

24/13



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO**

**FACULTAD DE QUIMICA**

**"ESTUDIO ECONOMICO Y ANALISIS DE ALTERNATIVAS  
PARA EL PROCESAMIENTO DE CRUDOS PESADOS  
EN MEXICO"**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:**

**INGENIERO QUIMICO**

**P R E S E N T A:**

**ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ**

**México, D. F.**



**1986**

**EXAMENES PROFESIONALES  
FAC. DE QUIMICA**



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## I N T R O D U C C I O N

Desde la invención de la lámpara de petróleo por Amado Argand en 1784, físico, matemático y químico italiano, modificada posteriormente por el farmacéutico francés Antoine Lavoisier, nadie se imaginó jamás la trascendencia que tendría el uso del petróleo para el desarrollo y consolidación de la economía mundial, a tal punto de llegar a tener una gran dependencia de este recurso en nuestros días.

A partir de la crisis energética mundial de la década de los setentas, se ha puesto de manifiesto tal dependencia, así como la necesidad de revisar la contribución de las distintas fuentes energéticas en el sostenimiento y crecimiento de la economía de los diferentes países del mundo, con la finalidad de encontrar otras alternativas y el uso más racional de los recursos, teniendo en cuenta que los mayores contribuyentes, petróleo, gas y carbón, son recursos no renovables.

Aún más, a finales de la misma década de los setentas, se ha visto cambiar el panorama del suministro de petróleo en cuanto a calidad y cantidad, siendo cada vez menor la disponibilidad de crudos ligeros y mayor la de crudos pesados así como tasas decrecientes en cuanto a volumen debido al uso más eficiente de la energía y mejores tecnologías.

Los crudos pesados se diferencian de los ligeros por su menor gravedad API, mayor contenido de contaminantes tales como azufre, metales, nitrógeno y por una baja relación hidrógeno/carbono. La gravedad API es una escala creada en función de la densidad relativa y es una característica de su yacimiento de origen. Se considera a un crudo como pesado cuando su gravedad es menor de 20 °API y al mismo tiempo, los contaminantes presentes ocasionan problemas en la refinación del petróleo, siendo los principales: corrosión, envenenamiento de catalizadores y baja calidad de productos, en especial aquellos que se obtienen de las fracciones más pesadas.

De aquí que el procesamiento de crudos ligeros presenta múltiples ventajas con respecto al de los pesados y esto repercute en forma positiva en la economía del procesamiento. Consecuentemente, la demanda y precio de los crudos ligeros ha sido y sigue siendo mayor que la de los pesados.

Durante muchos años en los cuales las reservas de hidrocarburos en general fueron considerablemente grandes en relación a la demanda, prevaleció una situación global de precios bajos, aún para los crudos ligeros; debido a ésto, resultaba prácticamente injustificable la explotación de crudos pesados, pues los costos de la extracción imposibilitaban mantener el bajo precio del mercado.

Sin embargo, el incremento de la demanda de hidrocarburos en los últimos años, y la disminución de las reservas, principalmente de crudos ligeros, cambió la situación radicalmente, ya que resultaba factible una explotación económica de los pesados, a pesar de su precio relativamente menor en comparación al de los ligeros; esta nueva situación provocó un importante incremento en la explotación de estos crudos, y al mismo tiempo el surgimiento de un interés a nivel internacional en la búsqueda y desarrollo de tecnologías para el mejor aprovechamiento de los crudos pesados, ya que la mayoría de los centros de refinación mundiales no estaban diseñados para procesarlo.

En los últimos años México ha captado la atención internacional por su importancia como productor y exportador de petróleo y es reconocido como el cuarto país en el mundo con las mayores reservas probadas; esta situación ha hecho que el petróleo sea la fuente principal de divisas por concepto de exportaciones, que tiene el gobierno federal. Actualmente se cuenta con dos tipos de crudos bien diferenciados: por un lado se tiene un crudo ligero, denominado tipo Istmo con 33 ° API y por otro lado uno pesado, denominado tipo Maya con 22 °API, siendo el primero de alta demanda internacional y el que se vende preferentemente. El otro, - el tipo Maya, constituye el 60% de la composición de las reservas nacionales. — Además, en cuanto a procesamiento, las instalaciones disponibles son en su granmayoría para la refinación de crudos ligeros.

La situación actual, de bajos precios en el mercado internacional del petróleo, - hace que la explotación de crudo pesado sea poco atractiva; sin embargo, los pro

nósticos para la próxima década indican una recuperación sostenida de precios y la tendencia de consumo apunta a una participación mayoritaria de los pesados en el mercado del petróleo. Por lo tanto, en vista del panorama mundial, existen su ficientes motivos en México para la dedicación de esfuerzos hacia un mejor aprovechamiento del crudo pesado nacional.

Por lo anterior, el presente trabajo tiene como objetivos principales, los siguientes:

- 1.- REVISION DE LA SITUACION ENERGETICA MUNDIAL Y DE LA CONTRIBUCION DEL PETROLEO EN LA ECONOMIA MEXICANA.
- 2.- PRESENTACION DE LA TECNOLOGIA DISPONIBLE PARA EL PROCESAMIENTO DE CRUDOS PESADOS Y LAS CONSIDERACIONES ASOCIADAS, TANTO ECONOMICAS COMO DE PROCESO, QUE SE PUEDEN UTILIZAR INTEGRADOS EN UNA REFINERIA CONVENCIONAL PARA SATISFACER LA CRECIENTE DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES.
- 3.- PROPOSICION DE UNA TECNOLOGIA QUE AL INTEGRARSE A LOS ESQUEMAS DE REFINACION EXISTENTES EN MEXICO, APROVECHE AL MAXIMO EL CRUDO MAYA.

---

CAPITULO I

C A R A C T E R I Z A C I O N D E C R U D O S

## I.1.- Composición y tipos de petróleo crudo.

Crudo es la mezcla natural formada principalmente por distintos hidrocarburos y en menor proporción compuestos que contienen en sus moléculas elementos como azufre, nitrógeno, oxígeno, vanadio, níquel, fierro y cobre entre otros. De acuerdo con la naturaleza química del aceite crudo, este se puede clasificar por medio de la densidad relativa y del factor de caracterización Kuop, además se puede predecir cualitativamente la calidad del producto y el efecto de los contaminantes de un aceite crudo en su procesamiento, mediante la clasificación del aceite crudo según sus propiedades (tabla I.1).

Generalmente se denomina crudo pesado aquel que su densidad relativa es alta y consecuentemente, en su composición la proporción de hidrocarburos de bajo punto de ebullición es menor que en los llamados crudos ligeros, sin embargo, al definir así un crudo pesado no se está tomando en consideración la naturaleza química de sus compuestos y por consiguiente no se precisa su calidad aún cuando en su análisis se incluyen los datos que normalmente determinan la calidad de un crudo.

Para una misma densidad relativa, o sea un mismo API, puede haber mucha diferencia en la calidad de un crudo, dado que los rendimientos pueden ser muy diferentes ó que la presencia de algunos tipos de productos encarezcan substancialmente su proceso y en ocasiones obstaculicen parcial o totalmente el procesamiento normal, esto se observa para los crudos nacionales tipo Maya (pesado) y tipo Ictmo (ligero), así como para el crudo Arabe ligero y el Bachaquero venezolano. (tabla I.2).

Para poder interpretar las diferencias entre los crudos, estos se clasifican en términos generales en : Parafínicos, Nafténicos y Aromáticos.

### Crudos Parafínicos:

Se caracterizan por su gran estabilidad, tienen la fórmula general tipo  $C_nH_{2n+2}$ , la nomenclatura de sus miembros responde a las terminaciones ano, que comprenden desde el metano hasta las parafinas pesadas, incluyendo diferentes isómeros. Es importante notar que las olefinas y otros hidrocarburos no saturados casi no existen en el petróleo crudo, aunque se producen en cantidades muy apreciables en las

operaciones subsecuentes del refinado. Los miembros inferiores se han identificado en la mayoría de los petróleos crudos. Proporcionan aceites lubricantes excelentes, aunque cerosos y gasolina de destilación directa con bajo número de octano.

#### Crudos Nafténicos:

Los crudos nafténicos están formados por hidrocarburos saturados de fórmula general  $C_nH_{2n}$ . Su denominación es la misma de los parafínicos, precedida del prefijo ciclo. Están formados por anillos cerrados de grupos metilos y pueden tener algunas cadenas laterales de radicales parafínicos, mientras que las olefinas — son compuestos de cadena abierta en los que un doble enlace une dos átomos de carbono.

Los crudos nafténicos no contienen parafina, pero contienen asfaltos; las fracciones lubricantes suelen ser de mala calidad, a menos que reciban un tratamiento intenso, y la gasolina de destilación directa tiene un número de octano relativamente elevado.

#### Crudos Aromáticos:

Son de fórmula tipo  $C_nH_{2n-6}$ , frecuentemente llamada serie de benceno y es químicamente activa. Estos hidrocarburos son particularmente susceptibles a la oxidación con formaciones de ácidos orgánicos. De todas las fracciones de punto de ebullición bajo de diversos tipos de petróleo, se han separado: benceno, tolueno, etilbenceno, todos los xilenos isoméricos. Los hidrocarburos aromáticos reaccionan fácilmente con el ácido sulfúrico y son sumamente valiosos por su cualidades antidetonantes que los diferencia de los naftenos y de los parafínicos.

### 1.2.- Pruebas de caracterización.

En la refinación del petróleo es vital conocer la base o naturaleza del crudo de que se dispone, a fin de establecer el esquema de procesamiento adecuado que permita obtener la mayor cantidad de destilados comerciales, disminuyendo al máximo los costos de operación de la refinería.



ACEITE CRUDO PROPIEDADES	SUPER LIGERO	LIGERO	MEDIO	PESADO	EXTRA PESADO
Densidad Relativa a 60/60 °F	0.699-0.747	0.768-0.837	0.837-0.930	0.930-1.00	> 1.000
Gravedad API	70-57	52-37	37-20	20-10	< 10
Viscosidad a 100°F, Cts	< 1	1-2	2-100	≥ 100	
Asfaltenos % peso	< 0.1	0.1-1	1-8	≥ 8	
Carbon Conradson, % peso	< 0.1	0.1-3	3-13	≥ 13	
Metales Ni + V, ppm	-	< 10	10-90	≥ 300	
Azufre % peso	< 0.1	0.1-1.5	1.5-4.0	≥ 4.0	
Nitrógeno, ppm	< 150	150-2250	2250-6000	≥ 8000	
Presión de vapor Reid, lb/pulg. <sup>2</sup>	-	> 8	4.8	< 4	
Acido Sulfhídrico, ppm	5	< 5	< 5	< 5	
Recuperado hasta 350°C, % vol.	100-95	95-70	70-55	≤ 25	

PROPIEDADES DE ACEITES CRUDOS

TABLA I.1

Ref.: Boletín Informativo IMP, No. 58 Jul-Ago. 1985.

	CRUDOS PESADOS		CRUDOS LIGEROS	
	MAYA	BACHAQUERO	ISTMO	ARARE LIGERO
Gravedad API	22.4	16.8	31.3	34.5
Azufre % peso	3.2	2.4	1.5	1.7
Nitrógeno % peso	0.28-0.36	0.3	0.2	0.09
Viscosidad cS a 50°C	42.0	150.0	4.8	4.0
S% peso Naftas C5/375°F	0.20	0.06	0.047	0.03
S% peso GOL 375/530°F	1.12	0.56	0.30	0.2
S% peso (XP 530/650°F	2.08	1.27	1.0	0.8
S% peso VGO 650/1050°F	8.0	2.4	2.0	2.3
S% peso Res. Atm. 650°F +	4.2	3.0	2.4	2.7
S% peso Res. Vac. 1050°F+	5.2	3.7	3.3	3.2
Vanadio ppm 1050°F+	709	888	140	66
Asfaltenos % peso	12.8	8.0	2.5	2.8
Asfaltenos en Res. Atm.	19.9	10.9	4.5	5.2
Asfaltenos en Res. Vac.	35	22	11.4	12.7
C Conradson en Res. Atm. % peso	18.4	13.8	9.2	6.7
C Conradson en Res. Vac. % peso	32.0	17.0	16.5	14.5
Viscosidad cS a 210°F				
Res. Atm.	490	240	22.7	16
Res. Vac.	1,110,000	215,000	296	600

CARACTERISTICAS DISTINTAS ENTRE CRUDOS PESADOS Y CRUDOS LIGEROS

TABLA T.2

Ref.: Boletín Informativo IMP, No. 58, Jul-Ago. 1985.

Es preferible disponer de la mayor información posible sobre las características del crudo a procesar, esto se puede hacer utilizando equipos de laboratorio ó — plantas piloto para estos fines. Existen numerosos ensayos practicados al petró— leo y a sus destilados, a continuación se mencionan las pruebas más utilizadas pa— ra la caracterización de estos:

Para crudos y fracciones de petróleo se evalúan una serie de propiedades especia— les, las más generales son:

Gravedad API  
Densidad relativa 60/60 °F  
Azufre total % peso

En forma particular, existen otras propiedades que se acostumbra obtener para — fracciones ligeras, medianas y pesadas así como para crudos. Se listan las más — usuales, utilizadas para identificar estos tipos de compuestos:

Fracciones ligeras (gasolina, kerosina, turbosina)

Presión de vapor Reid  
Temperatura de escurrimiento  
Número de octano  
Color Saybolt  
Prueba Doctor  
Análisis PONA  
Punto de anilina  
Destilación Engler, Hempel o ASTM-D-1160  
Temperatura de inflamación  
Índice de diesel  
Número de cetano  
Temperatura de congelación  
Punto de humo  
Acidez o Número de neutralización

Fracciones medianas (diesel y gasolina)

Carbón Ramsbottom  
Viscosidad  
Temperatura de escurrimiento  
Punto de anilina  
Destilación TBP o ASTM-D-1160  
Temperatura de inflamación  
Índice de diesel  
Número de cetano  
Acidez o Número de neutralización

Fraciones pesadas (cargas a desintegración catalítica y residuos)

Carbón Ramsbottom  
Viscosidad  
Temperatura de escurrimiento  
Contenido de insolubles en n-pentano  
Contenido de insolubles en n-heptano  
Color Saybolt  
Temperatura de anilina  
Destilación ASTM-D-1160 o TBP  
Temperatura de inflamación  
Temperatura de fusión  
Punto de penetración  
Acidez o número de neutralización

Crudo

Presión de vapor Reid  
Factor de caracterización  
Contenido de NaCl  
Carbón Ramsbottom  
Viscosidad  
Temperatura de escurrimiento  
Contenido de insolubles en n-pentano

Contenido de insolubles en n-heptano  
Contenido en agua  
Contenido de  $H_2S$   
Destilación Hempel  
Contenido de metales

Una breve descripción de las pruebas anteriores se incluye en el Anexo A.

Los métodos analíticos anteriores fueron adoptados por la A.S.T.M. (American Society for Testing Materials) y por U.O.P. (Universal Oil Products) debido a que son: rápidamente ejecutados, fácilmente repetidos e interpretados; esta interpretación tiene como finalidad, comprobar la operación de las unidades de proceso y asegurar que la calidad de los productos terminados correspondan a las normas de venta en el mercado. Hay que mencionar que éstos ensayos no son científicamente exactos, de aquí que los procedimientos para realizarlos son cuidadosamente especificados y deben ser estrictamente cumplidos si se desea que los resultados sean confiables.

### I.3.- Características de crudos nacionales.

A continuación se presentan los resultados obtenidos para los crudos tipo Istmo (ligero) y tipo Maya (pesado) y sus fracciones obtenidas por destilación fraccionada: nafta, turbosina, kerosina, diesel, residuo atmosférico, gasóleo de vacío y residuo de vacío.

La tabla I .2 incluye las propiedades generales de los crudos.

La tabla I .4 muestra el rendimiento y localización de las fracciones consideradas.

En las gráficas I .1, I .2 y I .3 se ilustran las curvas de destilación ASTM y TBP, la gravedad API y el azufre total respectivamente, todas en función del rendimiento sobre el crudo.

P R U E B A S	ISTMO	MAYA
1.- DENSIDAD RELATIVA 20/4°C	0.857	0.912
2.- GRAVEDAD A P. I.	33.0	22.1
3.- VISCOSIDAD SAYBOLT UNIVERSAL, SEG.		
15.6°C (60°F)	60	1288
21.1°C (70°F)	53	896
25.0°C (77°F)	50	709
4.- TEMPERATURA DE ESCURRIMIENTO °C	-27	-30
5.- PRESION DE VAPOR REID, LBS/PULG. <sup>2</sup>	3.5	5.1
6.- FACTOR DE CARACTERIZACION	11.9	11.7
7.- CONTENIDO DE NaCl, LB/1000 b.	4.0	3.0
8.- AZUFRE TOTAL, % PESO	1.5	2.8
9.- PARAFINA TOTAL, % PESO	13.1	4.4
10.- CARBON RAMSBOTTOM, % PESO	3.2	10.3
11.- AGUA Y SEDIMENTO, % VOL.	0.2	0.2
12.- AGUA POR DESTILACION % VOL.	HUELLAS	HUELLAS
13.- ACIDEZ, Me KOH/g.	0.13	0.2
14.- CENIZAS, % PESO	0.006	0.11
15.- CONTENIDO DE H <sub>2</sub> S. PPM	96	288
16.- INSOLUBLES, % PESO EN nC <sub>10</sub>	2.5	17.1
nC <sub>7</sub>	0.7	10.9
17.- ACEITE, % PESO	73.1	63.3
18.- RESINAS, % PESO	5.4	7.4
19.- PODER CALORIFICO, CAL./GR.		
NETO	10,264	10,071
BRUTO	10,862	10,657
20.- CONTENIDO DE METALES, PPM.		
FIERRO	1.6	4.4
COBRE	0.1	0.3
NIQUEL	3.0	52.9
VANADIO	19.6	286
21.- NITROGENO TOTAL PPM	2227	3778
22.- DESTILACION HEMPEL, °C		
TIE	32	34
5 %	78	88
10 %	108	128
20 %	156	200
30 %	205	281
40 %	252	317
50 %	302	335
60 %	340	
70 %	353	
TFE	355	335
RECUPERADO, % VOL.	71.6	50.0

## CARACTERISTICAS DE CRUDOS MEXICANOS

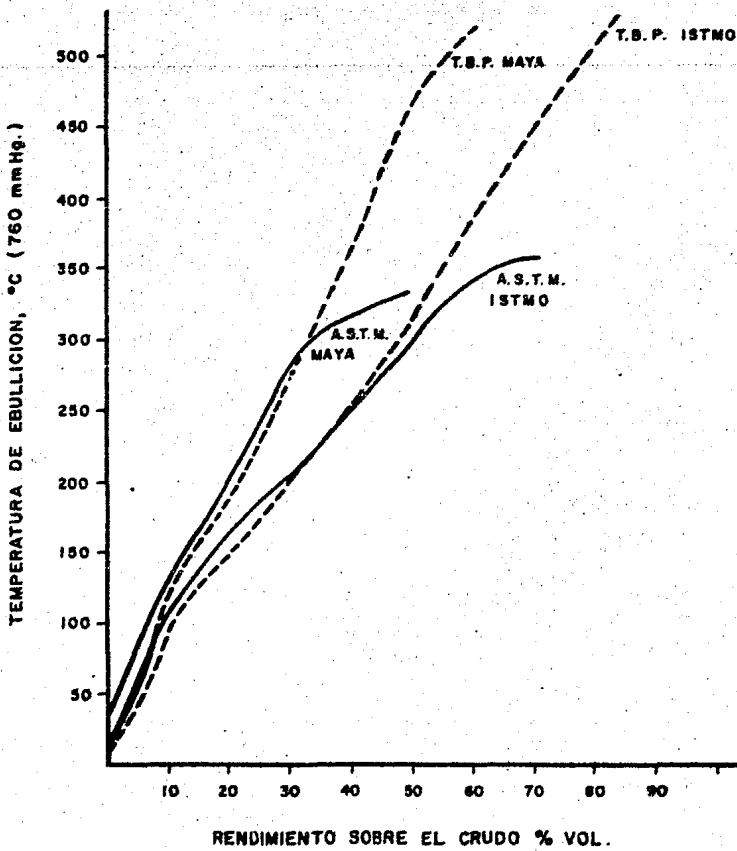
FRACCION \ CRUDO	ISTMO		MAYA	
	RENDIMIENTO % VOL.	LOCALIZACION % VOL.	RENDIMIENTO % VOL.	LOCALIZACION % VOL.
GAS HASTA $nC_4$	1.0	0.0 - 1.0	0.5	0.0 - 0.5
NAFTA CON 210°C DE TPE	31.0	1.0 - 32.0	22.0	0.5 - 22.5
TURBOSINA DE 160 - 210°C	10.0	22.0 - 32.0	6.3	16.2 - 22.5
KEROSINA DE 165 - 295°C	20.9	26.6 - 47.5	12.8	19.8 - 32.3
DIESEL DE 280 - 350°C	10.5	45.0 - 55.5	7.3	30.7 - 38.0
RESIDUO ATMOSFERICO DE 350°C	44.5	55.5 - 100.0	62.0	38.0 - 100.0
GASOLEO DE VACIO DE 350 - 535°C	28.5	55.5 - 84.0	14.4	38.0 - 52.4
RESIDUO DE VACIO DE 535°C	16.0	84.0 - 100.0	47.6	52.4 - 100.0

### RENDIMIENTO Y LOCALIZACION DE FRACCIONES

TABLA I-4

# DESTILACION DEL CRUDO ISTMO Y MAYA

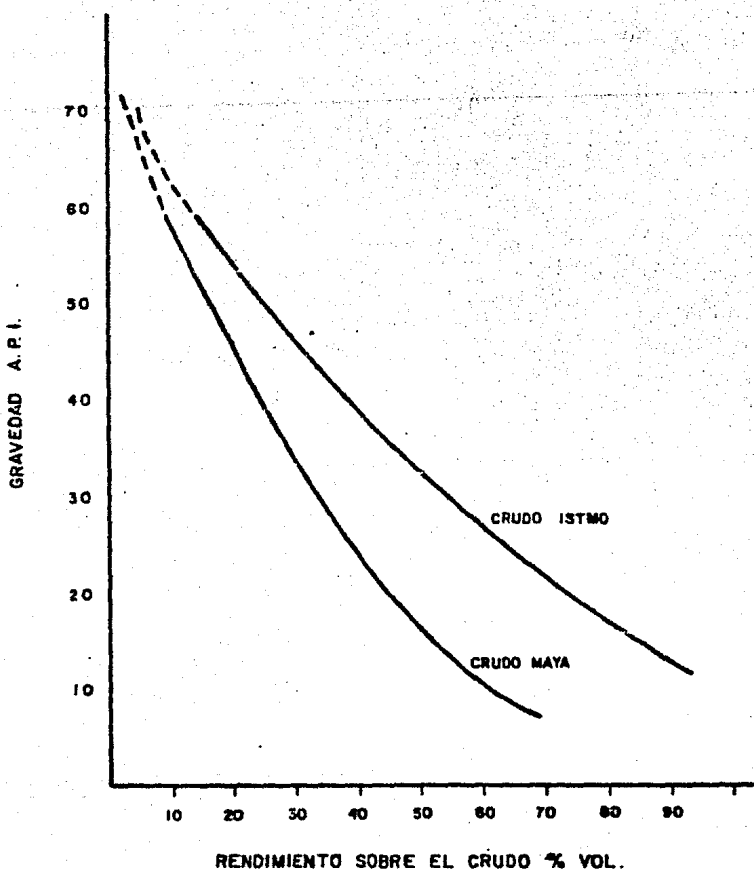
GRAFICA I.1





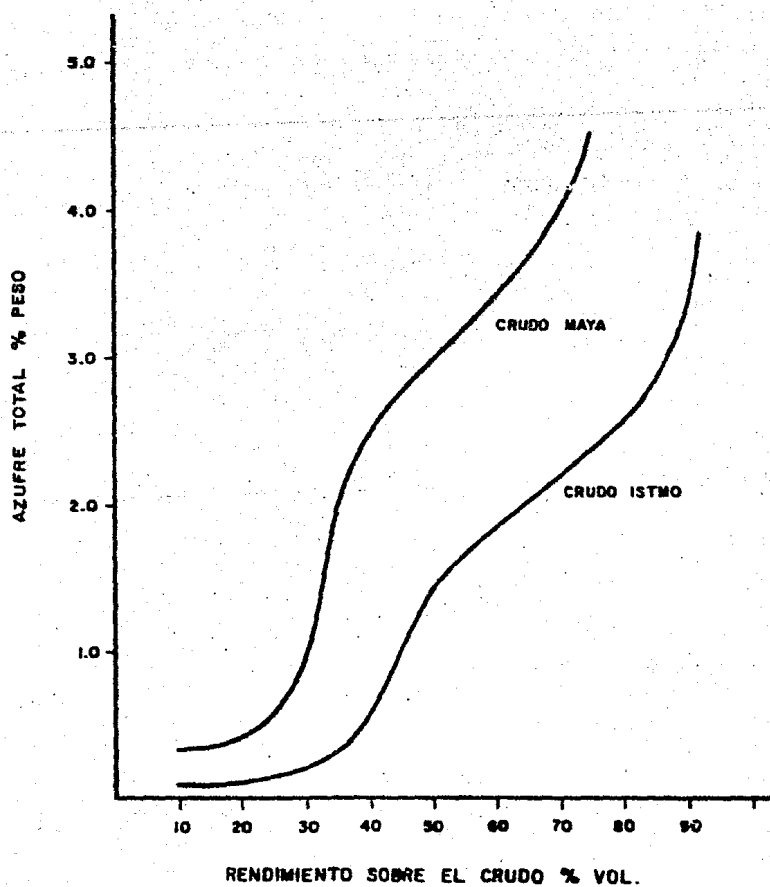
# GRAVEDAD A.P.I. vs DESTILADO DEL CRUDO ISTMO Y MAYA

GRAFICA I. 2



# AZUFRE vs DESTILADO DEL CRUDO ISTMO Y MAYA

GRAFICA 1.3



#### I.4.- Interpretación de resultados.

Los aceites crudos tipo Istmo y Maya presentan gravedad específica de 33.0 °API y 22.1 °API (tabla I.3) respectivamente, siendo por tanto más ligero el primero. - Son de carácter intermedio entre parafínicos y nafténicos como lo indica su factor de caracterización de 11.9 y 11.7 respectivamente. Para el crudo Istmo su contenido de azufre total es de 1.5% peso y 22.6 ppm. de metales (níquel + vanadio). El Maya contiene altos valores de azufre total de 2.8% peso y 339 ppm. de metales.

Como se observa el crudo tipo Istmo es de mejor calidad respecto a sus propiedades obtenidas que el crudo tipo Maya y del cual se obtendrá mayor rendimiento de gasolinas, produciendo un incremento en su valor de venta.

En la gráfica I.1 se muestran los resultados de la tabla I.3 obtenidos en la destilación ASTM y TBP. La curva TBP muestra los intervalos de ebullición de las distintas fracciones obtenidas con sus respectivos rendimientos. Para el crudo Istmo la recuperación de destilados en la curva ASTM es buena con un 71% volumen y aceptable en 50% volumen para el crudo Maya.

De la destilación ASTM y TBP se interpretan los diferentes rangos de destilados obtenidos:

Gasolina.- Fracción con temperatura final de ebullición de 210 °C. Para el crudo Istmo presenta un contenido de azufre total de 0.03% peso con aceptable número de octano de 52 aproximadamente. El crudo Maya presenta alto contenido de azufre total de 0.18% peso, con número de octano de 39.2. Estas gasolinas por su alto contenido de carbonos parafínicos son utilizadas como carga a las plantas de reforma catalítica, con previa eliminación de azufre, para la obtención de gasolina reformada con número de octano de 97 aproximadamente.

Turbosina.- Fracción con intervalo de ebullición de 160 a 210 °C. Para los crudos Istmo y Maya presentan buena temperatura de congelación (menor a -60 °C), alto contenido de azufre total de 0.1% y 0.2% respectivamente; este puede ser eliminado por un tratamiento de endulzamiento.

Kerosina.- Tiene un intervalo de ebullición de 185 a 295 °C. Presentan para los -

crudos Istmo y Maya alto contenido de azufre total de 0.5% y 0.7% peso respectivamente, con bajo contenido de azufre mercaptánico de 25 y 23 ppm. e índice de humo de 18.7 y 21.3 mm.

Diesel.- Destilado con intervalo de ebullición de 280 a 350 °C para los crudos — Istmo y Maya tienen alto contenido de azufre total de 1.5% y 2.1% peso, buen índice de cetano de 50.6 y 50.9, valor medio de carbón Ramsbottom de 0.3% y 0.6% peso y buena temperatura de congelación de -12 °C respectivamente.

Residuo atmosférico.- Tiene temperatura de ebullición de 350 °C. El crudo Istmo — presenta alto contenido de azufre total de 2.6% peso, bajo contenido de metales — de 50.5 ppm. (níquel + vanadio) y baja viscosidad a 50 °C de 85 SSF. Para el crudo Maya tiene alto contenido de azufre total de 3.9% peso y metales con 535 ppm., alta viscosidad a 50 °C de 11500 SSF. Sin embargo estos valores no son limitantes para el proceso subsecuente de destilación al vacío.

Gasóleo de vacío.- Fracción comprendida entre el diesel y el asfalto No.6 con intervalo de ebullición de 350 a 535 °C. Para los crudos Istmo y Maya presentan un valor medio de carbón Ramsbottom de 0.4% y 0.5% peso, alto en azufre total de 2.0- y 2.8 % peso, bajo contenido de metales de 0.6 ppm. respectivamente. Esta fracción puede considerarse como carga a la planta de desintegración catalítica (FCC) con lo cual se obtiene el 51% volúmen de gasolina con respecto a la carga del crudo — Istmo y 47% volúmen para el crudo Maya.

Residuo de vacío.- En el residuo que se obtiene del crudo Istmo tiene alto contenido de azufre total de 3.8% peso, bajo contenido de metales de 96.5 ppm. Para el crudo Maya presenta alto contenido de azufre total de 4.4% peso y metales con — 710 ppm. Estos residuos pueden utilizarse para la preparación de combustóleos con una viscosidad de 300 y 500 SSF, utilizando kerosina o aceite cíclico ligero como diluentes. Pueden ser tratados para eliminar el azufre y metales y ser procesados posteriormente en la planta de desintegración catalítica o reductora de viscosidad. Es propósito de esta tesis el mencionar estos procesos.

De acuerdo al análisis anterior de los productos de destilación primaria del crudo Maya, se observa que las fracciones obtenidas de esta operación no presentan — diferencias significativas en su composición química con los productos obtenidos—

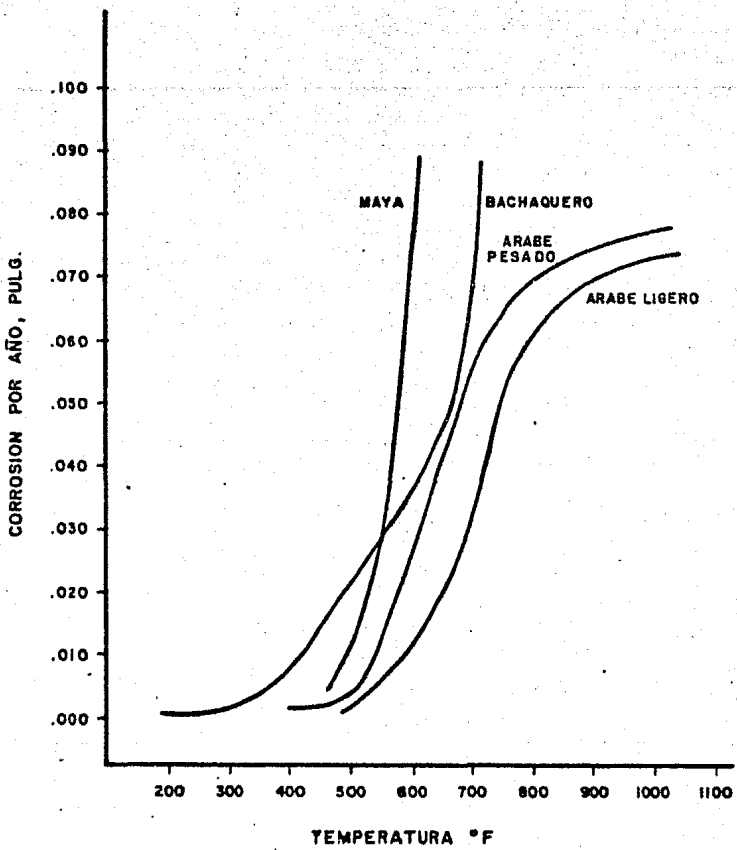
del crudo Istmo, esto significa que la relación carbón-hidrógeno de los cortes — obtenidos hasta este rango de destilación es muy similar y que las diferencias — se empiezan a hacer patentes a partir de los gasóleos de vacío; los gasóleos pesados del crudo Maya por su alta relación carbón-hidrógeno son productos potenciales para la formación de carbón, presentando además alta viscosidad porque en su composición química existen muchos compuestos poli-aromáticos, .

En base a lo anterior, se concluye que el crudo Maya por sus características — químicas presenta tendencia a formar carbón en las operaciones industriales de refinación y por su alto contenido de metales producirá gasóleos de vacío con concentraciones altas de los mismos, provocando un envenenamiento en el catalizador de las plantas catalíticas y consecuentemente afectando su buena operación. Además, los niveles de azufre que contiene afectarán a los procesos de refinación, ya que al llevarse a cabo a altas temperaturas, los equipos involucrados estarán sometidos a un ataque corrosivo muy drástico (Gráficas I.4, I.5 y I.6); esto — obligará a utilizar materiales más resistentes a los empleados en una refinación — convencional, y por lo tanto aumenta su costo significativamente. El valor de las determinaciones de insolubles en pentano y heptano son medidas del contenido de — asfaltenos que son compuestos de muy alto peso molecular constituidos por carbón, hidrógeno, nitrógeno, oxígeno y metales; la susceptibilidad a la descomposición — térmica está relacionada en forma inversa con el contenido de asfaltenos.

Por consiguiente, para poder obtener mayores rendimientos del crudo Maya, se debe someter a un proceso(s) para eliminar productos con valores altos de carbón, los asfaltenos, metales y azufre que dificultan su refinación si se hace utilizando — los equipos y condiciones de operación de una refinación diseñada para procesar — crudos del tipo ligero.

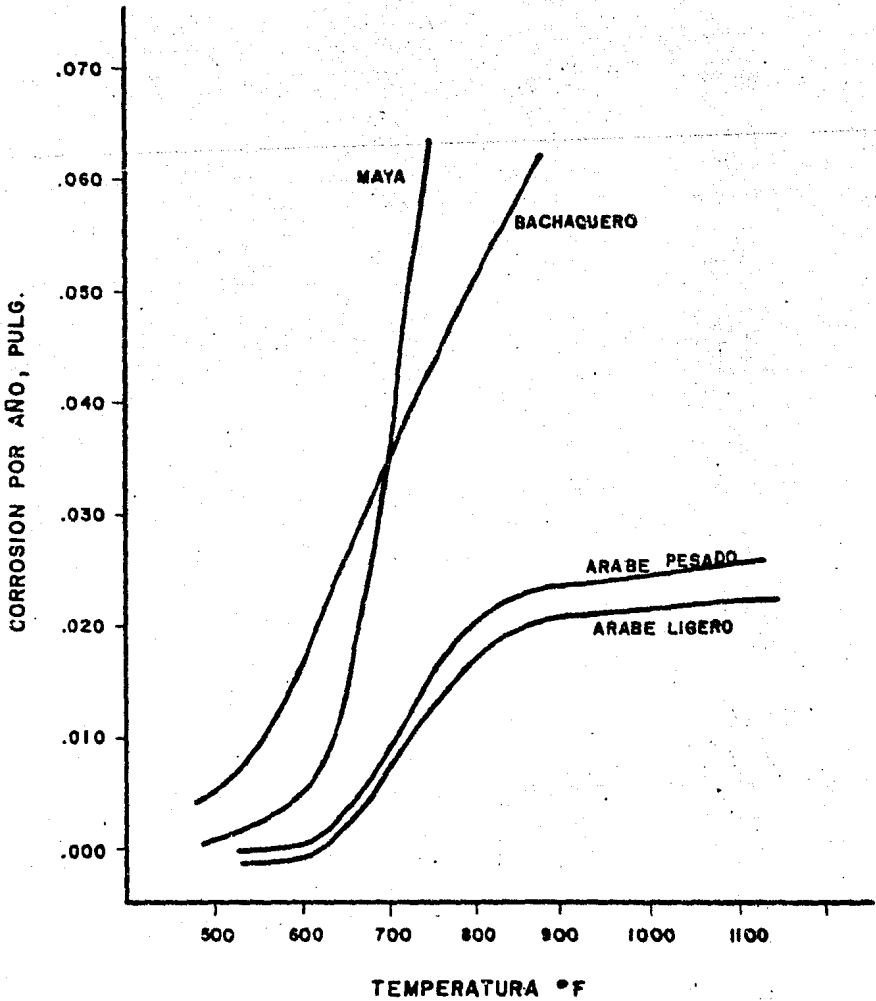
# CORROSIVIDAD DE CRUDOS PARA ACERO AL CARBON

GRAFICA I. 4



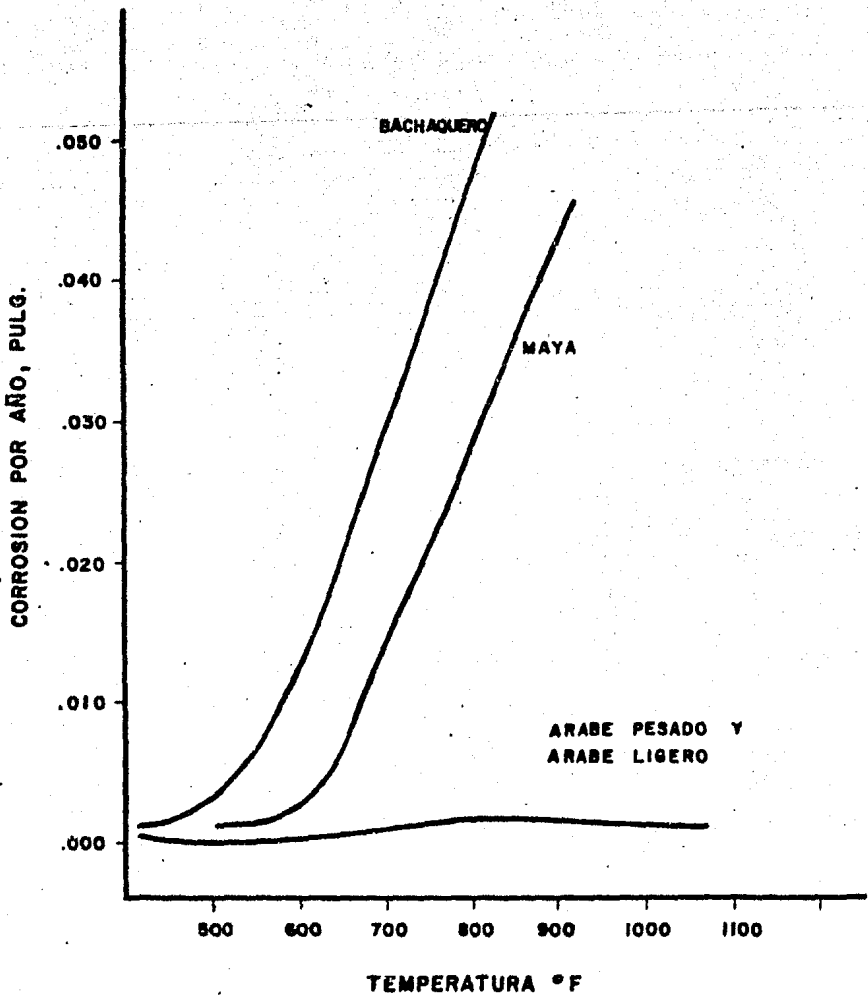
# CORROSIVIDAD DE CRUDOS PARA ACERO 5% Cr.

GRAFICA 1.5



# CORROSIVIDAD DE CRUDOS PARA ACERO 12% Cr.

## GRAFICA 1.6





CAPITULO II

SITUACION ENERGETICA MUNDIAL

## II.1.- Fuentes de energía mundial. Lugar que ocupa el petróleo.

Las fuentes primarias de energía son parte de los recursos naturales y por tanto siempre han existido. Su desarrollo se inicia desde el momento en que el hombre — fué capaz de dominar el fuego y su explotación y diversificación a partir del establecimiento de las actividades industriales.

Los energéticos primarios que más se utilizan a nivel mundial actualmente de acuerdo a su orden de importancia son: hidrocarburos, carbón mineral, hidroelectricidad, energía nuclear y geotermia. También se aprovecha la energía eólica y solar pero en menor grado.

En cuanto al aprovechamiento, la proporción en que se explotan estas fuentes de energía varía para cada país, debido principalmente a que los energéticos no se encuentran uniformemente distribuidos en el planeta. Lo mismo ocurre con el consumo, ya que este último se concentra en los países de alto índice de desarrollo. Esta circunstancia ha traído como consecuencia, no solo que los principales energéticos primarios hayan adquirido un alto valor estratégico, sino también, que se hayan destinado grandes inversiones en el estudio de nuevas tecnologías para — aumentar al máximo el rendimiento de estos recursos.

A raíz de la crisis petrolera internacional de 1973-1974, un número importante de países industrializados comenzó a instrumentar una serie de medidas de política — tendientes a modificar la estructura de sus esquemas de abasto y uso de energéticos. Entre estas medidas los programas de ahorro y uso eficiente de los energéticos recibieron una atención especial, tanto por el potencial mismo a desarrollar — como por la posibilidad de obtener resultados tangibles a corto plazo.

En la tabla II.1 se presenta el pronóstico de demanda de energía primaria hasta — el año 2000, el cual considera las medidas de ahorro y conservación de la energía implementados a partir de 1977.

Con la finalidad de dar una idea de las políticas energéticas establecidas por — los países industrializados en su esfuerzo por ahorrar y utilizar su energía en — forma óptima, se ilustra en la figura II.1 la demanda de energía en los Estados — Unidos.

FUENTES DE ENERGETICOS	Tasas de Crecimiento Anual							
	1963	1973	1983	1990**	2000**	1963-1973	1973-1983	1990-2000
Petróleo	1,320	2,798	2,794	3,188	3,500	7.8	-	1.0
Carbón	1,446	1,668	2,097	2,295	3,018	1.4	2.3	2.8
Gas Natural	555	1,066	1,329	1,622	2,000	6.7	2.2	2.1
Energía Nuclear	3	49	236	441	727	32.2	17.0	5.1
Hidroelectricidad***	210	332	469	1,141	1,792	4.7	3.5	4.6
T O T A L :	3,534	5,913	6,925	8,687	11,037	5.3	1.6	2.4

\* Incluidos los países socialistas

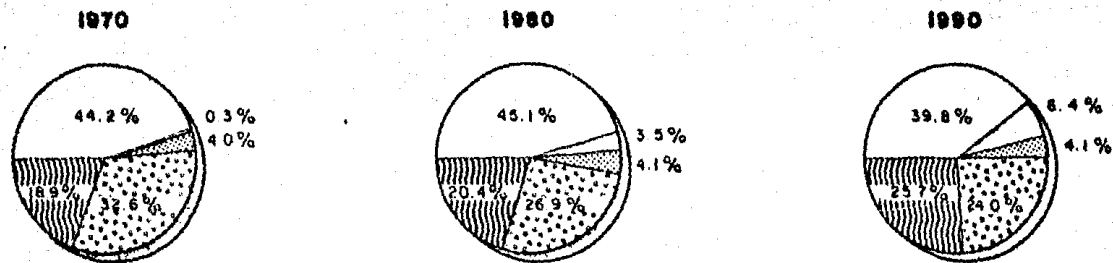
\*\* Proyecciones






\*\*\* Incluye otras fuentes de energéticos renovables y no renovables

COMPOSICION DEL CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA PRIMARIA POR TIPOS  
DE ENERGETICOS EN SUS RUBROS PRINCIPALES 1963-2000\*

(Cifras en millones de toneladas de petróleo crudo equivalente)

TABLA II.1



FUENTE	1970 %	1980 %	1990 %
 PETROLEO	44.2	45.1	39.8
 CARBON	18.9	20.4	25.7
 GAS NATURAL	32.6	26.9	24.0
 HIDRO	4.0	4.1	4.1
 NUCLEAR	0.3	3.5	6.4

### DEMANDA DE ENERGIA EN LOS ESTADOS UNIDOS

FIGURA II.1

## II.2.- Estudio de mercado del petróleo.

Considerando todas las variables que puedan afectar al mercado petrolero mundial en la actualidad, es pertinente señalar que el estudio de mercado que se presenta en este trabajo tiene las limitaciones impuestas por la dificultad del acceso a información confidencial de diversa naturaleza. Por lo tanto se presenta la información de la oferta en el mercado petrolero, la demanda y los precios, en base a los datos disponibles de las diversas fuentes de consulta abierta como son: libros, revistas, publicaciones, periódicos, etc.

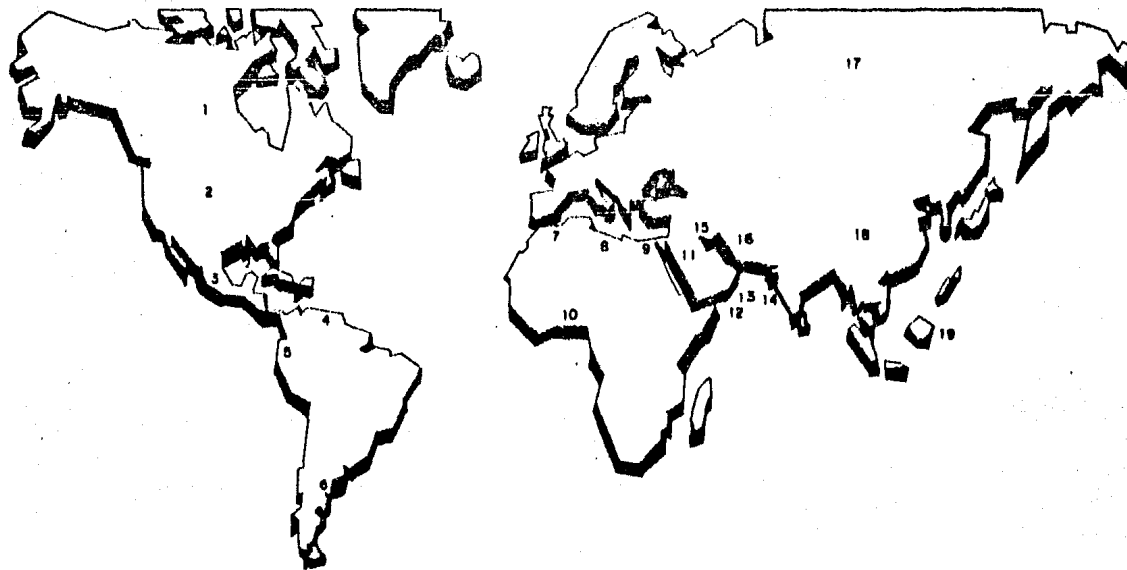
### II.2.1.- Oferta petrolera mundial.

A nivel mundial existen un gran número de países productores de petróleo según se muestra en la figura II.2, en donde se indica la producción mundial de petróleo crudo durante 1984. El Oriente Medio, América Latina y el norte de Africa son las principales regiones productoras y exportadoras de petróleo comercializando alrededor del 70% del petróleo crudo mundial desde la década pasada. Gran parte de los países dentro de estas regiones son miembros de la Organización de Países-Exportadores de Petróleo (OPEP). La OPEP es uno de los más grandes contribuyentes de la oferta y sus países miembros controlan aproximadamente tres cuartas partes de las reservas petroleras -448 mil de 596 mil millones de barriles de todo el mundo-. Algunos de ellos, especialmente los del oriente medio, poseen importantes perspectivas favorables de nuevos hallazgos.

En este sentido, es fácil apreciar la influencia de la organización en las cotizaciones y en volúmenes de extracción de petróleo en el mundo; sin embargo, los hechos más recientes en el mercado petrolero mundial, muestran que la habilidad de la OPEP para controlar o estabilizar el mercado del petróleo no es del todo absoluta. Esto es así, a causa de varios factores: en primer término, porque la demanda del petróleo no ha aumentado desde el último incremento de precios de 1979-80. En segundo lugar, a causa de presiones en el mercado spot. En tercero, por la mayor competencia por parte de los exportadores no-OPEP. Finalmente, por las diferentes estrategias entre los países miembros para capturar una porción mayor del mercado petrolero.

**PRINCIPALES PAISES PRODUCTORES DE PETROLEO CRUDO (1984)**  
**(MILLONES DE BARRILES)**

FIGURA 11.2



1 CANADA	505	8 LIBIA	372	16 IRAK	326
2 ESTADOS UNIDOS	3 163	9 EGIPTO	251	18 IRAN	300
3 MEXICO	981	10 NIGERIA	433	17 URSS	4 499
4 VENEZUELA	653	11 ARABIA SAUDITA	1 773	18 R. POPULAR CHINA	769
5 ECUADOR	85	12 KATAR	1 08	19 INDONESIA	506
6 ARGENTINA	175	13 KUWAIT	324	RESTO DEL MUNDO	3 115
7 ARGELIA	200	14 ZONA NEUTRAL	1 43	TOTAL MUNDIAL	19 351

23

Los distintos intereses dentro de la OPEP pueden entenderse si se clasifica a la organización en dos grupos de acuerdo a sus recursos materiales, humanos y sus intereses económicos. La primera clasificación esta representada por los países de "alta absorción", caracterizados por poblaciones relativamente grandes, bajos niveles de recursos de hidrocarburos, planes de desarrollo económico ambiciosos, grandes requerimientos de ingresos, un interés por la maximización del ingreso petrolero a corto plazo y un alto nivel de endeudamiento externo. Ejemplos en esta categoría podrían ser: Nigeria, Indonesia, Argelia y Venezuela. Estos países pueden beneficiarse del uso del petróleo sólo cuando se dan aumentos en el precio, de ahí su interés por la obtención de una influencia máxima a corto plazo.

Por otro lado, existen los países de "baja absorción" como Arabia Saudita, los Emiratos Arabes Unidos, Kuwait y Qatar, los cuales cuentan con poblaciones pequeñas, poseen amplias reservas de petróleo, requieren con menos urgencia ingresos inmediatos, tienen interés en conservar el mercado del petróleo a largo plazo, de sean mantener en un horizonte mayor su influencia estratégica derivada del petróleo y atención creciente por preservar sus inversiones financieras en el exterior. Por lo anterior, se puede considerar a este grupo de países como los responsables de la baja de los precios del petróleo al mantener su producción más alta del nivel de equilibrio del mercado y como consecuencia se castigan los precios.

En la tabla II.2 se aprecia como la OPEP responde a estas diferencias entre sus miembros. La débil demanda de los últimos años ha causado diversos problemas a los países de alta absorción. En este grupo de países, las reducciones en su nivel de extracción y exportaciones de petróleo crudo producen efectos muy fuertes a sus economías en el corto plazo. Por su parte, los países de baja absorción amortiguan el efecto de las fluctuaciones en la demanda, con el propósito de mantener el nivel de los precios.

Dentro de los importantes productores no-OPEP se pueden señalar, en orden de importancia, la Unión Soviética, Estados Unidos, México, China, Reino Unido, Canadá y Noruega. Haciendo esta distinción entre OPEP y no-OPEP, es más fácil analizar las contribuciones en la oferta actual del mercado.

En la tabla II.3 se observa que el total de países no-OPEP incrementaron sus niveles de extracción de petróleo, y contrastando las tablas II.2 y II.3 se aprecia -

Países	1979	1980	1981	1982	1983	Crecimiento 79-82 (%)	Crecimiento 82-83 (%)
Arabia Saudita (1)	9.532	9.900	9.808	6.483	5.330	-12.0	-17.8
Kuwait (1)	2.500	1.664	1.130	0.824	0.715	-31.0	-13.2
Qatar (1)	0.508	0.471	0.415	0.332	0.310	-13.2	- 6.6
Emiratos(1)	1.881	1.702	1.502	1.249	1.130	-12.0	- 9.5
Resto de la OPEP (2)	16.557	13.140	9.743	10.124	10.790	-15.1	6.6
Total de la OPEP	30.928	26.877	22.598	19.012	18.275	-15.0	- 3.9

(1) PAISES DE BAJA ABSORCION

(2) PAISES DE ALTA ABSORCION

CIFRAS EN MMED

OPEP: CAMBIOS EN LA EXTRACCION DE PETROLEO CRUDO 1979-1983

TABLA II.2



Paises Seleccionados	1979	1980	1981	1982	1983	Crecimiento 79-82 (%)	Crecimiento 82-83 (%)
Estados Unidos	8.533	8.597	8.555	8.672	8.655	0.6	- 0.2
México	1.461	1.936	2.312	2.746	2.665*	23.0	- 2.9
Canadá	1.369	1.424	1.226	1.368	1.525	- 0.1	11.5
Reino Unido	1.527	1.577	1.800	2.100	2.360	11.2	12.3
Noruega	0.408	0.557	0.474	0.492	0.625	6.4	27.0
Unión Soviética	11.700	12.030	12.176	12.250	12.520	1.6	2.2
China	2.123	2.112	2.022	2.040	2.135	- 1.3	4.6
Otros	4.630	4.630	4.865	5.150	7.350	3.6	42.7
Total no-OPEP	31.751	32.863	33.430	34.818	38.120	3.1	9.5
Participación en el Total Mundial **	50.7 %	55.1 %	59.7 %	64.7 %	67.6 %	-	-

\* "Penex, Memoria de Labores 1983" Se tomaron en cifras de Penex para no desvirtuar la congruencia histórica,

la integración de los parciales no suma el total debido a este ajuste.

\*\* Incluidos países socialistas

#### CIFRAS EN MMBED

NO OPEP: CAMBIOS EN LA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO 1979-1983

TABLA II.3

que mientras los países de la OPEP mostraron una reducción del 3.9% en sus niveles de extracción para 1982-83, los países no-OPEP aumentaron tales niveles en un 9.5% para el mismo período. Este hecho muestra el desacuerdo en los niveles de producción OPEP y no-OPEP.

El alto nivel de extracción de petróleo no-OPEP se puede explicar, en parte, porque los aumentos de las cotizaciones en 1973-1974 y 1979-1980, deterioraron la balanza de pagos en los importadores netos de petróleo, principalmente en países en desarrollo, lo cual estimuló la exploración y extracción de petróleo.

### II.2.2.- Demanda petrolera mundial.

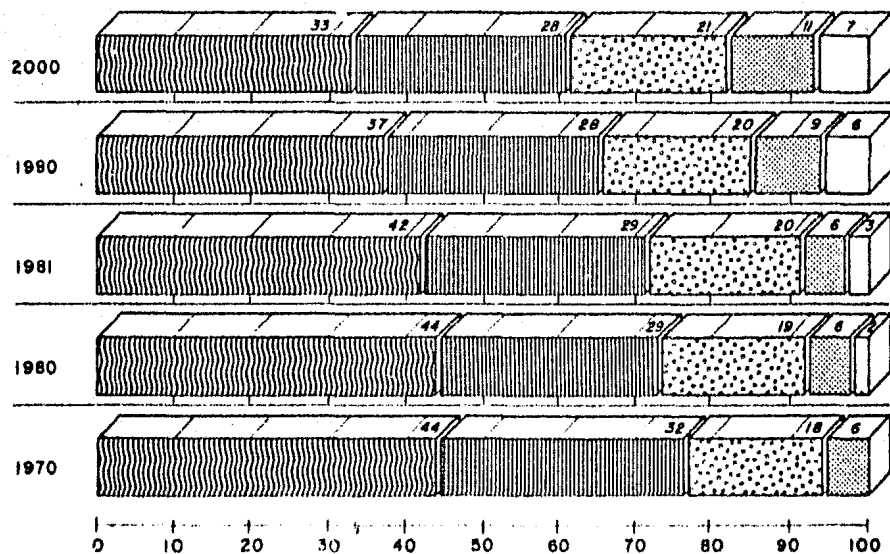
Al hacer la proyección del consumo de energía en el mundo, se consideran tanto los países que integran la Organización Económica de Cooperación y Desarrollo (OCDE) : Estados Unidos, Gran Bretaña, Alemania Occidental, Francia, Canadá, Japón e Italia, así como los países en desarrollo.

En general, la demanda de energía en el mundo ha venido en declive en la última década, como consecuencia de una política conservadora de los países industrializados, que se refleja principalmente en una reducción substancial de la demanda de energía debido a un incremento en la eficiencia en el uso de recursos energéticos. Como complemento al aumento de eficiencia, se han buscado además combustibles alternos de menor precio con el fin de abatir costos y depender menos de los hidrocarburos.

La participación del petróleo en el consumo total de energía se redujo de un 44% en 1970 a un 42% en 1981 (figura II.3). La demanda de las otras fuentes de energía también se mantuvo prácticamente constante a excepción de la energía nuclear que en 1981 representó un 6% del consumo de energía en los países industrializados y del gas natural que aumentó su participación a un 20% del total de la energía; este incremento fué particularmente en Europa Occidental. El carbón mineral presentó una ligera reducción en el mismo período...

# DEMANDA PETROLERA MUNDIAL, DISTRIBUCION PORCENTUAL

FIGURA II - 3



Los pronósticos para el aumento de la demanda de energía son como promedio anual del 2.4 entre 1990-2000 (figura II.4), pero existe una marcada diferencia entre el crecimiento de los países industrializados y los países en vías de desarrollo. En estos últimos se espera que la demanda de energía sea por lo menos del doble del pronóstico anterior. Es importante anotar que México en conjunto con Corea del Sur, India, Brasil y los países de la OPEP tiene una participación mayoritaria dentro del bloque de naciones en desarrollo que se consideran en esta estadística; por lo tanto se puede esperar un aumento potencial en los consumos de energéticos en estas naciones aunque en una proporción menor que en el pasado.

La demanda de petróleo disminuirá un 5% en los países industrializados entre 1980-1990 a excepción de Japón que tendrá un incremento. En los países en desarrollo la demanda de petróleo aumentará en un 23%.

En el futuro, se estima que el carbón será un factor importante en el balance energético de los países industriales, así como el gas natural y la energía nuclear. En Europa Occidental y en particular Francia, se dará mayor énfasis a ésta última.

En los países en desarrollo que no se encuentren en la OPEP como México, se disponen de reservas de gas natural y petróleo que pueden ser utilizadas en esta década; en estos países también se espera un incremento en el consumo de carbón.

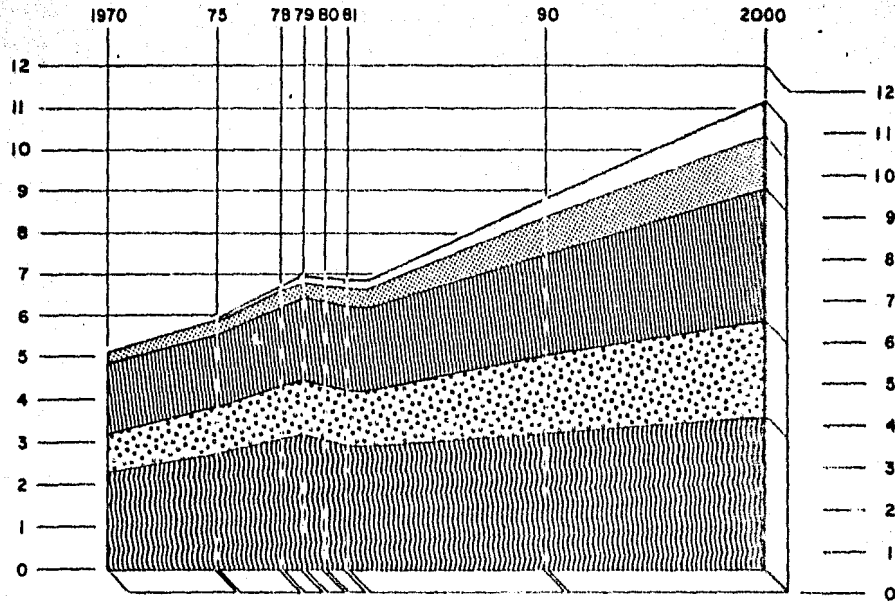
Como conclusión, se puede afirmar que mientras el petróleo pierde posición en el mercado internacional, seguirá sin embargo, siendo el energético de mayor uso durante el resto del siglo.

### II.2.3.- Comparación oferta-demanda.

En la presentación del balance entre oferta y demanda mundiales de petróleo crudo se han utilizado tres posibles escenarios para 1990 y el año 2000: alto (A), medio (M) y bajo (B), siendo la fuente de dichas proyecciones la información recopilada en la Universidad de Stanford por parte del Taller Internacional de Energéticos (TIE). De acuerdo con este ejercicio mecánico de balance petrolero mundial —

# DEMANDA PETROLERA MUNDIAL, VOLUMEN

(BILLONES DE TONS. PETROLEO EQUIVALENTE)



PETROLEO
  GAS
  CARBON
  HIDRO
  NUCLEAR

TOTAL MUNDIAL:	1970	1975	1978	1979	1980	1981	1990	2000
	5.17	5.96	6.70	6.94	6.89	6.85	8.75	11.05

FIGURA II-4

(tabla II.4) se tiene que para el horizonte de 1990, en el escenario alto y medio se logra un equilibrio razonable entre demanda y oferta mundiales de petróleo, y lo mismo sucede con el escenario alto para el año 2000. Sin embargo, en el escenario bajo para el año 1990 se aprecian algunos desbalances toda vez que la extracción de petróleo crudo por parte de la OPEP no alcanza a cubrir los requerimientos proyectados de petróleo para los trece países miembros de la Organización. La concentración de este tipo de desequilibrios en el mercado petrolero estaría apoyando la tesis de incremento de precios del petróleo en términos reales a partir de 1990.

Sin embargo, estas estimaciones deben de ser tomadas con cautela, ya que por ejemplo, con una utilización diferente de los juegos de supuestos dentro de los escenarios, los resultados podrían ser distintos. En todo caso, solamente en una de las posibilidades presentadas (escenario alto para el año 2000), la extracción esperada de petróleo crudo por parte de la OPEP -1728 millones de toneladas métricas ó 34.7 millones de barriles diarios de petróleo- se encontraría muy cerca de su máxima capacidad de extracción de alrededor de 35 millones de barriles diarios.

#### II.2.4.- Precios mundiales del petróleo.

Los precios internacionales del petróleo permanecieron prácticamente constantes - en términos nominales por cerca de dos décadas hasta 1973, y no superaban los 3 dólares por barril. A raíz de la primera crisis petrolera, los precios se cuadruplicaron y comenzó una escalada que culminó con un segundo cambio en 1979-1980.

Cuando a partir de la segunda mitad de 1982 el mercado comenzó a debilitarse significativamente debido a la caída del consumo de crudo de los países industriales, así como por el aumento de los niveles de producción, tanto de algunos países de la OPEP como de otros no pertenecientes a ella, las presiones a la baja sobre los precios se intensificaron. El precio del petróleo en términos reales disminuyó - consecutivamente durante 1974-1978 (tabla II.5), principalmente como consecuencia de que a partir del aumento de precios de 1973, se realizaron importantes inversiones de exploración y extracción; y del cambio estructural promovido en los países importadores, consistente en alentar la conservación y desarrollar fuentes al

CONCEPTOS	1980	1990			2000		
		A	M	B	A	M	B
<b>DEMANDA</b>							
TOTAL PAISES ECONOMIA DE MERCADO	2,356.2	2,732.9	2,487.5	2,258.3	3,300.2	2,845.0	2,366.1
OCDE	1,835.9	1,887.1	1,741.5	1,609.7	1,985.1	1,795.0	1,568.2
Estados Unidos	794.1	770.2	703.0	654.1	798.7	741.0	628.5
Canadá	87.6	81.3	75.0	69.5	112.8	79.6	62.8
Europa Occidental	680.1	649.6	612.0	560.6	727.6	619.0	588.4
Japón	71.9	272.2	247.5	216.4	293.4	250.5	200.3
Países en desarrollo no-OPEP	402.3	584.8	516.0	456.7	867.4	690.0	530.4
Países de la OPEP	118.0	261.0	230.0	191.9	447.7	360.0	267.5
<b>OFERTA</b>							
TOTAL PAISES ECONOMIA DE MERCADO	2,336.3	2,845.0	2,515.5	2,208.3	3,309.2	2,703.0	2,286.7
OCDE	711.0	757.9*	715.5	647.2	801.2	703.0	598.9
Estados Unidos	484.1	486.9	440.0	381.9	469.1	410.0	355.3
Canadá	81.7	76.6	70.9	67.8	114.0	84.6	66.4
Europa Occidental	125.6	210.5	178.0	145.9	190.5	154.0	124.7
Países en desarrollo no-OPEP	286.9	560.0	485.0	420.8	779.7	615.0	508.7
Países Socialistas, Exportaciones o importaciones netas	65.0	81.0	2.5	6.0	135.8	(2.0)	17.6
EXTRACCIONES DE CRUDO POR LA OPEP	1,338.4	1,527.1	1,315.0	1,140.3	1,728.3	1,385.0	1,179.1
DIFERENCIA **	45.1	193.1	30.5	(44.0)	144.8	(144.0)	(61.8)

\* Por la naturaleza de la información consignada, algunas sumas parciales pueden no necesariamente ser consecuentes con los subtotales.

\*\* Corresponde a cambio en inventarios.

\*\*\* Una tonelada métrica de petróleo equivale aproximadamente a 7.33 barriles de petróleo

PROYECCIONES SOBRE DEMANDA Y OFERTA MUNDIALES DE PETRÓLEO  
(CIFRAS EN MILLONES DE TONELADAS DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE)\*\*\*

TAHUA 11.4

Ref.: Boletín Informativo IMP, No. 57, Mayo-Agosto, 1985.

BASE 1970 = 100			
	PRECIO NOMINAL	PRECIO REAL <sup>2</sup>	VARIACION PORCENTUAL
1970	100.0	100.0	---
1971	128.9	122.5	22.5
1972	146.7	133.4	8.9
1973	208.9	176.4	32.2
1974	755.6	563.0	219.2
1975	831.1	557.8	-0.9
1976	891.1	552.1	-1.0
1977	962.2	549.5	-0.5
1978	954.4	524.5	-4.6
1979	1 337.8	653.2	24.5
1980	2 222.2	969.6	48.4
1981	2 520.0	1 000.4	3.2
1982	2 595.6	958.5	-4.2
1983	2 271.1	798.8	-16.7
1984	2 214.0	746.0	-6.5

1. Se considera el precio promedio de diferentes tipos de crudo de Arabia Saudita
2. Detallado por el Índice de Precios al Consumidor de los países industriales.

INDICE DEL PRECIO REAL DEL CRUDO EN EL MERCADO INTERNACIONAL<sup>1</sup>

TABLA II.5



ternativas de energía. Con esto, asimismo, la demanda actual se ha vuelto más — elástica que hace 10 años. El llamado "segundo shock petrolero" de 1979-1980, ocasionó que el precio real se incrementara en los años 1979 a 1981. En 1982 se registró una disminución del 4%, acentuándose fuertemente en 1983 a una caída del - 17% y señalando para 1984 una caída adicional.

Sin embargo, para algunos países industriales, la caída de los precios del petróleo en términos nominales en 1983, como lo muestra la tabla II.5, resulta sólo — aparente, debido a que el dólar se ha revaluado fuertemente en términos nominales y reales frente a las principales monedas, considerando que las transacciones del mercado petrolero se realizan en dólares. Por esta razón, algunos países consumidores han estado pagando precios que van en aumento y no en descenso. Como consecuencia de lo anterior, las importaciones de petróleo de los países de Europa Occidental cayeron en más de 7% en 1983, y durante la primera mitad de 1984 el consumo de crudo de este grupo de países, apenas fué medio por ciento mayor que en — el mismo período del año anterior.

Para fijar los precios mundiales del petróleo se dispone de dos fuentes de información principales: una es el precio oficial que toma como referencia al petróleo Arabe Ligero, y otra son los precios del mercado "spot". Estos últimos han servido como escala para determinar posibles variaciones en los precios oficiales. Así, por ejemplo, cuando desde mediados de 1982 el precio "spot" de los mercados europeos comenzó a registrar niveles entre uno y cuatro dólares por debajo del oficial de treinta y cuatro dólares para el Arabe Ligero, se hizo evidente que era — necesaria una modificación en el precio oficial. Esto sucedió en marzo de 1983, — mes en que la nueva cotización oficial prácticamente igualó al precio "spot" de — ese momento (tabla II.6). A partir de ese momento, los precios "spot" se movieron muy cerca de los precios oficiales (gráfica II.1).

Los precios actuales del crudo reflejan la decisión conjunta de la OPEP por contraer la producción y las exportaciones del petróleo. Ello ha propiciado que continúe avanzando la extracción petrolera en países no miembros de la OPEP, y provocando consecuentemente dificultades en los principales exportadores para el mantenimiento de los precios.

	Oficial	Spot	Diferencial
1982			
Marzo	34.0	28.90	-5.10
Junio	34.0	32.87	-1.13
Septiembre	34.0	33.56	-0.44
Diciembre	34.0	30.80	-3.20
1983			
Marzo	29.0	28.44	-0.56
Junio	29.0	28.98	-0.02
Septiembre	29.0	28.61	-0.39
Diciembre	29.0	28.26	-0.74
1984			
Marzo	29.0	28.57	-0.43
Abril	29.0	28.45	-0.55
Mayo	29.0	28.39	-0.61
Junio	29.0	28.09	-0.91
Julio	29.0	27.45	-1.55
Agosto	29.0	27.64	-1.39

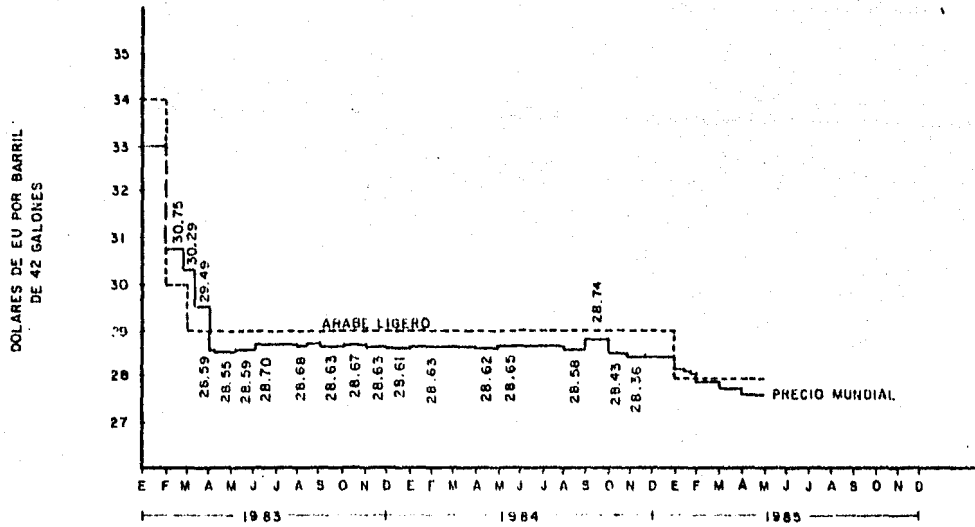
PRECIO DEL PETROLEO EN EL MERCADO  
INTERNACIONAL ( ARABE LEGERO )  
-- DOLARES POR BARRIL --  
(PROMEDIOS DEL MES)

TABLA II.6

Ref.: Boletín de Indicadores Económicos Internacionales.  
Julio-Sept., 1984.

## PRECIOS MUNDIALES DEL PETROLEO (DOLARES POR BARRIL)

GRAFICA II.1



SOLAMENTE PETROLEO COMERCiado INTERNACIONALMENTE, PRECIO (FOB) PONDERADO POR EL VOLUMEN DE EXPORTACION.

Para agosto de 1985, los precios del petróleo mostraron cierta estabilidad, reforzada en buena medida por el sostenimiento de niveles de extracción de crudo dentro de la OPEP, por debajo de su medida establecida de 16.0 millones de barriles-díarios. De acuerdo a estimaciones recientes, los trece países miembros de la OPEP extraían en mayo un promedio diario de 14.7 millones de barriles por día; 14.0 - en junio y en julio un promedio de 14.20 millones de barriles. Dichos niveles corresponden aproximadamente a la utilización de sólo el 57% de su capacidad instalada conjunta de extracción.

En las proyecciones para los próximos años, no puede descartarse la posibilidad de que persista la debilidad del mercado petrolero. Esto sugiere la necesidad de reforzar los mecanismos de control de la producción a nivel mundial, o la alternativa de establecer nuevas fórmulas para la fijación de los precios y así mantener la participación de productores individuales en el mercado.

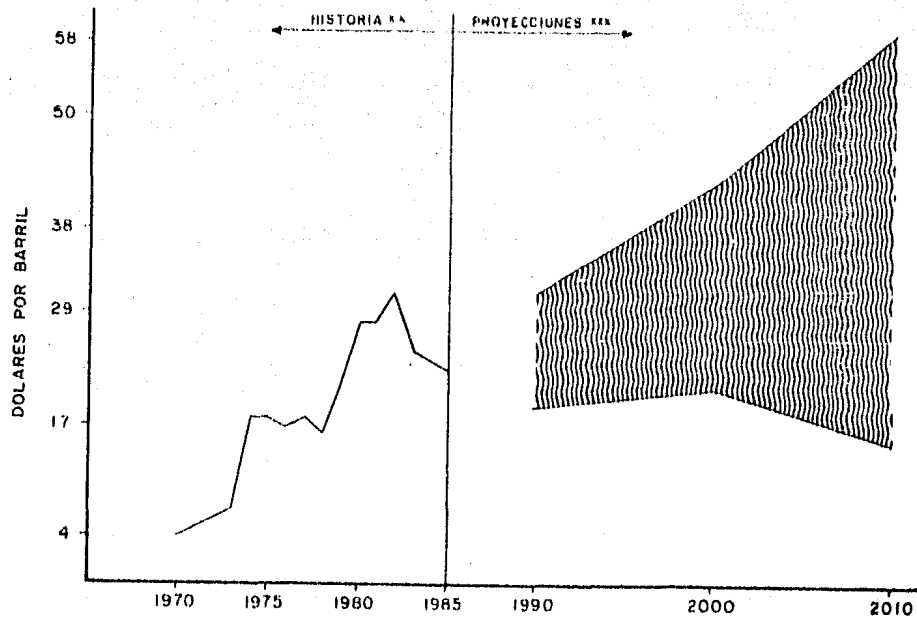
A mediano y largo plazo se pueden clasificar las proyecciones elaboradas. Con base en la opinión mayoritaria del consenso, habría una recuperación del precio real del petróleo a partir de 1990, lo que coincide con la predicción de John. H. Lichtblau de Petroleum Industry Research Foundation Inc. Hay que destacar que aún en las proyecciones pesimistas se espera un ligero ascenso en el precio real del petróleo para 1990-2000 (gráfica II.2).

En la evaluación del comportamiento futuro de los precios del petróleo, deben tomarse en cuenta los montos y los horizontes de agotamiento de las reservas petroleras probadas. Existen casos individuales de países productores y consumidores importantes donde se prevé un próximo agotamiento de sus reservas probadas: Estados Unidos, Reino Unido y la Unión Soviética, con reservas entre nueve y quince años. De confirmarse una reducción drástica en la extracción petrolera doméstica, estos países tendrían que recurrir a los abastecimientos externos. La dimensión de estos requerimientos marcará la pauta en los ajustes a la alza previstos en los precios del petróleo.

Para concluir, hay que enfatizar que el futuro es incierto. Las proyecciones permiten tomar decisiones sobre el futuro con base en el mejor conocimiento disponible, pero deben complementarse con otras informaciones y revisarse periódicamente, sobre todo por nuevos fenómenos y la ocurrencia de cambios inesperados.

\*\*\* LAS CIFRAS HISTORICAS CORRESPONDEN AL PRECIO DEL CRUDO ARABE LIGERO (34º API).

\*\*\* LOS ESCENARIOS SE CONSTRUYERON CON BASE EN LA MEDIANA Y LA DESVIACION ESTANDAR DE LOS DATOS DE LA ENCUESTA DE 1985.



**PROYECCIONES SOBRE LOS PRECIOS REALES DEL PETROLEO  
CRUDO 1970 - 1980**  
(Dólares constantes de 1980)

GRAFICA II.2

### II.3.- Reservas mundiales de crudo pesado.

En la actualidad se estima una reserva de 1800 billones de barriles de petróleo recuperable en el mundo, aproximadamente 610 billones corresponden a crudo pesado y a depósitos en arenas bituminosas, esto significa casi un 34% del total mencionado.

La explotación de este tipo de yacimientos se ha hecho más atractiva en los últimos años particularmente en países con altas reservas como Venezuela y México. Para este último, en 1984 la producción de crudo pesado correspondió al 65% de la producción total nacional, como se indica:

Zona Marina (Pesado)	1,737,969	BDC
Zona Sureste (Ligero)	737,511	BDC
Zona Norte, Centro y Sur	209,052	BDC

Paralelamente se han venido desarrollando tecnologías llamadas de aprovechamiento integral del barril para poder utilizar al máximo este tipo de crudo.

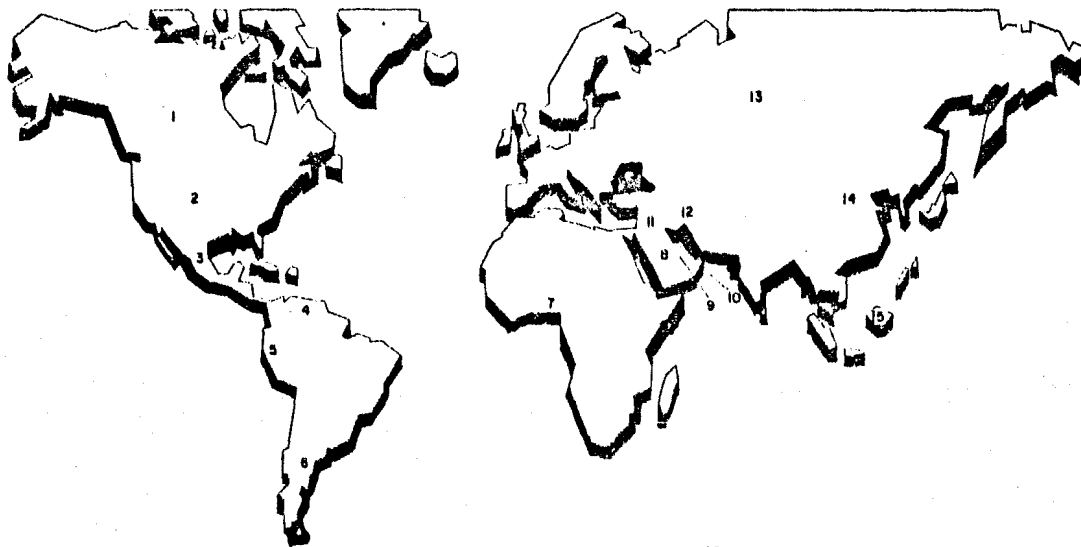
Se considera crudo pesado aquel que además de contener impurezas como azufre, metales, carbón y asfaltenos, cuya presencia dificulta su refinación, tiene además una densidad de 20 grados o menor en la escala API, que es una medida indirecta del peso específico ó de la densidad.

En la figura II.5 se ilustran los principales yacimientos de crudo pesado en el mundo, en relación con los cuales se pueden mencionar los siguientes aspectos importantes:

- a) El país con mayores yacimientos pesados es Venezuela; estos se localizan en las franjas del Orinoco y Maracaibo que son las más grandes del mundo.
- b) México posee 41,980 millones de barriles, siendo el sexto país con los mayores depósitos pesados y que corresponden aproximadamente al 60% del total nacional.
- c) Existen tratados bilaterales entre Venezuela y México para realizar estudios paralelos en el desarrollo de tecnologías orientadas al aprovechamiento de estos crudos.

**RESERVAS ESTIMADAS DE PETROLEO CRUDO PESADO DE LOS PRINCIPALES PAISES 1984  
(MILLONES DE BARRILES)**

FIGURA II.5



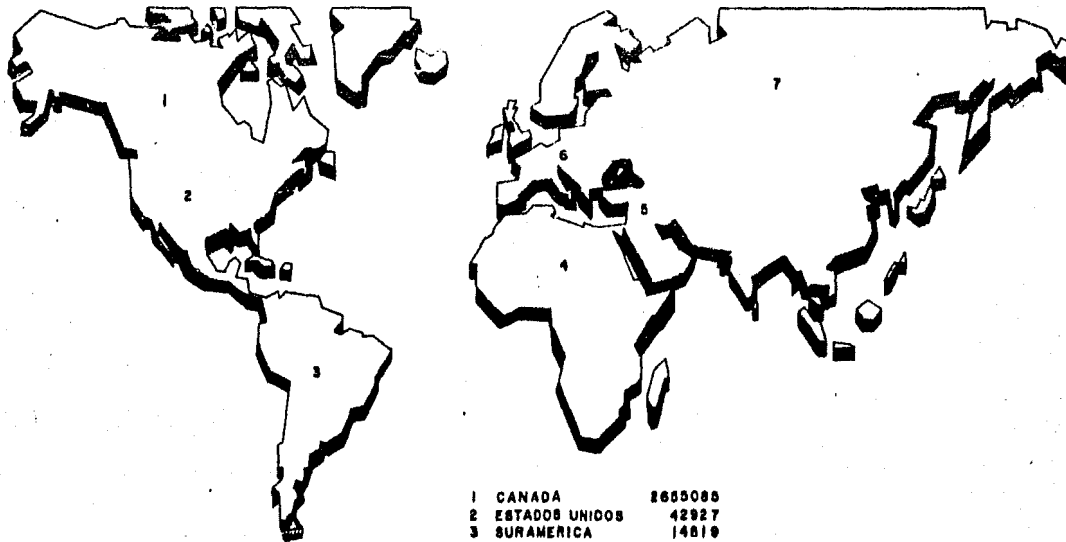
1 CANADA	11328
2 ESTADOS UNIDOS	90305
3 MEXICO	41980
4 VENEZUELA	186029
5 ECUADOR	1533
6 ARGENTINA	344

7 NIGERIA	22988
8 ARABIA SAUDITA	73600
9 KUWAIT	6400
10 ZONA NEUTRAL	8000
11 IRAK	53360
12 IRAN	62640

13 U. R. S. S.	39218
14 R. POPULAR CHINA	91353
15 INDONESIA	1171
RESTO DEL MUNDO	95547
TOTAL MUNDIAL	786273

**RESERVAS ESTIMADAS DE PETROLEO EN ARENAS BITUMINOSAS 1984  
(MILLONES DE BARRILES)**

FIGURA II.6



1	CANADA	265088
2	ESTADOS UNIDOS	42927
3	SURAMERICA	14819
4	AFRICA	46888
5	SIRIA	1
6	EUROPA	513
7	U.R.S.S.	285000



- d) Algunos países que cuentan con altas reservas carecen de recursos tecnológicos propios para su explotación y aprovechamiento, tal es el caso de Arabia Saudita, Nigeria, Irán e Iraq. Esta situación se puede aprovechar para realizar transferencia de tecnología a cualquiera de los países que la solicite. . . . .
- e) Los Estados Unidos han dedicado una fuerte inversión en la búsqueda de tecnologías para la extracción y procesamiento de crudos pesados de los cuales la mayoría de estos pozos se concentra en el estado de California.

Respecto al petróleo que se encuentra en las arenas bituminosas es de mencionar que Canada posee los mayores depósitos del mundo. Su explotación es diferente a la del crudo pesado, pero su procesamiento es similar. Para fines de esta tesis solo se menciona la localización de los yacimientos más importantes en la figura II.6.

#### II.4.- El petróleo en la economía mexicana y su impacto en el sector energético.

El desarrollo industrial de México se ha basado en los siguientes patrones:

1. 1939-1960. Sustitución de importaciones de bienes de consumo.
2. 1960-1973. Sustitución de importaciones de productos intermedios y bienes de consumo duradero.
3. 1970-1978. Sustitución de importaciones de bienes de capital e inicio de la promoción de exportaciones de bienes manufacturados.
4. 1976-1982. Desarrollo del sector petrolero combinado con un proceso de inflación-devaluación.

Durante los años 1976-1981, la economía mexicana experimentó un proceso acelerado de expansión que se demuestra por las tasas de crecimiento promedio en varios renglones como son: 8.5% para la demanda agregada, 7.4% para el PIB y 11.3% para la inversión bruta fija. Paralelamente, se impulsó la extracción y exportación de petróleo crudo; la producción aumentó de 0.5 millones de barriles por día en 1975 a 3.0 millones de barriles por día en el mismo período. Este esfuerzo se manifiesta en casi la duplicación de la participación del sector petrolero en el producto in

terno bruto de 4.7% en 1975 a 8.1% en 1983 y en los niveles de inversión de PEMEX por encima del 25% de la inversión bruta fija.

Mientras la economía experimenta un proceso de petrolización, el sector energético juega el papel de creciente proveedor de recursos financieros y consecuentemente se agudizan ciertos desequilibrios internos importantes: se rezagan la producción y exportación de sectores no energéticos y se llega a depender exageradamente del petróleo. Por ejemplo, la participación de las exportaciones totales de petróleo crudo aumentó de 1.2% en 1973 a 16.1% en 1975 y a 77.1% en 1982, como lo muestra la tabla II.7.

En general, las condiciones especiales que caracterizan a la economía mundial desde 1977 a 1980, particularmente el crecimiento en la demanda y los precios del petróleo, que a su vez incrementan la liquidez y la disponibilidad de crédito en los mercados financieros internacionales, permiten a México sustentar una expansión acelerada de la economía vía la exportación de crudo y el endeudamiento externo, postergando el enfrentamiento de sus desequilibrios fundamentales.

De igual forma, así como los factores externos fueron elementos importantes en la expansión, ellos se convierten en elementos desencadenantes de la crisis presente. La crisis del mercado de hidrocarburos y sus consecuencias sobre la liquidez y el mercado crediticio internacional, conjuntamente con la recesión económica mundial y la implementación de políticas monetarias restrictivas en los principales países industrializados, agudizaron los desequilibrios internos, en particular, el fiscal y el de la balanza de pagos (tablas II.8 y II.9), conduciendo a la crisis de la economía mexicana. Crisis que adquiere visos de virtual quiebra financiera a mediados de 1982; por la intensa especulación interna del mercado de divisas y por las contradicciones en el manejo de políticas de estabilización. La economía mexicana pierde más de 8 mil millones de dólares por concepto de movimiento neto de capitales a corto plazo en 1982, monto superior a la pérdida registrada por igual concepto durante los años 1977 a 1981. Debe aclararse, sin embargo, que los factores externos simplemente adelantan una situación de crisis que de todas formas se hubiera presentado, de haberse persistido en un patrón de desarrollo como el que caracterizó el período 1976-1981. Las políticas actuales hacen énfasis sobre el control de la inflación, creación de empleos, el fomento de exportaciones no petroleras y la sustitución selectiva y eficiente de importaciones sin considerar las repercusiones del ingreso al GATT.

		1970	1973	1975	1980	1982
1.	Participación en el PIB del Sector Petróleo y Derivados (1)	4.3	4.2	4.7	7.0	8.1
2.	Inversión PEMEX/Inversión Pública Total (Porcentajes) (1)	9.5	14.9	23.0	23.7	27.0
3.	Inversión PEMEX/Inversión Bruta Fija (Porcentajes) (1)	3.4	5.9	9.9	12.5	14.5
4.	Exportaciones de Hidrocarburos/Exporta- ciones de Mercancías Totales (Porcentajes) (1)	3.0	1.2	16.1	64.5	77.1
5.	Reservas Probadas al 31 de diciembre de cada año (millones de barriles) (2)	2880	2847	6338	44161	48300
6.	Capacidad de Refinación (miles de barriles por día calendario) (2)	592	760	785	1383	1289
7.	Producción de Petróleo (miles de barriles por día) (2)	487	525	790	2142	3029
8.	Consumo Total de Energía/PIB (1970-100) (3)	100.0	101.5	113.2	121.3	n.d.
9.	Consumo de Petróleo/PIB (1970-100) (3)	100.0	102.7	110.8	127.0	n.d.

n.d. No disponible

(1) Elaborado en base a Wharton, Proyecto Económico de México, Feb. 1983, Cifras Históricas.

(2) Tomado de Oil and Gas Journal, varios números.

(3) Tomado del Boletín Informativo del Sector Energético, Noviembre 1982.

#### INDICADORES MACROECONOMICOS PETROLEO EN LA ECONOMIA MEXICANA

TABLA II.7

		1976/70	1981/76	1982	1981	1980
1. Crecimiento del Consumo e Inversión del Sector Público	(1)	26,9	37,9	37,9	57,3	40,4
2. Crecimiento del Gasto Público Total	(1)	26,4	41,8	67,6	53,9	57,7
3. Crecimiento de los Ingresos Públicos Totales	(1)	25,8	41,4	52,2	36,7	63,7
4. Crecimiento de los Ingresos Tributarios	(1)	26,3	41,5	50,0	35,0	65,4
5. Crecimiento del Déficit del Sector Público	(1)	28,1	42,7	75,0	134,8	34,3
6. Crecimiento de la Oferta Monetaria	(1)	21,1	31,7	61,0	32,8	33,1
7. Crecimiento de Precios (PIB)	(1)	13,7	24,5	58,6	26,7	28,7
8. Déficit Sector Público/PIB	(2)	8,2	9,2	16,7	12,5	7,3
9. Captación/PIB	(2)	n.d.	0,24	0,20	0,28	0,26
10. Liquidez/PIB	(2)	0,14	0,14	0,15	0,14	0,13

(1) Tasas promedios anuales para 1976/70 y 1981/76

(2) Promedios aritméticos simples de las relaciones anuales.

n.d. No disponible.

#### INDICADORES MACROECONOMICOS SECTOR FISCAL Y FINANCIERO

TABLA II,8

		1971/76	1976/81	1982	1981	1980	
1.	Demanda Agregada (pesos 1970)	(1)	6.8	8.5	-3.9	-9.4	10.8
2.	PIB (pesos 1970)	(1)	6.5	7.4	1.0	8.1	8.3
3.	IBF (pesos 1970)	(1)	8.8	11.3	-19.3	15.1	14.9
4.	Importaciones de Mercancías (dólares corrientes)	(1)	21.8	32.0	-38.0	24.5	54.3
5.	Exportaciones de Mercancías no Petroleras (dólares corrientes)	(1)	15.7	18.3	-13.9	2.3	74
6.	Exportaciones de Mercancías totales (dólares corrientes)	(1)	19.5	42.3	7.7	26.6	73.6
7.	Flujo de Endeudamiento Neto Público (miles de millones de dólares)	(2)	15.3	29.1	11.0	14.9	4.0
8.	Movimiento neto de capital a corto plazo y errores y omisiones (miles de millones de dólares).	(2)	-2.6	-7.2	-8.6	-1.4	1.4
9.	Importaciones de bienes/PIB	(3)	8.8	11.7	10.4	16.8	15.2
10.	Déficit en cuenta corriente/PIB	(3)	4.0	8.4	11.3	16.4	12.5

NOTAS: (1) Tasas de crecimiento anual, (2) Flujos acumulados de 1972 a 1976 y de 1977 a 1981,  
(3) Promedios aritméticos simples de relaciones anuales.

INDICADORES MACROECONOMICOS CRECIMIENTO Y BALANZA DE PAGOS

TABLA II.9

En el sector energético se reflejan estos problemas en el alto consumo de energía, tanto total como por unidad de producto; este aumentó anualmente en 9% en el período de 1979-1982 lo que significa que cada vez se ha consumido más energía por unidad de producto. Otra dificultad lo constituye la presencia de estrangulamientos en los procesos productivos del sector, como resultado del rápido crecimiento que éste registró durante los años anteriores.

Es dentro de este marco que el Programa Nacional de Energéticos 1984-1988 se fija, entre otros, los siguientes objetivos:

- Garantizar la autosuficiencia energética presente y futura del país.
- Ahorrar energía y promover su uso eficiente.
- Alcanzar un balance energético más racional.

Las siguientes cifras presentan el consumo nacional de energía en millones de barriles de petróleo crudo equivalente para 1982:

Oferta interna	770.8	% 100
Consumo del sector energético	357.3	46.36
Consumo del resto de la economía	413.5	53.64

Aquí se puede apreciar el consumo predominante del sector energético. El consumo en el resto de la economía para ese mismo año se distribuyó de la siguiente forma:

	%
Residencial	15.60
Transporte	44.28
Agropecuario	3.68
Industrial	36.44

Respecto a estos recursos conviene destacar que el sector transporte ha conservado su misma estructura para el período 1970-1982 y su forma de ser satisfecha esta demanda ha sido a base de hidrocarburos. El sector industrial ha modificado su estructura de consumo, ya que la electricidad aumentó su participación en la satisfacción de esta demanda en 11%, siendo los otros combustibles, el gas natural con una participación del 41.8% y de los productos petrolíferos básicamente combustible en un 40% y el carbón con una participación del 7.2%.

Respecto a la producción de energía primaria en millones de barriles de petróleo-crudo equivalente en ese mismo año se integró de acuerdo a las siguientes cifras:

		%
Carbón mineral	14.5	1.02
Hidrocarburos	1357.7	95.80
Hidroenergía	42.7	3.01
Geoenergía	2.1	0.17

De ahí la enorme importancia que tienen los hidrocarburos, situación que se manifiesta en la forma de satisfacer el consumo final y en ese año representó el 90% siguiéndole en importancia la electricidad con el 7.5% y la diferencia a 100 lo representó el carbón.

Un pronóstico de tendencia al año 2000 apunta, entre los aspectos principales, hacia un consumo excesivo de energía, que representaría 3.3 veces el consumo de energía total y 3.8 veces el correspondiente a la energía eléctrica, para lo cual requeriría de un millón de barriles de combustóleo. La satisfacción de la demanda, por su parte, seguirá dependiendo de los hidrocarburos en la misma proporción actual (93%) pero sobre un nivel de consumo más de tres veces mayor al de hoy en día.

Es necesario, por tanto, establecer un sistema de administración energética en la mayoría de los sectores y en particular en las ramas que hacen un consumo intenso de esta: Energéticos, transporte e industrial. Sin embargo, no deben pasarse por alto los otros sectores donde pueden lograrse mejoras en la eficiencia energética.

CAPITULO III

POLITICAS COMERCIALES DEL PETROLEO  
Y SUS DERIVADOS EN MEXICO



### III.1.- Antecedentes.

En México, el petróleo es patrimonio nacional y Petróleos Mexicanos es la única-empresa autorizada para la explotación, transformación y comercialización de este, incluyendo los productos derivados y petroquímica básica; consecuentemente, existe un mercado cautivo debido a la presencia de un solo productor.

Considerando que PEMEX representó el 46% de los ingresos totales del gobierno federal en 1984 y en 1985 fué mayor al 50%, se tiene que aceptar que por el momento, es la principal fuente de captación de divisas. Las implicaciones macroeconómicas de los ingresos petroleros fueron discutidos en la sección II.4; sin embargo, es conveniente subrayar la importancia que un flujo constante de divisas tiene para el manejo de la balanza de pagos, para la planeación del presupuesto y para la promoción del desarrollo económico de México. Prioridad esencial es la venta del petróleo crudo, 1.5 millones de barriles diarios y la creciente participación de los productos petrolíferos en las exportaciones petroleras.

En 1984, el petróleo crudo constituyó el 90.9% del valor total de las exportaciones de productos del petróleo, los productos petrolíferos sumaron un 6.3% y los petroquímicos y gas natural el 0.8% y 1.4% respectivamente; el valor total de estas exportaciones fué de 16466 millones de dólares, cifra que se ha venido manejando como nivel de exportación a través de los últimos tres años.

La estructura de la exportación fué de 41% de crudo ligero tipo Istmo y el 59% restante de crudo pesado tipo Maya. El número total de países a los que se vendió crudo fué de 22, siendo los principales: Estados Unidos, 49.2%, España, 11.0%, Japón, 10.4%, Reino Unido, 6.6% y Francia, 6.0%.

### III.2.- Perspectivas de exportación para crudos mexicanos.

Las perspectivas de corto plazo en el mercado del petróleo dependerán en gran medida, de la capacidad política de establecer acuerdos conjuntos de producción, exportación y precios, no sólo entre los países de la OPEP, sino también con los países fuera de ella.

Este hecho ya se inició con la reunión de los presidentes de México y Venezuela a principios de 1986 y con la serie de conversaciones que ha tenido el Secretario de Energía y Minas con algunos de los ministros de petróleo de los países — pertenecientes a la OPEP.

Para México, la actual guerra de precios del petróleo significa nuevos quebrantos en su situación económica y puede llegar a colocarlo en una crisis más aguda que la de 1982. Al encontrarse entre los países exportadores de petróleo con — cuantiosas deudas externas (Venezuela y Nigeria están en la misma situación), la banca internacional ha expresado su preocupación ante el hecho de que, al margen de la voluntad del gobierno de pagar la deuda externa, objetivamente se disminuye la capacidad de pago de los intereses de la misma si disminuyen los ingresos — por ventas de hidrocarburos, siendo éstos, la principal fuente de recursos del — presupuesto federal.

México es el país más expuesto, por ser el más endeudado de los que exportan petróleo y es muy probable, ante nuevas y sucesivas bajas en los precios del crudo en el curso de los próximos meses, que se establezca urgentemente un acuerdo entre los países productores de la OPEP y no-OPEP, a fin de evitar una mayor crisis internacional, tanto petrolera como bancaria que afectaría a las economías de to dos los países.

Debe enfatizarse que la crisis petrolera actual es un problema de corto plazo, — ya que en el mediano y largo plazo se prevee un mejoramiento de las actuales con — diciones, debido a:

a).- El cambio en los patrones de uso de fuentes de energía primaria en la indus — tria a nivel mundial, en especial aquellas que utilizan energía proveniente del — petróleo, será necesariamente un proceso de largo plazo que requiere de transfor — maciones profundas, lo cual se pone de manifiesto en los pronósticos de demanda — de petróleo que se discuten en las proyecciones en la sección II.2.2.

b).- Es de esperar rendimientos decrecientes en los efectos de las políticas de — ahorro de energía, por la mayor complejidad que implican reducciones adicionales — en su consumo y por el cambio en los precios relativos del petróleo respecto a — fuentes alternativas de energía.

c).- El petróleo es, en definitiva, un recurso no renovable y limitado. Sin embargo, la transición del uso del petróleo por otros energéticos será lenta, ya que la economía mundial no parece presentar las condiciones adecuadas para una recuperación sostenida y de largo plazo que hagan posible destinar grandes inversiones para el desarrollo de fuentes alternativas. Lo anterior se refuerza porque el mayor poder de mercado de los países consumidores, ante la mayor capacidad de producción de petróleo y la diversificación de países proveedores, hará que la acumulación de inventarios no pueda convertirse en factor de aumento en los precios, como en el período anterior.

México por su parte, ha contribuido con la OPEP para mantener la estabilidad del mercado petrolero; lo cual se ha demostrado en los constantes ajustes a la política de precios. Así por ejemplo, las cotizaciones de los crudos de exportación-mexicanos han sufrido sucesivas bajas en sus dos tipos, Istmo y Maya, desde 1981. En 1980, esos dos crudos respectivamente se vendieron a 38.50 y 34.50 dólares — por barril. Para fines de 1985, en diciembre, las cotizaciones disminuyeron a — 26.25 el Istmo y 22 dólares por barril el Maya (cotizaciones diferenciales más — altas). La tendencia a la baja se siguió manifestando a principios de 1986, cuando el pasado 31 de enero se decidió disminuir en cuatro dólares promedio los precios por barril de crudo. Quince días más tarde sufrieron una segunda baja de — cuatro y medio dólares promedio; en esta ocasión, las cotizaciones del crudo Istmo fueron de 16 dólares por barril para los clientes de América y Europa y de — 15.75 dólares para los del Lejano Oriente. El tipo Maya se vendió a 14.60, 13.40 y 14-dólares por barril para cada una de esas regiones respectivamente.

Estas disposiciones fueron tomadas por el Comité de Comercio Exterior del Petróleo (COCEP), con el propósito de que los hidrocarburos sean competitivos en el — mercado internacional del producto. Sin embargo, no solo la reducción de precios se ha utilizado para defender las exportaciones petroleras, sino que se ha instrumentado un sistema de precios diferenciales para los crudos de exportación a mediados de 1985, según la región geográfica con las que PEMEX comercializa este — recurso; estas son América, Europa y Lejano Oriente.

Esta última medida se tomó con el propósito de reforzar las exportaciones de crudos, principalmente la del tipo pesado, teniendo en cuenta que éste representa — alrededor del 60% del petróleo de exportación, lo cual indica la preferencia de-

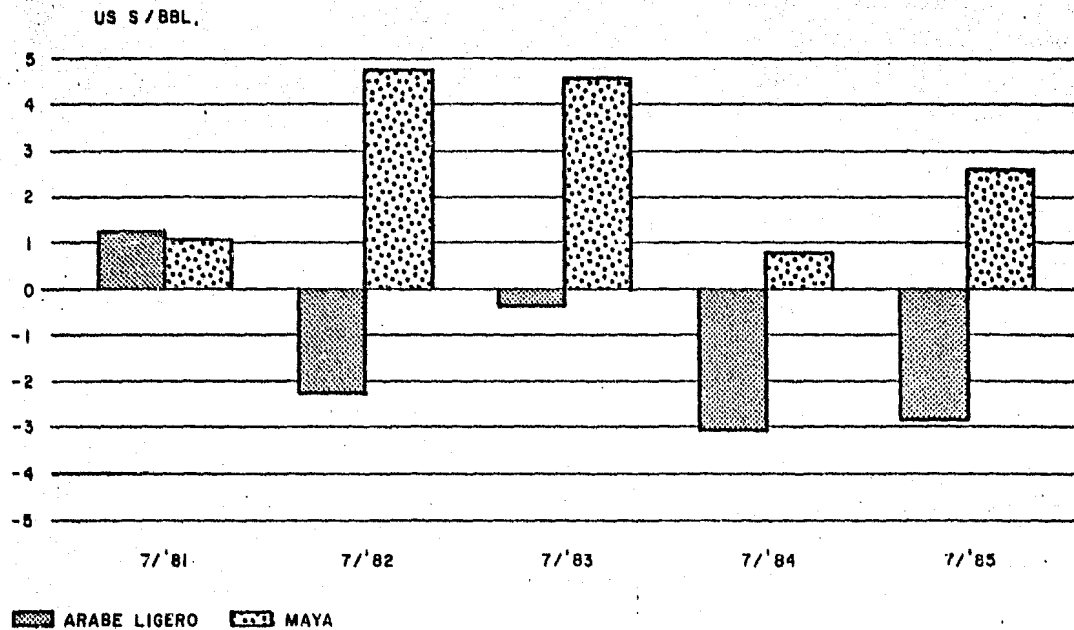
Los consumidores por este tipo de crudo sobre el tipo Istmo y otros bien reconocidos como el Arabe ligero (gráfica III.1). El adoptar precios diferentes según el destino de las exportaciones, da la oportunidad a nuestros crudos para competir más favorablemente con los crudos locales en los mercados de la región.

En el período de 1980 a principios de 1985, México mantuvo una diferencia de precios entre el crudo Istmo y Maya de cuatro dólares por barril promedio, al cambiar la política de precios en Julio de 1985, la diferencia promedio fué de 3.5 dólares por barril, con el propósito de mantener al crudo Maya como el hidrocarburo más atractivo de los que ofrece México. Además, el precio al cual se cotiza dicho crudo Maya, es el menor en el mercado de los crudos pesados, poniendo al país como líder del mercado de este tipo de crudos, ya que su otro competidor — Venezuela — al ser miembro de la OPEP no puede disminuir mucho el diferencial de precios entre su crudo ligero y pesado ya que estaría violando la política de precios de la Organización, aunque hay que recordar que la OPEP solo fija los precios de los crudos considerados como ligeros.

La política de precios se hizo más evidente en diciembre de 1985 al aumentar el diferencial de precios a 4.5 dólares promedio por barril (tabla III.1). Al reducir PEMEX los precios de sus crudos de exportación hace al mismo tiempo, más atractiva la comercialización del crudo Maya. Durante 1986, aparentemente seguiría la tendencia a mantener un diferencial alto entre el crudo ligero y pesado; sin embargo, los recientes acontecimientos en los mercados internacionales del petróleo, han obligado a México no solo a reducir su precios, sino que el diferencial entre sus crudos ha disminuído a menos de 2.0 dólares por barril, como se indica en la tabla III.1.

Esta situación comprometé las exportaciones petroleras nacionales, no solo por la disminución del ingreso de divisas por concepto de venta, sino además, por el peligro de que la explotación y comercialización del crudo pesado se haga menos atractiva a medida que los precios del petróleo continúen en descenso.

Por otro lado, se ha demostrado que la venta de petróleo crudo, no representa ninguna garantía para el ingreso constante de divisas ya que en el mercado petrolero internacional existen grandes dudas por la presencia de importantes fuerzas extraeconómicas dominantes como pueden ser: el conflicto en Medio Oriente, la si



**CRUDOS PARA REFINACION EN LA COSTA DEL GOLFO DE E. U.**

GRAFICA III - I

F E C H A		7'85	12'85	2'86
CRUDO ISTIMO	US\$/BEL			
AMERICA		26.75	26.25	16.00
LEJANO ORIENTE		26.50	26.25	15.75
EUROPA		26.25	26.25	16.00
CRUDO MAYA	US\$/BEL			
AMERICA		23.50	22.00	14.60
LEJANO ORIENTE		23.00	21.75	14.00
EUROPA		22.50	21.40	13.40
DIFERENCIA	US\$/BEL			
AMERICA		3.25	4.25	1.40
LEJANO ORIENTE		3.50	4.50	1.75
EUROPA		3.75	4.85	2.60
PROMEDIO	US\$/BEL	3.5	4.53	1.91

PRECIOS DIFERENCIALES DE CRUDOS MEXICANOS

TABLA III.1

tuación en Centroamérica, la deuda externa, etc. Esta situación genera un gran número de incertidumbres respecto de los precios y cantidades, que son fundamentales en la formación de expectativas tanto de los países que compran como de los que venden petróleo.

No obstante y en base a lo comentado anteriormente, la exportación de crudo continuará; hay que enfatizar que la política de precios diferenciales por región surtió efecto cuando las cotizaciones del petróleo se encontraban arriba de los 20 dólares por barril, lo cual hace esperar que una recuperación de los precios internacionales haga que México recupere la flexibilidad de manejar su política petrolera de acuerdo a sus intereses. Sin embargo, hay que diversificar las exportaciones tanto petroleras como las no petroleras para que la economía mexicana no sea tan sensible a las variaciones internacionales del crudo.

En el caso de los productos petroleros, se verá reforzada la participación del crudo Maya en las exportaciones totales del crudo, debido a la mayor disponibilidad de éste, abriéndose la posibilidad en la próxima década, de una participación mayoritaria de crudos pesados en el mercado internacional. Esta situación compromete al país para desarrollar con mayor interés la tecnología para el procesamiento de crudos pesados, no solo con el fin de poder procesar nuestro crudo, sino también, con el fin de comercializar las tecnologías probadas en el manejo y aprovechamiento de este tipo de crudos.

Precisamente en base a lo anterior, el propósito principal de este trabajo es hacer énfasis en la importancia de estos procesos y en el análisis de las tecnologías disponibles.

### III.3.- Demanda de productos petrolíferos.

Los patrones de consumo de los derivados del petróleo en el mundo occidental, cambiarán significativamente en los próximos años. La mayor disponibilidad de crudos pesados hará necesario su procesamiento, con la consiguiente mayor producción de combustibles residuales; así mismo las tendencias a un mayor requerimiento de destilados intermedios, incrementará la demanda de estos productos, siendo lógico intentar la conversión de los productos residuales en productos intermedios refinados.

En la tabla III.2 se muestra como ha evolucionado la demanda mundial de productos del petróleo desde comienzos de la década de los setenta hasta 1983, así como las proyecciones promedio para el año 1990 y 2000. En general, se observa que la demanda de gasolinas y naftas, ha tenido un crecimiento muy moderado en los últimos años y así también se proyecta hacia el futuro. Para los países en desarrollo se estima el crecimiento de la demanda con una proyección superior al de los países industrializados.

La demanda de destilados ha venido en ascenso desde hace varios años y así se estima hacia el futuro, por el crecimiento del consumo de diesel en el sector transporte. En la gráfica III.2 se presentan las tendencias en los consumos de combustibles, destilados intermedios y fondos, en los Estados Unidos y Europa Occidental. Vale la pena destacar el incremento en el consumo de los destilados intermedios y la menor demanda de los fondos, cuyo consumo disminuirá considerablemente. En sólo los Estados Unidos las importaciones de combustóleo disminuirán desde 52 millones de toneladas en 1980 hasta 25 millones de toneladas en el año 2000, con base en los pronósticos de la demanda de este producto.

México, no ha resentido los efectos negativos del debilitamiento pronosticado del mercado internacional de combustóleo, ya que el aumento en el consumo interno — de este producto como consecuencia del programa de obras de la Comisión Federal-Electricidad y la tendencia para disminuir la participación del gas natural como combustible industrial (gráfica III.3), ha provocado que la producción de combustóleo de PEMEX sea casi en su totalidad para el mercado nacional.

En la tabla III.3 están agrupadas las agencias de ventas en seis regiones, correspondientes a las zonas de influencia de los centros productores. Las gráficas — III.4 a III.9 presentan el crecimiento de las ventas regionales de los productos petrolíferos principales. La zona 3 (centro) continúa siendo la de mayor demanda de gas licuado, gasolinas y turbosina, debido a la alta concentración de poblaciones que presenta. La zona 1 (norte) es la de mayor demanda de kerosinas y diesel. Las zonas 1, 2 y 4 tienden a ser las de mayor demanda de combustóleo debido a la presencia de parques industriales que se localizan en estas regiones.



TIPO DE PRODUCTO	HISTORICO *				PROYECCION **	
	AÑOS	1972	1975	1980	1983	1990
GASOLINAS/NAFTAS	13,1	13,8	14,8	14,4	15,0	15,3
DESTILADOS	12,7	13,3	14,7	14,4	16,3	19,4
RESIDUAL	13,9	13,3	12,2	10,1	10,2	10,0
OTROS	4,8	4,7	5,2	5,0	5,0	5,9
<b>TOTAL:</b>	<b>44,5</b>	<b>45,1</b>	<b>46,9</b>	<b>43,9</b>	<b>46,5</b>	<b>50,6</b>

\* BP Statistical Review of World Energy, June 1984.

\*\* Promedio de diversos estudios consultados.

DEMANDA DE PRODUCTOS DEL PETROLEO (MUNDIAL)

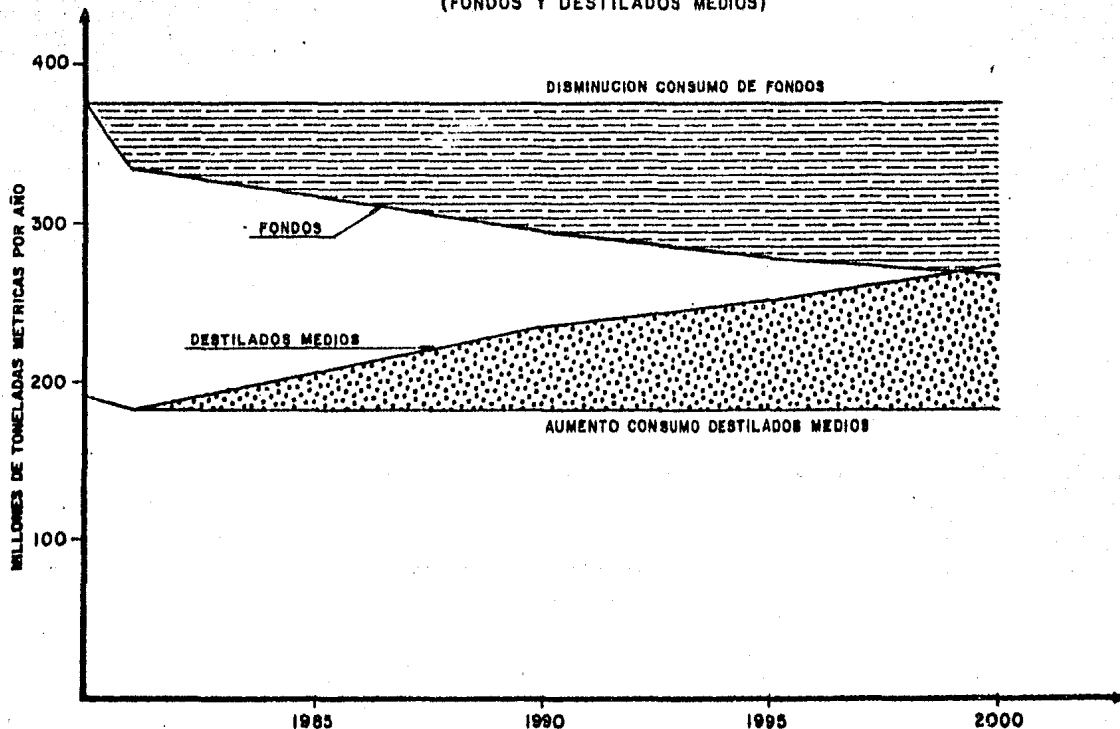
(MMBD)

TABLA III.2

Ref.: LIII Reunión de Expertos de ARPEL, Caracas, Octubre, 1984.

# PRONOSTICO CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN ESTADOS UNIDOS Y EUROPA OCCIDENTAL

(FONDOS Y DESTILADOS MEDIOS)



		CENTROS ABASTECEDORES	AGENCIAS
ZONA 1	(Norte)	Reynosa, Sabinas, Madero, Cadereyta	Reynosa, Cd. Juárez, Chihuahua, Monterrey, Saltillo, Sabinas, Gómez Palacio, Parral, Durango, Cd. Mante, Cd. Victoria, Cd. Valles y Cd. Madero.
ZONA 2	(Pacífico Norte)	Salina Cruz	Rosarito, Mexicali, La Paz, Hermosillo, Magdalena, Nogales, Guaymas, Cd. Oregón, Navojoa, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán.
ZONA 3	(Centro)	Azacapozalco, Tula	Pachuca, Toluca, Cuernavaca, Cuautla, Iguala y México.
ZONA 4	(Centro Occidente)	Salamanca (Tula)	Aguascalientes, San Luis Potosí, Zacatecas, Guadalajara, Tepic, Celaya, Tlapuato, Morelia, Zamora, Uruapan, León y Querétaro.
ZONA 5	(Golfo)	Minatitlán Poza Rica	Minatitlán, Campeche, Mérida, Escamela, Veracruz, Jalapa, Tierra Blanca, Puebla, Tehuacán, Villahermosa, Poza Rica.
ZONA 6	(Pacífico Sur)	Salina Cruz	Salina Cruz, Tuxtla Gutiérrez, Arriaga, Tapachula, Oaxaca, Acapulco, Manzanillo, Colima.

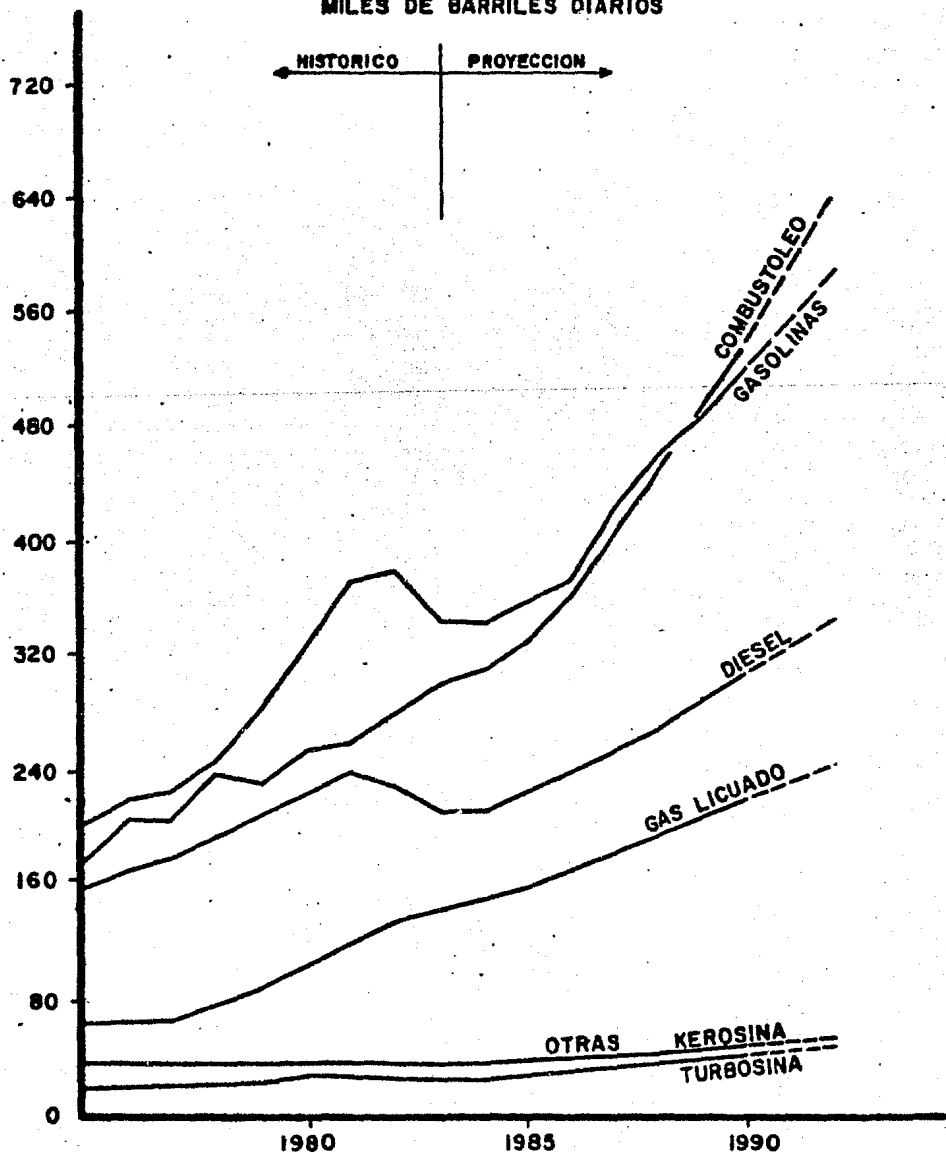
AGENCIAS DE VENTAS COMPRENDIDAS EN CADA REGION O ZONA DE INFLUENCIA DE LAS REFINERIAS

TABLA III. 3

# VENTAS DE GASOLINAS, KEROSINAS, DIESEL, COMBUSTOLEO Y GAS LICUADO

GRAFICA III-3

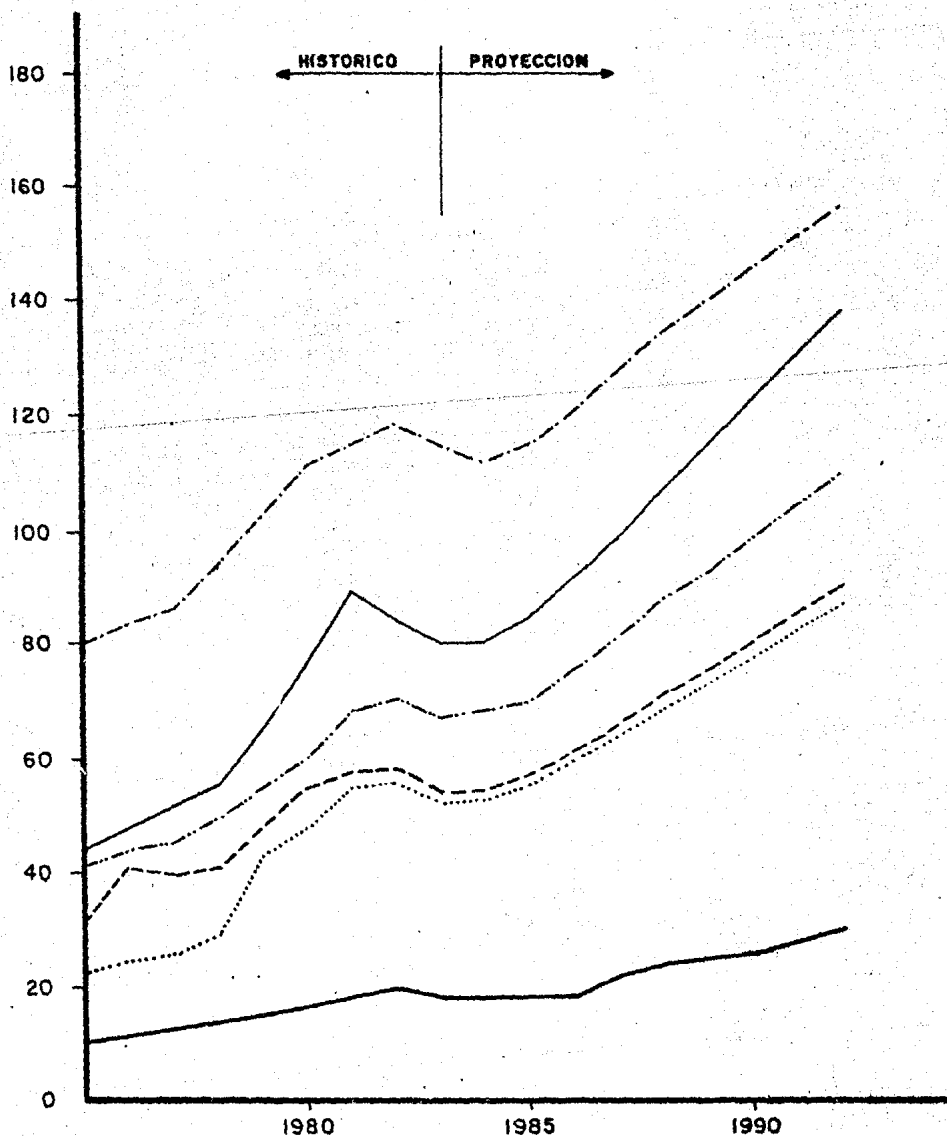
MILES DE BARRILES DIARIOS



# VENTAS DE GASOLINAS POR ZONAS

MILES DE BARRILES DIARIOS

GRAFICA II - 4

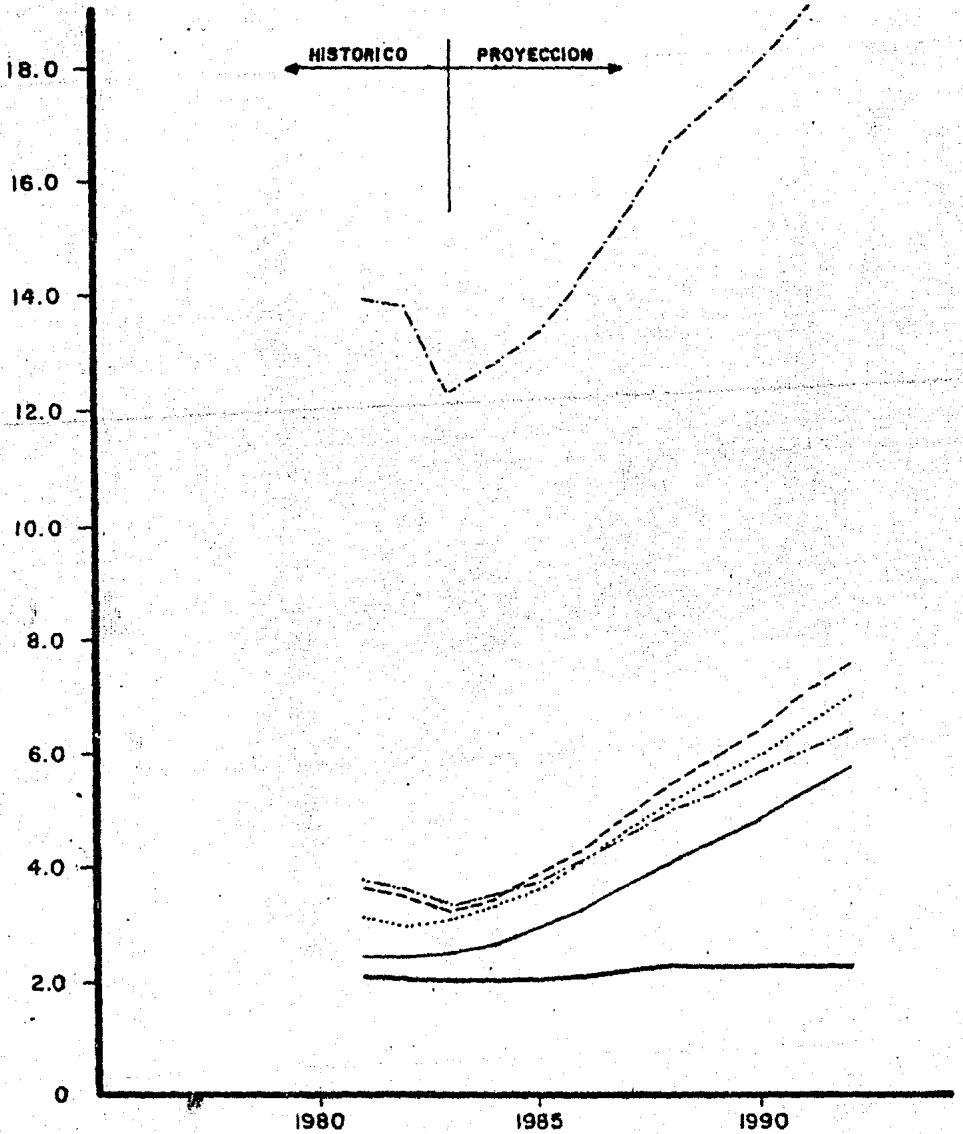


ZONA 1	———	ZONA 4	- - - - -
ZONA 2	- - - - -	ZONA 5	.....
ZONA 3	- . - . -	ZONA 6	—————

# VENTAS DE TURBOSINAS POR ZONAS

MILES DE BARRILES DIARIOS

GRAFICA III - 5



ZONA 1 ———

ZONA 2 - - - - -

ZONA 3 - · - · -

ZONA 4 - - - - -

ZONA 5 ······

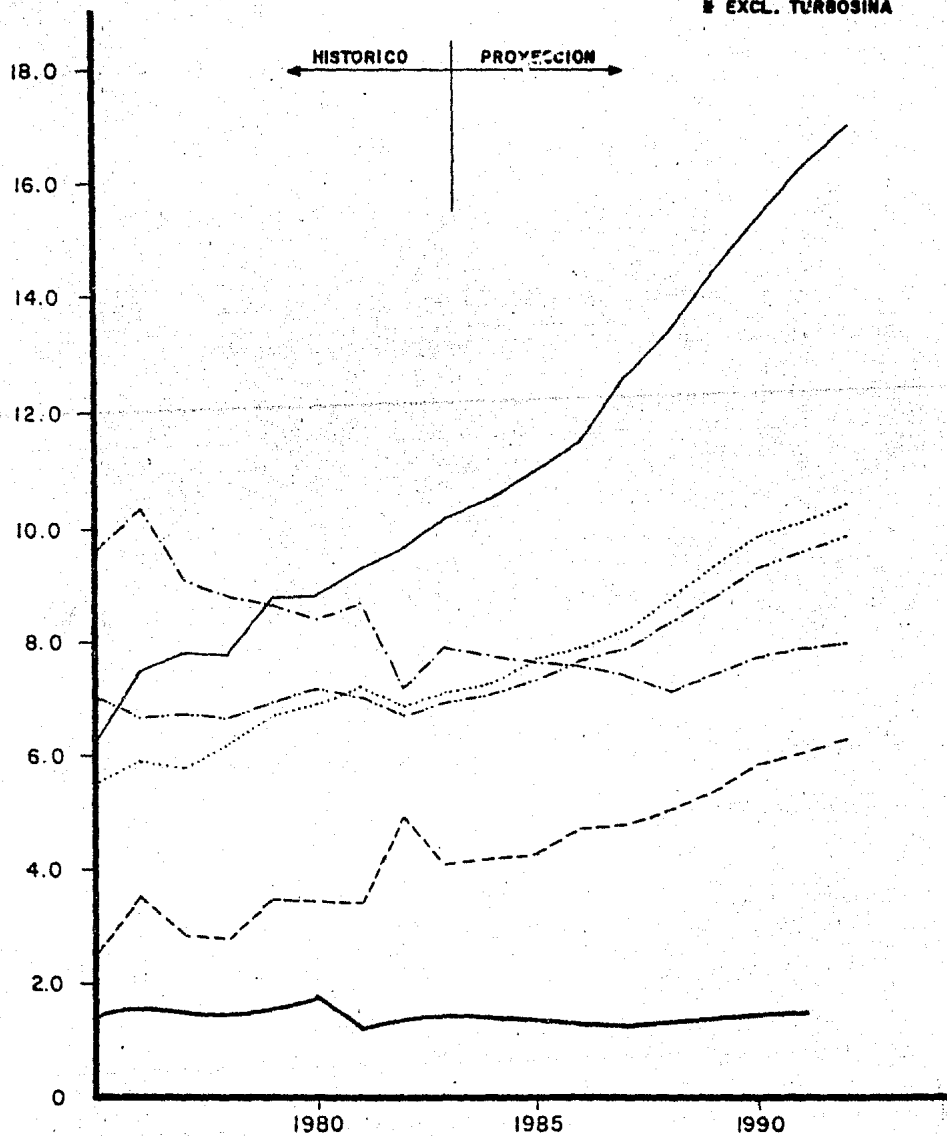
ZONA 6 ———

# VENTAS DE KEROSINAS POR ZONAS

MILES DE BARRILES DIARIOS

GRAFICA III - 6

EXCL. TURBOSINA

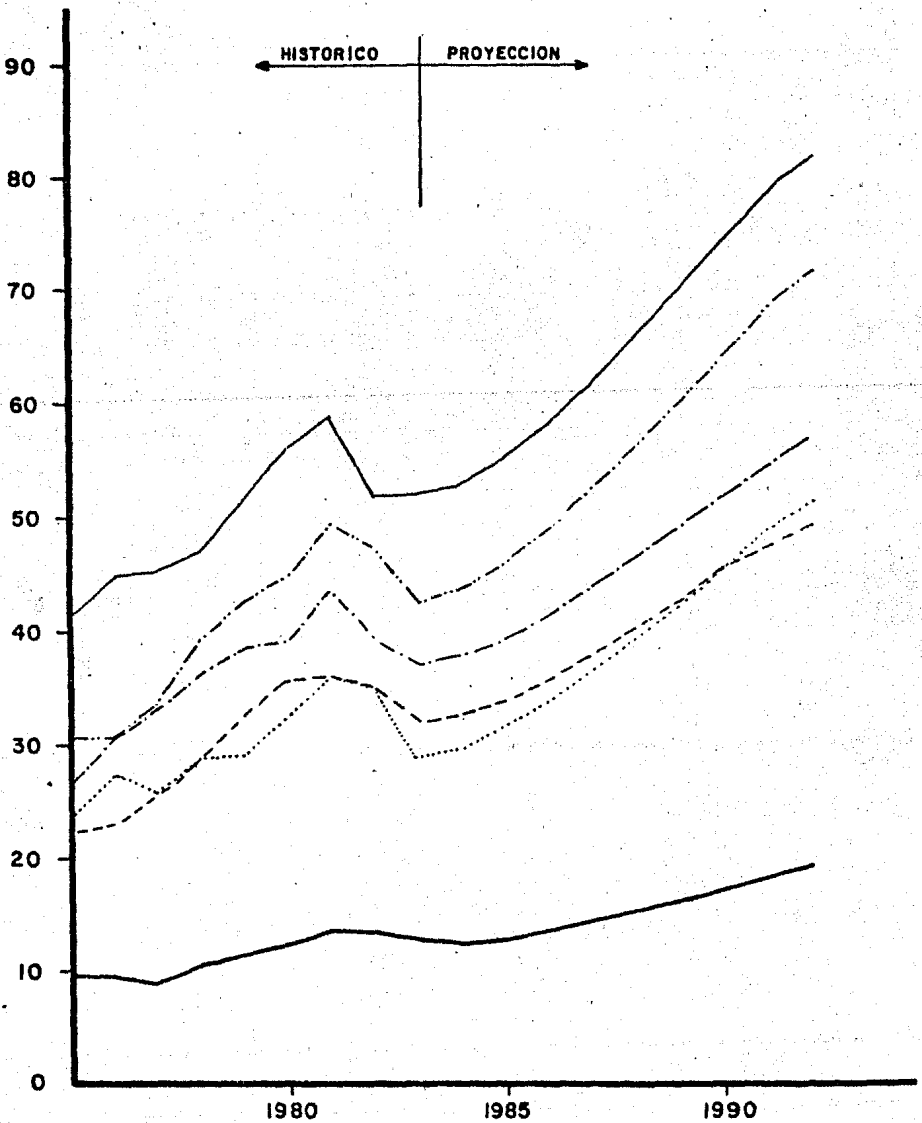


ZONA 1	———	ZONA 4	- - - - -
ZONA 2	- - - - -	ZONA 5	.....
ZONA 3	- . - . -	ZONA 6	—————

# VENTAS DE DIESEL POR ZONAS

MILES DE BARRILES DIARIOS

GRAFICA III - 7



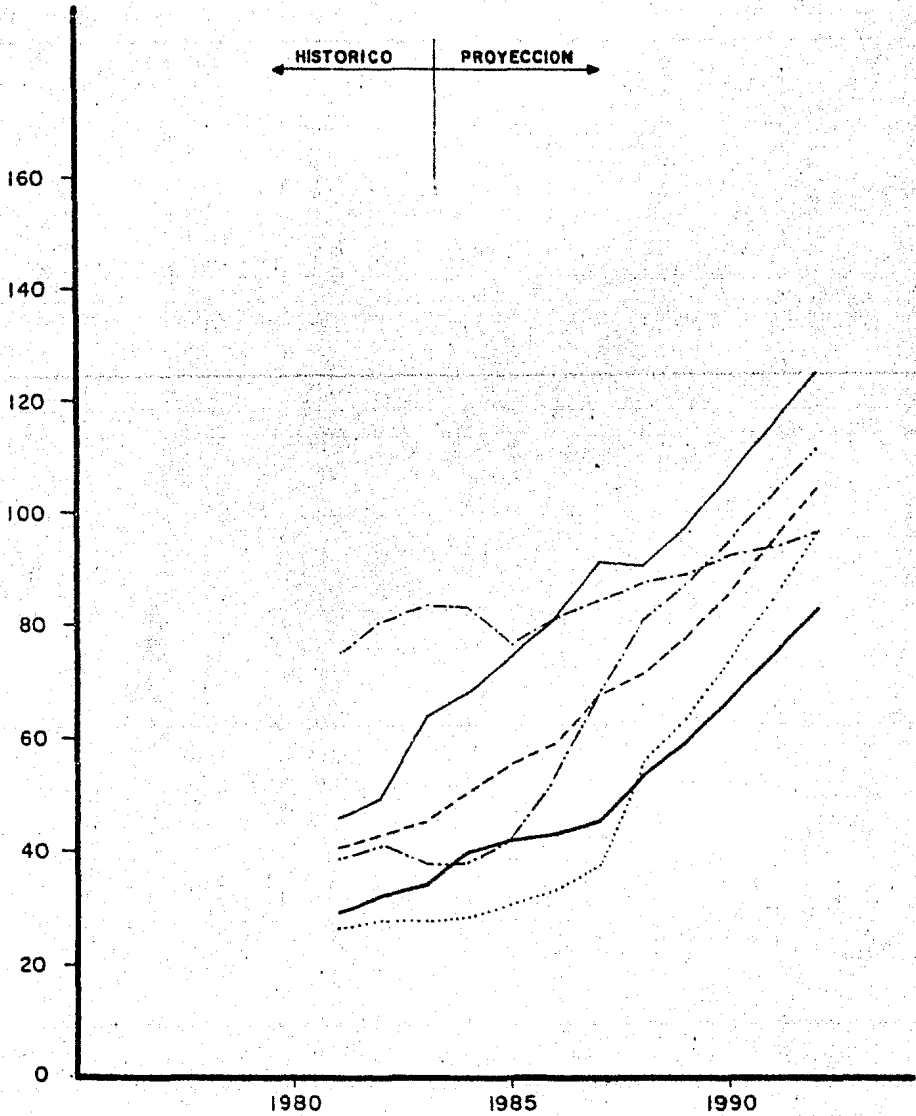
ZONA 1	———	ZONA 4	.....
ZONA 2	- - - - -	ZONA 5	.....
ZONA 3	- . - . -	ZONA 6	———



# VENTAS DE COMBUSTOLEO POR ZONAS

MILES DE BARRILES DIARIOS

GRAFICA III - 8

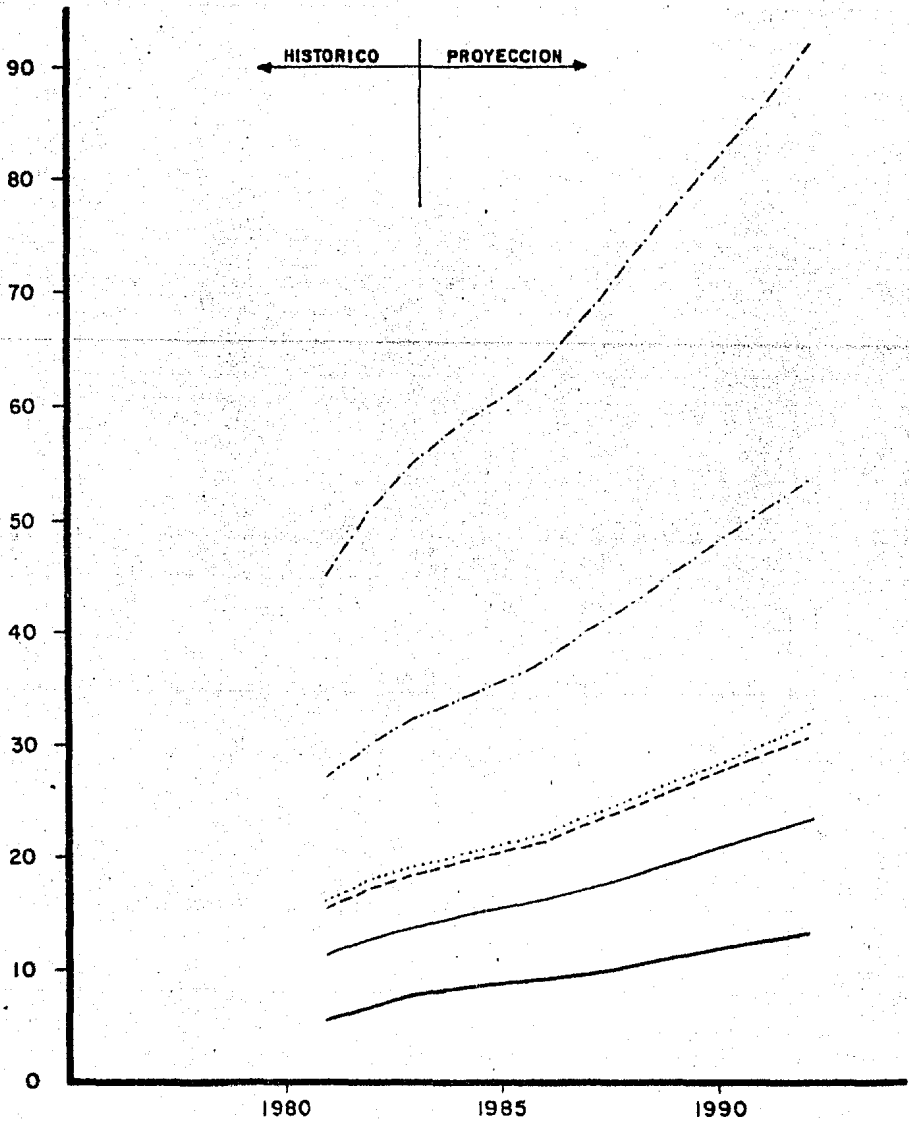


ZONA 1	———	ZONA 4	- · - · -
ZONA 2	- - - - -	ZONA 5	.....
ZONA 3	- · - · -	ZONA 6	—————

# VENTAS DE GAS LICUADO POR ZONAS

MILES DE BARRILES DIARIOS

GRAFICA III - 9



ZONA 1 ———

ZONA 2 - - - - -

ZONA 3 - · - · -

ZONA 4 - · - · -

ZONA 5 - - - - -

ZONA 6 ———

### III.4.- Políticas de exportación.

Las exportaciones de los productos petrolíferos están basadas en: la producción de las refinerías de PEMEX, las ventas internas de sus productos, los inventarios necesarios y los precios y especificaciones del mercado internacional; por lo tanto, las exportaciones estarán restringidas a su vez, por los conceptos mencionados y por la sobrecapacidad de producción que muchos países tienen, de ahí que, por sus características, los productos petrolíferos se están comercializando con usuarios finales de los mismos y básicamente dentro del mercado spot.

Como productos petrolíferos, se entiende a los que se obtienen de la refinación del petróleo crudo, en nuestro país son los siguientes: gas licuado, gasolinas - en todas sus variedades, kerosinas, turbosina, diesel en sus dos variedades, virgin stock - 28, combustóleos, asfaltos, lubricantes, grasas, materia prima paraneegro de humo, coque y parafinas. Su producción hasta 1984 se muestra en la tabla III.4.

La política de diversificación de mercados, así como la de clientes se ha puesto en marcha junto con el establecimiento de cuotas para exportación por cliente determinado. No se pretende incrementar la capacidad de refinación de PEMEX más allá de lo requerido para satisfacer la demanda interna. Las exportaciones de productos derivados tendrán solo una función de equilibrio entre la oferta y la demanda interna. No se planea partir de esta situación, no se pretende competir en el mercado internacional de productos. Los mercados internacionales para los derivados del petróleo son variables, dependiendo del lugar donde se fijen los precios y las características cualitativas de los productos.

Las refinerías para fijar los precios son tomadas de publicaciones internacionales: Platts U.S. Marketscan, en donde aparecen las referencias de precios en la Costa del Golfo, New York, Costa del Oeste: el Platts European Marketscan, en donde se mencionan las refinerías de Italia, Rotterdam, Golfo de Arabia, Singapur, Japón, Caribe entre otros, existen también otras referencias dependiendo del producto específico, como es el caso del Bunkerfuel, exclusivamente para combustóleos y bunkers, así como referencias de países o empresas en donde se publican sus precios (posting) como Venezuela, Japón, Singapur, Australia, Shell, Exxon, British Petroleum, etc.

**ELABORACION DE DERIVADOS DEL PETROLEO**  
(Barriles diarios)

AÑO	GAS LIQUADO	GASOLINAS	QUEROSENO		DIESEL	COMBUSTIBLE Y RESIDUALES	VIRGIN STOCK 28
			TURBOSINA	OTROS QUEROSENO			
1938	22	12 367		1 334	13 888	54 715	
1939	38	12 542		2 485	11 268	51 296	
1940	71	10 246		2 937	11 426	55 366	
1941	107	11 337		3 668	12 005	56 923	
1942	104	13 027		4 614	12 551	50 071	
1943	121	15 115		5 466	13 405	50 551	
1944	142	14 754		5 888	12 713	55 030	
1945	173	14 879		7 318	13 326	59 614	
1946	148	16 984		7 767	13 137	65 608	
1947	570	22 762		8 592	11 225	86 622	
1948	1 057	24 721		8 913	11 839	81 473	
1949	1 315	27 833		10 430	12 786	91 038	
1950	1 471	31 375		11 658	14 572	88 696	
1951	1 742	35 715		14 000	14 477	94 156	
1952	2 074	40 115		15 959	16 038	95 620	
1953	2 477	43 899		17 729	14 868	107 584	
1954	2 216	43 899		18 099	13 507	124 485	
1955	2 419	44 216		18 932	13 493	131 197	
1956	3 467	49 893		29 858	16 333	121 347	
1957	4 110	55 323		22 008	22 616	118 041	
1958	6 304	64 734		26 619	27 263	122 227	
1959	10 027	71 219	181	30 630	28 074	120 715	
1960	10 642	73 342	481	28 803	35 585	115 126	
1961	13 896	80 742	1 356	30 386	37 638	130 162	
1962	12 767	81 474	1 671	30 444	42 967	123 995	
1963	15 899	86 677	2 156	30 293	46 638	116 658	
1964	18 429	92 257	2 615	30 899	56 598	109 336	
1965	23 162	103 351	2 934	31 929	56 052	107 874	
1966	25 414	98 277	4 397	30 762	58 573	104 279	
1967	28 899	114 038	5 436	33 134	65 614	116 729	
1968	30 270	122 221	6 219	32 180	72 991	117 642	
1969	32 882	128 871	7 345	31 712	75 562	118 178	
1970	36 202	140 227	8 455	31 090	83 296	130 521	
1971	37 386	144 163	8 945	31 660	82 726	125 892	
1972	40 243	154 441	9 894	31 616	94 267	142 393	
1973	47 063	161 597	12 179	33 880	104 860	149 982	
1974	50 517	180 004	15 708	35 293	137 605	170 675	
1975	51 701	185 271	15 277	34 772	151 065	178 732	
1976	55 701	211 990	16 911	36 835	162 633	199 962	
1977	65 837	231 366	21 230	34 017	182 396	233 210	
1978	74 038	245 975	20 248	37 918	198 523	243 735	
1979	90 570	285 069	24 081	40 269	215 298	237 491	
1980	119 751	327 910	27 566	41 437	244 240	308 478	
1981	135 877	360 907	28 926	41 226	269 944	347 027	
1982	150 800	348 120	30 623	45 418	230 834	349 646	
1983	154 900	355 200	27 392	39 064	223 960	350 188	
1984	156 053	362 665	33 797	31 727	232 936	374 898	39 828

TABLA III.4

**ELABORACION DE DERIVADOS DEL PETROLEO**  
(Barriles diarios)  
(Continuación)

AÑO	ASFALTOS	LUBRICANTES	GRASAS	PARAFINAS	GAS SECO	OTROS <sup>(1)</sup>	TOTAL
1938	3 326	953	19	293	419	4 893	92 229
1939	2 208	732	16	299	521	6 068	87 473
1940	2 240	730	22	276	456	3 921	87 691
1941	1 948	249	36	260	521	8 527	95 581
1942	1 742	386	38	236	844	7 318	90 931
1943	2 740	510	44	249	499	5 676	94 376
1944	2 159	645	44	251	615	7 363	99 604
1945	2 923	608	44	288	592	18 451	118 216
1946	6 422	575	52	296	611	8 995	120 595
1947	1 937	619	44	290	534	7 271	140 466
1948	2 219	484	52	251	320	4 635	135 964
1949	2 479	597	60	197	490	2 679	149 904
1950	2 186	515	58	227	658	1 825	153 241
1951	2 729	564	55	208	1 219	3 176	168 041
1952	2 795	563	68	237	1 320	2 984	177 773
1953	2 622	578	47	192	2 033	3 774	195 803
1954	3 173	748	47	203	1 625	3 220	211 222
1955	3 156	1 551	41	501	1 649	4 697	221 852
1956	3 418	2 150	66	689	149	713	230 683
1957	4 584	2 455	71	797	1 830	1 675	233 510
1958	4 156	2 438	52	877	2 063	1 568	258 301
1959	3 997	2 800	60	989	4 005	5 851	278 548
1960	5 194	2 891	66	877	3 344	3 400	279 751
1961	4 879	3 066	85	899	3 959	10 302	317 370
1962	5 655	3 019	110	849	3 816	11 614	318 381
1963	5 499	3 236	112	912	4 260	10 463	322 803
1964	6 352	3 361	115	1 014	4 448	21 505	346 929
1965	8 696	3 740	123	1 005	5 227	4 266	348 359
1966	16 534	3 371	110	997	6 293	5 263	354 770
1967	17 230	4 016	140	1 096	8 918	7 068	402 318
1968	18 699	3 587	156	915	12 503	8 639	426 022
1969	21 852	3 756	142	1 121	12 164	8 305	441 890
1970	23 165	5 282	134	1 164	13 317	8 282	481 135
1971	24 451	5 326	139	1 432	15 315	9 469	486 904
1972	23 620	6 036	167	1 486	15 386	8 898	528 447
1973	21 056	6 296	189	1 658	15 600	10 321	564 681
1974	12 946	7 332	227	1 833	19 778	9 900	641 818
1975	11 293	8 090	179	1 534	12 011	10 102	660 027
1976	11 765	8 340	253	1 666	14 116	12 922	733 094
1977	12 063	7 482	251	1 864	20 184	13 758	823 658
1978	13 202	7 820	209	2 025	20 342	13 279	877 314
1979	14 767	7 561	209	1 806	22 737	17 827	958 685
1980	16 817	7 623	189	2 180	28 929	14 536	1 139 656
1981	18 222	9 466	156	1 864	29 549	17 083	1 260 247
1982	19 966	7 818	223	1 876	30 851	21 217	1 237 392
1983	16 945	6 581	140	2 477	34 880	36 715	1 248 448
1984	22 857	6 829	200	1 803	22 662	40 187	1 326 242

(1) Incluye coque, negro de humo y entregas netas a petroquímica.

TABLA III.4

Ref.: Anuario Estadístico 1984. PEMEX.

Los mercados para los productos nacionales han sido principalmente, los Estados-  
 Unidos con un 85% por su cercanía, infraestructura y por encontrarse ahí las prin-  
 cipales compañías refinadoras integradas; Colombia con 9% en donde se exporta —  
 principalmente la gasolina mexicana; Holanda y España con un 2% cada una, siendo  
 los productos exportados combustóleos, pentanos y L.P.G.; los países centroameri-  
 canos 1%, e Inglaterra y Ecuador el 1% restante. Estas cifras fueron tomadas del  
 primer semestre de 1985.

Durante 1984 se tuvieron 29 empresas como clientes, las diez más importantes, to-  
 mando en cuenta el valor de las transacciones fueron:

	<u>MMUSD</u>
1) CITGO	428.3
2) BORDER GAS	231.5
3) ARCO	205.6
4) NORTHVILLE	113.2
5) B.P.N.A.P.	105.5
6) COASTAL	80.5
7) GULF I. & M.S.	59.4
8) CEPE	55.7
9) ECOPETROL	40.3
10) TEXACO	33.1

Los principales productos de exportación son; gasolina 37%, combustóleo 29%, —  
 L.P.G. 18%, Diesel 12%, turbosina 3% y pentanos 1%. Dentro de estas exportacio-  
 nes no se tomó en cuenta al Virgin Stock-28 cuyas exportaciones han sido del or-  
 den de 11,494,038 barriles hasta los primeros seis meses de 1985; este producto-  
 se trata de un crudo despuntado que ha substituído en ocasiones al crudo Istmo —  
 cuando este ha sufrido disminución en sus precios.

Otro producto que se ha venido exportando durante los últimos años fué el gas na-  
 tural, siendo sus volúmenes exportados: 31,322 BDC en 1983 y 21,459 BDC en 1984.  
 Con fecha 1ª de noviembre de 1984, se terminó el contrato que existía para la ex-  
 portación de gas hacia los Estados Unidos; sin embargo, hace pocos meses, se rei-  
 nició la venta.

Dentro de los principales objetivos fijados por Petróleos Mexicanos, a través de su Subdirección Comercial, enmarcados en los lineamientos trazados por el Ejecutivo Federal se encuentran los siguientes:

- ) Lograr un abasto nacional suficiente, eficiente y oportuno de productos petrolíferos para el mercado interno.
- ) Generar el principal ingreso de divisas extranjeras para uso de los sectores no petroleros de la economía.

En cuanto al primer objetivo, el suministro de energía primaria se encontró con los siguientes problemas:

- ) Bajos precios de su venta interna de los productos.
- ) Medios de distribución insuficientes.
- ) Falta de almacenamientos.
- ) Mecanismos de cobranza complejos.

Dentro de el segundo objetivo mencionado, se tomó la decisión de incrementar y diversificar las exportaciones encontrándose con las siguientes deficiencias:

- ) Falta de almacenamientos.
- ) Algunos de los productos no cuentan con la calidad internacional requerida.
- ) Medios de transportación insuficientes.
- ) Problemas de logística en la República Mexicana.

De las 9 refinerías, 17 centros petroquímicos y complejos industriales, agrupando en su totalidad 257 plantas de proceso, con 1 millón 350 mil barriles diarios de capacidad de refinación y 15.5 millones de toneladas por año de petroquímicos, las estadísticas de 1950 a 1984, reportan los siguientes volúmenes:

	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>
CRUDO PROCESADO *	1,180	1,214	1,400	1,415	1,530
PETROLIFEROS OBTENIDOS *	1,140	1,394	1,368	1,381	1,471
PETROLIFEROS EXPORTADOS *	51	66	42	84	112

\* DATOS EN MILES DE BARRILES POR DIA DE OPERACION

Los datos de los petrolíferos exportados se encuentran en las gráficas III.10 a III.17.

Por las limitaciones expuestas anteriormente, la exportación de productos petrolíferos está supeditada a la disponibilidad de éstos, una vez se haya satisfecho la demanda nacional.

En el futuro, se podría ampliar la diversificación de productos, como la futura exportación de coque y asfalto, así como de gasolina de alto octanaje con 0.1% mínimo de plomo para poder ser comercializada en los Estados Unidos. Con respecto al Virgin Stock-28, este producto tendrá altas y bajas en su comercialización, dependiendo del precio del crudo Istmo; los pentanos serán más atractivos en la petroquímica y su comercialización se prevee que se pueda incrementar y la mezcla de butanos podría continuar su aumento en sus exportaciones.

Por estos motivos, se planea tener en los próximos años un esquema similar al que existe actualmente, pero con la innovación del uso de tecnologías de aprovechamiento del fondo del barril con la finalidad de aumentar la producción de destilados intermedios a partir de residuos y por consiguientemente satisfacer la creciente demanda interna y tener inventarios para exportación.

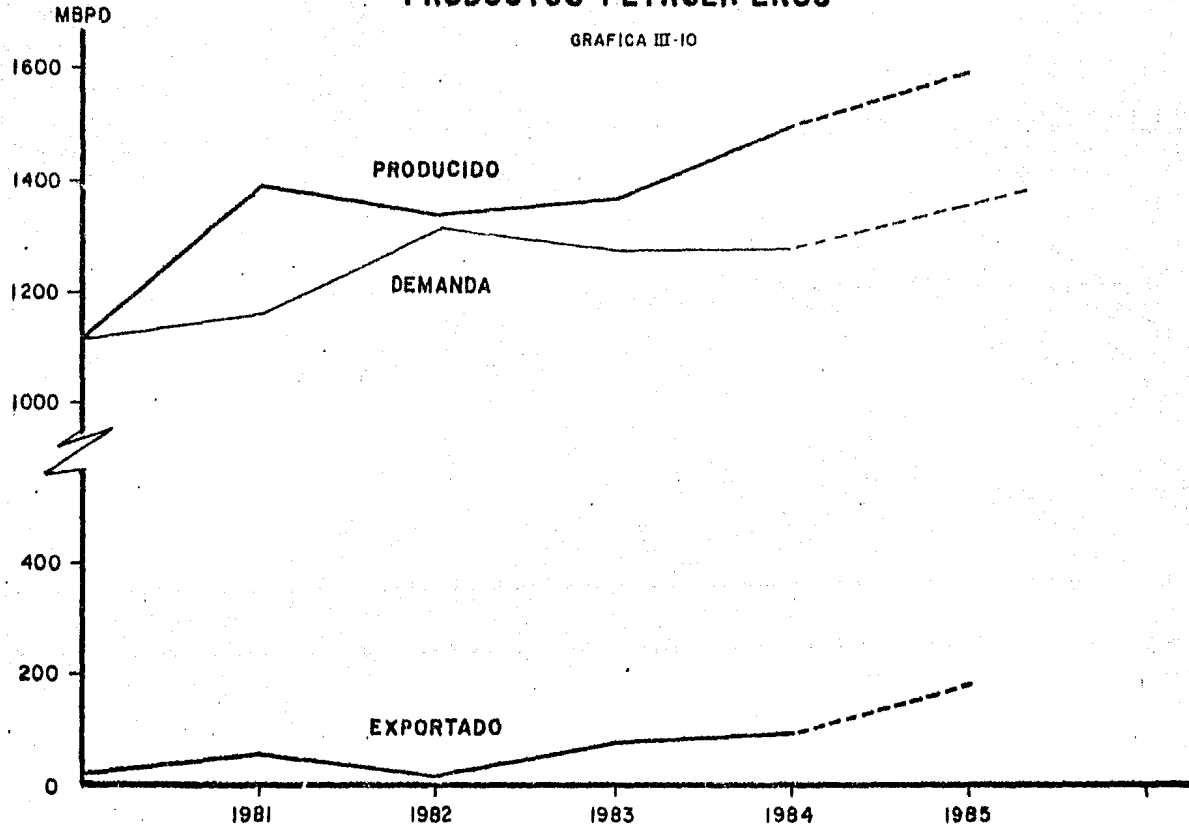
Hay que enfatizar que estas tecnologías, al producir destilados con un menor contenido de contaminantes, harán que los rendimientos de los subsecuentes plantas de refinación aumenten no sólo en cantidad, sino también en calidad.

Dependiendo de la rapidez con que se pueda implementar estos procesos en las instalaciones existentes, dependerá que PEMEX pueda cumplir satisfactoriamente con la demanda interna de productos petrolíferos en la próxima década y además que establezca una política de exportación más consistente que la actual.



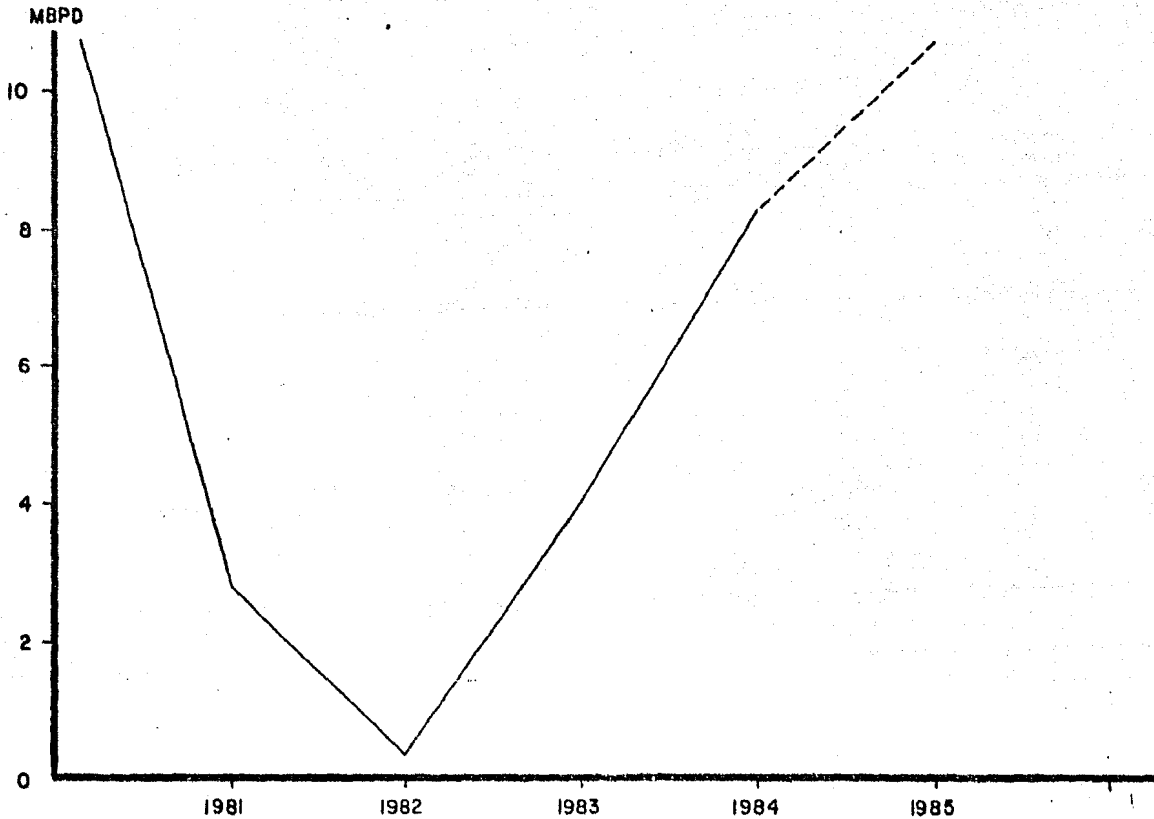
# PRODUCCION VS EXPORTACIONES PRODUCTOS PETROLIFEROS

GRAFICA III-10



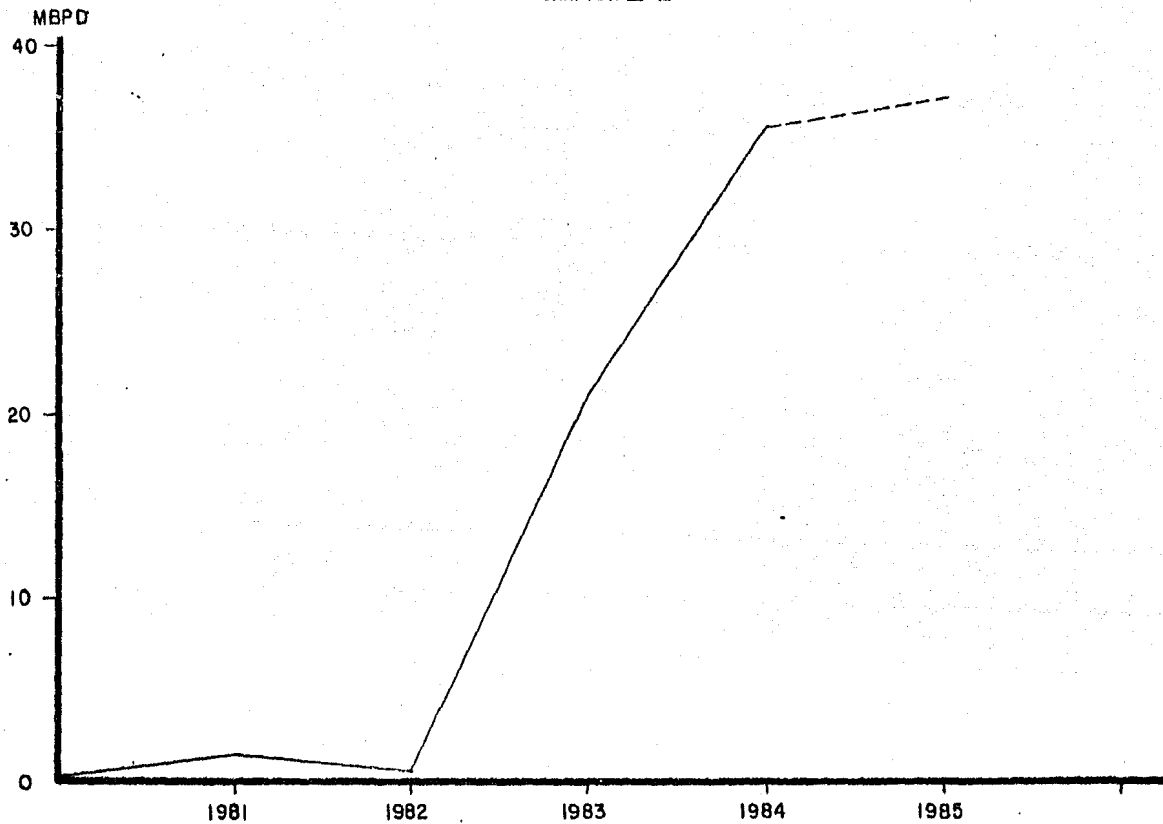
# GAS LICUADO EXPORTADO

GRAFICA III-II



# GASOLINA EXPORTADA

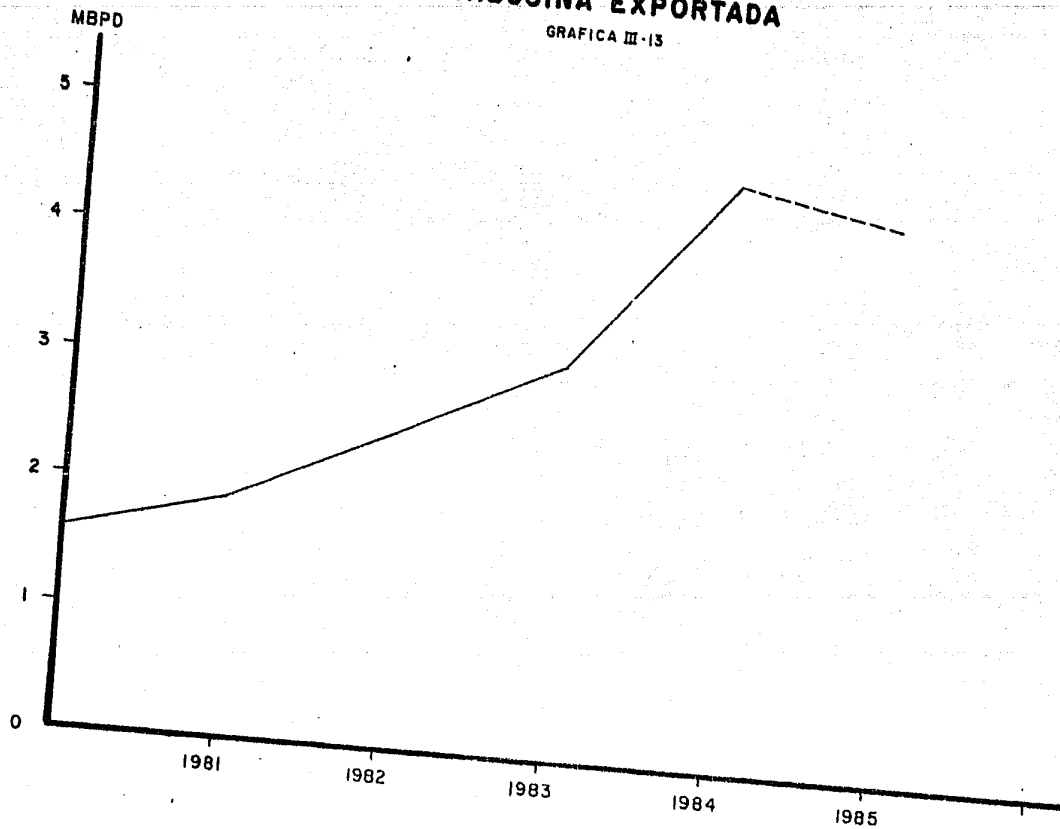
GRAFICA III-12



75

# TURBOSINA EXPORTADA

GRAFICA III-13

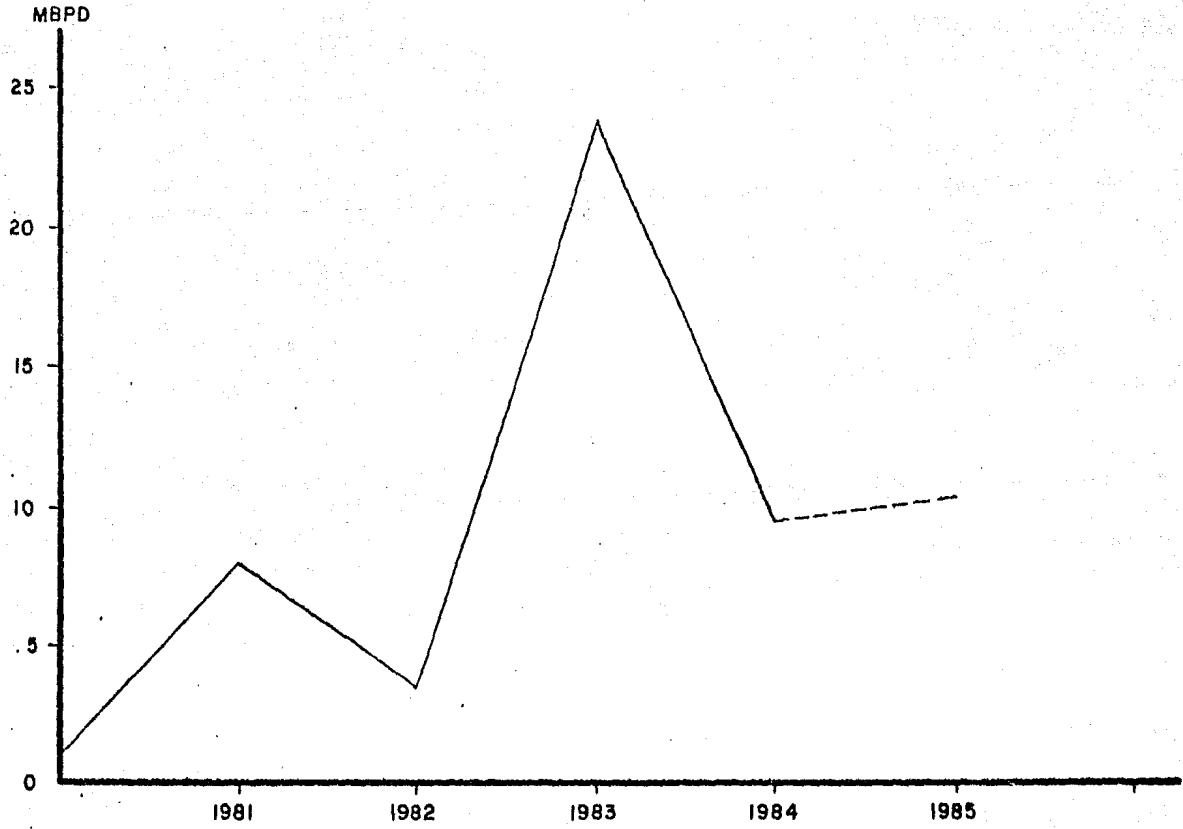


76

REF.: 2º SIMPOSIO CONIQQ, NOV. 1985

# DIESEL EXPORTADO

GRAFICA III-14



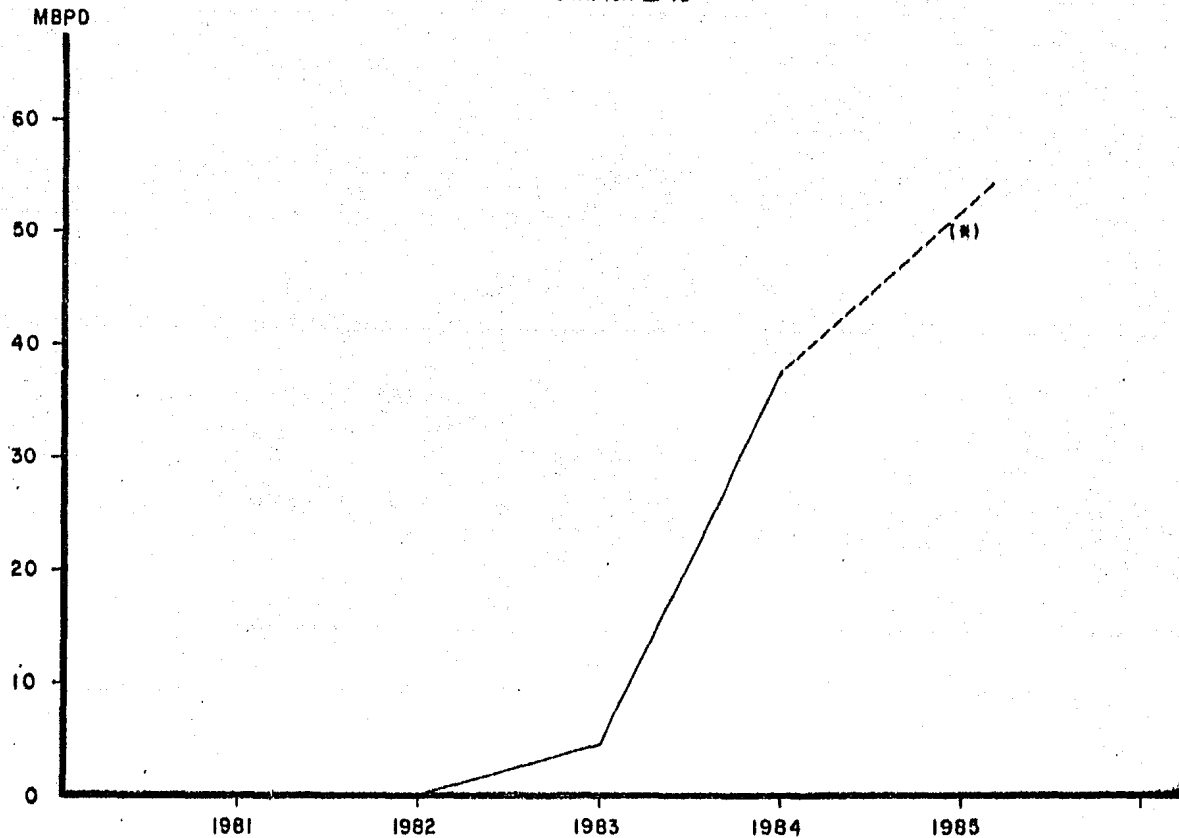
# COMBUSTOLEO EXPORTADO

GRAFICA III-15



# VIRGIN STOCK - 28 EXPORTADO

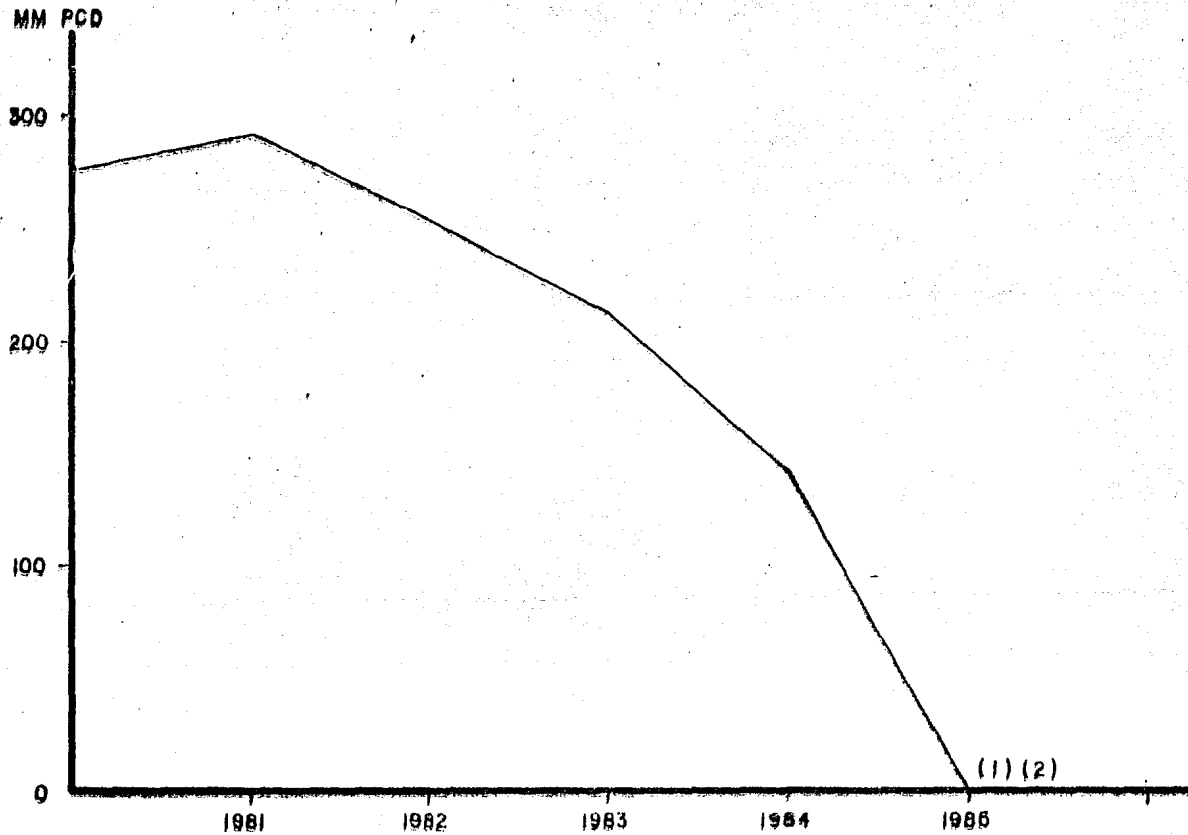
GRAFICA III-16



(\*) DEPENDIENDO DE LA EXPORTACION DEL CRUDO ITSMO

# GAS NATURAL EXPORTADO

GRAFICA III-17



(1) DESDE EL 1º DE NOVIEMBRE DE 1984 SE DEJO DE EXPORTAR.

(2) EN 1985 SE REINICIO LA EXPORTACION



---

CAPITULO IV

PRESENTACION DE ALTERNATIVAS  
PARA EL PROCESAMIENTO  
DE CRUDOS PESADOS

#### IV.1.- Antecedentes.

Como se mencionó en el capítulo I (Caracterización de crudos), existen diferencias significativas entre un crudo pesado y un crudo ligero; en comparación, los crudos pesados tienen menores rendimientos en destilados ligeros (gasolina y kerosina), contienen más azufre (un promedio entre 4 y 5%) y metales (arriba de 500 ppm) especialmente níquel y vanadio; estos materiales incrementan las dificultades en el proceso de refinación

Los crudos pesados tienen alta viscosidad y no es fácil su explotación en un pozo por lo tanto, su manejo y almacenamiento causa problemas adicionales en la mayoría de las refinarias, ya que éstas no están diseñadas para recibir cargas de crudo pesado; otro problema que se presenta es debido a la alta concentración de metales en el crudo, ya que si este contenido no se reduce, el comportamiento de los procesos que involucren catalizadores se verá drásticamente disminuido. Es por esto, que el procesamiento de crudos pesados se divide en dos etapas: En la primera se aumenta la relación hidrógeno/carbono y se disminuyen los contaminantes que más interfieren con el procesamiento posterior; y una segunda etapa donde se logra satisfacer las especificaciones finales que se han fijado en los productos: Hidrotratamiento, Desintegración Catalítica, Reformación Catalítica, etc. La primera etapa es menos conocida y hacia ella se dirigirá la metodología de selección de procesos que se expone.

#### IV.2.- Tecnología disponible.

El método más simple para utilizar crudo pesado como alimentación a una refinaria consiste en mezclarlo con un crudo más ligero; este proceso se ha practicado por muchos años y en México se realizan mezclas de Crudo Istmo (33<sup>º</sup> API) y Crudo Maya (22<sup>º</sup> API) en varias proporciones, siendo las más comunes: 70/30 y 50/50 en volumen respectivamente. Una vez hecha la mezcla deseada, se procesa en una unidad de destilación combinada (atmosférica y vacío) para la obtención de fracciones ligeras y asfaltos que pueden utilizarse en otros procesos; otra opción para utilizar crudo pesado es su descomposición parcial o total para lo cual se usan diferentes procesos. Las tecnologías comerciales que se analizan en esta tesis se pueden clasificar, en términos del mecanismo de mejora de la relación hidrógeno/carbono, co

mo procesos de adición de hidrógeno y procesos de rechazo de carbón, bajo las categorías de extracción, conversión térmica y conversión catalítica (tabla IV.1).

En general, las primeras tecnologías comerciales para aprovechamiento de residuos fueron de rechazo de carbón, del tipo térmico como la reducción de viscosidad y coquizado retardado, o de extracción como las de desasfaltado.

Posteriormente aparecieron tecnologías denominadas de transición porque preceden a los procesos de alta conversión. Estas respondieron básicamente a los requerimientos de demanda de residuo de bajo contenido de azufre por restricciones ambientales, así como a la necesidad de incrementar el rendimiento de productos refinados. Aquí se incluyen tecnologías de rechazo de carbón como coquización fluida, -Eureka, HOC y ART; así también tecnologías de adición de hidrógeno como Resid-HDS y H-OIL.

Las tecnologías recientes de aprovechamiento de residuos incluyen procesos de alta conversión que han sido comercializados o aquellos que estando a nivel de desarrollo se prevé que estarán disponibles comercialmente para la década de los noventa. Dentro de este grupo se contemplan tecnologías de rechazo de carbón como -FLEXICOKING y de adición de hidrógeno como CANMET.

En la actualidad, los procesos de descomposición térmica que más se utilizan son coquizado retardado y reductora de viscosidad, ya que la mayoría de éstos han sido desplazados por los procesos de descomposición catalítica debido a su alta flexibilidad para operar con diferentes tipos de carga y obteniendo mayores rendimientos que en un proceso térmico; sin embargo se deben tener ciertas precauciones para el manejo del catalizador que se utilice, ya que dependiendo de la severidad de las condiciones de operación y de la carga alimentada se definirá el tipo de catalizador a utilizar y el ciclo de regeneración que tendrá.

Los procesos tienen la flexibilidad de utilizar diferentes tipos de solvente, lo cual indica que se pueden obtener varios grados de extracción dependiendo de la solubilidad de la carga en el solvente utilizado y de las fracciones del petróleo que se quieran obtener.

CATEGORIA	PROCESO	LICENCIADOR
	RECHAZO DE CARBON	
Extracción	Desasfaltado profundo con solvente.	Foster Wheeler
	ROSE	Kerr-McGee
	DEMEX	IMP/UCP
	Descarbonizado con solvente.	Pullman Kellogg
	Desasfaltado con solvente.	IEP
Conversión Térmica	Coquizado retardado	Foster Wheeler
	Flexicoking.	Exxon R & E
	Eureka.	Kureha Chemical
	ART	Kellogg/Engelhard
Conversión Catalítica	HOC	Kellogg/Airproducts/
		HRI
	RCC	UCP
	ADICION DE HIDROGENO	
Conversión Catalítica	H-Oil (a)	HRI/Texaco
	LC-Fining (a).	Lummus/Cities
	Cammet.	Partec Lavalin/
		Petro-Canada
	RCD Unifon.	UCP
	Hidrotratamiento RDS y VRDS.	Chevron Research
	Resíduo HDS, AIB y VIB.	Gulf R & DC
	Residfining.	Exxon R & E
	Unicracking/HDS.	Union Oil Co.

a) En altas conversiones se presenta rechazo al carbón.

PROCESOS COMERCIALES PARA EL APROVECHAMIENTO DE CRUDOS PESADOS

TABLA IV.1

Ref.,; Hydrocarbon Processing, Marzo 1985.

#### IV.2.1.- Procesos de rechazo de carbón.

Estos son procesos que mejoran la relación hidrógeno/carbono mediante la separación de un subproducto que se compone en muy alto porcentaje de carbón; hay dos tipos de procesos de rechazo de carbón: los de separación física con solventes — que son los de desasfaltado, y los de desintegración térmica que son los de coqui— zación.

En desasfaltado hay variantes que se distinguen principalmente en sus condiciones de operación y en el peso molecular del solvente. Por su naturaleza, esos proce— sos permiten procesar una amplia gama de productos desde residuos de vacío hasta— crudos muy pesados con alto contenido de metales.

Los procesos de coquificación aumentan significativamente la gravedad API mediante— la conversión total del residuo de vacío.

A continuación se presentan los esquemas y descripciones de los procesos de recha— zo de carbón que se mencionan en la tabla IV.1.

### Desasfaltado Profundo con Solvente. Figura IV-1

El residuo de vacío se pone en contacto con solvente en un contactor de disco rotatorio donde el control de la separación se realiza por medio de la velocidad del rotor. La selectividad y solubilidad del solvente se pueden modificar según las condiciones de operación que se exijan para obtener los productos con la calidad requerida.

Para aumentar la eficiencia en el aprovechamiento de energía, se pueden utilizar sistemas de recuperación de solvente diferentes al que se muestra en el esquema; estos sistemas utilizan la evaporación de doble o triple efecto para la separación aceite desasfaltado/solvente. El aceite obtenido tiene una viscosidad mayor a 225 SSU a 210 °F.

### Proceso ROSE. Figura IV-2

El residuo se mezcla con el solvente en M-1, en una proporción de 5-15 partes en volumen; la mezcla pasa al recipiente V-1, por el fondo de éste se obtiene una parte pesada que consiste de asfaltenos con alto punto de ablandamiento y solvente disuelto. Los asfaltenos son calentados en E-5 para ser separados en T-1, recuperando el solvente arrastrado por los domos, y los asfaltenos en el fondo.

El solvente en la parte superior del recipiente V-1 pasa al cambiador de calor E-1, donde el aumento de temperatura se presenta una segunda separación, formando se una resina intermedia que se separa en el fondo de V-2 y agotada de su contenido de solvente en T-2.

La solución de solvente y aceite pasan por los cambiadores E-4 y E-6 donde se eleva su temperatura; en estas condiciones, el solvente presente se comporta como un fluido supercrítico en el cual, el aceite es virtualmente insoluble. El solvente recuperado sale por el domo de V-3 e intercambia calor en E-4 y E-1 con la solución proveniente de V-2 y V-1. El solvente es enfriado en E-2 a una temperatura subcrítica para poder ser mezclado de nuevo. La fase pesada de aceite sale en el fondo de V-3 y es agotada para extraer el solvente arrastrado en T-3.

El solvente vaporizado que se asocia con la fase pesada formada en V-1, V-2 y V-3 es recuperado en la sección de agotamiento y recirculado con la bomba P-2. El sistema se puede simplificar a producir dos productos si se incluyen las resinas en el corte de asfaltenos.

### Proceso DEMEX. Figura IV-3

El proceso utiliza temperaturas subcríticas para la extracción y condiciones supercríticas para la recuperación del solvente, esto significa que, comparando otros procesos de recuperación subcrítica, incluyendo sistemas de múltiple efecto, el proceso DEMEX ofrece una reducción en los costos de servicios auxiliares del 25 - 40 %.

El residuo de vacío mezclado con solvente de recirculación de la segunda etapa, se alimenta al extractor de la primera etapa; la presión es suficientemente alta para mantener el solvente en fase líquida y la temperatura es controlada por el grado de enfriamiento del solvente recirculado.

Los asfaltenos son rechazados en la primera etapa, estos son calentados, separados y agotados para remover el solvente presente.

Los domos del extractor de la primera etapa intercambian calor con el solvente caliente, el incremento de temperatura provoca la disminución de la solubilidad de compuestos de alto peso molecular que repercuten directamente en la calidad del aceite desmetalizado. Estos productos son separados en la segunda etapa y recirculados a la primera etapa.

La parte ligera de este separador incrementa su temperatura, primero por intercambio de calor con el solvente caliente y después por medio de un horno, hasta alcanzar la temperatura crítica del solvente, lo cual propicia la separación del aceite desmetalizado; después se separa y se agota para poder remover el solvente arrastrado. La fase rica en solvente se recupera en los domos del separador supercrítico, esto es aprovechado para proporcionar el calor necesario del proceso. Posteriormente, el solvente se enfría a la temperatura más conveniente para la recirculación a la primera etapa.

#### Descarbonizado con Solvente. Figura IV-4

Este es un proceso de extracción a bajas temperaturas; la alimentación es enfriada al intercambiar calor antes de entrar a la torre de descarbonizado. El solvente se alimenta en el fondo de la torre y se realiza el contacto a contra-corriente con el aceite descendiente. Un serpentín en el domo de la torre maximiza la selectividad de la separación.

El aceite descarbonizado obtenido del domo de la torre se calienta a presión para evaporar el solvente. El asfalto obtenido en el fondo se calienta en un horno, — provocando la evaporación del solvente que fué arrastrado, las trazas de solvente son removidas del asfalto por medio de la sección de agotamiento.

#### Desasfaltado con Solvente. Figura IV-5

El residuo de vacío se mezcla con solvente a condiciones altas de presión y temperatura. El extractor está diseñado para operar con la máxima eficiencia para obtener productos con el menor contenido de impurezas, principalmente insolubles en heptano. El solvente arrastrado en el aceite desmetalizado es separado y recuperado en la sección de agotamiento.

#### Coquizado Retardado. Figura IV-6

La carga se alimenta directamente a la torre fraccionadora en la parte inferior o superior, dependiendo del balance de calor requerido. Los fondos de la torre se — bombean al calentador, donde se obtiene una mezcla líquido-vapor que entra a los tanques de coque, en los cuales, los vapores sufren descomposición molecular. Los líquidos también presentan descomposición y polimerización, hasta que se transforman a vapor y coque.

Los vapores que se obtienen en estos tanques entran a la sección inferior de la — torre fraccionadora y se separan en gas, nafta, gasóleos ligeros y pesados, los — cuales se extraen de la torre como productos y son recirculados. Las unidades tienen al menos dos unidades, uno en servicio y otro en donde se remueve el coque.



#### Proceso FLEXICOKING. Figura IV-7

La carga de residuos se introduce al reactor, donde sufre descomposición molecular, obteniendo altos rendimientos de productos vaporizados y coque. Los productos se someten a un apagado en una torre lavadora con el fin de remover el coque-arrastrado; una fracción pesada se recicla al reactor junto con los finos de coque. Las fracciones ligeras se alimentan a un equipo convencional de fraccionamiento.

La corriente de coque se envía al gasificador, en donde el 95% o más de éste es quemado a altas temperaturas con vapor y aire. En el caso de FLEXICOKING, los pasos de gasificación con aire y vapor se realizan en recipientes diferentes, produciendo además de coque gasificado, una síntesis de gas rico en hidrógeno, el cual puede ser utilizado para producir metanol.

#### Proceso Eureka. Figura IV-8

La principal innovación del proceso es la descomposición térmica con agotamiento de vapor simultáneo, a presión atmosférica. El residuo se obtiene en estado líquido para evitar manejo de sólidos, excepto cuando es acondicionado para su entrega en límites de batería.

El residuo de vacío de alimentación se introduce en el fondo de la torre fraccionadora, donde se mezcla con aceite pesado de recirculación proveniente de la sección de lavado de gas. La mezcla de alimentación y aceite pesado se calienta rápidamente en el calentador y enviado a los reactores.

La mayor parte de la reacción de descomposición se efectúa en el reactor, y al mismo tiempo, se realiza el agotamiento del aceite pesado con vapor sobrecalentado. Es muy importante mantener un agotamiento continuo, lo cual hace la diferencia entre éste proceso y el de Coquizado Retardado.

Para detener la reacción, el agua se rocía directamente sobre los reactivos, en ese momento, el residuo sólido se desplaza al fondo del recipiente. Los productos líquidos, junto con el gas se envían a la sección inferior de la torre fracciona-

dora; la fracción pesada se condensa parcialmente para ser recirculado, y las demás fracciones son separadas y acondicionadas para su procesamiento posterior.

#### Proceso ART. Figura IV-9

La alimentación al proceso, que puede ser crudo, residuo atmosférico o de vacío, se mezcla con vapor para dispersarse con el catalizador en un reactor de lecho fluidizado. En esta etapa, los asfaltenos se descomponen, y los metales se depositan en el material de contacto. Otros materiales, incluyendo compuestos de alto punto de ebullición, son vaporizados y separados del material de contacto para su recuperación. Los productos que salen del contactor son apagados y reducen su temperatura para prevenir que se degraden a coque.

El catalizador sólido se lleva al regenerador, donde los materiales combustibles depositados se queman; la energía producida se convierte en vapor o energía eléctrica.

El proceso ART elimina esencialmente el 100% de asfaltenos, 95% de metales, 70% de residuos de carbón y un 35-50% de azufre y nitrógeno.

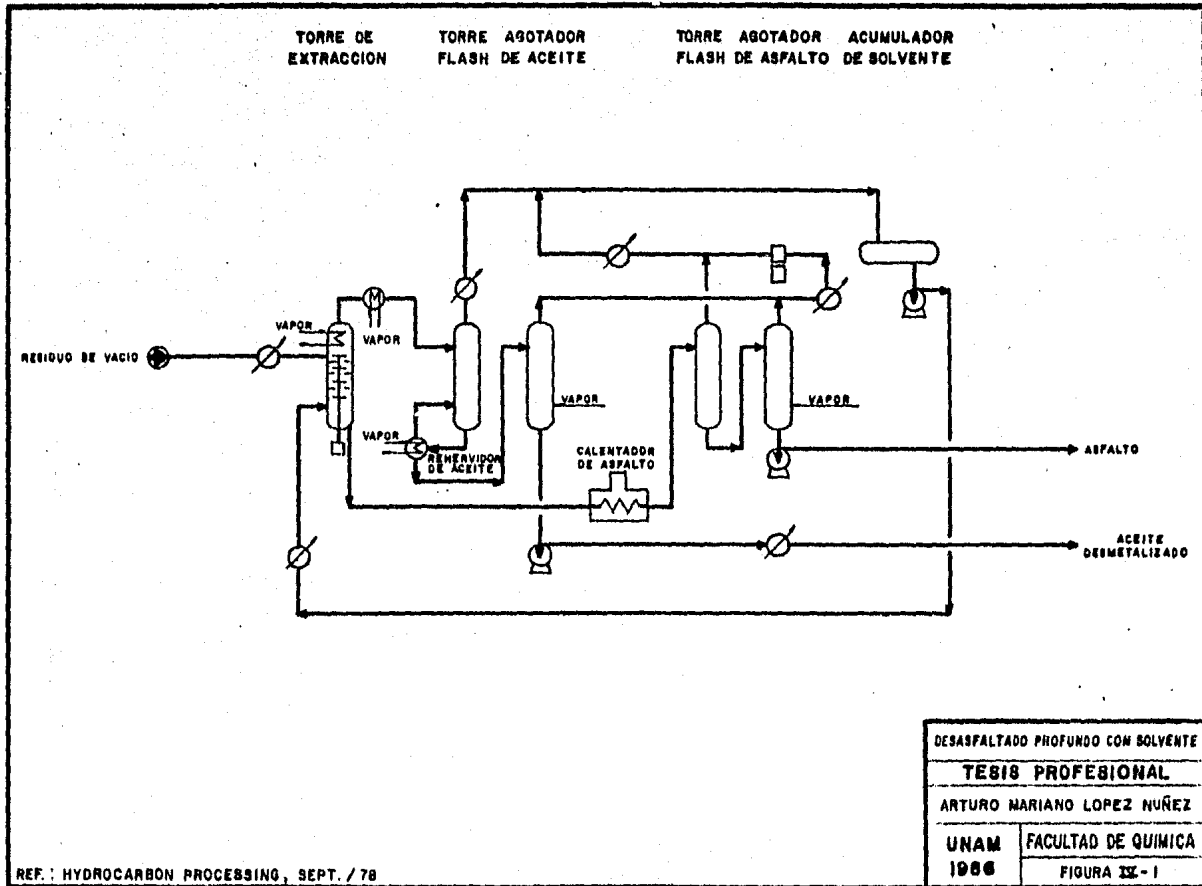
#### Proceso HOC. Figura IV-10

Este proceso es una versión especial del proceso Orthoflow de desintegración catalítica, en el cual los crudos reducidos se descomponen en un reactor. El carbón del residuo se deposita en el catalizador y se quema junto con el coque, en el regenerador. El exceso de calor produce vapor de alta presión en serpentines dentro de la cama del regenerador. Los metales que se depositan en el catalizador afectan su actividad y selectividad; este efecto adverso se puede minimizar al usar el catalizador específico para la descomposición de residuos y la aplicación de retardadores para control de metales.

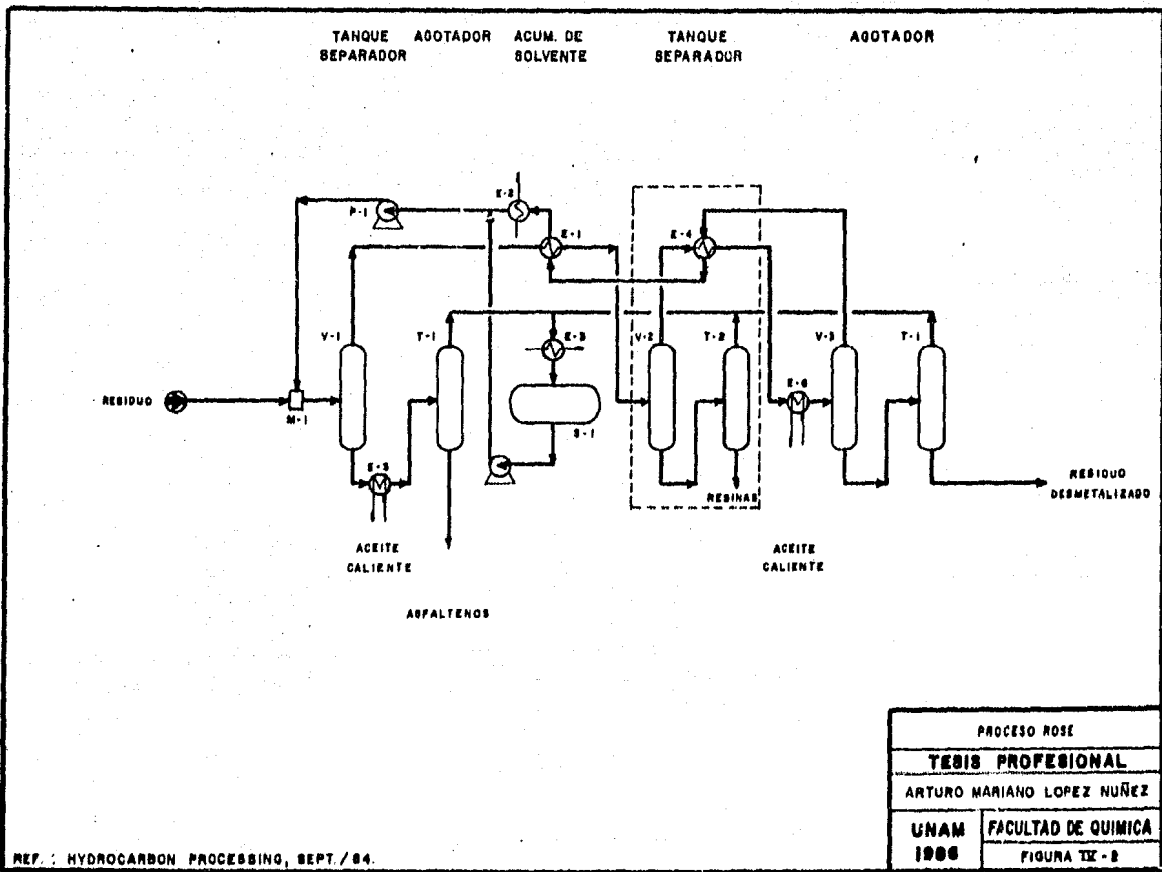
Proceso ROC. Figura IV-11

El residuo atmosférico se alimenta al reactor, donde se mezcla con catalizador caliente . Después de controlar el tiempo de contacto, el catalizador es separado - de la reacción por medio de ciclones. El producto de reacción se envía a la torre fraccionadora para la separación de destilados.

El catalizador gastado se vuelve a activar en un regenerador de dos etapas, por - medio de la combustión de depósitos carbonosos. Es necesario mantener un control- de temperatura en esta sección con el fin de evitar que se forme coque.



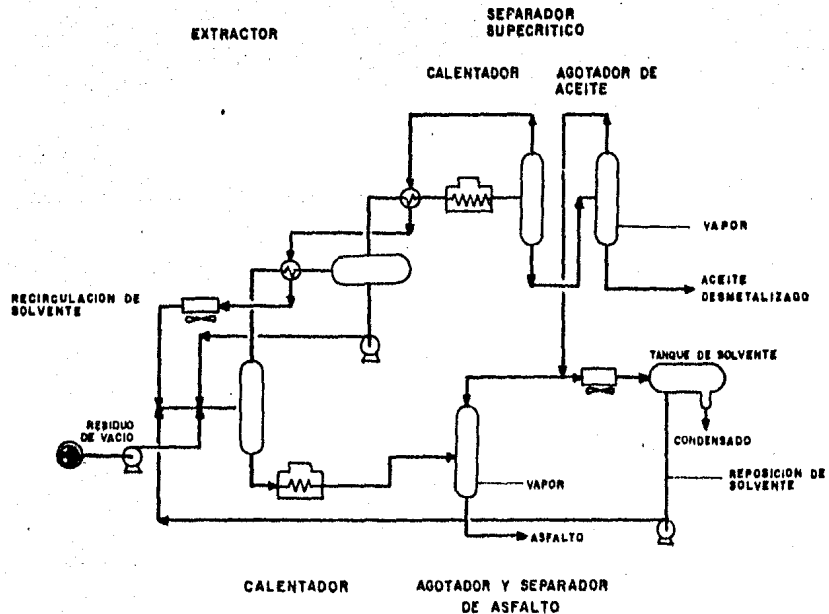
DESASFALTADO PROFUNDO CON SOLVENTE	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM	FACULTAD DE QUIMICA
1986	FIGURA III - I



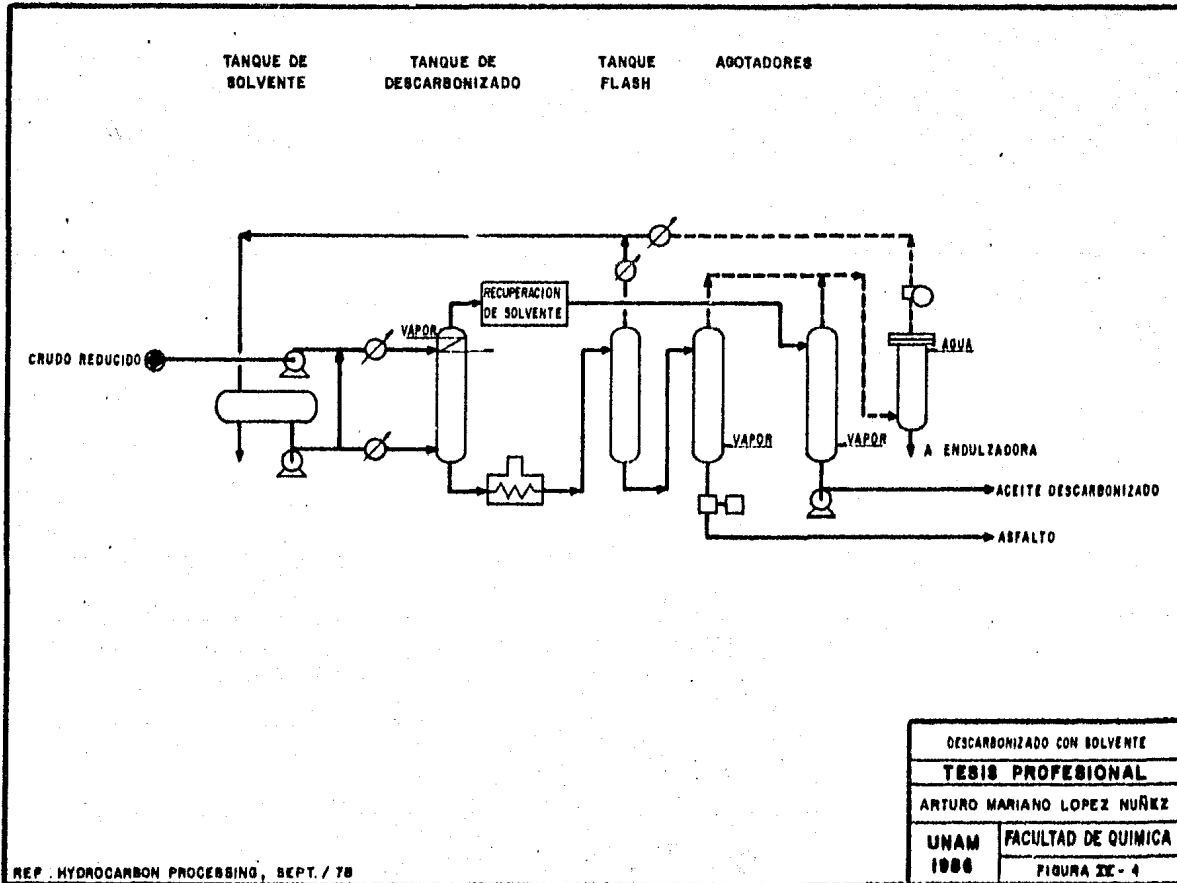
18

REF.: HYDROCARBON PROCESSING, SEPT./84.

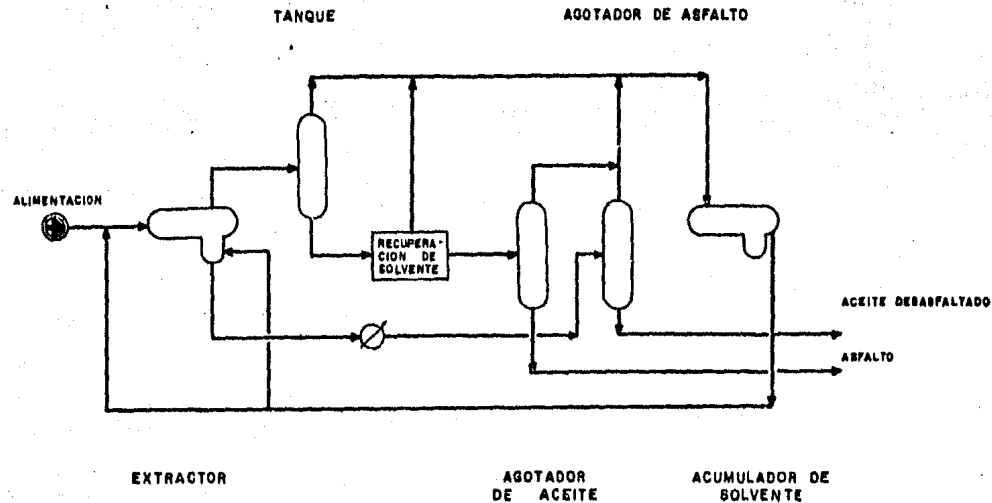
PROCESO ROSE	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM	FACULTAD DE QUIMICA
1986	FIGURA IX - 2



PROCESO DEMEX	
TEBIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM	FACULTAD DE QUIMICA
1986	FIGURA IX - 3



DESCARBONIZADO CON SOLVENTE	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM 1986	FACULTAD DE QUIMICA
	FIGURA XX - 4

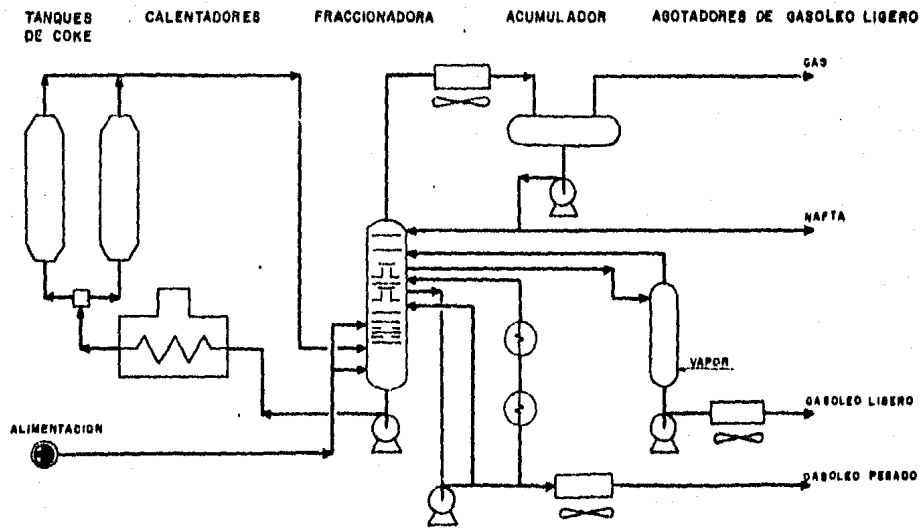


56

REF.: HYDROCARBON PROCESSING, SEPT. / 84

DESASFALTADO CON SOLVENTE	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM	FACULTAD DE QUIMICA
1986	FIGURA III - 5

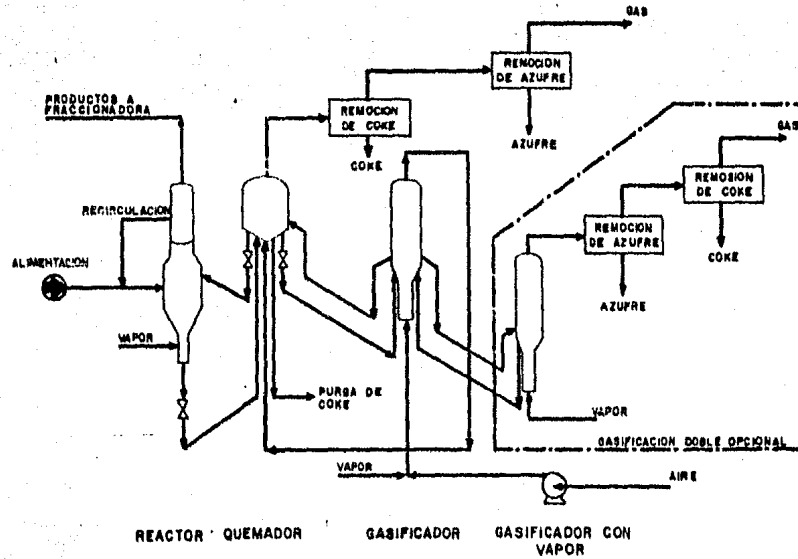




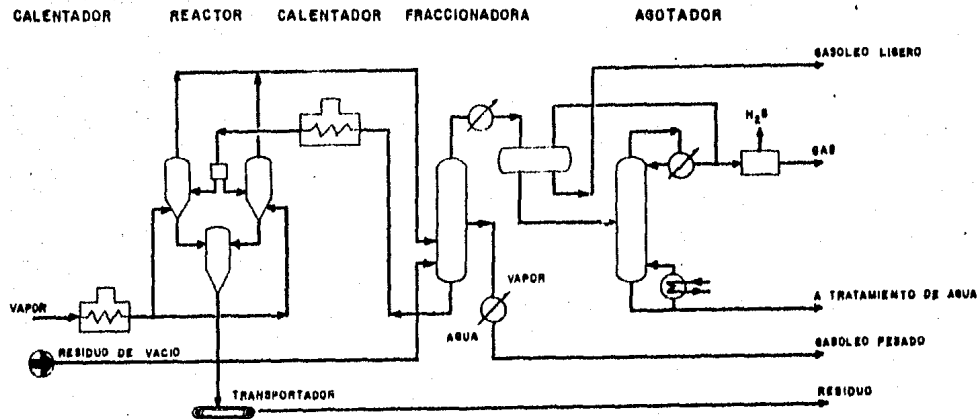
8.

REF.: HYDROCARBON PROCESSING, SEPT / 64

COQUIZADO RETARDADO	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM	FACULTAD DE QUIMICA
1986	FIGURA III - 6



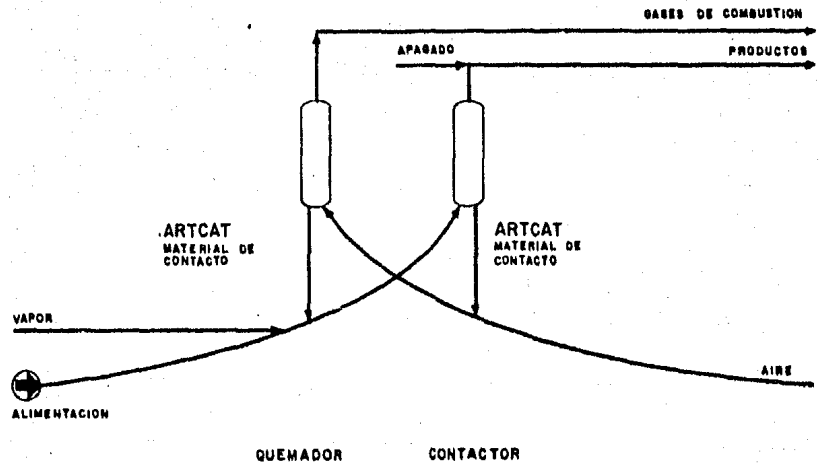
PROCESO FLEXICOKING	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM	FACULTAD DE QUIMICA
1986	FIGURA DE - 7



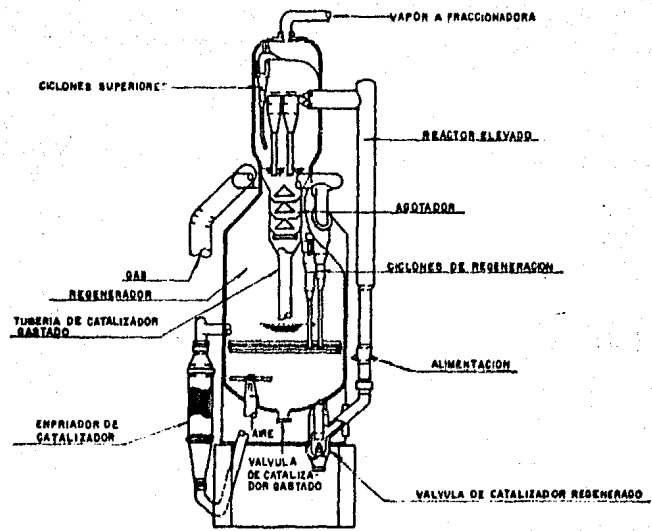
38

REF.: HYDROCARBON PROCESSING, SEPT. / 84

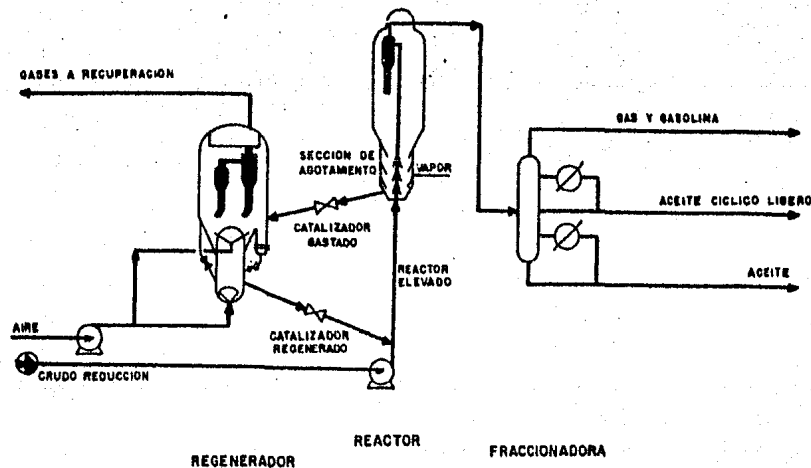
PROCESO EUREKA	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM	FAULTAD DE QUIMICA
1986	FIGURA IX-8



PROCESO ART	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM	FACULTAD DE QUIMICA
1986	FIGURA IX - 9



PROCESO H O C	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM	FACULTAD DE QUIMICA
1986	FIGURA IX-10



101

REF.: HYDROCARBON PROCESSING, SEPT. / 84

PROCESO R C C	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM 1986	FACULTAD DE QUIMICA FIGURA IX - II

#### IV.2.2.- Procesos de adición de hidrógeno.

Estos son procesos que causan simultáneamente la adición de hidrógeno a las moléculas pesadas, más cierto grado de conversión de las mismas a moléculas más ligeras, la desulfurización parcial de la carga y la reducción del contenido de metales. En realidad son procesos de hidrotratamiento de fracciones pesadas.

Hay varios procesos utilizados comercialmente para el tratamiento de materiales pesados incluyendo desde el petróleo crudo hasta residuos de vacío. La experiencia actual de estos se extiende hasta materiales con un contenido de 200 PPM de vanadio y níquel, más allá de este límite no hay experiencia comercial y por lo tanto su utilización envuelve cierto grado de riesgo tecnológico.

Los esquemas y descripciones de los procesos de adición de hidrógeno de la tabla IV.1, se presentan a continuación.

#### Proceso H-OIL. Figura IV-12

Este proceso presenta alta flexibilidad según las necesidades de proceso. En todos los casos, el reactor es la parte principal y está constituido por un lecho ebullicente que asegura la mejor distribución del líquido en el catalizador a través del recipiente.

El esquema que se muestra es específico para procesar los fondos de la torre de vacío a una conversión del 90%.

#### Proceso LC-Fining. Figura IV-13

El hidrógeno y los hidrocarburos se alimentan a un reactor, donde las partículas de catalizador se encuentran en constante movimiento debido a la turbulencia del líquido en el recipiente y a su vez, provocan que la operación sea isotérmica.

La reacción exotérmica se lleva a cabo rápidamente y no necesita ser apagada, ya que este efecto se logra con la alimentación fría al reactor. La calidad de los productos se mantiene constante debido a la adición o drene intermitente del catalizador.

En el esquema presentado se obtiene un ahorro en la inversión del 20-25%, si la separación del efluente del reactor se hace a baja presión. Hay que indicar que las plantas en operación antes de 1984, utilizan la separación a alta presión.

#### Proceso CANMET. Figura IV-14

La alimentación se mezcla con un aditivo, un compuesto de hierro y carbón, se eleva su temperatura y se pone en contacto con hidrógeno. El aditivo permite alta conversión a una presión menor de hidródescomposición, ya que se evita la formación de coque.

Los rendimientos no se ven afectados por altos niveles de metales u otros contaminantes en la alimentación.



#### Proceso RCD Unibon. Figura IV-15

La alimentación se combina con hidrógeno de reposición, se calienta y se introduce al reactor. El catalizador en lechos fijos permite la remoción de azufre, nitrógeno, metales y carbón. El efluente del reactor se separa, y el gas de recirculación se lava para eliminar el ácido sulfhídrico. Los productos se fraccionan para obtener destilados sin estabilizar y una fracción pesada.

Los reactores pueden contener más de un tipo de catalizador, se sugiere utilizar el desarrollado para altas concentraciones de metales, sin embargo esto depende de la carga y de las condiciones de operación. La carga más común es el residuo atmosférico.

#### Hidrotratamiento RDS y VRDS. Figura IV-16

Este proceso utiliza diferentes tipos de catalizadores para mantener la actividad y selectividad en presencia de metales, para ciclos más largos a presión y temperatura moderadas.

#### Residuo HDS, ATB y VTB. Figura IV-17

La alimentación, que puede ser crudo desalado o residuo, se mezcla con hidrógeno y se lleva a la sección de reacción. En la sección de alta presión se separa un gas rico en hidrógeno, donde es purificado en un absorbedor y recirculado a la alimentación.

El líquido separado se envía a una sección de baja presión para eliminar el ácido sulfhídrico y posteriormente se introducen a una torre fraccionadora para obtener nafta, destilados intermedios y gasóleos.

#### Proceso Residfining. Figura IV-18

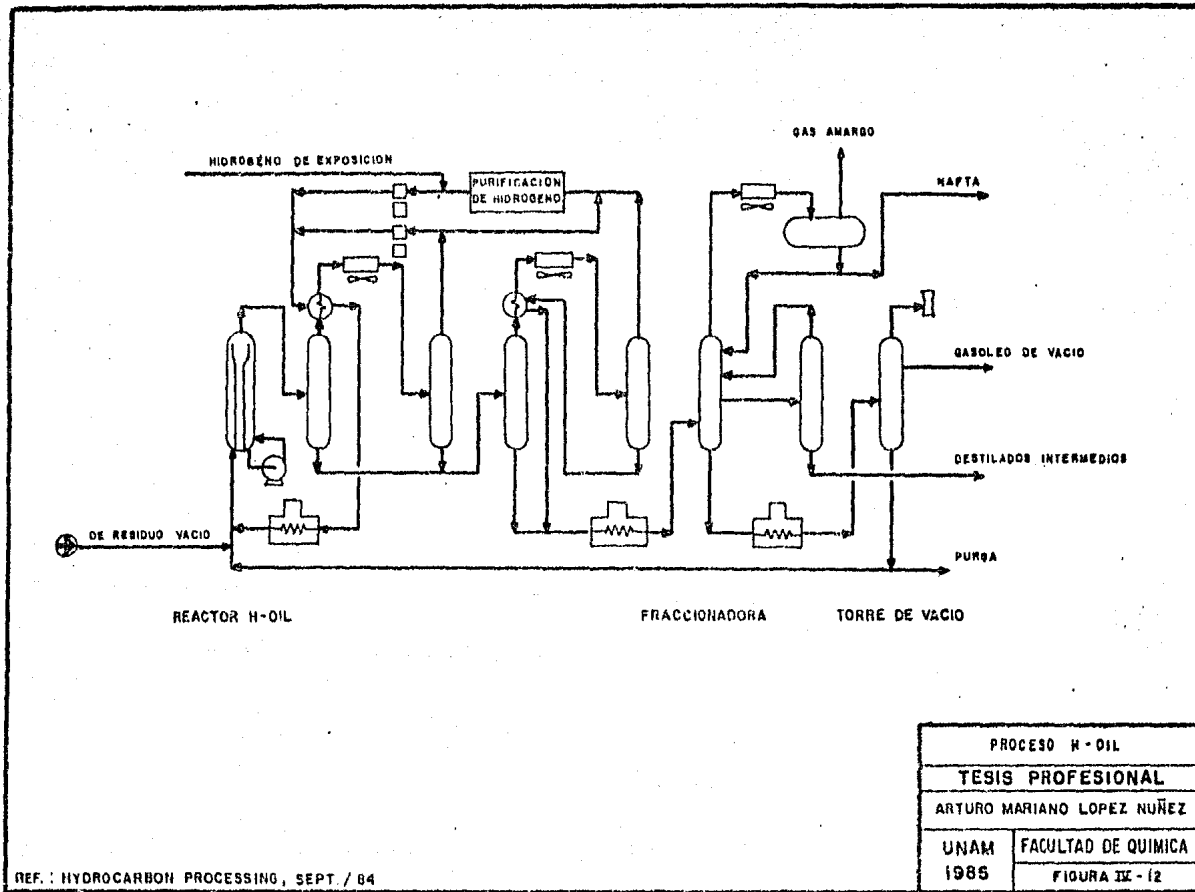
La alimentación se mezcla con hidrógeno precalentado antes de introducirse a los reactores de lechos fijos. El efluente del reactor se envía a una sección de alta-

presión que opera sucesivamente a menores temperaturas. La corriente de gas rica en hidrógeno se lava y recircula. La corriente líquida se envía a un agotador para separar productos ligeros.

#### Proceso Unicracking/HDS. Figura IV-19

La alimentación e hidrógeno se mezclan y precalientan para introducirse a un reactor de guarda, con el fin de eliminar cualquier impureza de la alimentación. La corriente de salida de este recipiente entra a los reactores principales donde entra en contacto con el catalizador.

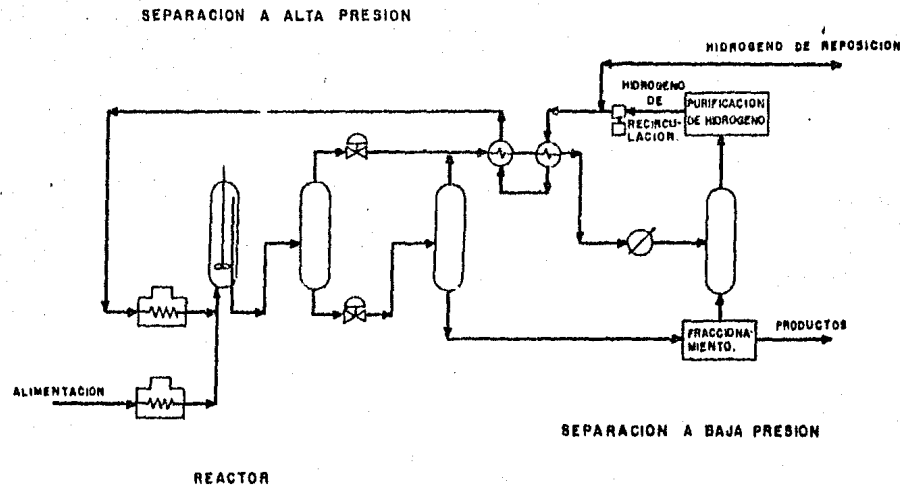
El producto de los reactores es enfriado y separado. El gas rico en hidrógeno es tratado para eliminar el ácido sulfhídrico y recirculado. La corriente líquida es enviada a una torre agotadora o fraccionadora, según los productos que se desee obtener.



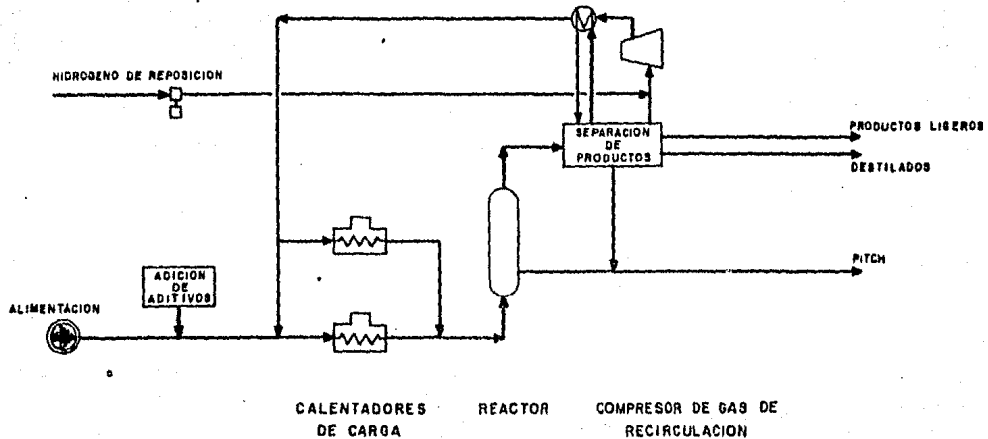
100

REF.: HYDROCARBON PROCESSING, SEPT. / 84

PROCESO H-OIL	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM	FACULTAD DE QUIMICA
1985	FIGURA III - 12



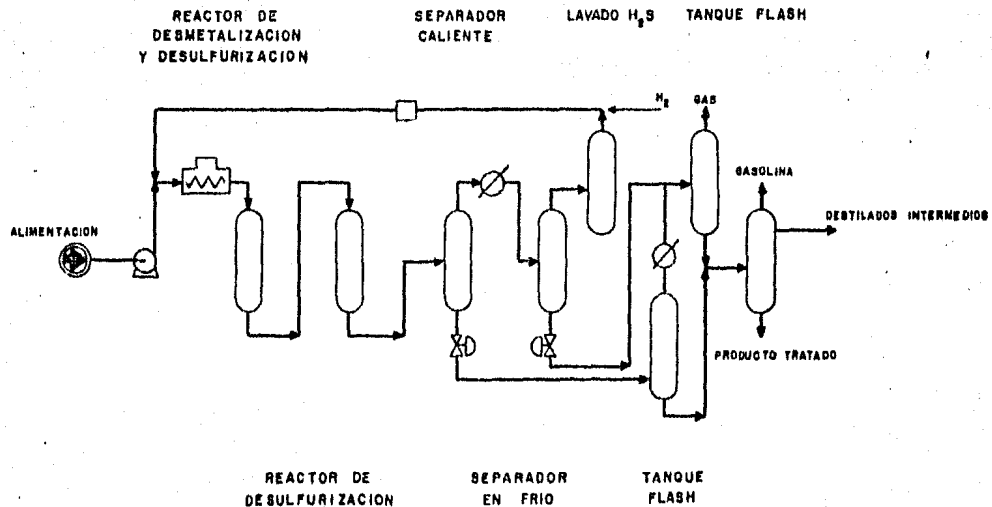
PROCESO LC-PININO	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM	FACULTAD DE QUIMICA
1986	FIGURA IX - 13



101

REF.: HYDROCARBON PROCESSING, SEPT. /84

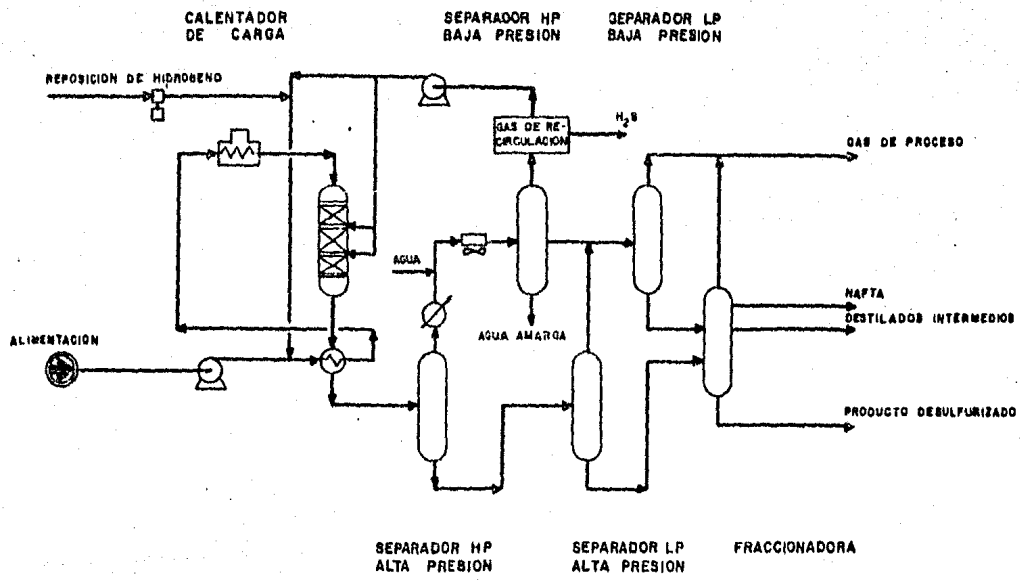
PROCESO CANNET	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MAHIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM 1988	FACULTAD DE QUIMICA FIGURA II-14



101

REF.: HYDROCARBON PROCESSING, SEPT. / 84

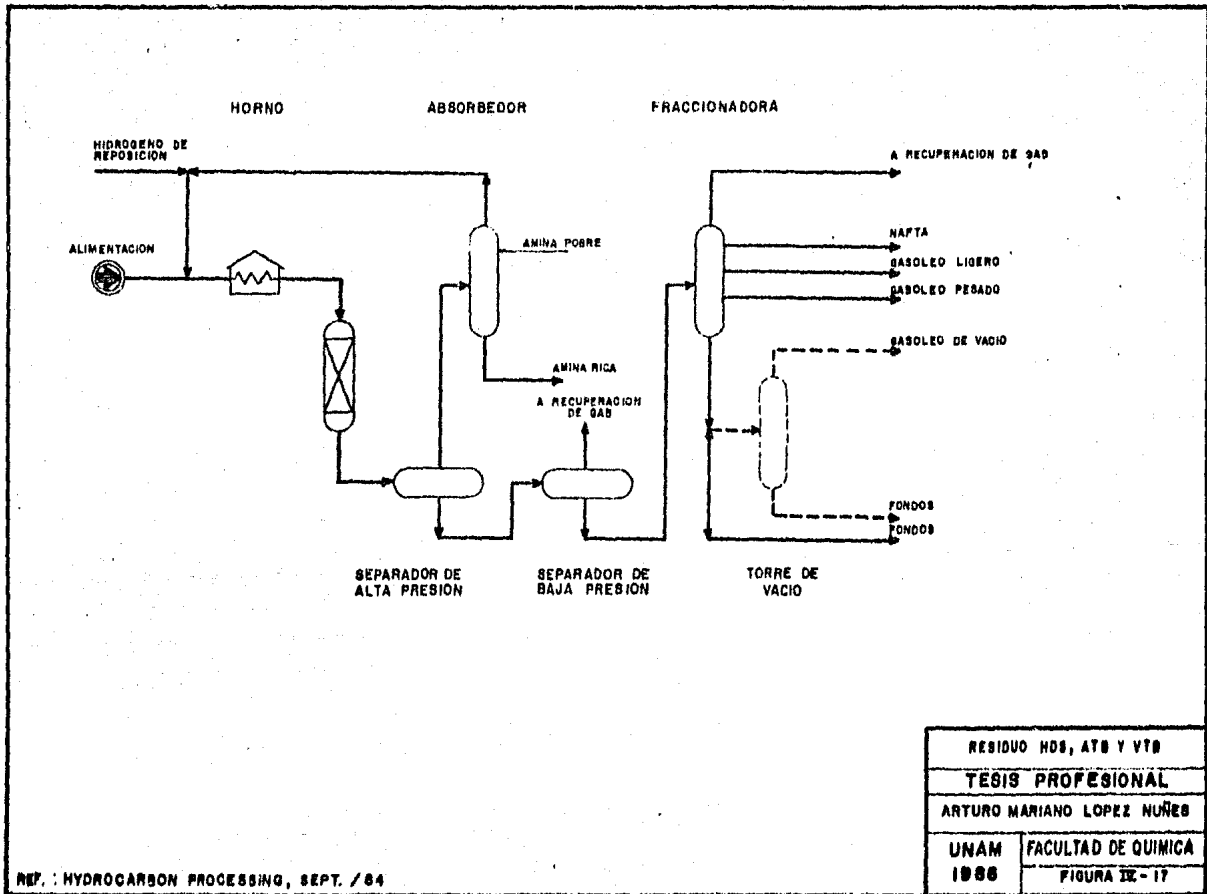
PROCESO RCD UNIDON	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM	FACULTAD DE QUIMICA
1986	FIGURA IX-18



110

REF.: HYDROCARBON PROCESSING, SEPT. / 84

HIDROTRATAMIENTO RDS Y VROS	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM	FACULTAD DE QUIMICA
1986	FIGURA IV - 16

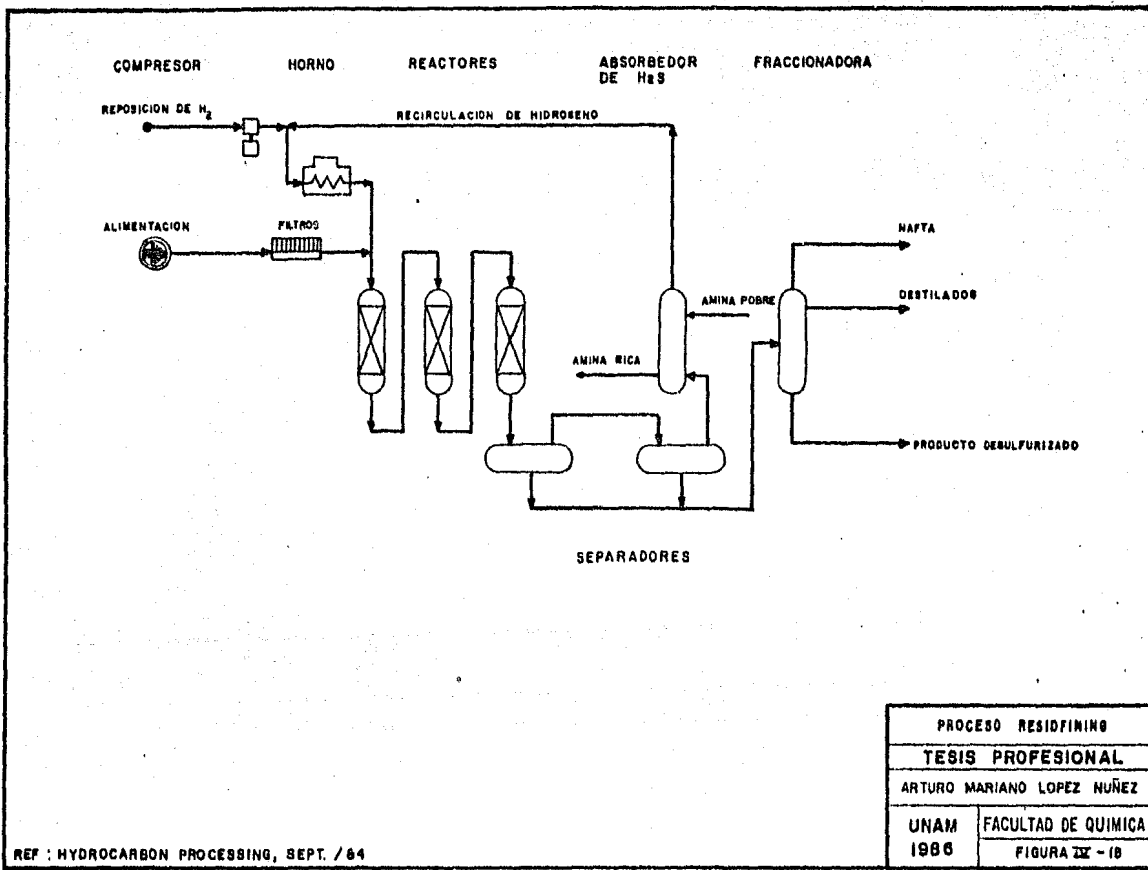


111

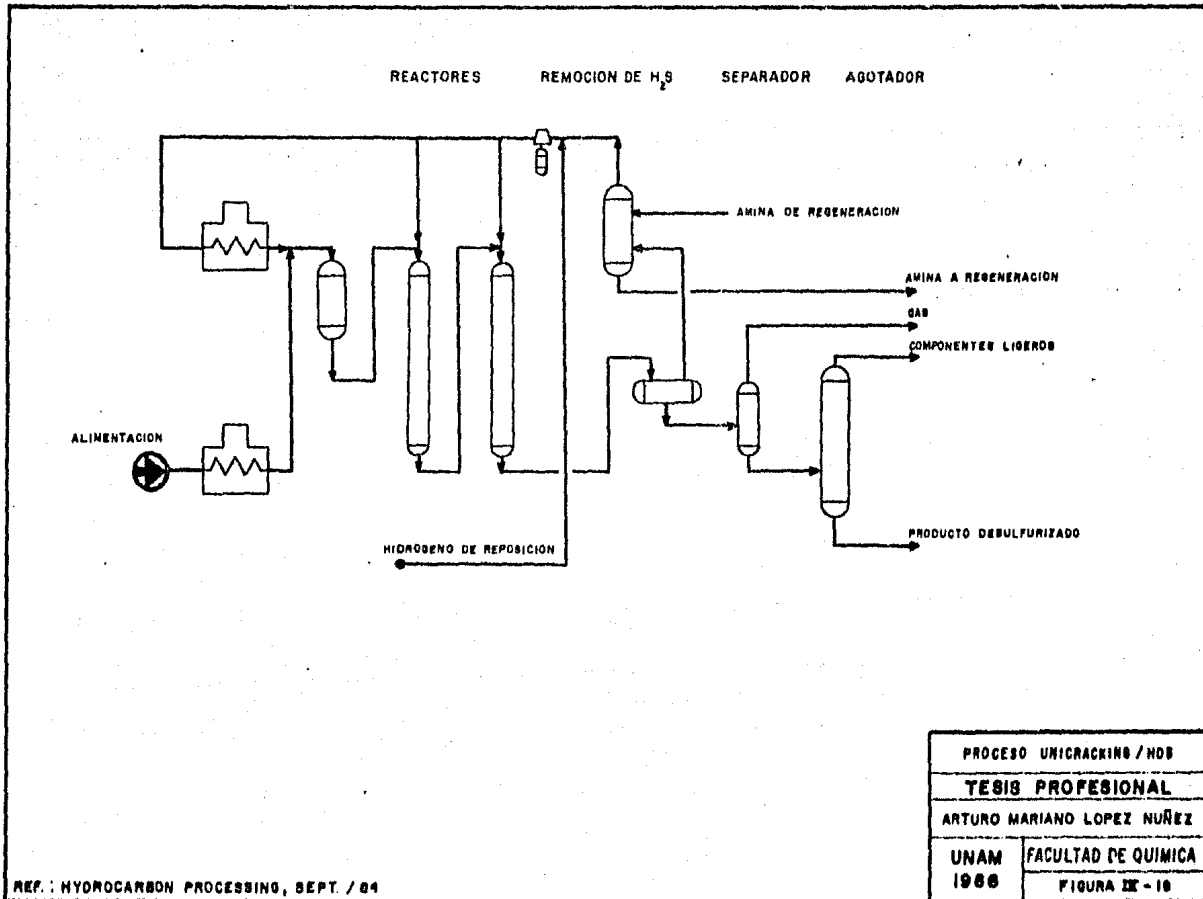
REF. : HYDROCARBON PROCESSING, SEPT. /84

RESIDUO NOS, ATS Y VTB	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑES	
UNAM	FACULTAD DE QUIMICA
1986	FIGURA IX-17





PROCESO RESIDFINING	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM	FACULTAD DE QUIMICA
1986	FIGURA XX - 18



### IV.3.- Metodología para la selección de procesos.

En esta sección se describe en forma conceptual, una metodología para evaluar los esquemas de refinación para aprovechar crudos pesados; al mismo tiempo, se presenta una tabulación comparativa elaborada en base a la información disponible en la literatura abierta. Se debe aclarar que el alcance de dicha comparación está en función de las limitaciones impuestas por el acceso a información confidencial, - que pudiera hacer más completa la tabulación.

Básicamente, un estudio de selección de procesos se puede dividir en tres etapas:

- 1) Definición de parámetros.
- 2) Comparación de alternativas.
- 3) Definición de factibilidad.

#### IV.3.1.- Definición de parámetros.

Durante esta etapa se definen con el mayor detalle posible los parámetros que se usarán en el estudio. Estos son de cuatro tipos:

- ) Objetivos.
- ) Recursos.
- ) Limitaciones.
- ) Económicos.

#### Objetivos.-

Es necesario definir plenamente los objetivos del proyecto para el cual se efectúa el estudio de selección de procesos. Estos objetivos generalmente establecen la - localización de la planta, la cantidad de producto necesaria, la calidad de éste - y la fecha en que debe comenzar la producción.

#### Localización de la planta.-

Las instalaciones para el aprovechamiento de crudo pesado se deben integrar a las plantas de refinación en operación con el fin de aprovechar la infraestructura - existente y de aumentar la producción que exija el mercado; por lo tanto, se su-

giere localizarlas en lugares donde sea posible recibir por separado al crudo Maya sin provocar grandes problemas en el transporte y almacenamiento, ni tampoco en la modificación de los esquemas productivos de las refinerías.

Hay que recordar que el manejo de crudo Maya es más complejo que el tipo ligero, por lo tanto se debe poner énfasis en localizar los centros de procesamiento en los lugares más cercanos a los centros de producción, para minimizar este tipo de problemas.

Es importante recibir por separado los crudos, ya que se utilizaría una mezcla rica en crudo Istmo para mantener la calidad del combustóleo al sector industrial, y una mezcla rica en crudo Maya para poder procesarla hacia mayores rendimientos de destilados intermedios.

#### Volúmen deseado.-

Como se mencionó en el capítulo anterior, el esquema básico de una refinería será semejante al actual, con la integración de tecnologías de aprovechamiento de crudo pesado, por lo tanto, los procesos de destilación atmosférica, vacío y desintegración catalítica seguirán usándose como hasta ahora para no modificar en forma importante los esquemas actuales de operación; por lo tanto, las modificaciones que se sugieren en este trabajo, utilizarán al residuo de vacío como alimentación.

El determinar la capacidad de planta adecuada para satisfacer la demanda interna en un horizonte de planeación de diez a quince años, tomando en cuenta las posibilidades de exportación de productos petrolíferos, puede ser motivo de otro trabajo. En esta tesis no se desarrolla este punto en su totalidad y solamente se toma una capacidad base de referencia de 100,000 barriles por día de carga de crudo tipo Maya 100% a la refinería, con objeto de ilustrar cuales serían los rendimientos esperados en la integración de dicha refinería considerando el procesamiento de crudos pesados con la tecnología que se seleccione.

La forma de obtener estos rendimientos, y la discusión de los diferentes tipos de refinerías con sus respectivas integraciones, se hace en el siguiente capítulo.

#### Calidad.-

Este es uno de los factores determinantes en la selección de procesos ya que afecta directamente tanto al conjunto como a los procesos individuales que se puedan utilizar. Los objetivos de calidad pueden establecerse simplemente de la necesidad de productos específicos de calidad conocida para un mercado sobre el cual se ejerce cierto grado de control, como el mercado interno del propio país o mediante estudio de los mercados a que se aspira tener acceso.

Haciendo énfasis en la sección III.4 (políticas de exportación), se recalca la importancia de producir destilados con mejor calidad a la existente con el fin de cumplir con las estrictas medidas de protección ambiental, aumentar la eficiencia de las máquinas que los utilicen y tener productos que cumplan las especificaciones correspondientes para que puedan competir en el mercado internacional.

#### Fecha meta.-

En el caso particular de México, se sugiere iniciar la operación en la próxima década, en el menor tiempo posible; por lo tanto, este objetivo es determinante en la selección de tecnologías, ya que se orientará la decisión hacia el esquema de procesamiento que tome menor tiempo en construirse y de la cual se tenga acceso a la tecnología correspondiente.

#### Recursos.-

Los recursos disponibles pueden ejercer un alto grado de influencia cuando se comparan esquemas alternos de procesamiento. Los recursos más importantes, generalmente son:

- ) Humanos
- ) Financieros
- ) Combustible
- ) Agua

#### Recursos humanos.-

La disponibilidad mayor o menor de personal experimentado para operaciones y mantenimiento puede afectar la selección de procesos muy sofisticados y procesos más sencillos; también, hay que recordar que en los convenios de transferencia de tecnología, en el caso de procesos licenciados, involucran una serie de limitantes - tanto en operación como mantenimiento de la planta. Haciendo énfasis en esta última, se debe considerar la influencia que tiene el licenciador en el proceso: catalizadores, solventes, equipo sofisticado, etc.

#### Recursos financieros.-

La situación financiera por la que atraviesa México, es un factor determinante en la selección de procesos y se manifiesta a través de las bases económicas para la comparación de éstos, como puede ser la alta rentabilidad que repercute directamente en los bajos costos de inversión, la inversión misma, regalías, patentes, etc.

#### Combustible.-

La disponibilidad y tipo de combustible que exista en el área del proyecto es un factor importante en la selección; así, aunque en el sureste de México existen - plantas para la recuperación de gas natural, su consumo se puede ver reducido ya que la mayor parte se vende a Estados Unidos; esta situación hace que la disponibilidad de hidrógeno en los procesos que lo requieran, se verá minimizada, ya que una de las fuentes de obtención de éste es a partir de gas natural .

#### Agua.-

El consumo de agua de diferentes esquemas de procesamiento puede diferir drásticamente, ya que si el agua es escasa o costosa, los procesos de alto consumo pueden resultar en desventaja.

Se debe recordar que todos los proyectos de PEMEX tienen como prioridad la optimización de sistemas de recuperación y tratamiento de agua, por lo tanto este recurso es factor de importancia en la selección de tecnologías.

#### Limitaciones.-

Definir las limitaciones consiste en fijar las restricciones dentro de las cuales debe enmarcarse el estudio para que sus resultados esten dentro de la filosofía -

de la empresa y de las leyes y reglamentos pertinentes. No es posible establecer como generalidad todas las limitaciones a que pueda estar sujeto un proyecto, de manera que se discuten a continuación solo aquellos que aplican a cualquier proyecto:

- ) Consideraciones de riesgo tecnológico.
- ) Consideraciones ambientales.
- ) Manejo de desechos industriales.

#### Consideraciones de riesgo tecnológico.-

La adopción de cualquier esquema de procesamiento de crudos envuelve cierto grado de riesgo tecnológico, la actitud frente a ese riesgo determinará la amplitud de opciones que se incluyen en el estudio; esta actitud está acotada en los dos extremos: en uno, la adopción de un nuevo proceso, en teoría muy superior a los demás, pero demostrado solo a nivel de laboratorio o planta piloto. En el otro, la duplicación del diseño de una planta existente que ha estado operando satisfactoriamente por varios años, en condiciones similares.

En términos prácticos, el procedimiento que se utiliza para establecer estas limitaciones es el de efectuar primeramente un estudio sobre la tecnología disponible para limitar el número de opciones a aquellas aceptables para la empresa desde el punto de vista del riesgo tecnológico que está dispuesta a aceptar.

#### Consideraciones ambientales.-

En México, la legislación en materia ambiental tiene repercusión directa en la selección de tecnologías, ya que determinarán la adopción de esquemas basados en un proceso que permitan reducir al mínimo las emisiones de azufre. Por otro lado, los tratamientos de efluentes tienen gran importancia para una decisión final.

#### Manejo de desechos industriales.-

Algunos de los procesos disponibles para el aprovechamiento de crudos pesados producen subproductos de bajo valor tales como asfaltenos o coke, los cuales pueden venderse o ser utilizados en la misma refinería, mientras que en unos casos, no existe disposición inmediata de los mismos. El costo asociado con el manejo de los mismos dependerá de las guías que especifique la empresa y por lo tanto influenciará la selección del proceso.

### Parámetros económicos.-

Una vez que se identifican los procesos que cumplen con los objetivos pre-establecidos y que toman en cuenta los recursos disponibles, así como las limitaciones -impuestas por el medio en el cual se enmarcan, es necesario compararlos en términos económicos; para eso es necesario fijar previamente los parámetros a utilizar, como pueden ser:

- ) Costo de materias primas.
- ) Valor de ventas.
- ) Impuestos aplicables.
- ) Tasa de rentabilidad mínima.
- ) Costo de mano de obra.

### IV.3.2.- Comparación de alternativas.-

En esta etapa se comparan los procesos que cumplen con los términos considerados en la definición de parámetros. El alcance de la comparación se divide en dos partes:

- ) Preselección de esquemas factibles.
- ) Desarrollo y comparación.

Uno de los objetivos principales de este trabajo es profundizar en la etapa de —preselección de esquemas factibles.

#### Preselección de esquemas factibles.-

En esta parte del estudio se trabaja en base a la información públicamente disponible sobre los procesos, complementada con estimados preliminares suplidos por — los licenciadores, generalmente en forma gratuita; por esta razón, se hace necesario plantear una base semejante en todos los casos analizados, con el fin de que la comparación sea valedera.

Una vez que se han comparado todas las alternativas consideradas se procede a seleccionar tres o cuatro de las que resultan más atractivas para desarrollarlas — en detalle.



Este trabajo se compone de 19 casos, basados en cuatro categorías:

- ) Procesos de extracción.
- ) Procesos de conversión térmica.
- ) Procesos de conversión catalítica.
- ) Procesos de adición de hidrógeno.

En la tabla IV.2. se muestra la comparación de tecnologías, y a continuación se presenta un análisis particular de los procesos según su clasificación, con el fin de pre-seleccionar aquellos que resulten más convenientes en su correspondiente categoría, tomando en cuenta todas las limitaciones expuestas anteriormente y sin perder de vista la situación por la que atraviesa el país.

#### Procesos de extracción.-

De las tecnologías analizadas en esta categoría, el Proceso DEMEX se considera más atractivo debido a:

Ofrece altos rendimientos de producto y disminuye satisfactoriamente los contaminantes; aunque el Proceso de Desasfaltado Profundo con Solvente sea el que reduce al mínimo la presencia de éstos en el producto, esto se logra a costa del rendimiento.

En lo relativo al consumo de servicios, la tecnología que menos utiliza es el Proceso ROSE, sin embargo al no tener una experiencia tecnológica reconocida, hace que en este caso, su selección sea menos factible; lo mismo sucede con el Desasfaltado con Solvente, ya que también se encuentra en una etapa de transición en su desarrollo tecnológico y además, presenta los consumos más altos. Por otro lado, el Proceso DEMEX también utiliza mucho los servicios, en particular agua, debido al gran consumo de agua de enfriamiento, ya que la separación y recuperación del solvente se realiza a temperaturas altas, lo cual hace más económico la sección de manejo del solvente, y por lo tanto equilibra los gastos que se originan del consumo de servicios.

El hecho de que el proceso DEMEX sea una tecnología probada, disminuye considerablemente el riesgo tecnológico de ésta, haciéndola más atractiva sobre los proce-

COMPARACION DE TECNOLOGIAS PARA EL PROCESAMIENTO DE CRUDOS PESADOS

TABLA IV. 2

	PROCESOS DE EXTRACCION					PROCESOS DE CONVERSION TERMICA			PROCESOS DE CONVERSION CATALITICA			PROCESOS DE ADICION DE HIDROGENO							
	DESASFALTADO PROFUNDO CON SOLVENTE	PROCESO ROSE	PROCESO DEMEX	DESCARBONIZADO CON SOLVENTE	DESASFALTADO CON SOLVENTE	COQUIZADO RETARDADO	PROCESO FLEXICOKING	PROCESO EUREKA	PROCESO ART	PROCESO HOC	PROCESO RCC	PROCESO H-OIL	PROCESO LC-FINING	PROCESO CARMET	PROCESO ROD UNION	HIDROTRATAMIENTO ROS Y VROS	RESIDUO HDS, ATB Y VTB	PROCESO RESIDFINING	PROCESO UNICRACKING / HDS
TIPO DE CARGA	RESIDUO DE VACIO	RESIDUO DE VACIO Y ATMOSFERICO	RESIDUO DE VACIO	RESIDUO DE VACIO	RESIDUO DE VACIO Y ATMOSFERICO	RESIDUO DE VACIO Y + PESADOS	RESIDUO DE VACIO	RESIDUO DE VACIO	GASOLEOS Y RESIDUOS DE VACIO	RESIDUO ATMOSFERICO Y GASOLEOS DE VACIO	RESIDUO ATMOSFERICO	RESIDUO ATMOSFERICO Y DE VACIO	GASOLEOS Y RESIDUOS DE VACIO	RESIDUOS DE VACIO Y + PESADOS	RESIDUO ATMOSFERICO	RESIDUO ATMOSFERICO Y DE VACIO	RESIDUO ATMOSFERICO Y DE VACIO	RESIDUO ATMOSFERICO Y + PESADOS	RESIDUO ATMOSFERICO
CONTENIDO DE METALES AZUFRE Y O CARBON PERMITIDOS EN LA CARGA. (1)	ALTO	ALTO	ALTO	MODERADO	ALTO	BAJO	ALTO	ALTO	ALTO	BAJO	BAJO	ALTO	ALTO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	MODERADO	ALTO
PRODUCTOS	ALIMENTACION A FCC	ALIMENTACION A FCC	ALIMENTACION A FCC O HEMODISULFURACION	ALIMENTACION A FCC O HIDROTRATAMIENTO	ALIMENTACION A FCC O HIDROTRATAMIENTO	GAS LPG GASOLEOS	LPG GASOLEOS	GASOLEOS	ALIMENTACION PARA HEMODISULFURACION O FCC	GAS, LPG NAFTA GASOLEOS	GAS NAFTA	GASOLEOS A FCC O COQUIZADO	GAS, LPG NAFTA GASOLEOS	DESTILADOS INTERMEDIOS	ALIM PARA EXTRACCION CON SOLVENTES COQUIZADORA, FCC E HIDRO	ALIMENTACION A FCC O HIDROTRATAMIENTO	ALIMENTACION A FCC O COQUIZADORA	ALIMENTACION A FCC O COQUIZADORA	DESTILADOS INTERMEDIOS
RESIDUOS	CARGAS PARA MANUFACTURA DE LUBRICANTES O ASFALTOS	CARGAS PARA MANUFACTURA DE LUBRICANTES O ASFALTOS	RESIDUO PARA REACCION DE ASFALTOS, RES. DE VISC O COQUIZADORA	ASFALTOS	ASFALTOS	COQUE CON ALTO CONTENIDO DE AZUFRE	GAS COMBUSTIBLE DE BAJO PODER CALORIFICO	ALIMENTACION A COQUIZADO	GAS COMBUSTIBLE	GAS COMBUSTIBLE	ACEITE CICLICO LIGERO, COKE	CARGAS PARA MANUFACTURA DE LUBRICANTES	ASFALTENOS	ASFALTENOS	RESIDUO HIDROTRATADO	RESIDUO DESULFURIZADO	ALIMENTACION A FCC O COQUIZADORA	ALIMENTACION A FCC O COQUIZADORA	RESIDUO DESULFURIZADO
RENDIMIENTOS: BBL PRODUCTO / BBL CARGA	30 - 50	70 - 75	65 - 85	50 - 65	70 - 75	40 - 80	60 - 70	65 - 75	70 (1)	65 - 80	75	80 - 70	40.3 (1)	60 - 70	40 - 80	30 - 70	16 (1)	30 - 70	75 - 80
REDUCCION DE CONTAMINANTES EN LOS PRODUCTOS % PESO																			
NIQUEL	96 - 99	84	85 - 90	92 - 98	78 NI + V	n.d	n.d	99	86 NI + V	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	78 NI + V	99 NI + V	76 NI + V	67 NI + V	93 NI + V
VANADIO	97 - 99	86	90 - 93	96 - 98	—	n.d	n.d	99	—	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	—	—	—	—	—
AZUFRE	37 - 45	22	26 - 31	n.d	15	81	n.d	n.d	55	n.d	n.d	75	80	n.d	91	88	87	90	85
CARBON	84 - 93	63	50 - 75	72 - 83	55	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	55	75	n.d	58	57
RELACION SOLVENTE/CARGA VOL	n.d	6/1 - 12/1	6/1	0.1 (2)	0.45 (2)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
CONSUMO DE HIDROGENO SCI/BBL CARGA	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1240	1150	1230-2060	650 - 1330	350 - 1400	785	840 - 1270	570 - 1000
CONSUMO DE SERVICIOS UNIDADES/BBL CARGA																			
ELECTRICIDAD, kWh	2.1	2.7	3.0	2.2	2.8	2.6	13.0	n.d	18	8.0	n.d	11.0	18	10.7	16.0	n.d	7.0	2-3	3.5 - 7.0
VAPOR, lb	102	10	181	30	215	—	100	n.d	140	—	n.d	—	—	28	169	n.d	34	—	—
COMBUSTIBLE, MBTU	58	143	80	190	137	233	—	n.d	—	31.8	n.d	66	109	160	30	n.d	64	15-25	50 - 100
ARBA, \$/bbl	630	670	780	300	1,372	140	400	n.d	750	626	n.d	69	2800	59	422	n.d	145	40-80	—
COSTOS DE INVERSION \$ U.S./BPSD CARGA (3)	970-2,380	n.d	750-1,230	n.d	2,500	1,080	1,000-2,300	n.d	n.d	n.d	n.d	3,400	2,750	3,800	(800-2,500)	n.d	3,051	1000-2,000	1,500-3,100
PLANTAS EN OPERACION	41	7	7	9	2	n.d	3	2	4	3	1	4	5	1	4	4	8	2	3
PLANTAS EN DISEÑO	—	—	—	—	—	n.d	2	—	—	—	—	—	—	—	—	1	1	—	3
CAPACIDAD INSTALADA BPD	193,000	80,000	205,000	160,000	15,000	385,000	160,000	38,000	72,000	50,000	40,000	120,500	85,000	3,000	65,000	20,000	320,000	135,000	175,000
REGALIAS	\$1	\$1	\$0	\$1	\$1	\$1	\$1	\$1	\$1	\$1	\$1	\$1	\$1	\$1	\$1	\$1	\$1	\$1	\$1
EXPERIENCIA TECNOLOGICA	PROBADA	TRANSICION	PROBADA	PROBADA	TRANSICION	PROBADA	RECIENTE	TRANSICION	TRANSICION	TRANSICION	RECIENTE	TRANSICION	TRANSICION	RECIENTE	RECIENTE	TRANSICION	TRANSICION	RECIENTE	TRANSICION
RECOMENDACION PARA SU APLICACION	—	—	SI	—	—	SI	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

(1) NO DISPONIBLE (1) RENDIMIENTOS ESPECIFICOS PARA CRUDO MATA

(2) lb / BBL CARGA

(3) LOS COSTOS DE INVERSION CORRESPONEN A CASOS ESPECIFICOS Y ALIMENTACIONES DE CRUDO DIFERENTES, SIN EMBARGO, LOS COSTOS DEL RESIDUO DE VACIO SON EQUIVALENTES EN SU GRAVEDAD API, CONTENIDO DE CARBON AZUFRE Y METALES.

(4) ALTO > 350 ppm w1 DAJO < 150 ppm w1

esos de transición, además la capacidad instalada indica que el tamaño de las plantas existentes es del orden que se requiere en este estudio (30,000-50,000 BPD).

La razón más favorable para poder utilizar una planta DEMEX es la exención de pago de regalías, ya que el Instituto Mexicano del Petróleo es dueño de la patente, y por lo tanto no solo se conoce el proceso en detalle sino que existen plantas en operación en el país, a diferencia de las demás tecnologías analizadas.

#### Procesos de conversión térmica.-

Debido a que no se dispone de mucha información respecto a esta categoría, el parámetro a evaluar es la experiencia tecnológica, marcando al proceso de coquizado retardado como el más favorable de aplicar en México, además de que también existe una planta de este tipo operando en el país.

#### Procesos de conversión catalítica.-

Al igual que los procesos de conversión térmica, la falta de información hace difícil la comparación de estas tecnologías, no obstante se pueden hacer comentarios importantes:

El riesgo tecnológico que envuelve a los tres procesos es muy alto, ya que se considera que el desarrollo de las plantas es a nivel semi-industrial o piloto.

Este tipo de procesos involucran equipo muy sofisticado, como ejemplo está el reactor, además consumen un tipo de catalizador que es suministrado por el licenciador; estos conceptos se ven reflejados en los recursos financieros y humanos del proyecto. El primero debido al pago de regalías, y el segundo por tratarse de una planta con un desarrollo tecnológico muy alto y que influye directamente en la operación y mantenimiento de la planta.

Por lo anterior, no es recomendable utilizar este tipo de procesos debido a las limitantes que presenta.

## Procesos de adición de hidrógeno.-

Estos procesos también se encuentran en etapa de desarrollo y se demuestra en su capacidad instalada, a excepción del proceso H-OIL, ya que inclusive existe en México una planta de este tipo.

El inconveniente más grande de estos procesos es la manufactura de hidrógeno; ya que se necesitaría integrar una planta productora para poder satisfacer el consumo, lo cual hace que los costos de inversión sean muy altos, y por lo tanto, menos atractiva la planta; además de que se está involucrando también tecnología — muy sofisticada.

Según la discusión anterior, los procesos que cumplen con los objetivos determinados en las pasadas secciones son:

- ) Proceso DEMEX.
- ) Coquizado Retardado.

Con respecto a los procesos de conversión catalítica y de adición de hidrógeno, — así como el Proceso Eureka y FLEXICOKING, no son recomendables de utilizar debido a las limitaciones a que está sujeto el país, y no implica que sean poco efectivos, hay algunos que son superiores a los seleccionados en varios puntos analizados, y es por eso que uno de los objetivos al realizar esta comparación es de que en un futuro se tenga la información mínima necesaria para poder evaluar otras — tecnologías o profundizar en alguna de las presentadas en este trabajo.

## Desarrollo y comparación.-

Los casos pre-seleccionados en la parte descrita anteriormente se estudian en mayor detalle para obtener un mejor estimado de costos y de ser posible mejor información sobre rendimientos. Para esta parte del estudio se utiliza información detallada suplida por los licenciadores quienes generalmente cobran por este servicio; es también deseable llevar a cabo pruebas en planta piloto para definir mejor rendimientos y calidad de productos.

El resultado de la comparación de los casos, conjuntamente con una apreciación do cumentada de consideraciones de mantenimiento y operabilidad, llevan a la selec ción final del esquema de procesamiento adecuado.

#### IV.3.3.- Definición de factibilidad.

Luego de haber seleccionado la configuración final de procesos debe confirmarse - que el proyecto es factible desde un punto de vista económico, para lo cual es ne cesario proceder a una planificación de las nuevas instalaciones con el detalle - suficiente como para preparar un estimado de costos con 15 a 20% de precisión.

CAPITULO V

INTEGRACION DE PROCESOS

## V.1.- Esquema convencional de una refinería.

Los procesos a que se somete el petróleo crudo en una refinería, tienen por objeto obtener productos de distintas características que son utilizados como:

- ) Combustibles para transportes, agricultura, industria y uso doméstico.
- ) Lubricantes para automóviles, camiones y equipo industrial.
- ) Materias primas para la industria petroquímica.

Bajo esta clasificación, los centros de refinación se denominan a su vez: refinerías energéticas, lubricanteras y petroquímicas, respectivamente.

El tamaño de la refinería, así como la integración de ésta, serán determinadas por la producción que satisfaga las necesidades del mercado. En México existen nueve refinerías en operación:

- ) Reynosa, Tamps.
- ) Ciudad Madero, Tamps.
- ) Cadereyta, Nuevo León.
- ) Poza Rica, Ver.
- ) Minatitlán, Ver.
- ) Salamanca, Gto.
- ) Tula, Hgo.
- ) Azcapotzalco, D.F.
- ) Salina Cruz, Oax.

La capacidad nominal de refinación de cada una de ellas, hasta 1984, se muestra en la tabla V.1. De estas refinerías, todas se consideran energéticas y solo dos, Salamanca y Tula, se pueden catalogar también como lubricanteras; actualmente se tiene la idea de llevar a cabo un proyecto de una refinería que además de producir combustibles, obtendrá materia prima para la alimentación de un centro petroquímico, de llevarse a cabo la construcción de este centro de refinación, sería la primera refinería petroquímica en el país.

El esquema tradicional de refinación se compone de un proceso de destilación atmosférica y al vacío, donde se obtienen los productos primarios del petróleo: gas, -

**CAPACIDAD NOMINAL DE DESTILACION PRIMARIA DE CRUDO  
Y LIQUIDOS DEL GAS NATURAL POR REFINERIA AL 31 DE DICIEMBRE**

(Miles de barriles diarios)

ARO	BELLAVISTA	MATA- REDONDA	ARBOL GRANDE	MINATITLAN	MADERO	AZCAPOTZALCO	POZA RICA
1938	1.5	8.0	11.5	27.0	43.0	11.0	
1939	2.0	9.0	15.0	22.0	52.0	15.0	
1940	2.0	10.0	17.0	30.0	52.0	15.0	5.0
1941		10.0	17.0	30.0	52.0	19.5	5.0
1942	4.0	10.0	17.0	32.0	52.0	19.5	5.0
1943	4.0	10.0	23.0	32.0	56.0	19.5	5.0
1944	4.0	10.0	23.0	32.0	56.0	19.5	5.0
1945	4.0	10.0	23.0	32.0	56.0	23.0	5.0
1946		14.0	23.0	32.0	56.0	23.0	5.0
1947		10.3	23.5	27.0	59.0	50.0	6.0
1948		10.3	23.5	27.0	59.0	54.0	6.0
1949		8.0	23.5	27.0	71.5	54.0	6.0
1950		8.0	23.5	23.5	71.5	54.0	6.0
1951		14.0	23.0	28.0	71.5	54.0	6.0
1952		14.0	23.0	24.0	71.0	54.0	6.0
1953		14.0	23.0	32.0	71.0	52.0	4.5
1954		14.0	23.0	24.0	85.0	56.0	5.0
1955		14.0	26.0	24.0	89.0	64.0	5.0
1956		14.0	26.0	50.0	75.0	100.0	5.5
1957		14.0	26.0	50.0	75.0	100.0	7.0
1958		14.0	26.0	50.0	75.0	100.0	7.0
1959		14.0	26.0	85.0	75.0	100.0	7.0
1960			26.0	85.0	125.0	100.0	7.0
1961				85.0	150.0	100.0	15.0
1962				90.0	155.0	100.0	15.0
1963				104.0	150.0	100.0	15.0
1964				154.0	155.0	90.0	15.0
1965				133.0	119.0	90.0	13.0
1966				133.0	119.0	90.0	13.0
1967				175.5	119.0	90.0	13.0
1968				175.5	169.0	90.0	24.0
1969				175.5	169.0	90.0	24.0
1970				175.5	169.0	100.0	27.0
1971				175.5	169.0	100.0	27.0
1972				208.5	169.0	100.0	27.0
1973				233.5	169.0	100.0	27.0
1974				233.5	169.0	100.0	27.0
1975				258.5	169.0	100.0	27.0
1976				270.0	185.0	105.0	38.0
1977				275.0	185.0	105.0	38.0
1978				280.0	185.0	105.0	38.0
1979				290.0	185.0	105.0	38.0
1980				290.0	185.0	105.0	38.0
1981				290.0	186.0	105.0	38.0
1982				290.0	186.0	105.0	38.0
1983				270.0	216.0	105.0	38.0
1984				270.0	196.0	105.0	72.0

TABLA V.1

Ref.: Anuario Estadístico 1984. PEMEX.



**CAPACIDAD NOMINAL DE DESTILACION PRIMARIA DE CRUDO  
Y LIQUIDOS DEL GAS NATURAL POR REFINERIA AL 31 DE DICIEMBRE**

(Miles de barriles diarios)

(Continuación)

AÑO	SALAMANCA	REYNOSA	TULA	CACTUS	CADEREYTA	SALINA CRUZ	CANGREJERA	TOTAL
1938								102.0
1939								115.0
1940								131.0
1941								133.5
1942								139.5
1943								149.5
1944								149.5
1945								152.0
1946								153.0
1947								175.8
1948								179.8
1949								188.0
1950								186.5
1951	30.0	4.0						230.5
1952	30.0	4.0						226.0
1953	30.0	4.0						230.0
1954	30.0	7.0						244.0
1955	40.0	7.0						269.0
1956	40.0	7.0						317.5
1957	40.0	10.0						322.0
1958	40.0	10.0						322.0
1959	40.0	10.0						357.0
1960	40.0	10.0						393.0
1961	40.0	10.0						400.0
1962	40.0	10.0						410.0
1963	40.0	10.0						419.0
1964	80.0	10.0						504.0
1965	75.0	9.0						439.0
1966	75.0	9.0						439.0
1967	75.0	9.0						481.5
1968	75.0	18.7						552.2
1969	75.0	18.7						552.2
1970	100.0	20.5						592.0
1971	100.0	20.5						592.0
1972	100.0	20.5						625.0
1973	210.0	20.5						760.0
1974	210.0	20.5						760.0
1975	210.0	20.5						785.0
1976	200.0	20.5	150.0					968.5
1977	200.0	20.5	150.0					973.5
1978	200.0	20.5	150.0					988.5
1979	200.0	20.5	150.0	82.5	100.0	170.0		1 341.0
1980	200.0	20.5	150.0	82.5	235.0	170.0		1 476.0
1981	200.0	20.5	150.0	82.5	235.0	170.0	46.5	1 523.5
1982	200.0	20.5	150.0	113.0	235.0	170.0	113.0	1 620.5
1983	200.0	20.5	150.0	113.0	235.0	170.0	113.0	1 630.5
1984	235.0	20.5	155.0	113.0	235.0	165.0	113.0	1 679.5

TABLA V.1

Ref.: Anuario Estadístico 1984. PEMEX.

naftas, diesel y gasóleos, que se someten posteriormente a procesos de purificación; los gasóleos de vacío son alimentados a una unidad de descomposición catalítica con el fin de obtener destilados intermedios. El residuo de vacío tiene diferentes formas de procesamiento según la base del petróleo que se este refinando, - si se utiliza un crudo parafínico, se alimenta a una planta de extracción con furfural para obtener lubricantes; en el caso de una refinería energética, el residuo de vacío se alimenta a una unidad reductora de viscosidad, con el fin de obtener destilados ligeros e intermedios a costa del residuo.

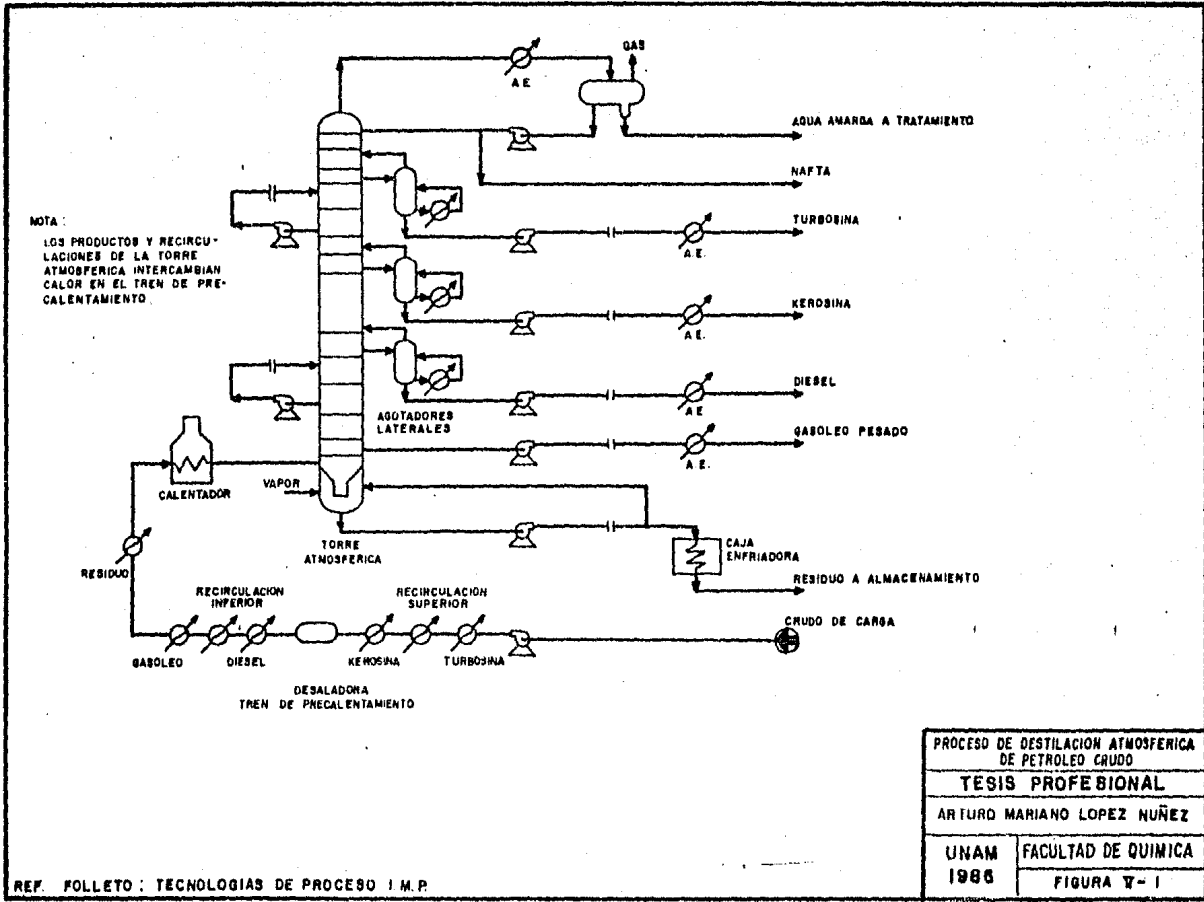
A continuación se presenta una breve descripción de los procesos de refinación — convencionales:

- ) Destilación atmosférica.
- ) Destilación al vacío.
- ) Reductora de viscosidad.

#### Destilación atmosférica.-

El proceso consiste básicamente en el calentamiento, desalado y destilación fraccionada del crudo en condiciones de 343 a 382 °C y de presión de 1.0 Kg/cm<sup>2</sup> man., en la corriente de alimentación al fraccionador. El esquema mostrado en la figura V.1. representa un arreglo típico de este proceso. El crudo se alimenta a un tren de precalentamiento para intercambiar calor con los productos, corrientes de extracción de calor de la torre de destilación, y en algunos arreglos, con corrientes calientes de la planta de destilación al vacío (plantas combinadas). En un punto intermedio del tren, el crudo se somete a un proceso de desalado de tipo electrostático en una o dos etapas, en las que se logra la eliminación hasta del 99% de las sales que lleva, evitando así problemas posteriores de incrustación, - corrosión, etc. La temperatura recomendada para el desalado varía entre 110 y 135 °C, esta temperatura determina su localización a lo largo del tren de precalentamiento.

Después del precalentamiento, el crudo puede enviarse a una torre despuntadora — (no mostrada en el diagrama), para obtener gas combustible como destilado vapor y nafta ligera como destilado líquido. La finalidad principal de este sistema es re



PROCESO DE DESTILACION ATMOSFERICA DE PETROLEO CRUDO	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM	FACULTAD DE QUIMICA
1988	FIGURA V-1

ducir la carga a la columna de destilación atmosférica, su incorporación al proceso es opcional. El crudo despuntado o únicamente precalentado se alimenta a un calentador de fuego directo, para que alcance el nivel de temperatura y vaporización requerida para el fraccionamiento. La destilación del crudo se efectúa en una columna de platos, que cuenta con zonas de rectificación y agotamiento. La zona de rectificación está formada por varias secciones, de las que se extraen los siguientes productos: gas y nafta que se obtienen como productos de domos, y turbosina, kerosina, diesel y gasóleo pesado que se obtienen como extracciones laterales, contando los tres primeros, con columnas de agotamiento con vapor de agua o con rehervidor, para obtener las especificaciones requeridas. Además de las extracciones de productos, la torre cuenta con dos o tres recirculaciones líquidas para la extracción de calor, que permiten reducir el perfil de flujos de vapor en la torre y aprovechar el calor para el precalentamiento de la carga; existe una recirculación parcial al fondo de la torre con el propósito de mantener una temperatura límite en el residuo. La condensación de los vapores de domos puede efectuarse en una sola etapa con agua de enfriamiento como lo muestra el esquema o en dos etapas, aprovechándose en este caso un intercambio de calor con la carga en el primer condensador. En la zona de agotamiento, el residuo se agota con vapor de agua y se envía a enfriamiento en los rehervidores de los agotadores laterales y en el tren de precalentamiento, la turbosina, kerosina, diesel y el gasóleo pesado, después del intercambio en el tren, se enfrían con aire o agua.

#### Destilación al vacío.-

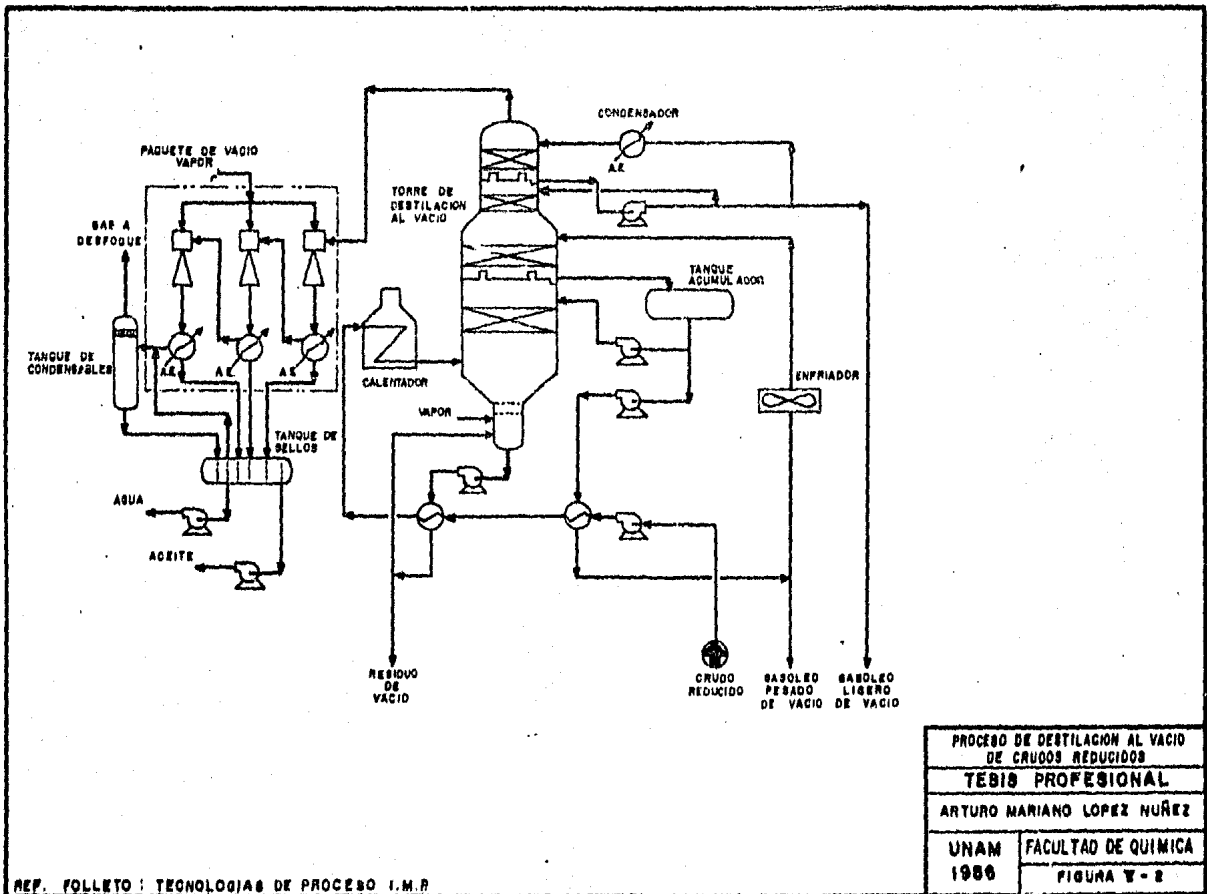
El proceso consiste básicamente del calentamiento del crudo reducido hasta la temperatura necesaria para adquirir la vaporización que permita el rendimiento de productos deseados y del fraccionamiento de los destilados en una torre operando a vacío. Dependiendo de las características de la carga y de los rendimientos de productos deseados, el proceso puede ser del tipo "húmedo", utilizando vapor de proceso para reducir la presión parcial de los hidrocarburos en la zona "flash" o del tipo "seco", sin vapor de proceso. En función de la integración de las plantas en refinería y de los requerimientos de flexibilidad y recuperación de calor, la unidad de vacío puede ser diseñada como una unidad independiente, o integrarse con la unidad de destilación atmosférica, en un diseño de planta combinada. En el esquema de la figura V.2 se muestra una unidad de vacío independiente, del tipo —

"húmedo" y su descripción se da a continuación:

El crudo reducido proveniente de las plantas atmosféricas se bombea hacia la sección de calentamiento, en donde intercambia calor con las corrientes calientes de productos efluentes de la torre de vacío, posteriormente se incrementa su temperatura en un calentador a fuego directo hasta el nivel necesario. La alimentación a la torre de vacío se efectúa mediante una línea de transferencia. Al entrar a la torre en la zona "flash", se completa la vaporización del crudo reducido; los vapores formados ascienden hacia las zonas de contacto para su condensación y fraccionamiento y el líquido remanente desciende hacia la sección inferior de la torre, en donde es agotado con vapor de proceso sobrecalentado. La sección de agotamiento está normalmente formada por platos del tipo mampara, y las zonas de contacto de la torre, en las secciones de fraccionamiento pueden ser de platos de cachuchas de burbujeo, de mamparas perforadas, o bien, como se muestra en el esquema, de empaques combinados del tipo rejillas y anillos de balastra. Los productos se obtienen de la torre en las secciones de condensación de gasóleo ligero y de condensación de gasóleo pesado, en las que se ponen en contacto los vapores generados en la zona "flash" con recirculaciones frías, que promueven el fraccionamiento y condensación de dichos vapores. En la parte inferior de cada una de las secciones de condensación, la torre cuenta con secciones de lavado, en las que mediante recirculaciones calientes se elimina el arrastre de carbón y metales por los vapores que ascienden a las secciones superiores, evitándose de esta forma la contaminación de las corrientes de productos.

El gasóleo pesado de vacío se extrae de la torre hacia el tanque acumulador de producto; de este tanque se recircula una parte del gasóleo caliente a la sección inferior de la torre y el resto se bombea hacia la sección de intercambio térmico, en donde se aprovecha su contenido energético para precalentar la carga; después de este intercambio, el gasóleo pesado se bifurca en dos corrientes, una de ellas se envía como recirculación fría a la torre y la otra como producto a L.B.C.

El gasóleo ligero se extrae de la sección superior de la torre y se bombea hacia tres destinos: una parte se utiliza como reflujo caliente a la sección superior de lavado, otra parte se manda como reflujo frío a la sección superior y el resto del gasóleo ligero como producto a L.B. El residuo de vacío se extrae del fondo de la torre y se envía a intercambiar calor con el crudo reducido de carga a la



12

REF. FOLLETO : TECNOLOGIAS DE PROCESO I.M.R

PROCESO DE DESTILACION AL VACIO DE CRUDOS REDUCIDOS	
TEBIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM 1986	FACULTAD DE QUIMICA FIGURA N-2

planta, para posteriormente enviarse a L.B. El vacío de la torre es mantenido por un paquete de vacío con eyectores de vapor.

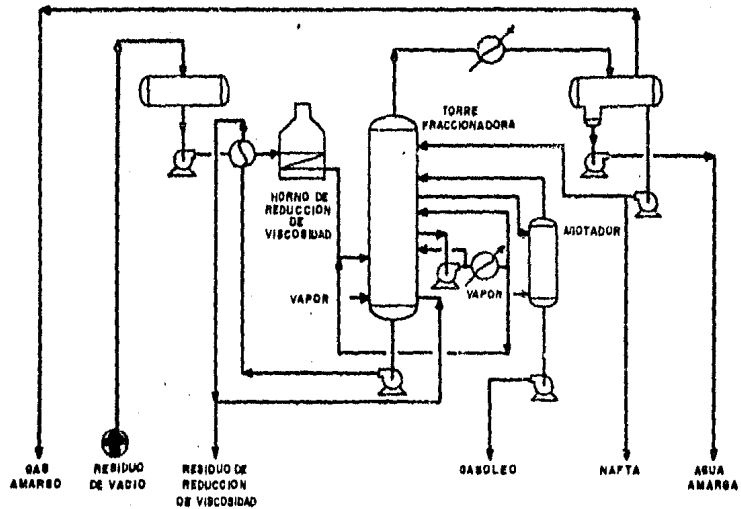
#### Reductora de viscosidad.-

En la figura V.3 se presenta el esquema de proceso de esta planta, donde la carga intercambia calor con el residuo caliente de la torre fraccionadora y pasa al horno de reducción de viscosidad, en donde la combinación de temperatura y tiempo de residencia en los serpentines produce una descomposición térmica moderada de la carga; el efluente del reactor se mezcla con una corriente de gasóleo de apagado proveniente de una extracción lateral de la torre fraccionadora, y se alimenta a la sección inferior de la torre. La fracción vapor de la alimentación es separada en corrientes de gas y gasolina en el domo de la torre y de gasóleo en una extracción lateral; éste es enviado a un agotador, para ajustar su temperatura de inflamación, y es enviado fuera de límites de batería o integrado al residuo como di-  
fluente.

El residuo de reducción de viscosidad es agotado con vapor en la sección inferior de la torre, y pasa a intercambio térmico con la carga, enviándose posteriormente a recuperación de calor y preparación de combustóleo o, alternativamente a destilación al vacío para mayor recuperación de destilados.

Como se puede apreciar, en estas descripciones de los procesos tradicionales de refinación, los rendimientos que se obtienen en cada planta dependen en gran mayoría del tipo de carga y de las condiciones de operación de éstas. Es por eso, que los resultados que se presentan en este trabajo, están basados en los datos de campo y en las experiencias de operación de las plantas involucradas en el análisis.

Una vez seleccionados los procesos de aprovechamiento de crudos pesados, DEMEX y coquizado retardado, se analizan los posibles esquemas de integración que maximizan la producción de combustibles a partir del residuo de vacío, utilizando los procesos básicos de refinación que se aplican en las refineries de México.

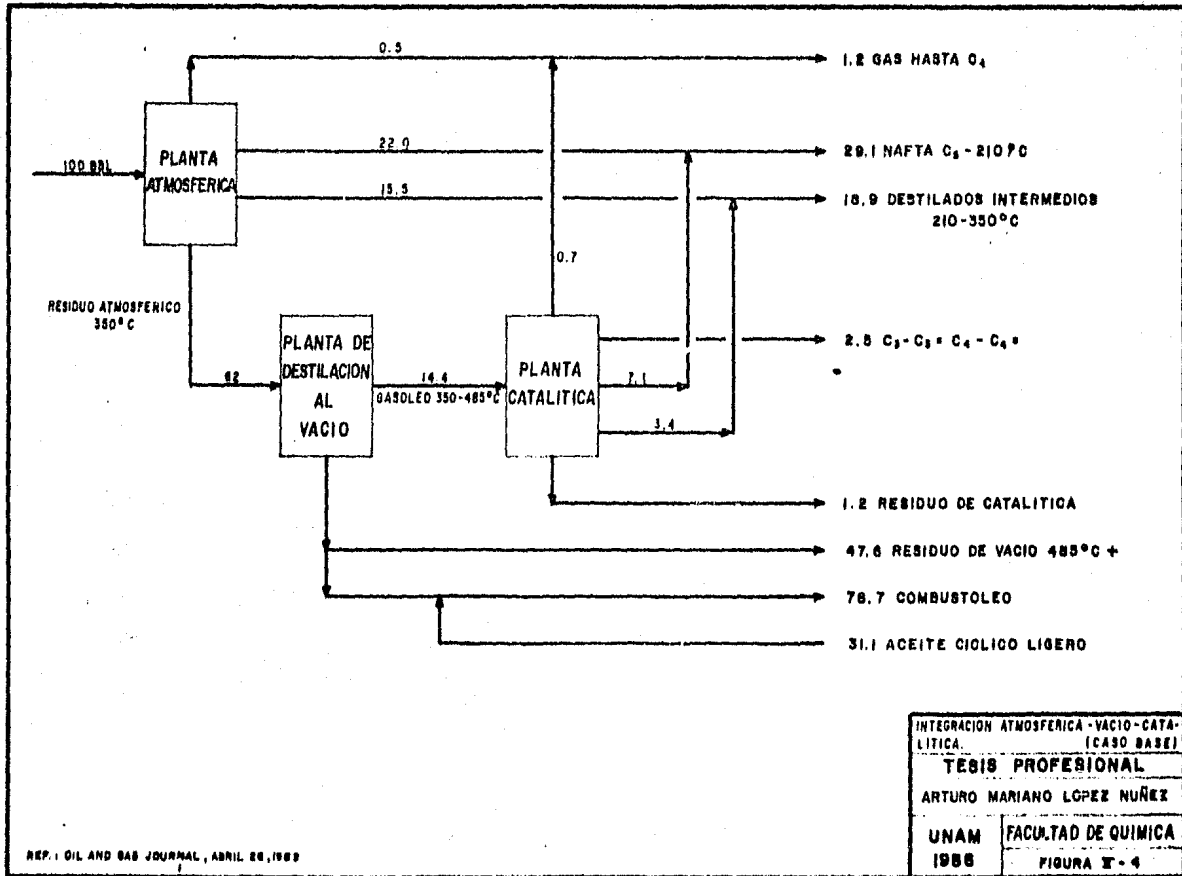


PROCESO DE REDUCCION DE VISCOSIDAD	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM	FACULTAD DE QUIMICA
1986	FIGURA V - 3



## W.2.- Diagramas de integración de procesos.

A continuación se presentan los diagramas que muestran los diferentes arreglos entre las plantas de refinación convencionales: Destilación Atmosférica, Destilación al Vacío, Desintegración Catalítica, Reductora de Viscosidad; y los procesos seleccionados en el capítulo anterior: Proceso DEMEX y Coquizado Retardado.

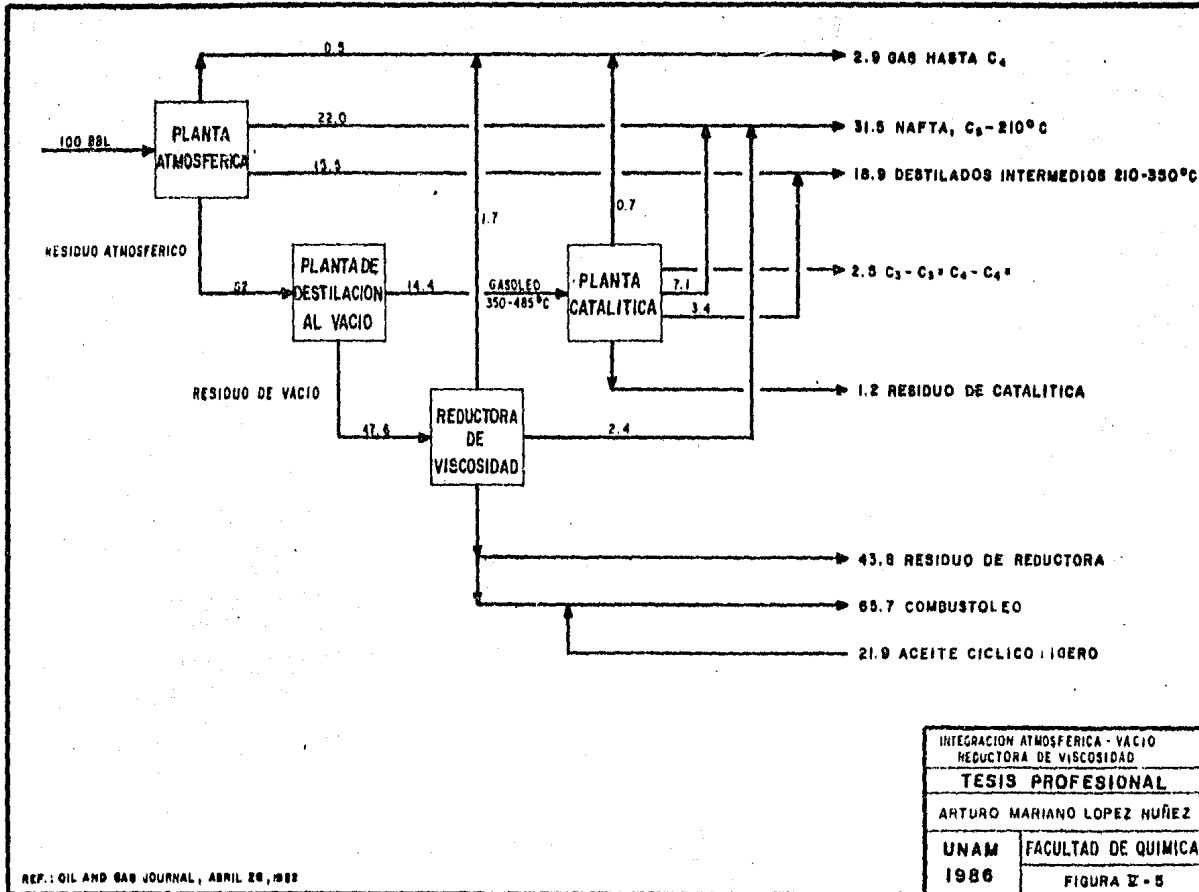


INTEGRACION ATMOSFERICA - VACIO - CATALITICA. (CASO BASE)

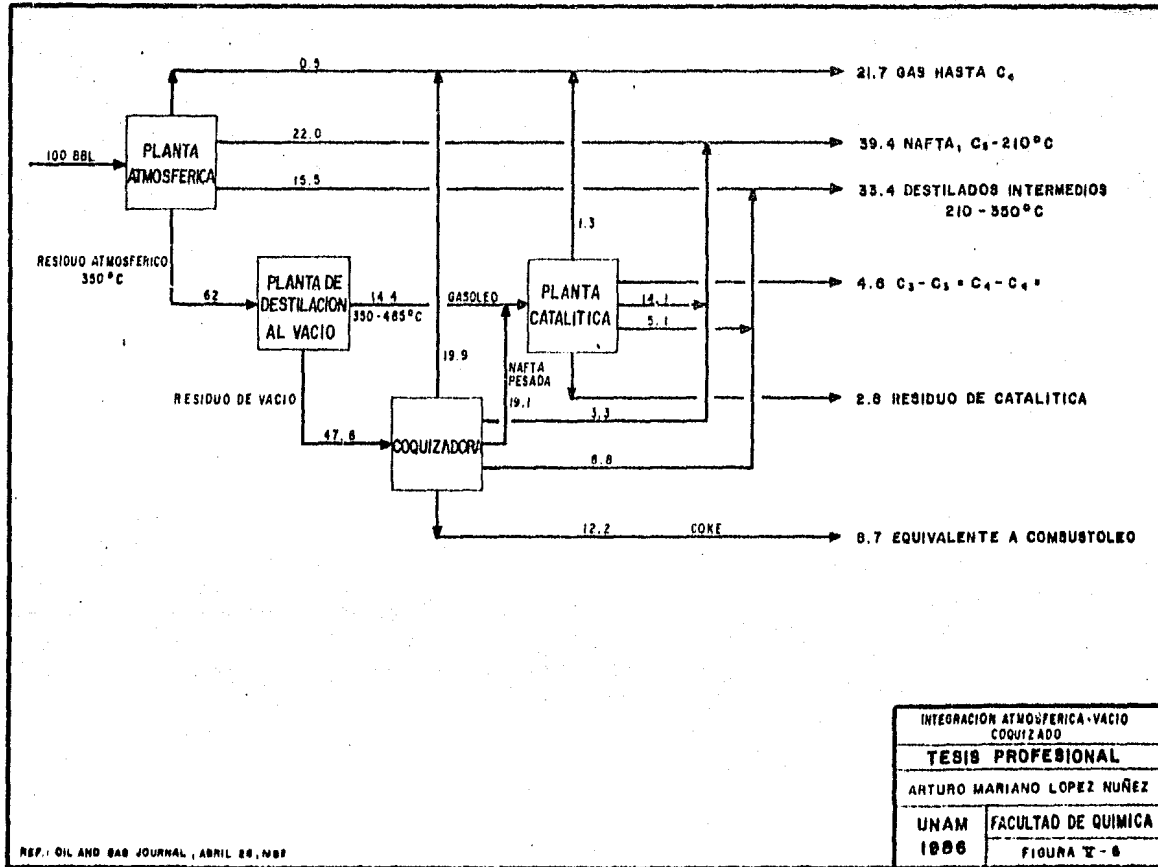
TESIS PROFESIONAL

ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ

UNAM	FACULTAD DE QUIMICA
1988	FIGURA III - 4

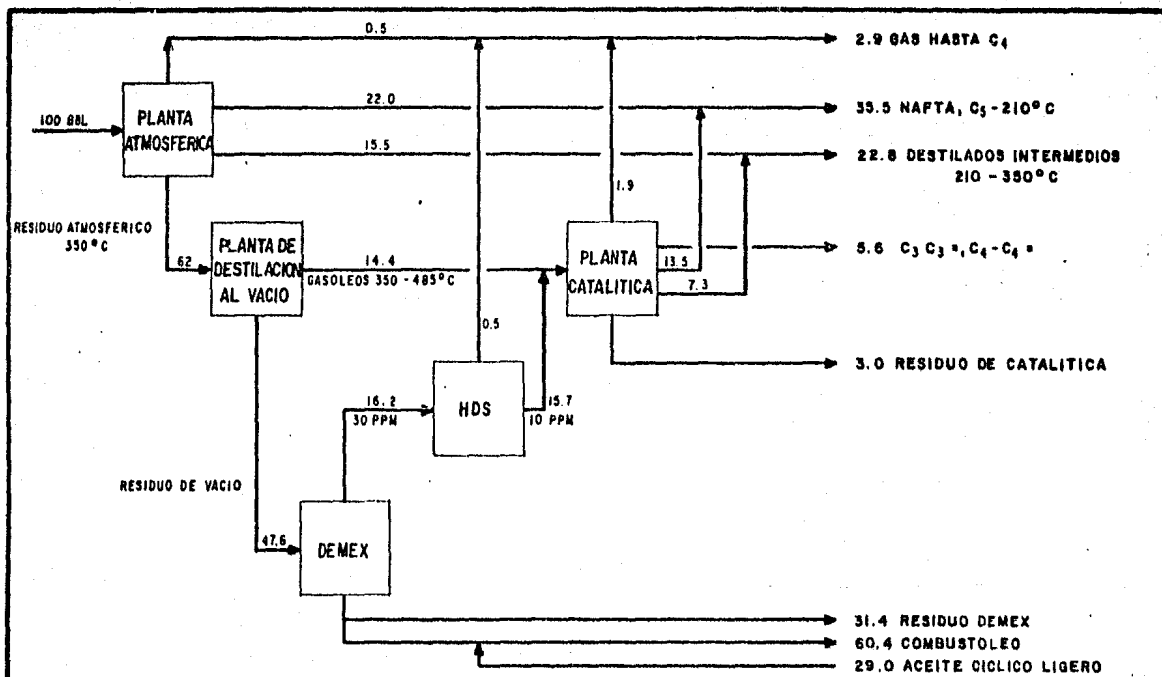


INTEGRACION ATMOSFERICA - VACIO REDUCTORA DE VISCOSIDAD	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM	FACULTAD DE QUIMICA
1986	FIGURA II-5

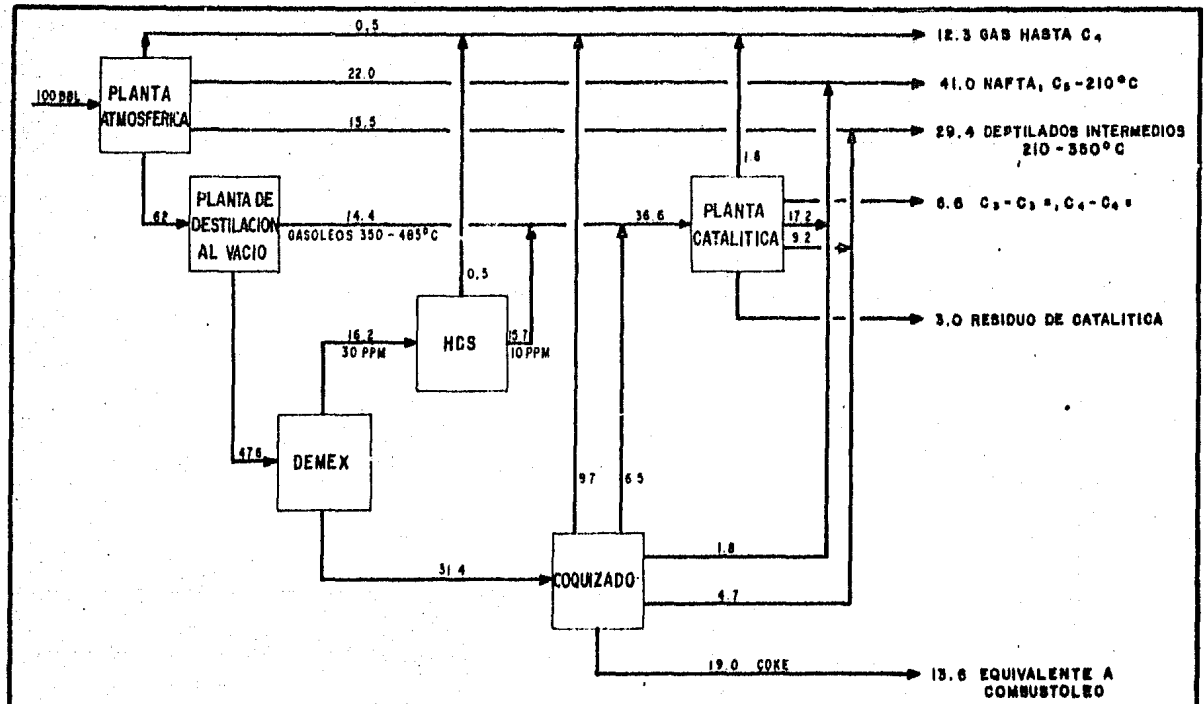


138

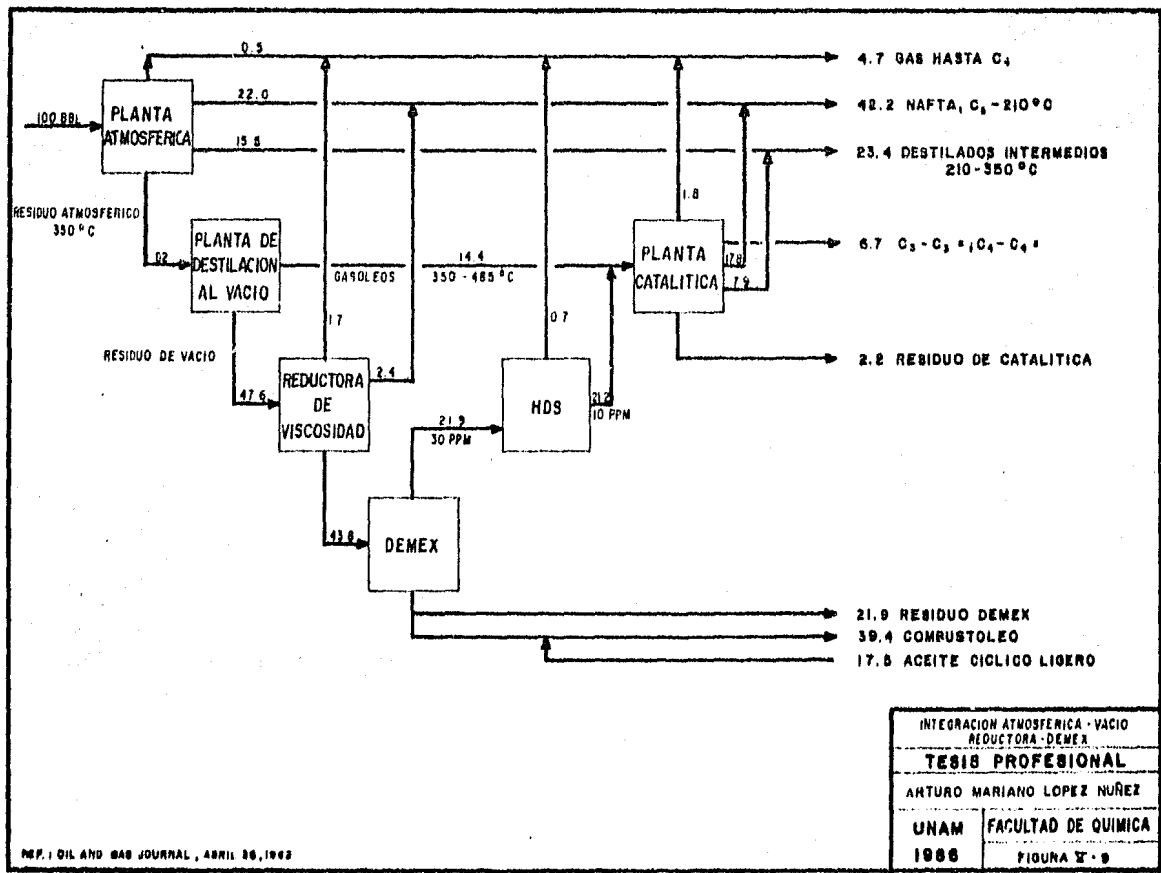
INTEGRACION ATMOSFERICA-VACIO COQUIZADO	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM	FACULTAD DE QUIMICA
1966	FIGURA I-6



INTEGRACION ATMOSFERICA -VACIO-DEMEX	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM	FACULTAD DE QUIMICA
1986	FIGURA V- 7

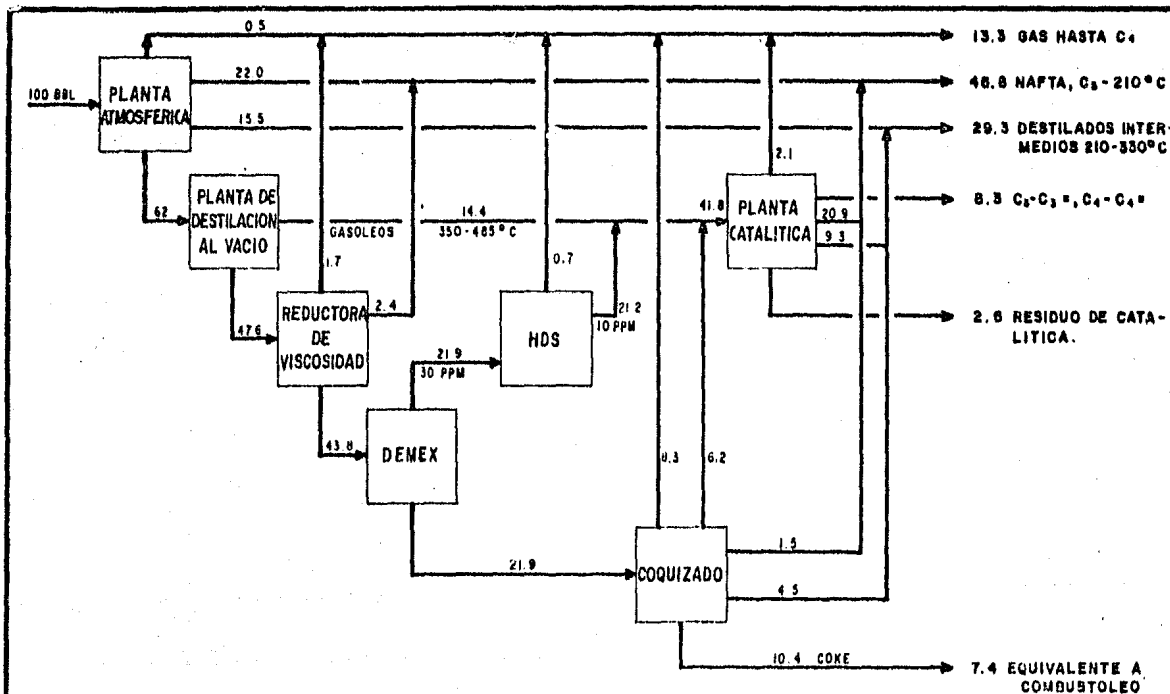


INTEGRACION ATMOSFERICA - VACIO DEMEX - COQUIZADO	
TESIS PROFESIONAL	
ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ	
UNAM	FACULTAD DE QUIMICA
1986	FIGURA N° 8



INTEGRACION ATMOSFERICA - VACIO  
 REDUCTORA - DEMEX  
**TESIS PROFESIONAL**  
 ARTURO MARIANO LOPEZ NUREZ  
 UNAM FACULTAD DE QUIMICA  
 1986 FIGURA V-9

147



INTEGRACION ATMOSFERICA-VACIO  
 REDUCTORA-DEMEX-COQUIZADO  
**TESIS PROFESIONAL**  
 ARTURO MARIANO LOPEZ NUÑEZ  
 UNAM FACULTAD DE QUIMICA  
 1986 FIGURA X-10



### V.3.- Rendimientos.

El esquema base de refinación que se utiliza en esta tesis consta de: destilación atmosférica, destilación al vacío y desintegración catalítica (figura V.4). Los rendimientos de destilados que se obtienen con esta integración son del 52.4% y por lo tanto, se tiene un rendimiento del residuo de vacío de 47.6%, que será la alimentación a los procesos secundarios que se analizan:

-) Extracción: DEMEX.

-) Térmicos: Reductora de viscosidad y Coquizado retardado.

Se incluye también un proceso de hidrotratamiento a diferentes niveles.

Los factores que se consideran para cuantificar la eficiencia de estos procesos secundarios son:

Máxima producción de destilados ligeros e intermedios.

Máxima reducción de combustóleo, en términos de un índice de reducción (IRC) cuando el residuo de vacío se alimenta a un proceso secundario, en vez de ser utilizado como combustible. El índice de reducción de combustóleo (IRC) se define como:

$$IRC = FO_1 - FO_2$$

Donde:

$FO_1$  = Barriles de combustóleo de 300 SSF obtenidos por la dilución del residuo de vacío.

$FO_2$  = Barriles de combustóleo de 300 SSF obtenidos como residuos de los procesos analizados.

En el caso del proceso de coquizado, la eficiencia se determina transformando el poder calorífico del coke a su equivalente en combustóleo. A continuación se muestra un cálculo como ejemplo:

El esquema base de procesamiento de la figura V.4 muestra un rendimiento de 47.6% vol. del residuo de vacío, el cual es base para la preparación de 78.7% vol. de combustóleo. Si se añade a este esquema el proceso de reducción de viscosidad (figura V.5), se obtiene un 65.7% de combustóleo, por lo tanto:

$$\text{IRC} = \frac{78.7 - 65.7}{47.6} * 100 = 27.3$$

El esquema que tenga un equilibrio entre estos dos parámetros, será el adecuado - para los objetivos de esta tesis.

El número mínimo de unidades que se necesitan para refinar crudo, se muestran en la figura V.4; para el subsecuente procesamiento del residuo de vacío se utilizan:

- ) Procesos térmicos.
- ) Procesos de extracción.
- ) Procesos combinados: Extracción/Térmicos.

#### Procesos térmicos.-

Se utiliza, en primera instancia, un proceso de reducción de viscosidad combinado con el esquema base (figura V.5), el cual, operando a una severidad media, reduce considerablemente la producción de combustóleo, de 78.7 bbl. en el caso original - a 65.7 bbl.; esto significa un IRC = 27.3, lo cual ahorra 9.2 bbl. de diluyente — (31.1 - 21.9).

Si se utiliza un proceso de coquizado ( figura V.6 ), en lugar de una reductora de viscosidad, se obtienen resultados más atractivos, ya que los rendimientos de gasolina aumentan de 48.0 a 72.8 bbl., lo cual representa un incremento de 24.8 - bbl. mientras que la producción de combustóleo disminuye 70 bbl., de 78.7 a 8.7 - bbl. Los destilados obtenidos se deben someter a un hidrotatamiento antes de utilizarse como alimentación a procesos subsecuentes.

#### Procesos de extracción.-

El utilizar una planta DEMEX alimentada por residuo de vacío (figura V.7) produce rendimientos moderados de nafta y altos de destilados intermedios, esto se debe a que la carga a la planta catalítica aumenta de 14.4 bbl. a 30.1 bbl.; el esquema que utiliza DEMEX y coquizado, como se muestra en la figura V.8 produce rendimientos altos de gasolina y destilados intermedios (70.4%) que es característico de los esquemas que utilizan plantas de coquizado, sin embargo, esta alternativa es la que obtiene menos gas y más coke, además presenta el menor IRC.

## Procesos combinados: Extracción/Térmicos.-

La combinación de una reductora de viscosidad y una planta DEMEX (figura V.9) representa una buena posibilidad de incrementar la carga a FCC, de 14.4 a 35.6 bbl. (21.2 bbl.); se obtiene también un IRC = 82.6, que se manifiesta en una reducción de 39.3 bbl. de combustóleo (78.7 - 39.4 bbl.).

La adición de un proceso de coquizado al esquema anterior ( figura V.10) presenta la mejor alternativa de todos los casos analizados, debido a que presenta la mayor producción de gases como propano-propileno y butano-butileno; también se obtienen los máximos rendimientos de gasolina y los mínimos de coke, además este caso presenta el más grande IRC.

La tabla V.2 resume los rendimientos obtenidos para los casos presentados anteriormente, y es la referencia de la discusión que a continuación se presenta:

La destilación atmosférica del crudo Maya produce un 38% vol. de destilados con un punto final de ebullición de 350 °C, mientras que la destilación al vacío permite una disminución de residuales de 23.2%, debido a que el residuo de vacío representa un 47.6% vol. del total del crudo alimentado; al mismo tiempo, este residuo equivale a 78.7% vol. en caso de que se usara como combustóleo. Los gasóleos de vacío equivalen a un 14.4% vol. y son la carga a una planta de desintegración catalítica para producir gasolina y destilados intermedios.

Considerando solo las rutas en donde el residuo de vacío es procesado, incluyendo reductora de viscosidad y extracción con solventes, la máxima reducción de residuales y combustóleo se presenta en el esquema de integración: Reductora de viscosidad y planta DEMEX.

Tomando en cuenta las alternativas de procesamiento que utilizan el proceso de coquizado, la máxima reducción de residuales y combustóleo se obtiene con: Reductora de viscosidad, DEMEX y coquizado, ya que produce 10.4 bbl. de residuo y 7.4 bbl. de combustóleo (equivalente a coke); el esquema de coquizado muestra rendimientos similares. Por otro lado, la mínima reducción de residuales y combustóleo es cuando se usa el esquema: DEMEX y coquizado.

RENDIMIENTOS, % VOL.

CAPACIDAD DE PLANTAS  
x 1000 BPD.

EXTRACCION CON SOLVENTE DEMEX	REDUCTORA DE VISCOSIDAD	DESINTEGRACION CATALITICA (FCC)	DESINTEGRACION AL VACIO	DESINTEGRACION ATMOSFERICA	INDICE DE REDUCCION DE COMBUSTIBLE (IRC)	DILUENTE REGENERADO, BBL	AGENTE CICLICO LIGERO	CAP DE HIPOCATENAMENTO DE DESTILADOS INTERM BPT	COMBUSTIBLE, 300 SSF	COKE	ASFALTO	RESIDUO, PTA. CATALITICA	DEST. INTERM, 210-350°C	NAFTA, C <sub>3</sub> -210°C	C <sub>3</sub> -C <sub>4</sub> -C <sub>4</sub> -C <sub>4</sub>	GAS HASTA C <sub>4</sub>
-------------------------------	-------------------------	---------------------------------	-------------------------	----------------------------	--	--------------------------	-----------------------	---	----------------------	------	---------	--------------------------	-------------------------	------------------------------	--	--------------------------

ESQUEMA BASE

Alm. + Vac. + FCC	1.2	2.5	29.1	18.9	1.2	47.6	-	78.7	-	31.1	BASE	100	62	14.4	-	-	-
-------------------	-----	-----	------	------	-----	------	---	------	---	------	------	-----	----	------	---	---	---

PROCESOS TERMICOS

Reductora de Viscosidad	2.9	2.5	31.5	18.9	1.2	43.8	-	65.7	-	21.9	27.3	100	62	14.4	47.6	-	-
Coquizado	21.7	4.6	39.4	33.4	2.8	-	12.2	8.7	6800	-	147.1	100	62	33.5	-	47.6	-

PROCESOS DE EXTRACCION

Demex	2.9	5.6	35.5	22.8	3.0	31.4	-	60.4	16300	29	38.4	100	62	30.1	-	-	47.6
-------	-----	-----	------	------	-----	------	---	------	-------	----	------	-----	----	------	---	---	------

PROCESOS COMBINADOS:  
TERMICOS/EXTRACCION

Red de Visc. + Demex	4.7	6.7	42.2	23.4	2.2	21.9	-	39.4	21900	17.5	82.6	100	62	35.6	47.6	-	43.6
Red de Visc. + Demex + Coquiz	13.3	8.3	46.9	29.3	2.6	-	10.4	7.4	21900	-	149.8	100	62	41.8	47.6	21.9	43.8

PROCESOS COMBINADOS:  
EXTRACCION/TERMICOS

Demex + Coquizado	12.3	6.6	41.0	29.4	3.0	-	19.0	13.6	16200	-	136.8	100	62	36.6	-	31.4	47.6
-------------------	------	-----	------	------	-----	---	------	------	-------	---	-------	-----	----	------	---	------	------

COMPARACION DE ALTERNATIVAS DE INTEGRACION

TABLA II - 2

El mayor ahorro de diluyente que se emplea para la preparación de combustóleo a — 300 SSF a 50 °C se logra con la alternativa: Reductora de viscosidad y DEMEX, ya que al comparar con el caso base, se obtiene una reducción de 13.6 bbl. de aceite cíclico ligero.

La máxima producción de gases (hasta  $C_4$ ), se obtiene cuando se utiliza el proceso de coquizado, por otro lado la mayor producción de gas licuado se obtiene con: — Reductora de viscosidad, DEMEX y Coquizado, en contraste, los rendimientos mínimos se presentan usando solo la reductora de viscosidad.

La mayor producción de gasolina se logra con el esquema: Reductora de viscosidad, DEMEX y Coquizado; esto se debe a que las alternativas de procesamiento que utilizan una planta de coke, producen altos rendimientos de gasolina, en contraste, — el esquema que obtiene menos gasolina es utilizando la planta reductora de viscosidad.

El proceso de coquizado aumenta también la producción de destilados intermedios, — y se demuestra cuando el residuo de vacío se alimenta a una planta de este tipo.

Entre todas las alternativas analizadas y usando como base una alimentación de — 100,000 BPD, se observa que la mayor producción de gasolina se obtiene con: Reductora de viscosidad, DEMEX y Coquizado, lo cual se debe a que se están agregando — tres unidades adicionales al incluir un hidrot ratamiento de 21,900 BPD de capacidad (se considera que la planta reductora de viscosidad está integrada con las — unidades convencionales de refinación), hay que hacer notar que la capacidad de — procesamiento de la planta catalítica tendría que aumentar 27,400 BPD para poder recibir los gasóleos que se logran con estas plantas. Por otro lado, este esquema representa la menor producción de combustóleo.

La alternativa de procesamiento anterior, es la que se acerca más a los objetivos que se comentaron al principio de esta sección, sin embargo el hecho de adicionar tres nuevas plantas y aumentar casi en un 100% la capacidad base de la planta catalítica, implican un incremento considerable en los costos de inversión, lo cual hace que esta alternativa sea poco factible de realizar aunque se demuestra que — los rendimientos son lo mejores de los esquemas considerados.

El esquema que obtiene los mejores rendimientos de gasolina después del analizado anteriormente es: Reductora de viscosidad y DEMEX; en este caso, también se debe utilizar un hidrot ratamiento de 21,900 BPD, pero la modificación de la planta catalítica sería de 21,200 BPD, lo cual disminuye en 6,200 BPD comparado con el esquema anterior. La producción de combustóleo es de 39,400 BPD que representa un aumento de 32,000 BPD.

En este caso, el esquema se vuelve más atractivo, ya que se invertiría en dos nuevas plantas: DEMEX e hidrot ratamiento y la capacidad de la planta catalítica aumentaría solo un 50% de su capacidad base, todo esto considerando que los rendimientos de gasolina y destilados intermedios son bastante aceptables; por otro lado, el aumento en la producción de combustóleo ayudaría a incrementar los inventarios de este producto, ya que su demanda va en aumento, como se discutió en la sección III.3 (Demanda de productos petrolíferos).

El proceso combinado: DEMEX y Coquizado tiene un rendimiento similar al esquema anterior, pero con una producción de 13,600 BPD de combustóleo. El inconveniente de este esquema es el proceso de coquizado, debido al gran consumo de energía que representa y que en México solamente se tiene una planta en operación.

Tomando en cuenta el análisis anterior, se concluye que el esquema: Reductora de viscosidad y Proceso DEMEX en una refinería que utilice un proceso de destilación atmosférica y al vacío, junto con una planta de desintegración catalítica, es el más apropiado para poder procesar el crudo Maya, tomando en cuenta las limitaciones tanto técnicas como económicas por las cuales atraviesa el país.

**RESUMEN**  
**Y**  
**CONCLUSIONES**

## RESUMEN

La mayoría de los crudos disponibles en la actualidad son más amargos -alto contenido de azufre-, y pesados -bajo contenido de destilados- que las cargas procesadas en el pasado, y esta situación tiende a aumentar.

La destilación de un crudo pesado presenta rendimientos mayores de residuo a expensas de productos más ligeros.

El residuo de vacío de un crudo pesado presenta más problemas de procesamiento - que un corte semejante de un crudo ligero..

Para poder procesar este tipo de cargas se necesitan plantas de refinación con equipo cuyos materiales sean resistentes a la corrosión y a condiciones de operación más severas.

Debido a la alta inversión que representa el cambio de materiales en equipo ya - instalado, se hace más atractiva la selección de un proceso que pueda mejorar - las condiciones de la carga en cuanto a su contenido de contaminantes.

El uso y aplicación de estas tecnologías llamadas de aprovechamiento del fondo - del barril, está principalmente determinado por la demanda de energía y petróleo, tipo de productos requeridos de éste, cantidad y calidad del crudo procesado. Debido a que estos factores varían en el tiempo, la tecnología de refinación se debe adaptar a todos estos requerimientos para satisfacer las demandas del mercado.

Los energéticos que más se utilizan a nivel mundial actualmente, según su orden de importancia son: hidrocarburos, carbón mineral, hidroelectricidad, energía nuclear y geotermia. También se aprovecha la energía eólica y solar pero en menor grado.



La demanda de energía primaria en el mundo ha venido en declive a raíz de la crisis petrolera mundial de 1973-1974, debido a esto, se dedicó gran atención a programas de ahorro y uso eficiente de la energía.

Por este motivo, las proyecciones al año 2000 de la demanda de energía primaria en el mundo presentan tasas de crecimiento muy semejantes o menores que las actuales.

El Oriente Medio, América Latina y el norte de África son las principales regiones productoras y exportadoras de crudo, comercializando alrededor del 70% del crudo mundial; la mayor parte de los países de estas regiones son miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

La OPEP puede dividirse en países de "alta absorción" en los cuales sus economías dependen en gran parte de los ingresos por ventas de petróleo, como ejemplo están: Nigeria, Indonesia y Venezuela; y los países de "baja absorción" como Arabia Saudita, Kuwait y Qatar, los cuales requieren con menos urgencia ingresos inmediatos y desean mantener en un horizonte mayor su influencia en el mercado derivada del petróleo.

La crisis actual del mercado petrolero mundial probablemente se debe al grupo de países de "baja absorción" ya que mantienen una producción más alta del nivel de equilibrio del mercado y por consecuencia, castigan los precios.

Este desajuste en la oferta mundial se debe también, a las políticas de producción entre los países OPEP y no-OPEP que presentan una diferencia en la extracción de petróleo, resultando que mientras los países no-OPEP muestran incrementos en la producción, los países de la OPEP tienen una reducción de ésta.

En suma, se puede identificar como factores estructurales que han llevado a un exceso de oferta de petróleo los siguientes: las políticas de ahorro de energía y de utilización de fuentes alternativas al petróleo, la expansión de la capacidad de producción y la mayor participación relativa de países no miembros de la OPEP en la oferta petrolera. Y como factores cíclicos y de corto plazo, a los si

güentes: la recesión económica internacional y la desacumulación de inventarios. Como elemento derivado de los factores anteriores, debe mencionarse que la con-tracción en la producción de petróleo de la OPEP, su menor participación relativa en la oferta internacional de petróleo y los problemas económicos que enfrentan la mayoría de los países miembros, ha quebrantado su capacidad de asignación de cuotas y negociación de precios.

No obstante la difícil situación del mercado petrolero, se prevee un incremento sostenido de precios de este recurso, a medida que las reservas de los países in-dustriales desciendan, lo cual puede suceder a finales de ésta década o principios de la próxima.

Al mismo tiempo, el petróleo seguirá siendo el energético primario más usado, — aunque en menor proporción que en el pasado.

La reducción de precios del petróleo ha puesto en crisis a la economía mexicana — ya que esta depende en gran parte de los ingresos por concepto de exportación de petróleo. Esta situación ha reducido la capacidad de pago de la deuda externa, — sin embargo la crisis no solo afecta a México y a países en condiciones semejantes, sino también a los países industrializados que tendrán que enfrentar la situación mediante acuerdos para incrementar la liquidez mundial. Una de estas soluciones puede ser la baja de las tasas de interés en los créditos otorgados.

México ha contribuido a mantener la estabilidad del mercado petrolero con los — constantes ajustes a la política de precios.

No solo la reducción de precios se ha utilizado para defender las exportaciones petroleras, sino que se ha instrumentado un sistema de precios diferenciales para los crudos de exportación, según la región geográfica con las que comercia PE MEX: América, Europa y Lejano Oriente.

Esta medida se tomó con el propósito de fomentar las exportaciones del crudo Maya, ya que éste representa alrededor del 60% del petróleo de exportación y en un futuro, seguirá siendo un recurso importante, previendo un mercado de crudos pesados en la década de los noventa.

En lo referente a productos petrolíferos, la producción de PEMEX alcanza a cubrir la demanda interna, haciendo que la exportación de estos productos solo tenga como función, mantener el equilibrio del mercado internacional.

Según las tendencias de consumo del país, se debe preveer un aumento significativo en los combustibles ligeros y combustóleo.

De aquí la importancia de implementar procesos de aprovechamiento de crudo pesado, ya que estos harán la diferencia en tener la demanda interna satisfecha, y además inventarios para exportación, o tener que llegar inclusive a importar productos petrolíferos.

Existen tecnologías que aprovechan los crudos pesados de dos formas distintas: - la descomposición total del crudo, para obtener el llamado crudo sintético, y la descomposición de residuos de crudo pesado una vez que éste se procesó de una manera convencional: destilación atmosférica y de vacío.

Las tecnologías analizadas se dividen en procesos de rechazo de carbón y de adición de hidrógeno, bajo las categorías de extracción, descomposición térmica y descomposición catalítica; además, se pueden clasificar en tecnologías probadas, de transición y recientes.

Entre los parámetros evaluados, los financieros y de riesgo tecnológico tienen una importancia significativa en la selección de procesos.

Los procesos de descomposición catalítica y de adición de hidrógeno, al ser tecnologías recientes o de transición, no cumplen con las restricciones a las que está sujeto el país.

El proceso DEMEX y el de Coquizado Retardado son las tecnologías que pueden aplicarse de inmediato en el país.

Al integrar estos procesos en un esquema convencional que consiste en destilación atmosférica, destilación al vacío y desintegración catalítica, se evalúan en la base de máxima producción de combustibles y mínima de combustóleo en términos de un índice de reducción de combustóleo (IRC).

Se recomienda utilizar el proceso de Reductora de Viscosidad y proceso DEMEX junto con el esquema de integración descrito anteriormente, para obtener los máximos rendimientos de productos a partir del crudo tipo Maya.

## CONCLUSIONES

- 1.- Aún cuando la demanda de energía en el mundo ha disminuído en los últimos años, las proyecciones hacia el año 2000 indican que el petróleo seguirá participando en forma importante en el sostenimiento y crecimiento de la economía mundial.
- 2.- Actualmente, la contribución de la industria petrolera en la economía mexicana es fundamental para la obtención de ingresos del gobierno, que conforman en gran parte, el presupuesto de la federación.
- 3.- En cuanto a la tecnología para el procesamiento de crudo pesado, los procesos de descomposición catalítica y de adición de hidrógeno, al ser tecnologías recientes o de transición, no cumplen con las restricciones a las que está sujeto el país. Por otro lado, el proceso DEMEX y el de Coquizado Retardado son las tecnologías que pueden aplicarse de inmediato en las refinerías nacionales.
- 4.- Tomando en cuenta la integración del mejor proceso seleccionado, como se menciona en el inciso tres, dentro de los esquemas de refinación existentes en el país, se recomienda utilizar un arreglo de: planta de Destilación Atmosférica, planta de Destilación al Vacío, planta de Desintegración Catalítica, - Reductora de Viscosidad y planta DEMEX.

## BIBLIOGRAFIA

### LIBROS

1. ELAND, William F. "Petroleum processing handbook". Mc.Graw Hill Book Company. 1a. Edición. New York, USA, 1967.
2. LOPEZ PORTILLO Y WEBER, José. "El petróleo de México". Fondo de Cultura Económica. 1a, Edición. México, 1975.
3. MEYER, Lorenzo. "México y los Estados Unidos en el conflicto petrolero (1917-1942)". El Colegio de México. 2a. Edición. México, 1972.
4. NELSON, Wilbur L. "Petroleum Refinery Engineering". Mc. Graw Hill Book Company. 4a. Edición. New York, USA, 1958.
5. PAZOS, Luis. "Mitos y realidades del petróleo mexicano". Editorial Diana. 1a. Edición. México, 1979.
6. PODER EJECUTIVO FEDERAL. "Programa nacional de desarrollo tecnológico y científico 84-88". Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología. México, 1984.

### TESIS

7. BELTRAN CABAÑAS, José Luis. "Evaluación de aceites crudos mexicanos de exportación tipos Istmo y Maya". Instituto Politécnico Nacional. 1982.
8. CARRILLO PEREZ, Gabriel Enrique. "Fuentes energéticas en México y sus posibilidades futuras". Universidad Nacional Autónoma de México. 1973.

## PUBLICACIONES

9. AKINS, Jane. "La evolución de la OPEP en los próximos diez años". Cuadernos sobre prospectiva energética. No. 44. El Colegio de México. México, 1983.
10. BARTHOLIC, D.B. "The applicability of the ART process to whole Maya crude upgrading". Memorias del : 1985 NPRA Annual Meeting.
11. BAZAN, G. "Ahorro y uso eficiente de la energía". Energéticos. Editado por la Secretaria de Energía, Minas e Industria Paraestatal. 2a. Epoca, Vol. I., No. 8, México 1985
12. Boletín de Economía Internacional. Vol. XI, No. 2, Abril-Junio, 1985.
13. CALA HEDERICH, David. "El fondo del barril". Boletín informativo de Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL). Noviembre 1983.
14. CELESTINOS ISAACS, José Antonio. "Process compared for upping Maya distillate yield". Oil and Gas Journal. Abril 26, 1982.
15. DE BLASE, R. "Delayed Coking: latest trends". Hydrocarbon Processing Mayo 1982.
16. GARWIN, L. "Resid-Extraction process offers flexibility". Oil and Gas Journal. Junio 14, 1976.
17. KESSLER, R.A. "Bottoms of the barrel processing alternatives". Memorias de: Refining and Olefins Presentation. Diciembre 14-15, 1983. México, D.F.
18. MARTINES, Manuel. "Balances nacionales de energía en México. Escenarios futuros posibles". Cuadernos sobre prospectiva energética. No. 56. El Colegio de México. México, 1984.

19. "Mexico: Point-man for heavy crude". Energy Détente. Julio 17, 1985.
20. MEYER, R.F. "World resources of heavy oil". Hydrocarbon Processing, Mayo 1984.
21. MONDRAGON MEDINA, Alfonso. "Penetración de los productos petrolíferos de PEMEX". Memorias de: Segundo Simposio del Colegio Nacional de Ingenieros Químicos y Químicos, A.C. Noviembre 15, 1985. México, D.F.
22. MORENO, A. "Clasificación de aceites crudos". Boletín informativo del Instituto Mexicano del Petróleo, No. 58, Julio-Agosto 1985.
23. NEWCOMER, R.M. "Heavy oil extraction ups FCC feed at first three-stage grass roots ROSE unit". Oil and Gas Journal, Julio 12, 1982
24. PARRA, A. "Un exámen de las perspectivas de la oferta y la demanda de petróleo a nivel mundial". Cuadernos sobre prospectiva energética. No. 43. El Colegio de México. México, 1985.
25. PEMEX/EXXON Technical Exchange Meeting. Boletín técnico. Octubre, 1981 México, D.F.
26. PEMEX. Anuario Estadístico, 1984. Editado por el Instituto Mexicano del Petróleo.
27. PEMEX. Informe semanal del mercado petrolero internacional. Varios. Gerencia de análisis y evaluación del mercado internacional. Coordinación de Comercio Internacional.
28. PEMEX. Memorias de labores, 1984. Editado por el Instituto Mexicano del Petróleo.
29. PENNING, R.T. "Extraction upgrades resid". Hydrocarbon Processing, Mayo 1982



30. "Programa nacional de energéticos 1984-1988. Diagnóstico". El Mercado de Valores. Agosto 27, 1984.
31. "Programa nacional de energéticos 1984-1988. Panorama Nacional". El Mercado de Valores. Septiembre 3, 1984.
32. "Rationalizing heavy crude prices". Energy Détente. Julio 17, 1985.
33. "Refining Processing Handbook". Hydrocarbon Processing, Septiembre 1984
34. RODRIGUEZ, O. "Análisis de tecnologías de conversión de fondo del barril". Memorias de: LIII Reunión de Expertos de ARPEL (Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana). Caracas, Venezuela. Octubre 1984.
36. RUBLI, F. "Situación y perspectivas del mercado petrolero mundial". Boletín de Indicadores Económicos Internacionales. Banco de México, Vol. X, No. 3, Julio-Septiembre, 1984.
37. RUSTRIAN, R. "Algunos elementos importantes a considerar por el lado de la oferta petrolera mundial". Boletín informativo del Instituto Mexicano del Petróleo. No. 57, Mayo-Junio, 1985.
38. SANCHEZ, M. "Desmetalización de los residuos del petróleo (Proceso Demex)". Revista del Instituto Mexicano del Petróleo. Enero 1984.
39. SELVIDGE, C.W. "Desmetallizing vacuum residual fractions of petroleum". Encyclopedia of Chemical Processing and Design. Enero 24, 1977.
40. SIEWERT, H.R. "Optimize design for heavy crude". Hydrocarbon Processing Marzo 1985.
41. SIKONIA, J.G. "Bottoms processing for higher value products". Memoria de: 1977 Technology Conference.

42. SINGER, Fred. "El futuro precio del petróleo en el mundo". Cuadernos sobre prospectiva energética . No. 15. El Colegio de México. México, 1981.
43. TIJERINA GARZA, E. "El papel del petróleo en la economía mexicana". Revista Mexicana del Petróleo. Julio-Agosto 1983.
44. TIJERINA GARZA, E. "Los precios del petróleo". Boletín informativo del Instituto Mexicano del Petróleo. No. 60, Noviembre-Diciembre 1983
45. VIDAL, H. "Selección de procesos para el mejoramiento de crudos pesados". Boletín técnico de: XXXVI Reunión de Expertos de ARPEL (Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana). Rio de Janeiro, Brasil, Abril 1980.
46. WILLIAMS ANDRADE, Jaime Mario. "Perspectivas de la demanda interna, y posibilidades de ahorro y sustitución de los energéticos en México". Cuadernos sobre prospectiva energética. No. 36. El Colegio de México, México 1983.
47. "World dialogue despite oil glut". Energy Détente. Agosto 21, 1985.
48. ZANDONA, O. "Heavy oil project pushed at complex refinery". Oil and Gas Journal, Marzo 22, 1982.

ANEXO A

GLOSARIO DE TERMINOS DE  
CARACTERIZACION DE FRACCIONES  
DEL PETROLEO

### Análisis FIA

El análisis FIA es el desgloce de % en volúmen de un producto en tres tipos de compuestos orgánicos: Saturados, Olefinas y Aromáticos. Acostumbra realizarse a turbosinas y kerosinas (ASTM-D-319).

### Análisis PONA

El análisis PONA es el desgloce en % en volúmen de un producto en cuatro tipos de compuestos orgánicos: Parafinas, olefinas, nafténicos y aromáticos. Acostumbra realizarse a gasolinas (ASTM-D-2002).

### Azufre total. (Lamp sulfur)

Es la cantidad de azufre presente por unidad de producto líquido. Este análisis se realiza quemando una muestra, de tal forma que el contenido de azufre se convierte a dióxido de azufre, el cual se mide cuantitativamente. Este valor se usa para especificar combustible para motores, tractores y quemadores. (fracciones ligeras ASTM-D-1266, las demás ASTM-D-129).

### Carbón Conradson. (Conradson carbon)

Pruebas estándar para determinar el residuo de carbón después de la evaporación y pirólisis de un aceite bajo condiciones específicas. Se expresa como % en peso (ASTM-D-189).

### Carbón Ramsbottom. (Ramsbottom carbon)

Es el residuo de carbón expresado en % en peso de una muestra, sometida a evaporación y pirólisis. Recomendado en lugar del carbón conradson. (residuo ASTM-D-542, los demás ASTM-D-524).

### Color Saybolt. (Saybolt color)

Es la altura de una columna de muestra que permite pasar la misma cantidad de luz que un espectro estándar. Este valor indica la cantidad de impurezas que contienen las fracciones de petróleo, también sirve para saber si el producto cumple con el color comercial exigido. A mayor altura se tienen fracciones más puras (ASTM - D - 156).

### Destilación ASTM

Método estándar de laboratorio de destilación diferencial (tipo batch) aplicada a naftas y destilados intermedios a presión atmosférica. La destilación ASTM relaciona el % de vaporización alcanzado a varias temperaturas.

### Destilación Hempel

Se usa frecuentemente en lugar de la destilación TBP (ASTM-D-285)

### Destilación (15/5) ó TBP

A nivel laboratorio se obtiene por destilación diferencial, con ayuda de una columna de 15 platos teóricos y una relación de reflujo de 5 a 1. De esta se obtienen las temperaturas de ebullición y se define como destilación TBP. (residuo - ASTM-D-1160, las demás ASTM-D-86).

### Factor de caracterización (Characterization factor)

Índice que determina la calidad de un corte, útil en la correlación de propiedades físicas, este factor también llamado factor caracterización UOP se define como:

$$K_w = \sqrt[3]{\frac{TBP(R)}{SG (60/60)}}$$

El valor de este índice varía de acuerdo al contenido parafínico de la muestra. Valores altos indican un mayor contenido de parafinas. (crudos UOP-A-46-40).

### Gravedad API

Definido por el American Petroleum Institute, como una función hiperbólica del peso específico:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\text{Sp. Gr. (60/60)}^{\circ}\text{F}} - 131.5$$

Esta escala permite la representación de la gravedad específica de los aceites, - varía en un rango menor de 0 para residuo pesado a 340 para metano.

### Índice de diesel

Medida de la calidad de ignición de un combustible diesel, se define como:

$$\text{DI} = \frac{^{\circ}\text{API} * \text{PUNTO DE ANILINA } ^{\circ}\text{F}}{100}$$

Mientras más alto sea este índice, la calidad de ignición de la muestra es mayor. Es posible predecir el número de cetano a partir del índice de diesel por correlaciones específicas para cada combustible. (IP-21/53).

### Insolubles en pentano y heptano ( $n\text{-C}_5$ y $n\text{-C}_7$ )

Cantidad expresada en % peso de los materiales pesados de crudos y fracciones pesadas que no pueden ser disueltos en heptano o pentano normales. Indica la cantidad de compuestos de alto peso molecular conocidos como asfaltenos, que contienen metales e hidrocarburos polinucleares (multiaromáticos), estos valores son útiles en la fijación de variables de operación de reductoras de viscosidad y de tratamiento de residuos pesados.

### Número de cetano (Cetane number)

% de cetano para una mezcla de alfa-metil-naftaleno que iguala la calidad de ignición de una muestra de combustible diesel. Esta característica se especifica para destilados intermedios y es similar al número de octano de gasolinas (ASTM-D-976).

### Número de neutralización o Acidez (Neutralization number)

Es la cantidad de ácido o base requerida para neutralizar todos los compuestos básicos o ácidos presentes en una muestra dada. Este número mide la cantidad que se oxida de un producto en servicio o almacenado. (pesados ASTM-D-664, los demás ASTM-D-974).

### Prueba Doctor (Doctor test)

Método que se utiliza para determinar la presencia de azufre mercaptánico en productos del petróleo, este método se aplica a productos en los cuales se requiere que sean dulces por razones comerciales (ASTM-D-484).

### Presión de vapor Reid (Reid vapor pressure)

Es la presión de vapor de un producto determinado a 100 °F, en donde el volumen de vapor es cuatro veces el volumen del líquido. Es una medida de la volatilidad de gasolinas y crudos. Indica la posibilidad de evaporaciones y explosiones (ASTM-D-323).

### Punto de anilina (Aniline point)

Temperatura mínima para la miscibilidad completa de volúmenes iguales de muestra y anilina. Esta prueba se considera una indicación de la parafinidad de la muestra y también es usada como una clasificación de la calidad de ignición de combustibles diesel. Los hidrocarburos aromáticos exhiben los puntos de anilina más bajos mientras que los parafínicos los más altos, tanto olefinas como cicloparafinas tienen valores intermedios. En series homólogas el punto de anilina se incrementa con el peso molecular. (ASTM-D-611).

### Punto de escurrimiento (Pour point)

Es la temperatura más baja a la cual el petróleo crudo y sus derivados fluyen o se escurren, cuando son enfriados, sin modificar su velocidad estándar de escurrimiento (ASTM-D-97).

### Punto de Humo (Smoke point)

Es la altura en milímetros de la flama generada por una muestra en combustión — hasta la zona donde se produce humo, en una lámpara estándar. Este valor se usa — para medir la calidad de combustión de turbosinas, kerosinas y aceites para ilumi nación. Su valor es inversamente proporcional al contenido de aromáticos de la — fracción (ASTM-D-1322).

### Punto de Nube (Cloud point)

Temperatura a la cual compuestos solidificables presentes en la muestra cristali-  
zan o se separan de la solución bajo enfriamiento. El punto de nube es una especi-  
ficación física de destilados intermedios (ASTM-D-2500).

### Punto de Penetración (Penetration point)

Medida en décimas de milímetros a la cual una aguja estándar penetra en una cera-  
bajo condiciones definidas. El punto de penetración refleja la dureza de la mues-  
tra, la cual tiene un efecto significativo en otras propiedades. Se utiliza gene-  
ralmente para asfaltos (ASTM-D-5).

### Temperatura de Inflamación (Flash point)

Es la temperatura a la cual la muestra puede ser calentada, bajo ciertas condicio-  
nes ya fijadas, para obtener suficiente vapor, que al mezclado con aire pueda ser  
quemado fácilmente. Esta temperatura indica el potencial de ignición o explosión  
de un producto. (ligeros ASTM-D-56, Intermedios ASTM-D-93, pesados ASTM-D-92).



**TABLA DE INTERVALOS DE VARIACION DE PROPIEDADES DE  
CRUDOS Y FRACCIONES DE PETROLEO**

CRUDOS Y FRACCIONES DE PETROLEO PROPIEDADES	CRUDO MAYA	CRUDO ISTMO	CRUDO GRAL.	GASOLINA	TURBOSINA	KERO-SINA	DIESEL	GASOLEO A FCC	GASOLEO A FCC	RESIDUCO
Presión de Vapor Ruld, Psla	2.0 a 6.5	2.2 a 5.5	0.0 a 8.5	—	—	—	—	—	—	—
Factor de Caracterización	11.7	11.7 a 11.8	11.4 a 12.2	—	—	—	—	—	—	—
Contenido de NaCl, lb/1000 Bbl	31.5	10 a 40	5.8 a 1355	—	—	—	—	—	—	—
Azufre total, % peso, ppm.	2.9	1.02 a 1.8	0.5 a 5.7	13 a 3,000	0.002 a 9041	0.03 a 3500	0.08 a 4.5	0.7 a 2.5	0.25 a 5.0	0.4 a 5.5
Carbón Remsbottom, % peso	10.9	3.1 a 3.5	1.2 a 15.7	—	—	—	0.01 a 0.34	0.06 a 0.3	0.02 a 0.3	3.0 a 37
Viscosidad (1) C.S.T. 21.1, 25°C (2) SU 37.8, 82.2°C	42 a 286.5	59 a 63	15 a 198	—	2.8 a 65	1.8 a 40	2.7 a 45	4.4 a 57.5	100 a 570	1,700 a 2,400
Temperatura de Escurrimiento, °C	-33 a -15	-30 a -4	-54 a -1	—	—	-60 a -33	-60 a 10	-42 a 6	-18 a 33	—
Insolubles en n-C <sub>3</sub> , % peso	—	2.5 a 3.0	0.2 a 16	—	—	—	—	—	—	5 a 28
Insolubles en n-C <sub>7</sub> , % peso	—	0.58	0.3 a 11.5	—	—	—	—	—	—	0.4 a 50
Contenido de Agua	Huellas	Huellas	Huellas	—	—	—	—	—	—	—
Contenido de H <sub>2</sub> S, ppm	—	0.5 a 24	1 a 115	—	—	—	—	—	—	—
Indice de Octano "Motor"	—	—	—	28 a 76	—	—	—	—	—	—
Color Saybolt	—	—	—	+18 a +30	+11 a +30	—	—	—	—	—
Prueba Doctor	—	—	—	Requerido	Requerido	Requerido	—	—	—	—
Análisis FIA % Vol.	Parafinas	—	—	70 a 98.3	76 a 85	60 a 84	—	49 a 65	45 a 55	—
	Oleoífinas	—	—	0 a 1.0	0.0	0 a 2	—	0.0	0.0	—
PONA % WT	Naftánicos	—	—	—	—	—	—	23 a 33	26 a 35	—
	Aromáticos	—	—	1.6 a 17.0	10 a 50	14.50	—	10 a 20	15 a 25	—
Temperatura de Anilina, °C	—	—	—	53 a 59	55 a 60	58 a 62	—	62 a 74	—	—
Indice de Humo	—	—	—	—	16 a 26	16 a 27	—	—	—	—
Destilación, (TIE a TFE), °C	46 a 331	27 a 363	29 a 380	39 a 212	66 a 291	175 a 307	196 a 390	250 a 386	204 a 575	297 a 681
Temperatura de Inflamación, °C	—	—	—	-20 a 33	3 a 76	33 a 104	60 a 148	106 a 162	185 a 240	—
Temperatura de Fusión, °C	—	—	—	—	—	—	—	—	—	> 380
Indice Diesel	—	—	—	—	—	47 a 59	39 a 57	34 a 55	—	—
Número de Cetano	—	—	—	—	—	48 a 60	20 a 69	44 a 58	—	40 a 55
Penetración (Prueba 100/5/25 mm.)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2 a 380
Temperatura de Congelación, °C	—	—	—	—	60 a 21	—	—	—	—	—
Densidad Relativa	0.9155	0.858 a 0.863	0.795 a 1.0	0.7 a 0.75	0.76 a 0.81	0.804 a 0.865	0.815 a 0.915	0.85 a 0.90	0.86 a 0.95	0.96 a 1.07
Gravedad °API	22.8	31.9 a 33	10.6 a 42.4	51.2 a 79	34.5 a 50.5	35.6 a 47.8	20.2 a 42	21.2 a 34.6	18 a 30.0	0.8 a 14.6

## INDICE GENERAL

PAGINA

### INTRODUCCION.

#### CAPITULO I.- CARACTERIZACION DE CRUDOS.

1.	Composición y Tipos de Petróleo Crudo.	1
2.	Pruebas de Caracterización.	2
3.	Características de Crudos Nacionales.	7
4.	Interpretación de Resultados.	13

#### CAPITULO II.- SITUACION ENERGETICA MUNDIAL.

1.	Fuentes de Energía Mundial. Lugar que Ocupa el Petróleo.	19
2.	Estudio de Mercado del Petróleo.	22
2.1	Oferta Petrolera Mundial.	22
2.2	Demanda Petrolera Mundial.	27
2.3	Comparación Oferta-Demanda.	29
2.4	Precios Mundiales del Petróleo.	31
3.	Reservas Mundiales de Crudos Pesados.	39
4.	El Petróleo en la Economía Mexicana y su Impacto en el Sector Energético.	42

#### CAPITULO III.- POLITICAS COMERCIALES DEL PETROLEO Y SUS DERIVADOS EN MEXICO.

1.	Antecedentes.	49
2.	Perspectivas de Exportación para Crudos Mexicanos.	49
3.	Demanda de Productos Petrolíferos.	55
4.	Políticas de Exportación.	67

#### CAPITULO IV.- PRESENTACION DE ALTERNATIVAS PARA EL PROCESAMIENTO DE CRUDOS PESADOS.

1.	Antecedentes.	81
2.	Tecnología Disponible.	81
2.1	Procesos de Rechazo al Carbón.	84
2.2	Procesos de Adición de Hidrógeno.	102

PAGINA

3.	Metodología para la Selección de Procesos.	114
3.1	Definición de Parámetros.	114
3.2	Comparación de Alternativas.	119
3.3	Definición de Factibilidad.	124

CAPITULO IV.- INTEGRACION DE PROCESOS.

1.	Esquema Convencional de una Refinería.	125
2.	Diagramas de Integración de Procesos.	135
3.	Rendimientos.	143

RESUMEN Y CONCLUSIONES.

BIBLIOGRAFIA.

ANEXO "A" GLOSARIO DE TERMINOS Y CARACTERIZACION  
DE FRACCIONES DEL PETROLEO.

INDICE GENERAL.

INDICE DE TABLAS.

INDICE DE FIGURAS.

INDICE DE GRAFICAS.

## INDICE DE TABLAS

### PAGINA

#### CAPITULO I.

1.	Propiedades de Aceites Crudos.	3
2.	Características Distintas entre Crudos Pesados y Crudos Ligeros.	4
3.	Características de Crudos Mexicanos.	8
4.	Rendimiento y Localización de Fracciones.	9

#### CAPITULO II.

1.	Composición del Consumo Mundial de Energía Primaria por Tipos de Energéticos en sus Rubros Principales 1963-2000.	20
2.	OPEP: Cambios en la Extracción del Petróleo Crudo 1979-1983.	25
3.	NO OPEP: Cambios en la Extracción de Petróleo Crudo 1979-1983.	26
4.	Proyección sobre Demanda y Oferta Mundiales de Petróleo.	32
5.	Indice del Precio Real del Crudo en el Mercado Internacional.	33
6.	Precio del Petróleo en el Mercado Internacional (Arabe Ligero).	35
7.	Indicadores Macroeconómicos. Petróleo en la Economía Mexicana.	44
8.	Indicadores Macroeconómicos. Sector Fiscal y Financiero.	45
9.	Indicadores Macroeconómicos. Crecimiento y Balanza de Pagos.	46

#### CAPITULO III.

1.	Precios Diferenciales de Crudos Mexicanos.	54
2.	Demanda de Productos del Petróleo (Mundial).	57
3.	Agencias de Ventas Comprendidas en Cada Región o Zona de Influencia de las Refinerías.	59
4.	Elaboración de Derivados del Petróleo.	68

PAGINA

CAPITULO IV.

- |    |   |     |
|----|---|-----|
| 1. | Procesos Comerciales para el Aprovechamiento de Crudos Pesados.     | 83  |
| 2. | Comparación de Tecnologías para el Procesamiento de Crudos Pesados. | 121 |

CAPITULO V.

- |    |  |     |
|----|--|-----|
| 1. | Capacidad Nominal de Destilación Primaria de Crudo y Líquidos del Gas Natural por Refinería. | 126 |
| 2. | Comparación de Alternativas de Integración.  | 146 |

## INDICE DE FIGURAS

### PAGINA

#### CAPITULO II.

1.	Demanda de Energía en los Estados Unidos.	21
2.	Principales Países Productores de Petróleo Crudo (1984).	23
3.	Demanda Petrolera Mundial, Distribución Porcentual.	28
4.	Demanda Petrolera Mundial, Volúmen.	30
5.	Reservas Estimadas de Petróleo Crudo Pesado de los Principales Países (1984).	40
6.	Reservas Estimadas de Petróleo en Arenas Bituminosas (1984).	41

#### CAPITULO IV.

1.	Desasfaltado Profundo con Solvente.	91
2.	Proceso ROSE.	92
3.	Proceso DEMEX.	93
4.	Descarbonizado con Solvente.	94
5.	Desasfaltado con Solvente.	95
6.	Coquizado Retardado.	96
7.	Proceso FLEXICOKING.	97
8.	Proceso EUREKA.	98
9.	Proceso ART.	99
10.	Proceso HOC.	100
11.	Proceso RCC	101
12.	Proceso H-OIL.	106
13.	Proceso LC-FINNING.	107
14.	Proceso CANMET.	108
15.	Proceso RCD Unibon.	109
16.	Hidrotratamiento RDS y VRDS.	110
17.	Residuo HDS, ATB y VTB.	111
18.	Proceso RESIDFINING.	112
19.	Proceso Unicracking/HDS.	113

#### CAPITULO V.

1.	Proceso de Destilación Atmosférica de Petróleo Crudo.	129
----	--	-----

PAGINA

2.	Proceso de Destilación al Vacío de Crudos Reducidos.	132
3.	Proceso de Reducción de Viscosidad.	134
4.	Integración Atmosférica-Vacío-Catalítica (Caso Base).	136
5.	Integración Atmosférica-Vacío-Reductora de Viscosidad.	137
6.	Integración Atmosférica-Vacío-Coquizado.	138
7.	Integración Atmosférica-Vacío-DEMEX.	139
8.	Integración Atmosférica-Vacío-DEMEX- Coquizado.	140
9.	Integración Atmosférica-Vacío-Reductora- DEMEX.	141
10.	Integración Atmosférica-Vacío-Reductora- DEMEX-Coquizado.	142

## INDICE DE GRAFICAS

### PAGINA

#### CAPITULO I.

1.	Destilación del Crudo Istmo y Maya.	10
2.	Gravedad A.P.I. vs Destilado del Crudo Istmo y Maya.	11
3.	Azufre vs Destilado del Crudo Istmo y Maya.	12
4.	Corrosividad de Crudos para Acero al Carbón.	16
5.	Corrosividad de Crudos para Acero 5 % Cr.	17
6.	Corrosividad de Crudos para Acero 12 % Cr.	18

#### CAPITULO II.

1.	Precios Mundiales del Petróleo.	36
2.	Proyecciones sobre los Precios Reales del Petróleo.	38

#### CAPITULO III.

1.	Crudos para Refinación en la Costa del Golfo de E.U.	53
2.	Pronóstico Consumo de Combustibles en Estados Unidos y Europa Occidental.	58
3.	Ventas de Gasolinas, Kerosinas, Diesel, Combustóleo y Gas Licuado.	60
4.	Ventas de Gasolinas por Zonas.	61
5.	Ventas de Turbosinas por Zonas.	62
6.	Ventas de Kerosinas por Zonas.	63
7.	Ventas de Diesel por Zonas.	64
8.	Ventas de Combustóleo por Zonas.	65
9.	Ventas de Gas Licuado por Zonas.	66
10.	Producción vs Exportaciones, Productos Petrolíferos.	73
11.	Gas Licuado Exportado.	74
12.	Gasolina Exportada.	75
13.	Turbosina Exportada.	76



PAGINA

14. Diesel Exportado.	77
15. Combustible Exportado.	78
16. Virgin Stock-28 Exportado.	79
17. Gas Natural Exportado.	80