



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ZARAGOZA

RECONFIGURACION DE LAS REFINERIAS DE
PEMEX PARA PROCESAMIENTO DE NUEVAS
MEZCLAS DE CRUDO

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO QUIMICO
P R E S E N T A:
ALFONSO GARCIA JIMENEZ

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



10 NUMERO 233
DE NUESTRA COLECCION

ASESOR DE TESIS:

ING. JORGE ANTUNEZ V.

MEXICO, D. F.

1998

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

265401



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

JEFATURA DE LA CARRERA
DE INGENIERÍA QUÍMICA

OFICIO: FESZ/JCIQ/0025/98

ASUNTO: Asignación de Jurado

C. ALFONSO GARCÍA JIMÉNEZ
Presente

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

Presidente: *I.Q. René de la Mora Medina*
Vocal: *Ing. Jorge Antunez Velázquez*
Secretario: *I.Q. Raúl Ramón Mora Hernández*
Suplente: *I.Q. Roberto Ramírez Torres*
Suplente: *I.Q. José Maciel Ortiz*

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
México, D.F., 22 de Junio de 1998

EL JEFE DE LA CARRERA


I.Q. Magín Enrique Juárez Villar

Irm

A MIS PADRES

POR TODO SU AMOR Y CONFIANZA
QUE HE RECIBIDO EN CADA MOMENTO
DE MI VIDA.

A MIS HERMANOS

POR SU CARIÑO Y APOYO

A MIS TIOS Y PRIMOS

POR SU MOTIVACION Y RESPETO

A MIS AMIGOS

POR LA AMISTAD SINCERA QUE EXISTE

PARA TI

POR TODO TU APOYO Y LOS MOMENTOS QUE COMPARTIMOS
JUNTOS.

AL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO

A USTEDES POR EL APOYO BRINDADO EN LA COORDINACION
Y ASESORAMIENTO DE ESTA TESIS.

MUCHAS GRACIAS

SINCERAMENTE

ALFONSO GARCIA JIMENEZ

INDICE

INDICE

i

CAPITULO 1

GENERALIDADES

1.1	PETROLEO	1
1.2	PETROLEO CRUDO	1
1.3	TIPOS BASICOS	3
1.4	PROPIEDADES DE CRUDO DEL PETROLEO	4
1.5	COMPOSICION DEL PETROLEO	6
1.6	EL SECTOR DE LA ENERGIA EN MEXICO	8

CAPITULO 2

PANORAMA DE LA REFINACION DE CRUDO Y ENERGETICOS

2.1	EVOLUCION DEL SISTEMA DE REFINACION EN MEXICO	10
2.2	TENDENCIAS EN LA INDUSTRIA DE REFINACION	19
2.3	CAMBIOS EN EL ENTORNO DE LA INDUSTRIA DE REFINACION	20
2.4	REFINACION Y COMERCIALIZACION DE PETROLIFEROS	20
2.5	LOS ENERGETICOS Y EL DESARROLLO NACIONAL	23
2.6	PLANEACION DEL DESARROLLO ENERGETICO	25

CAPITULO 3

ANALISIS DE MERCADO

3.1	MERCADO NACIONAL E INTERNACIONAL DE CRUDO Y ENERGETICOS EN LOS ULTIMOS 10 AÑOS.	28
3.2	POLITICAS DE PRECIOS	31
3.3	CONTEXTO INTERNACIONAL	37
3.4	MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL	40
3.5	PROYECCION DEL MERCADO NACIONAL DE CRUDO Y PRODUCTOS ENERGETICOS EN LOS PROXIMOS 10 AÑOS.	46
3.6	TRANSPORTACION	50

CAPITULO 4

DEFINICION DE ESQUEMAS BASICOS

4.1	RESTRUCTURACION	52
4.2	PROYECTOS ESTRATEGICOS DE PEMEX REFINACION	67
4.3	ESPECIFICACIONES DE PRODUCTOS	69
4.4	DESCRIPCION DE LOS CASOS	69
4.5	CONSTITUCION DE LOS CRUDOS DE LA ZONA DE MADERO	74
4.6	ESQUEMA DE PROCESAMIENTO	74
4.7	CAPACIDAD DE LAS PLANTAS	75
4.8	NIVEL DE PRODUCCION	78
4.9	PROPIEDADES DE LOS DESTILADOS INTERMEDIOS Y OTRO PRODUCTOS	79
4.10	CONSUMO DE SERVICIOS AUXILIARES	80
4.10.1	COSTOS DE SERVICIOS AUXILIARES	81
4.10.2	COSTOS DE OPERACIÓN POR SERVICIOS AUXILIARES CASO 1	82
4.10.3	COSTOS DE OPERACIÓN POR SERVICIOS AUXILIARES CASO 2	82
4.11	CAPACIDAD E INVERSIONES DE PLANTAS	83

CAPITULO 5

LOGROS Y BENEFICIOS

5.1	COMPROMISOS	86
5.2	IMPORTANCIA DE LA EFICIENCIA ENERGETICA Y DE LOS PROGRAMAS DE AHORRO	86
5.3	LOGROS EN EL AREA DE PROCESOS DE REFINACION	87
5.4	DEFENSA Y RESTAURACION DEL AMBIENTE	87
5.5	AHORRO Y USO DE LA ENERGIA	89
5.6	REFINACION Y COMERCIALIZACION DE PETROLIFEROS	91

CONCLUSIONES	94
---------------------------	----

BIBLIOGRAFIA	97
---------------------------	----

APENDICE	100
-----------------------	-----

INTRODUCCION

Debido a la necesidad de PEMEX-REFINACION de utilizar mezclas de crudos más pesados y como parte del programa integral de incremento de combustibles no contaminantes de alta calidad, se planteó la posibilidad de reconfigurar el esquema de refinerías, para la obtención de destilados a partir de residuos pesados. Dado que los productos de mezclas pesadas incrementan la cantidad de residuos es necesario instalar una serie de plantas y tomar medidas tendientes a aprovechar estos productos para producir más combustibles y más servicios auxiliares.

El plan de Reconfiguración se basa en que las especificaciones de los productos cumplan con las normas de calidad técnica y ecológica, enfocada a la eliminación de plomo buscando mejorar el octanaje en las gasolinas. (principalmente es aumentar el uso de crudo maya en las cargas a las refinerías, dado que este crudo tiene menor demanda en los mercados internacionales).

Dentro de un perfil de inversiones de PEMEX-REFINACION para el año 2005 está considerada la reconfiguración de las Refinerías, esta reconfiguración es parte de un plan que involucra varios aspectos, tales como: incremento en la proporción de crudo Maya procesado a nivel nacional hasta un 100% en volumen, mejoramiento de la calidad de los productos y satisfacción de la demanda nacional de la calidad de combustibles.

De igual forma se busca la manera de generar políticas comerciales e integrales que desarrollen nuevos canales de distribución atendiendo al desarrollo del mercado nacional, alcanzar niveles internacionales de seguridad industrial. Se busca que las refinerías adquieran una configuración competitiva orientada a una mayor producción, propiciando una estabilidad en el mercado y equilibrio entre reservas, producción, consumos internos y exportaciones.

Por lo anterior en el presente trabajo se presenta en forma general un panorama de como se llevaría acabo la reconfiguración de las refinerías para procesamiento de nuevas mezclas de crudo y mejor calidad de productos.

En el capitulo 1, se explica en forma general las diferentes características del petróleo en México, sus propiedades asimismo el panorama del sector energético.

En el capitulo 2, se explica el panorama de la refinación de crudos a nivel nacional como internacional, de igual forma para el sector energético.

El capitulo 3, se aborda de manera generica cual ha sido el comportamiento financiero en los últimos años así como una proyección en 10 años del crudo, sus exportaciones a nivel nacional e internacional.

El capitulo 4, describe la manera de como se llevaría acabo la reconfiguración en las refinerías existentes, para tener una alternativas de poder llevar acabo la restructuración y poder utilizar más crudo pesado.

En el capitulo 5, se explica los logro y beneficios de la importancia de la eficiencia energetica, restrucción del ambiente, ahorro y uso de la energía.

Como puede observarse la dependencias de ingenierias buscan la forma de incorporar mejores técnicas e integrarlas a las refinerías para así tener una mejor optimización de los procesos y con ello conseguir ahorro de energía generando servicios auxiliares necesarios.

Los objetivos que se plantearon son los siguientes:

Definir los esquemas de las refinarias para procesamiento de nuevas mezclas de crudo, con la finalidad de abastecer el mercado nacional con mejores productos energéticos y procesar cargas pesadas.

Obtener mejor calidad de los productos, que esten dentro de las especificaciones y normas existentes para mejora del medio ambiente.

Analizar el estado actual de las refinarias para establecer parametros que nos permitan realizar el proceso de reconfiguración.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 PETROLEO

Es una mezcla de hidrocarburos, compuestos que contienen en su estructura molecular carbono e hidrógeno principalmente.

Es un líquido aceitoso, inflamable, con amplia variación en su viscosidad y olor fuerte característico, cuyo color varía de amarillo a castaño rojizo oscuro o negro, pero que normalmente exhibe una fluorescencia verdosa distintiva.

1.2 PETROLEO CRUDO

El petróleo crudo se define técnicamente como una mezcla de hidrocarburos que existen en fase líquida en depósitos subterráneos y permanece líquido a la presión atmosférica después de pasar a la superficie por instalaciones separadoras.

PETROLEO PESADO: Densidad ° API inferior a 27 °

PETRÓLEO LIGERO: Densidad ° API superior a 27 °

Las características del petróleo en la República son:

ISTMO petróleo crudo ligero densidad = 33.6 ° API y 1.3 % de azufre en peso

MAYA petróleo crudo pesado densidad = 22 ° API y 3.3 % de azufre en peso

OLMECA petróleo crudo muy ligero con densidad de 39.3 ° API y 0.8 % de azufre en peso.

El número de átomos de carbono y la forma en que están colocados dentro de las moléculas de los diferentes compuestos proporciona al petróleo diferentes propiedades físicas y químicas. Así tenemos que los hidrocarburos compuestos por uno a cuatro átomos de carbono son gaseosos, los que contienen de 5 a 20 son líquidos, y los que tienen más de 20 son sólidos a la temperatura ambiente.

El petróleo varía mucho en su composición, lo cual depende del tipo de yacimiento de donde provenga, pero en promedio podemos considerar que tienen 83 y 86 % de carbono y entre 11 y 13 % de hidrógeno.

Mientras mayor sea el contenido de carbón en relación al del hidrógeno, mayor es la cantidad de productos pesados que tiene el crudo. Esto depende de la antigüedad y de algunas características de los yacimientos. No obstante, se menciona que entre más viejos sean, tienen más hidrocarburos gaseosos y sólidos y menos líquidos entran en su composición.

En la composición del petróleo crudo también figuran los derivados de azufre, como también pequeñas cantidades en partes por millón de compuestos con átomos de nitrógeno, o de metales como el hierro, níquel, cromo, vanadio y cobalto.

Por lo general, el petróleo tal como se extrae de los pozos nos sirven como energético ya que requiere de altas temperaturas para arder, pues el crudo en sí está compuesto de hidrocarburos de más de cinco átomos de carbono, es decir, hidrocarburos líquidos. Por lo tanto para poder aprovecharlo como energético es necesario separarlo en diferentes fracciones que constituyen los diferentes combustibles como el gas, la gasolina, turbosina, diesel, gasóleo ligero y pesado, etc.

1.3 TIPOS BASICOS

Los distintos tipos de petróleo son mezclas no uniformes y altamente complejas de hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos. Contienen pequeñas cantidades de azufre, nitrógeno y oxígeno. Los términos parafínico, aromáticos y nafténico (asfáltico) se utilizan para nombrar los tipos predominantes de constituyentes químicos encontrados en el petróleo crudo de diversa localidades. De igual forma se emplea los términos amargo y dulce. Los crudos amargos contienen azufre y presentan un desagradable olor a ajo y a huevos podridos, el azufre que es el que imparte el olor, existe en forma de mercaptanos o sulfuro de hidrógeno.

La composición elemental del crudo de petróleo está comprendida normalmente dentro de los siguientes intervalos como se ve en la siguiente tabla:

TABAL No. 1.1

COMPOSICION DEL PETROLEO

Elementos	% en peso
Carbón	84 - 87
Hidrógeno	11 - 14
Azufre	0 - 2
Nitrógeno	0.2

1.4 PROPIEDADES DEL CRUDO DEL PETROLEO

Los crudos varían considerablemente en composición, aun cuando estén estrechamente relacionados geográficamente. El petróleo cercano a la superficie suele tener una composición muy diferente de la del petróleo localizado en estratos más profundos, Sin embargo, la sola profundidad no se correlaciona significativamente con la composición.

El petróleo es muy complejo y, excepto para los componentes de bajo punto de ebullición, el refinador no efectúa ningún intento de análisis para los componentes puros contenidos en el crudo de petróleo. Sobre el crudo se realizan pruebas analíticas relativamente sencillas y los resultados de las mismas se utilizan junto con correlaciones empíricas para la evaluación del crudo de petróleo como materia prima de la refinería en particular. Cada crudo se compara con otras materias primas disponibles y, basándose en la realización del producto se le asigna un valor. Las propiedades más útiles son:

Densidad, ° API

La densidad ° API son las siglas de American Petroleum Institute, se relaciona matemáticamente con la densidad relativa y normalmente se determina por medio de un densímetro ("hidrómetro"), El peso específico de los crudos de petróleo puede variar desde menos de 10 ° API a más de 50 ° API, pero la mayoría de los crudos se hallan comprendidos en el intervalo de 20 a 45 ° API.

Contenido de Azufre

La cantidad de azufre contenida en un crudo es importante para el manejo de éste en el interior de la refinería y por los efectos indeseables del azufre en productos terminados. El contenido de azufre se expresa en tanto por ciento en peso de azufre y varía desde menos de un 0.1 % hasta más de un 5 %.

Punto de fluidez

Definido como la temperatura mínima a la que el material fluye, y que depende de la composición del petróleo, es un indicador aproximado de la parafinidad y aromaticidad relativa del crudo.

Contenido de sales

Si el contenido de sales del crudo, cuando se expresa como NaCl, es mayor que 10 lb / 1000 bl, generalmente es necesario desalar *el crudo antes de su procesado, sino se pueden presentar problemas de corrosión.*

Contenido de nitrógeno

Un contenido alto de nitrógeno es indeseable ya que los componentes orgánicos nitrogenados son causa de serios envenenamientos en los catalizadores utilizados en el procesado. Los crudos que contienen nitrógeno en cantidades superiores al 0.25 % en peso requieren procesados especiales para eliminar el nitrógeno.

Contenido en metales

El contenido en metales del crudo del petróleo puede variar desde unas pocas partes por millón hasta más de 1000 ppm, y en contrapartida a sus concentraciones relativamente bajas, son de considerable importancia. Cantidades diminutas de algunos de estos metales (níquel, vanadio y cobre) pueden afectar seriamente las actividades de los catalizadores y dar lugar a un producto de valor inferior.

1.5 COMPOSICION DEL PETROLEO

Los crudos de petróleo así como las fracciones de mayor punto de ebullición se componen de muchos miembros de unas relativamente pocas series homólogas de hidrocarburos. La composición de la mezcla total, en términos de *composición elemental*, no varía mucho, pero pequeñas diferencias en la composición puede afectar grandemente a las propiedades físicas y al procesado requerido para la producción de productos vendibles. El petróleo es esencialmente una mezcla de hidrocarburos, y aún los elementos no hidrocarbonados, están generalmente presentes como componentes de moléculas complejas de *carácter predominantemente hidrocarbonado*, pero conteniendo pequeñas cantidades de oxígeno, azufre, nitrógeno, vanadio, níquel y cobre. Los hidrocarburos presentes en el crudo de petróleo se clasifican en tres tipos generales: parafinas, naftenos y aromáticos. Además hay un cuarto tipo, olefinas, que se forman durante el proceso de deshidrogenación de parafinas y naftenos.

Parafinas

La serie de parafinas de los hidrocarburos se caracteriza por la regla de que los átomos de carbono se hallan unidos mediante enlaces sencillos y los otros están saturados con átomos de hidrógeno, la fórmula general de las parafinas es C_nH_{2n+2} . entre ellas están metano, etano, propano, butano, etc.

Olefinas

Las olefinas no existen de forma natural en el crudo de petróleo pero se forman durante el procesado, son muy similares a la estructura de la parafinas pero mínimo dos átomos de carbón están unidos por doble enlace, la fórmula general es C_nH_{2n} .

Naftenos

Se denominan naftenos a los hidrocarburos cicloparafínicos en los que todos los enlaces disponibles de los átomos de carbón están saturados con hidrógeno. Hay muchos tipos de naftenos presentes en el crudo de petróleo pero, excepto para los compuestos de peso molecular más bajo, no se tratan generalmente como compuestos individuales, estos se clasifican de acuerdo a su intervalo de ebullición; entre ellos se encuentra el ciclopentano, ciclohexano, etc.

Aromáticos

La serie aromática de hidrocarburos es química y físicamente muy diferente de las parafinas y naftenos. Los hidrocarburos aromáticos contienen un anillo bencénico el cual no está saturado pero es muy estable comportándose frecuentemente como un compuesto saturado. Algunos de ellos son: benceno, tolueno, cumeno, naftaleno, etc.

1.6 EL SECTOR DE LA ENERGÍA EN MÉXICO

BASES DE RECURSOS

La base de recursos energéticos de que México dispone es excepcional. Encierra un enorme potencial para generar valor económico, que es especialmente evidente en el caso de los hidrocarburos y, dentro de este subsector, en los yacimientos de la región marina. Si bien en otros segmentos del sector los niveles de rentabilidad no resultan altos, la mayoría de ellos ofrecen oportunidades atractivas de desarrollo.

HIDROCARBUROS

Las actividades de exploración de hidrocarburos han sido apoyo fundamental para que México se convirtiera de importador neto, al inicio de los años setenta, en uno de los productores con mayores reservas a nivel mundial y es participante destacado en el mercado petrolero internacional, al finalizar el mismo decenio.

Los cambios ocurrido en el escenario internacional dieron lugar a ajustes en los objetivos y estrategias de la actividad petrolera, orientándola hacia las áreas de mayor potencial y con mejores perspectivas en términos de tasas de retorno. Consecuentemente, Petróleos Mexicanos reorientó sus trabajos de exploración y perforación hacia las zonas de mayor potencial productivo y rendimiento financiero. La especialización por línea de negocios de PEMEX coadyuvó a este propósito.

POTENCIAL HIDROELÉCTRICO

El potencial hidroeléctrico se define como la energía que se puede generar anualmente utilizando todos los aprovechamientos hidroeléctricos técnica y económicamente explotables. En las principales cuencas hidrológicas del país, se tienen 204 proyectos en diferentes etapas, operación, desarrollo y estudio que corresponden a una generación de 82319 gigawatts hora GWH . De este potencial económicamente factible se explota actualmente un 34 %. Si se incorporan los 373 proyectos que se encuentran en etapa de identificación, el potencial casi se duplicaría, ascendiendo a 160251 GWH.

CARBÓN TÉRMICO

Se han desarrollado esfuerzos de exploración en el país para evaluar las reservas probadas de este energético. Con base en ellos, se tienen evaluadas 662.9 millones de toneladas MMT distribuidas en cuatro cuencas principales: Villa de Fuentes Río Escondido, Coah., con 535.4 MMT; Colombia, N.L. 91.7 MMT; la Mixteca, Oax., 31.0 MMT, y Barranca, Son., 4.8 MMT.

URANIO

Las áreas uraníferas confirmadas y más promisorias se localizan en diversa regiones de la vertiente oriental de la Sierra Madre Occidental, principalmente en Chihuahua y Durango; en la porción central de Sonora; en la zona limítrofe entre Nuevo León y Tamaulipas, y en la parte centro occidental de Oaxaca.

Se estima que las reservas de uranio ascienden a 14.5 miles de toneladas MT de las cuales se tienen ubicadas 10.6 MT. El potencial uranífero continúa siendo incierto, ya que la exploración quedó suspendida en los primeros años de la década pasada.

**CAPITULO II
PANORAMA DE LA REFINACIÓN DE CRUDO Y ENERGETICOS**

2.1 EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE REFINACIÓN EN MÉXICO

Durante las décadas de los 50's y los 60's, la estructura de las refinerías mexicanas estaba diseñada para procesar crudos con densidades mayores a 20 ° API, generando alta producción de combustóleo y destilados de baja calidad ya que solo se contaba con unidades primarias que son:

- Planta de Destilación Primaria (ver figura 2.1)
- Planta de Destilación a Vacío (ver figura 2.2), y
- Planta de Hidrosulfuración de Naftas (ver figura 2.3)

El crecimiento relativo de la demanda de destilados dio origen a la incorporación de plantas de Reformación de Naftas (ver figura 2.4), unidades reductoras de viscosidad (ver figura 2.5), e inclusive un proceso de extracción con solventes (DEMEX) ver (figura 2.6) , para aumentar el rendimiento de los gasóleos.

Con el desarrollo de las reservas de la sonda marina de Campeche, durante la década de los 70's, se logró un aumento en la producción de crudo, que permitió la expansión del sistema de refinación, quedando además excedentes para exportación. Durante los últimos años, particularmente en la década de los 80's, se hacen evidentes las exigencias de combustibles de mejor calidad, por requerimientos de la industria automotriz, y de la creciente preocupación por el ambiente. Para hacer frente a dichos requerimientos, se iniciaron los trabajos para aumentar la producción de energéticos y estudios para mejorar la calidad de los mismos.

Figura No. 2.1 Planta de Destilación Primaria

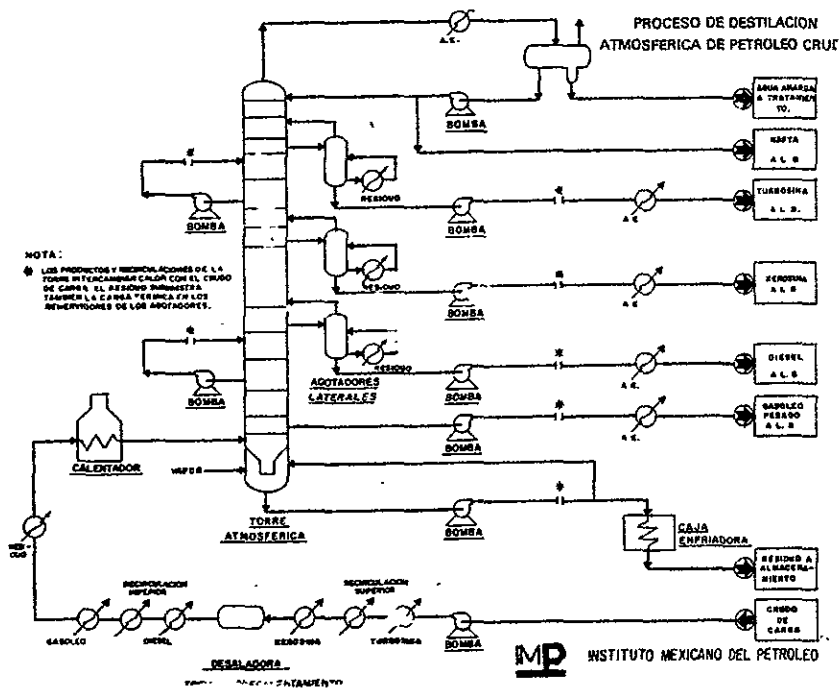


Figura No. 2.2 Planta de Destilación a vacío

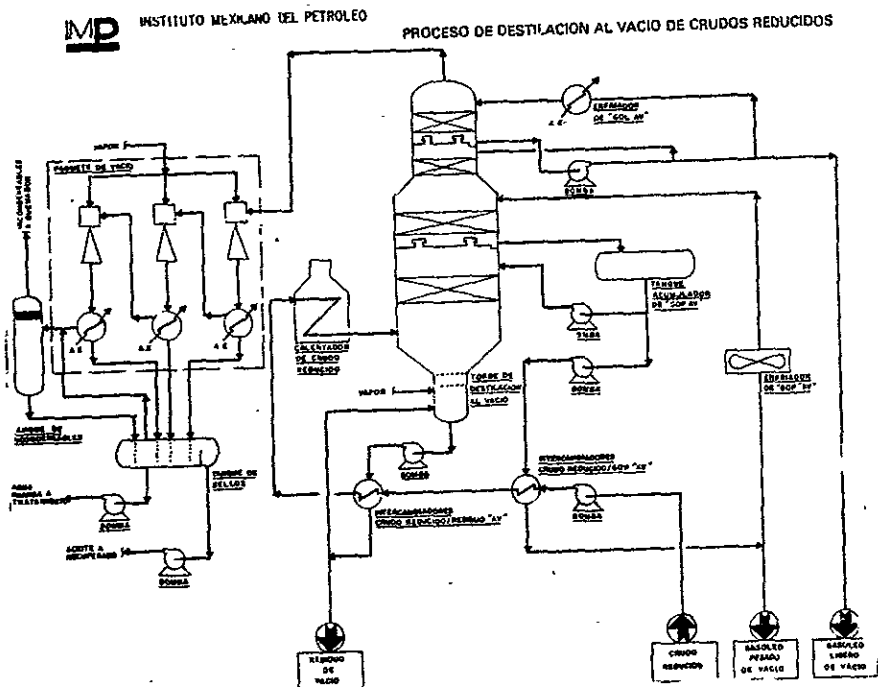


Figura No. 2.3 Planta de Hidrodesulfuración de Naftas

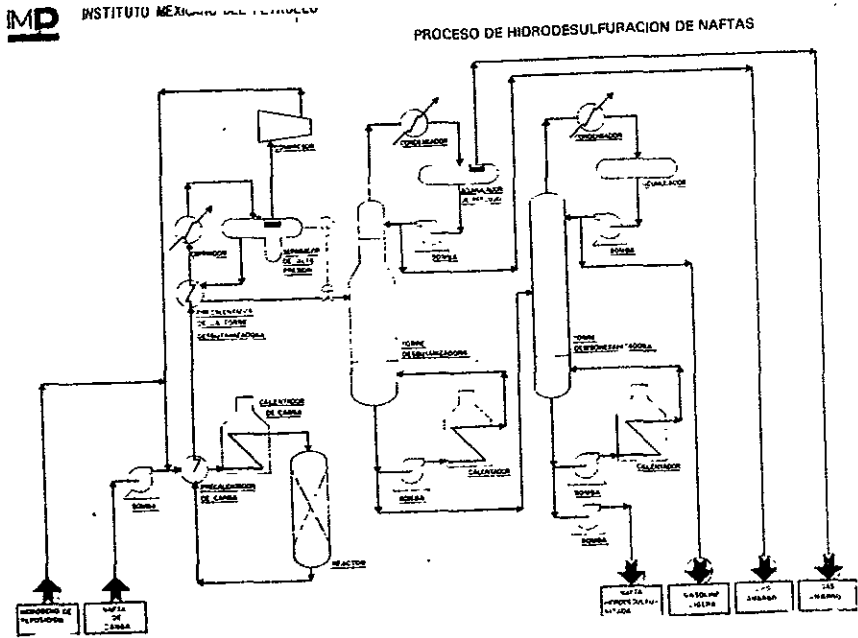


Figura No. 2.4 Planta de Reformación de Naftas

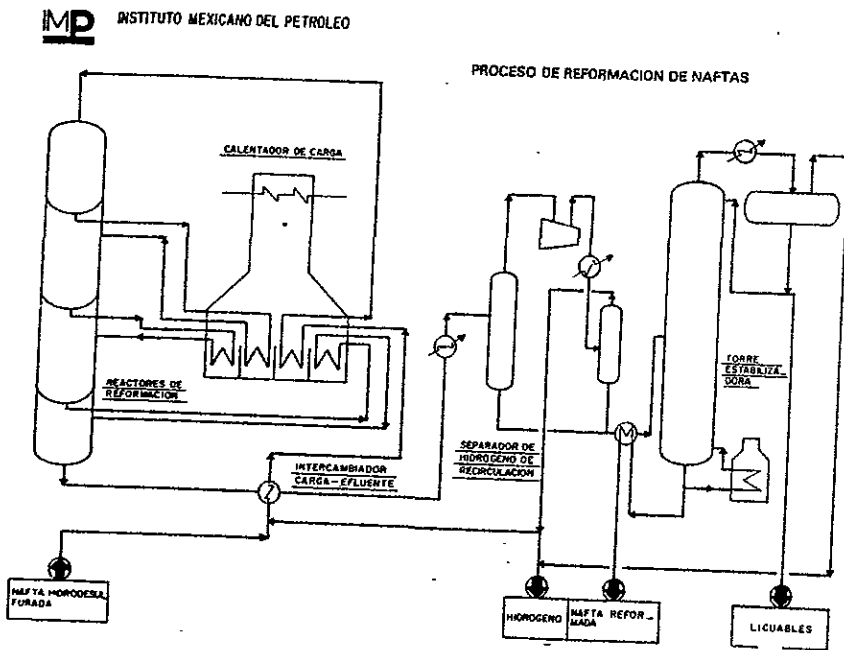


Figura No. 2.5 Reductora de Viscosidad



INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLED

PROCESO DE REDUCCION DE VISCOSIDAD

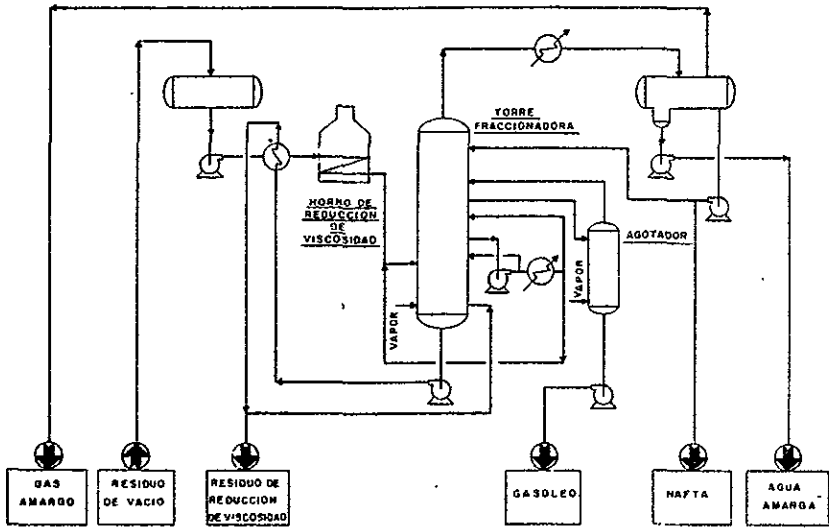
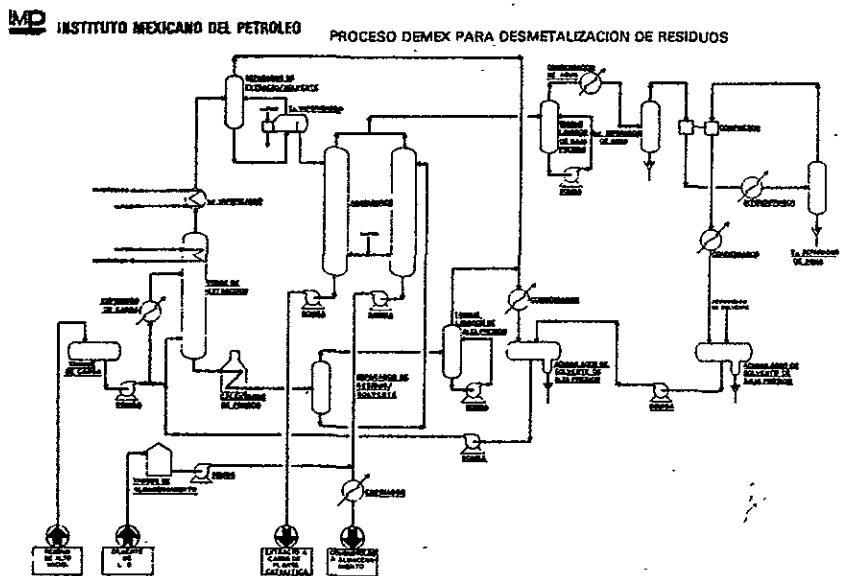
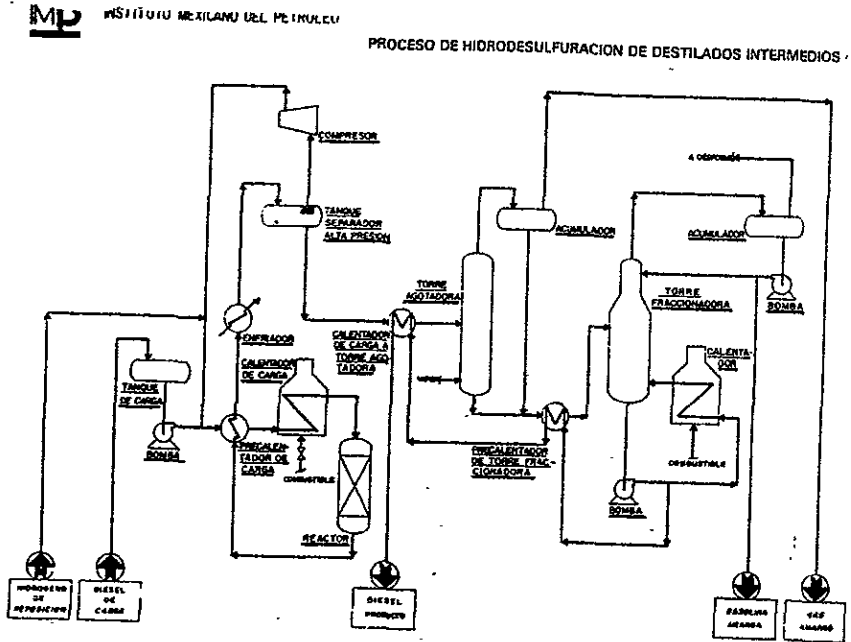


Figura No. 2.6 Proceso DEMEX



En lo que va de la década de los 90's, el crecimiento se ha orientado a satisfacer cada vez mayores demandas ecológicas, implementándose los proyectos del Paquete Ecológico, que ha incluido la adición de sistemas de regeneración continua de catalizador en las reformadoras, nuevas unidades de hidrosulfuración de destilados intermedios ver (figura 2.7) y residuales, isomerizadoras de nafta ligera.

Figura No. 2.7 Planta de Hidrodesulfuración de destilados intermedios



2.2 TENDENCIAS EN LA INDUSTRIA DE REFINACIÓN

A nivel mundial, la industria de refinación ha sufrido una dramática evolución en los últimos 10 años debido a diversas causas coincidentes entre las que resaltan:

- Mayor preocupación por la rentabilidad de las operaciones
- Modificaciones en la calidad de los crudos disponibles, cada vez más pesados
- Mayor demanda de destilados relativa a la de residuales
- Especificaciones de calidad técnica y ecológica más estrictas en los combustibles
- Nueva normatividad para la protección al medio ambiente

En el mundo se ha mantenido una tendencia sostenida a utilizar de manera más eficiente la capacidad instalada de refinación, habiéndose alcanzado un factor de aprovechamiento del 90 %, valor que se mantendrá en la próxima década, con un crecimiento paralelo de la oferta y la demanda.

Otra característica del entorno se relaciona con las especificaciones de los productos, los que deberán satisfacer las normas de calidad técnica y ecológica que se anticipan a nivel internacional para el año 2000, destacándose la reducción del contenido de azufre en todos los combustibles. Así como la eliminación del plomo y el incremento de octano en la gasolina, misma que a su vez tendrá mayores limitaciones de contenido de aromáticos y olefinas, para dar lugar a la producción de lo que se ha denominado gasolina reformulada.

2.3 CAMBIOS EN EL ENTORNO DE LA INDUSTRIA DE REFINACIÓN

Dentro de estos cambios se presentan los más importantes dentro de las refinerías del país:

- Búsqueda de mejor rentabilidad
- Mayor disponibilidad relativa de crudos pesados
- Mayor demanda relativa de destilados con relación a combustóleo
- Especificaciones más estrictas de productos refinados
- Nuevas normas de protección al medio ambiente

2.4 REFINACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE PETROLÍFEROS

La estrategia para asegurar, a costo mínimo, el abasto de petrolíferos por parte de PEMEX Refinación (PR) incluye las siguientes iniciativas:

- Elaborar una política comercial integral que desarrolle nuevos canales de distribución y optimice sus combinaciones. En este sentido, deben analizarse las posibilidades e implicaciones de flexibilizar la política de precios al público de los combustibles.
- Atender al desarrollo del mercado nacional de petrolíferos mediante el suministro de combustibles que satisfagan las necesidades de los usuarios y consolidar en la subsidiaria una actitud orientada al reconocimiento de los requerimientos del mercado.
- Abatir los rezagos en eficiencia operativa del sistema de manejo de crudos, refinación, distribución y comercialización de petrolíferos e instrumentar el proceso de optimización operativa de estas actividades.
- Evaluar los proyectos incluidos en el programa de inversiones, considerando la restricción de recursos y su impacto integral, para lo que será necesario jerarquizar los proyectos estratégicos y operacionales, de suerte que se maximice su valor económico.

- Alcanzar niveles internacionales de seguridad industrial, mediante el establecimiento de prácticas adecuadas y de estrictos controles administrativos, así como superar los rezagos en materia de protección ambiental.
- Definir los indicadores de gestión necesarios en la toma de decisiones para el cumplimiento de los objetivos estratégicos y establecer mecanismos de simplificación y adecuación de procedimientos administrativos.
- Establecer políticas de selección y rotación de personal y llevar a cabo programas de capacitación a todos los niveles, para contribuir al desarrollo de los recursos humanos.
- Incrementar los sistemas que aseguren el flujo de información para desarrollar las actividades básicas, incluyendo el Sistema Integral de Información Financiera.

En condiciones de limitación de recursos de inversión, se ha definido una jerarquización estricta de los proyectos de inversión de (PR), que corresponden a las siguientes tres categorías:

1. Mejora de la calidad de combustibles
2. Conversión de residuales
3. Incremento de la capacidad de proceso
 - Alquiler en Salina Cruz, Tula y Salamanca
 - Coquizadora en Cadereyta, Nuevo tren de refinación con Coquizadora en Cd. Madero, Salina Cruz y Minatitlán, ver.
 - Isomerización en todas las refinerías
 - Desintegradora catalítica en todas las refinerías.
 - Hidrodesulfuración profunda de Diesel en Salamanca, Gto.
 - Hidrodesulfuración de gasóleos en todas las refinerías.

En segundo término, se busca que las refinerías actuales adquieran una configuración competitiva orientada a la mayor producción de petrolíferos ligeros de mayor valor. Finalmente, la necesidad de adicionar nuevos trenes de refinación depende críticamente del crecimiento de la demanda de productos. Los análisis realizados indican que después del año 2000 puede requerirse una nueva refinería, si se alcanzan prácticas operativas competitivas con los estándares internacionales.

Por su parte, el programa de PEMEX - REFINACIÓN se orienta, en buena medida, a mejorar la calidad de los productos y a minimizar el impacto ambiental de sus instalaciones. Este programa sigue concentrando sus esfuerzos en la eliminación del azufre y en el abatimiento de la producción de residuales.

2.5 LOS ENERGÉTICOS Y EL DESARROLLO NACIONAL

Después de la llamada crisis petrolera de los setenta, cuando el precio pasó de tres dólares por barril en 1973 a más de 40 dólares por barril en 1979, en los países industrializados se impulsaron vigorosamente políticas de ahorro, conservación y diversificación de fuentes de energía, que produjeron un abatimiento sin precedente de la intensidad energética de esas economías. Simultáneamente, los altos precios del crudo incentivaron la inversión en exploración petrolera en un creciente número de países, algunos de los cuales se convirtieron en exportadores netos. Los precios bajaron en la década pasada de promedios de alrededor de 32 dólares en 1980 a entre 15 y 16 dólares por barril en 1989. La participación de la OPEP en la producción mundial de petróleo crudo y condensados bajó de 45 % en 1980 a 30 % en 1985, para recuperarse hasta un 39 % en 1990. Junto con la pérdida de peso relativo, se advirtió una menor influencia de la Organización en el mercado a lo largo del decenio.

Entre 1980 y 1990 los combustibles fósiles perdieron terreno en el consumo mundial de energía pasando de 91 a 87 %. Dentro de ellos, la mayor pérdida relativa (46 a 39 %) corresponde al petróleo y más que compenso a ligeras ganancias del gas natural (19 a 21 %) y del carbón (26 a 27 %). Los notable aumentos relativos en el consumo de energías alternativas, incluyendo la nuclear y las renovables mejoraron su aportación al balance energético global, aunque no han dejado de ser marginales. Su participación en el consumo total se movió de 2.7 a 5.7 % en el caso de la nuclear y de 0.1 a 0.2 % en los casos de la geotérmica, solar y eólica. En este contexto, la planeación energética en México trató de ser integral y de largo plazo, como reflejo de las características de los proyectos del sector.

Durante los ochenta, y hasta la fecha, México ha mantenido en forma bastante consistente una política petrolera internacional activa, de diálogo entre países productores y consumidores. Orientada a buscar la estabilidad del mercado y basada en el equilibrio entre reservas, producción, consumo interno y exportaciones.

Para 1994, la estructura mundial del consumo de energía no ha variado substancialmente respecto a 1990. El petróleo continuaba aportando 40 % del total de energía que se consumía en el mundo, seguido del carbón con 27.2 % , el gas natural con un 23 %, la energía nuclear con 7.2 % , la hidroeléctricidad con 2.5 % y la geotérmica, solar y eólica con 0.2 %.

Por otra parte, las industrias petrolera y eléctrica, principales generadoras de energéticos en el país, demandan bienes intermedios y de capital, que promueven la creación y ampliación de otras industrias auxiliares, como consecuencia de un efecto multiplicador en la inversión, que influye sobre los niveles de empleo y demanda del país.

La mayor industria del país: Petróleos Mexicanos, en conjunto con la Comisión Federal de Electricidad y la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, representan una tercera parte de la inversión pública total; de ahí el peso económico de su demanda de materiales y refacciones, que satisface principalmente con producción nacional y en forma secundaria como importaciones. Concentrando: el sector energético no sólo ha contribuido al crecimiento industrial de México, al portar energía barata al proceso productivo, sino que constituye el principal polo de desarrollo del país, por lo que es indispensable que no sufra retrasos que frenarían el desenvolvimiento económico.

Si bien México tiene una amplia dotación de recursos energéticos, su mayor potencia está en los hidrocarburos, mismos que, desde hace cuando han representado 90 % de la producción de energía primaria y más de 80 % de la oferta interna bruta, aunque debe observarse que en este sentido México no se aparta del patrón prevaleciente a nivel mundial.

En cuanto a investigación y desarrollo tecnológico, el sector cuenta con tres institutos (IMP, ININ E IIE) con importante infraestructura de investigación y servicios tecnológicos que, si bien se ha logrado conservar, ha resentido limitaciones de recursos y elevada rotación de personal.

2.6 PLANEACION DEL DESARROLLO ENERGÉTICO

Son muy numerosos los elementos que van a influir en el desarrollo del sector energético a escala global. Entre ellos, enumerados sin el menor intento de jerarquización, se cuentan los siguientes:

- La reorientación de los conflictos globales y de sus expresiones localizadas del antiguo eje Este - Oeste al eje Norte - Sur.
- La simultaneidad del proceso de transformación económica a largo plazo de los países en desarrollo con el proceso de transición hacia el mercado de las economías de planificación central que ha tensionado y alterado la dirección de los flujos internacionales de recursos.
- El continuo avance de nuevos modos de producción, en concordancia con el acelerado avance tecnológico.
- La generalización de políticas concertadas de protección del medio ambiente y la adopción generalizada del paradigma del desarrollo sustentable.

En el horizonte del resto del presente decenio y los primeros años del próximo se puede prever, como consecuencia de los elementos que acaban de señalarse:

- Un incremento muy moderado, pero relativamente más estable, con fluctuaciones cíclicas menos severas de la economía mundial.
- La aplicación de políticas ecológicas más rigurosas, que supondrán cambios en los estilos de vida y en los hábitos de consumo.

En materia de energía, dentro del horizonte de tiempo señalado cabe esperar: políticas energéticas de largo plazo que, por una parte, traerán consigo cambios importantes en el perfil de demanda de los energéticos, favoreciendo, el uso del gas natural, y el perfeccionamiento de las tecnologías para limpiar otros combustibles.

Con base en elementos de este carácter, el Consejo Mundial de Energía plantea la siguiente alternativa para el año 2020: bajo el escenario de las actuales políticas, las fuentes nuevas y renovables aportarían 4 % de la oferta mundial de energía en ese año frente a menos de 1 % en la actualidad, o bien en un segundo escenario, que el Consejo domina " ecológicamente sustentable ", y que supone grandes subsidios gubernamentales para impulsar fuentes nuevas y renovables (solar, biomasa, eólica y maremotriz entre las más importantes), su aportación al balance energético global podría llegar a 12 % y, se incluyen otras fuentes renovables, como la hidroelectricidad y la geotermia, el aporte podrá llegar al 30 % .

Una de las razones importantes para el lento cambio que se prevé en el panorama de la oferta energética se encuentra en las rigideces de la actual infraestructura energética mundial, en la amplia disponibilidad de hidrocarburos y su bajo costo de explotación, y en la amplísima capacidad instalada para su utilización.

Los principales problemas a superar en la planeación de la oferta energética en México se ubican en los siguientes puntos: Regulación, Reestructuración, Redefinición del papel del Estado y de la Iniciativa privada, financiamiento, restricciones ambientales e investigación y desarrollo tecnológico.

- En cuanto a la regulación, es de preverse que ésta logre un desarrollo de los mercados energéticos favorable al desarrollo económico, de tal manera que la adecuada dotación de recursos naturales se constituya en una ventaja comparativa para México, tanto para productores como consumidores.
- La reestructuración del sector debe alcanzar el objetivo de eficiencia económica, de que el sector público energético y el privado confluyan al logro de una oferta energética adecuada, eficiente ante las necesidades del desarrollo económico y social del país.

- Redefinición del papel del Estado y de la Iniciativa privada. El Estado continúa desempeñando un papel importante en el manejo de la política energética, como regulador y, en las actividades estratégicas, como propietario de las empresas energéticas por razones de soberanía nacional.
- El desarrollo del sector energético podrá financiarse con base en diversos esquemas; los mercados locales de capitales, mediante el arrendamiento con opción de compra, tanto con inversionistas nacionales como extranjeros.
- La protección del medio ambiente constituye un elemento importante del desarrollo futuro del sector energético mexicano.
- En materia de investigación y desarrollo tecnológico, la estrategia consistirá posiblemente en aprovechar la creciente apertura de este mercado y redoblar los esfuerzos propios, cuidando siempre que los nuevos desarrollos tecnológicos apoyen un desarrollo energético orientado, simultáneamente, a contar con una mejor oferta energética.
- Como se ha mencionado es previsible un mayor ritmo de crecimiento en el desarrollo de la industria gasera por razones económicas y ambientales.

Otro de los problemas de competitividad en el mercado de energéticos en nuestro país está sujeto a esquemas comerciales muy simples, que en general responden más a la estructura de las industrias petrolera y eléctrica que a las características y necesidades propias de los sectores demandantes, no obstante los cambios que se han realizado en los últimos años.

CAPITULO III
ANÁLISIS DE MERCADO

3.1 MERCADO NACIONAL E INTERNACIONAL DE CRUDO Y PRODUCTOS ENERGÉTICOS EN LOS ÚLTIMOS 10 AÑOS.

Para alcanzar el crecimiento económico que demanda el desarrollo nacional, es necesario asegurar la disponibilidad amplia y eficiente de los recursos de hidrocarburos de que dispone el país. Para ello, se requiere contar con instalaciones de producción, transporte y distribución de combustibles adecuadas, modernas y eficientes, además de ofrecer un abasto oportuno, competitivo y suficiente para los consumidores nacionales.

Bajo la coordinación de la Secretaría de Energía (SE), el Grupo de Política de Combustibles (GPC) ha identificado las políticas e inversiones necesarias para satisfacer las demandas esperadas de electricidad, de combustibles industriales y de transportación, al mismo costo para el país, en términos de costos de oportunidad internacionales y de acuerdo a la evolución prevista de las normas ambientales.

Para definir esas políticas y necesidades de inversión fue necesario acordar una serie de premisas de planeación comunes en relación a los diversos factores que influyen en el comportamiento de la demanda de energéticos, como son: El crecimiento esperado de la economía nacional, que el Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000 establece que la competitividad de la economía nacional requiere el acceso de los productores nacionales a los insumos básicos para la producción, tales como los combustibles y la electricidad, en condiciones adecuadas de calidad, precio y que, en esa virtud, se harán cambios profundos en las entidades del sector energético, para orientar la inversión pública a fortalecer y mejorar la transmisión y la distribución, alentar la participación privada en la generación de energía eléctrica, y fortalecer la eficiencia operativa de Petróleos Mexicanos.

La evolución de los precios internacionales del crudo, los productos petrolíferos, el gas natural y el carbón, los niveles de emisiones establecidos por las normas ambientales, y las especificaciones de calidad de los combustibles. El drástico cambio en el entorno económico nacional, a partir de diciembre de 1994, ha puesto de manifiesto la importancia de revisar periódica y sistemáticamente los resultados de estos análisis de largo plazo.

En materia de precios de los productos petrolíferos ya está en marcha la estrategia de establecer precios de transferencia interorganismos de PEMEX basados en costos de oportunidad internacionales que permitan evaluar el desempeño de actividades seleccionadas y apreciar de manera más clara los niveles de competitividad internacional del organismo. Se eliminan así las distorsiones en los precios relativos de combustibles, los subsidios generalizados y no cuantificados, la discrecionalidad de términos y condiciones de compraventa y la transferencia de productos a costos imputados.

Durante un período de tiempo se deberán fijar mecanismos que emitan las señales económicas apropiadas, a través de sistemas de precios que reflejen costos de oportunidad en una economía abierta y permitan reproducir soluciones de mercado en el ámbito de PEMEX. Se establecerán niveles de precios competitivos en relación a los que prevalecen en los mercados con los que compite la empresa petrolera estatal. Los mecanismos de fijación de precios deberán ser lo suficientemente ágiles y flexibles, de modo que permitan responder a cambios en las condiciones variables de oferta y demanda de los productos petrolíferos. En caso de permitirse la permanencia de subsidios, deberá asegurarse que lleguen efectivamente a los beneficios directos y buscarse su eliminación gradual. Se armonizarán los sistemas de precios interorganismos, precios productor y precios consumidor de modo que se generen resultados consistentes en los organismos subsidiarios. En todo caso, los precios se determinarán a través de mecanismos institucionales, en forma tal que se reduzca el poder discrecional de autoridades y operadores.

El gobierno de la República ha fijado como objetivo prioritario el que los bienes y servicios producidos por el sector energético alcancen progresivamente niveles de calidad comparables a los internacionales y cumplan con la normatividad ecológica, además de que su distribución sea oportuna y suficiente, mientras sus precios y tarifas fijados de manera transparentes y predecibles, propicien el uso racional y la conservación de los recursos, así como la asignación óptima de las inversiones.

3.2 POLITICAS DE PRECIOS

La determinación de los precios de petrolíferos en México ha evolucionado en los últimos años. En abril de 1991, se constituyó el Comité de Precios de Productos Petrolíferos y Gas Natural, en el cual la Secretaría de Hacienda y Crédito Público delegó la responsabilidad de aprobar mecanismos de precios que reflejaran el costo de oportunidad de los diferentes productos. El Comité ha establecido, evaluado y revisado diversos *mecanismos de determinación de precios*. Estos cambios han contribuido a la reducción de subsidios, alineando los precios relativos de los productos y, han estimulado un mayor grado de competencia, en particular en el mercado de combustibles industriales.

Los precios al público de combustibles industriales han buscado la desagradación de sus componentes y la valoración de cada uno de ellos en función de comparaciones internacionales o de costos de oportunidad. Sin embargo, aún no se reflejan fielmente en las estructuras de precios *algunos de los costos por infraestructura de almacenamiento o por los inventarios de los distribuidores particulares*. En este esquema las comisiones a los distribuidores todavía las absorbe el Organismo.

El mecanismo de precios del combustóleo nacional además, incorpora una cota máxima en su precio en *centro embarcador, equivalente a un porcentaje del precio al público del gas natural*. Esta cuota se estableció con la finalidad de asegurar la venta de combustóleo tierra adentro, no obstante que se maneja introduce distorsiones en cuanto a arbitrajes de precios regionales. La cuota máxima y su aplicación se han modificado recientemente con la finalidad de minimizar distorsiones en el sistema. Sin embargo se *requiere definir un esquema más completo ante mayores variaciones de precios de combustibles*.

Los precios al público de los combustibles automotrices—gasolinas y diesel son administrados y se determinan siguiendo fórmulas regionales preestablecidas por el mismo Comité y están formadas por:

- Precios de referencia internacional del combustible
- Ajustes por diferencias entre la calidad internacional y la nacional
- Logística entre la referencia internacional y el centro de venta
- Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS)
- Mermas de producto
- Comisiones a distribuidores y estaciones de servicio
- Fletes desde el centro de venta hasta el punto de consumo
- Impuesto al valor agregado (IVA) de los distintos servicios

En 1995, los márgenes variables de refinación definidos como la diferencia entre el precio del mercado y los costos variables de producción, representaron para el sistema nacional de refinación (SNR) un promedio anual de -0.36 dólares por barril, que comparado con el año actual implica una caída de 0.88 dólares por barril. Esto fue consecuencia de la conjugación de mayores precios de crudo, la imposibilidad de reflejar los altos precios internacionales de combustóleo, así como el precio de otros insumos y el de los querosenos totales, que rebaso las contribuciones positivas de los demás productos.

Para evaluar el comportamiento del SNR se le compara con los márgenes que resultarían de procesar, en refinerías ubicadas en la CNGM, una mezcla de crudos similar a la refinada en las plantas de PEMEX REFINACION, Ajustados por costos de transporte. El diferencial entre ambos márgenes se amplió de 0.26 en 1994 a 0.72 dólares por barril en tal año. El aumento del precio del crudo fue semejante en ambas áreas, pero el de otros insumos resultó superior en el SNR, debido al mayor valor de las importaciones de componentes de gasolinas. Una diferencia significativa fue la mayor aportación de las gasolinas en el SNR, que alcanzó 0.67 dólares por barril, mientras que en la CNGM llegó a 0.43 dólares.

En las siguientes tablas se presenta un panorama de lo que ha sido el precio del crudo durante los últimos 10 años, por tipo de crudo y área destino.

PRECIO DEL CRUDO

(Dólares por barril)

TABLA No. 3.1

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
ISTMO	17.51	13.85	17.10	22.68	18.11	18.01	15.81	15.33	16.66	20.02
MAYA	15.10	11.08	14.37	16.97	12.25	13.11	11.44	12.57	14.41	17.25
OLMECA	—	14.22	18.76	23.54	20.07	19.54	16.95	16.27	17.51	21.50

**PRECIOS PROMEDIO DE EXPORTACION DE PETROLEO CRUDO
POR DESTINO (1997).**

TABLA No. 3.2

	AMERICA	EUROPA	ASIA
OLMECA	18.52	—	—
ISTMO	17.49	15.74	18.14
MAYA	14.56	12.57	15.50

PRECIO DEL CRUDO POR AREA DE DESTINO

TABLA No. 3.3

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
OLMECA										
América	--	14.22	18.76	23.23	20.08	19.54	16.95	16.27	17.51	21.50
U.S	--	14.21	18.81	23.52	20.08	19.54	16.93	16.26	17.49	21.54
Otros	--	14.77	18.04	19.56	19.77	19.41	17.94	16.51	17.74	20.93
Europa	--	--	--	29.30	19.80	--	--	--	--	--
ISTMO										
América	17.86	14.13	17.72	22.88	18.41	17.95	15.92	14.97	16.53	20.63
U.S	17.83	14.21	17.67	23.31	18.39	17.89	15.88	14.94	16.48	20.67
Otros	17.93	13.89	17.83	21.46	18.45	18.07	16.01	15.03	16.78	20.56
Europa	17.11	13.66	17.23	23.68	17.74	17.55	15.43	15.30	16.25	19.53
Resto del mundo	17.31	13.65	16.34	21.97	17.86	18.52	15.80	15.81	16.88	19.26
MAYA										
América	15.55	11.25	14.75	17.26	12.90	13.42	11.94	12.48	14.42	17.37
U.S	15.56	11.26	14.75	17.28	12.89	13.45	11.91	12.48	14.41	17.40
Otros	15.39	10.87	14.61	16.41	13.06	13.20	12.50	12.36	14.62	17.08
Europa	14.46	10.78	13.77	16.33	11.15	12.48	10.24	12.90	14.36	16.54
Resto del mundo	14.51	10.83	13.59	17.94	12.89	13.41	11.04	12.68	14.19	16.20

Como se ve en dichas tablas existe un aumento y disminuciones entre cada año lo cual muestra claramente que existe una tendencia hacia la alta en cuestión de precios en los últimos años. Con esto tenemos que competir con precios internacionales de otros crudos.

La situación económica por la que atravesó el país durante 1995, ocasionó una baja en la producción de petrolíferos, provocando que algunos de los indicadores básicos de eficiencia se vieran afectados. El índice de utilización de la capacidad instalada de la destilación atmosférica de crudo en 1995 se ubicó en 90.6 % nivel aceptables aun cuando significó 4.7 puntos porcentuales inferior al registrado en el año, debido a los menores requerimientos en el volumen de crudo a procesar. Cabe señalar que para el cálculo de este indicador se consideró la capacidad efectiva de operación de destilación atmosférica de crudo. A junio de 1996 el nivel de utilización de la capacidad instalada de procesamiento primario de crudo fue de 91.6 %.

En materia de ahorro de energía se utiliza el índice de intensidad energética para evaluar el comportamiento energético en cada proceso de la refinería. En 1995 este índice arrojó resultados positivo, al observar una reducción marginal en el valor promedio global de las refinerías, de 143.2 en 1994 a 143 en 1996, lo que significa un ahorro de 30 barriles de crudo equivalente por día, equivalentes a 2925 pesos diarios. Por lo que se refiere al control de pérdidas, la recuperación de condensados se elevó en 189 toneladas por hora en promedio durante 1995, lo cual representó un ahorro de 36 mil pesos diarios.

La política de precios aplicada por PEMEX EN 1995-1996, se ha apegado a los lineamientos económicos emitidos por el Gobierno Federal y ha respondido a los acuerdos adoptados por los sectores privado, público y social que se originaron para hacer frente a la crisis económica más severa de la historia reciente del país, que fue particularmente aguda en 1995.

En 1995, la política de precios fue complementada con acciones específicas derivadas de las medidas establecidas en el Acuerdo para Superar la Emergencia Económica y por el Programa de Acción para reforzarlo.

En enero del 1995 se firmo un acuerdo, el cual consistió en que los precios y tarifas de los productos ofrecidos por el sector público se ajustaran en un nivel no mayor al 95 % de sus referencias internacionales, además de evitar subsidios a los consumidores residentes en el sur de Estados Unidos de América. Se estableció que el precio de las gasolinas en la frontera norte del país se fijara como se venía realizando hasta la fecha del acuerdo, igualándose al precio vigente con los de la frontera sur de ese país. Este acuerdo tal y como se emitió tuvo una vigencia del 4 de enero al 9 de marzo de 1995.

La revisión de precios realizada por PEMEX el 4 de enero de 1995 correspondió a aquellos que se modifican el día primero de cada mes. Para los precios con otra periodicidad de ajuste, se hizo en las fechas aprobadas por el Comité de Precios de Productos Petrolíferos, Gas Natural y Petroquímicos.

Durante 1996, los precios de las gasolinas evolucionaron conforme a lo establecido en la Alianza para la Recuperación Económica.

3.3 CONTEXTO INTERNACIONAL

En 1973, el año del primer reajuste histórico de los precios internacionales del petróleo por parte de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), el consumo mundial de energía primaria fue de 5920 millones de toneladas equivalentes de petróleo, aproximadamente 119 millones de barriles diarios (MMBD) de petróleo equivalente. Algo menos de la mitad de este total, alrededor de 56 MMBD correspondieron directamente a este hidrocarburo. Los países desarrollados miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), consumieron cerca de dos tercios de la energía primaria del mundo y un poco más de la mitad del petróleo crudo, proveniente en gran parte de la importación.

La crisis petrolera de 1973-74 obligó a los países consumidores a replantear sus necesidades energéticas y a aplicar políticas tendientes a reducir la dependencia del petróleo, en particular del importado. Estas acciones se vieron reforzadas por un segundo gran reajuste de precios, a finales de ese decenio, y por la recesión económica que desaceleró el crecimiento de la demanda de petróleo y de las demás fuentes de energía primaria. Además, los cambios económicos y tecnológicos de los últimos 3 años influyeron en la definición de los patrones energéticos mundiales.

Para 1985, la conservación y sustitución por combustibles había reducido la dependencia del petróleo de más de 50 % en 1973 a 43 % del total de la energía primaria consumida en el mundo. En los países desarrollados, la participación del crudo importado se redujo de 65 a 42 % del consumo total de este producto.

Sin embargo, entre finales de 1985 y principios de 1986 los precios internacionales del petróleo se derrumbaron cuando la economía mundial atravesaba por uno de los períodos más largos de crecimiento económico sostenido de la posguerra con lo que empezó a acelerarse la demanda de todas las formas de energía.

Para 1994, la demanda mundial de energía primaria totalizó alrededor de 7924 millones de toneladas equivalentes de petróleo (casi 16 MMBD de petróleo equivalente), 34 % más que en 1973.

Ese mismo año, la demanda petrolera mundial promedió 67 MMBD, en tanto que la participación del petróleo en el total de energía primaria descendió a 40 %: En la OCDE, el consumo de petróleo representó únicamente el 44 % de la demanda total de energía, aunque las importaciones empezaron a aumentar nuevamente hasta alcanzar alrededor de la mitad de los 36 MMBD de petróleo consumidos en la OCDE.

La participación del gas natural en el consumo mundial de energía aumentó de 18.2 en 1973 a 23 % en 1994, aunque continuaron manifestándose algunos problemas que han impedido un mayor crecimiento. A diferencia del petróleo, no existe un mercado global de gas natural, debido principalmente a la dificultad y mayor costo de transportación y a la desigual distribución de las reservas de gas en el mundo. Sin embargo, se espera que en el futuro el comercio internacional de este importante combustible y materia prima industrial se incremente significativamente.

El carbón a pesar del moderado crecimiento de su consumo registrado desde principios de los ochenta, se mantuvo como la segunda fuente de energía consumida en 1994, No obstante que la mayor parte del carbón se utiliza en la misma región en que se produce, en los últimos años se ha observado un crecimiento en su comercialización internacional, tendencia que podría incrementarse en el largo plazo.

Como se observa en la tabla (3.4) en algunos puntos del sector energético existe un *incremento y una disminución en su utilización, dando paso a las nuevas fuentes de energía que serán utilizadas en el futuro basándose en nuevas investigaciones y desarrollo tecnológico.*

SECTOR ENERGETICO

TABLA No. 3.4

	1973						1994					
	Petróleo	Gas Natural	Carbón	Nuclear	Hidro*	Total	Petróleo	Gas natural	Carbón	Nuclear	Hidro*	Total
OCDE	53.3	20.8	18.3	1.2	6.4	100	44.0	22.0	20.7	11.0	2.3	100
no												
OCDE	37.9	14.1	43.6	0.2	4.2	100	35.2	24.3	35.1	2.6	2.8	100
total	47.3	18.2	28.2	0.8	5.5	100	40.0	23.0	27.2	7.2	2.5	100

Después del acelerado desarrollo y crecimiento de la energía nuclear registrado en los setentas y los ochentas, en el presente decenio su crecimiento ha sido muy modesto. Si bien su *participación en el balance energético mundial aumento especulativamente, de 0.8 % en 1973 a 7.2 % en 1994, la mayor parte del incremento se dio en los tres primeros lustros del periodo.*

La hidroelectricidad observó que en 1994 una participación de 2.5 % en el consumo total de energía, nivel inferior al de 5.5 % observado en 1973.

Se advierte que el consumo mundial de energía ha evolucionado en forma vinculada a la dinámica de la economía mundial. Sin embargo, en los años setenta se registro una marcada desaceleración, sobre todo en los países desarrollados, por efecto de las políticas de conservación y las mejoras en la eficiencia del uso de la energía, adoptadas a raíz de las bruscas alzas de los precios internacionales del petróleo.

3.4 MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL

En el mercado internacional en el período de 1995 los precios del crudo presentaron una tendencia alcista, por lo que lograron promediar niveles superior a los observados en años anteriores.

Mientras que en los primeros cuatro meses de 1996, los precios en el mercado petrolero internacional registraron una tendencia alcista, siendo en abril cuando llegó al punto más alto desde el conflicto del Golfo Pérsico. En mayo los precios iniciaron su descenso para ubicarse en junio en 20.45 dólares por barril el WTI, en 16.83 el Arabian Light y en 18.42 el Bret.

Pero esto no se detuvo ahí solamente en la parte final del año volvió a presentar un aumento en el precio de dicho crudo como se muestra en la siguiente tabla (3.5)

PRECIO INTERNACIONAL DEL CRUDO US\$/BL 1996

TABLA No. 3.5

INDICADOR	VALOR DICIEMBRE DE 1996
CRUDO ECUA. ORIENTE	22.65
CRUDO GABON. MANDJI	22.12
CRUDO MEX. MAYA	19.26
CRUDO NIG.FORCADOS	24.45
CRUDO UK. BRENT	23.90
CRUDO UK. FORTIES	24.24
CRUDO USA. ANS	23.66
CRUDO USA. WTI	23.64
CRUDO USA. WTS	23.64

El precio promedio de exportación del crudo pasó de 13.88 dólares por barril en 1994 a 15.70 dólares por barril en 1995, promedio anual más alto que se registra desde 1990. Esta situación se debe al franco ascenso observado en los precios internacionales del petróleo crudo, al fortalecimiento relativo de la demanda de los crudos pesados frente a los ligeros que favoreció al Maya y a la mayor proporción del crudo Olmeca de mayor valor en las exportaciones mexicanas, provocando el precio promedio en la exportaciones de la mezcla mexicana de crudos se elevara en 1.82 dólares por barril con respecto del precio promedio registrado en 1994. El crudo Maya registró un aumento de 1.84 dólares por barril, le siguió el Istmo con 1.33 y el Olmeca con 1.24.

El primer semestre de 1996 el fortalecimiento de los precios del crudo en el mercado petrolero internacional, permitió incrementar el precio de exportación de la mezcla de crudos mexicanos a 17.48 dólares por barril, 1.18 dólares por barril mayor al precio promedio que prevaleció en el período similar anterior.

En el continente americano los precios fueron de 19.27 dólares por barril para el tipo Istmo, 16.10 para el Maya y 19.84 para el Olmeca; en el mercado europeo el precio de crudos fue de 17.45 para el Istmo, y 14.85 dólares por barril para el Maya en el mercado del Lejano Oriente el crudo Istmo se vendió en 17.61 dólares por barril y el Maya en 15.20.

Como puede observarse en las siguientes tablas como se ha incrementado las exportaciones del crudo olmeca y una disminución para el crudo Istmo y de forma regular presentando incremento y disminución para el crudo Maya.

EXPORTACIONES POR TIPO DE CRUDO

(MILLONES DE DOLARES)

TABLA No.3.6

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
CRUDO										
OLMECA	--	373.1	1010.1	1354.4	1192.9	1126.5	1351.6	1948.5	2739.2	3868.5
ISTMO	3362.7	2386.3	2147.4	2422.9	2172.2	1891.9	1513.6	1004.0	959.1	1385.8
MAYA	4513.3	3114.6	4123.6	5122.5	3921.0	4429.7	3575.8	3671.5	3781.3	5450.4

EXPORTACIONES POR TIPO DE CRUDO

(MILES DE BARRILES DIARIOS)

TABLA No.3.7

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
CRUDO										
OLMECA	--	71.7	147.5	157.6	162.8	157.5	218.4	328.0	428.7	491.5
ISTMO	526.1	466.7	344.0	292.7	328.7	287.0	262.3	179.4	157.8	189.1
MAYA	818.9	768.3	786.3	826.8	877.2	923.3	856.5	800.0	719.0	863.3

EXPORTACIONES DE CRUDO POR AREA DE DESTINO

TABLA No. 3.8

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
OLMECA										
América	–	373.1	1010.1	1266.7	1173.2	126.5	1351.6	1948.5	2739.2	3868.5
U.S	–	368.9	957.8	1189.1	1164.7	1115.8	1318.4	1813.4	2594.5	3662.9
Otros	–	4.2	52.3	77.7	8.5	10.7	33.2	135.2	144.7	205.6
Europa	–	–	–	87.7	19.7	–	–	–	–	–
ISTMO										
América	1567.1	1003.6	961.1	990.8	1070.9	1094.8	911.4	496.5	486.1	777.5
U.S	1172.4	762.9	706.9	773.7	789.7	705.7	595.3	336.0	401.0	508.7
Otros	394.7	240.7	254.2	217.2	281.2	389.1	316.1	161.5	85.1	268.8
Europa	819.4	644.0	412.5	511.8	370.8	337.7	238.7	100.7	67.5	66.0
Resto del mundo	976.2	718.6	773.8	920.3	730.6	459.4	363.4	406.9	405.6	542.3
MAYA										
América	2710.0	1976.6	2624.9	3165.3	2423.3	2898.9	2694.2	2785.2	3079.4	4710.1
U.S	2608.5	1926.3	2564.4	3096.8	2302.5	2628.9	2448.0	2705.0	2967.9	4316.1
Otros	101.5	50.3	60.5	68.5	120.8	270.1	146.1	80.1	111.5	394.0
Europa	1632.7	977.9	1314.5	1688.9	1336.7	1411.0	911.6	837.1	642.7	681.1
Resto del mundo	170.6	160.1	184.1	268.4	161.1	119.8	70.1	49.3	59.1	59.2

MILES DE BARRILES DIARIOS

TABLA 3.9

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
OLMECA										
América	--	71.7	147.5	149.4	160.1	157.5	218.4	328.0	428.7	491.5
U.S	--	70.9	139.5	138.5	158.9	156.0	213.4	305.6	406.3	464.7
Otros	--	0.8	7.9	10.9	1.2	1.5	5.1	22.4	22.4	26.8
Europa	--	--	--	8.2	2.7	--	--	--	--	--
ISTMO										
América	240.4	194.0	148.6	118.7	159.4	168.6	156.8	90.9	80.6	103.0
U.S	180.1	146.7	109.6	90.9	117.6	107.8	102.7	61.4	66.7	67.3
Otros	60.3	47.3	39.1	27.7	41.8	58.8	54.1	29.4	13.9	35.7
Europa	131.2	128.9	65.6	59.2	57.3	52.6	42.4	18.0	11.4	9.2
Resto del mundo	154.5	143.8	129.7	114.8	112.0	67.8	63.0	70.5	65.8	76.9
MAYA										
América	477.5	479.9	487.7	50.5	514.6	590.1	595.3	611.5	585.0	740.8
U.S	459.4	467.3	476.3	491.0	489.3	534.2	563.3	593.8	564.1	677.8
Otros	18.1	12.6	11.3	11.4	25.3	55.9	32.0	17.8	20.9	63.0
Europa	309.3	248.0	261.5	283.4	328.3	308.8	243.8	177.8	122.6	112.5
Resto del mundo	32.2	40.4	37.1	41.0	34.2	24.4	17.4	10.7	11.4	10.0

Los precios de los productos y servicios producidos por el subsector de los hidrocarburos se ajustan para alcanzar estándares comparables a los internacionales, y son fijados de manera transparente y predecible, con ello se pretende asegurar la competitividad, propiciar su uso racional, así como la conservación de los recursos y la asignación óptima de inversiones.

Los precios de los productos petroquímicos se fijaron a través de fórmulas que los vinculan con mercados internacionales más representativos, particularmente con los de la CNGM.

3.5 PROYECCION DEL MERCADO NACIONAL DE CRUDO Y PRODUCTOS ENERGETICOS EN LOS PROXIMOS 10 AÑOS.

La solución económicamente óptima para satisfacer la demanda futura de energía eléctrica y de combustibles del país, cumpliendo con las normas ambientales esperadas, implica la reorientación de la política nacional de combustibles hacia un menor consumo de combustóleo y consecuentemente, un aumento significativo en el consumo de gas natural. Se espera que la demanda total del par energético combustóleo-gas natural, incluyendo los autoconsumos de PEMEX, alcance en el año 2000 la cifra del orden de 1.0 MMBD de combustóleo equivalente.

PERSPECTIVAS DE MEDIANO PLAZO

En el horizonte del año 2000, el consumo mundial de energía seguirá basado en su mayor parte en los combustibles fósiles, ya que ninguna otra fuente de energía podrá reproducir el rápido incremento que tuvo la energía nuclear durante los dos últimos decenios. En ese año, la participación de los combustibles fósiles se mantendrán en alrededor del 90 % del consumo global de energía. De ahí que la evolución de los mercados petroleros seguirá siendo crítica para el desarrollo y uso de otras fuentes de energía y, por tanto, para la manera en la que las economías se organicen y se desempeñen.

En el largo plazo, los países de la OCDE consumirán menos de la mitad de la energía y del petróleo usados en el planeta y será en las economías más dinámicas de Asia y de otras regiones del mundo en desarrollo donde se observará el mayor incremento en la demanda de petróleo.

Para países de la OCDE, cuya dependencia del petróleo importado volverá a alcanzar los niveles de mediados de los años setenta, el ahorro de energía y la diversificación de las fuentes, podrían ser tan importantes como los esfuerzos para asegurar una oferta creciente de energéticos convencionales.

En el caso particular del petróleo y el gas, existiendo amplia disponibilidad de recursos, las limitaciones en la expansión de las capacidades de producción, refinación y procesamiento obedecerán en mayor medida a las restricciones financieras, sobre todo en condiciones de continuo estancamiento de los precios reales.

En este sentido, el capital privado jugará un papel de importancia creciente en el desarrollo del sector de la energía, por lo que muchos países en los que el estado ha tenido una participación exclusiva o dominante en el sector, se encuentran en un proceso de diseño de un marco regulador apropiado, que aliente la inversión privada en diversas actividades.

Derivados de la mayor actividad económica esperada, el creciente consumo de energía tendrá un impacto significativo sobre el medio ambiente. Se estima que las emisiones de dióxido de carbono aumentarán casi 30 % entre 1995-2000, por lo que la transferencia de tecnología y la posibilidad de que los países en desarrollo accedan a fuentes de energía. De esta suerte, resultará importante el desarrollo del debate internacional sobre el cambio climático y su naturaleza a largo plazo.

En la mayoría de los escenarios, se estima que la demanda mundial de energía primaria aumentará entre 1995 y 2000 a una tasa promedio anual de 1.5 a 1.7 %, dependiendo el uso de tecnologías más eficientes. Esta tasa se compara con el crecimiento anual promedio de 2.4 % registrado entre 1973 y 1990. Los mayores incrementos en el consumo de energía se originarán en las dinámicas economías del sudeste asiático.

Más de un tercio del incremento total del consumo de energía corresponderá al petróleo, debido principalmente al crecimiento económico, el proceso de urbanización y la rápida expansión del sector transporte, tanto en los países de la OCDE como, sobre todo, en los países en desarrollo

De mantenerse competitivo el costo de los combustibles fósiles, el consumo mundial de petróleo aumentará a una tasa anual de 1.5 a 1.7 % entre 1995-2000. Se espera que el crecimiento de la oferta mundial de petróleo, que alcanzaría los 75.1 MMBD en 2000, frente a 67.0 MMBD en 1994, sea muy similar a la demanda, por lo que los precios reales de crudo tendrían a mantenerse estables, con fluctuaciones periódicas originadas en los desbalances estacionales de la producción.

La participación del petróleo en el balance energético mundial disminuirá sólo ligeramente hacia el año 2000, para ubicarse en un nivel cercano a 39 % permaneciendo como la principal fuente de energía en el mundo.

La *dinámica futura del consumo de energía dependerá* de diverso factores críticos, en particular el crecimiento económico en los países en desarrollo, el avance tecnológico y sus consecuencias sobre la eficiencia energética y los costos de producción, las normas y regulaciones derivadas del impacto ambiental y los precios relativos de los energéticos.

De estos factores, los relacionados con el cuadro ambiental serán, muy probablemente, los que ejercerán mayor influencia en el comportamiento futuro del sector de la energía en el mundo. Las preocupaciones se concentran en dos grandes vertientes: la contaminación atmosférica derivada del uso de combustibles fósiles y el peligro de cambio climático originado en la emisión de los llamados gases de efecto invernadero.

El consumo de combustóleo por las centrales termoeléctricas, que representa actualmente el 55 % de sus requerimientos energéticos, se reducirá a 31 % en los próximos 5 años y a 18 % en diez años. Por su parte, el gas natural ha pasado de 11 % en 1988 a 37 % actualmente, e irá a más de 50 %, dado el planteamiento de la conversión de más del 70 % de las centrales eléctricas a gas natural. Lo anterior indica que se tendrá una producción de combustibles pesados en exceso a la estructura de la demanda, apuntando hacia la introducción de procesos de conversión que aumenten la producción de destilados y disminuyan los residuales pesados.

Este no es un panorama particular del entorno mexicano, sino una situación que tiende a generalizarse a nivel internacional, y pudiera eventualmente incidir en un movimiento relativo de los precios, aumentando los diferenciales entre los crudos pesados y ligeros y entre los destilados y el combustóleo. Modificación a las especificaciones de los productos refinados para disminuir su impacto ambiental.

3.6 TRANSPORTACION

DISTRIBUCIÓN

La distribución de crudos y productos petrolíferos líquidos se realiza principalmente a través de una extensa red de ductos (ver figura 3.1), operados por compañías independientes. Debido a su naturaleza de monopolio natural, estas empresas son reguladas y sus precios y rendimientos sobre activos son determinados por la Comisión Federal Reguladora de Energía, en el caso de ductos interestatales y por autoridades locales en el caso de ductos estatales. Los ductos son considerados infraestructura común.

El sistema de distribución por ductos, formado por una red de 4323 Km de oleoductos y 8732 Km de poliductos, es el medio principal de distribución. A través de éste, se movilizó el 61 % de toneladas-kilómetros de crudos y productos transportados en 1994. Su extensión actual es suficiente, presentando un índice de utilización del 55 % en enero de 1995. Sin embargo, la red de ductos enfrenta una problemática causada por su dispersión. Antigüedad y por factores socioeconómicos relacionados con el respeto a los derechos de vía y la proliferación de extracciones ilegales. Adicionalmente, una inspección de la red en 1993 y 1994 permitió detectar una cantidad considerable de daños por corrosión.

El segundo medio de distribución de crudos, en términos de volumen es el transporte marítimo. PEMEX-Refinación cuenta con una flota de 41 buquetanque convencionales y 119 embarcaciones de flota menor, que utiliza para la distribución de crudos terminados a los mercados nacional e internacional. De los buquetanque convencionales, 21 son propios y 12 son rentados. Los 8 buquetanques restantes son propiedad de PEMEX.

Para apoyar el transporte marítimo en la distribución de los productos petrolíferos, la empresa también cuenta con instalaciones portuarias en 15 localizaciones en el país.

Para la distribución terrestre y la comercialización de productos petrolíferos, se utilizan 4781 unidades que incluyen autotanque y carrotanque, 42 % de las cuales pertenecen a PEMEX-Refinación. La transportación terrestre es la de mayor costo, por lo que su utilización requiere de atención constante para identificar oportunidades de sustitución por otros medios de transporte de menor costo.

Figura 3.1 DISTRIBUCION DE CRUDO Y PRODUCTOS PETROLIFEROS



CAPITULO IV**DEFINICIÓN DE ESQUEMAS BÁSICOS****4.1 RESTRUCTURACION**

La estrategia para la reestructuración y desarrollo de la industria petrolera se orienta a conseguir la maximización del valor económico a largo plazo. Para ello, PEMEX debe ser transformado en una organización cada vez más moderna, integrada y eficiente, propiedad del Estado, que se encuentre en condiciones de competir a nivel internacional. La instrumentación de una estrategia así definida, supone políticas y acciones orientadas principalmente a:

- Desarrollar las reservas de hidrocarburos a un ritmo mayor que el actual, congruente con la capacidad de la economía para aprovechar eficientemente los recursos resultantes. La oportunidad de generar valor económico a través del desarrollo de los recursos petroleros del país, en especial los que se encuentran en la región marina, es excelente, pues supone rendimientos elevados sobre las inversiones.
- Mejorar significativamente la eficiencia operativa en el conjunto del organismo. Las brechas están identificadas y por su magnitud y trascendencia, es urgente eliminarlas. Esta mejora incluye, entre otras acciones, el aumento de la eficiencia energética, el incremento de la productividad laboral, la optimización operativa del sistema y el pleno aprovechamiento de la innovación tecnológica.
- Otorgar prioridad al cuidado del medio ambiente, al incremento de la eficiencia en el uso de la energía y a la seguridad en operaciones e instalaciones, para responder a las demandas de la sociedad.
- Fortalecer el cambio de cultura en todos los niveles del organismo. Funcionarios, empleados y trabajadores deben acentuar el cambio en su filosofía de trabajo, para dar mayor énfasis a obtener resultados económicos positivos y responder a las exigencias de los mercados.
- Ampliar significativamente la capacidad de gestión autónoma de PEMEX y de sus organismos subsidiarios, a través de una desregulación que elimine controles administrativos y requisitos obsoletos en su relación con las autoridades gubernamentales y que, de manera oportuna y adecuada, revise y reforme la normatividad presupuestal que se le aplica.

PEMEX-Refinación cuenta con seis refinerías como se muestra en la figura 4.1 (Cadereyta, Cd. Madero, Salamanca, Tula, Minatitlan y Salina Cruz) que en conjunto tienen más de 150 plantas de proceso.

Los principales cambios que se han dado en la estructura de la demanda interna de productos petrolíferos han impactado al sistema de refinación. No obstante que en el último año se incremento el consumo de combustóleo por necesidades del sector eléctrico, la tendencia ha sido y continuará en los próximos años, hacia la reducción drástica de la demanda de este combustible.

Adicionalmente, se han presentado el aumento de la demanda de gasolina Magna Sin, la reducción del contenido de plomo de la gasolina Nova, la eliminación de la producción de diesel de alto azufre y la introducción del Diesel Sin.

La industria de la refinación en México ver figura (4.2) se está enfrentando además a otros retos. Existe un incremento en la disponibilidad relativa de crudo pesado, con altos contenidos de azufre, metales y bajos rendimientos de destilados, en relación al crudo ligero, requiriéndose contar con unidades de proceso que permitan modificar los rendimientos en conformidad con las demandas, y producir combustibles con calidad ecológica, además de cumplir con normas cada vez más estrictas en las emisiones de las nuevas instalaciones.

PEMEX busca satisfacer las especificaciones de los productos según las normas de calidad técnica y ecológica que se anticipan a nivel internacional para el año 2000, destacándose la reducción del contenido de azufre en todos los combustibles y la eliminación del plomo y el incremento de octano en la gasolina; este combustible presentará mayores limitaciones en su contenido de benceno por su efecto cancerígeno y de aromáticos y olefinas, por su mayor reactividad fotoquímica en la atmósfera.

FIGURA No. 4.1 LOCALIZACION DE LAS REFINERIAS EN MEXICO



LOCALIZACION DE LAS REFINERIAS MEXICANAS

Figura No. 4.1

ESQUEMA TÍPICO DE LAS REFINERÍAS MEXICANAS DE MEDIANA COMPLEJIDAD

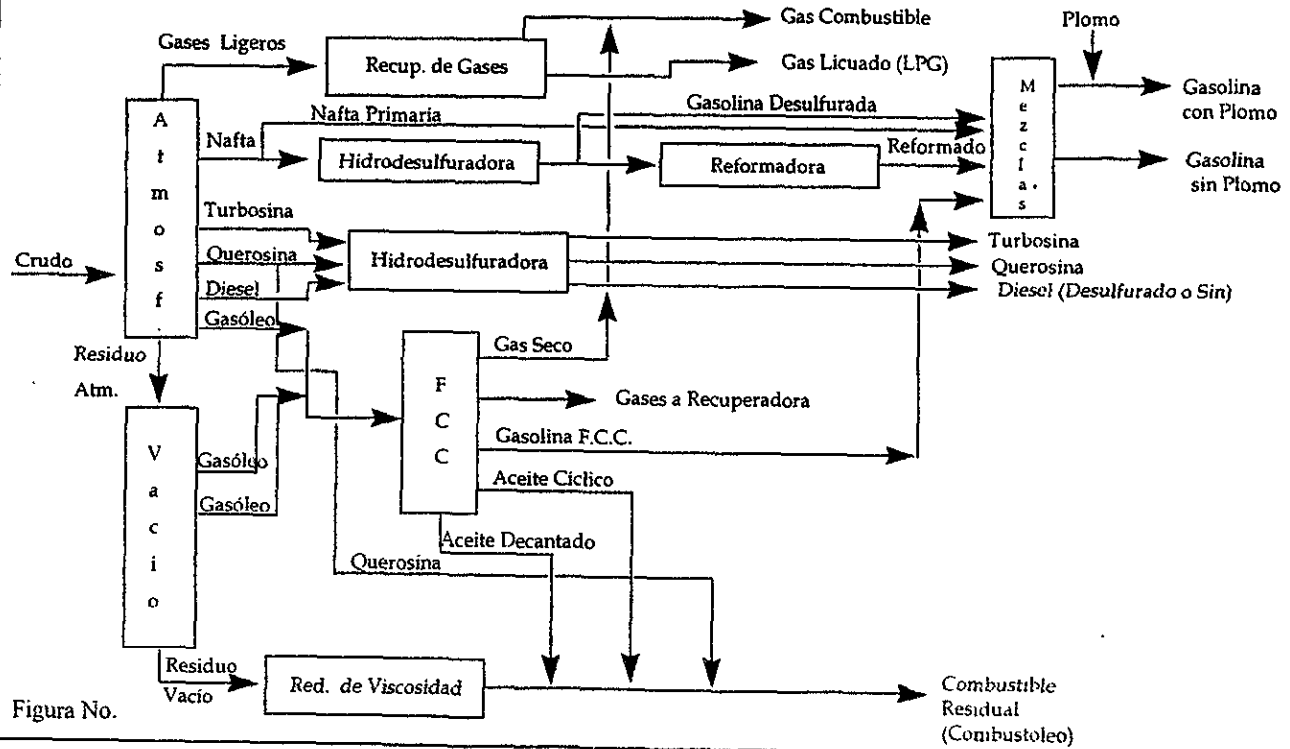


Figura No.

SS

La siguiente tabla No. 4.1 muestra las especificaciones de Estados Unidos y Europa, así como las de México antes y después de la incorporación de un conjunto de instalaciones de proceso para el mejoramiento de los combustibles, a las que se les ha denominado el Paquete Ecológico.

TABLA No. 4.1

ESPECIFICACION	LIMITE	ESPECIFICACIÓN USA EPA 95	ESPECIFICACIÓN EUROPA (PROMEDIO)	PEMEX ANTES DEL PAQUETE ECOLÓGICO	PEMEX DESPUÉS DEL PAQUETE ECOLÓGICO
Presión de Vapor Reid psia	MÁX	7.2 Sur 7.3 8.1 Norte	8.7 - 12.0	9.5	6.5 - 8.5
Azúfre, ppm	MÁX	339 ¹	500	2000	1000 ²
Mercaptanos, ppm peso	MÁX	20	--	--	20
Destilación 90%, °C	MÁX	174 ³	--	190	190
Olefinas, % vol.	MÁX	9.2 - 11.9 ⁴	7.0	Sin espec.	15.0 hasta 1997 12.5 desde 1998
Aromáticos, % vol.	MÁX	32	38	Sin espec.	30
Benceno, % vol.	MÁX	1.0	5.0	Sin espec.	2.0
oxígeno, % peso.	MIN MÁX	2.0 3.5	--	Sin especificación	1.0 MIN. 2.0 MÁX.
Plomo, g/gal	MÁX	0.01	--	0.05 ³	0.01

Notas :

1. Datos para zonas críticas y el Valle de México, para el resto del país sólo se informa el contenido de olefinas y aromáticos, mientras que el benceno puede llegar hasta 4.9 % vol.
2. El valor máximo de azúfre para la gasolina sin plomo es de 1500 ppm.
3. Para la gasolina con plomo la especificación antes del paquete ecológico era de 3.5 ml/gal de TEL, y actualmente es de 0.3 ml/gal máximo en las Zonas Metropolitanas
4. Promedio de 1990

La industria de refinación ha sufrido una dramática evolución en los últimos 10 años debido a diversas causas coincidentes entre las que resaltan :

- Mayor preocupación por la rentabilidad, pues la sobrecapacidad instalada ha provocado operaciones con rendimiento económico marginal.
- Modificaciones en las características de los crudos disponibles, cada vez más pesados.
- Mayor demanda relativa de destilados con relación a la de residuales.
- Modificaciones a las especificaciones de los productos refinados para disminuir sus efectos en el impacto ambiental.

Uno de los criterios fundamentales en la industria de refinación es mantener la rentabilidad de sus operaciones y al mismo tiempo cumplir con las especificaciones técnicas de los combustibles y las leyes ambientales cada vez más estrictas.

En el mundo se ha mantenido una tendencia sostenida de utilizar sólo una parte de la capacidad instalada de refinación, siendo actualmente de 90 %, el valor que se considera se mantendrá en los próximos años, con un crecimiento paralelo de la oferta y la demanda.

Asociado a este equilibrio oferta - demanda, el margen de ganancia en las operaciones de refinación a nivel mundial ha sido moderado, con valores típicos de 1.39 US\$ /Bbl en la CNGM (1993). Este valor es menor aún en el sistema de refinación de PEMEX, donde los márgenes promedio fueron de 0.72 y 0.76 US\$ / Bbl en 1993 y 1994 respectivamente.

Los aspectos anteriores hacen necesario dar prioridad al aumento de rentabilidad en las operaciones de PEMEX-Refinación, dentro de lo cual es fundamental la modernización de las plantas de proceso, incluyendo solución a " cuellos de botella ", ampliaciones, sustitución de tecnologías obsoletas, mejor aprovechamiento de la energía, optimización de las operaciones e incorporación de sistemas de instrumentación y control modernos.

Actualmente existe un incremento en la disponibilidad de crudo pesado, con altos contenidos de azufre y metales, y bajos rendimientos de destilados, en relación al crudo ligero, situación particularmente importante en México, en donde el 33 % de las reservas totales de hidrocarburos y el 48 % de las reservas de crudo corresponden a crudos pesados.

Opuestamente a la mayor disponibilidad de crudos pesados, las demandas de destilados aumentarán en relación al combustóleo. Por un lado la estructura de producción de PEMEX-Refinación en 1994 se distribuyó en 33.5 % gasolina, 22.1 % diesel, 6.6 % querosina, 5.1 % gas LP y 32.7 % de combustóleo, lo que denota una alta producción de residuales con relación a los estándares internacionales que oscilan en el intervalo de 5 a 15 % del crudo procesado.

Por otro lado, los patrones actuales de consumo se verán modificados en lo que respecta a combustóleo, debido a que la calidad del combustóleo producido bajo los esquemas simples de refinación se ha ido deteriorando como resultado del procesamiento de crudos pesados y de alto contenido de azufre y metales. Por su parte, las legislaciones en materia de protección ambiental han ido haciéndose cada vez más estrictas, particularmente en áreas críticas, densamente pobladas, como la Zona Metropolitana del Valle de México.

Partiendo de una estructura típica de las refinerías de Petróleos Mexicanos, se pueden proponer esquemas opcionales para que se incorporen procesos complementarios en la sección de destilados que permitan lograr un equilibrio de especies químicas que satisfagan las especificaciones de los productos.

La calidad de los combustibles es, en la primera de muchas vertientes, un tema de particular relevancia, debido a que la legislación ambiental en todos los países tiende a establecer especificaciones más estrictas en los combustibles para transporte y en los combustibles industriales. Estos elementos determinarán los futuros esquemas de refinación, a la luz de factores tales como el mercado, la distribución, el marco regulatorio, la selección y disponibilidad, y la RECONFIGURACIÓN de las Refinerías.

Las diferentes refinerías que participan en un mercado suelen disponer de plantas de proceso (tabla No. 4.2) de distintas capacidades relativas entre sí. En la medida en que una refinería dispone de unidades de proceso más sofisticadas, su perfil se orienta hacia la elaboración de productos de mayor valor. Los refinadores operan las diferentes unidades de proceso hasta la capacidad que, marginalmente, implica dejar de obtener una contribución económica.

UNIDADES DE PROCESO EXISTENTES EN REFINERIAS

TABLA No. 4.2

UNIDADES DE PROCESO RELEVANTES EN REFINERIAS.

Unidades de proceso	Complejas				Simple
	Compleja con hidrodesintegradoras	Coquización	Desintegración catalítica con alquilación	Desintegración catalítica	Destilación y reformación
Destilación primaria	X	X	X	X	X
Destilación al vacío	X	X	X	X	X
Reformación catalítica	X	X	X	X	X
Desintegración catalítica	X	X	X	X	
Alquilación	X	X	X		
Coquización	X	X			
Hidrodesintegración	X				

FIGURA No. 4.3 ESQUEMA TÍPICO DE DESTILACION PRIMARIA EXISTENTES EN LAS REFINERIAS.

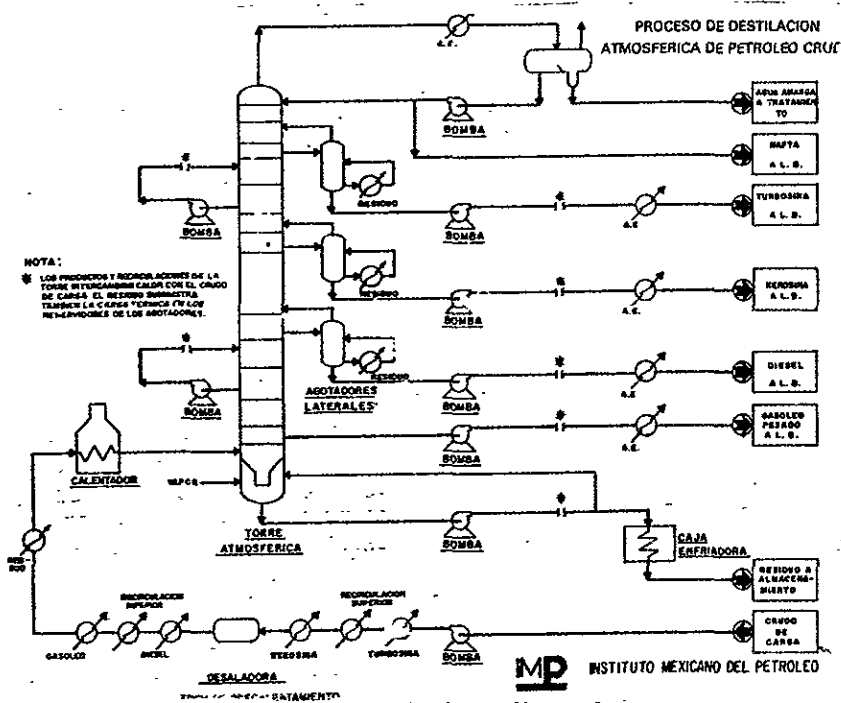


FIGURA No. 4.4 ESQUEMA TÍPICO DE DESTILACION A VACIO DE LAS REFINERIAS.

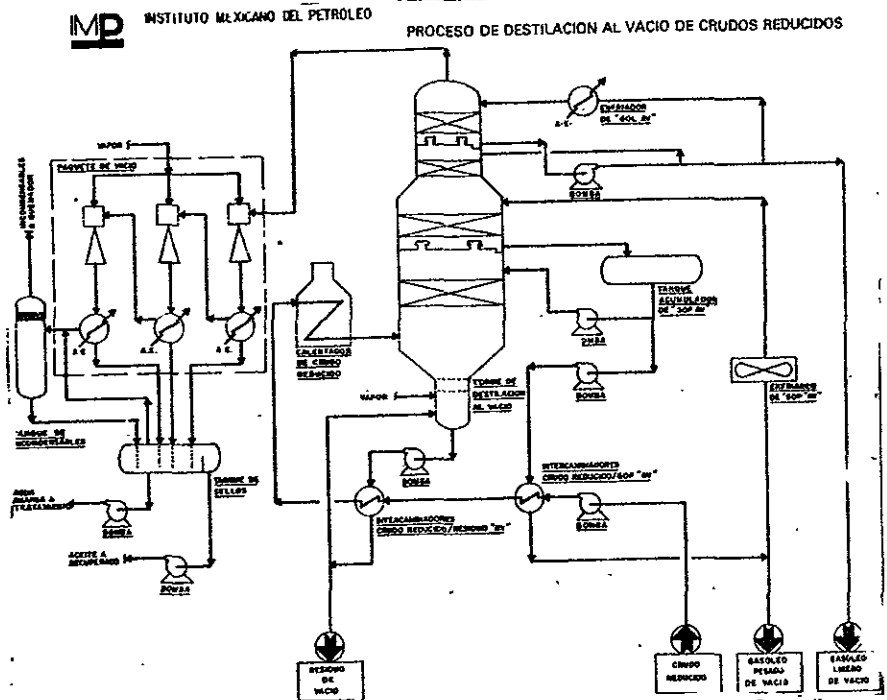


FIGURA No. 4.5 ESQUEMA TÍPICO DE REFORMACION DE NAFTAS EN LAS REFINERIAS.

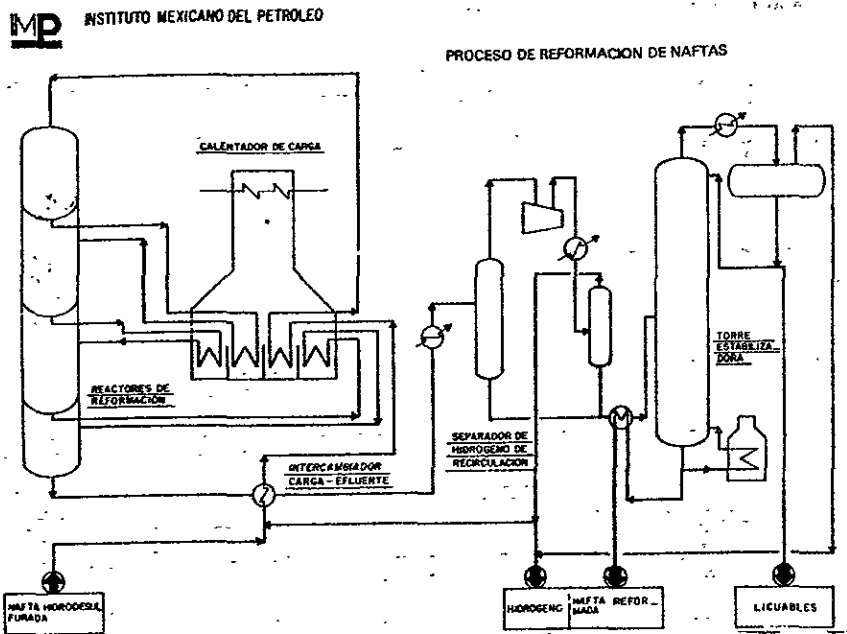


FIGURA No. 4.6 ESQUEMA TIPICO DE DESINTEGRACION CATALITICA EN LAS REFINERIAS.

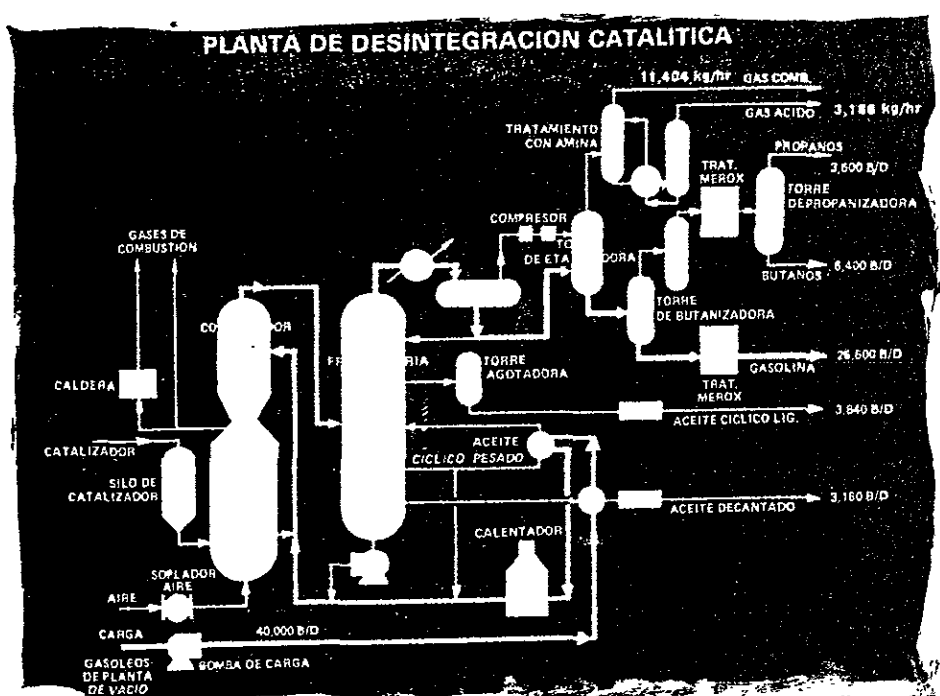


FIGURA No. 4.7 ESQUEMA TIPO DE HIDRODESULFURACION DE NAFTAS EN LAS REFINERIAS.

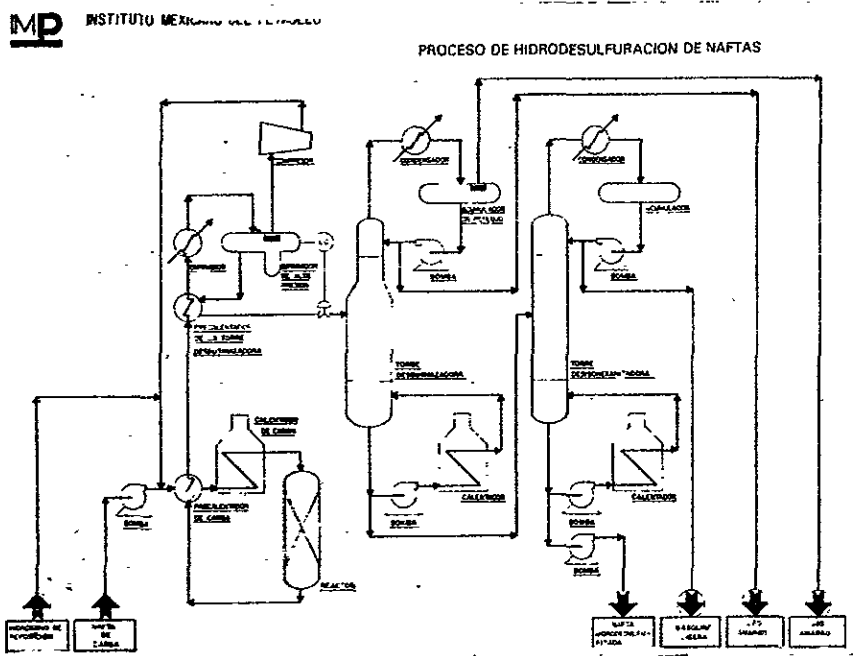
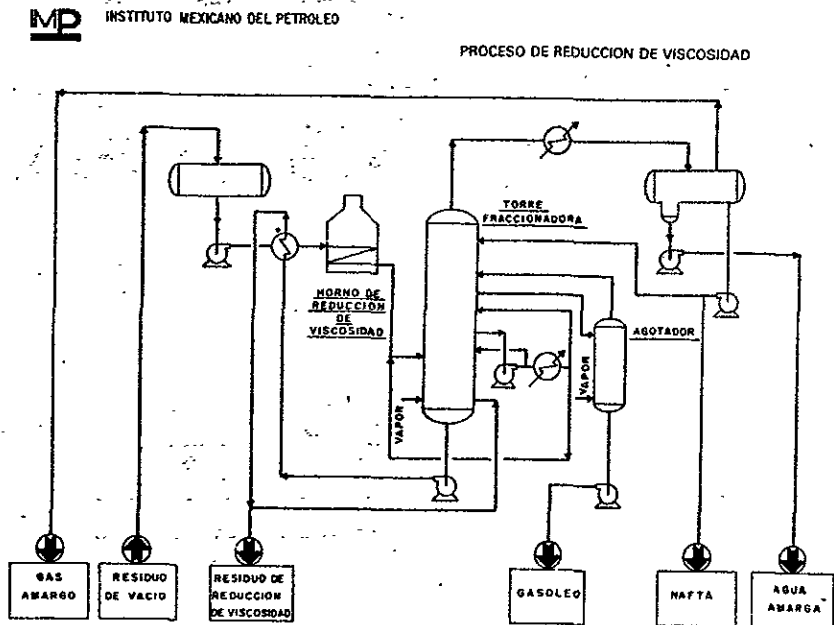


FIGURA 4.8 ESQUEMA TIPICO DE REDUCCION DE VISCOSIDAD EN LAS REFINERIAS.



4.2 PROYECTOS ESTRATEGICOS DE PEMEX REFINACION

La cartera de inversión de PEMEX Refinación integró proyectos estratégicos, para la modernización de las refinerías con la finalidad de mejorar la calidad de sus productos destacando los siguientes de acuerdo a la tabla 4.3.

TABLA No. 4.3

PROYECTO	OBJETIVO
Ampliación a la Refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime. En Salina Cruz, Oax.	Satisfacer la demanda de petrolíferos en el Litoral del Pacífico, aumentando la capacidad de refinación en 150 MB de crudo, eliminar el cabotaje del Golfo de México al Pacífico vía Canal de Panamá y recuperar el azufre contenido en las corrientes de gases ácidos generados en la refinería.
Ampliación a la Refinería Miguel Hidalgo en Tula, Hgo.	Satisfacer la demanda de petrolíferos del Valle de México y disminuir la contaminación ambiental suministrando gasolinas y diesel con menor contenido de azufre.
Paquete Ecológico	Mejorar la calidad de los combustibles. Incrementar el octanaje de las gasolinas, a través las conversiones a reformación continua. Reducir las emisiones de azufre del combustóleo y diesel
Red de Ductos	Garantizar el abasto de destilados en el país, disminuyendo sus costos de operación y transporte.
Ampliación a la Refinería Ing. Héctor R. Lara Sosa Cadereyta, N.L.	Ampliar la capacidad de proceso de crudo en 25 MBD, la producción de asfaltos en 20 MBD, y el almacenamiento de materia prima en un millón de barriles. Aumentar la producción de gasolinas de mejor calidad, recuperar el azufre de gases ácidos e incrementar el valor de los residuos.
Ampliación a la Refinería Ing. Antonio M. Amor en Salamanca, Gto.	Ampliar la capacidad de proceso de crudo a fin de compensar el déficit ocasionado por el cierre de Atzacapotzalco. Producir 35 MTA de metilterbutiléster.
Mejoramiento al pool de gasolinas de la Refinería Francisco I. Madero.	Mejorar la calidad del pool de gasolinas y aumentar la producción de isobutano para reducir el déficit en la zona norte.

Con este propósito se realizó un estudio de factibilidad para la reconfiguración y modernización de las Refinerías a fin de incrementar la proporción de crudo Maya.

Para definir la reconfiguración de las refinerías se sabe que las las refinerías (Cd. Madero, Minatitlán, Salina Cruz) pueden procesar crudo pesado, mientras tanto las refinerías (Tula, Cadereyta y Salamanca) procesaran los mismos tipos de crudo pero mejoraran la calidad de los combustibles producidos. Para este estudio sólo se aborda una refinería ya que el procedimiento es similar, en este caso la refinería Francisco I. Madero. En la cual se establece procesar 190 000 BPD de una mezcla de crudos y determinar las capacidades de las plantas existentes que permitan tratar todas las corrientes y mantener los productos dentro de especificaciones establecidas, basadas en las normas oficiales más recientes.

La Refinería de Madero procesará 190 000 BPD de una mezcla de crudos con las siguientes características ver (tabla No. 4.4)

TABLA No. 4.4

CRUDO	BPD	% VOLUMEN
MAYA	143 070	75
ISTMO	1 900	1
OLMECA	380	0.2
ZONA MADERO	44 650	23.8

4.3 ESPECIFICACIONES DE PRODUCTOS

Las especificaciones que deben cumplir los productos destilados y el combustóleo son:

1. Turbosina, con contenido máximo de azufre 0.3% peso
2. Diesel, índice de cetano mínimo de 48 con 500 ppm de azufre, y
3. Combustóleo de alto azufre 4% peso

Para la realización de la modernización de la refinería se llevo a cabo el análisis para determinar la opción más adecuada, para dicho estudio se considera una planta combinada nueva de 130 000 BPD que manejará una carga de 100% Maya, y una modernización de la planta combinada existente BA que manejará 47000 BPD de crudo Pánuco y Tamaulipas para la producción de asfalto, completando con residuo de vacío de crudo 100% Maya. Sólo se consideró la producción de combustóleos de 4 y 2 % azufre.

4.4 DESCRIPCION DE LOS CASOS

CASO 1

Las bases que se tomaron para la reconfiguración de la refinería de Madero en este caso fueron:

Para el tratamiento del residuo, se tomó en cuenta la planta de coquización fluida existente con una capacidad de 11 500 BPD y una planta nueva de coquización retardada de 35 500 BPD, que tendrá como alimentación el diesel producido en las coquizadoras, aceite cíclico ligero y una parte del diesel de las combinadas, así como el gasóleo proveniente de las coquizadoras.

En la planta de desintegración catalítica FCC existente se consideró la capacidad de operación de 33 500 BPD con una modernización. También se consideró una planta nueva con un modo de operación de producción de máximas olefinas y una capacidad de 27 500 BPD. Se considero la inclusión de una planta de TAME y una planta adicional de MTBE.

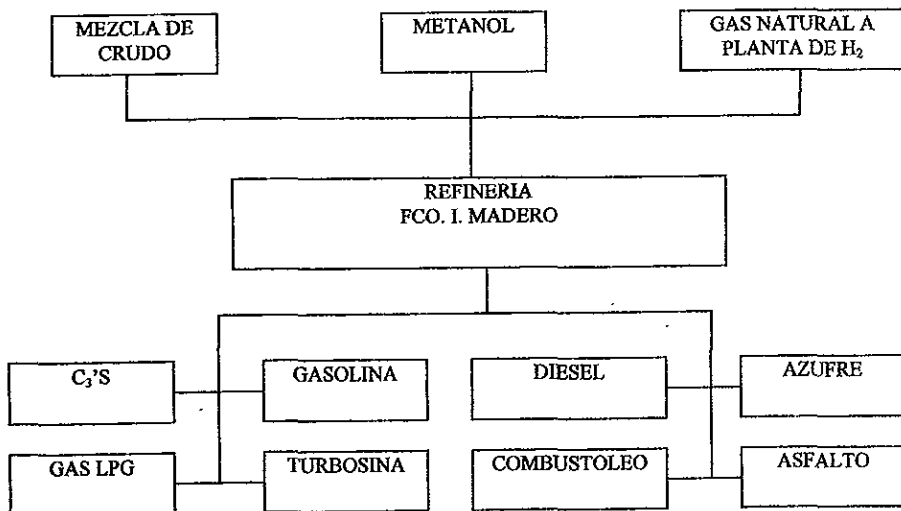
En las plantas hidrosulfuradoras de naftas, se hizo el siguiente arreglo: En la planta existente U-600 se alimenta la nafta proveniente de las unidades de coquización, junto con las gasolinas amargas de las plantas hidrotratadoras de gasóleos y de destilados intermedios, en la planta hidrosulfuradora de naftas se alimentará la nafta proveniente de las plantas combinadas, la capacidad de reformación de naftas se amplió con la misma tecnología existente. Las plantas consideradas en este caso son:

- Planta FCC existente, A producción de máximas gasolina
- Planta FCC nueva que opere a máxima producción de olefinas
- Planta HDS de gasóleos
- Planta de coquización fluida
- Planta de coquización retardada
- Planta de MTBE
- Planta de TAME
- Plantas hidrosulfuradoras de naftas existentes

Para poder satisfacer las demandas en el inventario de combustóleo de 4% de S, este fue conformado por el aceite cíclico pesado y diluido con una parte del aceite cíclicoligero para alcanzar la especificación en el contenido de azufre. Debido al precio y calidad de asfalto se produce 11 500 BPD, que es la cantidad demandada de este producto. En este caso el combustóleo de 2% S está constituido únicamente por el aceite cíclico ligero que sale de las plantas FCC.

En la siguiente figura (4.9) se muestra el diagrama de flujo de la Refinería Cd. Madero, Tamps., donde se observa todas las corrientes de alimentación como : Mezcla de crudos, metanol y gas natural requerido en la planta de Hidrógeno, también se presentan cada uno de los productos finales de la refinería: C₃'s, gas LPG, gasolinas, Turbosina, diesel, azufre y asfalto.

FIG. No. 4.9 DIAGRAMA DE FLUJO CASO No. 1



CASO 2

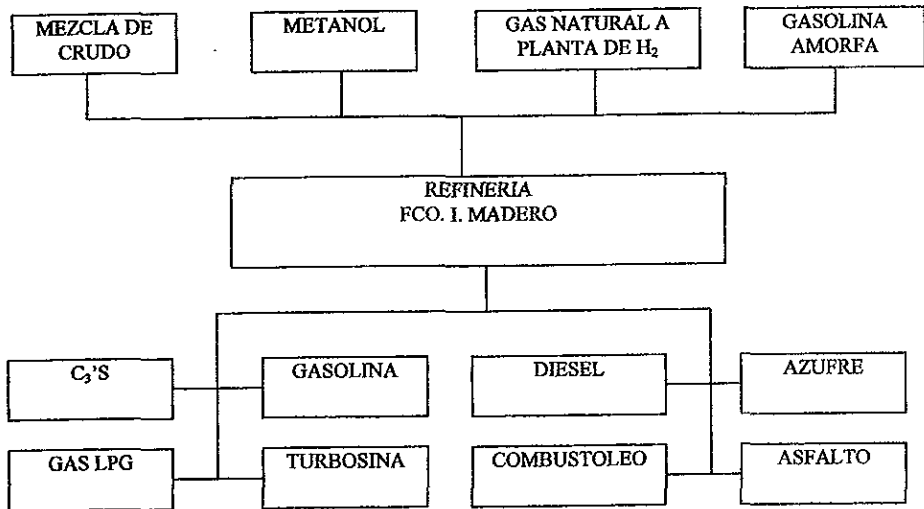
En este caso se considera que la planta de coquización fluida y las 2 plantas de azufre salen fuera de operación, debido a que se consideran obsoleta y se requiere de gran mantenimiento, por lo que se considera una planta de coquización retardada y una nueva de azufre.

En este caso se considera una sola planta de desintegración catalítica FCC que se ampliará y que operará a producción máxima, lo que mejora los rendimientos del proceso. La capacidad de reformación de naftas se ajusta a 30 000 BPD y el excedente de nafta hidrodesulfurada se envía a mezclado de gasolinas.

Las plantas consideradas en este caso son :

- Planta FCC existente, con una capacidad de 60 300 BPD, considerando en la planta la modernización con cambio de boquillas.
- Planta HDS de gasóleos
- Planta de coquización retardada, para el manejo del total del residuo de la refinería
- Planta de MTBE
- Planta TAME
- Plantas hidrodesulfuradoras de naftas existentes

FIGURA No. 4.10 DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CASO 2.



4.5 CONSTITUCION DE LOS CRUDOS DE LA ZONA DE MADERO

TABLA No. 4.5

CRUDO	% VOLUMEN
Marino	12.87
Muro	0.71
Gasolina Poza Rica	0.64
Papaloapan	5.46
Arenque	20.93
Tamaulipas	29.75
Pánuco	10.25
Naranjos	19.38

4.6 ESQUEMA DE PROCESAMIENTO

El esquema de procesamiento actual de la Refinería es inadecuado para procesar un crudo tan pesado y cumplir con las demandas de productos establecidas, por lo que partiendo de la situación actual de la Refinería se estableció un esquema de proceso basado en la incorporación del proceso de coquización retardada y de la instalación de destilación combinada para procesar el volumen establecido de crudo Maya.

En ambos casos que se consideraron la modificación al esquema de procesamiento. Como resultado de este análisis se seleccionó el caso 2, ya que satisface mejor los requerimientos deseados. Asimismo se toma en cuenta que el crudo que procede de límites de batería se procesa en tres trenes de destilación; uno de 130 000 BPD de crudo 100% Maya, otro de 47 000 BPD de una mezcla de crudos de la zona de Madero y el último procesará 13 000 BPD de una mezcla de crudos Tamaulipas y Pánuco.

4.7 CAPACIDAD DE LAS PLANTAS

En la siguiente tabla se presenta la capacidad de operación de las plantas existentes para el caso seleccionado.

TABLA No. 4.6

PLANTAS EXISTENTES	CAPACIDAD MBPD
Combinada BA	51
Combinada MF	13
HDS nafta	18
HDS destilados intermedios	15
Reformadora	20
Alquilación	3.44
FCC	12
Planta de hidrógeno	10
Fraccionadora de ligeros	40
Isomerizadora de C5 & C6	10.5
Isomerizadora de C4	2

Es conveniente remarcar los siguientes puntos:

1. Se moderniza la planta atmosférica BA para procesar 47 000 BPD de una mezcla de crudos de la zona Madero (69.30% vol.), 26% vol. de crudo Maya 3.8% vol. de Istmo y 0.76% vol. de Olmeca.
2. La unidad Hidrodesulfuradora de nafta existente manejará la nafta proveniente de coquización y las gasolinas amargas.
3. La unidad FCC existente deberá ampliar su capacidad de diseño de 40 000 BPD hasta una capacidad de 60 300 BPD, considerando mejoras en los rendimientos por modernización de la unidad.

CAPACIDAD DE LAS PLANTAS NUEVAS PARA EL CASO SELECCIONADO

TABLA No. 4.7

PLANTAS NUEVAS	UNIDADES MBPD
Planta Combinada 100% Maya	130
Coquizadora retardada	45.5
HDS de Gasóleos	49.7
Isomerización de C4	1.1
Alquilación	9.3
MTBE	2.5
TAME	2.6
Planta de hidrógeno	32
Planta de azufre	548
Reformación de naftas	10

Es conveniente mencionar que:

1. Se considera la instalación de una planta nueva de destilación primaria para procesar 130 000 BPD de crudo 100% Maya.
2. La planta de coquización procesa todo el residuo de vacío teniendo una capacidad de 45.5 MBPD y considerando que la planta de coquización fluida sale de operación. La capacidad de la planta hidrosulfuradora de gasóleos se determinó tomando en cuenta el nivel de azufre requerido en las gasolinas.
3. La capacidad de la planta de isomerización de butanos es únicamente para satisfacer la demanda de isobutano de la planta de alquilación.
4. Se requiere la instalación de una planta productora de hidrógeno, para satisfacer los requerimientos de hidrógeno en el nuevo esquema.

4.8 NIVEL DE PRODUCCION

El volumen de producción obtenido de los productos principales aparece en la tabla 4.8.

PRODUCTO	UNIDADES	ESPECIFICACION	CASO 2
Gasolina	MBPD	85.00	89.68
Turbosina	MBPD	12.39	14.71
Diesel Sin	MBPD	49.35	38.26
Diesel desulfurado	MBPD	5.60	5.60
Combustóleo 4% S	MBPD	0.54	5.13
Combustóleo 2% S	MBPD	7.28	6.89
Combustóleo 1% S	MBPD	5.54	0.00
Asfalto	MBPD	11.50	13.02
Coque	TON/D		2864.00
Azufre	TON/D		548.00
LPG	MBPD		2.80

Como se observa, se cumple en general en forma satisfactoria con el nivel de producción esperado. Todos los productos están dentro de especificaciones; sin embargo, el contenido de azufre en el coque es muy elevado, lo que puede limitar su uso y comercialización. Cabe señalar que el combustóleo de 1% de azufre no es posible obtenerlo en esta reconfiguración y que se obtiene un excedente de combustóleo de 4% de azufre.

4.9 PROPIEDADES DE LOS DESTILADOS INTERMEDIOS Y OTROS PRODUCTOS.

Las propiedades de los productos aparecen en la siguiente tabla(4.9), en la cual se observa que se cumple con las especificaciones de los mismos.

TABLA No. 4.9 CALIDAD Y PRODUCCION DE LOS PRODUCTOS.

PRODUCTO	CASO 1	CASO 2	PRODUCTO	CASO 1	CASO 2
Turbosina (MBPD)			Combustóleo 4% S (MBPD)	4.44	5.136
Gravedad API	14.71	14.71	Gravedad API	5.9	956
Azufre(%peso)	45.6	45.6	Azufre (%peso)	4.07	4.01
	0.1	0.1	Viscosidad @ 50°C (SSF)	89.14	15.29
Diesel Sin (MBPD)	42.99	38.26	Combustóleo 2 % S (MBPD)	2.25	6.887
Gravedad API	33.9	36.4	Gravedad API	17.0	18.46
Azufre (%peso)	0.05	0.05	Azufre (%peso)	2.0	1.97
No. de Cetano	51.5	51.5	Viscosidad @ 50°C (SSF)	1.71	1.58
Diesel desulfurado (MBPD)	5.60	5.60	Asfalto (MBPD)	11.5	13.02
Gravedad API	33.61	36.2	Gravedad API	1.29	1.29
Azufre (%peso)	0.20	0.20	Azufre (%peso)	6.2	6.15
No. de Cetano	51.5	51.5			
Coque (Ton/D)	2760	2864	Azufre (Ton/D)	570.0	548.0
Azufre (%peso)	6.6	6.2	LPG (MBPD)	2.4	2.8

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

4.10 CONSUMO DE SERVICIOS AUXILIARES

El consumo de servicios auxiliares (combustible, vapor, potencia y agua de enfriamiento) para los dos esquemas de Reconfiguración de la refinería fueron estimados en base a valores promedio de consumo de los procesos considerados, tomando como referencia los valores reales de la refinería para los procesos existentes. En las siguientes tablas se muestra el consumo estimado de servicios para ambos casos 1 y 2.

Tabla No. 4.10 Consumo de Servicios Auxiliares CASO 1.

PLANTA	Capacidad Operación	Unidades	Combustible MMBTU/H	Vapor A.P. LB/H	Vapor M.P. LB/H	Vapor B.P. LB/H	Potencia	Agua de Enfriamiento GPM
Combinada 100% Maya (primaria)	130,000	BPD	279	0	-8,668	0	3510	49
Combinada 100% maya (vacío)	70,860	BPD	144	0	10,393	0	1842	422
Planta combinada BA	47,000	BPD	255	0	37,820	112,382	881	9210
Planta Combinada MF	13,000	BPD	81	0	17,260	0	443	3918
Planta Primaria MA	--	BPD	0	0	0	0	0	0
Planta Primaria MB	--	BPD	0	0	0	0	0	0
Planta de Destilación a vacío MI	--	BPD	0	0	0	0	0	0
Coquización Fluida	11,500	BPD	142	21,209	95,911	-9004	506	9801
Coquización Retardada	35,459	BPD	193	7,232	-44,492	2084	6313	72
Hidrosulfuradora de Turbosina	15,000	BPD	85	0	12,057	0	1033	2127
Hidrosulfuradora Dest. Int.	7,588	BPD	18	0	10,038	0	280	2945
Hidrosulfuradora de Diesel (1)	17,312	BPD	49	0	28253	0	742	7652
Hidrosulfuradora de Gasóleo	54,787	BPD	179	81,242	-21141	48322	11125	5361
FCC 1 y 2	60,839	BPD	589	144,995	168,863	-24595	2459	70742
TAME	2,708	BPD	0	0	98,029	5250	836	1826
Hidrosulfuradora de Naftas 1(C/C)	9,892	BPD	24	29,180	19,381	0	1095	234
Hidrosulfuradora de Naftas 2(C/C)	32,694	BPD	87	0	35,757	-7065	2684	3848
Fracionadora MC	45,945	BPD	172	0	96,871	0	1200	19372
Isomerización de C5'S y C6'S	7,437	BPD	0	0	11,003	0	624	89
Reformación de Naftas	32,555	BPD	413	0	0	28059	6230	5813
MTBE	2,568	BPD MTBE	0	0	27,977	1089	422	842
Alquilación	10,249	BPD Alquilado	133	0	27,289	84957	1483	3232
Isomerización de C4'S	4,071	BPD	0	4,343	0	0	424	30
Recuperación de Azufre	570	TON/D	87	0	246,977	128345	1025	5121
Hidrogeno	45	MMSCFD	60	-47,908	0	12824	957	502
Total Plantas			2,821	240,303	895,356	283228	48073	152580
Total (Plantas -- Contingencias)			3,360	278,348	995,159	325712	52984	175467

TABLA No. 4.11 Consumo de servicios Auxiliares CASO 2.

PLANTA	Capacidad Operación	Unidades	Combustible MMBTU/H	Vapor A.P LB/H	Vapor M.P LB/H	Vapor B.P LB/H	Potencia	Agua de Enfriamiento GPM
Combinada 100% Maya (primaria)	130,000	BPD	278.96	--	-8688.3	--	3510	49.15
Combinada 100% maya (vacío)	70,850	BPD	144.06	--	10393.3	--	1842.1	422.42
Planta combinada BA	47,000	BPD	224	--	37819.7	12381.5	861.42	8209.9
Planta Combinada MF	13,000	BPD	95	--	17259.7	--	442.68	3918.14
Coquización Retardada	45444	BPD	80.97	9288.53	-57020.2	2670.3	8090.93	91.65
Hidrodesulfuradora de Turbosina	15,000	BPD	247.48	--	12056.6	--	1032.76	2127.33
Hidrodesulfuradora Dest. Int.	7312	BPD	64.79	--	9547	--	286.36	2800.86
Hidrodesulfuradora de Diesel (1)	17,888	BPD	16.71	--	28823.3	--	757.76	7818.4
Hidrodesulfuradora de Gasóleo	49677	BPD	49.65	73884.1	-19169.1	43815.1	10086.9	4861.09
FCC 1	60304	BPD	162.68	149720	185395	24378.3	2437.7	70119.8
TAME	3809	BPD	683.93	--	94444.9	5058.1	804.99	1566.68
Hidrodesulfuradora de Naftas 1(C/C)	8954	BPD	--	26158	17349.6	--	981.21	209.40
Hidrodesulfuradora de Naftas 2(C/C)	32894	BPD	21.94	--	35758.7	-7064.85	2683.63	3845.71
Fraccionadora MC	44849	BPD	66.56	--	94575	--	1174.23	18952.14
Isomerización de C5'S y C6'S	7581	BPD	168.75	--	11186	--	834.37	64.22
Reformación de Naftas	30000	BPD	--	--	--	26409.8	5741.39	5357.22
MTBE	2462	BPD	118.89	--	28822.3	1024.44	404.80	615.08
Alquilación	9305	BPD	--	--	24348	75800.9	1305.55	2883.52
		Alquilado						
Isomerización de C4'S	3071	BPD	88.70	3276.35	--	--	320	22.33
Recuperación de Azufre	548	TON/D	56.28	--	250443	130146	1039.19	5193.30
Hidrogeno	42	MMSCFD	2758	-44715.3	--	11989.1	892.76	468.42
Total Plantas			3169	211372	749364	277832	45311	140597
Total (Plantas - Contingencias)				243.078	861768	319507	52107	161666

4.10.1 COSTOS DE SERVICIOS AUXILIARES

TABLA 4.12

SERVICIOS AUXILIARES	Costo Unitario
Agua de enfriamiento (\$US/m ³)	0.032
Vapor de Baja Presión (\$US/Ton)	6.930
Vapor de Media Presión (\$US/Ton)	8.850
Vapor de Alta Presión (\$US/Ton)	8.850
Combustible (\$US/bbl)	11.38
Energía Eléctrica (\$US/MW-h)	46.000

4.10.2 COSTOS DE OPERACIÓN POR SERVICIOS AUXILIARES CASO 1.

TABLA No.4.13

SERVICIOS AUXILIARES	CONSUMO	COSTO ANUAL \$MMUS/AÑO
Agua de enf. (GPM)	175467	10.283
VBP (lb/h)	325702	8.256
VMP (lb/h)	995159	32.215
VAP (lb/h)	216348	8.946
Combustible (MMBtu/h)	0.0000	0.000
Energía Eléc. (Kw)	52984	19.654
Total Serv. Aux.		79.354

4.10.3 COSTOS DE OPERACIÓN POR SERVICIOS AUXILIARES CASO 2

TABLA No. 4.14

SERVICIOS AUXILIARES	CONSUMO	COSTO ANUAL \$MMUS/AÑO
Agua de enf. (GPM)	161725	9.478
VBP (lb/h)	320490	8.124
VMP (lb/h)	861768	27.890
VAP (lb/h)	239405	7.750
Combustible (MMBtu/h)	0.0000	0.000
Energía Eléc. (Kw)	52181	19.356
Total Serv. Aux.		72.598

4.11 CAPACIDADES E INVERSIONES DE PLANTAS

La siguiente tabla 4.15 muestra las inversiones totales requeridas por plantas nuevas y por modernización de las existentes.

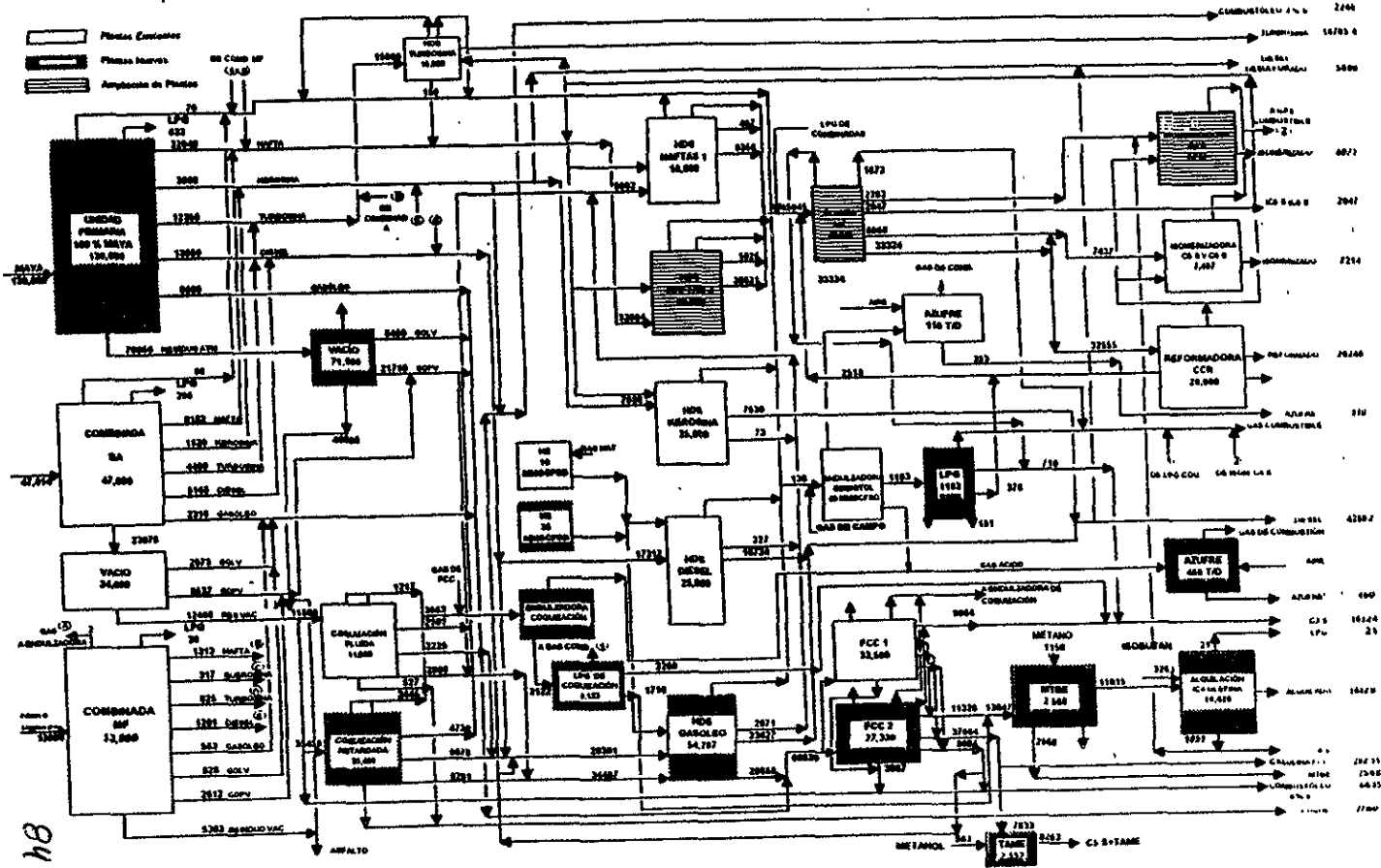
INVERSIÓN POR PLANTAS NUEVAS Y MODERNIZACIONES PARA LOS CASOS 1 Y 2

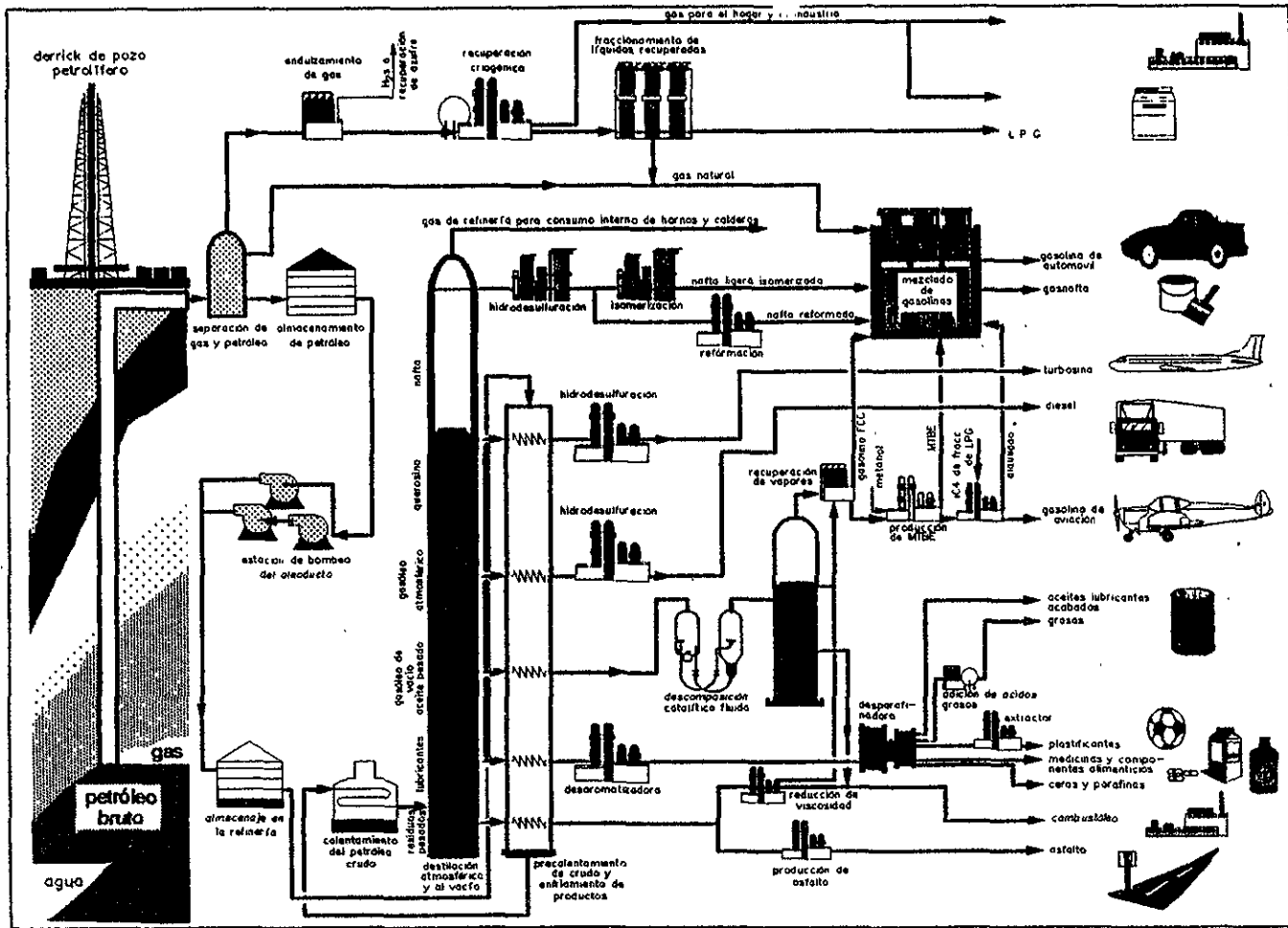
TABLA 4.15

	CASO 1		CASO 2	
	CAPACIDAD DE DISEÑO (BPD)	INV. TOTAL MMUS\$	CAPACIDAD DE DISEÑO (BPD)	INV. TOTAL (MMUS\$)
COMBINADA	1300	157.187	130000	157.187
COQUIZACIÓN	35500	154.140	45500	183.385
HDS DE GASÓLEO	55000	200.435	50000	189.295
ISOMERIZACIÓN DE BUTANOS	2000	9.676	1100	6.180
ALQUILACIÓN	10500	61.503	9300	56.494
FCC	27500	100.463		
MTBE	2600	18.086	2500	17.597
PLANTAS ADICIONALES				
TAME	2710	25.412	2600	24.686
HIDRÓGENO A PARTIR DE GN	35	55821	35	55821
(MMSCFD)				44.333
AZUFRE /T/D)	570	45.734	548	
MODERNIZACIÓN DE PLANTAS				
ATMOSFÉRICA	60000	35.207	60000	35.207
FCC			60500	67.983
REFORMACIÓN	12600	21.709	10000	18.254
INVERSIÓN TOTAL		892.780		863.784

Como se puede observar, para el CASO 2, esto es debido principalmente a la inclusión de una planta nueva FCC para el CASO 1, aún cuando para el CASO 2 existe una planta de Coquización Retardada de mayor capacidad que para el CASO 1.

REFINERÍA DE CD. MADERO





847

En el esquema general se toma que el crudo que procede de límites de batería se procesa en tres trenes de destilación primaria; uno de 130,000 BPD de crudo 100% Maya. Otro de 47,000 BPD de una mezcla de crudos de la zona Madero y el último procesará 13,000 BPD de una mezcla de crudos Tamaulipas y Pánuco.

El residuo de vacío se procesa en una planta de coquización retardada. Los gasóleos de coquización retardada, y una parte del gasóleo pesado de vacío se alimentan a la hidrosulfuradora de gasóleos, a fin de permitir un buen funcionamiento de las plantas catalíticas y de reducir el contenido de azufre en los inventarios de gasolina. El gasóleo hidrodesulfurado y los gasóleos restantes se alimentan a la planta catalítica. En este caso considera el aumento de carga de la planta de FCC hasta 60,300 NPD, modernizándola para favorecer la producción de olefinas y aumentar la proporción de oxigenados y alquilado en el inventario de gasolinas.

También se incluye el fraccionamiento de la gasolina catalítica y gasolina desparafinada, los amilenos se envían a la planta de producción de TAME.

Las hidrosulfuradoras de destilados intermedios existentes procesan la corriente virgen de Turbosina, y una mezcla de querosina y parte de diesel.

La nafta primaria se envía a la hidrosulfuradora de nafta, actual donde se separa en nafta ligera, la cual se isomeriza, y en nafta pesada. La nafta de coquización, junto con las gasolinas amargas de las hidrotratadoras, se procesa en la unidad reformadora. La nafta pesada hidrotratada se pasa a reformación.

Los butilenos de desintegración catalítica y de coquización se alimentan a la planta de MTBE, en donde el isobutileno y el metanol reaccionan para producir MTBE, mientras que los butilenos restantes se procesan en la planta de Alquilación, junto con el isobutano procedente de la isomerizadora de butanos. La carga a isomerización de butanos procede de las plantas primarias, las hidrosulfuradoras de nafta y la reformadora, así como de una corriente de butanos recirculada de la planta de alquilación. El isobutano producido es el requerido en Alquilación más una cantidad adicional que puede ser exportado.

Los gases amargos de la refinería se endulzan y los gases ácidos pasan a la planta de recuperación de azufre.

CAPITULO V

LOGROS Y BENEFICIOS

5.1 COMPROMISOS

Las inversiones estratégicas ilustran el orden de prioridad para la ejecución de proyectos en las refinerías en términos económicos que pueden generar. En primer lugar es necesario asegurar la capacidad del sistema para producir destilados de especificaciones más altas, generando más fuentes de octanaje para una producción de gasolina Magna Sin o Magna oxigenada, aumentando la capacidad de hidrodesulfuración que permite elevar la producción de diesel de bajo contenido de azufre. En segundo término es prioritario que la refinerías actuales adquieran una configuración más competitiva orientada a la mayor producción de petrolíferos de mayor valor. Finalmente la necesidad de adicionar nuevos trenes de refinación es altamente dependiente del crecimiento de la demanda global de producto.

PEMEX clasifica sus proyectos de inversión en estratégicos y operacionales. Estos últimos corresponden a múltiples inversiones de montos menores de capital, generalmente relacionados con aspectos propios de la operación.

5.2 IMPORTANCIA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA Y DE LOS PROGRAMAS DE AHORRO.

Nivel nacional: Maximizar la eficiencia en el uso de la energía tiene muchos beneficios como:

Reducir el consumo nacional

Permitir exportar más petróleo y/o conservar los recursos energéticos

Reducir la necesidad de inversiones públicas en producción, transporte y transformación de energía.

Hacer a las empresas más competitivas.

Permitir exportar más productos y crear empleos.

Acelerar el desarrollo tecnológico.

IMPORTANCIA A NIVEL EMPRESA

Bajar costos de producción

Permitir producir más a menor costo

Permitir exportar o aumentar exportaciones

Permitir la modernización de los procesos a través del uso de tecnologías más eficientes.

Mejorar el rendimiento de la gerencia y de los trabajadores de todo nivel.

5.3 LOGROS EN EL ÁREA DE PROCESOS DE REFINACIÓN.

Asimilación de tecnologías de proceso

Innovación de tecnología : Reductora de viscosidad, HD profunda de diesel

Posición competitiva en procesos de hidrodesulfuración

5.4 DEFENSA Y RESTAURACIÓN DEL AMBIENTE

En el contexto de las políticas nacionales de defensa y restauración del ambiente, el Sector energético a emprendido acciones para atender los compromisos prioritario y generar oportunidades de simplificación y modernización de la administración para la protección al ambiente, que haga posible la autorregulación de las empresas paraestatales, a fin de alcanzar objetivos específicos de cuidado ambiental, que permita una mejor calidad de vida y contribuyan al desarrollo sustentable.

En el subsector de hidrocarburos PEMEX y sus empresas subsidiarias continuarán persiguiendo el objetivo de mejorar la protección al ambiente, a través de la prevención, control y mitigación de emisiones contaminantes y de los impactos asociados a la construcción y operación de las instalaciones, acentuando la prioridad otorgada a :

- Las inversiones de acciones orientadas al mejoramiento de productos refinados.
- Las medidas encaminadas a reducir los productos ambientales negativos de las actividades de PEMEX sobre las localidades y regiones en las que actúan, influyendo en la mejora de la infraestructura necesaria.

Los estudios y proyectos relacionados con la protección ambiental, así como las bases normativas y equipamiento para llevar a cabo las auditorías en los organismos y áreas corporativas.

La construcción y rehabilitación de instalaciones para tratamiento de efluentes y desechos sólidos, líquidos y gaseosos, así como para el tratamiento de descargas residuales.

En materia de electricidad las empresas del sector emprenderán y priorizarán las acciones orientadas a actualizar y promover el cumplimiento de la normatividad ambiental a fin de reducir al mínimo los daños al entorno. En este sentido:

Se realizarán inspecciones y auditorías ambientales a instalaciones, para prevenir o controlar la contaminación en caso de que se esté produciendo, ajustándose al cumplimiento de la legislación ambiental vigente.

Se participará con las autoridades ambientales en la revisión y Formulación de normas, guías y criterios específicos para obras del sector eléctrico.

Se reforzará la prevención y mitigación del impacto ambiental de las instalaciones eléctricas, incorporando las acciones de protección ambiental en las etapas de planeación y selección de sitios, enfatizando la evaluación de los costos y beneficios de alternativas de ubicación de estas instalaciones.

Se complementará la normatividad ambiental interna de las empresas y se promoverá el cumplimiento y actualización de las existentes, para incorporar las nuevas modalidades de generación de energía eléctrica y los cambios en la estructura administrativa de las instituciones.

Se establecerán con las autoridades ambientales convenios de apoyo técnico, tanto directo (vía participación de personal) como indirecto (a través de estudios contratados), para fortalecer el cumplimiento eficaz y oportuno de las responsabilidades y programas. Se fomentará externa e internamente, en todos los niveles, la investigación y la educación ambiental, con la convicción de que ésta es la mejor estrategia de prevención de problemas ambientales.

5.5 AHORRO Y USO DE LA ENERGIA

De manera consecuente con los objetivos, estrategias y lineamientos definidos en el Plan Nacional de desarrollo 1995-2000, en particular con los referidos al uso eficiente de recursos, a la reducción de impactos ambientales y a la aplicación de políticas sectoriales pertinentes, se observarán las siguientes prioridades para el ahorro y uso eficiente de la energía:

- Desarrollar programas institucionales en las dependencias y entidades de la administración Pública Federal que fomenten el ahorro y uso eficiente de la energía en sus edificios y flotillas de vehículos y en general, en la producción y consumo de bienes y servicios.
- Instrumentar, en coordinación con los gobiernos estatales y municipales y con la banca de desarrollo, programas de ahorro y uso eficiente de energía para edificios, flotillas de vehículos, sistemas de alumbrado público, sistemas de bombeo de aguas potables y negras, y promover la ejecución de proyectos de uso racional de la energía.

- Continuar dentro de un marco de amplia concentración de los sectores social y privado, el desarrollo y la implementación de normas para la eficiencia de equipos y sistemas de uso final de energía.
- Continuar el impulso a la investigación y desarrollo tecnológico en el campo del ahorro y uso eficiente de la energía.
- Participar en la educación y complementación del marco jurídico en materia de eficiencia energética, el cual es insuficiente y aparece disperso en un sinnúmero de ordenamientos. En este rubro destaca como punto prioritario la Formulación de un proyecto de iniciativa de la Ley de Eficiencia Energética.

Más específicamente, a fin de avanzar en la racionalización en el uso de los hidrocarburos, se plantean las siguientes prioridades complementarias :

- Promover con PEMEX y sus organismos subsidiarios con la CFE, y con LFC, continuación y expansión de los programas internos de eficiencia energética.
- Promover el aprovechamiento del potencial de cogeneración.
- Concertar con fabricantes nacionales de vehículos automotores una nueva normatividad de eficiencia energética, e investigación para el uso de otros tipos de combustibles.
- Promover el aprovechamiento de las fuentes alternas de energía.

5.6 REFINACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE PETROLÍFEROS

La estrategia de asegurar, a costo mínimo, el abasto de petrolíferos por parte de PEMEX REFINACIÓN (PR) incluyen las siguientes iniciativas :

- Elaborar una política comercial integral que desarrolle nuevos canales de distribución y optimice sus combinaciones.
- Atender al desarrollo del mercado nacional de petrolíferos mediante el suministro de combustibles que satisfagan las necesidades de los usuarios y consolidar en la subsidiaria una actitud orientada al reconocimiento de los requerimientos del mercado.
- Evaluar los proyectos incluidos en el programa de inversiones, considerando la restricción de recursos y su impacto integral.
- Alcanzar niveles internacionales de seguridad Industrial, mediante el establecimiento de prácticas adecuadas y de estrictos controles administrativos, así como superar los rezagos en materia de protección ambiental.

Las acciones estratégicas de política comercial de PEMEX REFINACION se orienta hacia el establecimiento de una política de precios de combustibles automotrices que fomente mercados eficientes, según balances regionales de oferta y demanda.

Para atender las exigencias derivadas de la normatividad ambiental, PEMEX REFINACION deberá continuar mejorando la calidad de los combustibles que produce VER TABLA (5.1). Al efecto que se pondrá en marcha el proyecto de gasolina de alto octanaje, equivalente a la gasolina unleaded premium del mercado de EUA, se concluirá el programa de retiro definitivo de la gasolina Nova, y se iniciará el manejo de combustóleos con contenido de azufre medio y bajo.

MEJORA DE LA CALIDAD DE COMBUSTIBLES

TABLA No.5.1

MEJORA DE CALIDAD DE COMBUSTIBLES	CONVERSION DE RESIDUALES	INCREMENTO DE LA CAPACIDAD DE PROCESO
<ul style="list-style-type: none">• Alquilación en Salina Cruz, Tula y Salamanca• Isomerización en todas las refineras.• Hidrotratadores de destilados en Salamanca y Cadereyta.• Desintegradora catalítica en Salina Cruz.	<ul style="list-style-type: none">• Coquizadora en Cadereyta• Desulfuradora al vacío de combustóleo en Tula.	<ul style="list-style-type: none">• Nuevo tren de refinación con coquizadora en Tula o Salina Cruz.

Con estos proyectos se persigue asegurar la capacidad del sistema para producir destilados de especificaciones más altas, generando más fuentes de octanaje para mayor producción de gasolina o aumentando la capacidad de hidrodesulfuración que permita elevar la producción de diesel desulfurado. En segundo término, se busca que las refinerías actuales adquieran una configuración competitiva orientada a la mayor producción de petrolíferos ligeros de mayor valor.

El propósito estratégico central en materia de refinación del petróleo consiste en *investigar principios de procesamiento, desarrollar tecnologías de proceso* y concretar los resultados de la investigación y desarrollo con el suministro de licencias, paquetes de *ingeniería básica, servicios tecnológicos* y estudios económicos orientados a la planeación y al diseño de nuevas instalaciones, y a modernizar y mejorar las plantas de refinación existentes.

CONCLUSIONES

Las medidas de mejorar más eficientemente la calidad de los productos obtenidos en las refinerías como lo es el caso de los combustibles, ante una política y normas ambientales dan pauta a la modernización y optimización de los procesos existentes en las refinerías.

Partiendo además de poder utilizar en mayor cantidad crudo pesado partiendo de mezclas de ligero-pesado en proporciones de 70% - 30%, 60% - 40%, 30% - 70 %, 40% - 60%, hasta querer utilizar 100% de crudo pesado se tiene que considerar las plantas existentes, capacidades, la implementación de nuevas plantas, dan pauta a la Reconfiguración de todas las refinerías existentes en México, no obstante de tener productos que compitan con la calidad de otros a nivel internacional.

En lo referente a los factores que se deben considerar para seleccionar un esquema apropiado para cada refinería según sus condiciones de operación, es importante mencionar que primero debe cumplirse o se debe de contar con todos los servicios auxiliares necesarios y la posibilidad de aprovechar los existentes o nuevos producidos por dicha Reconfiguración.

Los puntos de interés para dicha reconfiguración son:

- La reconfiguración en las refinerías implica la necesidad de adquirir una nueva tecnología altamente competitiva.
- La capacidad existente es adecuada para satisfacer la demanda y las plantas existentes cumplen con lo necesario para poder procesar en mayor cantidad crudo pesado y como resultado obtener productos de buena calidad.

- PEMEX considera como razones importantes la necesidad de que las refinerías cumpla con las políticas y normas ambientales, con ello se preocupa que los productos se encuentren dentro de las especificaciones establecidas, consumir en menor cantidad ahorro de energía aprovechando todos sus recursos existentes.

El proyecto de reconfiguración surgió ante la necesidad de aprovechar crudos pesados en mayor cantidad y tener la misma competitividad en sus combustibles lo que es en particular un tema de relevancia, debido a que la legislación ambiental en todos los países tienden a establecer especificaciones más estrictas. Estos elementos determinarán los futuros esquemas de refinación, ante factores tales como mercado, distribución la selección y disponibilidad de crudos, el mejoramiento operacional, las opciones de mezclas y formulación de combustibles, y la Reconfiguración de las refinerías.

Por lo anterior el propósito central en materia de refinación del petróleo consiste en investigar principios de procesamiento, desarrollar tecnologías de proceso y concretar resultados de la investigación y desarrollo con el suministro de paquetes de ingeniería básica, estudios económicos orientados a la planeación y al diseño de nuevas instalaciones y a mejorar y modernizar las plantas de refinación existentes.

Cabe mencionar que la proliferación de normas ambientales no es exclusiva en México esto es que obedece una tendencia mundial, ya que trae consigo cambios fundamentales en la estructura de refinación, por lo que PEMEX- REFINACION debe cumplir con estándares ambientales bien definidos a lo que se refiere con la calidad del aire, agua, suelo y residuos.

Los esquemas de refinación consideran también aspectos de ahorro de energía.

Para el procesamiento de la gran proporción de crudo Maya se tendrá una planta combinada nueva.

Para el procesamiento del residuo de vacío, la refinería contará con una nueva planta de coquización del tipo retardada. La planta de coquización fluida se sabe que requiere de mantenimiento frecuente e importante.

Es factible procesar en la refinería de Cd. Madero una carga con alto contenido de crudo Maya (100% en volumen) y crudos con alto contenido de azufre, desde el Maya (3.6% S), sin embargo, es necesario incluir procesos de alta conversión e hidrotratamiento para que los productos deseados estén dentro de especificaciones.

En ambos casos los productos quedan dentro de especificación y se cubren las demandas a excepción del combustóleo. El caso 2 considera la factibilidad en el incremento de la capacidad de la planta de FCC hasta 60,000 BPD; aunque no se descarta la posibilidad de modernizar dicha planta y adicionar una nueva, lo que daría una mayor flexibilidad operativa a la refinería.

BIBLIOGRAFIA

LIBROS

1. ALAIN CHAUVEL
MANUAL OF ECONOMIC ANALYSIS OF CHEMICAL
RESTON PUBLISHING, 1992, pp10-16
2. ANUARIO ESTADISTICO
PEMEX, AÑOS 1990-1996
3. CASTILLO, HERIBERTO
LOS ENERGETICOS, EL PETROLEO
REVERTE, 1985, pp 38-45
4. DOUGLAS M. CONSIDINE
REFINACION DEL PETROLEO
ESPAÑOLA, 1987, pp 12,16-20,55
5. GARY, JAMES
REFINO DEL PETROLEO
REVERTE, 1986, pp 7-25, 42,56
6. GERSHENSON, TAFELOR ANTONIO
LEYES DE COMPORTAMIENTO DEL MERCADO MUNDIAL DEL PETROLEO
MARCOMBO, 1994
7. GONZALEZ DIAZ, GUILLERMO
REFINACION (procesos catalíticos)
McGRAW-HILL, 1992
8. McMULLAN, JOHN
RECURSOS ENERGETICOS
McGRAW-HILL, 1983, pp 2-8, 15-32
9. MONDRAGON LOPEZ MANUEL
EFECTOS ECONOMICOS
ENAGAS, 1987
10. PARDILLA MARTINEZ SAUL
LA PROBLEMÁTICA DE LO ENERGETICOS
CONTINENTAL, 1981

11. PEÑA ALFARO GONZALEZ
INDUSTRIA MEXICANA DE LA REFINACION
ALFA-OMEGA, 1986
12. SNOECK, MICHELE
LA INDUSTRIA PETROQUIMICA, BASICA EN MEXICO
CONTINENTAL, 19982, pp 36-62
13. PRATS, JOSE
CONSUMO ACTUAL Y FUTURO DE CRUDOS PESADOS
ADMINE, 1980
14. PERE ESQUERRA PIZA
SISTEMAS PARA EL AHORRO DE ENERGIA
MARCAMBO, 1992, pp15-55
15. KENNEY W. F.
ENERGY TECHNOLOGY HANDBOOK
ORLANDO FLORIDA ACADEMIC, 1987

REVISTAS, CATALOGOS

- BANCO NACIONAL DE MEXICO
INDICADORES ECONOMICOS
AÑO 1994
- PEMEX-REFINACIÓN
CATALOGOS DE LAS REFINERIAS
- ISARD, WALTER.
ESTUDIO REGIONAL DE COMPLEJOS INDUSTRIALES,
REFINACION DEL PETROLEO
PHS, 1991 pp. 10-24, 35-52
- ISONZA CASTRO, GUALBERTO
PROCEDIMIENTO PARA EL CONTROL DE REGISTRO DE LOS ELEMENTOS DE
COSTOS DE LOS SERVICIOS AUX. A LA RAMA DE REFINACION
- INSTITUTE OF PETROLEUM % LONDRES MODERNA TECNOLOGIA DEL
PETROLEO. pp 12-15, 35-37.
- PEMEX
MEMORIA DE LABORES
AÑOS 1987-1996
- WILLIAM F. BLAND "PETROLEUM PROCESSING "
- ENERGY CONSERVATION TECHNOLOGY
ENERGY CONSERVATION CENTER, JAPAN, 1994
- CONSERVACION Y AHORRO DE ENERGIA
CALTENCO E.J.L , CURSO IMP 1992
- CONSULTA PERMANENTE DEL PROGRAMA UNIVERSITARIO DE ENERGIA,
TECNOLOGIAS DEL FUTURO.
UNAM, 19983

APENDICE

LISTA DE FIGURAS

FIG. 2.1	PLANTA DE DESTILACION PRIMARIA
FIG. 2.2	PLANTA DE DESTILACION A VACIO
FIG. 2.3	PLANTA HIDRODESULFURADORA DE NAFTAS
FIG. 2.4	PLANTA DE REFORMACION DE NAFTAS
FIG. 2.5	PLANTA REDUCTORA DE VISCOSIDAD
FIG. 2.6	PROCESO DEMEX
FIG. 2.7	PLANTA HIDRODESULFURADORA DE DESTILADOS INTERMEDIOS
FIG. 3.1	DISTRIBUCION DE CRUDO Y PRODUCTOS PETROLIFEROS
FIG. 4.1	LOCALIZACION DE LAS REFINERIAS EN MEXICO
FIG. 4.2	ESQUEMA TIPICO DE LAS REFINERIAS DE MEDIANA COMPLEJIDAD
FIG. 4.3	ESQUEMA TIPICO DE DESTILACION PRIMARIA
FIG. 4.4	ESQUEMA TIPICO DE DESTILACION A VACIO
FIG. 4.5	ESQUEMA TIPICO DE REFORMACION DE NAFTAS
FIG. 4.6	ESQUEMA TIPICO DE DESINTEGRACION CATALITICA
FIG. 4.7	ESQUEMA TIPICO DE HIDRODESULFURACION DE NAFTAS
FIG. 4.8	ESQUEMA TIPICO DE REDUCCION DE VISCOSIDAD
FIG. 4.9	DIAGRAMA DE FLUJO CASO No.1
FIG. 4.10	DIAGRAMA DE FLUJO CASO No.2
FIG. 4.11	ESQUEMA GENERAL DE LA REFINERIA Cd. MADERO

LISTA DE TABLAS

TAB. 1.1	COMPOSICION DEL PETROLEO
TAB. 3.1	PRECIO DEL CRUDO
TAB. 3.2	PRECIOS PROMEDIO DE EXPORTACION DEL PETROLEO CRUDO POR AREA DE DESTINO.
TAB. 3.3	PRECIO DEL CRUDO POR AREA DE DESTINO
TAB. 3.4	SECTOR ENERGETICO
TAB. 3.5	PRECIO INTERNACIONAL DEL CRUDO
TAB. 3.6	EXPORTACIONES POR TIPO DE CRUDO (MILLONES DE DOLARES)
TAB. 3.7	EXPORTACIONES POR TIPO DE CRUDO (MILES DE BARRILES)
TAB. 3.8	EXPORTACIONES DE CRUDO POR AREA DE DESTINO
TAB. 3.9	EXPORTACIONES POR TIPO DE CRUDO (MILES DE BARRILES)
TAB. 4.1	ESPECIFICACIONES DE LAS INSTALACIONES DE MEXICO, E.U. Y EUROPA.
TAB. 4.2	UNIDADES DE PROCESO RELEVANTES EN REFINERIAS
TAB. 4.3	PROYECTOS ESTRATEGICOS DE PEMEX REFINACION
TAB. 4.4	CAPACIDAD DE PROCESAMIENTO DE LA REFINERIA Cd. MADERO
TAB. 4.5	CONSTITUCION DE LOS CRUDOS DE LA ZONA DE MADERO
TAB. 4.6	CAPACIDAD DE LAS PLANTAS EXISTENTES EN LA REFINERIA MADERO.
TAB. 4.7	CAPACIDAD DE LAS PLANTAS NUEVAS PARA EL CASO SELECCIONADO.
TAB. 4.8	NIVEL DE PRODUCCION
TAB. 4.9	CALIDAD Y PRODUCCION DE LOS PRODUCTOS
TAB. 4.10	CONSUMO DE SERVICIOS AUXILIARES CASO No.1
TAB. 4.11	CONSUMO DE SERVICIOS AUXILIARES CASO No.2
TAB. 4.12	COSTO DE SERVICIOS AUXILIARES
TAB. 4.13	COSTO DE OPERACIÓN POR SERVICIOS AUXILIARES CASO 1
TAB. 4.14	COSTO DE OPERACIÓN POR SERVICIOS AUXILIARES CASO 2
TAB. 4.15	INVERSION POR PLANTAS NUEVAS Y MODERNIZACIONES PARA LOS CASOS 1 Y 2.
TAB. 5.1	CALIDAD DE COMBUSTIBLES