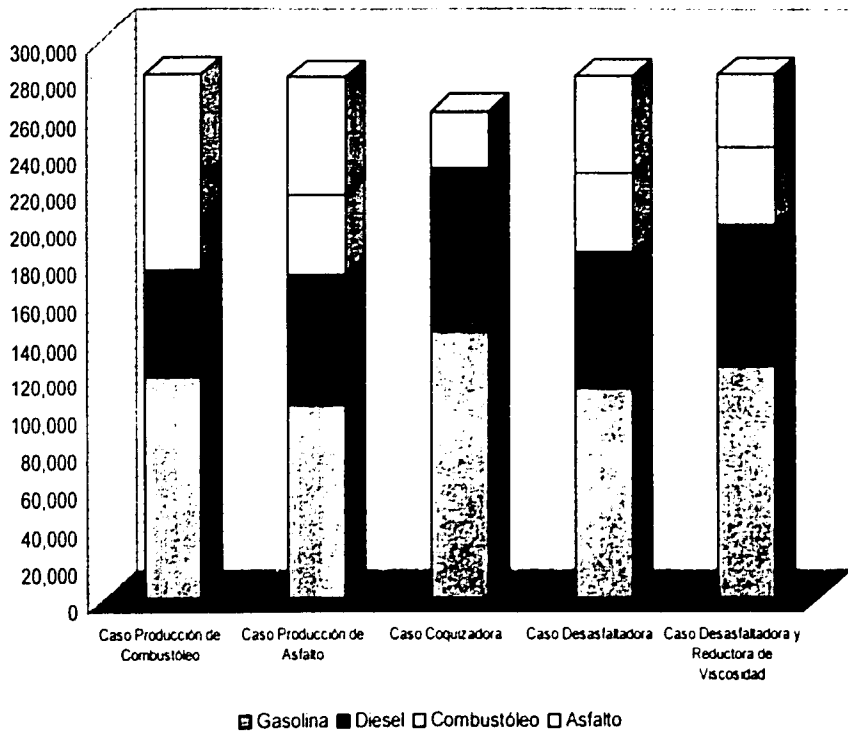


ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL
ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE
BARRIL.

Facultad de Química



Figura 5.1.1.2 Producción de gasolina, diesel, combustóleo y asfalto



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL
ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE
BARRIL.





ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

En estos resultados se puede observar que la conversión crudo – gasolina se ve favorecida por el uso de tecnologías que desintegran térmicamente los residuos no destilables. Esto último se muestra en la Figura 5.1.1.1.

Para obtener estos resultados se consideraron los productos y se dividieron contra el crudo alimentado a la Refinería. En el caso de la gasolina se consideró únicamente la gasolina producida, eliminando del producto la aportación obtenida por la adición al inventario final de gasolina de la gasolina amorfa y los isómeros importados al centro de procesamiento de crudo o el MTBE requerido para formular las gasolinas.

En la figura 7.1.1.2 se muestra una comparativa de las producciones de los principales productos de cada uno de los casos.

5.1.2 Balance general

A manera de ejemplo se presentan los balances de materia de el caso de producción de combustóleo y el de la integración de la planta coquizadora (Anexos 8.1 y 8.2). En ellos podrá consultar el flujo volumétrico de todas las corrientes involucradas en cada uno de los esquemas propuestos.

A continuación se mostrarán en la tabla 5.1.2.1 las capacidades de diseño de cada una de las plantas nuevas requeridas por los esquemas de procesamiento manejados en el presente estudio. En esta lista solo se muestran las plantas más importantes. Una vez seleccionado el esquema a implantarse en el centro de procesamiento de crudo, se deberá revisar a detalle los requerimientos de plantas nuevas para la recuperación de corrientes ricas en Hidrógeno, plantas de tratamiento de aguas amargas, sosas gastadas y efluentes.

Tabla 7.1.2.1 Capacidad de diseño de las plantas nuevas

Planta	Unidades	Capacidad de Diseño				
		Caso Producción de Combustóleo	Caso Producción de Asfalto	Caso Coquizadora	Caso Desasfaltadora	Caso Desasfaltadora y Reductora de Viscosidad
Destilación Combinada Nueva	BPD	137 000	137 000	137 000	137 000	137 000
Hidrodesulfuradora de Naftas de Coquizadora	BPD			7 000		
Hidrodesulfuradora de Diesel Nueva	BPD	13 000	29 000	35 000	31 000	34 000
Coquizadora Retardada	BPD			56 000		
Hidrodesulfuradora de Gasoleos	BPD	34 000	25 000	56 000	26 000	30 000
Desasfaltadora	BPD				43 000	33 000
Reductora de Viscosidad	BPD					40 000
FCC No 2	BPD	42 000	32 000	59 000	33 000	44 000
Alquilación	BPD de Alquilado	14 000	10 000	21 000	12 000	15 000
Recuperadora de Azufre	Ton/d de Azufre	250	250	650	300	300



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

5.2 Conformación de los inventarios de gasolina

En las tablas 5.2.1 y 5.2.2 se muestran las propiedades de las corrientes de la refinería que intervienen en la producción de gasolina; como se observa la principal fuente de azufre al inventario es la gasolina catalítica. Por esta razón se buscó el eliminar la mayor cantidad de azufre en la carga a la planta FCC mediante la hidrodesulfuración de los gasóleos. Esto permitió la disminución de azufre en el inventario final de gasolina.

Tabla 5.2.1 Especies Químicas presentes en las corrientes que conforman el inventario de gasolina

Corriente	Procedencia	S ppm peso	%Aromáticos (vol.)	%Benceno (vol.)	%Olefinas (vol.)	%Oxígeno (peso)
Reformado	Reformación CCR	0	52.00	4.50	0.00	0.00
Reformado	Reformación Semiregenerativa	0	48.00	3.50	0.00	0.00
Reformado	Reformadora Nueva	0	45.00	2.00	0.00	0.00
Isómero	Isomerizadora C5/C6	4	0.00	0.00	0.00	0.00
Alquilado	Alquiladora	0	0.00	0.00	0.00	0.00
Butanos	Coquizadora	1	0.00	0.00	39.13	0.00
Nafta	Unidad Recuperadora y Tratadora de Hidrocarburos	0	0.00	0.00	0.00	0.00
Gasolina Amorfa	Importación	30	9.00	5.00	3.50	0.00
Isómero	Importación	0	0.00	0.00	0.00	0.00
MTBE	Importación	0	0.00	0.00	0.00	19.18
Nafta Catalítica	FCC No. 1	2,538	25.00	0.90	29.00	0.00
Nafta Catalítica	FCC No. 2	679	25.00	0.90	29.00	0.00

Tabla 5.2.2 Propiedades de las corrientes que conforman el inventario de gasolina

Corriente	Procedencia	PVR	RON	MON	(RON+MON)/2
Reformado	Reformación CCR	4.00	94.0	84.0	89.0
Reformado	Reformación Semiregenerativa	7.00	92.0	82.0	87.0
Reformado	Reformadora Nueva	6.50	98.0	83.0	90.5
Isómero	Isomerizadora C5/C6	14.00	85.0	83.0	84.0
Alquilado	Alquiladora	7.00	94.6	93.2	93.9
Butanos	Coquizadora	50.00	85.0	83.0	84.0
Nafta	Unidad Recuperadora y Tratadora de Hidrocarburos	14.00	85.0	83.0	84.0
Gasolina Amorfa	Importación	9.00	68.00	65.00	66.5
Isómero	Importación	18.60	85.10	83.60	84.4
MTBE	Importación	7.20	122.00	115.00	118.5
Nafta Catalítica	FCC No. 1	7.50	93.2	81.2	87.2
Nafta Catalítica	FCC No. 2	7.50	93.2	81.2	87.2



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

En estas tablas se muestra como ejemplo las propiedades de la nafta catalítica obtenida en el Caso Coquizadora, ya que en cada caso el contenido de azufre varió dependiendo de la topología del esquema.

5.3 Preparación del combustóleo

En los casos de estudio la conformación del combustóleo se realizó de una manera similar. El residuo de vacío excedente es diluido con el aceite ciclico pesado procedente de las plantas FCC. Esta mezcla para poder alcanzar las características adecuadas para su comercialización es diluida con querosina amarga. Las propiedades del combustóleo de cada uno de los casos se muestran en la tabla 5.3.1.

Tabla 5.3.1 Propiedades del Combustóleo

	Caso Producción de Combustóleo	Caso Producción de Asfalto	Caso Coquizadora	Caso Desasfaltadora	Caso Desasfaltadora y Reductora de Viscosidad
Flujo	105 665	42 943	30 169	43 911	41 952
Gravedad Especifica	1 0024	0 9988	1 0144	1 0006	1 0089
S (% peso)	4 7	3 81	3 81	3 87	4 97
v (SSF @ 50°C)	1 477	550	550	550	474

Como se puede observar, en el caso de máxima producción de combustóleo no se puede preparar combustóleo en especificación aún usando toda la querosina y el aceite ciclico ligero disponible en el centro de procesamiento de crudo. Esto debe tomarse en cuenta, ya que este producto fuera de especificación no podrá comercializarse. Para poder elaborar combustóleo adecuado será necesaria la compra de diluyente para la preparación del producto terminado.

En los casos en los que se emplea una reductora de viscosidad, se puede comentar que el contenido de azufre no permite la preparación de un combustóleo adecuado para su venta. En este caso una posible solución es la formulación de un combustóleo dentro de especificación y emplear el excedente como combustible dentro del propio centro de procesamiento de crudo.

5.4 Preparación del diesel

Para la preparación del diesel final se cuentan con 2 corrientes disponibles, una corriente proveniente de las plantas existentes que contiene 500 ppm en peso de azufre y otra, proveniente de las plantas nuevas (Hidrosulfuradoras de Diesel y de Gasóleos), que contiene 200 ppm. Ambas corrientes tienen características adecuadas para ser integradas al inventario final de diesel. Si el objetivo del centro de procesamiento de crudo es producir un diesel de 300 ppm, este puede ser fácilmente formulado a partir de una mezcla de ambas corrientes.



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.

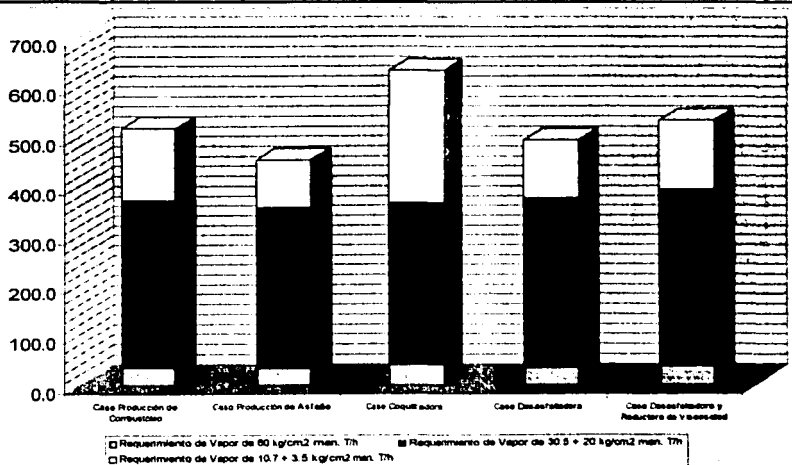


5.5 Servicios auxiliares

Se estimaron los servicios auxiliares de los casos de estudio utilizando un programa desarrollado por el IMP para el cálculo de los servicios auxiliares por planta, considerando la información de proyectos anteriores.

Tabla 5.5.3 Consumo de servicios auxiliares para los casos de este estudio.

Servicios Auxiliares	Unidades	Caso Producción de Combustóleo	Caso Producción de Asfalto	Caso Coquizadora	Caso Desasfaltadora	Caso Desasfaltadora y Reductora de Viscosidad
Requerimiento de Vapor de 60 kg/cm ² man.	T/h	34 2	33 8	39 9	34 2	37 7
Requerimiento de Vapor de 30.5 + 20 kg/cm ² man.	T/h	337 9	323 4	326 0	342 4	356 1
Requerimiento de Vapor de 10.7 + 3.5 kg/cm ² man.	T/h	144 5	96 0	267 6	116 4	138 7
Energía Eléctrica	kW-h	60,587 7	62,607 6	94,541 3	64,136 3	66,971 2
Consumo de Agua de Enfriamiento	T/h	54,988 3	46,774 8	66,026 2	50,774 4	56,634 6
Consumo de Combustible	MMkcal/h	735.7	868.1	1,285.7	1,765.1	1,781.0





ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

6 COMENTARIOS ECONÓMICOS

Uno de los incentivos para el procesamiento de un crudo pesado y amargo como el Maya es su bajo valor. El procesar crudos pesados y de bajo costo permite a la Refinería el incrementar el margen de ganancias posibles, a pesar del incremento en sus costos de operación.

El negocio de la refinación del petróleo siempre ha sido un negocio con ganancias marginales, las cuales han sido disminuidas al incrementar la severidad de las especificaciones ambientales y de productos. Adicionalmente, el costo de la materia prima ha incrementado, particularmente la de los crudos ligeros (ricos en destilados) y con bajo contenido de metales. Este panorama ha provocado la instalación de complejos de refinación cada vez mas grandes, principalmente para aprovechar la economía de escala de ciertas tecnologías para el procesamiento de cargas amargas y pesadas como la coquización retardada o la reducción de desechos como la gasificación de combustibles pesados o coque de petróleo.

Uno de los problemas de la implementación de los esquemas de fondo de barril es la comercialización de los productos obtenidos de ellos. Debido a las restricciones ambientales el empleo del combustóleo pesado se vera restringido en el futuro, así que de decidirse por el esquema de producción máxima de combustóleo, el centro de procesamiento de crudo deberá programar en un futuro una segunda fase de modernización para disminuir este producto. Al producir coque, el centro de procesamiento de crudo deberá asegurar un destino viable y permanente para este sólido, principalmente en algún esquema de producción de energía eléctrica y vapor. Actualmente, y debido la selección de esquemas de coquización en muchos centros de trabajo, la producción de asfalto se ha visto favorecida ya que al disminuir la oferta de asfalto los precios medios de venta han aumentado sensiblemente.

7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

En los casos sin coquizadora, se reduce la capacidad de las plantas de hidrotreamiento de gasóleos, FCC y alquilación como efecto del gasóleo usado para formulación de asfaltos. La producción de gasolina disminuye alrededor del 30% para los esquemas de producción de asfalto con respecto a los casos de coquización, ya que estos esquemas de mayor conversión tienen rendimientos mínimos del 40 % de gasolina con respecto del crudo procesado. Sin embargo, debe mencionarse que los asfaltos obtenidos por destilación directa del crudo Maya se catalogan como excelentes (superasfaltos o superpave) y su calidad varía desde PG 46-40 hasta PG 82-10. (10)

7.2 Comentarios a los casos de estudio

Para la selección del caso más rentable se siguió el siguiente razonamiento:

Los casos 2 y 5 presentan problemas para la formulación del combustóleo. En el caso 2 no se cuenta con suficiente querosina y aceite cíclico ligero para diluir el combustóleo, mientras que en el caso 5 no se puede disminuir lo suficiente el contenido de azufre para ajustarse a la especificación.



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



El caso 5A presenta una situación similar a la anterior, aún empleando una corriente dulce como diluyente.

El empleo de la planta desasfaltadora en el caso 4 no es recomendable para un crudo tan pesado como el Maya, obligando al uso de un solvente muy ligero (isobutano) para la extracción. Debido a la remoción del extracto, el residuo de la desasfaltadora no es adecuado para la formulación de asfaltos de alto valor. Aunque no fue analizado en este estudio, si la refinería adoptara un esquema de producción de lubricantes, el extracto se volvería una corriente valiosa.

7.3 Recomendaciones

Debido a que los resultados están basados en que todo el asfalto producido puede ser vendido, se deben realizar estudios específicos de mercado para comprobar que se pueden comercializar 60,000 BPD de este producto, pues de no poder introducir todo este asfalto en el mercado, la rentabilidad del proyecto se vería seriamente afectada.

El caso con reductora de viscosidad requiere utilizar diesel hidrotratado como diluyente del combustóleo para ajustar su especificación de azufre y aún así, no se puede ajustar al 4%.

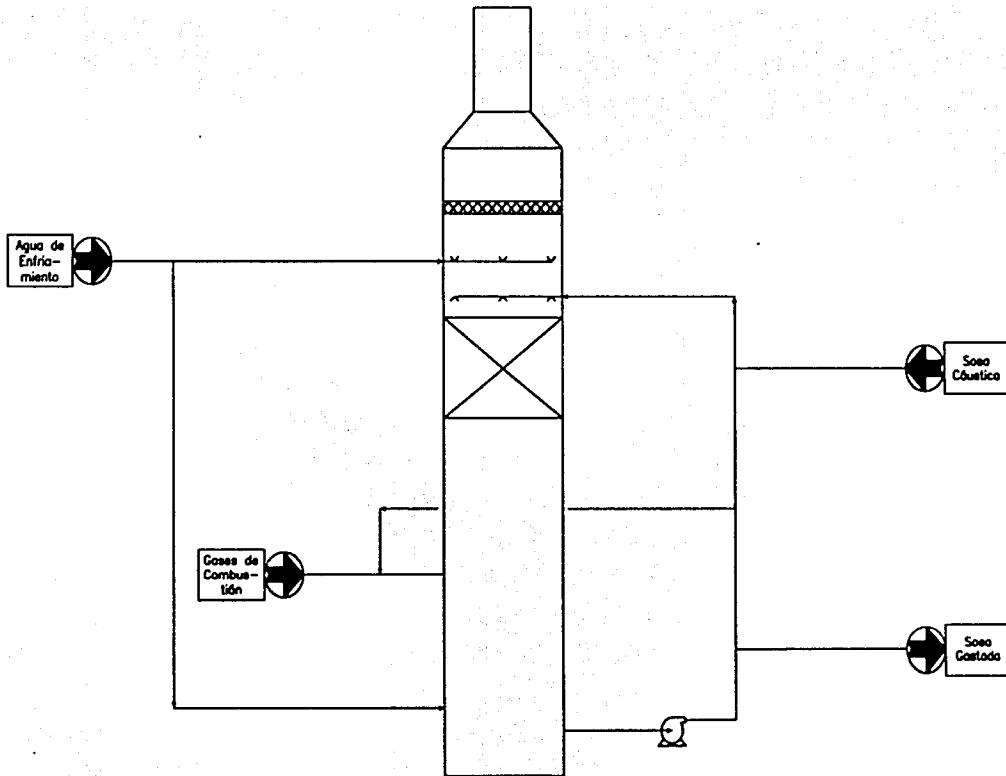
El proceso de desasfaltado con solventes (DAO) del residuo de crudo Maya no es recomendable, debido a que el residuo de la desasfaltadora no es apto para la formulación de asfalto.


El utilizar una reductora de viscosidad con un crudo muy pesado no es recomendable, ya que la temperatura en el horno, la conversión y la severidad son función del contenido de asfaltenos en la carga, disminuyendo las ventajas de este tipo de proceso para reducir el requerimiento de diluyente. Adicionalmente, se aumenta la concentración de azufre en el residuo, lo que hace más difícil satisfacer la especificación máxima de este contaminante.

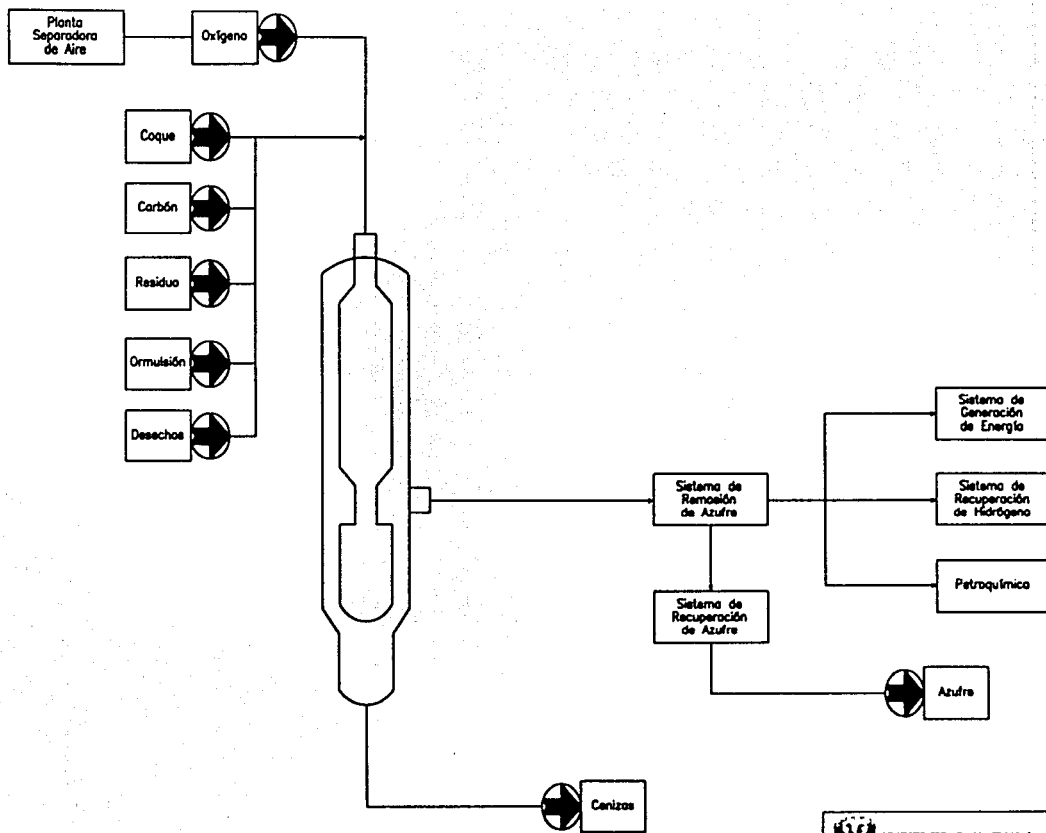
En los casos 4, 5 y 5A, aunque en el centro de procesamiento de crudo no se puede formular un combustóleo de 4% de azufre, es posible que a nivel del SNR este combustóleo de alto azufre pueda ser incorporado al mercado. Asimismo, debe mencionarse que actualmente ya existen tecnologías que permiten quemar combustibles con altos contenidos de azufre, cumpliendo la normativa de emisiones. Estas tecnologías podrían permitir que combustóleo de más de 4% de azufre fuera utilizado para consumo interno en la refinería. Entre estas tecnologías se encuentran las siguientes opciones:

Lavado de Cáustico de Gases (11): En este sistema adicional a la caldera de generación de vapor u horno a fuego directo, los gases de combustión son puestos en contacto con una solución diluida de hidróxido de sodio, el cual reaccionará con los óxidos de azufre presentes en el gas formando sulfatos de sodio. Las cenizas presentes en el gas junto con los sulfatos son removidas del sistema con el agua de purga y enviados al sistema de tratamiento de efluentes. La solución de sosa es recirculada, agregándosele sosa para compensar la empleada como químico. Ver figura 6.3.1.

Lavado Cáustico de Gases con producción de Ácido Sulfúrico (12): En este sistema, los gases son conducidos a unas mallas catalíticas en las cuales se convertirá el óxido de azufre (IV) en óxido de azufre (VI) para después incorporarse agua y obtener ácido sulfúrico concentrado.




UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
 POLIO DE BIERA
 FIG. 6.31 DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO SIMPLIFICADO
 Sistema de Lavado de Cerveza




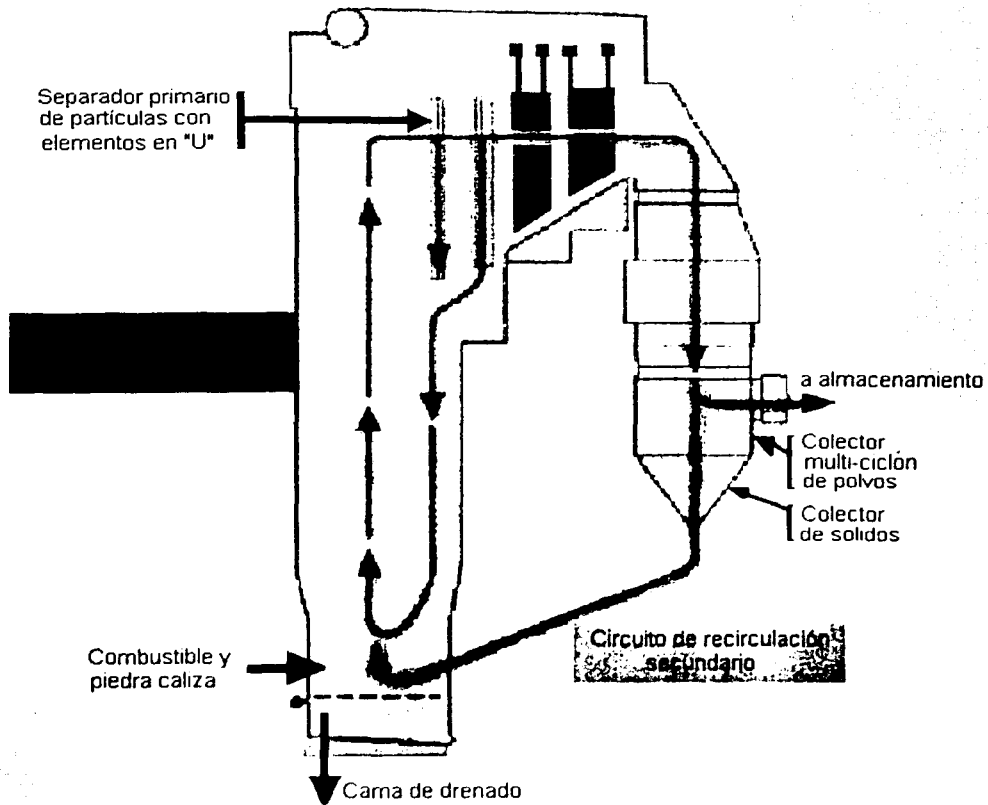
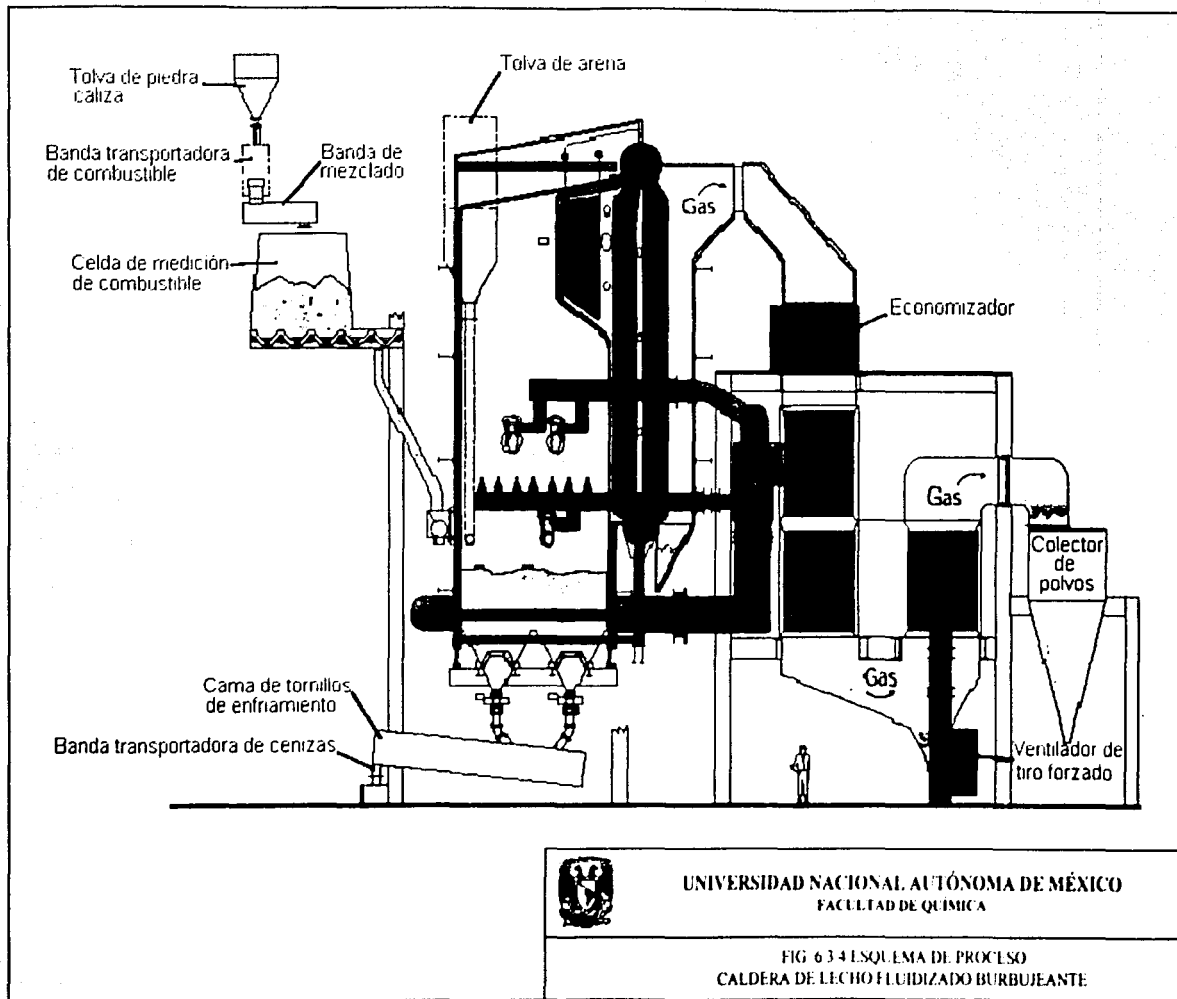

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROCESO DE RESIDUOS

FIG. 8.3.2 DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO SIMPLIFICADO
 PLANTA GASIFICADORA DE RESIDUOS



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA

FIG. 6.3.3.1 ESQUEMA DE PROCESO
CALDERA DE LECHO FLUIDIZADO CON RECIRCULACIÓN INTERNA (CLF-RI)



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA

FIG 6 3 4 ESQUEMA DE PROCESO
CALDERA DE LECHO FLUIDIZADO BURBUJEANTE



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

Gasificación de Residuales (13, 17): Cualquier residual, desde combustóleo hasta coque de petróleo, puede ser alimentado a un gasificador. En este sistema el hidrocarburo o carbón es convertido a gas de síntesis, el cual puede ser aprovechado para la producción de vapor, energía eléctrica, hidrógeno, metanol o cualquier otro producto elaborado a partir de esta corriente rica en monóxido de carbono e hidrógeno. El compuesto de carbono empleado es quemado con una corriente de oxígeno en un combustor especial y apagado con una corriente de agua para producir la corriente de gas de síntesis. Esta corriente es después tratada para remover el azufre contenido en ella y conducida hacia el destino seleccionado. Ver Figura 6 3 2. Adicionalmente al proceso mostrado se cuentan con sistemas de recuperación de calor en el combustor para producir vapor de agua que puede ser empleado como parte del proceso o integrados al esquema de generación de energía eléctrica y vapor del centro de procesamiento de crudo.

Calderas de Lecho Fluidizado: En este tipo de calderas, el combustible con alto contenido de contaminantes es alimentado a un circuito en cual se circula caliza caliente. En este lecho de caliza el combustible es quemado a temperaturas de flama mas bajas que en una caldera convencional. El empleo de esta tecnología permite disminuir la emisión de contaminantes ya que al emplear una temperatura de flama mas baja la producción de NO_x disminuye y la caliza absorbe los compuestos de azufre y metales presentes en el combustible. Se obtiene del fondo de la caldera unas cenizas ricas en metales, las cuales pueden ser empleadas en la formulación de cementos de alta calidad. Ver Figuras 6 3 3 y 6 3 4

Para mejorar e incrementar la producción de gasolina, la planta de Alquilación puede ser modificada para aceptar como carga tanto el propileno producido (en caso de no contar con un mercado para él) y el corte de nafta ligera (amilenos) producido por la FCC. El diseño actual de la planta de Alquilación sólo considera como carga a butenos producidos por la planta FCC.



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

8 GLOSARIO

Destilación Atmosférica de Crudo: Este proceso consiste en la destilación del crudo a presiones cercanas a la atmosférica, obteniendo como productos nafta amarga, nafta pesada amarga, querosina amarga, diesel amargo o gasóleo ligero atmosférico y gasóleo pesado atmosférico dejando un residuo que posee típicamente una temperatura inicial de ebullición de 343°C. Este proceso está constituido por varias secciones:

- Un tren de precalentamiento cuya finalidad es disminuir el consumo de combustible en el horno a fuego directo.
- En plantas de destilación atmosférica que han sufrido una ampliación en su capacidad de procesamiento, se cuenta con una torre despuntadora, en la cual se expande el crudo caliente para obtener un corte de nafta ligera amarga.
- Un horno a fuego directo.
- Una torre fraccionadora, incluyendo su condensador y tanque acumulador.
- Algunas torres agotadoras de productos intermedios. Dependiendo del diseño de proceso se pueden tener desde un agotador hasta cuatro.

Destilación al Alto Vacío: Esta planta recibe el residuo de la planta de destilación atmosférica para su fraccionamiento en una torre que opera entre 10 y 100 mmHg. Estas plantas pueden producir hasta 3 cortes de gasóleos dependiendo de las necesidades del centro de procesamiento de crudo, dejando un residuo con una temperatura inicial de ebullición desde 538°C.

Hidrosulfuración: Proceso en el cual se tratan las corrientes amargas del centro de procesamiento de crudo para eliminar los compuestos de azufre presentes. Esto se realiza mediante la mezcla de la corriente amarga con Hidrógeno en presencia de un catalizador metálico a diferentes presiones dependiendo de la corriente involucrada. Para corriente de baja temperatura de ebullición (como las naftas) se emplean presiones cercanas a los 10 kg/cm² man, mientras que para corrientes más pesadas se emplean presiones moderadas (50 kg/cm² man para el diesel) y altas (100 kg/cm² man o más para gasóleos). Además de disminuir el contenido de azufre en la corriente, elimina compuestos de nitrógeno y olefinas.

Reformación Catalítica: Debido a que las corrientes de nafta dulce provenientes directamente del crudo cuentan con un número de octano muy bajo, se alimentan a una planta de reformación en la que los compuestos de carbono se modifican para mejorar sustancialmente su potencial como combustible de motores a combustión interna. Por ejemplo, el *n*-octano presente en la carga es modificado hasta obtener *i*-octano. Este proceso de reformación tiene como subproducto una corriente rica en Hidrógeno, el cual puede ser empleado en los procesos de hidrosulfuración. Una de las principales reacciones secundarias de este proceso es la formación de carbón, principalmente en la superficie catalítica empleada. Esta formación de carbón impide que la carga de hidrocarburos pueda reaccionar disminuyendo la conversión conforme se mantiene en operación el proceso. Para obtener un producto adecuado por tiempos de corrida largos se han implementado diferentes tipos de esquemas de procesamiento, siendo actualmente los más usados los siguientes:



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



- **Reformación Semiregenerativa:** Este esquema de procesamiento involucra la presencia de 4 reactores de reformación de lecho fijo, de los cuales 3 se encuentran en operación en serie. A lo largo del tiempo de operación se monitorea el octano del producto, el cual presentará una tendencia a la baja. En cuanto se alcance un valor mínimo de octano, se pondrá en operación el cuarto reactor, mientras uno de los reactores que se encontraba operando será sacado de operación para ser regenerado mediando el quemado controlado del carbón depositado en la cama catalítica.
- **Reformación CCR:** En este esquema el catalizador no se encuentra fijo, sino se encuentra circulando a lo largo de los 3 reactores. Una vez realizado su recorrido a lo largo de ellos, el catalizador es enviado a un sistema de regeneración en el cual se quemara controladamente el carbón depositado, obteniéndose el catalizador limpio para su reinyección al proceso. De esta manera, el producto se mantiene siempre en las mismas condiciones de calidad a lo largo de todo el tiempo de operación de la planta. Debe su nombre a este sistema: Regeneración Continua del Catalizador (CCR por sus siglas en ingles)

Isomerizadora de pentanos y hexanos: Un sistema de procesamiento de la fracción más ligera de la gasolina que permite aumentar su número de octano empleando un principio similar al empleado en la reformación catalítica. Debido a que se realiza en condiciones mas moderadas la formación de compuestos indeseables como el benceno o el carbón se minimiza.

Desintegración Catalítica Fluida: Considerada por muchos la planta más importante del esquema de procesamiento de crudo, la FCC (por sus siglas en ingles) procesa los gasóleos obtenidos en las plantas de destilación atmosférica y al alto vacío. Mediante una desintegración térmica estos compuestos de alto peso molecular son reducidos a gases y líquidos que serán aprovechados en otras plantas. Las principales corrientes obtenidas son gas combustible (metano y etano principalmente), propano, propileno, butano, isobutano, nafta ligera, nafta pesada, aceite cíclico ligero y aceite cíclico pesado. El principal destino de los butanos y de la nafta ligera es la producción de éteres como el MTBE (MetilTerButilEter) o el TAME (TerAmilMetilEter) o la producción de alquilado. El aceite cíclico ligero puede ser hidrodesulfurado para producir diesel mientras que el aceite pesado se emplea para la formulación de combustóleo.

Eterificación: Este proceso emplea olefinas producidas por la planta catalítica y metanol para producir compuestos oxigenados. Los principales productos en la actualidad son el MTBE y el TAME. Estos compuestos fueron agregados a las gasolinas en sustitución del tetraetilo de plomo a principios de los años 80. Hacia finales de siglo XX se estableció una controversia sobre el uso de los compuestos oxigenados (principalmente el MTBE) debido a la sospecha de que ellos pueden filtrarse a los mantos acuíferos subterráneos.

Alquilación: Debido a la demanda de gasolinas de alto octano, una de las soluciones fue combinar isobutano con butilenos para producir isooctano. Esta reacción de alquilación se lleva en medio ácido, empleándose ácido sulfúrico o ácido fluorhídrico en los procesos comerciales.

Recuperación de Azufre: Por medio de un proceso Claus, el ácido sulfhídrico producido en las plantas de hidrodesulfuración es transformado en azufre elemental. Esta medida disminuye las emisiones de SO_x que realiza la refinería, proporcionándole un producto valioso principalmente para la producción de ácido sulfúrico.



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

Gasolina Amorfa: Esta corriente corresponde a una corriente de desecho de un centro petroquímico, la cual está constituida por compuestos de 5 a 8 átomos de carbono no aprovechables por el centro generador.



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL.



Facultad de Química

9 BIBLIOGRAFÍA

- (1) PEMEX Refinación: Visión Futura; Leal Santana, Armando; VIII Foro de Avances de la Industria de la Refinación; 26 al 27 de Agosto de 2002; Instituto Mexicano del Petróleo
- (2) Impacto de las Reconfiguraciones del Sistema de Nacional de Refinación; Alcaraz Granados, Alberto; VIII Foro de Avances de la Industria de la Refinación; 26 al 27 de Agosto de 2002; Instituto Mexicano del Petróleo.
- (3) Seminario de Actualización Tecnológica "Producción de Gasolina y Diesel de Bajo Azufre"; Albin Huss; 15 al 16 de Agosto de 2001.
- (4) Petroleum Refining: Technology and Economics; Gary, James H. y Handwerk, Glenn E.; Marcel Dekker, Inc.; 4ª Edición; 2001.
- (5) Petroleum Refinery Process Economics; Maples, Robert E.; PennWell Books; 2000
- (6) Ingeniería Básica de la Planta Reductora de Viscosidad de la Refinería "Ing. Hector Lara Sosa" de Cadereyta, N.L., licenciada por el Instituto Mexicano del Petróleo a PEMEX.
- (7) Ingeniería Básica de la Planta de Coquización Retardada de la Refinería "Hector Lara Sosa" de Cadereyta, N.L., licenciada por Foster Wheeler a PEMEX.
- (8) Ingeniería Básica de la Planta de Coquización Retardada de la Refinería "Francisco I. Madero" de Ciudad Madero, Tamps., licenciada por Foster Wheeler a PEMEX
- (9) Folleto de Tecnología DEMEX (Desmetalización Selectiva de Residuos Pesados) del Instituto Mexicano del Petróleo
- (10) Factibilidad técnica de producción de lubricantes pesados y asfalto grado AC-20 a partir del proceso Demex empleando como carga residuo de vacío del crudo Maya. F.23686.02.005. Reporte IMP
- (11) Ingeniería de Detalle de las Calderas Nuevas de la Ampliación del Área de Generación de Energía Eléctrica y Vapor de la Refinería "Ing. Antonio M. Amor" de Salamanca, Gto., licenciada por Cerey - Samsung a PEMEX.
- (12) Folleto de Tecnología del Sistema de Lavado de Gases con Producción de Ácido Sulfúrico de Snamprogetti.
- (13) Gasification Technologies 2001; EPRI; 7 al 10 de Octubre de 2001.
- (14) Hydrocarbon Processing's Refining Processes 2000; Hydrocarbon Processing; Noviembre 2000; paginas 101-102.
- (15) Hydrocarbon Processing's Refining Processes 2000; Hydrocarbon Processing; Noviembre 2000; pagina 104.
- (16) Hydrocarbon Processing's Refining Processes 2000; Hydrocarbon Processing; Noviembre 2000; pagina 142.
- (17) Hydrocarbon Processing's Refining Processes 2000; Hydrocarbon Processing; Noviembre 2000; paginas 113.



**ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL
ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE
BARRIL.**



Facultad de Química

10 ANEXOS

**10.1 ANEXO 1: Resultados completos del Caso Producción de
Combustóleo**



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL
CASO: PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLE

alimentación	procedencia	% S
GRUPO TANQUES		
	BPD	% vol.
Maya	15 634	30.00
Ómeca	0	0.00
Istmo	45 812	70.00
TOTAL	65,445	100.00
		2 120

m³/día	BPD	%	producto	destino	% S (2014)
5 376.62			GAS AMARGO	UTFH	0.064
	13 514	20.85	NAFTA	HDS NAFTAS	0.031
	3 992	6.10	TURBOSINA	HDS TURBOSINA	0.070
	7 723	11.80	KEROSENA	HDS DIESEL	0.409
	9 620	14.70	DIESEL	HDS DIESEL	1.330
	5 432	8.30	GOPA	HDS GASÓLEOS / FCC	2.017
	25 000	38.20	RESIDUO ATMOSF	ALTO VACIO No 3	3.888
	65,281	99.75			

87.26%

BPD	alimentación	procedencia	% S
25,000	R ATM	PRIMARIA	3.888

m³/día	BPD	%	producto	destino	% S
	3 207	12.83	GOLV	HDS GASÓLEOS / FCC	2.208
	6 872	27.49	GOPV	HDS GASÓLEOS / FCC	2.817
	14 921	59.69	RES VACIO	COMBUSTIBLE	4.726
	25,000	100.00			

100.00%

alimentación	procedencia	% S
GRUPO TANQUES		
	BPD	% vol.
Maya	15 366	30.00
Ómeca	0	0.00
Tercero	45 188	70.00
TOTAL	64,555	100.00
		2 120

m³/día	BPD	%	producto	destino	% S (2014)
5 249.09			GAS AMARGO	UTFH	0.064
	13 331	20.85	NAFTA	HDS NAFTAS	0.031
	3 938	6.10	TURBOSINA	HDS TURBOSINA	0.070
	7 817	11.80	KEROSENA	HDS DIESEL	0.409
	9 450	14.70	DIESEL	HDS DIESEL	1.330
	5 358	8.30	GOPA	HDS GASÓLEOS / FCC	2.017
	24 660	38.20	RESIDUO ATMOSF	ALTO VACIO No 2	3.888
	64,324	99.75			

BPD	alimentación	procedencia	% S
24 660	R ATM	PRIMARIA	3.888

m³/día	BPD	%	producto	destino	% S
	3 163	12.83	GOLV	HDS GASÓLEOS / FCC	2.208
	6 778	27.49	GOPV	HDS GASÓLEOS / FCC	2.817
	14 715	59.69	RES VACIO	COMBUSTIBLE	4.726
	24,660	100.00			

97.81%

	ALIMENTACIÓN		PROCEDENCIA		* VOL
	CRUDO	TANQUES			
	BPD		% VOL		
Maya	137,000	100.00		3,800	
TOTAL	137,000	100.00		3,800	

COMBINADA
137 000 BPD
=

m scdd	BPD	%	producto	destino	% HCS (98475) * 2 (98)
19 431.05			GAS AMARRO	DESFOGUE	22.700
	23 564	17.20	NAFTA	HUS NAFTA	0.150
	13 481	9.84	TURBOSINA	HUS TURBOSINA	0.830
	4 110	3.00	HEXOSINA	HUS TRASEL	1.330
	14 385	10.50	DAESEL	HUS TRASEL	2.030
	10 248	7.48	GUPA	HUS GASOLEOS / FCC	2.400
	11 845	8.50	GUPV	HUS GASOLEOS / FCC	2.500
	17 075	12.47	GUPV	HUS GASOLEOS / FCC	3.300
	42 470	31.00	RES VACIO	COMBUSTOLEO	8.800
	136,982	99.99			

100.00%

IMPORTACIONES				
MMPCSD / BPD	ALIMENTACIÓN	PROCEDENCIA	DESTINO	
6 121	G AMORFA	PETROQUIMICA	HUSO GAZAR NAG	
50 000	G. S	PETROQUIMICA	DEPUSCA	
0	TAME		HUSO GAZAR NAG	
8 868	MTBE		HUSO GAZAR NAG	
10 065	ISOGREHO	PETROQUIMICA	HUSO GAZAR NAG	
22 00	HEROGENO	PETROQUIMICA	RED DE HEROGENO	

MEZCLA DE CRUDO			
CRUDO	LÍNEA/	BPD	% VOL
Maya	COMBINADA	137 000	
	PRIMARIA 3	15 834	
	PRIMARIA 5	15 366	
TOTAL CRUDO MAYA		178 200	55.92
Olimpia			
	PRIMARIA 3	0	
	PRIMARIA 5	0	
TOTAL CRUDO OLIMPIA		0	0.00
Itzamal			
	PRIMARIA 3	45 812	
	PRIMARIA 5	45 188	
TOTAL CRUDO ITZAMAL		91,000	34.08
TOTAL		269,200	100.00

% H ₂ S (pesado) % S (H ₂)	kg/h	kg/d	m ³ día	producto	procedencia	m ³ día	destino
22.700	872	0.0011	18.431	GAS AMARGO	COMBINADA		
0.864	444	0.0011	5.377	GAS AMARGO	PRIMARIA 3		
0.864	438	0.0011	5.245	GAS AMARGO	PRIMARIA 4		
11.724	1.754	0.0011	37.957	TOTAL		37.957	UTPH
% S	kg/h	kg/d	BPD	producto	procedencia	BPD	destino
0.150	114.414	0.733	23.564	NAFTA	COMBINADA		
0.031	64.459	0.720	13.514	NAFTA	PRIMARIA 3		
0.031	63.622	0.720	13.331	NAFTA	PRIMARIA 5		
0.000	4.753	0.734	586	NAFTA	HUS GALOLEOS		
0.040	1.585	0.730	328	NAFTA	HDS DIESEL		
0.000	2.111	0.768	415	NAFTA	HDS DIESEL		
0.040	856	0.760	170	NAFTA	HUS TURBOSINA		
0.284	251.881	0.727	52.367	TOTAL		11.824	HDS NAFTAS No. 1
						18.487	HDS NAFTAS No. 2
						24.218	HDS NAFTAS No. 3
						0	HDS NAFTAS No. 4
% S	kg/h	kg/d	BPD	producto	procedencia	BPD	destino
0.830	73.655	0.825	13.481	TURBOSINA	COMBINADA		
0.070	20.389	0.771	3.992	TURBOSINA	PRIMARIA 3		
0.070	20.112	0.771	3.938	TURBOSINA	PRIMARIA 5		
0.568	114.157	0.885	21.411	TOTAL		17.000	HDS TURBOSINA
						4.411	HDS DIESEL
						0	HDS DIESEL
% S	kg/h	kg/d	BPD	producto	procedencia	BPD	destino
1.350	23.071	0.847	4.110	KELOSINA	COMBINADA		
0.409	41.516	0.811	7.723	KELOSINA	PRIMARIA 3		
0.409	40.951	0.811	7.617	KELOSINA	PRIMARIA 5		
0.823	105.538	0.819	19.450	TOTAL		0	HDS DIESEL
						19.450	A COMBUSTIBLE
% S	kg/h	kg/d	BPD	producto	procedencia	BPD	destino
2.030	83.512	0.876	14.385	DIESEL	COMBINADA		
1.330	54.915	0.862	9.820	DIESEL	PRIMARIA 3		
1.330	54.168	0.862	9.490	DIESEL	PRIMARIA 5		
1.834	192.595	0.868	33.495	TOTAL		12,708	HDS DIESEL
						20,889	HDS DIESEL

% S	kg/h	kg/d	BPD	producto	procedencia	BPD	destino
2017	32 267	0 857	5 432	GGPA	PRIMARIA 3		
2017	31 828	0 857	5 358	GGPA	PRIMARIA 5		
2 268	19 172	0 515	3 163	GGV	PREPA No 2		
2 268	19 436	0 515	3 207	GGV	PREPA No 3		
2 689	102,784	0 904	17,160	TOTAL		17 160	FCC No 1
% S	kg/h	kg/d	BPD	producto	procedencia	BPD	destino
2 400	62 156	0 516	10 248	GGPA	COMBINADA		
2 500	71 725	0 530	11 645	GGV	COMBINADA		300
2 454	133,881	0 923	21 893	TOTAL		13 025	HDS GASÓLEOS
						8,808	FCC No 2
% S	kg/h	kg/d	BPD	producto	procedencia	BPD	destino
2 617	42 301	0 542	6 778	GGPV	PREPA No 2		
2 617	42,884	0 542	6 872	GGPV	PREPA No 3		
2 617	85,185	0 542	13,658	TOTAL		3 310	HDS GASÓLEOS
						0	A ASFALTO
						10 340	FCC No 1
% S	kg/h	kg/d	BPD	producto	procedencia	BPD	destino
3 300	109 482	0 568	17 079	GGPV	COMBINADA		
3 300	189,482	0 568	17,079	TOTAL		17 079	HDS GASÓLEOS
						0	A ASFALTO
						0	FCC No 2
% S	kg/h	kg/d	BPD	producto	procedencia	BPD	destino
4 726	102 512	1 055	14 715	HES VAC	PREPA No 2		
4 726	104 331	1 055	14 921	HES VAC	PREPA No 3		
4 726	207,243	1 058	29,646	TOTAL		0	A COQUER
						29 640	A COMBUSTIBLEO
						0	A DESASFALTADORA
						0	A REDUCTORA
% S	kg/h	kg/d	BPD	producto	procedencia	BPD	destino
6 800	297 401	1 057	42 470	HES VAC	COMBINADA		
6 800	297,481	1 057	42,478	TOTAL		0	A COQUER
						42,478	A COMBUSTIBLEO
						0	A DESASFALTADORA
						0	A REDUCTORA
						0	A ASFALTO

BPD	kg/h	kg/l	alimentación	procedencia	% S
11524	55 594	0 727	NAFTA	MEZCLA	0 084
11 624	55 984	0 727	TOTAL	TOTAL	0 084
m³/día	kg/h	kg/l	alimentación	procedencia	% S
46 723	716	M ₁	HDS NAFTAS No 1		

HDS NAFTAS
No 1
12 000 BPD
E

96 87%

m³/día / BPD	producto	destino	% H ₂ O (pesos) % S (lit)
50 551	GAS AMARGO	UTFH	0 340
153	C, Y LIG	UTFH	0 5200
2 470	NAFTA LIG	ISOM C. & C.	0 0005
7 310	NAFTA		0 0003
	3 565	REFORMCCR	
	3 955	REFORM SEMREG	

11,573 TOTAL

BPD	kg/h	kg/l	alimentación	procedencia	% S
16 467	79 311	0 727	NAFTA	MEZCLA	0 064
16 467	79 311	0 727	TOTAL	TOTAL	0 064
m³/día	kg/h	kg/l	alimentación	procedencia	% S
66 127	1 006	M ₁	REFORMALCRA		

HDS NAFTAS
No 3
11 000 BPD
E

96 87%

m³/día / BPD	producto	destino	% H ₂ O (pesos) % S (lit)
7 127	GAS AMARGO	UTFH	0 3343
274	C, Y LIG	UTFH	0 0200
4 365	NAFTA LIG	ISOM C. & C.	0 0005
11 731	NAFTA		0 0003
	5 866	REFORMCCR	
	5 866	REFORM SEMREG	

16,394 TOTAL

BPD	kg/h	kg/l	alimentación	procedencia	% S
24 216	116 634	0 727	NAFTA	MEZCLA	0 0844
24 216	116 634	0 727	TOTAL	TOTAL	0 0844
m³/día	kg/h	kg/l	alimentación	procedencia	% S
83 075	1 217	M ₁	REFORMALCRA		

HDS NAFTAS
No 3
21 000 BPD
E

96 87%

m³/día / BPD	producto	destino	% H ₂ O (pesos) % S (lit)
50 568	GAS AMARGO	UTFH	0 3468
433	C, Y LIG	UTFH	0 0200
6 454	NAFTA LIG	ISOM C. & C.	0 0005
17 252	NAFTA		0 0003
	10 178	REFORMCCR	
	7 073	REFORM SEMREG	

23,707 TOTAL

BPD	kg/h	kg/l	alimentación	procedencia	% S
0	0	0 734	NAFTA	COQUAZALCRA	0 774
0	0	0 727	NAFTA	MEZCLA	0 084
0	0	0 600	NAFTA	REDUCTORA DE VISCOSIDAD	0 000
0	0	0 0000	TOTAL	TOTAL	0 858
m³/día	kg/h	kg/l	alimentación	procedencia	% S
0	0	M ₁	PLANTA DE H2		0 86%

HDS NAFTAS
No 6
7 000 BPD
E

0 86%

m³/día / BPD	producto	destino	% H ₂ O (pesos) % S (lit)
0	GAS AMARGO	COQUAZALCRA	0 0000
0	GAS ALICR	AZULHE	0 0000
0	NAFTA LIG	ISOM C. & C.	0 0001
0	NAFTA		0 0001
0		REFORMCCR	
0		REFORM SEMREG	

0 TOTAL

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
17 090	50 056	0 805	TURBOSINA	MEZCLA	0 560
17 006	50 056	0 895	TOTAL	TOTAL	0 560
m ³ std/d	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
150 691	1 653		H ₂	HDS NAFTAS No. 2	

HDS
TURBOSINA
17 000 BPD
0

m ³ std/d / BPD	producto	destino	% H ₂ S (pesos) % S (kg)
153 350	GAS AMARGO	REC. DE H	1 5921
	173 NAFTA	HDS NAFTA	0 0400
10 396	TURBOSINA	A. MAZUTAMENTO	0 0500
	15 861	MEZCLA DIESEL	
	500	PRODUCTO	
	21	SOSAS GASTADAS	
10 836	TOTAL		

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
4 411	23 523	0 805	TURBOSINA	MEZCLA	0 560
0	0	0 815	KEROSINA	MEZCLA	0 823
20 589	118 409	0 668	DIESEL	MEZCLA	2 617
25 000	141 931	0 857	MEZCLA		2 278
m ³ std/d	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
305 572	4 230		H ₂	REFORMADORA	

HDS DE M.
25 000 BPD
0

m ³ std/d / BPD	producto	destino	% H ₂ S (pesos) % S (kg)
317 328	GAS AMARGO	REC. DE H	3 8171
	228 NAFTA	HDSN	0 0400
	24 151	DIESEL	0 0500
24 478	TOTAL		

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
12 500	74 223	1 3031	DIESEL	PRIMARIAS	1 634
0	0	0 045	TURBOSINA	PRIMARIAS	0 560
0	0	0 2020	ACL	FCC No. 1	1 124
0	0	0 0420	ACL	FCC No. 2	0 074
12 500	74 223	0 868	TOTAL	TOTAL	1 834
m ³ std/d	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
475 741	2 311		H ₂	REFORMADORA	

HDS DE M.
25 000 BPD
0

m ³ std/d / BPD	producto	destino	% H ₂ S (pesos) % S (kg)
11 170	GAS DE COLAS	RED DE GAS	0 000
42 510	GAS COMB	RED DE GAS	0 000
11 170	GAS ACELO	AZUFRE	85 000
	415 NAFTA	HDSN	0 000
	0	REFORM DCR	
	0	REFORM BEMBO	
11 170	DIESEL	POOL DIESEL	0 020
12 275	TOTAL		

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
0	0	0 000	GCC	COQUIZALORA	0 000
116 25	76 665	0 000	GOPA Y GGLV	COMBINADA	2 254
17 015	109 513	2 368	GOPV	COMBINADA	3 300
10 0	25 000	0 540	GOPV	ALTO VACIO	2 617
32 418	209 829	0 948	TOTAL	TOTAL	2 911
m ³ std/d	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
317 710	2 258		H ₂	RED DE H ₂	

HDS
61 100 BPD
0

m ³ std/d / BPD	producto	destino	% H ₂ S (pesos) % S (kg)
41 210	GAS COMB	PSA DE HDS DIESEL	0 000
10 000	GAS ACELO	AZUFRE	98 000
	200 NAFTA PESADA	MEZCLA HDS	0 000
	4 444	DIESEL	0 020
	3 300	GOP HDS	0 080
	0	FCC No. 1	
	33,087	FCC No. 2	
38 518	TOTAL		

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S	m³/día / BPD	producto	destino	% H ₂ S (pesos) % S (lib.)
0	0	0	NAFTA	HDS NAFTAS	0.000				
0	0	0	NAFTA	HDS NAFTAS	0.000		GAS RICH	RED DE M.	0.000
0	0	0	NAFTA	HDS NAFTAS	0.000		GAS C. C.	UTPH	0.000
0	0	0	NAFTA	HDS NAFTAS	0.000		HDS Y NO. 6		0.000
0	0	0	NAFTA	HDS DIESEL	0.000		NAFTA REF	POOL GASOLINAS	0.000
20.931	20.931	0.738	TOTAL		0.0003		TOTAL		

REFORMADORA
CON
ALMACEN
E

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S	m³/día / BPD	producto	destino	% H ₂ S (pesos) % S (lib.)
0	0	0	NAFTA	HDS NAFTAS	0.000				
0	0	0	NAFTA	HDS NAFTAS	0.000		GAS RICH	RED DE M.	0.000
0	0	0	NAFTA	HDS NAFTAS	0.000		GAS C. C.	UTPH	0.000
0	0	0	NAFTA	HDS NAFTAS	0.000		HDS Y NO. 6		0.000
0	0	0	NAFTA	HDS DIESEL	0.000		NAFTA REF	POOL GASOLINAS	0.000
10.834	10.834	0.738	TOTAL		0.0003		TOTAL		

REFORMADORA
CON
ALMACEN
E

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S	m³/día / BPD	producto	destino	% H ₂ S (pesos) % S (lib.)
0	0	0	NAFTA LIG	HDS NAFTAS	0.000				
0	0	0	NAFTA LIG	HDS NAFTAS	0.000				
0	0	0	NAFTA LIG	HDS NAFTAS	0.000				
0	0	0	NAFTA LIG	HDS NO. 1/5000	0.000				
14.111	14.111	0.670	TOTAL		0.0005		TOTAL		
m³/día	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S				
15.052	1.105		M	REFORMADORA					

SUM. C. T. C.
15.052 BPD
E

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S	m³/día / BPD	producto	destino	% H ₂ S (pesos) % S (lib.)
0	0	0	HDS VAC	COMBINADA	0.000		GAS	RED GAS COMB	0.0000
0	0	0	HDS VAC	PHEP. CARGA	4.720		MEZCLA C4 S		0.0000
0	0	0	ALP	FCC No 2	1.352			POOL GASOLINAS	
0	0	0	AD	FCC No 1	4.655			ALQUILACION	
0	0	0	AMANA POBRE	REG. DEA	0.120			POOL LPG	
0	0	0	AMANA POBRE	REG. DEA	0.120		NAFTA COQ	HDS NAFTAS	0.7740
0	0	0	#DIV#	TOTAL	#DIV#		GGC	HDS GASOLEOS	0.0000
m³/día	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S				
0	0	0	GAS AMARILLO	HDS NAFTAS No 4	0.200		AMANA RICA	REG. DEA	0.8100

COQUELACION
10.100 BPD
E

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S	m³/día / BPD	producto	destino	% H ₂ S (pesos) % S (lib.)
0	0	0	AMANA RICA	COQUELACION	0.1200		GAS ACIDO	AZUFRE	0.000
0	0	0	#DIV#	TOTAL	#DIV#		GAS COMB	DESFOGUE	0.000
0	0	0	AMANA POBRE	COQUELACION	0.120				
0	0	0	TOTAL						

NO. 100
10.100 BPD
E

BPD	hgh	kgf	alimentación	procedencia	% S
17.114	107.072	0.404	MEZCLA	PRIM Y V EXISTENTES	2.40
17.114	54.541	0.242	GOPY	ALTO VACIO EXISTENTES	1.0
	0	0.410	GASOL HDS	HDS GASOLEOS	0.40
34.228	161.613	0.916	TOTAL		3.80

REC No 1
21.94 BPD
8

m³/día (BPD)	producto	destino	% PLS (gasol)	% S (HDS)
17.114	GAS DE REGEN	ATM	0.0928	
	GAS AMANUJO	UTFH	15.6378	
	PROPANO	POOL LPG	0.0000	
	PROPANO	A. MANTENIMIENTO	0.0000	
	C. G.P.		0.0000	
	2.864	ALQUILACION		
	0	POOL LPG		
	NAFTA	POOL GASOLINA	0.2538	
	ACE	POOL COMBUSTIBLE	3.1537	
	4.840	POOL COMBUSTIBLE		
	0	HDS DIESEL		
	AC. DE CAN	POOL COMBUSTIBLE	4.8888	
	3.241	POOL COMBUSTIBLE		
	0	COQUEADORA		

126.34%

REC 111 TOTAL

BPD	hgh	kgf	alimentación	procedencia	% S
2.858	54.240	0.573	GOPY Y GOLV	COMBINADA	2.15
0	0	0.268	GOPY	COMBINADA	2.07
21.027	167.374	0.916	GASOL HDS	HDS GASOLEOS	0.40
41.885	221.614	0.916	TOTAL		0.56

REC No 2
41.88 BPD
8

m³/día (BPD)	producto	destino	% PLS (gasol)	% S (HDS)
17.114	GAS COMB	REG GAS	0.0087	
15.114	GAS ACEA3	AZUFRE	80.0000	
	PROPANO	POOL LPG	0.0000	
	PROPANO	A. MANTENIMIENTO	0.0000	
	C. G.P.		0.0000	
	11.328	ALQUILACION		
	0	POOL LPG		
	NAFTA	POOL GASOLINA	0.2477	
	ACE	POOL COMBUSTIBLE	0.6642	
	4.161	POOL COMBUSTIBLE		
	0	HDS DIESEL		
	ACP	POOL COMBUSTIBLE	1.3672	
	2.073	POOL COMBUSTIBLE		
	0	COQUEADORA		

89.83%

REC 111 TOTAL

kg/h	m std	alimentación	procedencia	% S
445	1.21	GAS AMARGO	PRIMARIA No 3	0.854
4.8	0.013	GAS AMARGO	PRIMARIA No 5	0.864
74.224	0.202	GAS AMARGO	HDS NAFTAS	0.334
2.121	0.006	GAS AMARGO	HDS NAFTAS	0.334
22.220	0.061	GAS AMARGO	HDS NAFTAS	0.336
74.82	1.01724	GAS AMARGO	FCC No 1	15.693
74.275 340.461 TOTAL GAS AMARGO				2.711
kg/h	BPD	alimentación	procedencia	% S
20.125	192	BUTANOS Y LIG	HDS NAFTAS	0.020
52.525	274	BUTANOS Y LIG	HDS NAFTAS	0.020
140.16	463	BUTANOS Y LIG	HDS NAFTAS	0.020
5.25622	1.475	GAS C3 C4	REF CCR	0.000
4.47527	1.242	GAS C3 C4	REF SEMANEG	0.000
12.949 3.589 TOTAL GAS C3-C4 Y LIG				0.066

87.315 FLUJO MASCO TOTAL

UTIN
L 888

TRAT DEAL

DA 005

TRAT DEAL

DA 005

m std / BPD	producto	destino	% P.S (gases) % S (liq)
22.220	G. AGUDO	AZUFRE	96.000
240.242	GAS DULCE	RED GAS	0.003
***	PHOFANO	POOL LPG	0.000
274	BUTANO	POOL LPG	0.000
**	NAFTA	POOL GASOLINAS	0.000

105

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
12.21	1175	274	C4 C5	EGG No 1 Y 2	
1.22	1175	274	ISOBUTANO	FRACC. GAS	
13.43	1292	308	TOTAL		
m³/día	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
12.21	1175	274	H	REGIMAXXRA	

ALQUILACION
0.1888
1348 BPD
H

m³/día / BPD	producto	destino	% S
12.21	GAS LUMB	RED DE GAS	
1.22	N BUTANO	POOL LPG	
1.01	ALQUILACION	POOL GASOLINAS	
13.43	TOTAL		

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
53.02	5052	1213	C4 S	PETROQUIMICA	
53.00	19636	4713	TOTAL		

SEPARADOR
PROPANO /
BUTANO
E

BPD	producto	destino	% S
1.11	PROPANO	POOL LPG	
1.41	BUTANO	SEP. CACA No 1	
20.50		SEP. CACA No 2	
23.02	TOTAL		

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
12.05	1175	277	BUTANO	SEP. CACA	
28.05	10734	2577	TOTAL		

SEPARADOR
ISOBUTANO /
BUTANO No 1
E

BPD	producto	destino	% S
5.24	N BUTANO	POOL LPG	
0		VENTAS	
2.76	ISOBUTANO	VENTAS	
0		GUARDAS DE AZUFRE	
8.00		VENTAS	
7.99	TOTAL		

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
19.84	19621	4713	BUTANOS	SEP. CACA	
29.84	19664	4713	TOTAL		

SEPARADOR
ISOBUTANO /
BUTANO No 2
E

BPD	producto	destino	% S
14.57	N BUTANO	POOL LPG	
14.28		POOL LPG	
0		VENTAS	
6.97	ISOBUTANO	4.307	
		GUARDAS DE AZUFRE	
2.236		VENTAS	
21.82	TOTAL		

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
4.307	15.229	363	ISOBUTANO	SEP. CACA No 2	
0	0	0	ISOBUTANO	SEP. CACA No 1	
4.307	15.229	363	TOTAL		

ALQUILACION
0.1888
1348 BPD
H

BPD	producto	destino	% S
4.307	ISOBUTANO	ALQUILACION	
4.307	TOTAL		

m ³ día	kg/h	alimentación	procedencia	% H ₂ S (gases)
		GAS ACIDO	HDS NAFTAS No 4	0 %
13,754	1,143	GAS ACIDO	HDS DIESEL	50.000
		GAS ACIDO	REG DEA	0 %
25,054	6,050	GAS ACIDO	HDS GASÓLEOS	50.000
12,251	1,367	GAS ACIDO	FCC No 2	85.000
22,214	1,571	GAS AMONICAL	A AMARGAS	20.000
137,316	11,071	TOTAL		45.000

AZUFRE
 en Tonne
 I

TONN	producto	destino	% S
214	AZUFRE	PATIO AZUFRE	

25 ton

m ³ día	kg/h	alimentación	procedencia	% H ₂ S (gases)
23,355	2,127	GAS ACIDO	UTFH	65.000
23,355	2,121	TOTAL		50.000

AZUFRE
 en Tonne
 I

TONN	producto	destino	% S
45	AZUFRE	PATIO AZUFRE	

50 ton

UNIDADES

- BPD** Barriles por día de operación estándar a T = 15.6 °C para corrientes líquidas
Ton/d Toneladas métricas por día para corrientes sólidas
m³/día Metros cúbicos estándar por día a 1.0 kg/cm² y 20°C para corrientes de gas
% S Contenido de azufre en porcentaje en peso de la corriente indicada
% V Porcentaje en volumen de las corrientes indicadas

Condiciones de operación en límites de batería

- T** °C
P kg/cm² man

I Partes existentes
 N Partes nuevas

MED GAS COMBUSTIBLE			POOL DE LPG			POOL DE GASOLINA		
M3/PCSO	m ³ CSO	PROCEDENCIA	BPU	PRODUCTO	PROV. EDENCIA	BPU	PRODUCTO	PROV. EDENCIA
6.527	230.170	HDS DIESEL (Gas de cola de la PSA)	150	PROPANO	FCC No 1	150	NAFTA REF	REF CCR
0.234	150.016	HDS DIESEL	150	PROPANO	FCC No 2	150	NAFTA REF	REF SEMBREG
0.000	0	COQUIZADORA	150	PROPANO	UTFH	150	ISOMERO	ISOM C ₄
3.211	51.017	HDS GASOLEOS	150	PROPANO	SEP C3C4	150	NAFTA EST	FCC No 1
4.000	110.000	FCC No 2					NAFTA	UTFH
1.180	3.311	ALQUILACION						
			150	TOTAL PROPANO		150	TOTAL GASOLINA SECC EXISTENTE	
			150	NG4	SEP C4C4 No 1			
			150	NG4	SEP C4C4 No 2			
			150	NG4	ALQUILACION			
			150	TOTAL N BUTANO				
22.716	641.072	TOTAL AREA NUEVA		C4 C4+	COQUIZADORA		C4 C4+	COQUIZADORA
1.970	50.440	ISOMERIZADORA DE C3 Y C4		C4 C4+	FCC No 1		NAFTA EST	FCC No 2
2.810	104.000	UTFH		C4 C4+	FCC No 2		ALQUILACION	ALQUILACION
				C4 C4+	UTFH			
10.279	305.440	TOTAL AREA EXISTENTE	28.154	TOTAL BUTANO BUTENO			TOTAL GASOLINA SECC NUEVA	
							GASOLINA AMORFA	PETROQUIMICA
							ISOMERO	PETROQUIMICA
							MIBE	
							TAME	
							28.154 TOTAL GASOLINA IMPORTADA	
25.577	970.010	TOTAL GLOBAL					119.740 TOTAL GASOLINA	
		CASINATURAL PARA GAS COMBUSTIBLE						
0.00			44.916	TOTAL			17.000 TOTAL MAGNA SIN	
							48.000 TOTAL MAGNA OXIGENADA	
							10.700 TOTAL PHIBUM	
							13.000 TOTAL PHIBUM REFORMULADA	

TURBOSINA			COMBUSTIBLE				PRINCIPAL		COO-4				
BPD	PRODUCTO	PROCEDENCIA	BPD	kg/h	kg/l	PRODUCTO	%S	PROCEDENCIA	μ (100 50%)	BPD	PROCEDENCIA	Tonel	PROCEDENCIA
580	TURBOSINA	HDS TURBOSINA	29 640	207 243	1 0556	RES VAC	4 726	ALTO VACIO			FCC No 2	e	COOZAZONA
			42 470	297 401	1 0572	RES VAC	0 800	COMENALAS			FCC No 1		
			15 450	105 538	0 8152	KEROSINA	0 623	COMENALAS					
			4 840	30 521	0 5520	ACL	3 154	FCC No 1					
			4 161	26 239	0 5520	ACL	0 894	FCC No 2					
			3 051	20 986	1 0250	AD	4 685	FCC No 1	1				
			2 013	13 665	1 0250	ACP	1 362	FCC No 2					
580	TOTAL		105 665	701 596	1 0824	TOTAL	4 702						TOTAL
			105 665			TOTAL COMBUSTIBLE DEL 4% DE AZUFRE	4 702		3 130 2				
			0			TOTAL COMBUSTIBLE DEL 2% DE AZUFRE	0 900		0 0				
15 061	TURBOSINA	HDS TURBOSINA				ASfaltos							
2-11-1	DIESEL	HDS DIESEL	BPD	kg/h	kg/l	PRODUCTO	%S	PROCEDENCIA	μ (100 50%)		procedencia	Tonel	procedencia
			0	0	1 0572	RES VAC	0 800	COMENALAS			SEF A.R.C.4 No 1	714	AZUFRE
1-1-1	DIESEL	HDS DIESEL	0	0	0 5472	GUMI	2 617	COMENALAS			SEF A.R.C.4 No 2	21	AZUFRE
4-1-1	DIESEL	HDS GASOL				RES DESASALTADO							
54-1-1	TOTAL												
15 811	TOTAL DIESEL DIESEL												
10 784	TOTAL DIESEL SIN												
6	TOTAL DIESEL SIN		0	0	0 0000	TOTAL	0 900		0 0	11-02	TOTAL	736	TOTAL



**ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL
ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE
BARRIL.**



Facultad de Química

10.2 ANEXO 2: Balance de Materia y Energía del Caso Coquizadora

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**



ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROCESAMIENTO DEL FONDO DE BARRIL
CASO COQUILADORA

	alimentación		% S
	CRUDO	TANQUES	
	BPD	% vol	
Maya	15 634	30.00	
Oleeca	0	0.00	
Istmo	45 812	70.00	
TOTAL	65,445	100.00	2.120

	m³/día	BPD	%	producto	destino	% S (genes) % S (ba)		
PRIMARIA No. 3 15 000 BPD E	5 376.62			GAS AMARILLO		0.864		
				13 514	20.65	NAFTA	HDS NAFTAS	0.031
				3 952	6.10	TURBOSINA	HDS TURBOSINA	0.070
				7 723	11.80	KEROSINA	HDS DIESEL	0.408
				5 620	14.70	DIESEL	HDS DIESEL	1.330
				5 432	8.30	GOPA	HDS GASOLEOS / FCC	2.017
				25 000	38.20	RESIDUO ATMOSF	ALTO VACIO No. 3	3.880
	85,281	99.75						

87.26%

	BPD	alimentación	procedencia	% S
	25 000	R ATM	PRIMARIA	3.880

	m³/día	BPD	%	producto	destino	% S		
ALTO VACIO No. 3				3 207	12.83	GOLV	HDS GASOLEOS / FCC	2.208
				8 872	27.49	GOPV	HDS GASOLEOS / FCC	2.817
				14 921	55.69	RES VACIO	COMBUSTOLEO	4.726
				25,000	100.00			

100.00%

	alimentación		% S
	CRUDO	TANQUES	
	BPD	% vol	
Maya	19 366	30.00	
Oleeca	0	0.00	
Tercero	45 188	70.00	
TOTAL	64,555	100.00	2.128

	m³/día	BPD	%	producto	destino	% S (genes) % S (ba)		
PRIMARIA No. 5 15 000 BPD E	9 249.09			GAS AMARILLO		0.864		
				13 331	20.65	NAFTA	HDS NAFTAS	0.031
				3 938	6.10	TURBOSINA	HDS TURBOSINA	0.070
				7 817	11.80	KEROSINA	HDS DIESEL	0.408
				5 450	14.70	DIESEL	HDS DIESEL	1.330
				5 358	8.30	GOPA	HDS GASOLEOS / FCC	2.017
				24 860	38.20	RESIDUO ATMOSF	ALTO VACIO No. 2	3.880
	84,394	99.75						

87.81%

	BPD	alimentación	procedencia	% S
	24 860	R ATM	PRIMARIA	3.880

	m³/día	BPD	%	producto	destino	% S		
ALTO VACIO No. 2				3 183	12.83	GOLV	HDS GASOLEOS / FCC	2.208
				8 778	27.49	GOPV	HDS GASOLEOS / FCC	2.817
				14 719	55.69	RES VACIO	COMBUSTOLEO	4.726
				24,860	100.00			

alimentación	procedencia	%
	CRUDO	TANQUES
	BPD	% vol
Maya	137 000	100 00
TOTAL	137 000	100 00

COMBINADA
12 000 BPD
100 00%

m. base	FPD	%	producto	destino	% FLD (gal)PS (% S. lbs)
10 431 05			GAS AMARGO	DESFOGUE	22 700
	23 564	17 20	NAFTA	HDS NAFTAS	0 150
	13 481	9 84	TURBOSINA	HDS TURBOSINA	0 830
	4 110	3 00	KELOSINA	HDS DIESEL	1 350
	14 385	10 50	DIESEL	HDS DIESEL	2 030
	10 248	7 48	GOPA	HDS GASOLEOS FCC	2 400
	11 645	8 50	GOLV	HDS GASOLEOS FCC	2 500
	17 078	12 47	GOPY	HDS GASOLEOS FCC	3 300
	42 470	31 00	RES VACIO	COMBUSTIBLEO	8 800
	136 982	99 99			

IMPORTACIONES			
MMPCSO / BPD	ALIMENTACION	PROCEDENCIA	DESTINO
6 121	G AMARFA	PETROQUIMICA	POOL GASOLINAS
50 000	C, S	PETROQUIMICA	SEPTICA
0	TAME		POOL GASOLINAS
10 562	MTEE		POOL GASOLINAS
10 065	ISOMERO	PETROQUIMICA	POOL GASOLINAS
7725	HIROGENO	PETROQUIMICA	RED DE HIROGENO

MEZCLA DE CRUDO			
CRUDO	UNIDAD	BPD	% VOL
Maya	COMBINADA	137 000	
	PRIMARIA 3	19 634	
	PRIMARIA 5	19 366	
TOTAL CRUDO MAYA		176 000	65 92
Omeca			
	PRIMARIA 3	0	
	PRIMARIA 5	0	
TOTAL CRUDO OMECA		0	0 00
Ibmo			
	PRIMARIA 3	45 812	
	PRIMARIA 5	45 188	
TOTAL CRUDO IBMO		91 000	34 08
TOTAL		267 000	100 00

% H ₂ S (gases) % S (kg)	kgH	kgT	m ³ día	producto	procedencia	m ³ día	destino
22.700	872	0.0011	18.431	GAS AMARGO	COMBINADA		
0.864	444	0.0011	5.377	GAS AMARGO	PRIMARIA 3		
0.864	438	0.0011	9.245	GAS AMARGO	PRIMARIA 4		
11.724	1,754	0.0011	37.057	TOTAL		37,057	UTFH
% S	kgH	kgT	BPD	producto	procedencia	BPD	destino
0.150	114.414	0.733	23.564	NAFTA	COMBINADA		
0.031	64.459	0.720	13.514	NAFTA	PRIMARIA 3		
0.031	63.622	0.720	13.331	NAFTA	PRIMARIA 5		
0.000	8.668	0.734	1.811	NAFTA	HDS GASOLEOS		
0.040	1.585	0.730	328	NAFTA	HDS DIESEL		
0.000	5.806	0.768	1.141	NAFTA	HDS DIESEL		
0.040	856	0.760	170	NAFTA	HDS TURBOSINA		
0.082	259,298	0.778	53,859	TOTAL		11,863	HDS NAFTAS No. 1
						18,305	HDS NAFTAS No. 2
						24,836	HDS NAFTAS No. 3
						0	HDS NAFTAS No. 4
% S	kgH	kgT	BPD	producto	procedencia	BPD	destino
0.830	73.655	0.825	13.481	TURBOSINA	COMBINADA		
0.070	20.389	0.771	3.952	TURBOSINA	PRIMARIA 3		
0.070	20.112	0.771	3.938	TURBOSINA	PRIMARIA 5		
0.508	114,157	0.805	21,411	TOTAL		17,000	HDS TURBOSINA
						4,411	HDS DIESEL
						0	HDS DIESEL
% S	kgH	kgT	BPD	producto	procedencia	BPD	destino
1.380	23.071	0.847	4.110	KEROSENA	COMBINADA		
0.405	41.516	0.811	7.723	KEROSENA	PRIMARIA 3		
0.409	40.951	0.811	7.617	KEROSENA	PRIMARIA 5		
0.823	105,548	0.819	19,450	TOTAL		17,017	HDS DIESEL
						2,433	A COMBUSTIBLEO
% S	kgH	kgT	BPD	producto	procedencia	BPD	destino
2.030	83.512	0.876	14.385	DIESEL	COMBINADA		
1.330	54.915	0.862	9.620	DIESEL	PRIMARIA 3		
1.330	54.188	0.862	9.490	DIESEL	PRIMARIA 5		
1.834	192,585	0.800	33,495	TOTAL		28,823	HDS DIESEL
						3,672	HDS DIESEL

% S	kg/h	kg/d	BPD	producto	procedencia	BPD	destino
2017	32.267	0.957	5.432	GORPA	FRIMARIA 3		
2017	31.828	0.957	5.358	GORPA	FRIMARIA 5		
2208	15.172	0.515	3.163	GORV	FRIPA No 2		
2208	15.436	0.515	3.207	GORV	FRIPA No 3		
2089	102.704	0.904	17.160	TOTAL		17.160	FCC No 1
% S	kg/h	kg/d	BPD	producto	procedencia	BPD	destino
2400	62.156	0.916	10.248	GORPA	COMBINADA		
2500	71.725	0.930	11.645	GORV	COMBINADA		
2454	133.881	0.923	21.893	TOTAL		5.295	HDS GASÓLEOS
						10.598	FCC No 2
% S	kg/h	kg/d	BPD	producto	procedencia	BPD	destino
2617	42.301	0.942	6.778	GORV	FRIPA No 2		
2617	42.864	0.942	6.872	GORV	FRIPA No 3		
2617	85.165	0.942	13.650	TOTAL		3.310	HDS GASÓLEOS
						0	A ASFALTO
						10.340	FCC No 1
% S	kg/h	kg/d	BPD	producto	procedencia	BPD	destino
3300	105.482	0.968	17.075	GORV	LINEAL A		
3380	109.482	0.968	17.878	TOTAL		17.078	HDS GASÓLEOS
						0	A ASFALTO
						0	FCC No 2
% S	kg/h	kg/d	BPD	producto	procedencia	BPD	destino
4728	0	1.003396181	0	producto	procedencia		
4728	102.912	1.055	14.719	RES. VAC.	FRIPA No 2		
4728	104.331	1.055	14.921	RES. VAC.	FRIPA No 3		
4728	207.243	1.056	29.640	TOTAL		10.531	A COQUE
						18.108	A COMBUSTIBLE
						0	A DESASFALTADORA
						0	A REDUCTORA
% S	kg/h	kg/d	BPD	producto	procedencia	BPD	destino
8800	297.401	1.057	42.470	RES. VAC.	COMBINADA		
8800	297.401	1.057	42.470	TOTAL		42.470	A COQUE
						0	A COMBUSTIBLE
						0	A DESASFALTADORA
						0	A REDUCTORA
						8	A ASFALTO

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
11.565	57.658	0.728	NAFTA	MEZCLA	0.087
11.565	57.658	0.728	TOTAL	TOTAL	0.087
m3/día	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
48.105	716	716	H2	H2S NAFTA No. 1	

H2S NAFTA No. 2
12.888 BPD
E

99.74%

m3/día / BPD	producto	destino	% H ₂ S (gases) % S (líq.)
44.413	GAS AMARGO	UTFH	2.3616
159	C4 Y LIG.	UTFH	0.0200
1573	NAFTA LIG.	ISOM C. & C.	0.0005
2.144	NAFTA		0.0003
	4.072	REFORM CCR	
	4.072	REFORM SEMIREG	

11.916 TOTAL

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
16.955	81.738	0.728	NAFTA	MEZCLA	0.082
16.955	81.738	0.728	TOTAL	TOTAL	0.082
m3/día	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
68.088	1.008	1.008	H2	REFORMADORA	

H2S NAFTA No. 1
17.888 BPD
E

99.74%

m3/día / BPD	producto	destino	% H ₂ S (gases) % S (líq.)
57.852	GAS AMARGO	UTFH	2.3848
292	C4 Y LIG.	UTFH	0.0200
3.519	NAFTA LIG.	ISOM C. & C.	0.0005
1.029	NAFTA		0.0003
	0.040	REFORM CCR	
	0.040	REFORM SEMIREG	

16.881 TOTAL

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
24.935	120.203	0.728	NAFTA	MEZCLA	0.0819
24.935	120.203	0.728	TOTAL	TOTAL	0.082
m3/día	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
90.707	1.217	1.217	H2	REFORMADORA	

H2S NAFTA No. 1
25.888 BPD
E

99.74%

m3/día / BPD	producto	destino	% H ₂ S (gases) % S (líq.)
51.779	GAS AMARGO	UTFH	2.6401
415	C4 Y LIG.	UTFH	0.0200
0.646	NAFTA LIG.	ISOM C. & C.	0.0005
17.764	NAFTA		0.0003
	0.988	REFORM CCR	
	7.876	REFORM SEMIREG	

24.418 TOTAL

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
0.893	335.29	0.734	NAFTA	COQUIZADORA	0.774
0	0	0.728	NAFTA	MEZCLA	0.082
0	0	0.000	NAFTA	REDUCTORA DE VISCOSIDAD	0.000
0.893	335.29	0.734	TOTAL	TOTAL	0.774
m3/día	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
71.909	268	268	H2	PLANTA DE H2	

H2S NAFTA No. 4
7.888 BPD
E

93.15%

m3/día / BPD	producto	destino	% H ₂ S (gases) % S (líq.)
5.886	GAS AMARGO	COQUIZADORA	1.0825
3.116	GAS ACELO	AZUFRE	0.0000
2.853	NAFTA LIG.	ISOM C. & C.	0.0001
4.239	NAFTA		0.0001
	0	REFORM CCR	
	4.239	REFORM SEMIREG	

8.893 TOTAL

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
17.000	50.656	0.805	TURBOSINA	MEZCLA	0.560
17.800	50.656	0.805	TOTAL	TOTAL	0.560
m3/día	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
150.651	1.653	H2	HDS NAFTAS No 2		

HDS
TURBOSINA
17.800 BPD
100.00%

m3/día / BPD	producto	destino	% H.S. (gasas) % S (kg)
17.800	GAS AMARGO	REC. DE H.	14.5836
17.800	NAFTA	HDS NAFTAS	0.0400
10.500	TURBOSINA	ALMACENAMIENTO	0.0500
15.061	MEZCLA DIESEL		
5.00	PRODUCTO		
2	SOSAS GASTADAS		
16.836	TOTAL		

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
4.411	23.523	0.805	TURBOSINA	MEZCLA	0.560
17.017	92.356	0.815	KEROSINA	MEZCLA	0.623
3.572	20.541	0.868	DIESEL	MEZCLA	2.617
25.000	136.419	0.824	MEZCLA		0.813
m3/día	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
325.572	4.230	H2	REFORMADORA		

HDS DE M.S.
25.000 BPD
100.00%

m3/día / BPD	producto	destino	% H.S. (gasas) % S (kg)
148.853	GAS AMARGO	REC. DE H.	17.9524
375	NAFTA	HDSH	0.0400
24.151	DIESEL	PRODUCTO	0.0600
24.478	TOTAL		

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
29.923	172.251	0.5631	DIESEL	PRIMARIAS	1.634
0	0	0.0000	TURBOSINA	PRIMARIAS	0.000
4.540	3.500	0.0020	ACL	FCC No 1	0.004
2.17	1.450	0.0010	ACL	FCC No 2	0.002
35.800	204.109	0.880	TOTAL	TOTAL	1.858
m3/día	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
1.500.000	1.000	H2	REFORMADORA		

HDS DE DIESEL
35.800 BPD
100.00%

m3/día / BPD	producto	destino	% H.S. (gasas) % S (kg)
17.100	GAS DE COXAS	RED DE GAS	0.000
17.100	GAS COMB	RED DE GAS	0.000
17.100	GAS ACEBIO	AZUFRE	85.000
1.4	NAFTA		0.000
1.141	HDSH		
0	REFORM. CCR		
0	REFORM. BEMERO		
0			
1.141	DIESEL	POXA DIESEL	0.020
33.481	TOTAL		

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
20.248	182.374	0.925	GOC	COCAZADORA	2.460
5.296	37.950	0.001	GOPA Y GOLV	COMBINADA	2.454
17.075	102.501	0.002	GOPY	COMBINADA	2.800
1.010	26.661	0.002	GOPY	ALTO YACIO	2.617
55.528	347.923	0.938	TOTAL	TOTAL	3.278
m3/día	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
1.534.000	4.000	H2	RED DE H.		

HDSH
41.100 BPD
136.00%

m3/día / BPD	producto	destino	% H.S. (gasas) % S (kg)
17.100	GAS COMB	PSA DE HDS DIESEL	0.002
17.100	GAS ACEBIO	AZUFRE	85.000
1.141	NAFTA ME SACA	MEZCLA A HDS	0.000
1.141	DIESEL	PRODUCTO	0.020
41.100	GOPY HDS		0.150
0	FCC No. 1		
0	FCC No. 2		
98.778	TOTAL		

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S	m ³ kg/d / BPD	producto	destino	% H ₂ S (pesos) % S (kg)
12.5	12.5	12.5	NAFTA	HDS NAFTAS	0.000				
12.5	12.5	12.5	NAFTA	HDS NAFTAS	0.000		GAS H2O H2	RED DE H	0.000
12.5	12.5	12.5	NAFTA	HDS NAFTAS	0.000		GAS C3 C4	UTM	0.000
12.5	12.5	12.5	NAFTA	HDS NAFTAS	0.000		NCS Y NCS		0.000
12.5	12.5	12.5	NAFTA	HDS DIESEL	0.000		NAFTA REF	POOL GASOLINAS	0.000
50.0	50.0	50.0	TOTAL		0.0003	12.500	TOTAL		

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S	m ³ kg/d / BPD	producto	destino	% H ₂ S (pesos) % S (kg)
5.640	5.640	5.640	NAFTA	HDS NAFTAS	0.0003				
5.650	5.650	5.650	NAFTA	HDS NAFTAS	0.0003		GAS H2O H	RED DE H	0.000
5.730	5.730	5.730	NAFTA	HDS NAFTAS	0.0003		GAS C3 C4	UTM	0.000
4.672	4.672	4.672	NAFTA	HDS NAFTAS	0.0003		NCS Y NCS		0.000
0	0	0	NAFTA	HDS DIESEL	0.0003		NAFTA REF	POOL GASOLINAS	0.000
22.227	22.227	22.227	TOTAL		0.0003	22.227	TOTAL		

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S	m ³ kg/d / BPD	producto	destino	% H ₂ S (pesos) % S (kg)
3.575	3.575	3.575	NAFTALIG	HDS NAFTAS	0.0003				
4.315	4.315	4.315	NAFTALIG	HDS NAFTAS	0.0003				
0.646	0.646	0.646	NAFTALIG	HDS NAFTAS	0.0003				
2.653	2.653	2.653	NAFTALIG	HDSNG U 12000	0.0003		GAS H2O H	RED GAS	0.000
17.351	17.351	17.351	TOTAL		0.0004	17.351	ISOMERO	POOL GASOLINAS	0.000
154.374	154.374	154.374	H ₂	REFORMADORA		154.374	TOTAL		

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S	m ³ kg/d / BPD	producto	destino	% H ₂ S (pesos) % S (kg)	
42.470	42.470	42.470	RES VAC	COMBINADA	6.800		GAS	RED GAS COMB	0.0030	
10.531	10.531	10.531	RES VAC	PREP CARGA	4.720		2.512	MEZCLA C4 S	0.0000	
2.793	2.793	2.793	ACIP	FCC No 2	1.840		0	POOL GASOLINAS		
0	0	0	AD	FCC No 1	4.689		2.512	ALQUILACION		
35.553	35.553	35.553	AMNA POBRE	REG DE A	0.120		0	POOL LPG		
2.032	2.032	2.032	AMNA POBRE	REG DE A	0.120		0.893	NAFTA COQ	0.7740	
55.794	55.794	55.794	TOTAL		6.214		30.244	GOC	3.4682	
5.800	5.800	5.800	GAS AMARGO	HDS NAFTAS No 4	1.022		3.271	AMNA RICA	0.0620	
						100.00%	35.412	AMNA RICA	REG DE A	2.9185

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S	m ³ kg/d / BPD	producto	destino	% H ₂ S (pesos) % S (kg)	
19.412	19.412	19.412	AMNA RICA	COQUAZADORA	2.519		19.412	GAS ACIDO	AZUFRE	0.0000
19.412	19.412	19.412	TOTAL		2.519		19.412	GAS COMB	LA SAGUE	0.002
						78.87%	37.545	AMNA POBRE	COQUAZADORA	0.120
							TOTAL			

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
17.15	1.7723	0.165	MEZCLA	PRIMY AJ EXISTENTES	2.29
13.54	1.561	0.542	GOPV	ALTO VACIO EXISTENTES	2.517
	0	0.410	GASOL HDS	HDS GASOLEOS	0.410
37.59	11.7254	0.918	TOTAL		2.99

100.00%

m ³ día / BPD	producto	derivado	% H ₂ S (gases) % S (lib.)
	GAS DE REGEN	ATM	0.0906
	GAS AMARGO	UTPH	12.6528
	PROPANO	POOL LPG	0.0000
	PROPILENO	ALMACENAMIENTO	0.0000
	C4 C4+		0.0000
	2.994	ALQUILACION	
	0	POOL LPG	
	NAFTA	POOL GASOLINA	0.2538
	ACL	POOL COMBUSTOLEO	3.1547
	0	POOL COMBUSTOLEO	
	4.846	HDS DIESEL	
	AC DECAN	POOL COMBUSTOLEO	4.6889
	3.061	POOL COMBUSTOLEO	
	0	COQUIZADORA	

100.00%

28.831 TOTAL

BPD	kg/h	kg/d	alimentación	procedencia	% S
15.538	10.520	0.973	GOPA Y GOLV	COMBINADA	7.154
0	0	0.365	GOPV	COMBINADA	0.367
4.1637	1.0165	0.910	GASOL HDS	HDS GASOLEOS	0.116
19.702	3.1259	0.914	TOTAL		0.84

100.00%

m ³ día / BPD	producto	derivado	% H ₂ S (gases) % S (lib.)
1.0165	GAS COMB	RED GAS	0.0131
35.231	GAS ACEA	AZUFRE	80.0000
2.994	PROPANO	POOL LPG	0.0000
3.437	PROPILENO	ALMACENAMIENTO	0.0000
10.173	C4 C4+		0.0000
16.713		ALQUILACION	
0		POOL LPG	
NAFTA	POOL GASOLINA	0.0878	
1.0165	ACL	POOL COMBUSTOLEO	0.5686
5.538		POOL COMBUSTOLEO	
2.37		HDS DIESEL	
1.0165	ACL	POOL COMBUSTOLEO	1.6398
0		POOL COMBUSTOLEO	
2.793		COQUIZADORA	

100.00%

65.216 TOTAL

kg/h	m ³ BPD	alimentación	procedencia	% S
1.11	1.171	GAS AMARGO	PRIMARIA No 3	0.854
4.57	5.169	GAS AMARGO	PRIMARIA No 5	0.954
21.0	14.4.7	GAS AMARGO	HDS NAFTAS	2.382
227	47.807	GAS AMARGO	HDS NAFTAS	2.365
1.457	2.179	GAS AMARGO	HDS NAFTAS	2.843
5016	145.850	GAS AMARGO	HDS DIESEL	17.252
4.75	11.247	GAS AMARGO	HDS DIESEL	14.584
5007	191.471	GAS AMARGO	FCC No 1	19.672
29.227 019.918 TOTAL GAS AMARGO				12.826
kg/h	BPD	alimentación	procedencia	% S
129.11	159	BUTANOS Y LIG	HDS NAFTAS	0.020
1.21.4	782	BUTANOS Y LIG	HDS NAFTAS	0.020
15.115	415	BUTANOS Y LIG	HDS NAFTAS	0.020
1.512.18	1.475	GAS C3-C4	REFCCR	0.000
2.011.17	216	GAS C3-C4	REF SEMREG	0.000
11.1.22 3.185 TOTAL GAS C3-C4 Y LIG				0.008
48.451 FLUJO MASICO TOTAL				

UTR

TRAT (NA G)

DA MS

TRAT (DA S)

DA MS

m ³ BPD / BPD	producto	destino	% H ₂ S (gams) % S (lb)
1.171	G ACIDO	AZUFRE	15.000
5.169	GAS DULCE	RED GAS	0.002
	PROPANO	FLUO LPG	0.000
	BUTANO	FLUO LPG	0.000
	NAFTA	FLUO GASOLINAS	0.000

BPD	kg/h	kg/l	alimentación	procedencia	% S
2717	11112	0.514	C, C4	FCO No 1 Y 2	
511	2051	0.51	ISOBUTANO	FRACC C4s	
2717	11112	0.51	TOTAL		
BPD	kg/h	kg/l	alimentación	procedencia	% S
1517	542		H	REFORMAIGRA	

ALQUILACIÓN
C 1308
1148 BPD
H

BPD / BPU	producto	destino	% S
1148	GAS COMB	RED DE GAS	
1148	N BUTANO	POOL LPG	
1148	ALC (H ALK)	PUER GASAS IVAS	
2717	TOTAL		

BPD	kg/h	kg/l	alimentación	procedencia	% S
1305	5356	0.526	C4 S	PETROQUIMICA	
5096	19096	0.577	TOTAL		

SEPARADOR
PROPANO /
BUTANO
H

BPD	producto	destino	% S
1305	PROPANO	POOL LPG	
19096	BUTANO	SEP CACA No 1	
		SEP CACA No 2	
5096	TOTAL		

BPD	kg/h	kg/l	alimentación	procedencia	% S
2905	10735	0.577	BUTANO	SEP CACA	
2905	10735	0.578	TOTAL		

SEPARADOR
ISOBUTANO /
BUTANO No 1
H

BPD	producto	destino	% S
1524	N BUTANO	POOL LPG	
0	D	VENTAS	
1524	ISOBUTANO	VENTAS	
0	D	GUARDAS DE AZUFRE	
0.808	D	VENTAS	
2905	TOTAL		

BPD	kg/h	kg/l	alimentación	procedencia	% S
2905	2905	0.577	BUTANOS	SEP CACA	
2905	2905	0.577	TOTAL		

SEPARADOR
ISOBUTANO /
BUTANO No 2
H

BPD	producto	destino	% S
1429	N BUTANO	POOL LPG	
1429	ISOBUTANO	POOL LPG	
0	D	VENTAS	
0.363	D	GUARDAS DE AZUFRE	
150	D	VENTAS	
2905	TOTAL		

(7)

BPD	kg/h	kg/l	alimentación	procedencia	% S
0.352	2237	0.530	ISOBUTANO	SEP CACA No 2	
0	0	0.533	ISOBUTANO	SEP CACA No 1	
0.352	2237	0.533	TOTAL		

GUARDAS
DE
AZUFRE
H

BPD	producto	destino	% S
0.352	ISOBUTANO	ALQUILACION	
0.183	TOTAL		

m ³ std	kgH	alimentación	procedencia	% H ₂ S (gases)
2376	237	GAS ACIDO	HDS NAFTAS No 4	85.00%
36174	4792	GAS ACIDO	HDS DIESEL	85.00%
75402	7743	GAS ACIDO	REG. DEA	85.00%
1060	1275	GAS ACIDO	HDS GASOLEOS	85.00%
35121	2717	GAS ACIDO	FCC No 2	85.00%
101140	7052	GAS AMONIACAL	AMARGAS	85.00%
437382	34562	TOTAL		85.00%

AZUFRE
881 Tm³
E

TOWID	producto	destino	% S
842	AZUFRE	PATIO AZUFRE	

106.96%

m ³ std	kgH	alimentación	procedencia	% H ₂ S (gases)
43583	3359	GAS ACIDO	UTFR	85.00%
43583	3359	TOTAL		85.00%

AZUFRE
881 Tm³
E

TOWID	producto	destino	% S
85	AZUFRE	PATIO AZUFRE	

106.96%

UNIDADES

BPD Barriles por día de operación estándar a T= 15.6 °C para corrientes líquidas

Ton/d Toneladas métricas por día para corrientes sólidas

m³std Métricos cúbicos estándar por día 1.0 kg/cm² y 20°C para corrientes de gas

% S Contenido de azufre en porcentaje en peso de la corriente indicada

% V Porcentaje en volumen de las corrientes indicadas

Condiciones de operación en líneas de balanceo

T °C

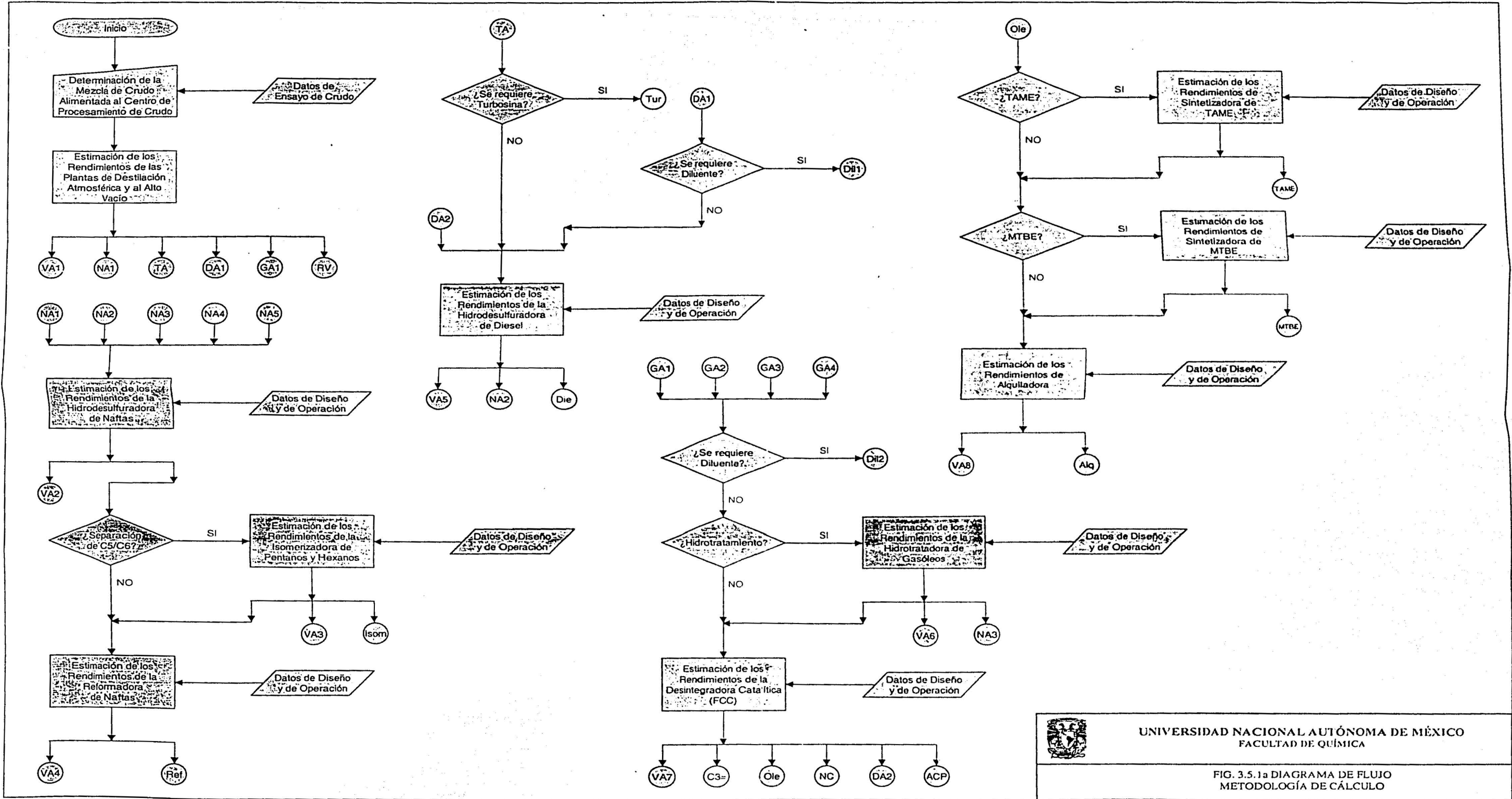
P kg/cm² man

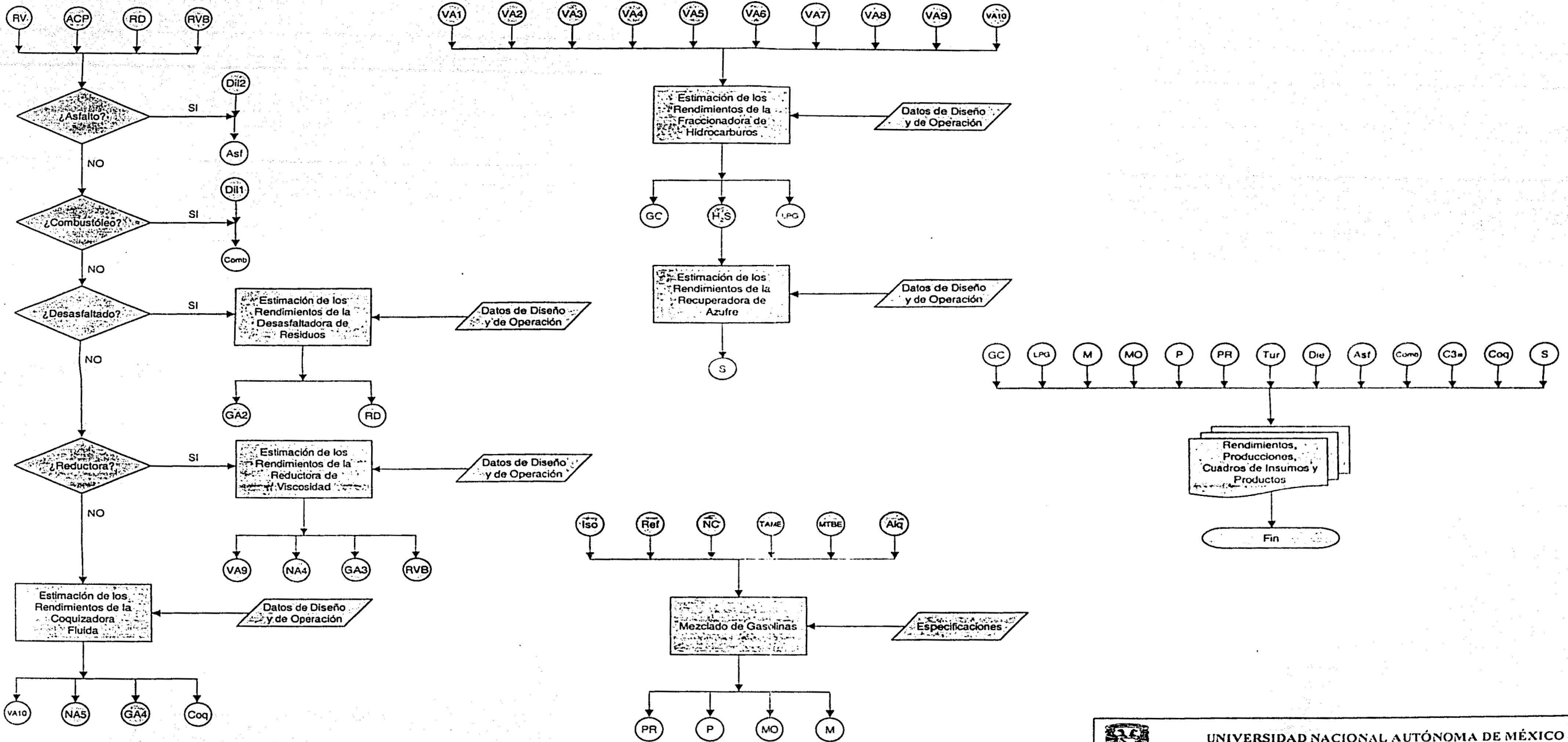
E Plantas existentes
N Plantas nuevas

70

RED GAS COMBUSTIBLE			POSA DE LPG			POSA DE GASOLINA		
MMP/CSU	m ³ BBSG	PROCEDENCIA	BPD	PRODUCTO	PROCEDENCIA	BPD	PRODUCTO	PROCEDENCIA
4 277	121 132	HDD U 24000 (Gas de cole de la PSA)	1 00	PROPANO	FCC No 1	15 10	NAFTA REF	REF U 500
3 115	85 211	HDD U 24000	2 3	PROPANO	FCC No 2		NAFTA REF	REF BTX
15 977	431 131	COQUIZADORA U 31000	1 10	PROPANO	UTFH U 600		ISOMERO	ISOM C.C.
1 888	51 412	HDS GASQUEOS U 11000	1 1	PROPANO	DA 101 A Y B		NAFTA EST	FCC No 1
41 914	1 242 011	FCC No 2	5 732	TOTAL PROPANO			NAFTA	UTFH U 600
1 751	45 520	ALQUILACION U 18000				41 891	TOTAL GASOLINA SECC EXISTENTE	
			1 13	NC4	DA 104105/106/10		NAFTA REF	REF NUEVA
			4 25	NC4	DA 201		C4 C4+	COQ U 31000
			1 91	NC4	A, Q U 18000		NAFTA EST	FCC No 2
			15 483	TOTAL N BUTANO		1 13	ALQUILACION	A, Q U 18000
20 52	1 997 177	TOTAL ÁREA NUEVA		C4 C4+	COQ U 31000			
2 402	68 618	ISOMERIZADORA DE C5 Y C6 U 200	0	C4 C4+	FCC No 1	47 54	TOTAL GASOLINA SECC NUEVA	
24 818	701 401	UTFH U 600		C4 C4+	FCC No 2		GASOLINA AMALFA	CANGREJERA
			1 215	C4 C4+	UTFH U 600		ISOMERO	CANGREJERA
27 24	721 417	TOTAL ÁREA EXISTENTE	1 315	TOTAL BUTANO-BUTENO		1 13	MTBE	
						0	TAME	
						27 188	TOTAL GASOLINA IMPORTADA	
07 76	2 704 593	TOTAL GLOBAL				181 572	TOTAL GASOLINA	
		GAS NATURAL PARA GAS COMBUSTIBLE						
						25 486	TOTAL MAGNA SIN	
						53 459	TOTAL MAGNA OXIGENADA	
						33 815	TOTAL PREMIUM	
0 00	0		42 597	TOTAL		18 258	TOTAL PREMIUM REFORMULADA	

TURBOSINA			COMBUSTIBLE					PROPIETARIO			COCOA		
BPD	PRODUCTO	PROCEDENCIA	BPD	kg/h	kg/d	PRODUCTO	%S	PROCEDENCIA	μ (CEN) 30°C	BPD	PROCEDENCIA	Tonel	PROCEDENCIA
990	TURBOSINA	HDD	19,109	133,810	1,0556	RES VAC	4,728	PREP CAHGA			FCC No 2	3,771	COQ U 31000
			0	0	1,0572	RES VAC	8,800	U 10000			FCC No 1		
			2,433	13,200	0,8152	KÉROSINA	0,823	COMBINADAS					
			0	0	0,9520	ACL	3,154	FCC No 1					
			5,536	34,910	0,9520	ACL	0,988	FCC No 2					
			3,091	20,586	1,0250	AD	4,689	FCC No 1					
			0	0	1,0250	ACP	1,940	FCC No 2					
990	TOTAL		30,169	202,786	1,8144	TOTAL	3,811					3,771	TOTAL
	DE DIESEL		30,169	TOTAL COMBUSTION E O DEL 4% DE AZUFRE			3,811	1,767 G		BPD	procedencia	Tonel	procedencia
	SECCION EXISTENTE		0	TOTAL COMBUSTION E O DEL 2% DE AZUFRE			0,000	0,0			TORNES + KACC. E	642	AZUFRE U 23000
15,051	TURBOSINA	HDD									LA 201	85	AZUFRE U
22,153	DIESEL	U 100											
	SECCION NUEVA		0	0	1,0572	RES VAC		U 10000					
5,536	DIESEL	U 24000	0	0	0,9472	GGPV		COMBINADAS					
15,203	DIESEL	HDS CASAR				RES. DE CASAR TALK							
8,7673	TOTAL												
	39,811	TOTAL DIESEL DESULF.											
	47,882	TOTAL DIESEL SIN SULF.											
	0	TOTAL DIESEL SIN SULF.	0	0	8,8191	TOTAL	0,000		0,0	8,819	TOTAL	727	TOTAL





UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA

FIG. 3.5.1b DIAGRAMA DE FLUJO
METODOLOGÍA DE CÁLCULO