



**INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL**

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA QUIMICA  
E INDUSTRIAS EXTRACTIVAS**

**“ ESTUDIO PARA EL PROCESAMIENTO DE CRUDOS  
PESADOS EN MEXICO ”**

**TESIS PROFESIONAL**

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE :  
INGENIERO QUIMICO PETROLERO**

**PRESENTAN:**

**JUAN RENE CHE BASULTO  
MARIO FLORES REYES  
LEOPOLDO GARELLI MONTIEL  
FRUMENCIO RAMIREZ MALPICA**



**MEXICO, D. F.**

**1987**



SECRETARIA DE  
EDUCACION  
PUBLICA

**INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL**  
**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA QUIMICA E INDUSTRIAS EXTRACTIVAS**  
**DIVISION DE SISTEMAS DE TITULACION**

T-161

México, D. F., a 1 de octubre de 1987

Al(los) C. Pasante(s):	Carrera:	Generación
CHE BASULTO JUAN RENE	IQP	1981-1985
FLORES REYES MARIO	IQP	1981-1985
GARELLI MONTIEL LEOPOLDO	IQP	1981-1985
RAMIREZ MALPICA FRUMENCIO	IQP	1981-1985
Presente		

Mediante la presente se hace de su conocimiento que esta División acepta que el  
 C. Ing. JORGE IBARRA OLVERA sea orientador  
 en el Tema de Tesis que propone(n) usted(es) desarrollar como prueba escrita en la opción  
 TESIS Y EXAMEN ORAL COLECTIVA (CUATRO PASANTES) bajo el  
 título y contenido siguientes  
 "ESTUDIO PARA EL PROCESAMIENTO DE CRUDOS PESADOS EN MEXICO."

RESUMEN  
 I.- INTRODUCCION  
 II.- CARACTERIZACION DE CRUDOS  
 III.- SITUACION ENERGETICA MUNDIAL  
 IV.- POLITICAS COMERCIALES DEL PETROLEO  
 Y SUS DERIVADOS EN MEXICO  
 V.- ALTERNATIVAS PARA EL PROCESAMIENTO DE CRUDOS PESADOS  
 VI.- INTEGRACION DE PROCESOS  
 VII.- CONCLUSIONES  
 BIBLIOGRAFIA

Se concede plazo máximo de un año para presentarlo a revisión por el Jurado.

ING. ALEJANDRO ANTONIO ALQUICER PAZ  
 VOCAL DE CARRERA

ING. JORGE IBARRA OLVERA  
 EL PROFESOR ORIENTADOR

M.C. RUBEN LEMUS DARRON  
 EL JEFE DE LA DIVISION DE SISTEMAS  
 DE TITULACION

ING. FRANCISCO LAGUNES MORENO  
 EL SUBDIRECTOR TECNICO

cmh.



**INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL**  
**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA QUIMICA E INDUSTRIAS EXTRACTIVAS**

SECRETARIA  
 DE  
 EDUCACION PUBLICA

MEXICO, D F, 13 de octubre de 1987

CHE BASULTO JUAN RENE  
 FLORES REYES MARIO  
 GARELLI MONTIEL LEOPOLDO  
 C. RAMIREZ MALPICA PRUMENCIO

Pasante de Ingeniero QUIMICO PETROLERO

Presente:

Los suscritos tenemos el agrado de informar a usted que, habiendo procedido a revisar el borrador de la modalidad de titulación correspondiente, denominado .....  
 "ESTUDIO PARA EL PROCESAMIENTO DE CRUDOS PESADOS EN MEXICO".

.....  
 encontramos que el citado trabajo y/o proyecto de tesis, reúne los requisitos para autorizar el Examen Profesional y proceder a su impresión según el caso, debiendo tomar en consideración las indicaciones y correcciones que al respecto se le hicieron.

Atentamente  
**JURADO**

.....  
 C. ING. JORGE IBARRA OLVERA  
 (PROF. ORIENTADOR)

.....  
 C. M.C. RUBEN LEMUS BARRON

.....  
 C. ING. GLORIA COLMENARES CASTRO

ash.

c.c.p.—Expediente.

**A MIS PADRES:**

*Sra. Mirna D. Basulto de Che*

*Sr. Diego A. Che Roldan.*

*Por la ayuda que me brindaron,  
para forjarme un buen porvenir.*

**A MIS HERMANOS:**

*Mirna y Diego.*

*Que les sirva como un estímulo  
y que continuen adelante.*

**A MI ESCUELA Y MAESTROS:**

*Por las facilidades, hospitalidad  
y bellos momentos vividos.*

**A MIS TIOS:**

*Con eterno agradecimiento por la  
hospitalidad brindada.*

**\*JUAN\***

**A MIS PADRES:**

*Sra. Elena Reyes de Flores*

*Sr. Hilario Flores Mateo*

*Con inmenso cariño, les ofrezco este pequeño logro, ya que con su ayuda, comprensión y sacrificio lo hicieron posible, para ellos mi eterno agradecimiento.*

**A MIS HERMANOS:**

*Guadalupe, Teresa, Leticia, Antonia, Juan, Esperanza y Martha.*

*Con aprecio, para que continuen con las metas que se han trazado.*

**A MIS AMIGOS Y MAESTROS:**

*Por brindarme su amistad y apoyo, para alcanzar la primera meta en mi vida y seguir adelante.*

**\*MARIO\***

**A MIS PADRES:**

*Sra. Zoila Montiel de Garelli  
Sr. Leopoldo Garelli Vázquez  
Con profundo cariño y gratitud.*

**A MIS HERMANOS:**

*Luis Alberto, Marcon Antonio, Carlos  
y Gustavo.  
Como un estímulo para su futuro.*

**CON INFINITO AMOR A MI ESPOSA:**

*Amalia Ledezma.*

**A MI TIA:**

*Ma. Magdalena.  
Con eterno agradecimiento.*

*A todas las personas que desintere--  
sadamente, me brindaron hospitalidad  
y consejos para seguir adelante.*

**\*LEOPOLDO\***

**A MIS PADRES:**

*Sra. Brigida Malpica de Ramírez  
Sr. Frumencio Ramírez Gómez  
Por su apoyo moral y económico,  
que me permitió alcanzar este -  
logro en mi vida.*

**A MIS HERMANOS:**

*Por la gran ayuda, comprensión -  
y consejos que me han facilitado  
alcanzar este logro.*

**A MI ESCUELA Y MAESTROS:**

*Por las facilidades brindadas,  
para hacer de mi una persona de  
bien.*

**\*FRUMENCIO\***

# I N D I C E

	Pag.
RESUMEN .....	1
CAPITULO I	
INTRODUCCION .....	4
CAPITULO II	
CARACTERIZACION DE CRUDOS .....	7
1.- COMPOSICION Y TIPOS DE PETROLEO CRUDO .....	7
2.- PRUEBAS DE CARACTERIZACION .....	11
3.- CARACTERISTICAS DE CRUDOS NACIONALES .....	14
4.- INTERPRETACION DE RESULTADOS .....	20
CAPITULO III	
SITUACION ENERGETICA MUNDIAL .....	26
1.- FUENTES DE ENERGIA MUNDIAL (LUGAR QUE OCUPA EL PETROLEO) .....	26
2.- ESTUDIO DEL MERCADO DEL PETROLEO .....	30
3.- RESERVAS MUNDIALES DE CRUDO PESADO .....	47
4.- EL PETROLEO EN LA ECONOMIA MEXICANA Y SU IMPACTO EN EL SECTOR — ENERGETICO .....	49
CAPITULO IV	
POLITICAS COMERCIALES DEL PETROLEO Y SUS DERIVADOS EN MEXICO .....	57
1.- ANTECEDENTES .....	57
2.- PERSPECTIVAS DE EXPORTACION PARA CRUDOS MEXICANOS .....	58
3.- DEMANDA DE PRODUCTOS PETROLIFEROS .....	64
4.- POLITICAS DE EXPORTACION .....	76



<b>C A P I T U L O V</b>		<b>Paq.</b>
ALTERNATIVAS PARA EL PROCESAMIENTO DE CRUDOS PESADOS .....		89
1.- TECNOLOGIAS DISPONIBLES .....		89
a) Procesos de Rechazo de Carbón .....		93
b) Procesos de Adición de Hidrógeno .....		110
2.- METODOS PARA LA SELECCION DE PROCESOS .....		121
a) Definición de Parámetros .....		121
b) Comparación de Alternativas .....		125

**C A P I T U L O VI**

INTEGRACION DE PROCESOS .....	130
1.- ESQUEMA CONVENCIONAL DE UNA REFINERIA .....	130
2.- DIAGRAMAS DE INTEGRACION DE PROCESOS .....	140
3.- RENDIMIENTOS .....	148

**C A P I T U L O VII**

CONCLUSIONES .....	154
BIBLIOGRAFIA .....	156

## R E S U M E N

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 residuos a expensas de productos más ligeros.

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

Para poder procesar este tipo de cargas se necesitan plantas de refinación con equipos cuyos materiales sean resistentes a la corrosión y a las 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 de 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 aten-

ción 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 semejante o menores que las actuales. Por lo que se presenta un desajuste entre la oferta y la demanda mundial, la cual se debe también, a las políticas de producción entre países pertenecientes a la OPEP y los que no lo son, 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 del petróleo, la expansión de la capacidad de producción y la mayor participación relativa de países no miembros de la OPEP en la oferta petrolera.

En cuanto a México se refiere, la reducción de precios del petróleo ha puesto en crisis a la economía mexicana ya que esta depende en gran parte a los ingresos por concepto de exportación de petróleo.

Según las tendencias de consumo de combustibles derivados del petróleo en nuestro país, se prevee un aumento significativo en los combustibles ligeros y combustóleos.

De aquí la importancia de implementar procesos de aprovechamiento de de crudo pesado.

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 este se proceso de manera convencional: destilación atmosférico 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 de transición, recientes y probadas.

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 índice de reducción de combustóleo (IFOR).

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.

## C A P I T U L O I

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

Desde la invención de la lámpara de petróleo por Amado Argand en --- 1984, físico, matemático y químico italiano, modificada posteriormente por el Farmacéutico Francés Antonio Quinquet, nadie se imaginó jamás la trascendencia que tendría el uso del petróleo para el desarrollo y consolidación de la economía mundial, al 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.

Aun más, a finales de la misma década de los setentas, se ha visto -- cambiar el programa 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, resulta prácticamente injustificable la explotación de crudos pesados, -- pues los costos de la extracción imposibilitaban mantener el bajo precio del -- mercado.

Sin embargo, el crecimiento de la demanda de hidrocarburos en los úl -- timos años, y la disminución de las reservas, principalmente de crudos ligeros, cambio la situación radicalmente, ya que resultaba factible una explotación e -- conómica de los pesados, a pesar de su precio relativamente menor en compara -- ción 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 inte -- rés a nivel internacional en la búsqueda y desarrollo de tecnologías para el -- aprovechamiento de los crudos pesados, ya que la mayoría de los centros de re -- finación 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 a he -- cho que el petróleo sea la fuente principal de divisas por concepto de exporta -- ciones, 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 pre -- ferentemente. 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 gran mayoría 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 pronósticos para la próxima década indican una recuperación soste -- nida de precios y la tendencia de consumo apunta a una participación mayorita -- ría de los pesados en el mercado del petróleo. Por lo tanto, en vista del pa --

norma mundial, existen suficientes motivos en México para la dedicación de es fuerzos hacia un mejor aprovechamiento del crudo pesado nacional.

Po lo anterior, el presente trabajo tiene como objetivo principales, los siguientes:

1.- Revisión de la situación energética mundial y de la contribu---  
ción del Petróleo en la Economía Mexicana.

2.- Presentación de la tecnología disponible para el procesamiento de crudos pesados y las consideraciones asociadas, tanto económicas como de --  
proceso, que se pueden utilizar integrados en una refinería convencional para satisfacer la creciente demanda nacional de combustibles.

3.- Proposición de una tecnología que al integrarse a los esquemas de refinación existentes en México, aproveche al máximo el crudo Maya.

## C A P I T U L O   I I

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

#### 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 el factor de caracterización UOP, además se puede predecir cualitativamente la calidad del producto y el efecto de las 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 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 aun 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 o que la presencia de algunos tipos de crudos encarezcan substancialmente su proceso y en ocasiones obstaculicen parcialmente el procesamiento normal, esto se observa para los crudos nacionales tipo Maya (pesado), y tipo Istmo (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.



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	
NITROGENO, PPM.	< 150	150-2250	2250-6000	≥ 8000	
PRESION DE VAPOR REID, LB/PULG. <sup>2</sup>	-	> 8	4.8	< 4	
ACIDO SULFHDRIICO, PPM.	5	< 5	< 5	< 5	
RECUPERADO HASTA 350°C, % VOL.	100-95	95-70	70-55	≤ 25	

PROPIEDADES DE ACEITES CRUDOS

TABLA I.1

	CRUDOS PESADOS		CRUDO LIGERO	
	M A Y A	BACHAQUERO	I S T M O	ARABE LIGERO
GRAVEDAD API	22.4	16.8	31.3	34.5
AZUFRE % PESADO	3.2	2.4	1.5	1.7
NITROGENO % PESO	0.28-0.36	0.3	0.2	0.09
VISCOSIDAD CS A 50°C	42.0	150.0	4.8	4.0
SX PESO NAFTAS C5/375°F	0.20	0.06	0.047	0.03
SX PESO GOL 375/530°F	1.12	0.56	0.30	0.2
SX PESO GOP 530/650°F	2.08	1.27	1.0	0.8
SX PESO VGO 650/1050°F	8.0	2.4	2.0	2.3
SX PESO RES. ATM. 650°F +	4.2	3.0	2.4	2.7
SX 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	15.4
VISCOSIDAD CS A 210°F RES. ATM.	490	240	22.7	16
VISCOSIDAD CS A 210°F RES. VAC.	1,100,000	215,000	296	600

CARACTERISTICAS DISTINTAS ENTRE CRUDOS PESADOS Y CRUDOS LIGEROS

TABLA I.2

### Crudos Parafinicos

Se caracterizan por su gran estabilidad, tienen la fórmula general tipo  $C_n H_{2n+2}$ , 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 subsiguientes 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  $C_n H_{2n}$ . Su denominación es la misma de los parafinicos, precedida del prefijo ciclo. Están formados por anillos cerrados de grupos metilos y pueden tener algunas cadenas laterales de radicales parafinicos, 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  $C_n H_{2n-6}$ , 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 varios 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 sus cualidades antidetonantes que los diferencia de los naftenos y de los parafinicos.

## 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.

Es preferible disponer de la mayor información posible sobre las características del crudo a procesar, esto se puede hacer utilizando equipos de laboratorio o plantas pilotos para estos fines. Existen numerosos ensayos practicados al petróleo y a sus destilados, a continuación se mencionan las pruebas más utilizadas para la caracterización de estos.

Para crudos y fracciones de petróleo se evalúan una serie de propiedades especiales, 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 mencionan las más usuales, utilizadas para identificar estos tipos de combustos:

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

**Fracciones 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 ✓

**C r u d o**

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 de Agua  
 Contenido de H<sub>2</sub>S  
 Destilación Hempel  
 Contenido de Metales

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 específicos y deben ser estrictamente cumplidos si se desea que los resultados sean confiables.

SOLO LECTURA

### 3.- Características de Crudos Nacionales

A continuación se presentan los resultados obtenidos para los crudos - tipo Istmo (ligero), 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.3, 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 y el azufre total respectivamente. Todas en función del rendimiento sobre el crudo.

P R U E B A S	I S T M O	M A Y A
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 Bls.	4.0	3.0
8.- AZUFRE TOTAL, % PESO	1.5	2.8
9.- PARAFINA TOTAL, % PESO	13.1	4.4
10.- CARBON RAMSBOTTON, % PESO	3.2	10.3
11.- AGUA Y SEDIMENTO, % VOL.	0.2	0.2
12.- AGUA POR DESTILACION % VOL.	HUELLAS	HUELLAS
13.- ACIDEZ, Mo. 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>3</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
NIOBEL	3.0	52.0
VANADIO	19.6	286
21.- NITROGENO TOTAL PPM.	2227	3778
22.- DESTILACION HEMPEL, °C		
TIE	32	34
5Z	78	88
10Z	108	128
20Z	156	200
30Z	205	281
40Z	252	317
50Z	302	335
60Z	340	
70Z	353	
TFE	355	335
RECUPERADO, % VOL.	71.6	50.0

## CARACTERISTICAS DE CRUDOS MEXICANOS

TABLA I-3

Ref.: Tesis Profesional, Beltran Cabañas, J.L., IPN. 1982.

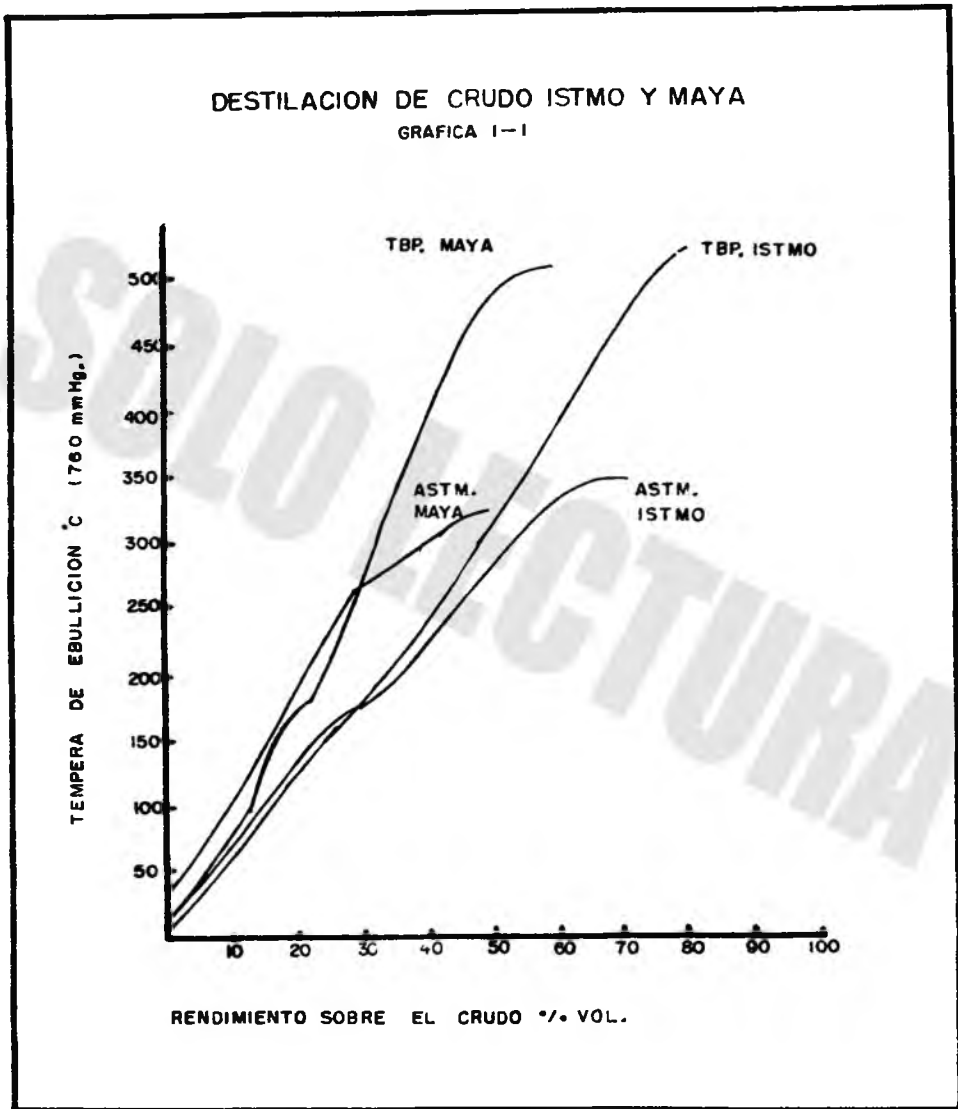


FRACCIÓN \ CRUDO	I S T M O		M A Y A	
	RENDIMIENTO % VOL.	LOCALIZACION % VOL.	RENDIMIENTO % VOL.	LOCALIZACION % VOL.
GAS HASTA nC <sub>4</sub>	1.0	0.0 - 1.0	0.5	0.0 - 0.5
NAFTA CON 210°C DE TFE	31.0	1.0 - 32.0	22.0	0.5 - 22.5
TURBOSINA DE 160 - 210°C	10.0	22.0 - 32.0	6.3	16.2 - 22.5
KEROSINA DE 185 - 295°C	20.9	26.6 - 47.5	12.8	19.5 - 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

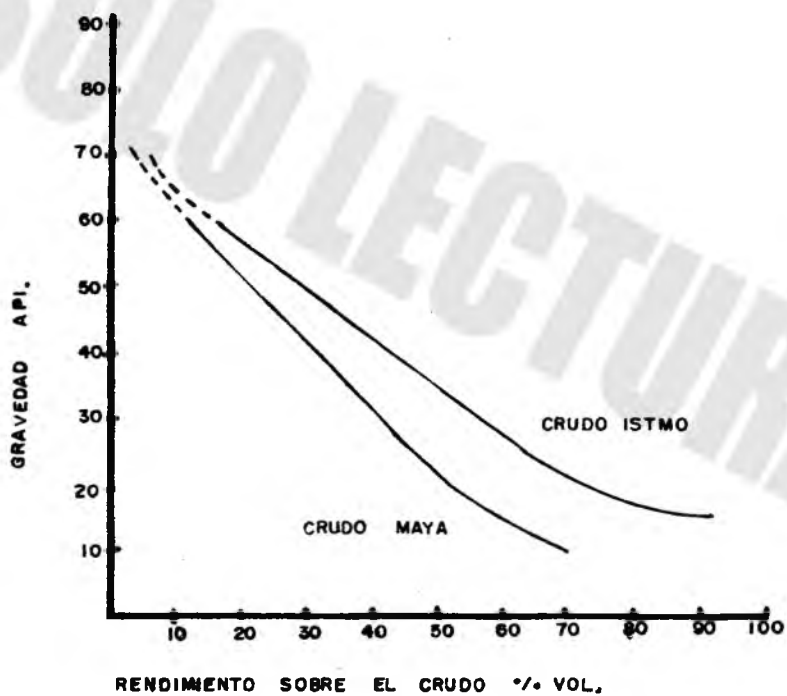
TABLA I-4

Ref.: Tesis Profesional Beltran Cabañas, J.L., IPN. 1982.



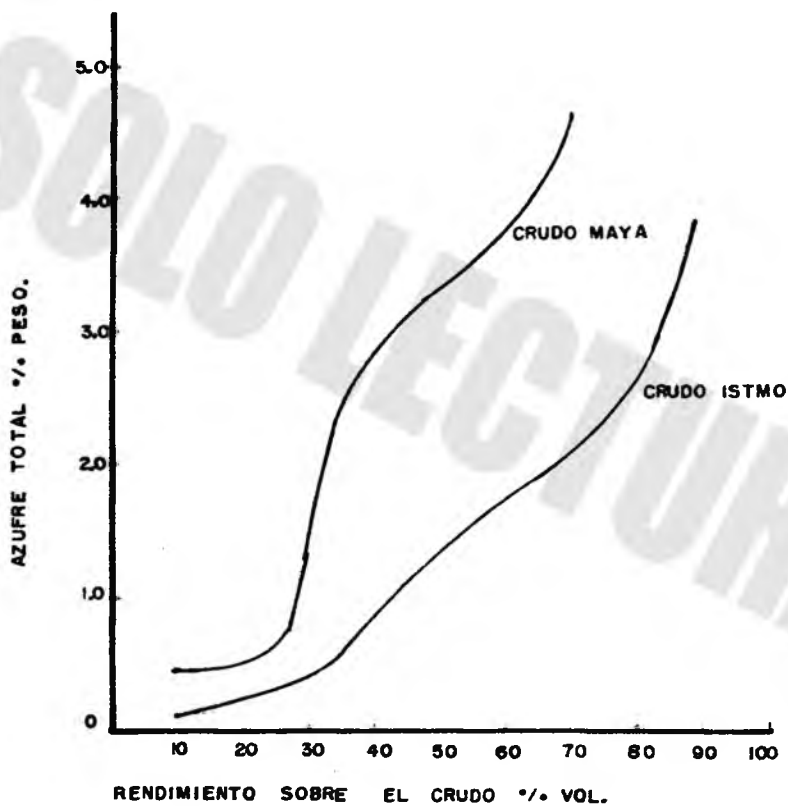
## GRAVEDAD API. VS. DESTILADO DE CRUDO ISTMO Y MAYA

GRAFICA 1-2



## AZUFRE VS DESTILADO DE CRUDO ISTMO Y MAYA

GRAFICA 1-3



#### 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 v 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 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% en 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 reformación 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, el índice del 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 centano 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 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 al 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% volumen de gasolina con respecto a la carga del crudo Istmo y 47% volumen para el crudo Maya.

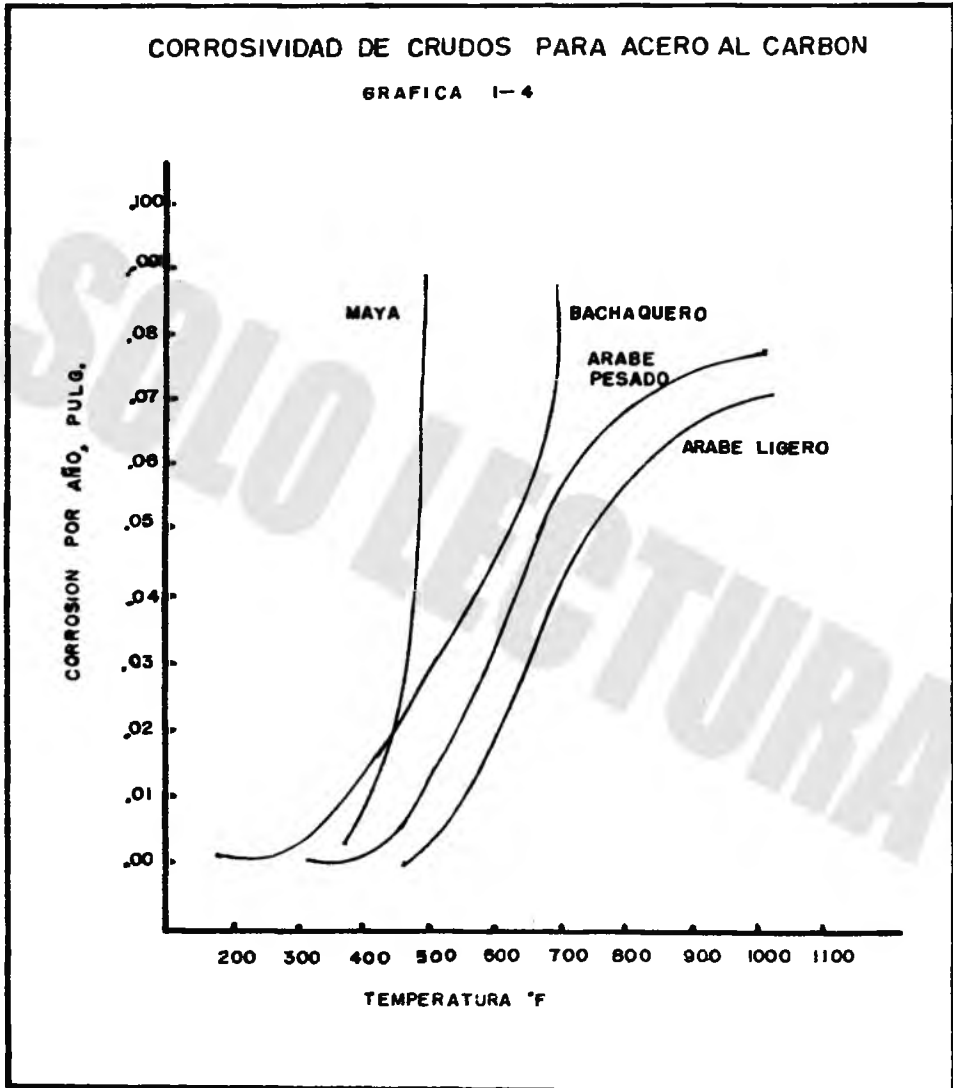
Residuo de Vacío.- En el residuo que se obtiene del crudo Istmo tiene alto contenido de azufre total de 3.8% peso, bajo contenido de metales de -- 96.5 ppm. Para el crudo Maya presenta alto contenido de azufre total de 4.4% peso y metales con 710 ppm. Estos residuos pueden utilizarse para la preparación de combustibles 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, ser procesados posteriormente en la planta de desintegración catalítica o reductora de viscosidad. El propósito de esta tesis, es 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 di

ferencias 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 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 contienen 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 refinería convencional, y por lo tanto aumenta su costo significativamente. El valor de las determinaciones e 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.

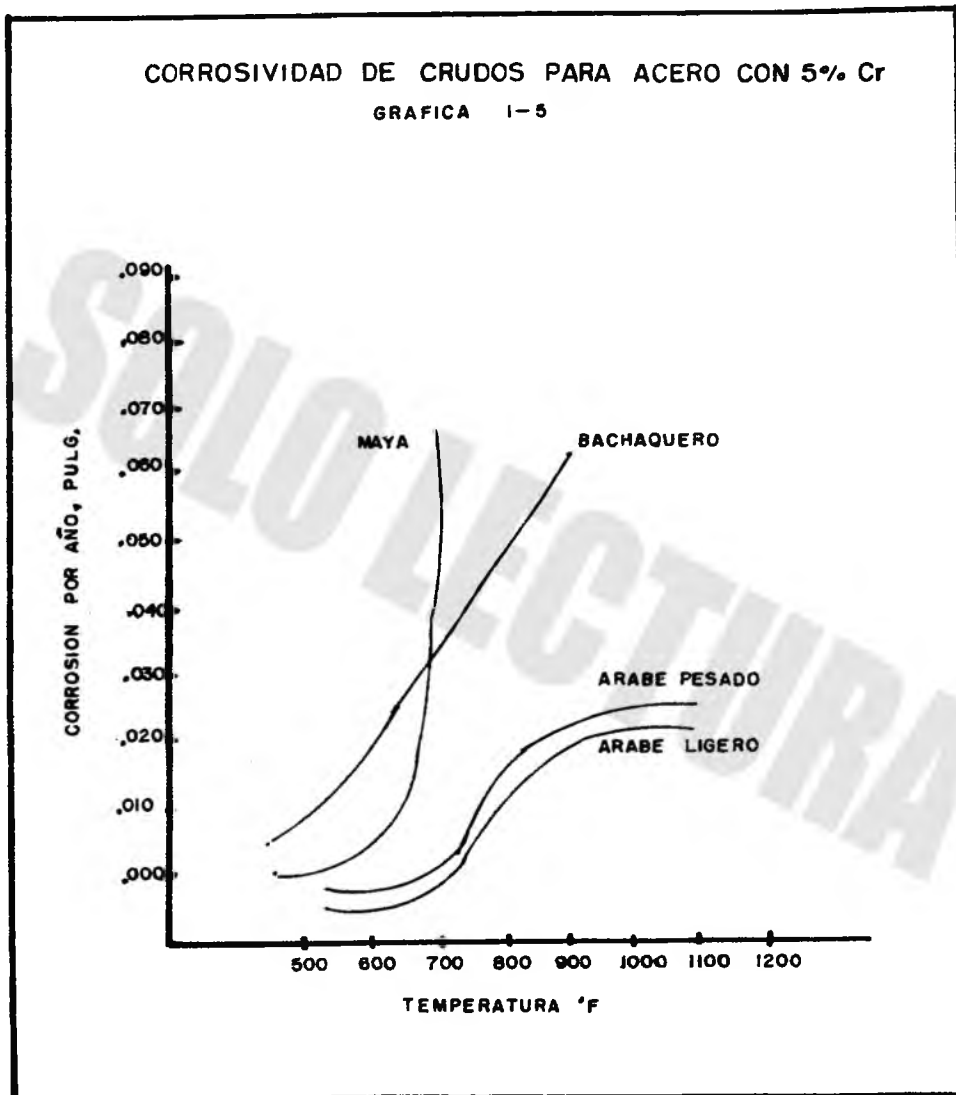
Por consiguiente, para poder obtener mayores rendimientos del crudo Maya, se debe someter a un proceso para eliminar productos con valores altos de carbón, los asfaltenos, metales y azufre que dificultan su refinación se hace utilizando los equipos y condiciones de operación de una refinería diseñada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



REF. PEMEX/EXXON TECHNICAL EXCHANGE MEETING, OCT. 1981



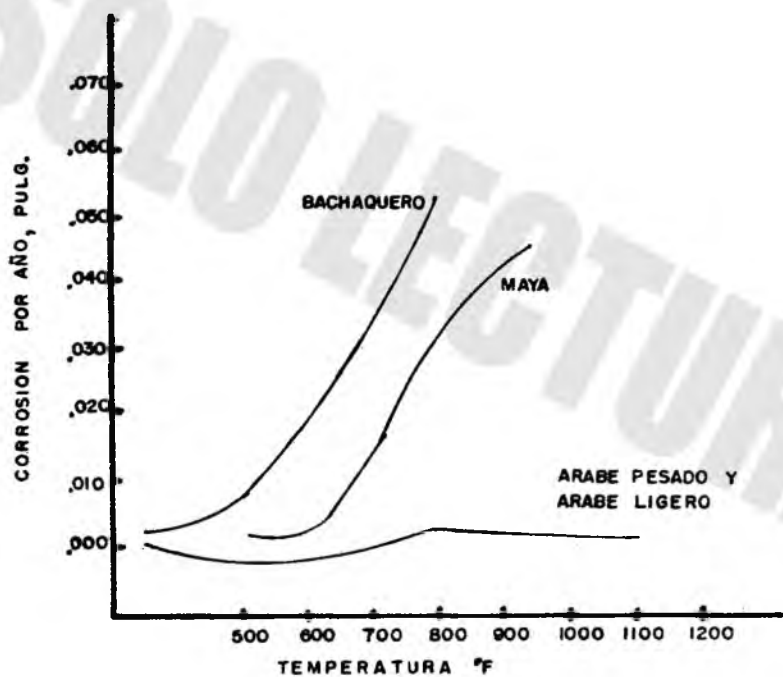
CORROSIVIDAD DE CRUDOS PARA ACERO CON 5% Cr  
GRAFICA 1-5



REF, PEMEX/EXXON TECHNICAL EXCHANGE MEETING, OCT, 1981.

## CORROSIVIDAD DE CRUDOS PARA ACERO CON 12% Cr

GRAFICA 1-6



REF. PEMEX/EXXON TECHNICAL EXCHANGE MEETING, OCT, 1981.

## CAPITULO III

### SITUACION ENERGETICA MUNDIAL

#### 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, 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 varia 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 sólo 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 usos 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.

SOLO LECTURA

FUENTES DE ENERGETICOS	TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL							
	<u>1963</u>	<u>1973</u>	<u>1983</u>	<u>1990**</u>	<u>2000***</u>	1963-1973	1973-1983	1990-2000
PETROLEO	1,320	2,798	2,794	3,188	3,500	7.8	-	1.0
CARBON	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
ENERGIA 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
<b>T O T A L :</b>	<b>3,534</b>	<b>5,913</b>	<b>6,925</b>	<b>8,687</b>	<b>11,037</b>	<b>5.3</b>	<b>1.6</b>	<b>2.4</b>

\* INCLUIDOS LOS PAISES SOCIALISTAS

\*\* PROYECCIONES

\*\*\* INCLUYE OTRAS FUENTES DE ENERGETICOS 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

DEMANDA DE ENERGIA EN LOS ESTADOS UNIDOS

FIGURA 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
 HIDROELECTRICA	4.0	4.1	4.1
 NUCLEAR	0.3	3.5	6.4

## 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.

### a) Oferta Petrolera Mundial

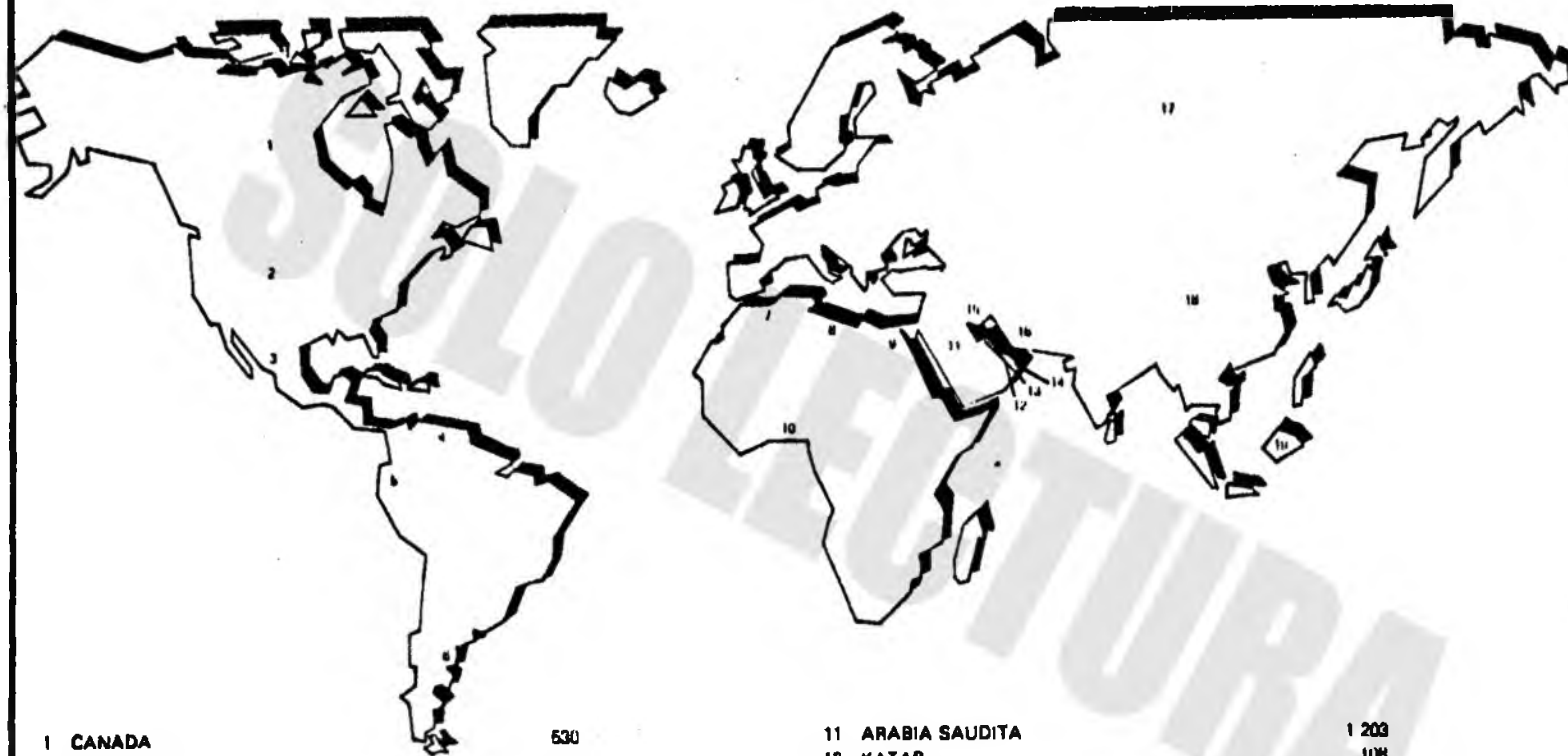
A nivel mundial existen un gran número de países productores de petróleo según se muestra en la figura II.2, en donde se indica la producción mundial del petróleo crudo durante 1984. El Oriente Medio, América Latina y el Norte de Africa son las principales regiones productoras y exportadoras de petróleo 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 una 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, por que la demanda del petróleo no ha aumentado desde el último incremento de -- precios de 1979 a 1980. 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 los diferentes estrategias entre los países miembros para capturar una porción mayor del mercado petrolero.

## PRINCIPALES PAISES PRODUCTORES DE PETROLEO CRUDO 1985

Millones de barriles

FIGURA II-2



1 CANADA	530
2 ESTADOS UNIDOS	3 256
3 MEXICO	987
4 VENEZUELA	609
5 ECUADOR	100
6 ARGENTINA	183
7 ARGELIA	235
8 LIBIA	382
9 EGIPTO	323
10 NIGERIA	528

11 ARABIA SAUDITA	1 203
12 KATAR	108
13 KUWAIT	301
14 ZONA NEUTRAL	131
15 IRAK	510
16 IRAN	832
17 URSS	4 346
18 R. POPULAR CHINA	903
19 INDONESIA	445
RESTO DEL MUNDO	3 598
TOTAL MUNDIAL	19 488

REF: ANUARIO ESTADISTICO 1985 PEMEX.



Los distintos intereses dentro de la OPEP pueden entenderse si se clasifican 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. 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 con esta categoría se encuentra Indonesia, Argelia y Venezuela.

Por otro lado, existen los países de "Baja Observación", como Arabia Saudita, los Emiratos Arabes Unidos, Kuwait y Qatar, los cuales cuentan con poblaciones pequeñas, poseen amplias reservas de petróleo, requieren con menos ingresos inmediatos, tienen interés en conservar el mercado del petróleo a largo plazo, desean mantener en un horizonte mayor su influencia estratégica derivada del petróleo y atención creciente por preservar sus inversiones financieros en el exterior. Por lo anterior, se pueden 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 observación 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 Sovietica, Estados Unidos, México, China, Reino Unido, Canada 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 que mientras los países de la OPEP mostraron una reducción del 3.9%

P A I S E S	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
T O T A L :	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 MMBD

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

TABLA II.2

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

P A I S E S 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
MEXICO	1,461	1,936	2,312	2,746	2,665*	23.0	- 2.9
CANADA	1,369	1,424	1,226	1,336	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
UNION SOVIETICA	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
PARTICIPACION EN EL TOTAL MUNDIAL **	50.7 %	55.1 %	59.7 %	64.7 %	67.6 %	-	-

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

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

\*\* Incluidos países socialistas.

CIFRAS EN MMBD

NO OPEP: CAMBIOS EN LA EXTRACCION DE PETROLEO CRUDO 1979 - 1983

TABLA II.3

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

en sus niveles de extracción para 1982 a 1983, 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, por que 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 de petróleo.

#### b) 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.

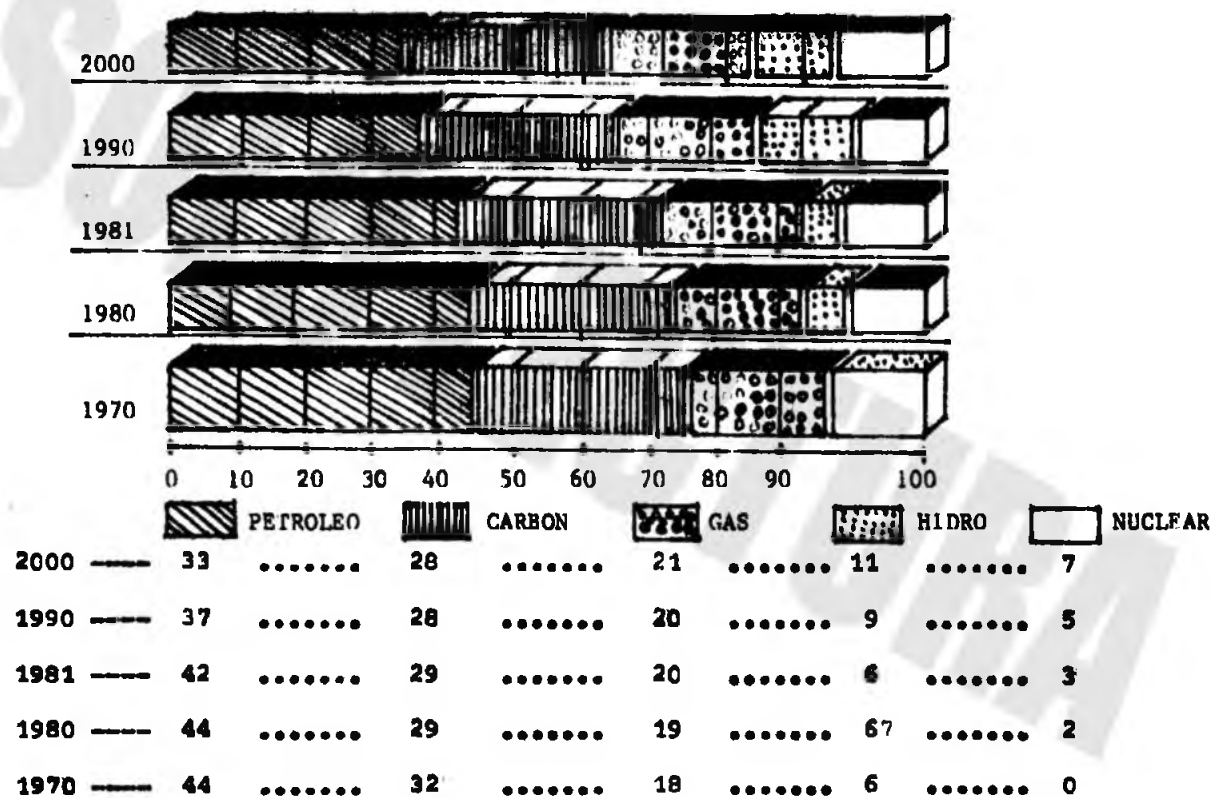
En general, la demanda de energía en el mundo ha venido en declive en la última década, como consecuencia de una política conservadora de los países industrializados, que se refleja principalmente en una reducción substancial de demanda de energía debido a un incremento en la eficiencia en el uso de 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 nuclear que en 1981 presentó 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 fue particularmente en Europa Occidental. El carbón mineral presentó una ligera reducción en el mismo período.

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 con

DEMANDA PETROLERA MUNDIAL, DISTRIBUCION PORCENTUAL

FIGURA II-3



REF. OPEC REVIEW, JULIO 1985.

junto 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 encuentran en la OPEP como México, se disponen de reservas de gas natural y petróleo que pueden ser utilizados en esta década; en estos países también se espera un incremento en el consumo del carbón.

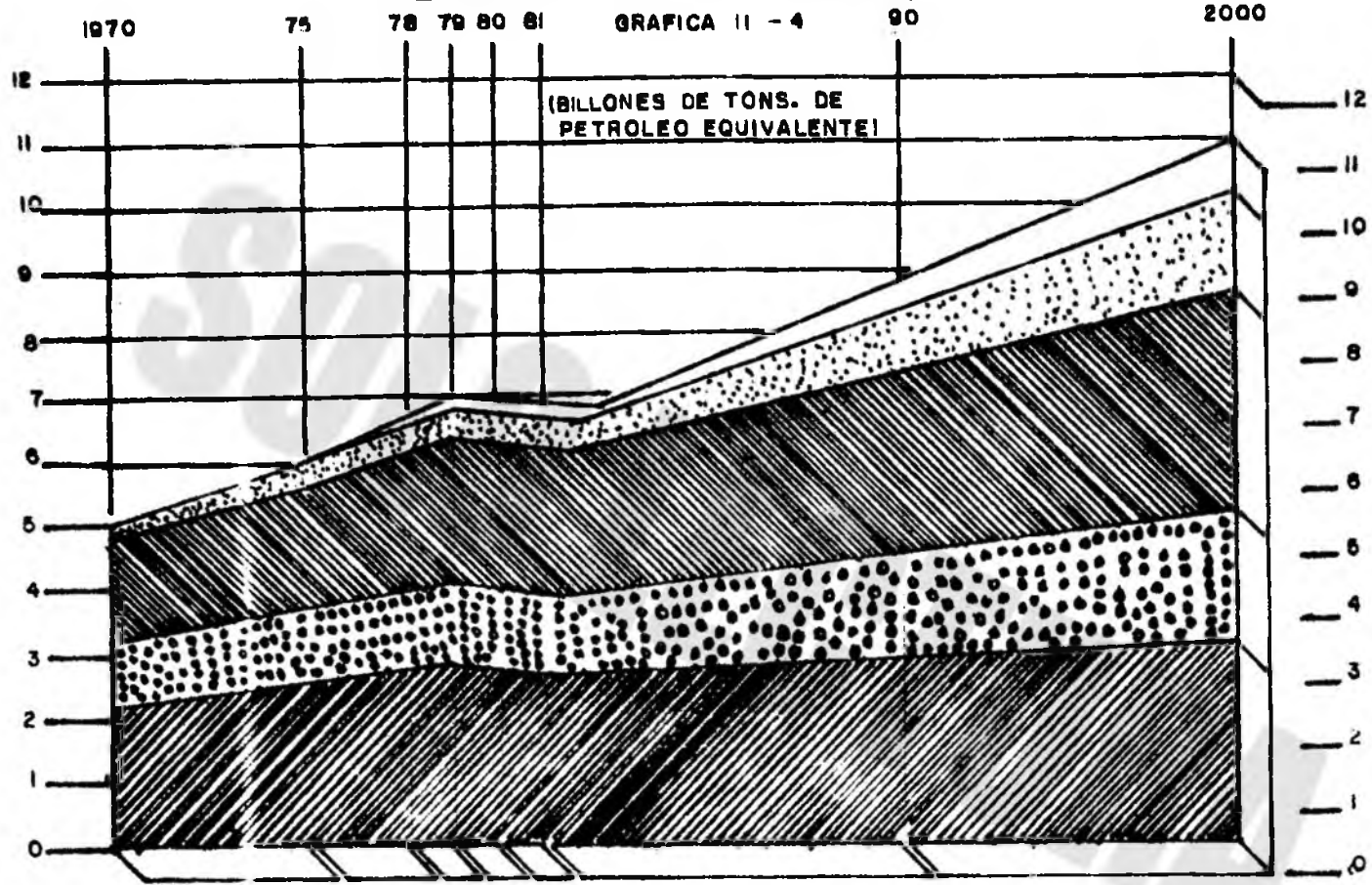
Como conclusión, se puede afirmar que mientras el petróleo pierde posición en el mercado internacional, seguirá sin embarco, siendo el energético de mayor uso durante el resto del siglo.

### c) 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 (Tabla II.4), se tiene 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 desajustes - una 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 desequilibrio en el merca-

# DEMANDA PETROLERA MUNDIAL,

GRAFICA 11 - 4



PETROLEO
  GAS
  CARBON
  HIDRO,
  NUCLEAR

TOTAL MUNDIAL:	1970	1975	1978	1979	1980	1981	1990	2000
	5.17	6.96	6.70	6.94	6.89	6.85	8.75	11.05

REF, OPEC REVIEW, JUL, 1985

do petrolero 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 - 728 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.

#### d) Precios Mundiales del Petróleo

Los precios internacionales del petróleo permanecieron prácticamente constantes en términos 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 a 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 11.5), 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 alternativas de energía. Con esto, así mismo, 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 de 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 11.5.



C O N C E P T O S	1980	1990			2000		
		A	M	B	A	M	B
<b><u>DEMANDA:</u></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	1,795.1	1,568.2
ESTADOS UNIDOS	794.1	770.2	703.0	654.1	798.7	741.0	628.5
CANADA	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
JAPON	71.9	272.2	247.5	216.4	293.4	250.5	200.3
PAISES EN DESARROLLO NO-OPEP	402.3	584.8	516.0	456.7	867.4	690.0	530.4
PAISES DE LA OPEP	118.0	216.0	230.0	191.9	447.7	360.0	267.5
<b><u>OFERTA:</u></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
CANADA	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
PAISES EN DESARROLLO NO-OPEP	286.9	560.0	485.0	420.8	779.7	615.0	508.7
PAISES 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
D I F E R E N C I A **	45.1	193.1	30.5	(44.8)	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 PETROLEO

(CIFRAS EN MILLONES DE TONELADAS DE PETROLEO CRUDO EQUIVALENTE)\*\*\*

TABLA II.4

Ref: Boletín Informativo IMP, No. 57, Mayo-Junio, 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	755.5	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	984.4	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

TABLA II.5

Ref.: Boletín de Indicadores Económicos Internacionales. Jul-Sept. 1984.

Resulta sólo aparente, debido a que el dólar se ha revaluado fuertemente en términos nominales y reales frente a los 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 aumentando y no en descenso. Como consecuencia de lo anterior, las importaciones del 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 de 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.

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 diarios. 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 J. 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 probada. Existen casos individuales de países productores y consumidores importantes donde se prevee un próximo agotamiento de sus recursos probados: 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 completarse con otras informaciones y revisar periódicamente, sobre todo por nuevos fenómenos y la ocurrencia de cambios inesperados.

	OFICIAL	S P O T	DIFERENCIAL
<u>1 9 8 2</u>			
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
<u>1 9 8 3</u>			
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
<u>1 9 8 4</u>			
MARZO	29.0	28.57	- 0.43
ABRIL	29.0	29.0	- 0.55
MAYO	29.0	28.39	- 0.61
JUNIO	29.0	28.09	- 9.91
JULIO	29.0	27.45	- 1.55
AGOSTO	29.0	27.64	- 1.39

PRECIO DEL PETROLEO EN EL MERCADO  
INTERNACIONAL (ARABE LIGERO)  
- DOLARES POR BARRIL -  
(PROMEDIO DEL MES)

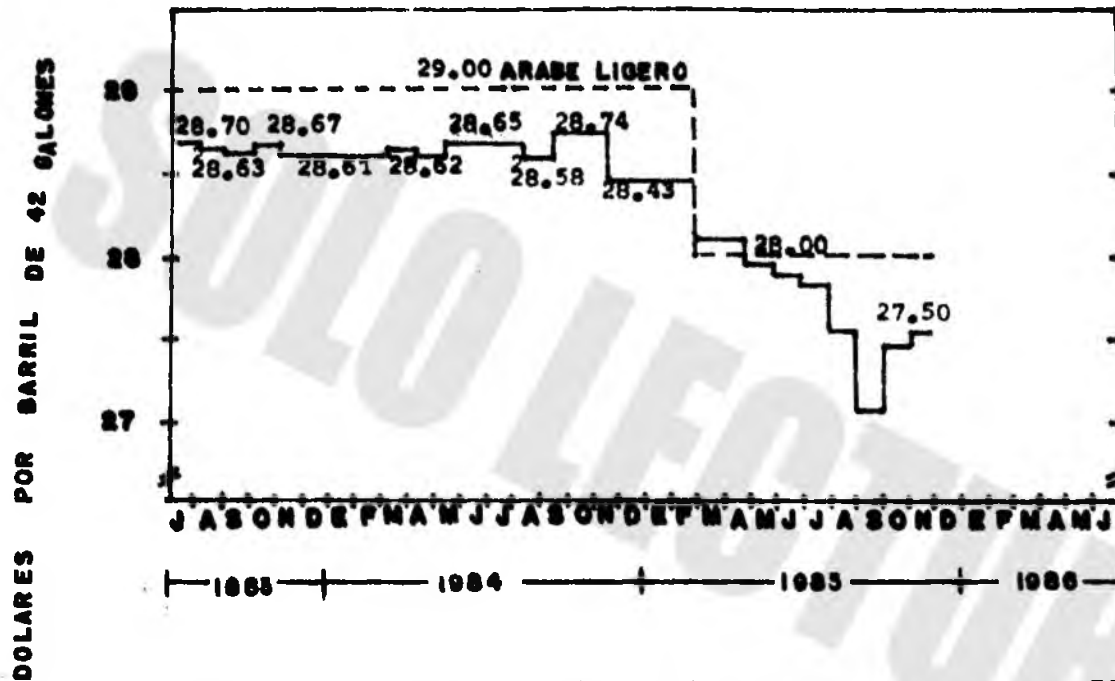
TABLA II.6

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

# PRECIOS MUNDIALES DEL PETROLEO

(DOLARES POR BARRIL)

GRAFICA 11-1



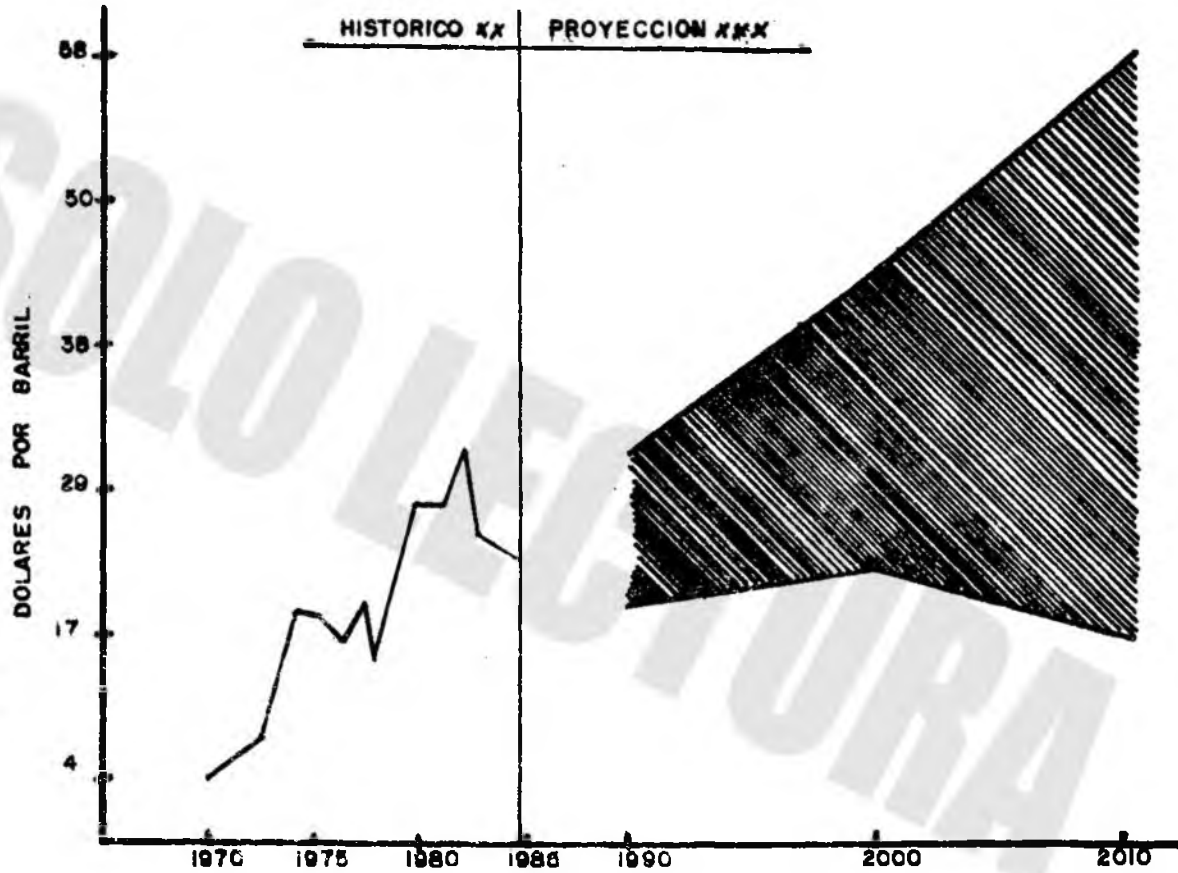
SOLAMENTE PETROLEO COMERCiado INTERNACIONALMENTE. PRECIO PONDERADO POR EL VOLUMEN DE EXPORTACION,

REF: BOLETIN DE ECONOMIA INTERNACIONAL, NOV.- DIC, 1986

PROYECCIONES SOBRE LOS PRECIOS REALES DEL PETROLEO  
 CRUDO 1970-1980  
 (DOLARES CONSTANTES DE 1980)  
 GRAFICA 11-2

XX LAS CIFRAS CORRESPONDEN AL PRECIO DEL  
 CRUDO ARABE LIGERO (34° API).

XXX LOS ECENARIOS SE CONSTRUYERON CON BASE EN LA  
 MEDIANA Y DESVIACION ESTANDAR DE LOS DATOS  
 DE LA ENCUESTA DE 1985.



### 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 yacimiento se ha hecho más extractiva en los últimos años particularmente en países con altas reservas como Venezuela y - México. Para este último, en 1980 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)	757,511	BDC
Zona Norte, Centro y Sur	209,052	BDC

Paralelamente se han venido desarrollando tecnologías llamadas de aprovechamiento integral de 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 o 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 los 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.



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, Iran e Iraq. Esta situación se puede aprovechar para realizar transferencia de tecnología a cualquiera de los países que se solicite.

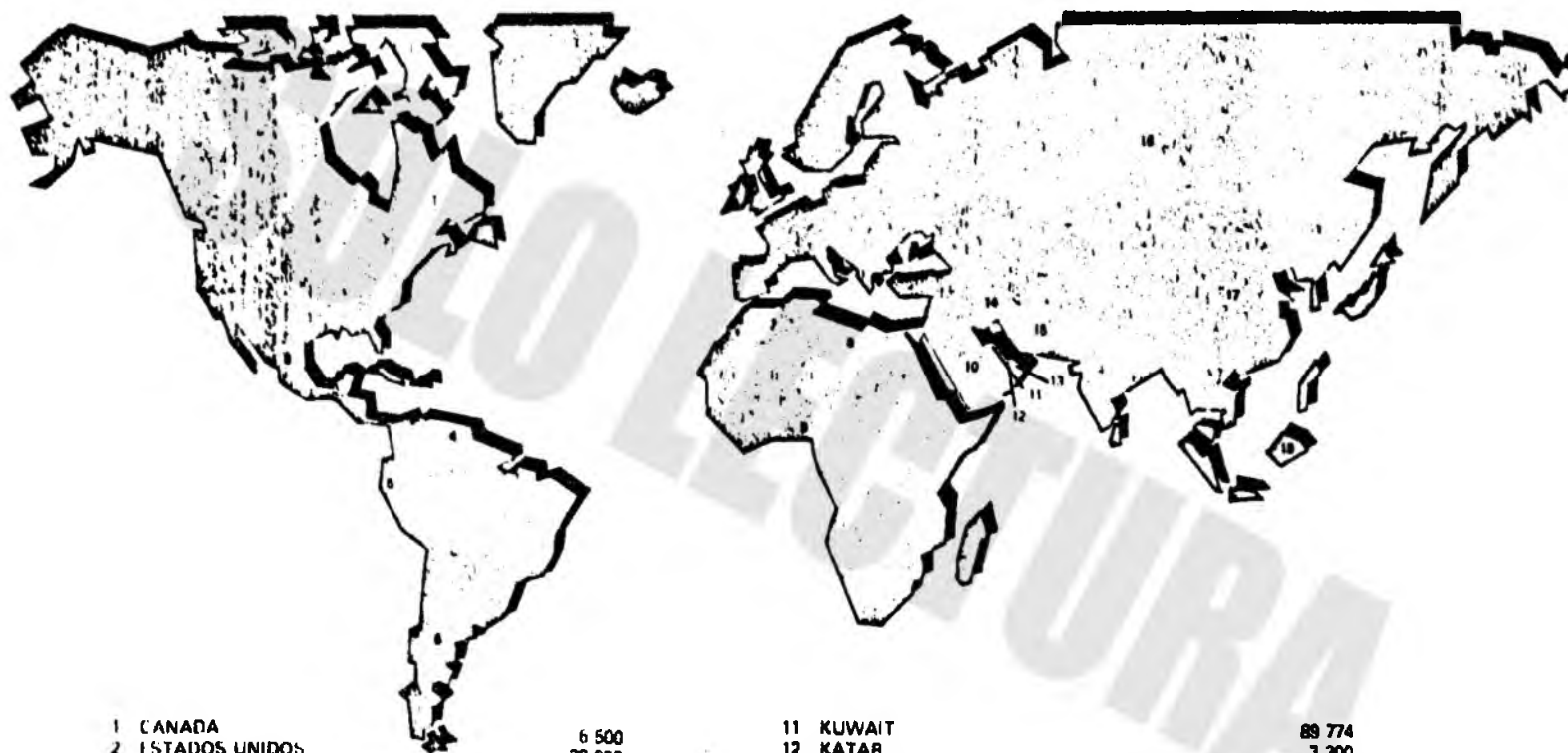
e) Los Estados Unidos han dedicado una fuerte inversión en la búsqueda de tecnología para la extracción y procesamiento de crudos pesados, de los -- cuales la mayoría de estos pozos se encuentra en el estado de California.

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 sólo se menciona la localización de los yacimientos más importantes en la figura II.6.

## RESERVAS ESTIMADAS DE PETROLEO CRUDO DE LOS PRINCIPALES PAISES 1985

Millones de barriles

FIGURA II.5



1 CANADA	6 500
2 ESTADOS UNIDOS	28 000
3 MEXICO	55 593
4 VENEZUELA	25 591
5 EL CUADOR	1 650
6 ARGENTINA	2 300
7 ARGELIA	8 820
8 LIBIA	21 300
9 NIGERIA	16 600
10 ARABIA SAUDITA	168 800

11 KUWAIT	89 774
12 KATAR	3 300
13 ZONA NEUTRAL	5 380
14 IRAK	44 110
15 IRAN	47 878
16 URSS	61 000
17 R POPULAR CHINA	18 420
18 INDONESIA	8 500
RESTO DEL MUNDO	92 920
TOTAL MUNDIAL	708 434

REP: ANUARIO ESTADISTICO 1985 PEMEX.

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

FIGURA II.6



1 CANADA	2655085	5 SIRIA	1
2 ESTADOS UNIDOS	42927	6 EUROPA	513
3 SURAMERICA	14819	7 U.R.S.S.	285000
4 AFRICA	46888		

REF: ANUARIO ESTADISTICO 1984 PEMEX.

#### 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 factores:

- a) 1939-1960, sustitución de importaciones de bienes de consumo.
- b) 1960-1973, sustitución de importaciones de productos intermedios y bienes de consumo duradero.
- c) 1970-1978, sustitución de importaciones de bienes de capital e inicio de la promoción de exportaciones de bienes manufacturados.
- d) 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 atracción y exportación de petróleo crudo; la producción aumentó de 0.5 millones por día, en 1975 a 30 millones de barriles por día por el mismo período. Este esfuerzo se manifiesta en casi la duplicación de la participación del sector petrolero en el producto interno bruto de 4.7%, en 1975 a 8.1%, 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 crecimiento proveedor de recursos financieros y consecuentemente se acentúan 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, acentuaron los desequilibrios internos, en particular, el fiscal y el de la balanza de pagos (Tabla 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, montó 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.- PARTICIPACION EN EL PIB DEL SECTOR PETROLEO Y DERIVADOS	(1)	4.3	4.2	4.7	7.0	8.1
2.- INVERSION PEMEX/INVERSION PUBLICA TOTAL (PORCENTAJES)	(1)	9.5	14.9	23.0	23.7	27.0
3.- INVERSION PEMEX/INVERSION BRUTA FIJA (PORCENTAJES)	(1)	3.4	5.9	9.9	12.5	14.5
4.- EXPORTACIONES DE HIDROCARBUROS/EXPORTACIONES DE MERCANCIAS 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 REFINACION (MILES DE BARRILES POR DIA CALENDARIO)	(2)	592	760	785	1383	1289
7.- PRODUCCION DE PETROLEO (MILES DE BARRILES POR DIA)	(2)	487	525	790	2142	3029
8.- CONSUMO TOTAL DE ENERGIA/PIB (1970-100)	(3)	100.0	101.5	113.2	121.3	n.d.
9.- CONSUMO DE PETROLEO/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

Ref.: Revista Mexicana del Petróleo, Jul-Ago. 1983.

		1976/70	1981/76	1982	1981	1980
1.-	CRECIMIENTO DEL CONSUMO E INVERSION DEL DEL SECTOR PUBLICO (1)	26.9	37.9	37.9	57.3	40.4
2.-	CRECIMIENTO DEL GASTO PUBLICO TOTAL (1)	26.4	41.8	67.6	53.9	57.7
3.-	CRECIMIENTO DE LOS INGRESOS PUBLICOS 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 DEFICIT DEL SECTOR PUBLICO (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.-	DEFICIT SECTOR PUBLICO/PIB (2)	8.2	9.2	16.7	12.5	7.3
9.-	CAPACITACION/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 disponibles.

INDICADORES MACROECONOMICOS SECTOR FISCAL Y FINANCIERA

TABLA II.8

Ref.: Revista Mexicana del Petróleo, Jul-Ago. 1983.

		1971/76	1976/81	1982	1981	1980
1.- DEMANDA AGREGADA (PESO 1970)	(1)	6.8	8.5	-3.9	-9.4	10.8
2.- PIB (PESO 1970)	(1)	6.5	7.4	1.0	8.1	8.3
3.- IBF (PESO 1970)	(1)	8.8	11.3	-19.3	15.1	14.9
4.- IMPORTACIONES DE MERCANCIAS (DOLARES CORRIENTES)	(1)	21.8	32.0	-38.0	24.5	54.3
5.- EXPORTACIONES DE MERCANCIAS NO PETROLERAS (DOLARES CORRIENTES)	(1)	15.7	18.3	-13.9	2.3	74
6.- EXPORTACIONES DE MERCANCIAS TOTALES (DOLARES CORRIENTES)	(1)	19.5	42.3	7.7	26.6	73.6
7.- FLUJO DE ENDEUDAMIENTO NETO PUBLICO (MILES DE MILLONES DE DOLARES)	(2)	15.3	29.1	11.0	14.9	4.0
8.- MOVIMIENTO NETO DE CAPITAL A CORIO PLAZO Y ERRORES Y OMISIONES (MILES DE MILLONES DE DOLARES)	(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.- DEFICIT EN CUENTA CORRIENTE/PIB	(3)	4.0	8.4	11.3	16.4	12.5

(1) Tasas de Crecimiento anual.

(2) Flujos acumulados de 1972 a 1976 y de 1977 a 1981.

(3) Promedio aritméticos simples de relaciones anuales.

INDICADORES MACROECONOMICOS CRECIMIENTO Y BALANZA DE PAGOS

TABLA II.9

Ref.: Revista Mexicana del Petróleo, Jul-Ago. 1983.



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 estrangulamiento 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 combusti--- bles, el gas natural con una participación del 41.8% y de los productos petroli--- feros básicamente combustóleos 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 integro 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% siquiéndole 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 requería 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 intensivo de esta: Energéticos, transporte e industrial. Sin embargo, no deben basarse por alto los otros sectores donde pueden lograrse mejoras en la eficiencia energética.

## CAPITULO IV

### POLITICAS COMERCIALES DEL PETROLEO Y SUS DERIVADOS EN MEXICO

#### 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 a la presencia de un sólo productor.

Considerando que PEMEX representó el 46% de los ingresos totales del gobierno federal en 1984 y en 1985 fue 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 6.9%, 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 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%.

## 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 la 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 entre 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 disminuye 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 todos los países.

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

a) El cambio en los patrones de uso de fuentes de energía primaria en la industria a nivel mundial, en especial aquellos que utilizan energía proveniente del petróleo, será necesariamente un proceso de largo plazo que requiere de transformaciones 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.b).

b) Es de esperar rendimientos decrecientes en los efectos de las poli

ticas 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 por que 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 periodo 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 mexicanas 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 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 14.600, 13.40 y 14 dólares por barril para cada una de esas regiones respectivamente.

Estas disposiciones fueron tomadas por el Comité de Comercio Exterior de Petróleo (COCEP), con el propósito de los hidrocarburos sean competitivos en el mercado internacional del producto. Sin embargo, no sólo la reducción de precios se ha utilizado para defender las exportaciones petroleras, sino 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% de 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 el 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 los crudos considerados como ligero.

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.I), 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 sólo a reducir sus 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 compromete las exportaciones petroleras nacionales, no sólo 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 continuen 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 importan-

tes fuerzas extraeconómicas dominantes como pueden ser: el conflicto en Medio Oriente, la situación en Centro América, 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.

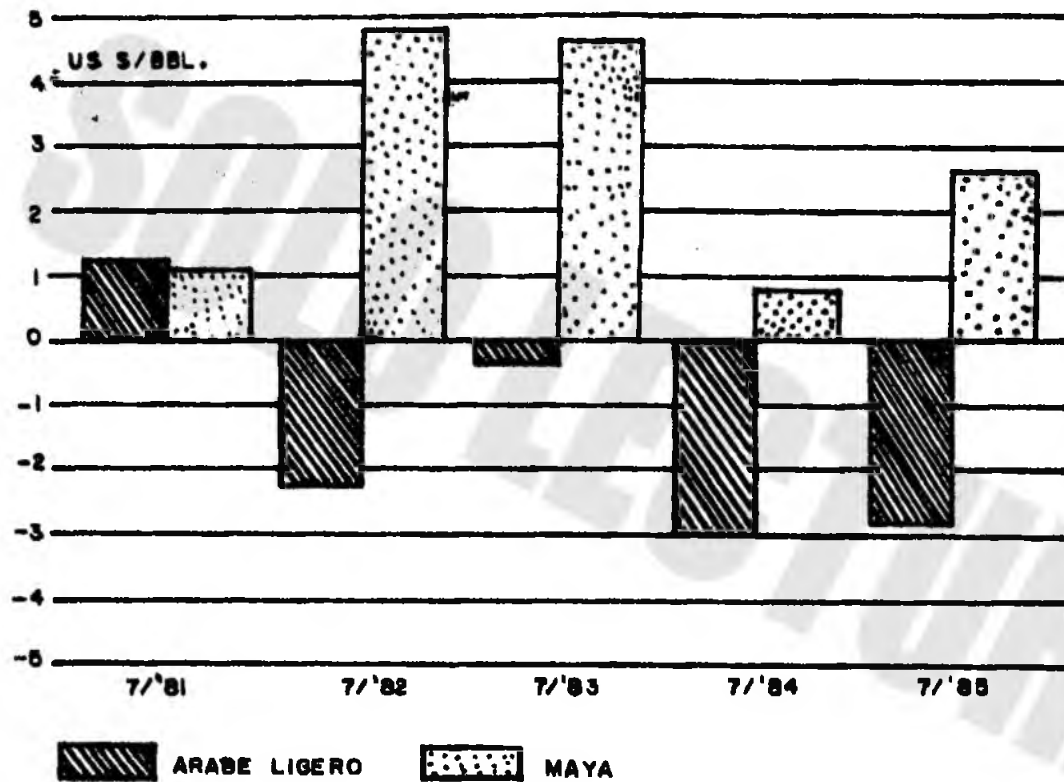
No obstante y en base a lo comentado anteriormente, la exportación de crudo continuará; hay que enfatizar que la política de precios diferenciales -- por región surtió efecto cuando las cotizaciones del petróleo se encontraban --- arriba de los 20 dólares por barril, lo cual hace esperar que una recuperación - 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, no sólo 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 importacia de estos procesos y en el análisis de las tecnologías disponibles.

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

GRAFICA III-1



REF. ENERGY DETENTE, JUL. 17, 1986.



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

PRECIOS DIFERENCIALES DE CRUDOS MEXICANOS

TABLA III.1

Ref.: Periódico Novedades. Febrero 23, 1986.

### 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 siguiente 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 gasolina 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.

SOLO LECTURA

TIPO DE PRODUCTO	HISTORICO *				PROYECCION **	
	AÑOS 1972	1975	1980	1983	1990	2000
GASOLINA/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
T O T A L :	44,5	45,1	46,9	43,9	46,5	50,6

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

\*\* Promedio de diversos estudios consultados.

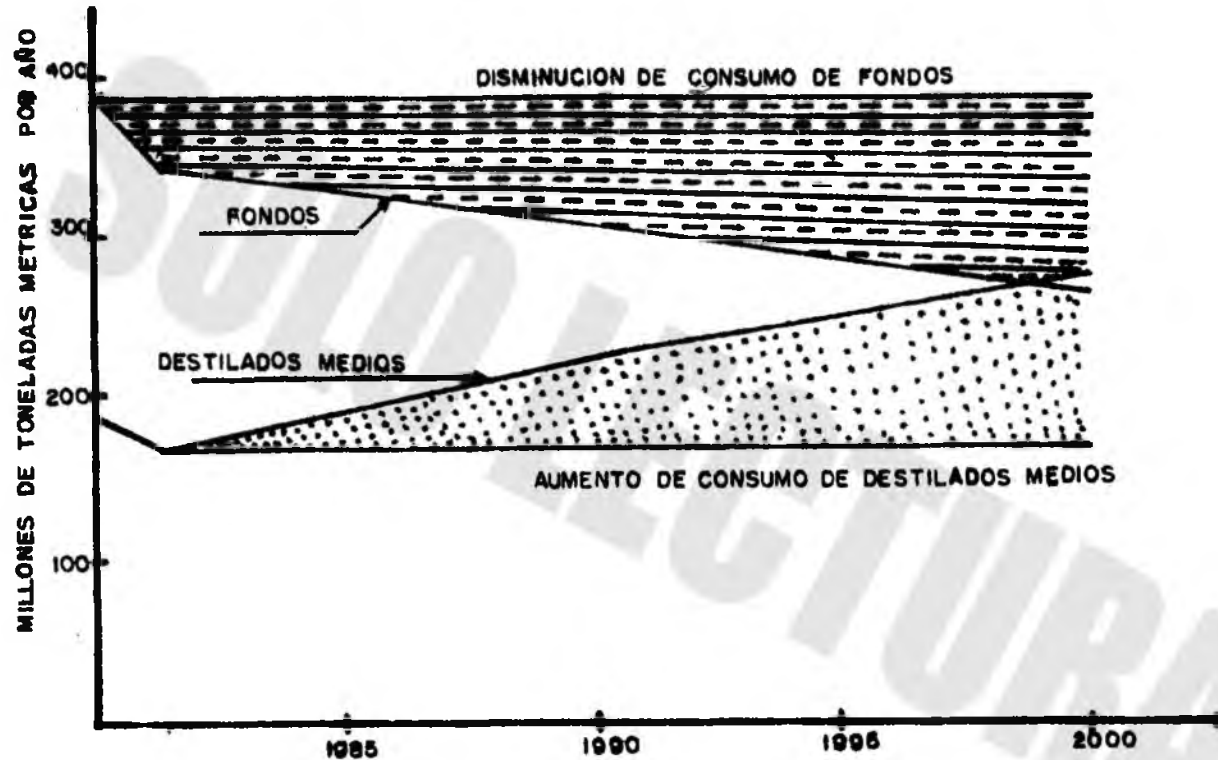
DEMANDA DE PRODUCTOS DEL PETROLEO (MUNDIAL)

(MMRD)

TABLA III.2

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

PRONOSTICO DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES  
EN ESTADOS UNIDOS Y EUROPA OCCIDENTAL  
(FONDOS Y DESTILADOS MEDIOS)



GRAFICA III-2

REF. ARPEL, BOLETIN INFORMATIVO, NOV, 1983

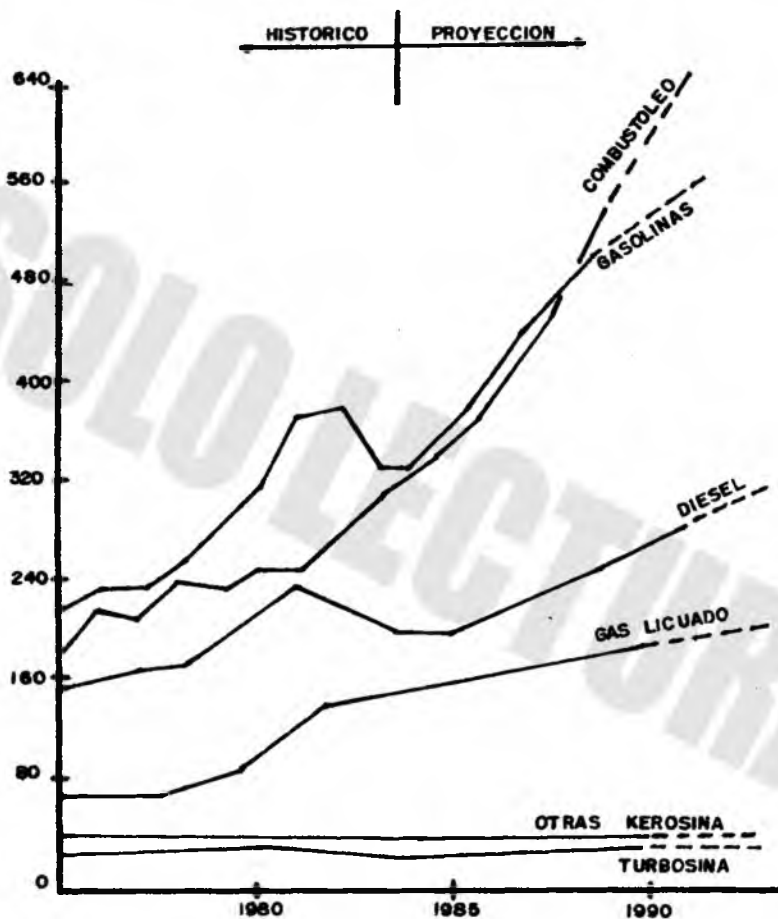
		CENTROS ABASTECEDORES	A G E N C I A S
ZONA 1	(NORTE)	REYNOSA, SABINAS, MADERO, CADEREYTA	REYNOSA, CD. JUAREZ, CHIHUAHUA, MONTERREY, SALTILLO, SABINAS, GOMEZ PALACIO, PARRAL, DURANGO, CD. MANTE, CD. VICTORIA, CD. VALLES Y CD. MADERO.
ZONA 2	(PACIFICO NORTE)	SALINA CRUZ	ROSARITO, MEXICALI, LA PAZ, HERMOSILLO, MAGDALENA, - NOGALES, GUAYMAS, CD. OBREGON, NAVOJOA, LOS MOCHIS, - CULIACAN Y MAZATLAN.
ZONA 3	(CENTRO)	AZCAPOTZALCO, TU- LA	PACHUCA, TOLUCA, CUERNAVACA, CUAUTLA, IGUALA Y MEXI- CO.
ZONA 4	(CENTRO OCCIDENTE)	SALAMANCA (TULA)	AGUASCALIENTES, SAN LUIS POTOSI, ZACATECAS, GUADALA- JARA, TEPEC, CELAYA, IRAPUATO, MORELIA, ZAMORA, URUA PAN, LEON Y QUERETARO.
ZONA 5	(GOLFO)	MINATITLAN, POZA RICA	MINATITLAN, CAMPECHE, MERIDA, ESCAMELA, VERACRUZ, JA LAPA, TIERRA BLANCA, PUEBLA, TEHUACAN, VILLAHERMOSA, POZA RICA.
ZONA 6	(PACIFICO SUR)	SALINA CRUZ	SALINA CRUZ, TUXTLA GUTIERREZ, ARRIAGA, TAPACHULA, - OAXACA, ACAPULCO, MANZANILLO, COLIMA.

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

TABLA III.3

Ref.: PEMEX, Información de la Subdirección Comercial.

VENTAS DE GASOLINAS, KEROSINAS,  
DIESEL, COMBUSTOLEO Y GAS LICUADO  
MILES DE BARRILES DIARIOS



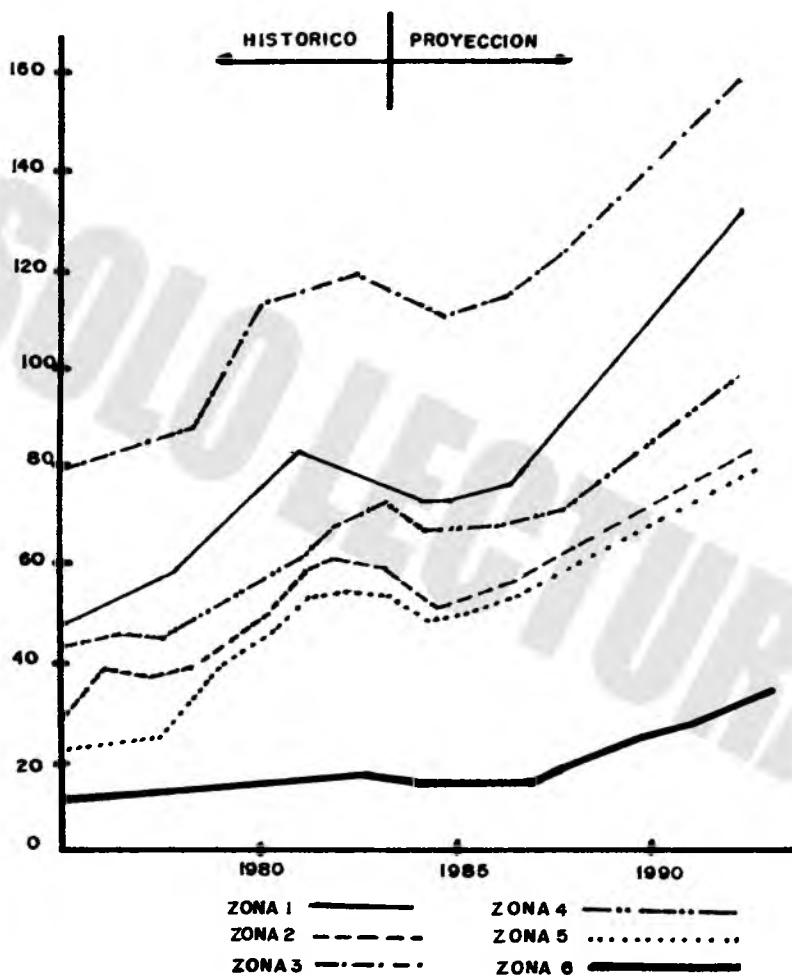
GRAFICA III-3

REF. INFORMACION DE LA SUBDIRECCION COMERCIAL DE PEMEX.

## VENTAS DE GASOLINAS POR ZONAS

MILES DE BARRILES DIARIOS

GRAFICA III-4



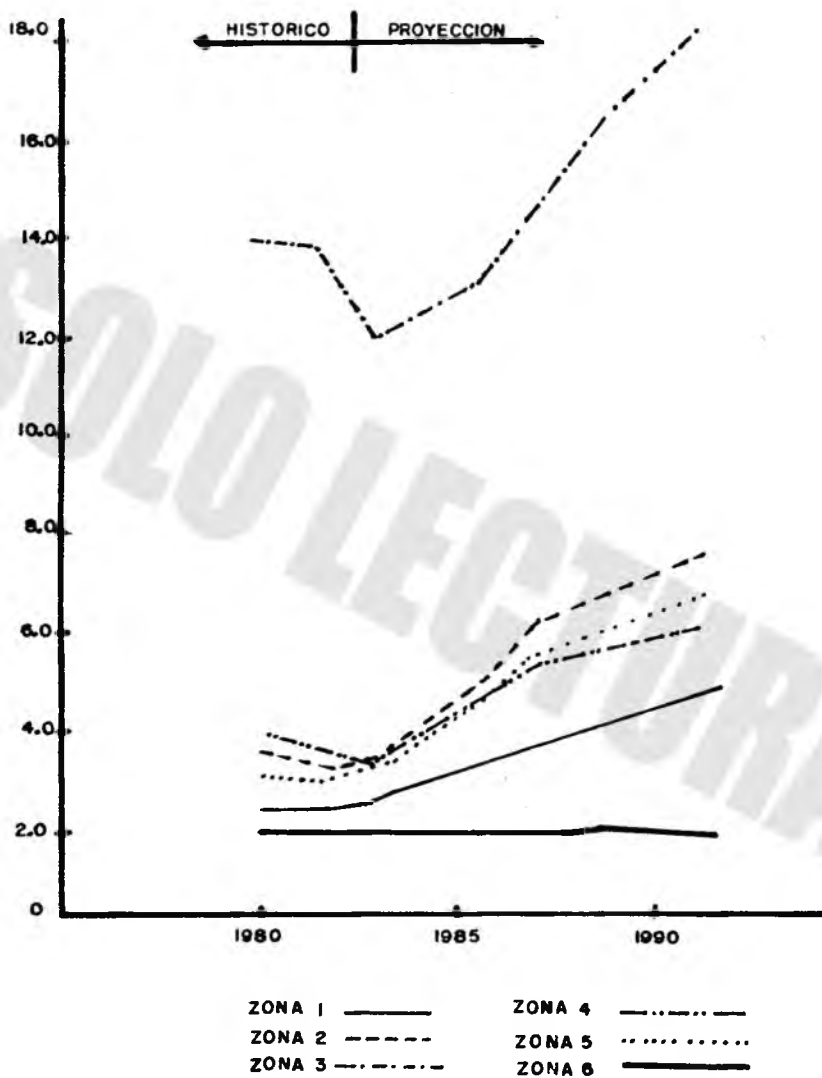
REF. INFORMACION DE LA SUBDIRECCION COMERCIAL DE PEMEX.



### VENTAS DE TURBOSINA POR ZONAS

MILES DE BARRILES DIARIOS

GRAFICA III-5



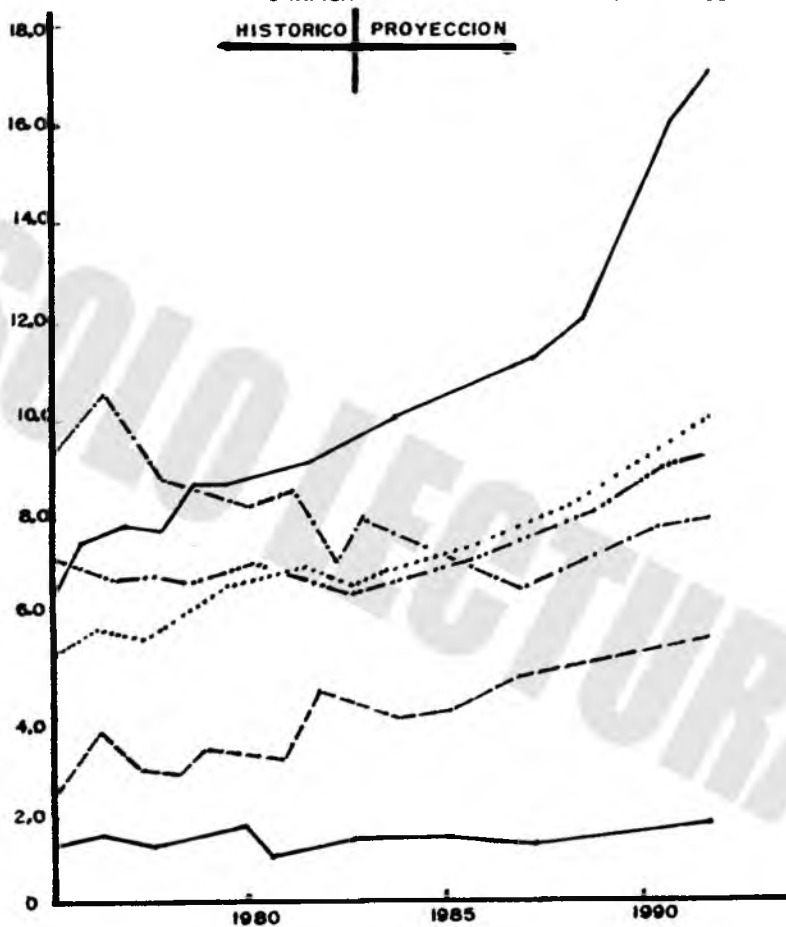
REF. INFORMACION DE LA SUBDIRECCION COMERCIAL DE PEMEX.

## VENTAS DE KEROSINAS POR ZONAS

MILES DE BARRILES DIARIOS

GRÁFICA III-6

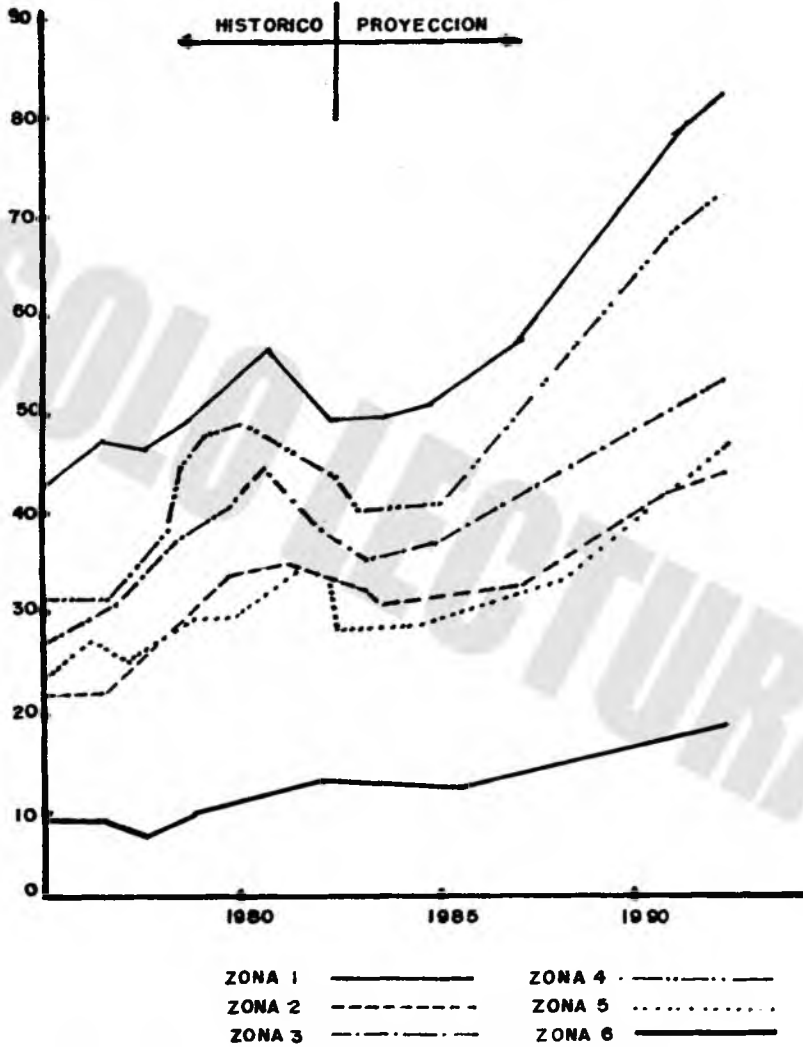
\* EXCL. TURBOSINA



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

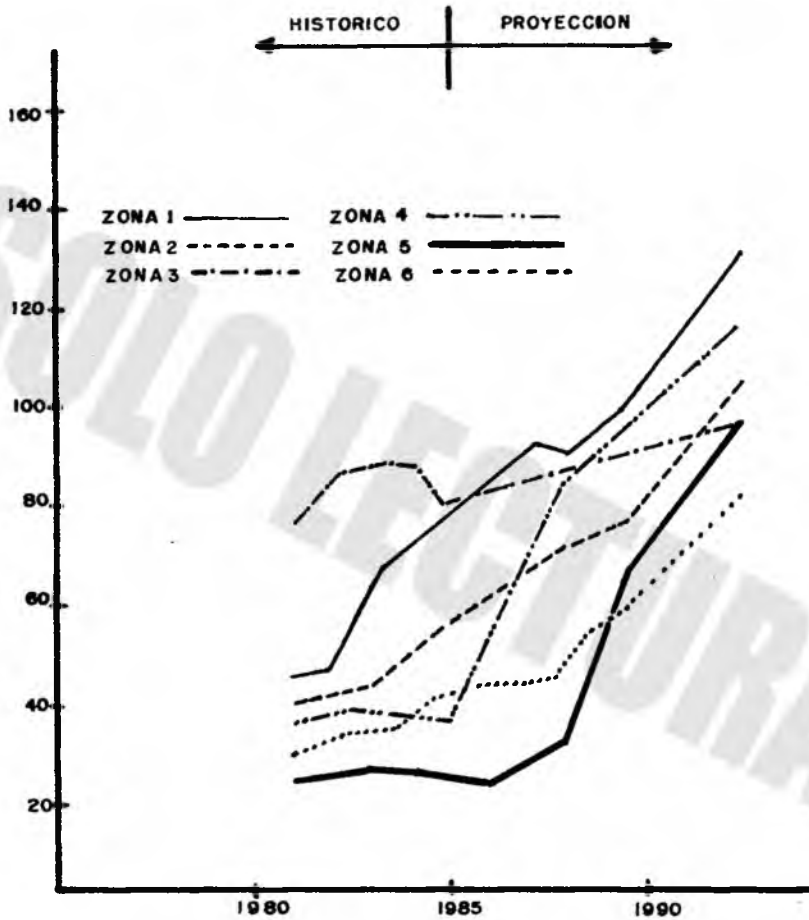
REF. INFORMACION DE LA SUBDIRECCION COMERCIAL DE PEMEX.

VENTAS DE DIESEL POR ZONAS.  
MILES DE BARRILES DIARIOS  
GRAFICA III-7



REF. INFORMACION DE LA SUBDIRECCION COMERCIAL DE PEMEX.

VENTAS DE COMBUSTOLEO POR ZONAS  
MILES DE BARRILES DIARIOS



GRAFICA III-8

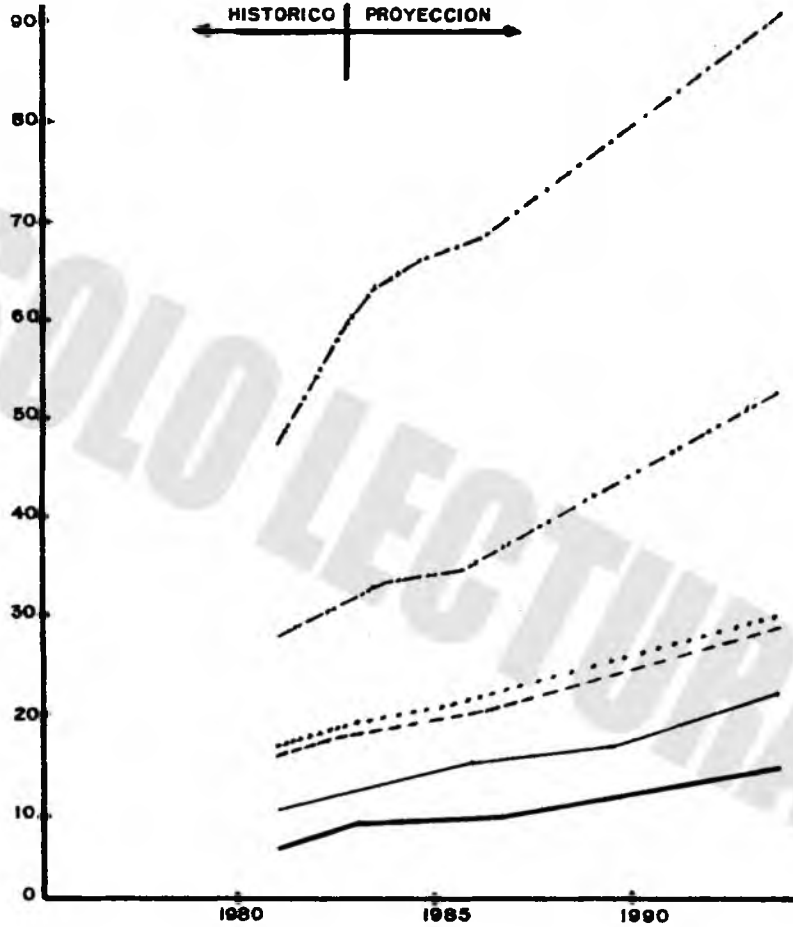
REF. INFORMACION DE LA SUBDIRECCION COMERCIAL DE PEMEX

### VENTAS DE GAS LICUADO POR ZONAS

MILES DE BARRILES DIARIOS

GRAFICA III-9

HISTORICO | PROYECCION



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

REF. INFORMACION DE LA SUBDIRECCION COMERCIAL DE PEMEX.

#### 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 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 variaciones, Kerosinas, combustibles, asfaltos, lubricantes, grasas, materia prima para negro 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 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 sólo 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 combustibles 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.

Los mercados para los productos nacionales han sido principalmente, los Estados Unidos con un 85% por su cercanía, infraestructura y por encontrarse ahí

las principales 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 centroamericanos 1%, e Inglaterra y Ecuador el 1% restante. Estas cifras fueron tomas del primer semestre de 1985.

Durante 1984, se tuvieron 29 empresas como clientes, las diez más importantes, tomando 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) ECO <sup>o</sup> PETROL	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 exportaciones no se tomó en cuenta al Virgín Stock-28 cuyas exportaciones han sido del orden de 11'498,038 barriles hasta los primeros seis meses de 1985; este producto se trata de un crudo despuntado que ha substituido 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 natural, siendo sus volúmenes exportados: 31,322 BDC en 1983 y 21,459 BDC en 1984. Con fecha 1º de Noviembre de 1984, se terminó el contrato que existía - para la exportación de gas hacia los Estados Unidos; sin embargo, hace pocos meses, se reinició 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.
- ) Mecanismo de cobranza complejos.

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

- ) Falta de almacenamiento.
- ) Algunos de los productos no cuentan con la calidad internacional requerida.
- ) Medios de transporte insuficiente.
- ) 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 1980 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 día de operación.

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



ELABORACIÓN DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO  
(Barriles diarios)

TABLA III-4  
QUERÓSEÑOS

ANO	GAS LIQUADO	GASOLINAS	TURBOSINA	OTROS QUERÓSEÑOS	DIESEL	COMBUSTIBLES Y RESIDUALES	VIRGEN STOCK 28
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	120	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		8 912	11 839	81 473	
1949	1 315	27 833		10 430	12 786	91 038	
1950	1 471	31 375		11 658	14 573	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		20 858	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	73 341	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	15 839	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	107 875	
1966	25 413	98 278	4 397	30 762	58 573	104 279	
1967	28 898	114 037	5 436	33 134	65 614	116 730	
1968	30 271	122 219	6 218	32 182	72 992	117 642	
1969	32 832	128 872	7 346	31 712	75 563	113 177	
1970	36 262	140 228	8 454	31 092	83 296	130 521	
1971	37 386	144 163	8 945	31 660	82 726	125 892	
1972	40 242	154 441	9 834	31 616	94 267	142 393	
1973	47 063	161 597	12 179	33 880	104 859	149 982	
1974	50 517	180 004	15 708	35 292	137 605	170 675	
1975	51 710	185 271	15 277	34 772	151 065	178 732	
1976	55 701	211 990	16 911	36 835	162 633	193 512	
1977	65 837	231 366	21 230	34 017	182 375	211 211	
1978	74 038	245 975	20 248	37 918	199 523	215 715	
1979	90 570	285 069	25 081	40 269	215 396	237 431	
1980	119 753	327 910	27 566	41 431	214 711	271 572	
1981	135 877	360 907	28 926	41 226	229 944	270 327	
1982	150 800	348 120	30 623	45 413	219 134	243 546	
1983	154 900	355 206	27 392	39 064	223 950	350 188	
1984	155 140	362 578	33 798	31 841	233 219	374 892	39 328
1985	167 072	366 115	33 915	30 321	245 611	397 953	46 450

ELABORACION DE DERIVADOS DEL PETROLEO

(Barriles diarios)

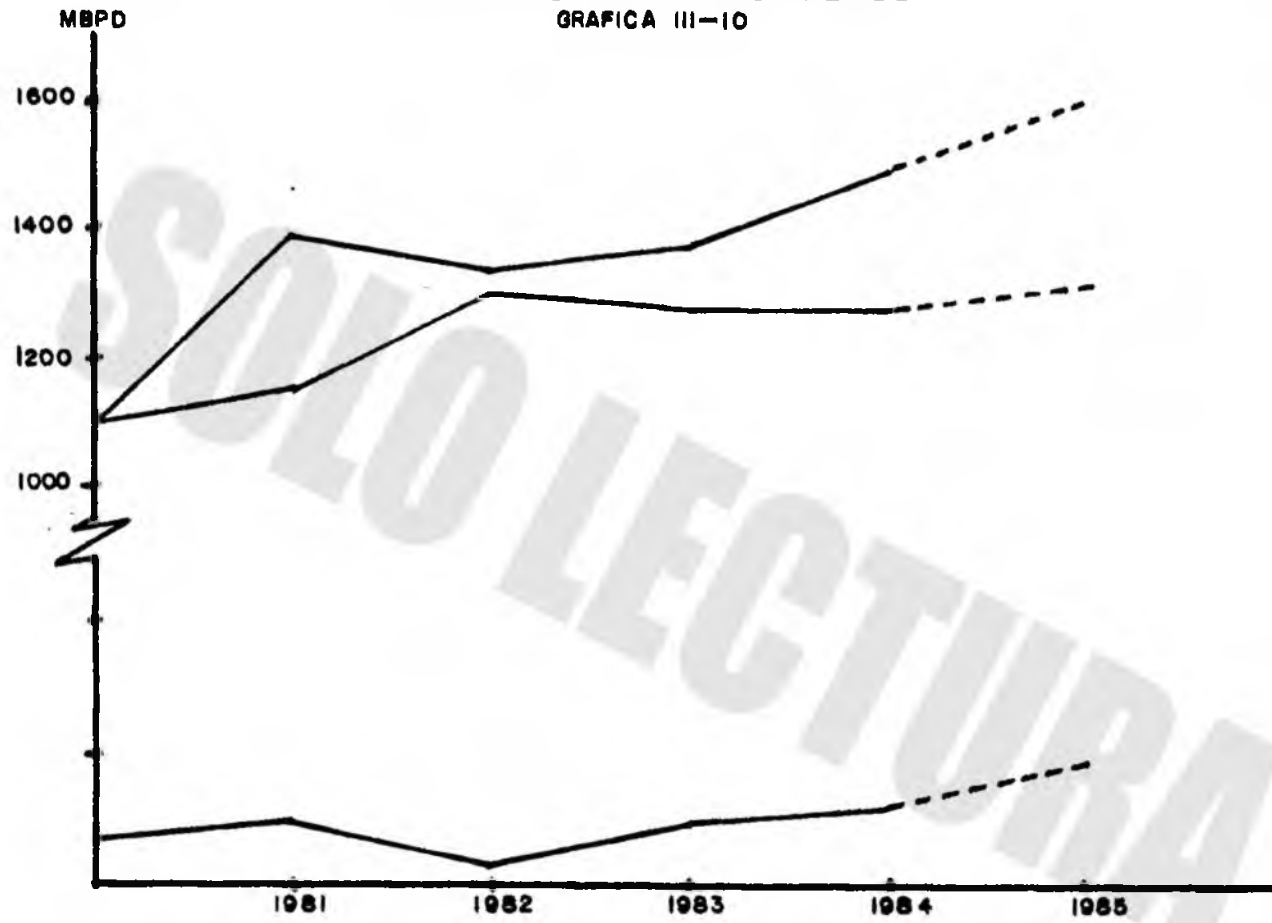
(Continuación)

80

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	509	44	249	499	5 677	94 375
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	2 218	484	52	251	320	4 637	135 964
1949	2 479	597	60	197	490	2 679	149 904
1950	2 186	515	57	227	658	1 825	153 241
1951	2 729	564	55	208	1 219	3 176	168 041
1952	2 795	563	68	238	1 317	2 986	177 773
1953	2 622	578	46	182	2 033	3 775	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	1 749	713	220 683
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	65	877	3 344	3 402	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	318 361
1963	5 499	3 236	112	912	4 280	10 453	327 803
1964	6 352	3 361	115	1 014	4 448	21 505	346 929
1965	8 696	3 740	122	1 004	5 227	4 268	348 360
1966	16 533	3 871	111	997	6 292	5 262	254 768
1967	17 230	4 016	139	1 095	8 917	7 072	402 318
1968	18 700	3 589	155	915	12 502	8 637	426 022
1969	21 852	3 756	143	1 119	12 163	8 308	431 893
1970	23 165	5 282	134	1 163	13 316	8 282	481 135
1971	24 451	5 326	139	1 432	15 315	9 469	496 904
1972	23 620	6 036	167	1 486	15 386	8 899	528 447
1973	21 056	6 296	189	1 658	15 600	10 322	564 631
1974	12 946	7 332	227	1 833	19 778	9 901	641 818
1975	11 293	8 090	179	1 535	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	959 685
1980	16 816	7 623	190	2 179	28 929	14 540	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	1 237 592
1983	16 945	6 581	140	2 477	34 880	36 715	1 248 449
1984	22 656	6 829	200	1 803	22 662	40 137	1 325 633
1985	22 903	6 665	194	1 315	30 484	31 397	1 381 298

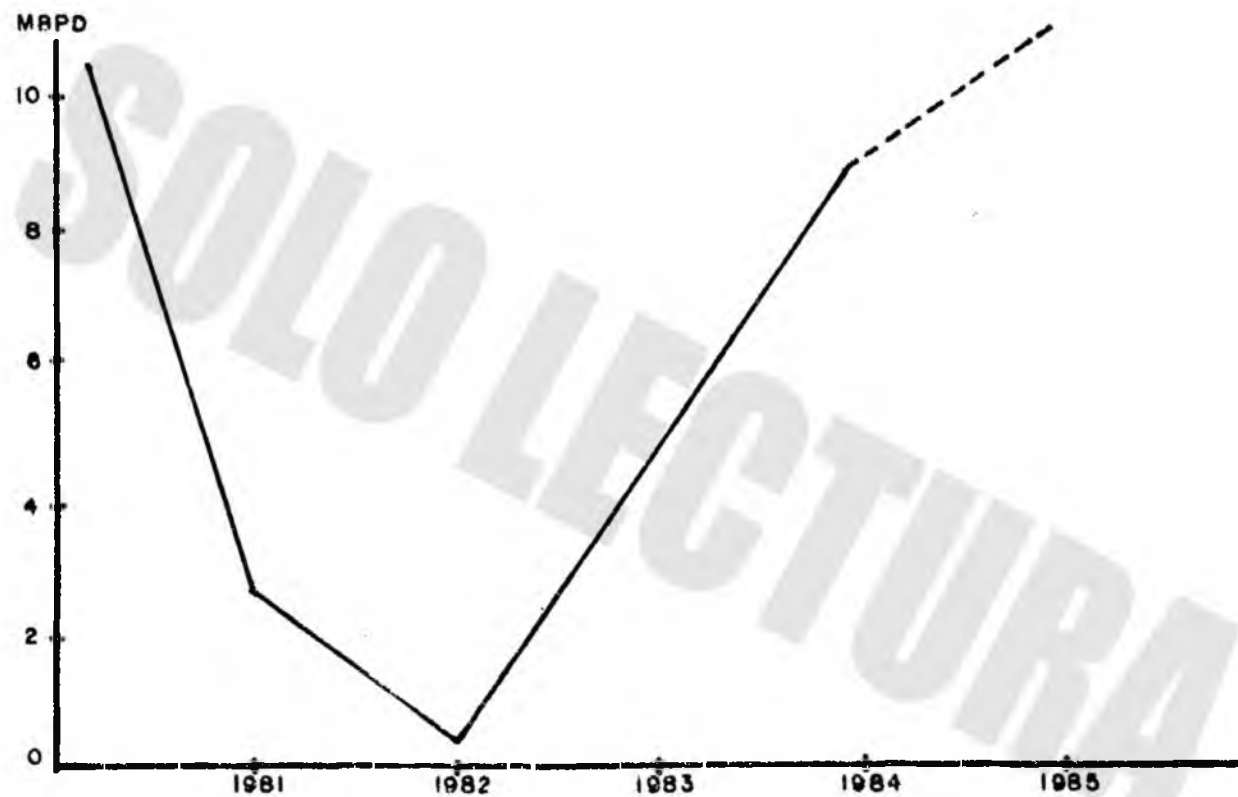
(1) Incluye el que surge de humo y enresgas de la petroquímica

PRODUCCION VS. EXPORTACIONES  
DE PRODUCTOS PETROLIFEROS  
GRAFICA III-10



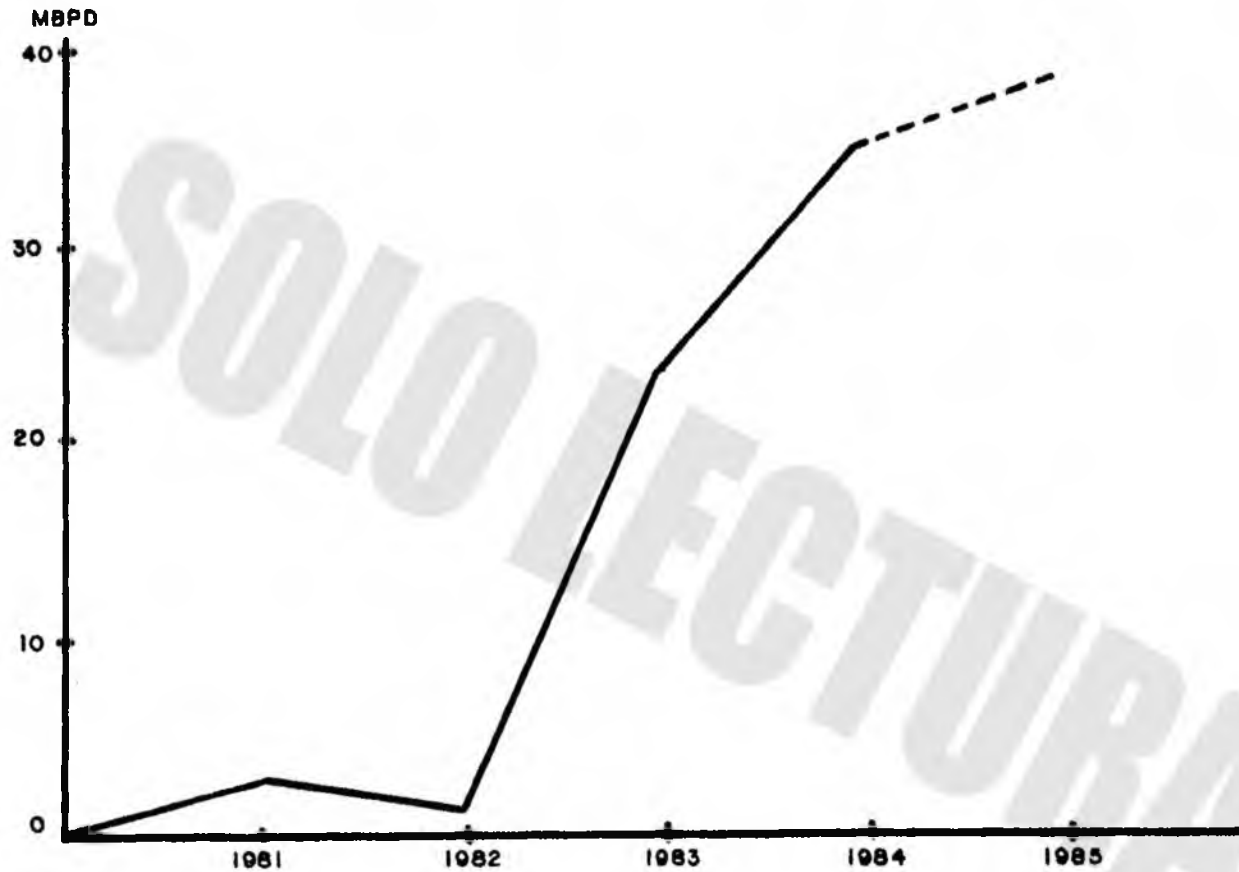
REF. SEGUNDO SIMPOSIO, CONIQQ, NOV., 1985

GAS LICUADO EXPORTADO  
GRAFICA III-II



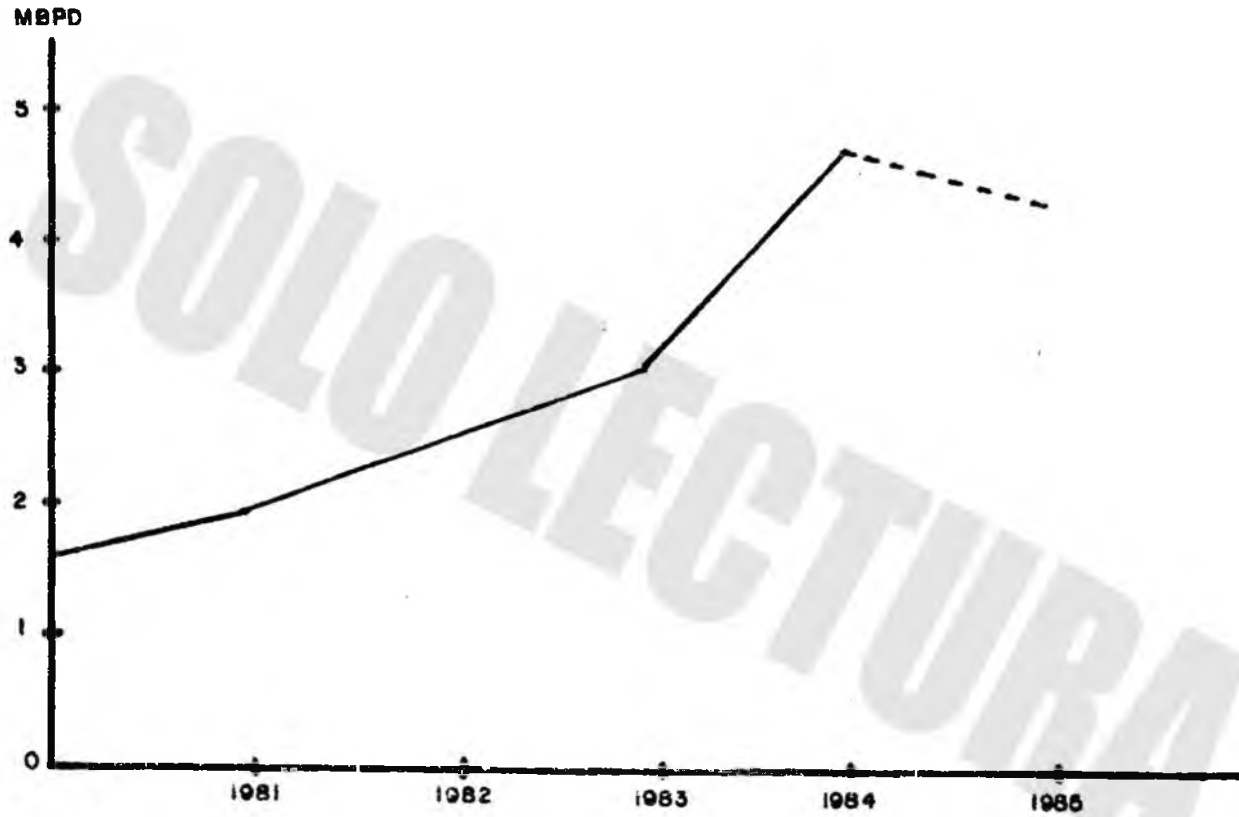
REF. 24 SIMPOSIO, CONIQQ, NOV. 1985.

GASOLINA EXPORTADA  
GRAFICA III-12



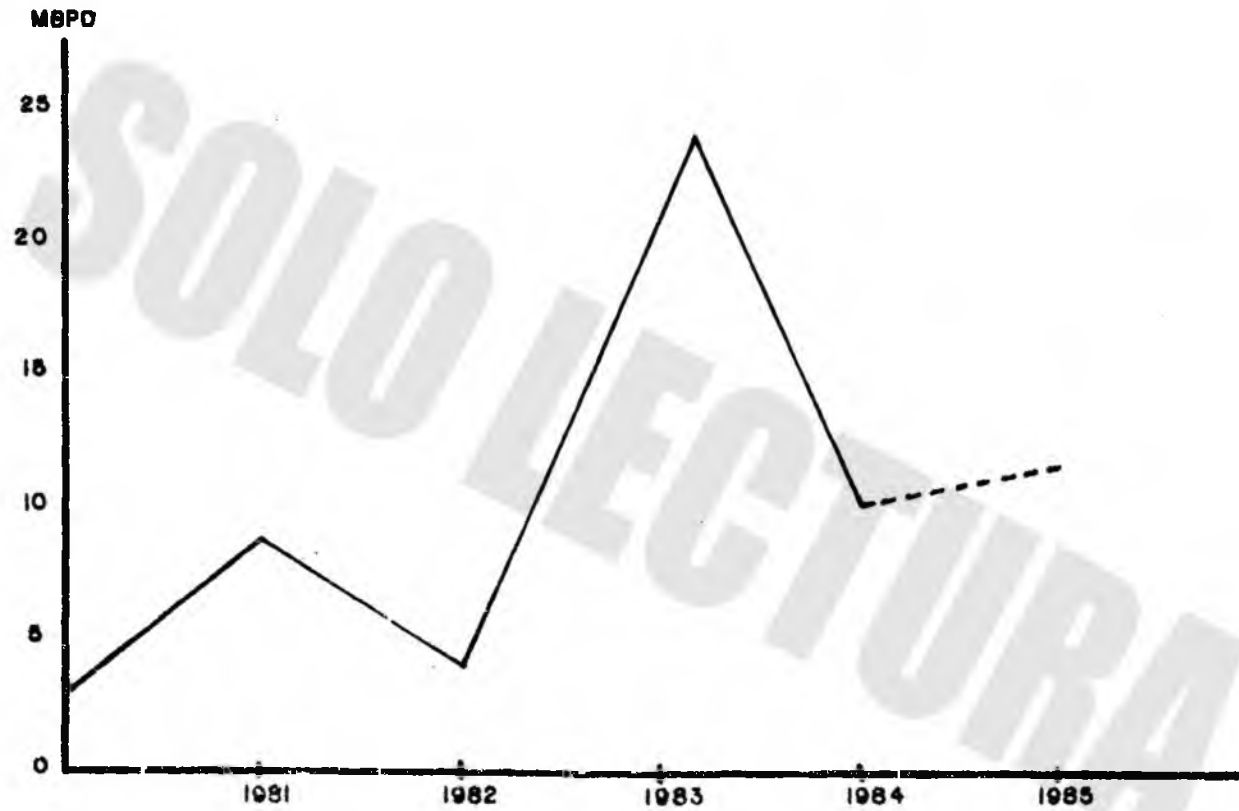
REF. 2º SIMPOSIO, CONIQG, NOV. 1985

TURBOSINA EXPORTADA  
GRAFICA 11-13



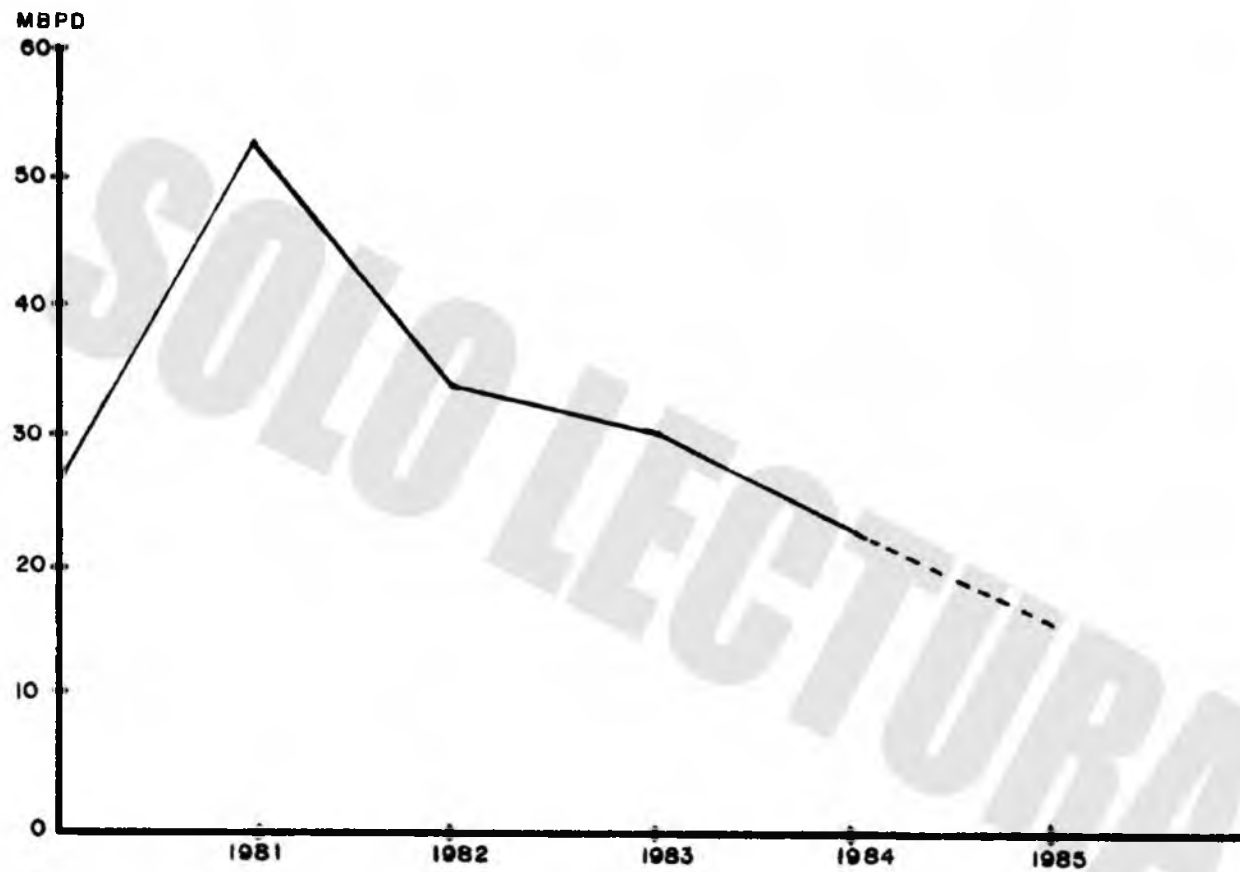
REF. 2º SIMPOSIO, CONIQQ, NOV. 1986

DIESEL EXPORTADO  
GRAFICA III-14



REF. 2º SIMPOSIO CONIQO, NOV. 1985

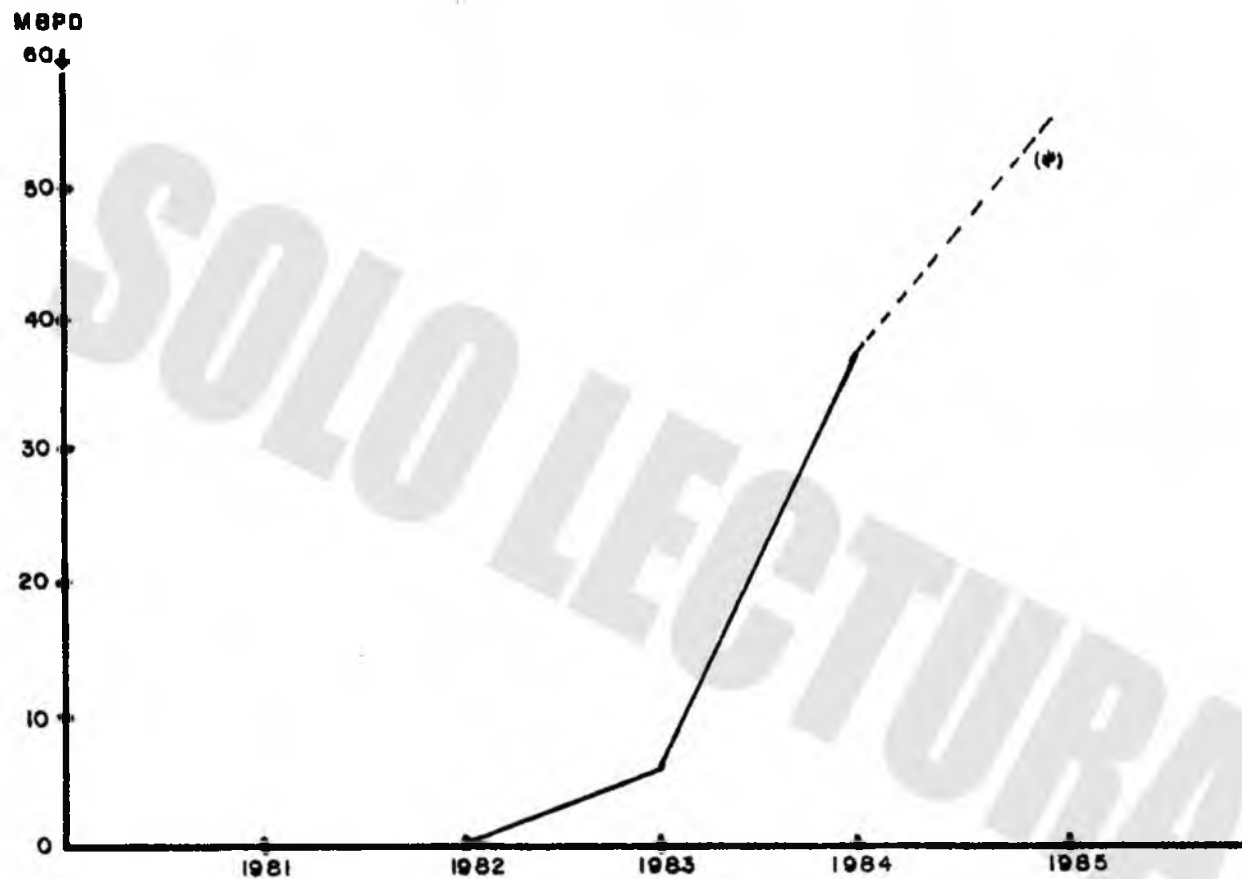
COMBUSTOLEO EXPORTADO  
GRAFICA III-18



REF. 2º SIMPOSIO CONIQQ, NOV. 1985



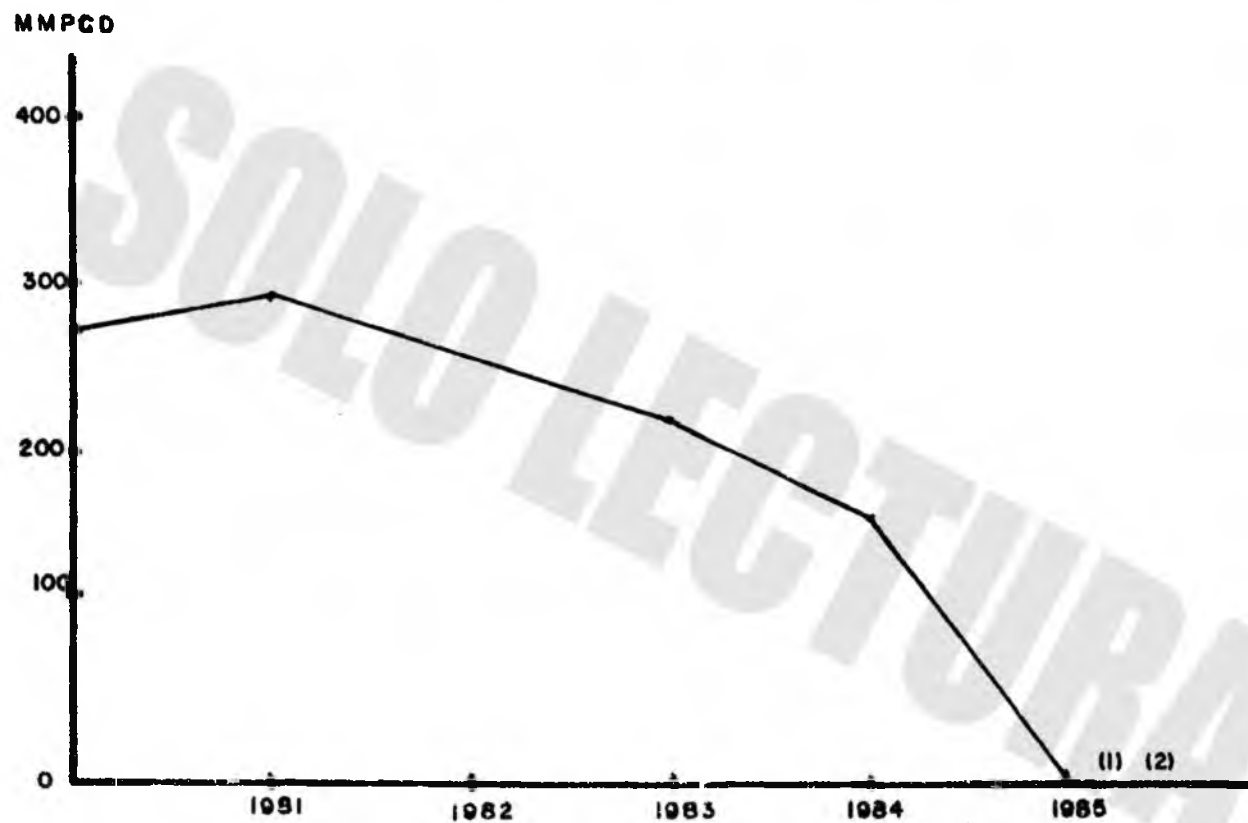
VIRGIN STOCK—28 EXPORTADO  
GRAFICA III-16



(\*) DEPENDIENDO DE LA EXPORTACION DEL CRUDO ISTMO.

REF. 2º SIMPOSIO CONIQQ, NOV. 1985.

GAS NATURAL EXPORTADO  
GRAFICA III-17



(1) DESDE EL 1º DE NOV. SE DEJO DE EXPORTAR.  
(2) EN 1985 SE REINICIO LA EXPORTACION.

REF. 2º SIMPOSIO CONIQQ, NOV. 1985

## CAPITULO V

### PRESENTACION DE ALTERNATIVAS PARA EL PROCESAMIENTO DE CRUDOS PESADOS

---

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 metales 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 refinerías, 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 disminuído. 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 en 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.

#### 1.- TECNOLOGIA DISPONIBLE

El método más simple para utilizar crudo pesado como alimentación a una refinería consiste en mezclarlo con un crudo más ligero; este proceso se ha practicado por muchos años y en México se realizan mezclas de Crudo Ist

mo (33 °API), Crudo Maya (22 °API), en varias proporciones, siendo las más comunes: 70/30 y 50/50 en volúmen 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 diversos procesos. Las tecnologías comerciales que se utilizan en esta tesis se pueden clasificar, en términos del mecanismo de mejora de la relación hidrógeno/carbono, como proceso de adición de hidrógeno y procesos de rechazo de carbón, bajo la categoría 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 tecnología de rechazo de carbón como coquización fluida, Eureka, HOC y ART; así como 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 están en nivel de desarrollo se prevé que estarán disponibles comercialmente para la década de los noventas. 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 regene

ración que tendrá.

Los procesos tienen la flexibilidad de utilizar diferentes tipos de solventes, 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 quiera obtener.

SOLO LECTURA

C A T E G O R I A	P R O C E S O	L I C E N C I A D O R
<b>A) <u>RECHAZO DE CARBON</u></b>		
1.- EXTRACCION	DESASFALTADO PROFUNDO CON SOLVENTE ROSE DEMEX DESCARBONIZADO CON SOLVENTE DESASFALTADO CON SOLVENTE	FOSTER WHEELER KEER-Mc GEE IMP/UOP PULLMAN KELLOGG IFP
2.- CONVERSION TERMICA	COPIULZADO RETARDADO FLEXICO KING EUREKA ART	FOSTER WHEELER EXXON R & E KUREHA CHEMICAL KELLOG/ENGELHARD
3.- CONVERSION CATALITICA	HOC RCC	KELLOG/AIR PRODUCTS/HRJ IOP
<b>B) <u>ADICION DE HIDROGENO</u></b>		
1.- CONVERSION CATALITICA	H OIL* LC-FINING* CANMET  RCD UNIBON HIDROTRATAMIENTO RDS Y URDS RESIDUO HDS, ATB Y VTB RESIAPINING INICRACKING/HDS	HRJ/TEXACO LUMUS/CITIES PARTEC LAVALIN/PETRO CANADA EOP CHEVRON RESEARCH GULF R & DC EXXON R & E UNION OIL CO.

\* EN ALTAS CONVERSIONES SE PRESENTA RECHAZO AL CARBON.

TABLA IV.1 PROCESOS COMERCIALES PARA EL APROVECHAMIENTO DE CRUDOS PESADOS.

Ref: Hydrocarbón Processing, Marzo 1985.

#### a) 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 en carbón; hay tres tipos de procesos de rechazo de carbón: la de separación física con solvente que son los de desasfaltado y los de desintegración térmica que son los de coquización, y los de conversión catalítica.

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

Los procesos de coquización aumentan significativamente la gravedad API mediante la conversión total de residuo de vacío.

A continuación se presentan los esquemas y descripciones de los procesos de rechazo de carbón que se mencionan en la Tabla IV.1.

#### Desasfaltado Profundo con Solvente

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 puede 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, ver figura IV 1

### Proceso Rose

El residuo se mezcla con el solvente en M-1, en una proporción de --- 5-15 partes en volúmen; 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 presenta una segunda separación, formándose una resina intermedia que se separa en el fondo de V-2 y es 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 aceite 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 incluye las resinas en el corte de asfaltenos, ver figura IV-2.

### Proceso DEMEX

El proceso utiliza temperaturas subcríticas para la extracción y condición 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 al 40%.

El residuo de vacío mezclado con solvente de recirculación de la se--



gunda 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 agota para poder remover el solvente arrastrado. La fase en solvente se recupera en los domos del separador supercrítico. Posteriormente, el solvente se enfría a la temperatura más conveniente para la recirculación a la primera etapa, ver figura IV-3.

#### Descarbonizado con Solvente

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 contracorriente 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, ver figura IV-4.

### Desasfaltado con Solvente

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, ver figura IV-5.

### Coquizado Retardado

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 coke, en los cuales, los vapores sufren descomposición molecular. Los líquidos también presentan descomposición y polimerización, hasta que se transforma en vapor y coke.

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. Este tipo de plantas cuenta con dos tanques de coke, uno en servicio y otro en donde se remueve el coke, ver figura IV-6.

### Proceso FlexicoKing

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

La corriente de coke 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 y los pasos de gasificación con aire y vapor se realizan en recipientes diferentes, produciendo además de coke gasificado, una síntesis de gas rico en hidrógeno, el cual puede ser utilizado para producir metanol, ver figura IV-7.

### Proceso Eureka

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 se envía 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 vacía 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 fraccionadora; la fracción pesada se condensa parcialmente para ser recirculado, y las demás fracciones son separadas y acondicionadas para su procesamiento posterior, ver figura IV-8.

### Proceso ART

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 coke.

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 35 - 30% de azufre y nitrógeno, ver figura IV-9.

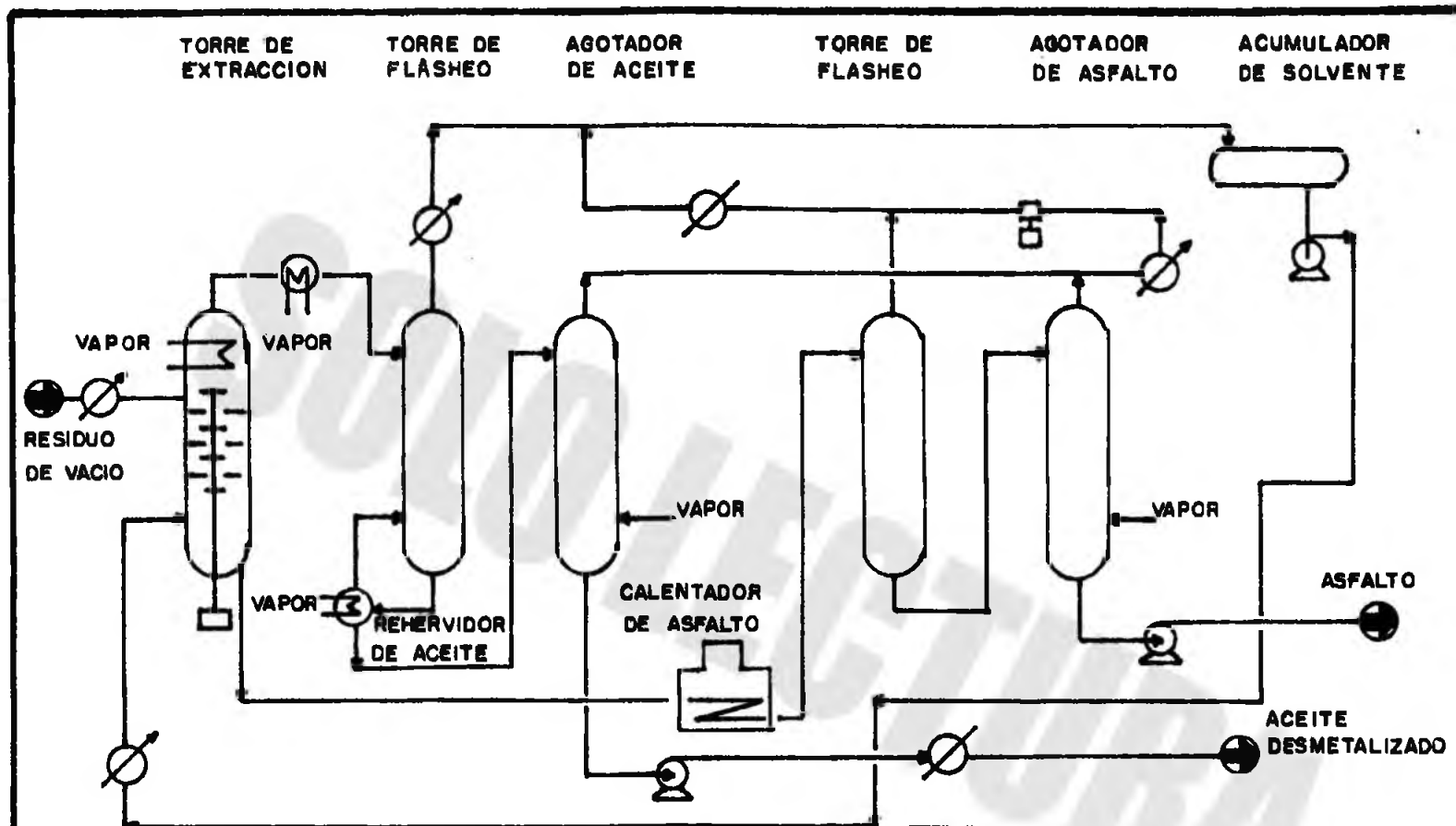
#### Proceso HOC

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, ver figura IV-10.

#### Proceso RCC

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 que se forme coque, ver figura IV-11.

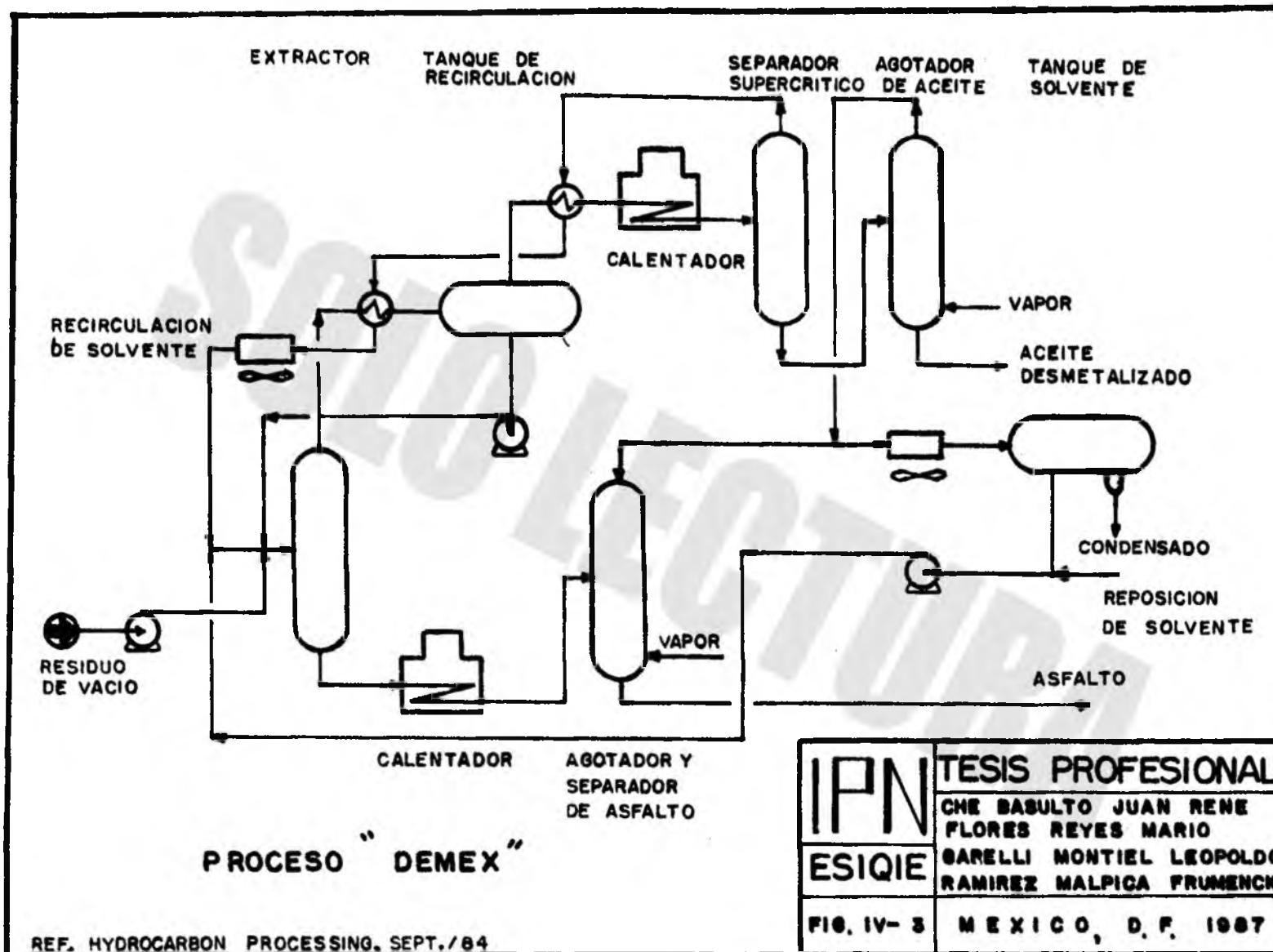


**"DESASFALTADO PROFUNDO CON SOLVENTE"**

REF: HYDROCARBON PROCESSING, SEPT./84

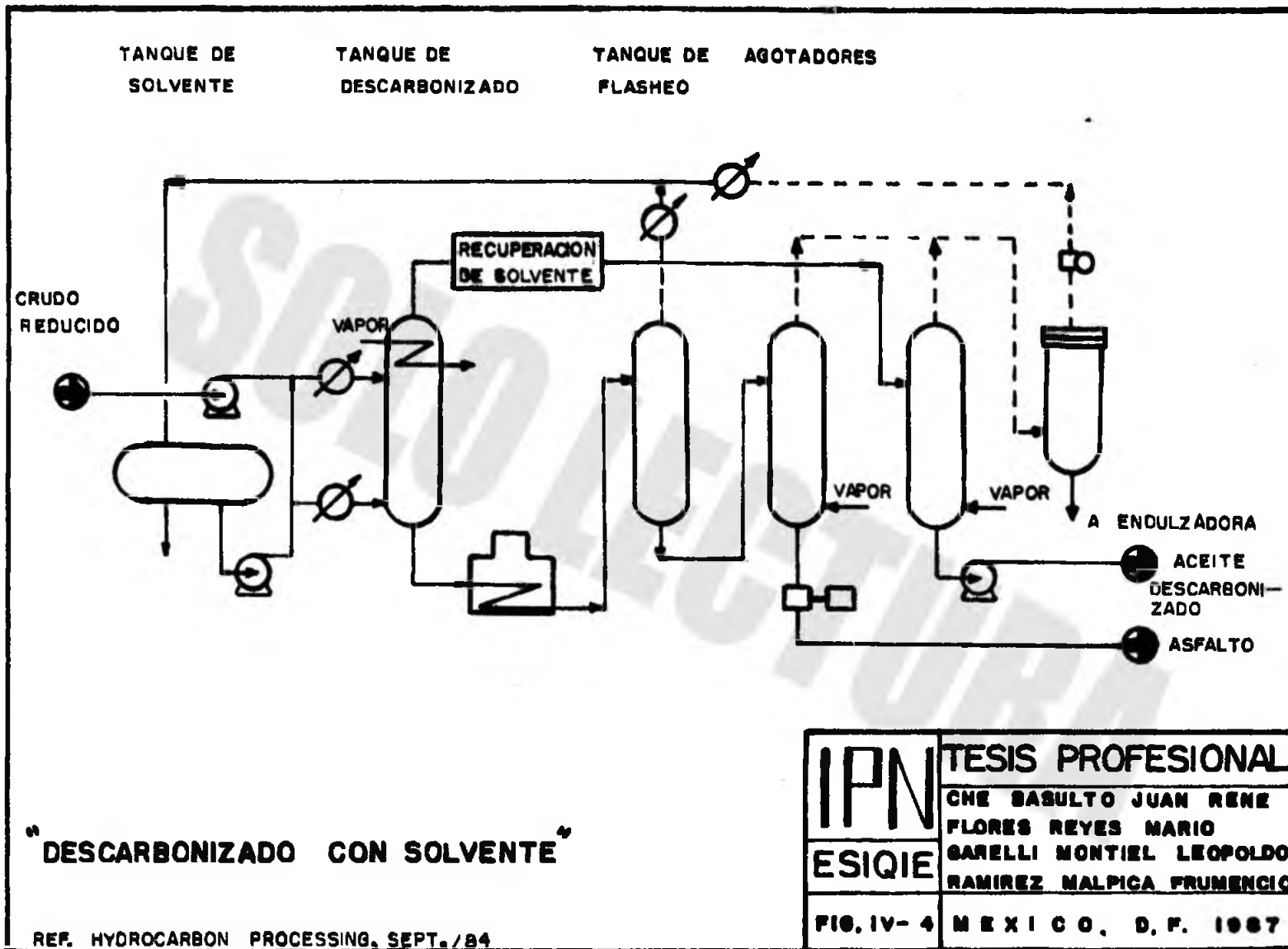
<b>IPN</b>	<b>TESIS PROFESIONAL</b>
	CHE BASULTO JUAN RENE FLORES REYES MARIO GARELLI MONTIEL LEOPOLDO RAMIREZ MALPICA FRUMENCIO
	<b>ESIQIE</b>
FIG IV-1	MEXICO, D.F. 1987



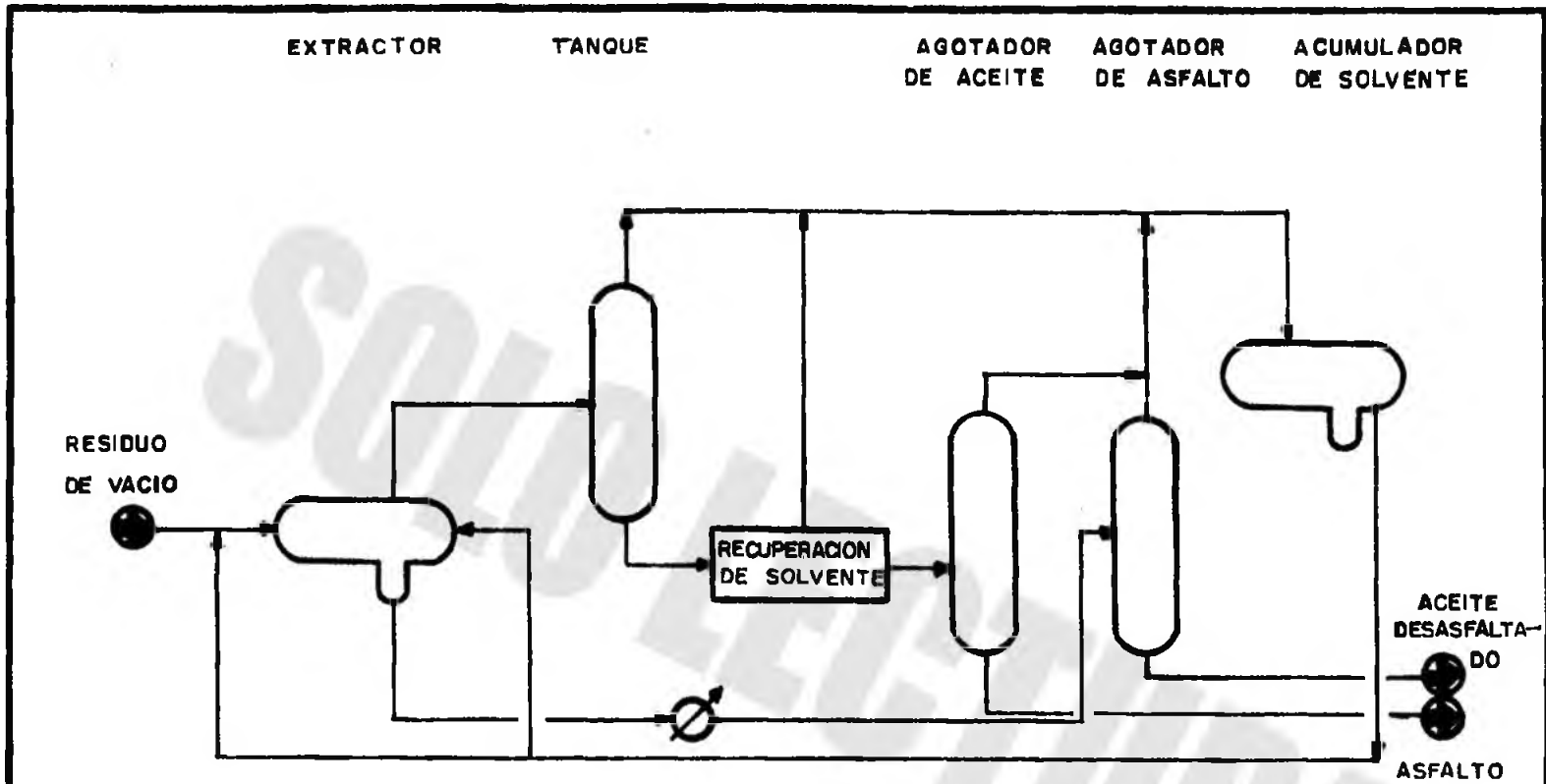


REF. HYDROCARBON PROCESSING, SEPT./84

<b>IPN</b>	<b>TESIS PROFESIONAL</b>
	CHE BASULTO JUAN RENE FLORES REYES MARIO
<b>ESIQIE</b>	GARELLI MONTIEL LEOPOLDO RAMIREZ MALPICA FRUMENCK
<b>FIG. IV-3</b>	<b>MEXICO, D.F. 1987</b>



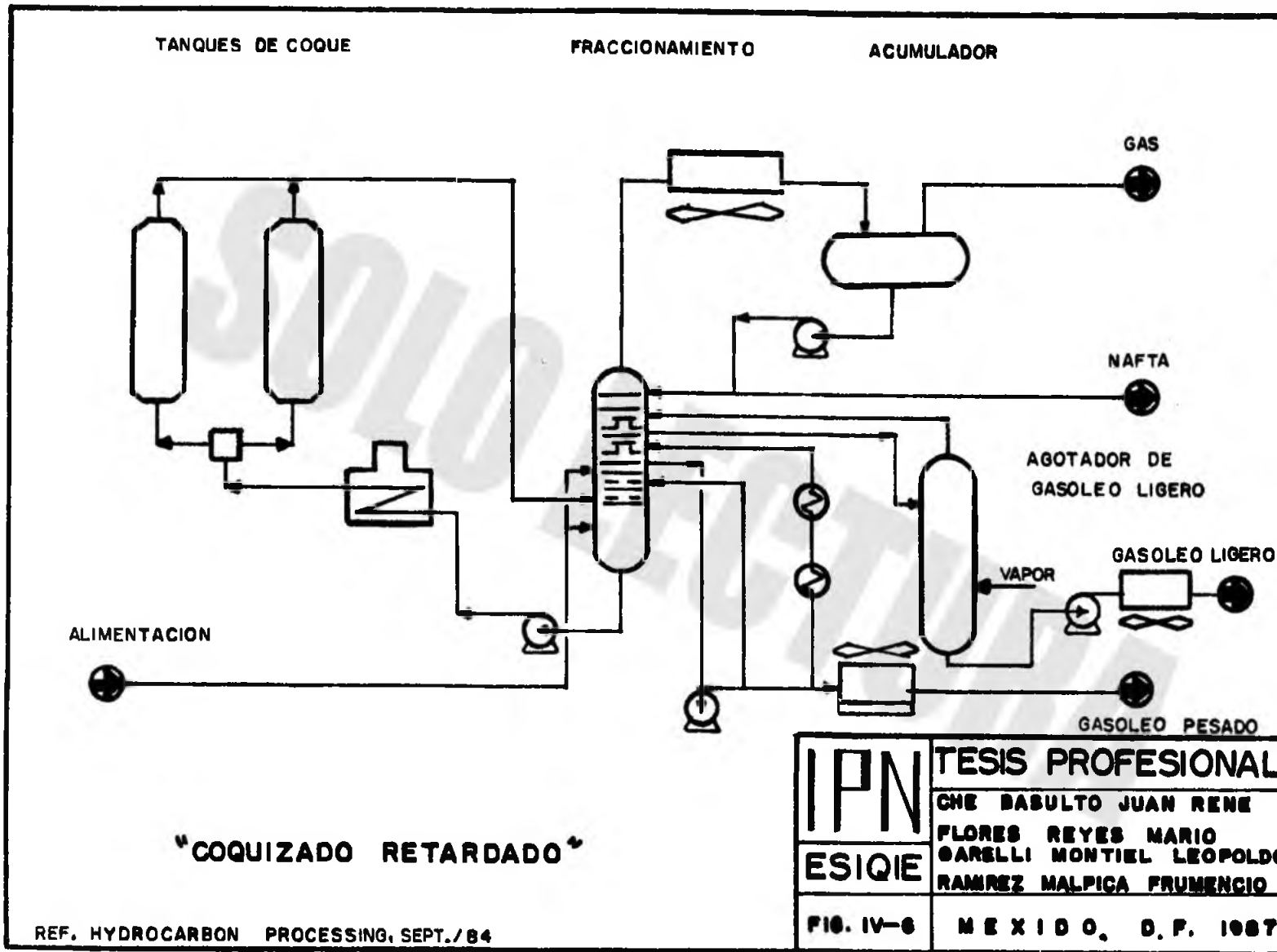


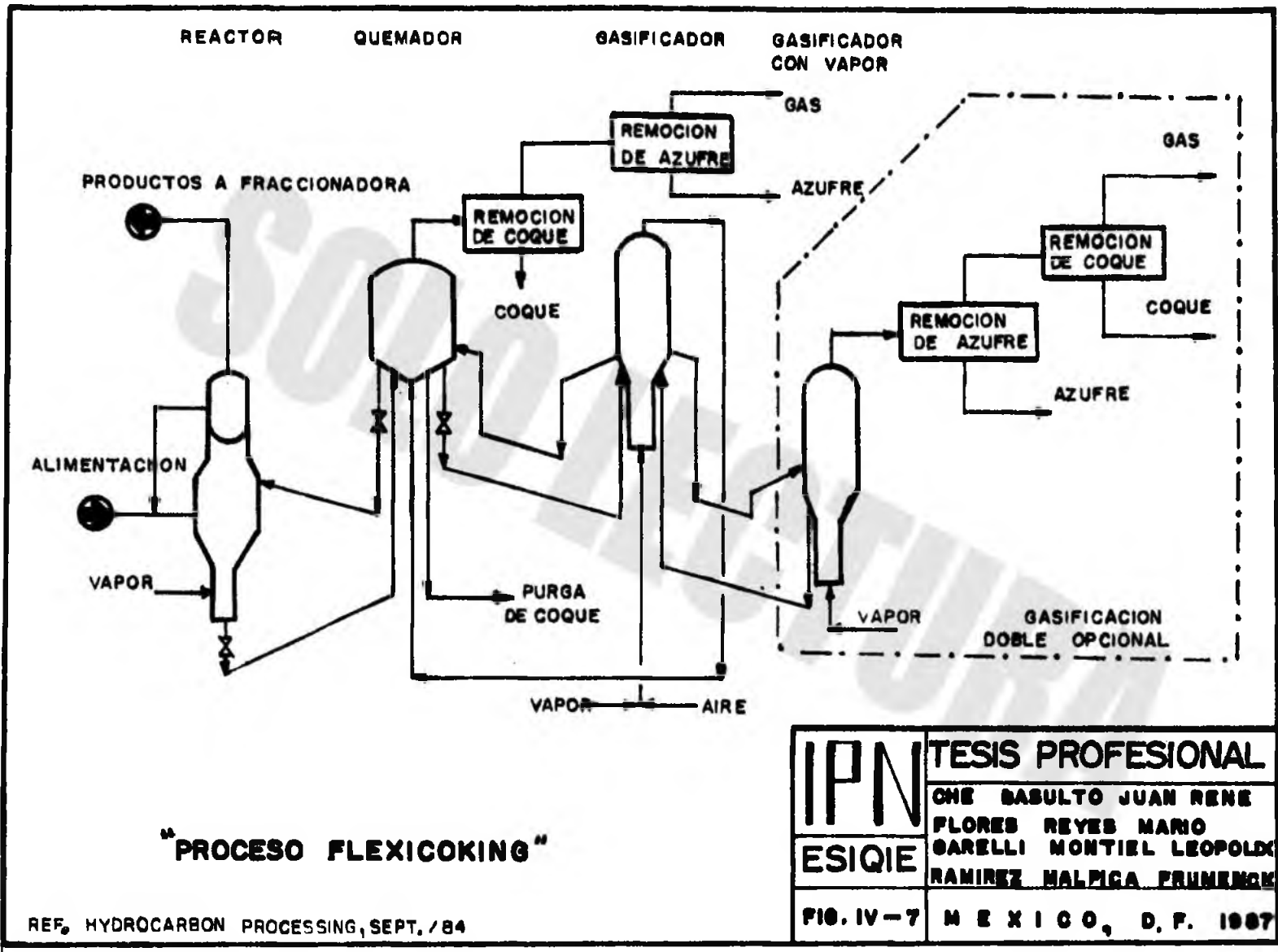


**"DESASFALTADO CON SOLVENTE"**

REF. HYDROCARBON PROCESSING, SEPT./84

<b>IPN</b>	<b>TESIS PROFESIONAL</b>
	CHE BASULTO JUAN RENE FLORES REYES MARIO
<b>ESIQIE</b>	GARELLI MONTIEL LEOPOLDO RAMIREZ MALPICA FRUMENCIO
<b>FIG. IV-8</b>	<b>MEXICO, D.F. 1987</b>

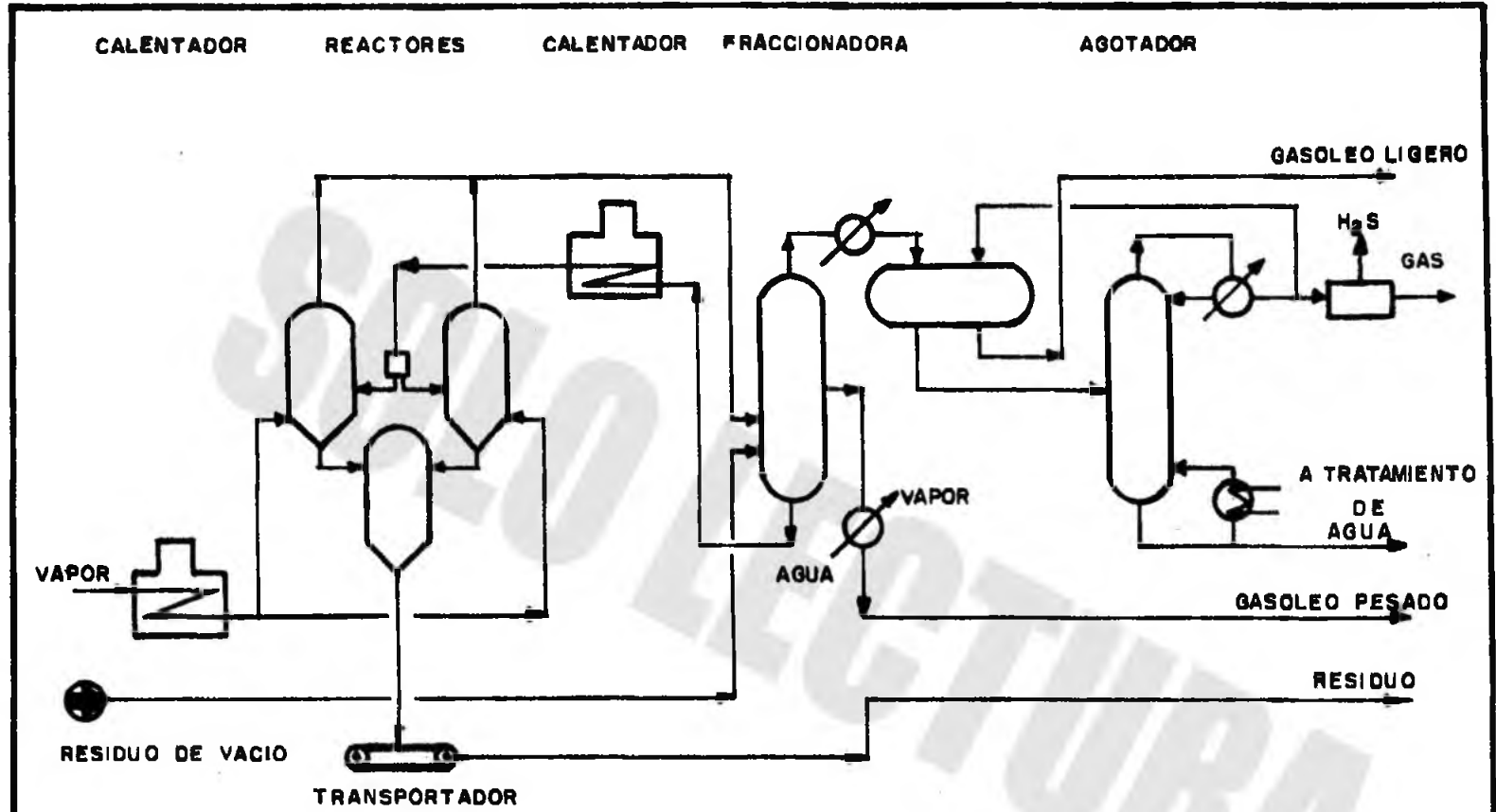




**"PROCESO FLEXICOKING"**

REF. HYDROCARBON PROCESSING, SEPT. / 84

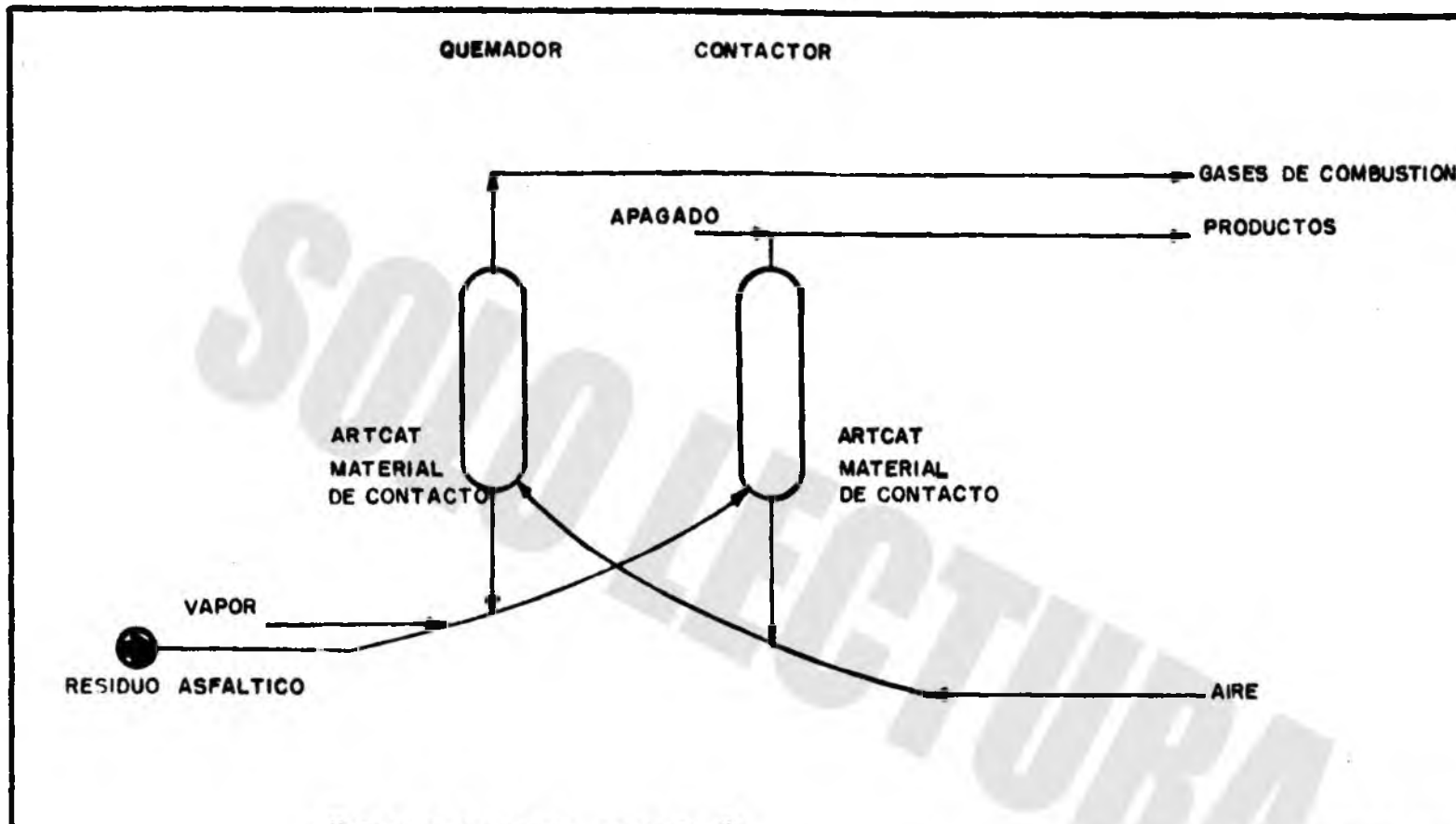
<b>IPN</b>	<b>TESIS PROFESIONAL</b>
	CHE BASULTO JUAN RENE FLORES REYES MARIO BARELLI MONTIEL LEOPOLDO RAMIREZ MALPICA FRUMENDE
<b>ESIQIE</b>	
<b>FIG. IV-7</b>	<b>MEXICO, D.F. 1987</b>



**"PROCESO EUREKA"**

REF. HYDROCARBON PROCESSING, SEPT./84

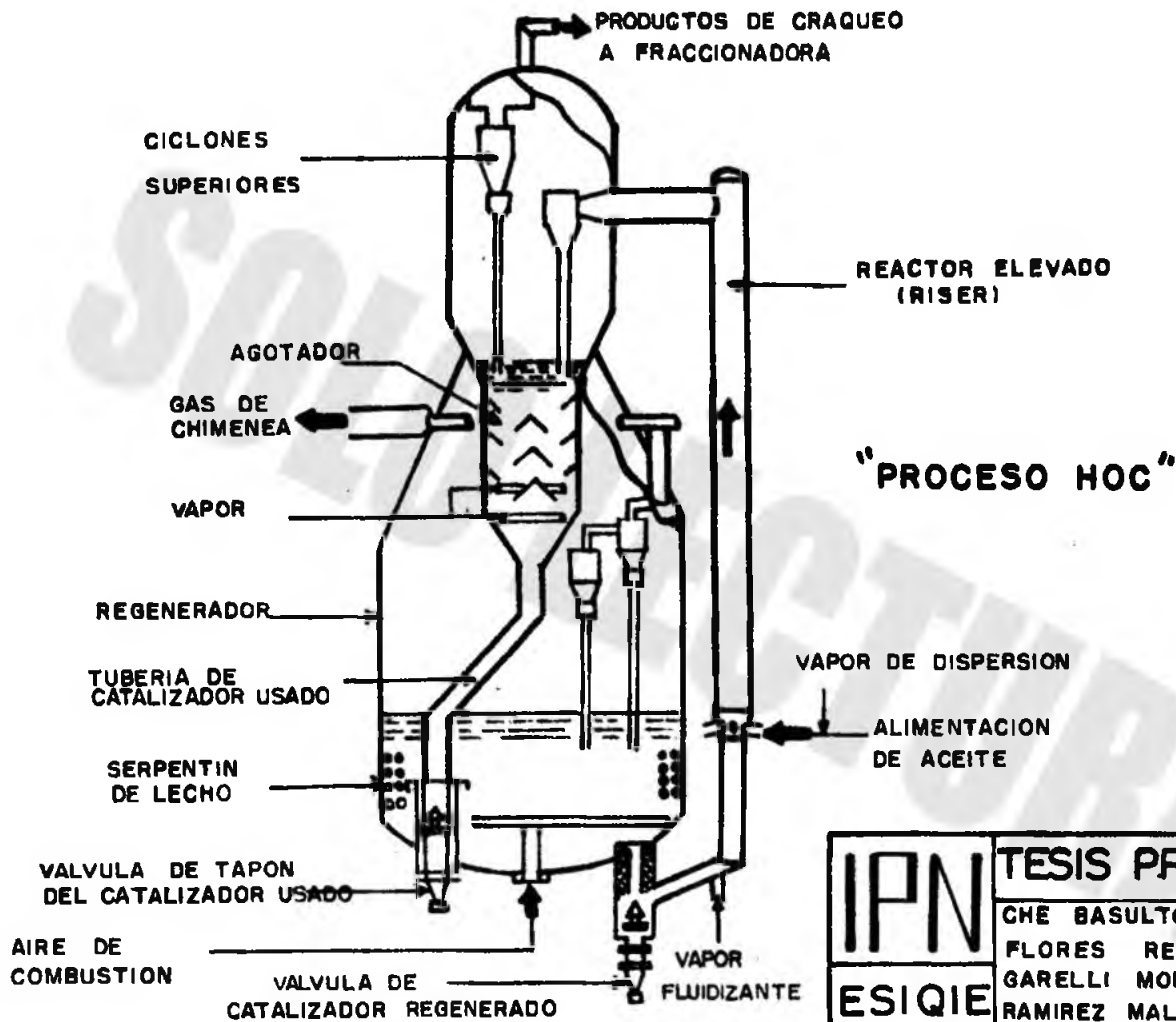
<b>IPN</b>	<b>TESIS PROFESIONAL</b>
	ONE BASULTO JUAN RENE FLORES REYES MARIO GARELLI MONTIEL LEOPOLDO RAMIREZ MALPICA FRUENCIO
<b>ESIQIE</b>	
<b>FIG. IV-8</b>	<b>MEXICO, D. F. 1987</b>



"PROCESO ART"

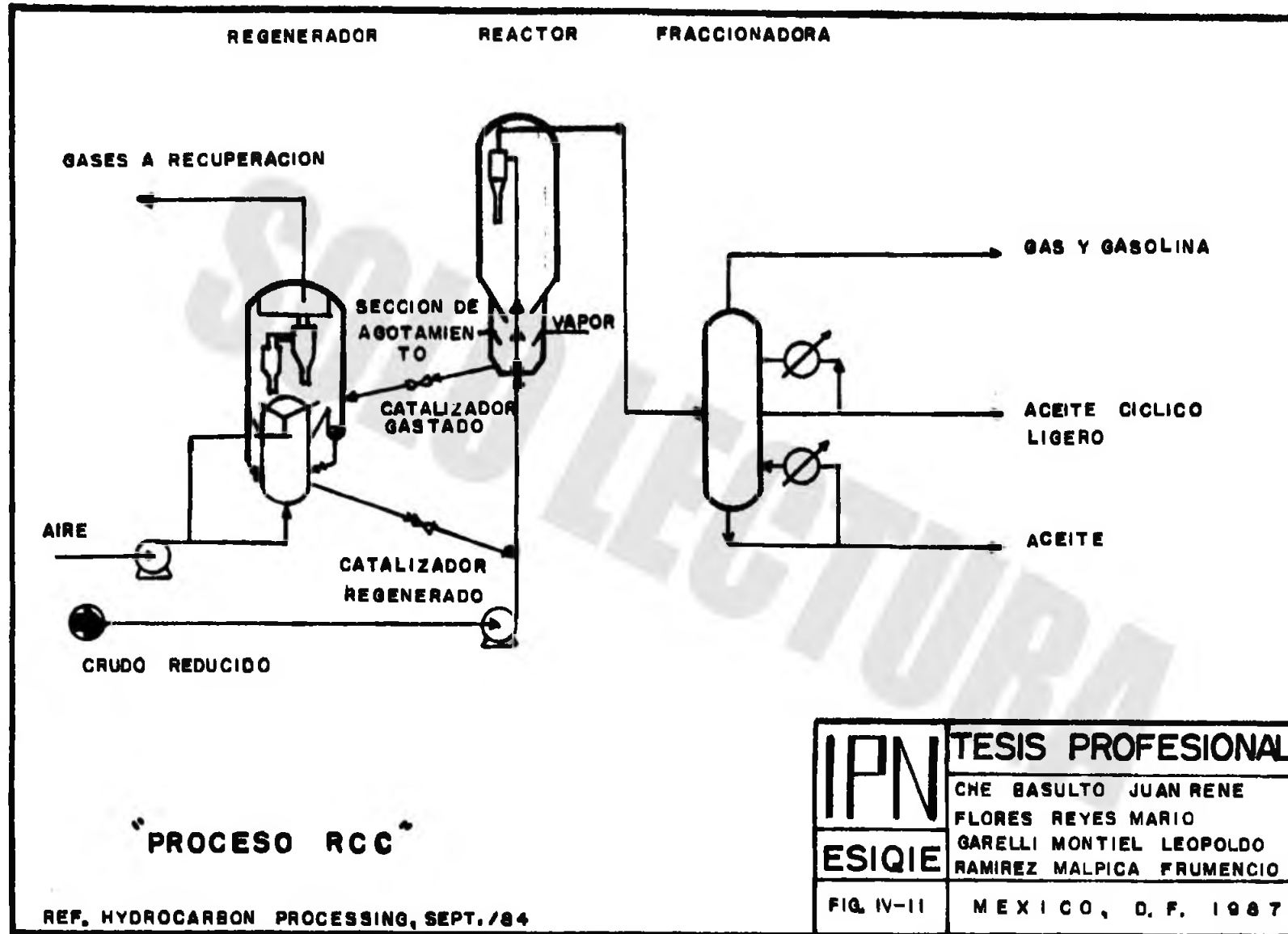
IPN	TESIS PROFESIONAL
	CHE BASULTO JUAN RENE FLORES REYES MARIO
ESIQIE	GARELLI MONTIEL LEOPOLDO RAMIREZ MALPICA FRUMENCIO
	MEXICO, D. F. 1987

REF. HYDROCARBON PROCESSING, SEPT./84



IPN	TESIS PROFESIONAL
	CHE BASULTO JUAN RENE FLORES REYES MARIO GARELLI MONTIEL LEOPOLDO RAMIREZ MALPICA FRUMENCIO
ESIQIE	
FIG. IV-10	MEXICO, D. F., 1987

REF. HYDROCARBON PROCESSING, SEPT./84



## b) 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 fracciones más pesadas, y 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

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 ebullente que asegura la mejor distribución del líquido en el catalizador a través del recipiente.

El esquema que se presenta es específico para procesar los fondos de la torre de vacío a una conversión del 90% ver figura IV-12.

### Proceso LC-Fining

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 mantienen 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, ver figura IV-13.

#### Proceso CANMET

La alimentación se mezcla con un aditivo, un compuesto de fierro y carbón, se eleva su temperatura y se pone en contacto con hidrógeno. El aditivo permite alta conversión a una presión menor de la hidrodeshidrogenación, 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, ver figura IV-15.

#### Proceso RCD Unibón

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, ver figura IV-15.

#### Hidrotratamiento RDS y VRDS

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 moderada, ver figura IV-16.

#### Residuo HDS, ATB y VTB

La alimentación que puede ser crudo desalado o residuo, se mezcla con hidrógeno se lleva a la sección de reacción. En la sección de alta presión se sepa

ra 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, ver figura IV-17.

#### Proceso Residfining

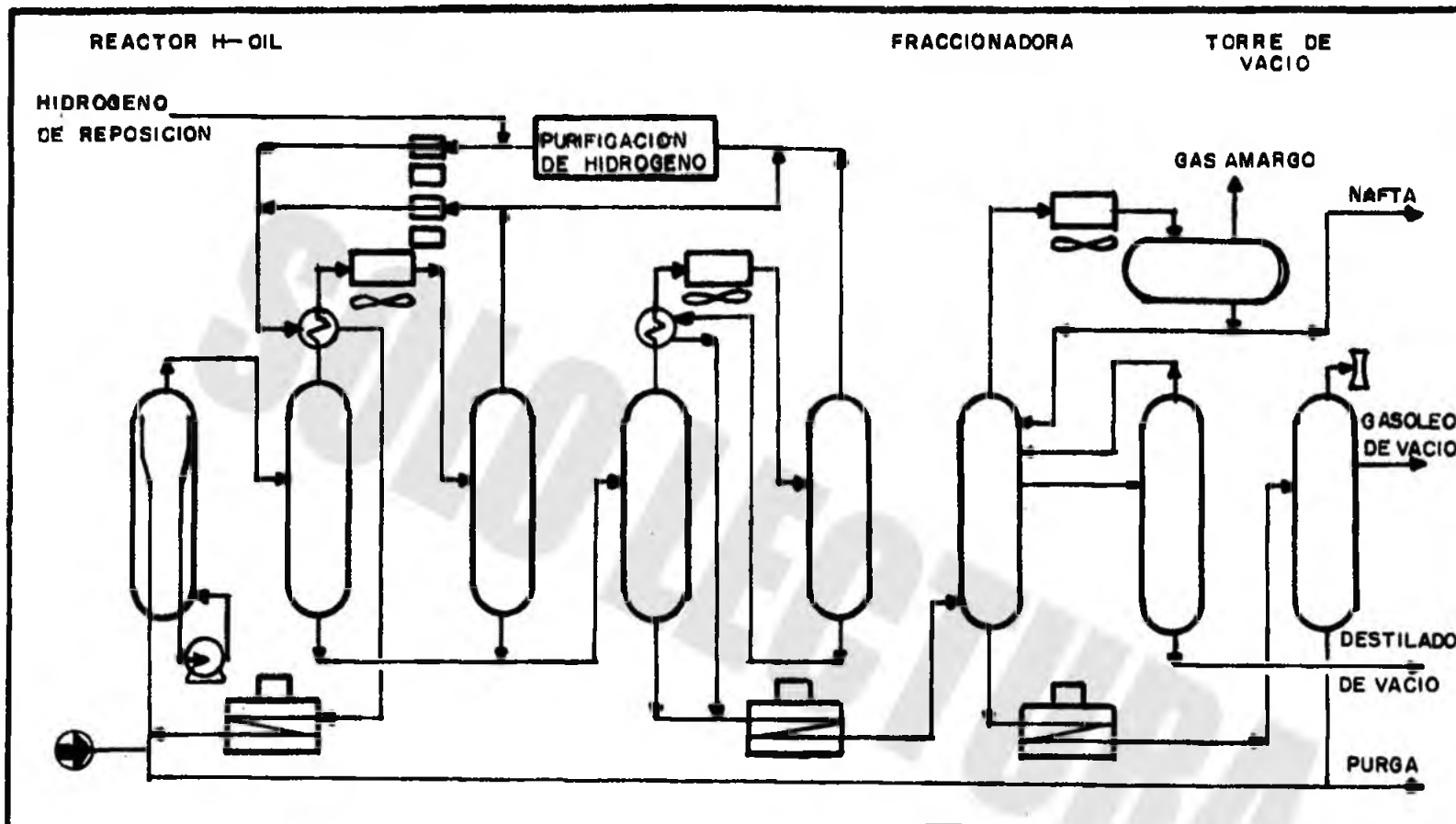
La alimentación se mezcla con hidrógeno precalentado antes de introducirse a los reactores de lechos fijos.

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, ver figura IV-18.

#### Proceso Unicracking/HDS

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.

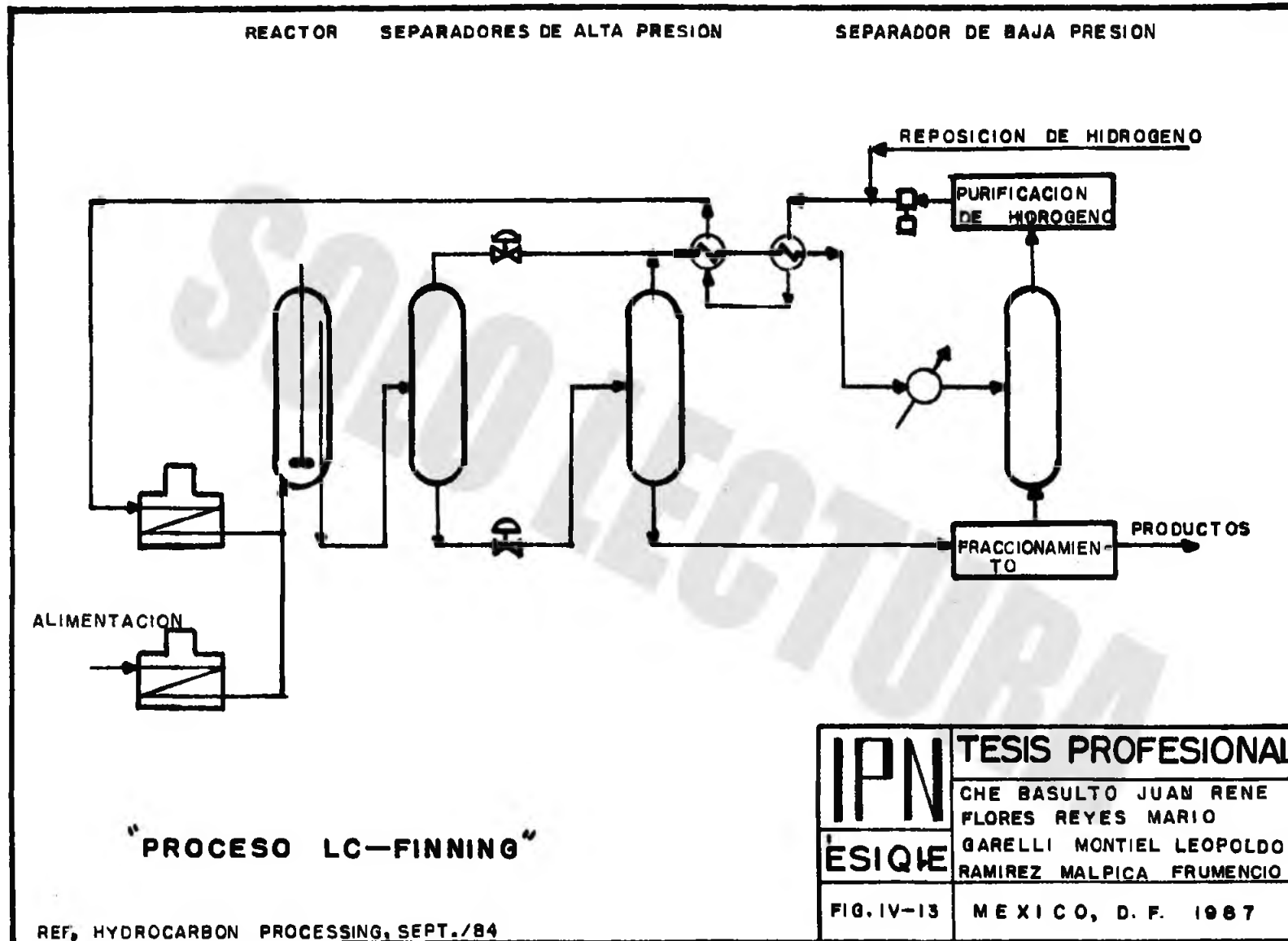
El producto de los reactores es enfriado y separado. El gas rico en hidrógeno es tratado para eliminar el ácido sulfhídrico y recirculado. La corriente líquida es enviada a una torre agotadora o fraccionadora, según los productos que se deseen obtener, ver figura IV-19.

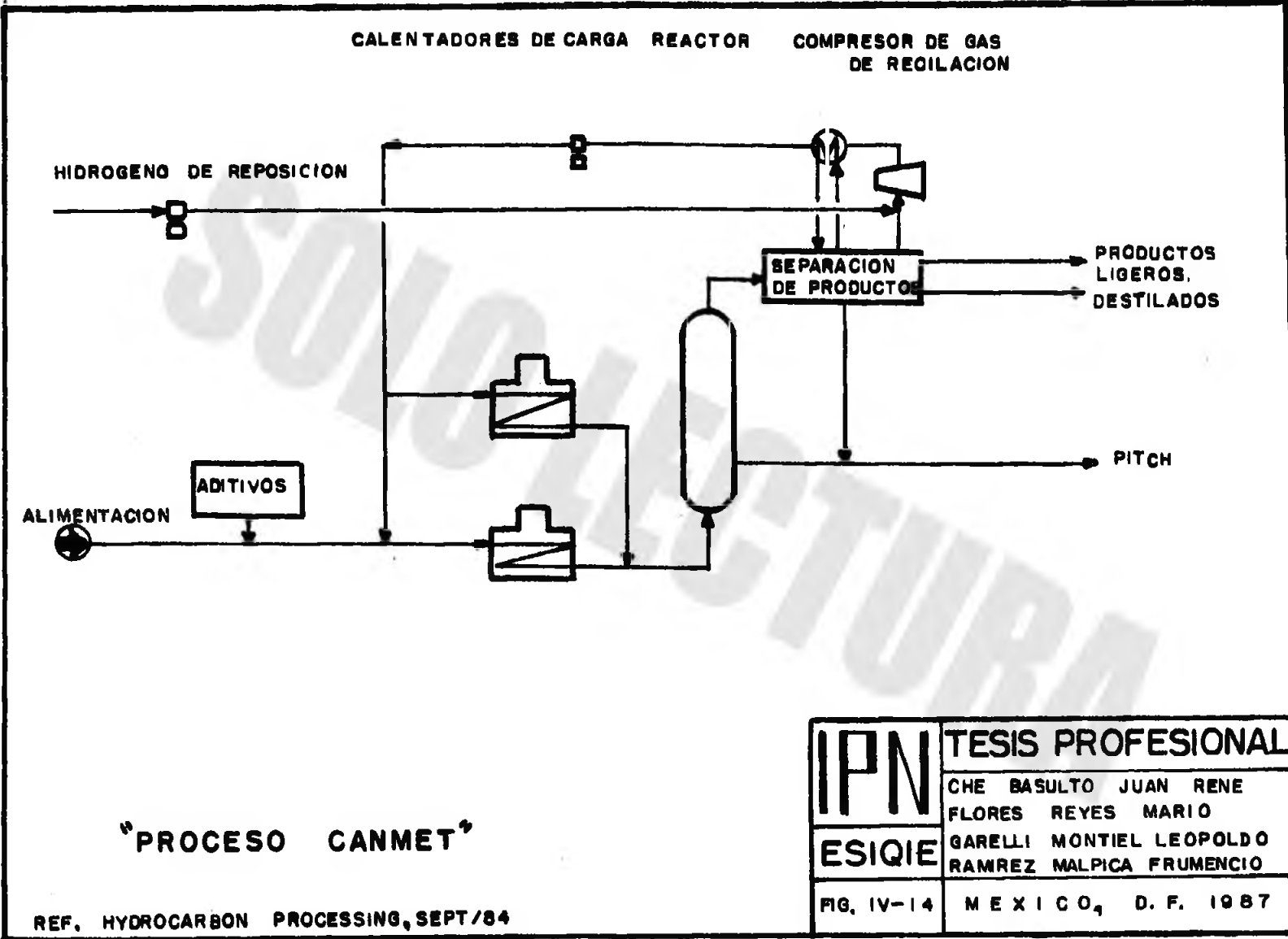


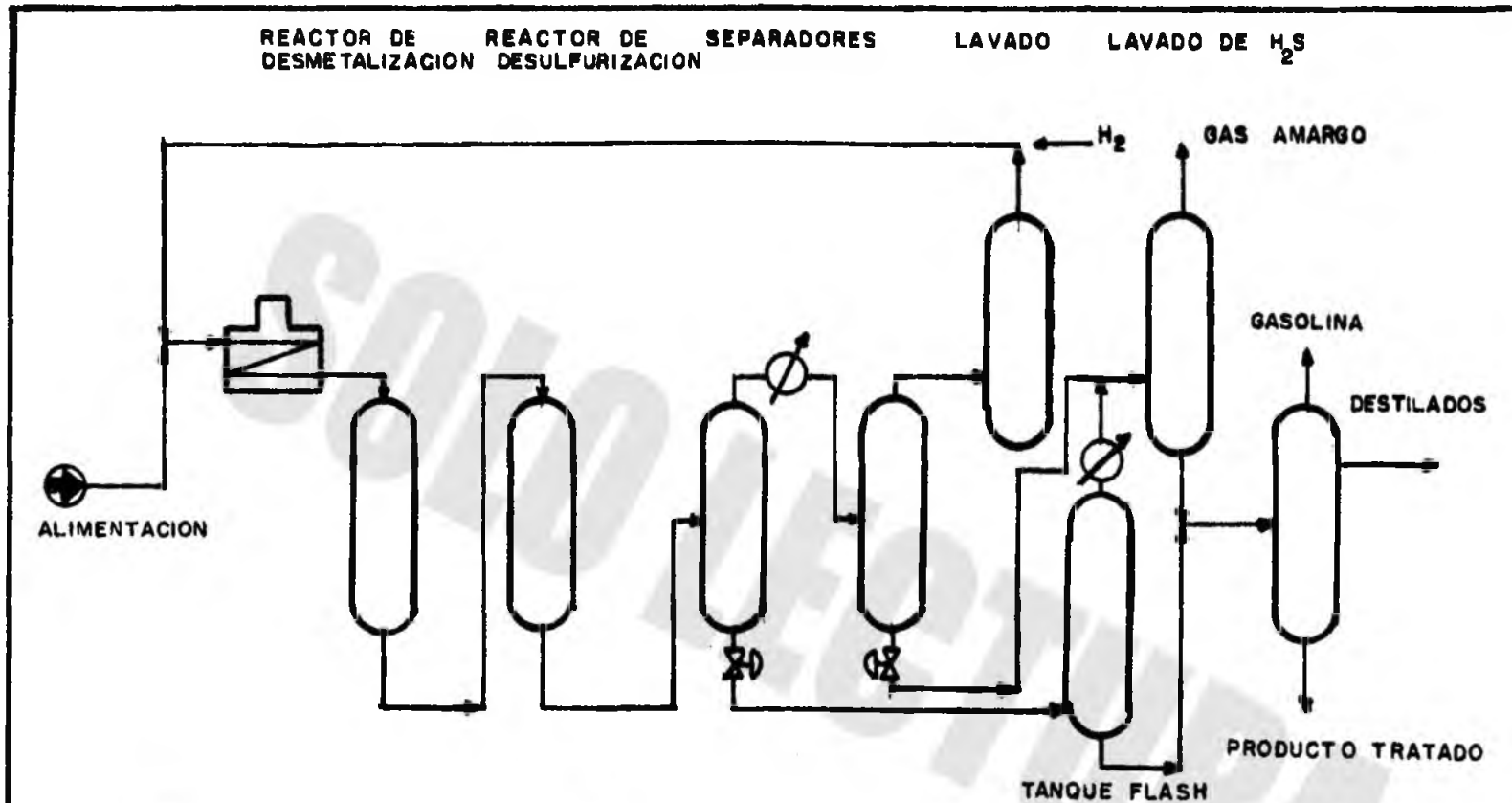
PROCESO H-OIL

REF. HYDROCARBON PROCESSING, SEPT, /84

<b>IPN</b>	<b>TESIS PROFESIONAL</b>
	CHE BASULTO JUAN RENE FLORES REYES MARIO GARELLI MONTIEL LEOPOLDO RAMIREZ MALPICA FRUMENCIO
<b>ESIQIE</b>	
FIG. IV-12	MEXICO, D. F. 1987



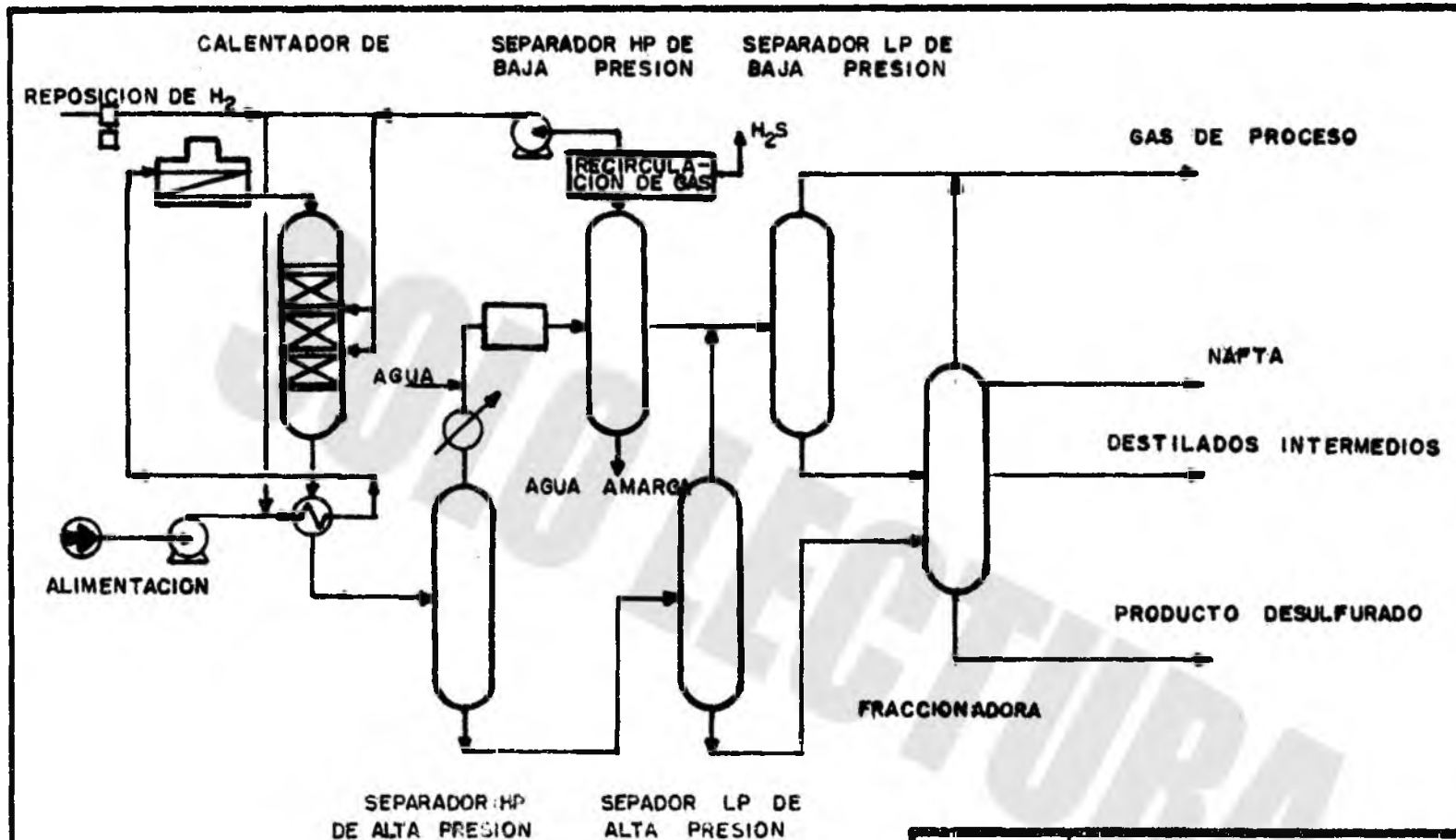




"PROCESO RCD UNIBON"

IPN	TESIS PROFESIONAL
	CHE BASULTO JUAN RENE FLORES REYES MARIO GARELLI MONTIEL LEOPOLDO RAMIREZ MALPICA FRUMENCIO
ESIQIE	
FIG. -IV-18	MEXICO, D. F. 1987.

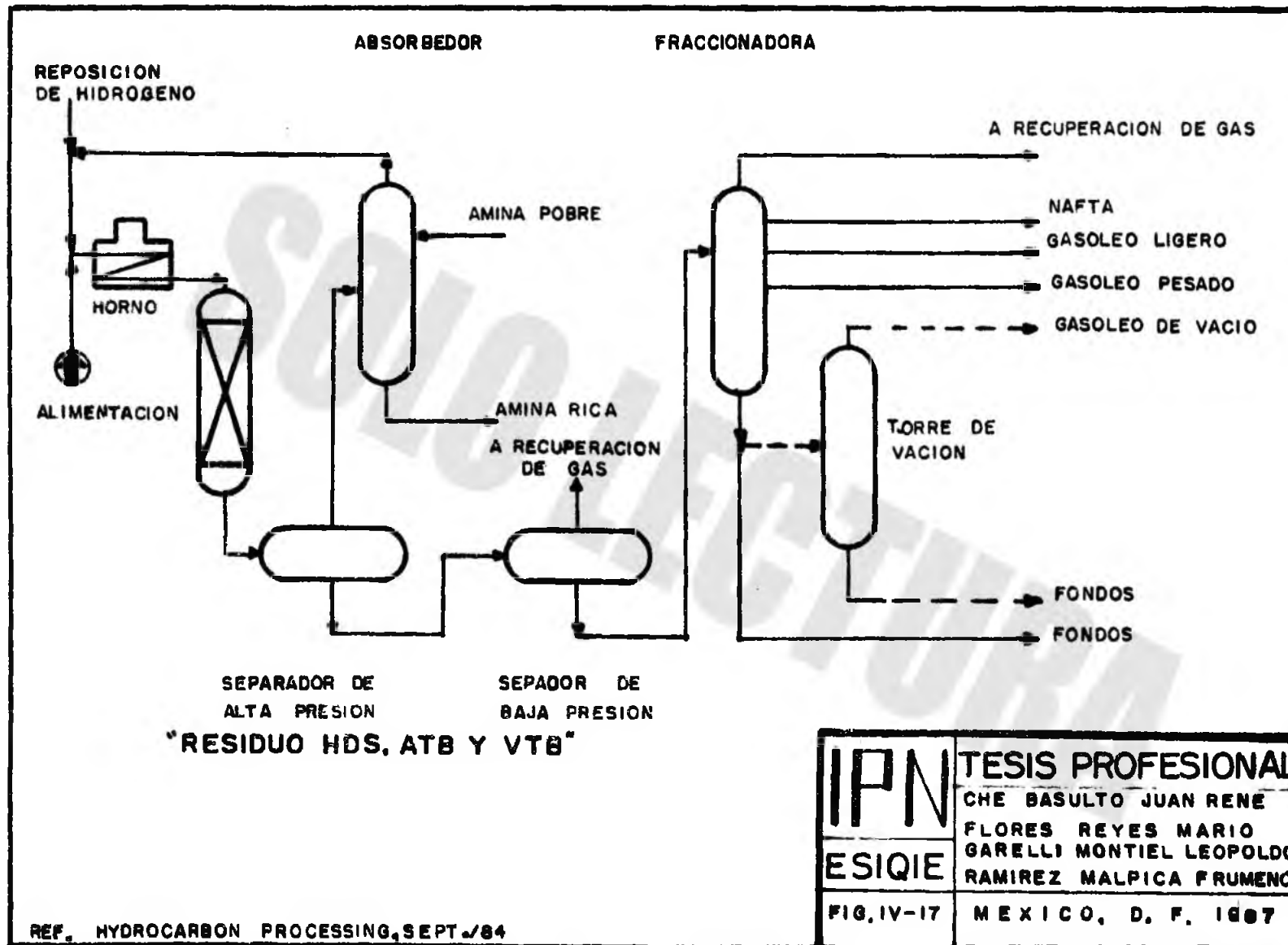
REF. HYDROCARBON PROCESSING, SEPT./84



"HIDROTRATAMIENTO RDS-VRDS"

REF. HYDROCARBON PROCESSING, SEPT./84

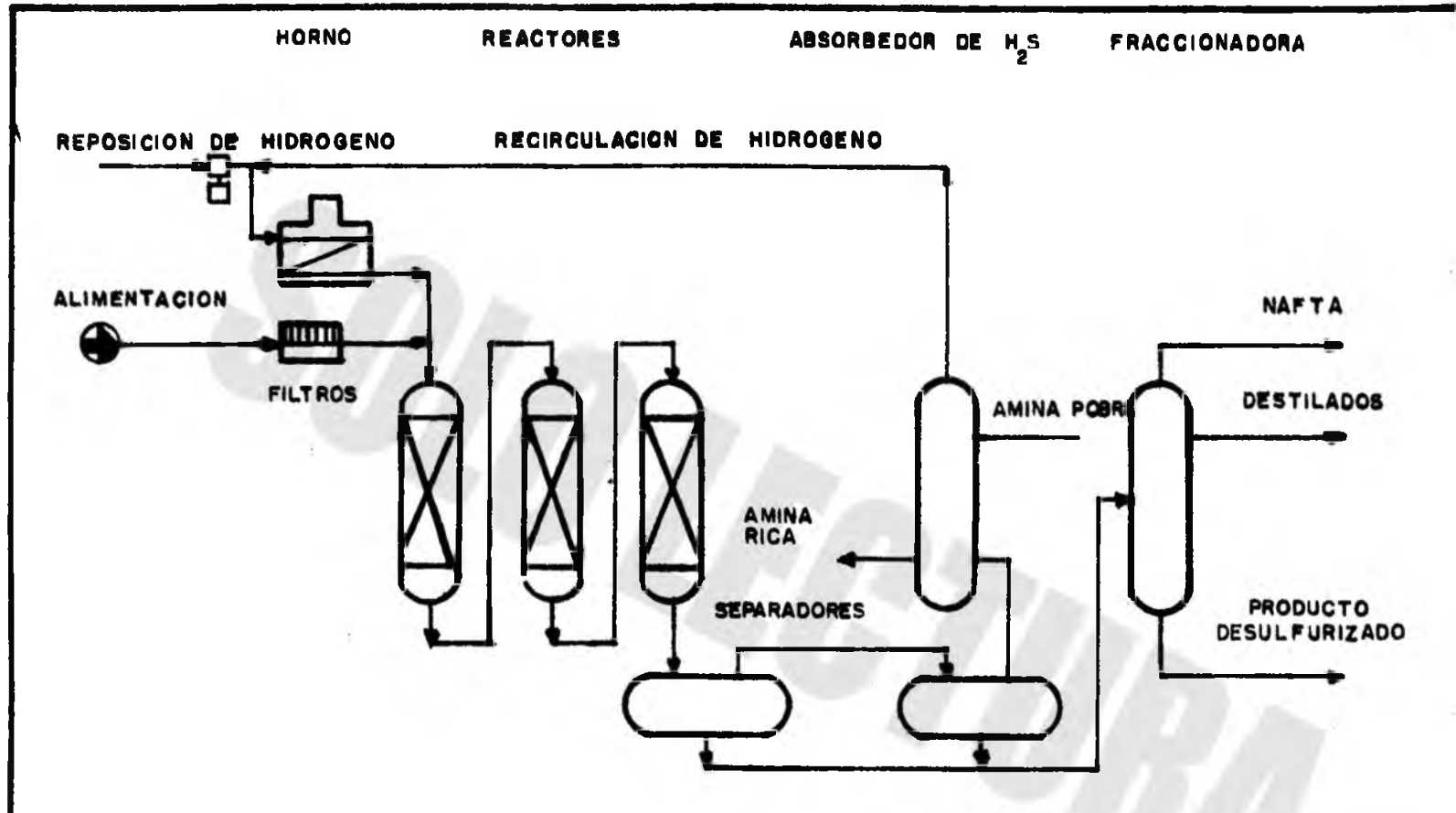
IPN	TESIS PROFESIONAL
	CHE BASULTO JUAN RENE FLORES REYES MARIO
ESIQIE	GARELLI MONTIEL LEOPOLDO RAMIREZ MALPICA FRUMENCIO
	FIG. IV-16 MEXICO, D. F. 1987



<b>IPN</b>	<b>TESIS PROFESIONAL</b>
	CHE BASULTO JUAN RENE FLORES REYES MARIO GARELLI MONTIEL LEOPOLDO RAMIREZ MALPICA FRUMENC
<b>ESIQIE</b>	
FIG. IV-17	MEXICO, D. F. 1987

REF. HYDROCARBON PROCESSING, SEPT /84

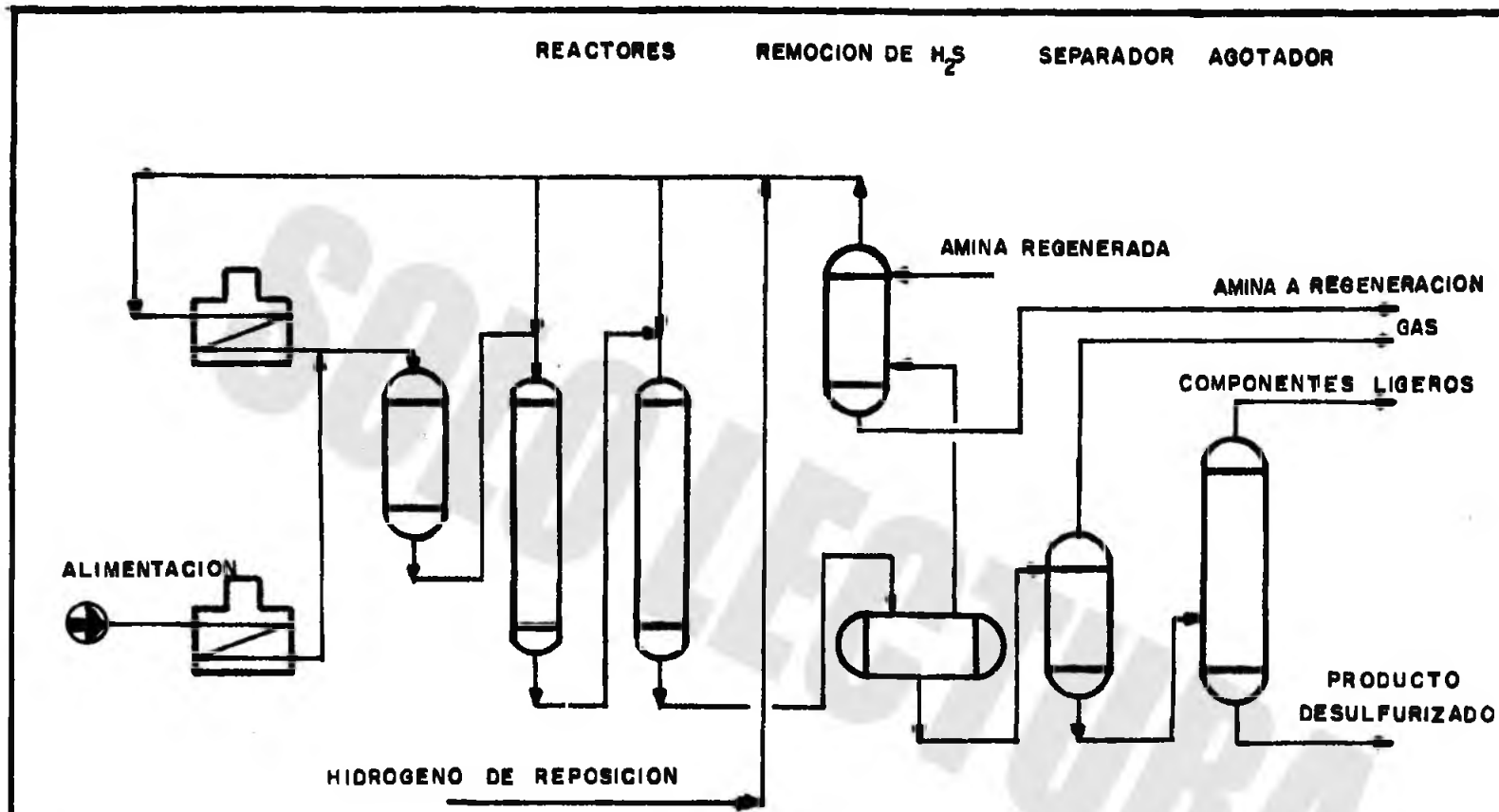




**"PROCESO RESIDFINING"**

REF. HYDROCARBON PROCESSING, SEPT./84

<b>IPN</b>	<b>TESIS PROFESIONAL</b>
	CHE BASULTO JUAN RENE FLORES REYES MARIO
<b>ESIQIE</b>	GARELLI MONTIEL LEOPOLDO RAMIREZ MALPICA FRUMENCIO
	FIG. IV-18 MEXICO, D.F. 1987



"PROCESO UNICRAKING / HDS"

REF, HYDROCARBON PROCESSING, SEPT./64

<b>IPN</b>	<b>TESIS PROFESIONAL</b>
	CHE BASULTO JUAN RENE FLORES REYES MARIO GARELLI MONTIEL LEOPOLDO RAMIREZ MALPICA FRUMENCIO
<b>ESIQIE</b>	
FIG. IV-10	MEXICO, D. F. 1987

## 2.- METODOLOGIA PARA LA SELECCION DE PROCESOS

En esta sección se describe en forma conceptual, una metodología para evaluar los esquemas de refinación para aprovechar los 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 esta en función de las limitaciones impuestas por el acceso a la información confidencial, que pudiera hacer más completa la tabulación.

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

- a) Definición de Parámetros
- b) Comparación de Alternativas.
- c) Definición de factibilidad.

### a) 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 necesario, la calidad de éste y la fecha en que debe comenzar la producción.

Localización de la Planta.- La instalación para el aprovechamiento de crudo pesado se deben integrar a las plantas de refinación con el fin de aprovechar la infraestructura existente y de aumentar la producción que exija el mercado; por lo tanto, se sugiere 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 combustible 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 tecnología 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 la 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, referencia de 100,000 barriles por día de carga de crudo tipo Maya 100% a la refinería, con el objeto de ilustrar cuáles 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 los procesos ya que afecta directamente tanto al conjunto como a los procesos individuales que se pueden 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 de un propio país, mediante el 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
- \* Combustibles
- \* Agua

Recursos Humanos.- La disponibilidad mayor o menor de personal experimentado para operaciones y mantenimiento puede afectar la selección de procesos muy sofisticados; 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 en 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, regalías, patentes, etc.

Combustible.- La disponibilidad y tipo de combustible que exista en el lugar 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 requieren, se vea minimizada, ya que una de las fuentes de obtención de éste es a partir del gas natural.

Aqua.- 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 desventajosos.

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

Limitaciones.- Definir las limitaciones es fijar las restricciones dentro de las cuales debe enmarcarse el estudio para que sus resultados estén dentro de la filosofía de la empresa y de las leyes y reglamentos pertinentes. No es posible establecer como generalidad todas las limitaciones a las que puede estar sujeto un proyecto, de manera que se discuten a continuación sólo 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 ante ese riesgo determinará la amplitud de opciones que se incluyen en el estudio; esta actitud está acotada en los extremos; en una adopción de un nuevo proceso, en teoría muy superior a los demás, pero demostrado sólo a nivel de laboratorio o de planta piloto. En el otro la duplicación del diseño de una planta existente que ha estado operando satisfactoriamente por varios años.

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 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 tecnología, ya que determinarán la adopción de esquemas basados en procesos que permitan reducir al mínimo las emisiones de azufre.

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 algunos 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 preestablecidos y que toman en cuenta los recursos disponibles, así como las limitaciones impuestas por el medio en el cual se emmarcan, 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
- \* Tasas de rentabilidad mínima
- \* Costo de mano de obra

#### b) 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 verdadera.

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, clasificados 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 preseleccionar 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 reduzca 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 estos, 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 a las necesidades de agua de enfriamiento, ya que la se-



# 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 DEBET	DESCARBONIZADO CON SOLVENTE	DESASFALTADO CON SOLVENTE	COGNIZADO RECARGADO	PROCESO FLEXIONIBS	PROCESO EURERA	PROCESO ART	PROCESO ROC	PROCESO RCC	PROCESO H-09L	PROCESO LC-FIBRES	PROCESO CABDET	PROCESO XED UNIDOS	ENRIETAMIENTO S/S Y VIBS	RESINOVS HOS, ATB Y VTB	PROCESO RESOPFINIB	PROCESO ENONACKING/ HOS	
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	RESIDUO DE VACIO	BASOLEOS Y RESIDUO DE VACIO	RESINA ATMOSFERICA Y BASOLEOS DE VACIO	RESINA ATMOSFERICA	RESINA ATMOSFERICA	RESINA ATMOSFERICA	RESINA ATMOSFERICA	RESINA ATMOSFERICA	RESINA ATMOSFERICA	RESINA ATMOSFERICA	RESINA ATMOSFERICA	
CONTENIDO DE METALES AZUFRE Y/O CARBON PERMITIDOS EN LA CARGA (4)	ALTO	ALTO	ALTO	MODERADO	ALTO	BAJO	ALTO	ALTO	ALTO	ALTO	BAJO	BAJO	ALTO	ALTO	ALTO	MODERADO	ALTO	MODERADO	ALTO	
PRODUCTOS	ALIMENTACION A FCC	ALIMENTACION A FCC	ALIMENTACION A FCC O HIDROCRACKING	ALIMENTACION A FCC	ALIMENTACION A FCC O HIDROCRACKING	SAS LPH GASOLEOS	LPH GASOLEOS	GASOLEOS	ALIMENTACION PARA RESINOVS DE ALMACENAJE O FCC	SAS LPH GASOLEOS	SAS LPH GASOLEOS	SAS SAFTA	SASOLEOS A FCC O COMBUSTION	SAS LPH GASOLEOS	DESTILADOS INTERMEDIOS	SAS PARA EXTRACCION CON SOLVENTES, COGNIZACION, FCC E HOS	ALIMENTACION A FCC O COGNIZACION	ALIMENTACION A FCC O COGNIZACION	ALIMENTACION A FCC O COGNIZACION	DESTILADOS INTERMEDIOS
RESUMOS	CARGA PARA SANGRE PARA DE LUBRICANTES O ASFALTOS	CARGA PARA SANGRE PARA DE LUBRICANTES O ASFALTOS	CARGA PARA SANGRE PARA DE LUBRICANTES O ASFALTOS	ASFALTOS	ASFALTOS	COGNIZACION CON ALTO CONTENIDO DE VACIO DE ALMACENAJE	SAS CON ALTO CONTENIDO DE VACIO COMBUSTIBLE DE ALMACENAJE	ALIMENTACION A COGNIZADO	SAS COGNIZABLE	SAS COGNIZABLE	RESINA CICLICO LPH	CARGAS PARA SANGRE PARA DE LUBRICANTES	ASFALTOS	ASFALTOS	RESINOVS INTERMEDIOS	RESINOVS INTERMEDIOS	RESINOVS INTERMEDIOS	RESINOVS INTERMEDIOS	RESINOVS INTERMEDIOS	RESINOVS INTERMEDIOS
RENDERIZOS	30 - 30	70 - 75	25 - 35	30 - 40	70 - 75	40 - 50	80 - 70	65 - 75	70 (11)	45 - 50	75	40 - 75	50 - 75	30 - 70	40 - 50	30 - 70	11 (11)	30 - 70	75 - 80	
DEL PRODUCTO Y DEL CARGA	75 - 80	30 - 25	30 - 15	30 - 35	30 - 25	30 - 20	40 - 30	35 - 25	30 (11)	30 - 20	30	40 - 30	35 - 25	30 - 20	40 - 30	30 - 20	30 - 20	30 - 20	30 - 20	
REDUCCION DE CONTAMINANTES EN LOS PRODUCTOS % PESO																				
	CHLOR	20 - 30	80	60 - 90	32 - 38	7.2 - 8.7	1.4	1.4	3.9	35 - 40	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	
	MELIBRIO	37 - 55	90	50 - 35	36 - 50	-	1.4	1.4	3.9	-	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	
	BITUMEN	37 - 45	22	28 - 31	1.4	5	31	1.4	1.4	3.9	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	
	CAJON	38 - 33	33	30 - 75	72 - 83	15	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	
EL VACIO SOLVENTE/CARGA VOL	1.2	3/1 12/1	1.2	0.1 12/1	0.15 1.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CONTENIDO DE HIDROGENO (C/I) DEL CARGA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CONTENIDO DE RESINOVS TIGRES/DEL CARGA																				
	ELIEN/DEL CARGA	2.7	3.0	2.2	2.7	2.6	13.0	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	
	ELIEN, %	10.4	0	1.31	1.2	-	100	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	
	CONTENIDO DEL CARGA	10	33	30	1.9	37	233	-	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	
	ELIEN, %	430	170	780	100	1,372	740	400	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	
COSTOS DE INVERSIÓN (1) Y (2) DEL CARGA	370-2,200	1.4	750-1,750	1.4	2,150	1,030	1,000-7,300	1.4	1.4	1.4	1.4	1,400	1,750	1,800	500-2,300	1.4	1.4	1.4	1,000-2,100	
PLANTAS EN OPERACION	41	7	7	3	2	1.4	3	2	1.4	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
PLANTAS EN DISEÑO	-	-	-	-	-	1.4	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	
VALOR DE INVERSIÓN (1) Y (2) DEL CARGA	155,000	30,000	203,000	160,000	11,000	381,000	140,000	13,000	72,000	30,050	12,000	180,300	33,000	1,100	11,000	19,700	1,100	1,100	1,200	
RESUMOS	31	31	80	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	
TECNOLOGIA TECNOLÓGICA	PROBADA	733331193	PROBADA	PROBADA	733331193	PROBADA	RECIENTE	TRABAJANDO	TRABAJANDO	TRABAJANDO	RECIENTE	TRABAJANDO	TRABAJANDO	TRABAJANDO	TRABAJANDO	TRABAJANDO	TRABAJANDO	TRABAJANDO	TRABAJANDO	
RECOMENDACIONES PARA EL DISEÑO	-	-	31	-	-	D	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

(1) LOS COSTOS DE INVERSIÓN CORRESPONDEN A CARGOS ESPECÍFICOS DE ALIMENTACIONES DE CRUDO INYECTADAS, INYECTADOS, LOS COSTOS DEL MEDIO DE TRABAJO SON EQUIVALENTES EN SU EL REGIMEN DE CONTENIDO DE CARBON Y METALES

paración y recuperación del solvente se realiza a temperaturas altas, lo cual hace más económica la sección del 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 procesos 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 sólo se conoce el proceso 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 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 semiindustrial o piloto.

Este tipo de procesos involucran equipo sofisticado, como ejemplo está el reactor, además consumen un tipo de catalizador que es suministrado por el licenciador; esto 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 de desarrollo tecnológico muy alto 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 una planta de este tipo en México.

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 está involucrando tecnología, también muy sofisticada.

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

- Proceso DEMEX y Coquizado Retardado

Con respecto de 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 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 preseleccionados en la parte descripta 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 suministrada por los licenciadores quienes generalmente cobran por este servicio; es también deseable llevar a cabo pruebas en planta piloto para definir mejor el rendimiento y calidad de los productos.

El resultado de la comparación de los casos, conjuntamente con una operación documentada de consideraciones de mantenimiento y operabilidad, llevan a la selección final del esquema de procesamiento adecuado.

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 necesario proceder a una planificación de las nuevas instalaciones con el detalle suficiente para preparar un estimado de costos con 15 a 20% de precisión.

SOLO LECTURA

## CAPITULO VI

### INTEGRACION DE PROCESOS

#### 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 en la agricultura, la 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 cada una de ellas, hasta 1985, se muestra en la tabla V.I. De estas refinerías todas se consideran energéticas y solo dos, Salamanca y Tula, se pueden catalogar también como lubricanteras.

**CAPACIDAD NOMINAL DE DESTILACION PRIMARIA DE CRUDO  
Y LIQUIDOS DEL GAS NATURAL POR REFINERIA AL 31 DE DICIEMBRE**  
(Miles de barriles diarios)

AÑO	BELLA VISTA	MATA REDONDA	ARBOL GRANDE	MINATLAN	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		6.0	23.5	27.0	71.5	54.0	6.0
1950		8.0	23.5	23.5	71.5	54.0	8.0
1951		14.0	23.0	28.0	71.5	54.0	8.0
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				290.0	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
1985				270.0	196.0	105.0	72.0

TABLA V.1

CAPACIDAD TOTAL DE DESTILACIÓN PRIMARIA DE CRUDO  
Y LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL POR REFINERÍA AL 31 DE DICIEMBRE  
(Miles de barriles diarios)  
(Continuación)

132

AÑO	SALAMANCA	REYNOSA	TULA	CACTUS	CADEREYTA	SALINA CRUZ	CANGREJERA	NUÉVO PEMEX	TOTAL
1938									102 0
1939									115 0
1940									131 0
1941									133 5
1942									139 5
1943									149 5
1944									149 5
1945									153 0
1946									153 0
1947									175 8
1948									179 8
1949									185 0
1950									186 5
1951	30 0	4 0							230 5
1952	30 0	4 0							226 0
1953	30 0	4 0							230 5
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							4 0 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							597 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	250 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	13 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		1 673 5
1985	235 0	20 5	155 0	113 0	235 0	165 0	113 0	110 0	1 789 5

Ref. Anuario Estadístico 1985, PEMEX.

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, 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.

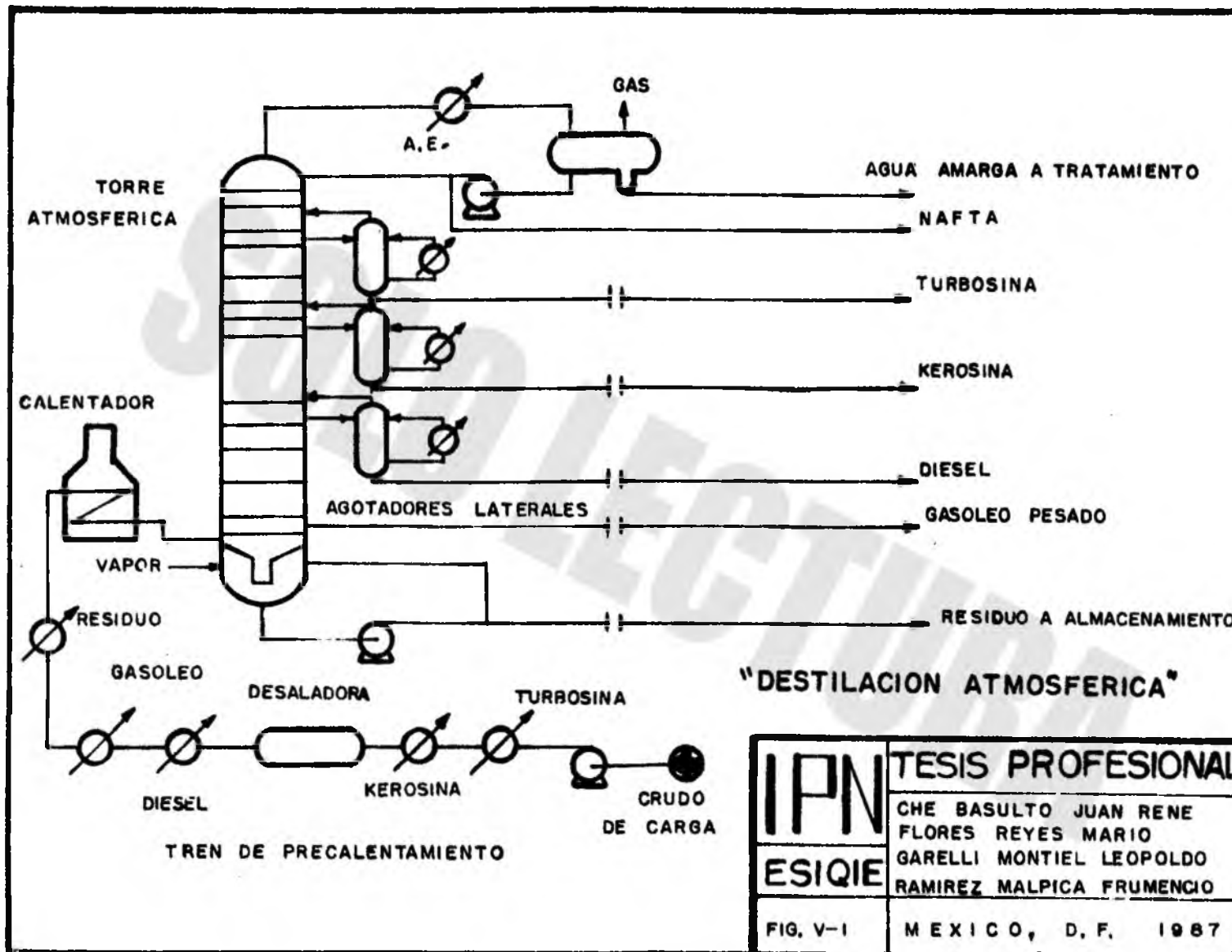
A continuación se presenta una breve descripción de los procesos de refinería convencionales:

- 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. En un punto intermedio del tren, el crudo se somete a un proceso de desalado de tipo electrostático en una o dos etapas en la que se logra la eliminación hasta del 99% de las sales que lleva, evitando así problemas posteriores de incrustaciones, corrosión, etc. La temperatura recomendada para el desalado varía entre 110 y 135°C, lo que determina su localización a lo largo del tren de calentamiento.

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 de este sistema es reducir 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 a 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. Existe una zona de rectificación que consta de varias secciones, de

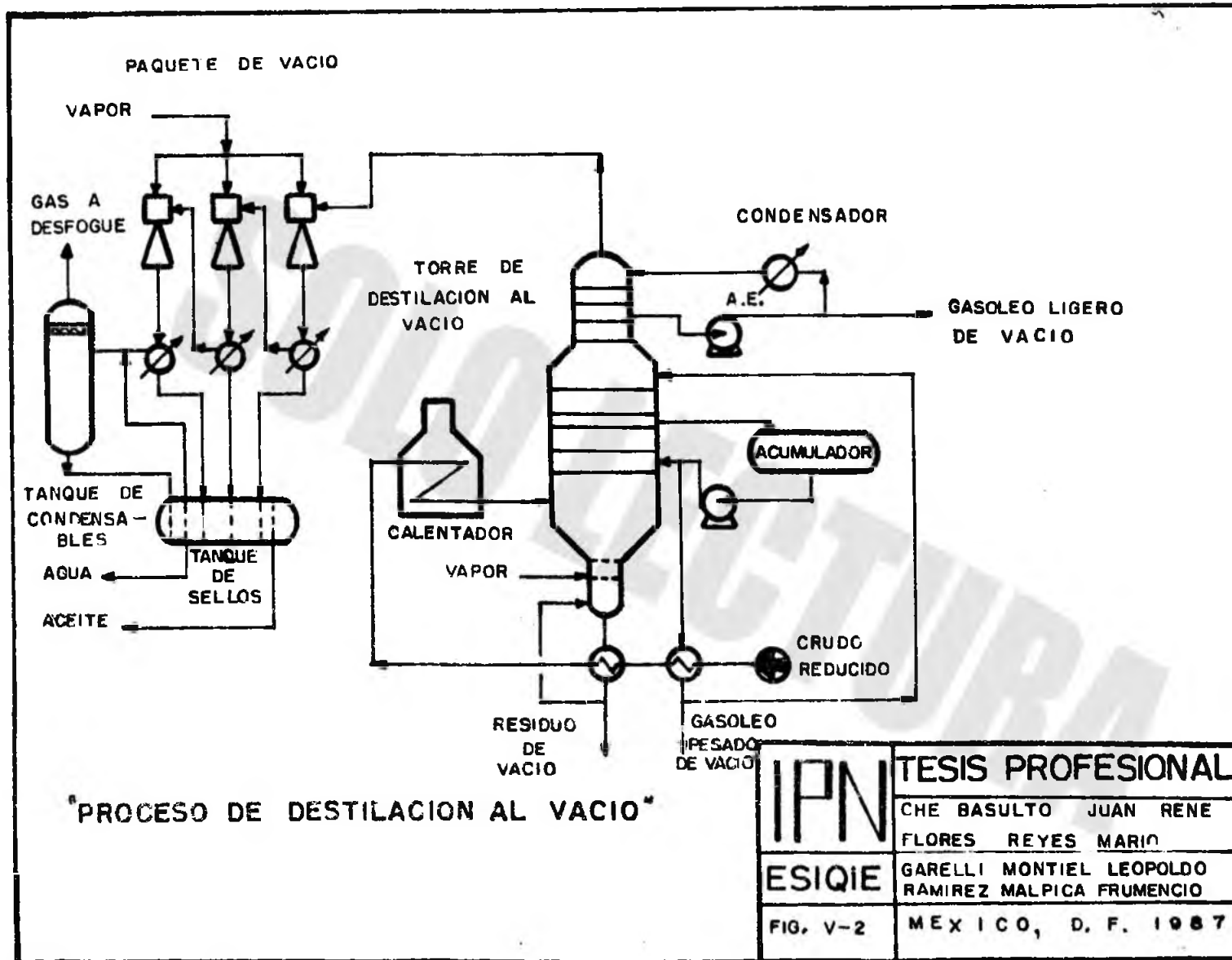




la que se extraen los siguientes productos: gas y nafta que se obtienen como productos de domo, turbosina, kerosina, diesel y gasóleo que se obtienen como extracciones laterales. Además de las extracciones de productos, la torre consta de dos o tres recirculaciones líquidas para la extracción de calor, que permite reducir el perfil de flujos de vapor en la torre y aprovechar el calor en precalentamiento de la carga; existe una recirculación parcial en el fondo de la torre con el fin 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 en el primer condensador. En la zona de agotamiento, el residuo se agota con vapor de agua y se envía a enfriamiento.

Destilación al Vacío.- El proceso consiste básicamente del calentamiento de crudo reducido, hasta la temperatura necesaria para alcanzar la vaporización que permita el rendimiento 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 de "flasheo"; 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 del calor, la unidad de vacío puede ser diseñada como una unidad independiente, o integrarse a la unidad de destilación atmosférica, en un diseño de planta combinada. En 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 la unidad atmosférica se bombea hacia la sección de calentamiento, donde intercambia calor con las corrientes de productos efluentes, posteriormente pasa a un horno de fuego directo donde alcanza la temperatura deseada. El crudo entra en la zona de flasheo, donde se completa la vaporización de crudo reducido, los vapores formados ascienden hacia las zonas de contacto para su condensación y fraccionamiento, y el líquido desciende hacia la sección inferior de la torre, en donde es agotado con vapor de proceso sobrecalentado. La sección de agotamiento está formada por platos 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 de tipo rejilla y anillos de balastra. Los productos se obtienen de la torre en las secciones de condensación de gasóleo ligero y 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 recirculación caliente 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; posteriormente se bifurca en dos corrientes, una de ellas se envía como recirculación fría a la torre y la otra como producto.

El gasóleo ligero se extrae en 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 se manda como reflujo frío a la sección y el resto 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 planta, para posteriormente enviarse a L.B. El vacío es mantenido en la torre 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, / 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 de la extracción lateral; este es enviado a un agotador para ajustar su temperatura de inflamación y es enviado fuera de L.B. o integrado al residuo como diluyente.

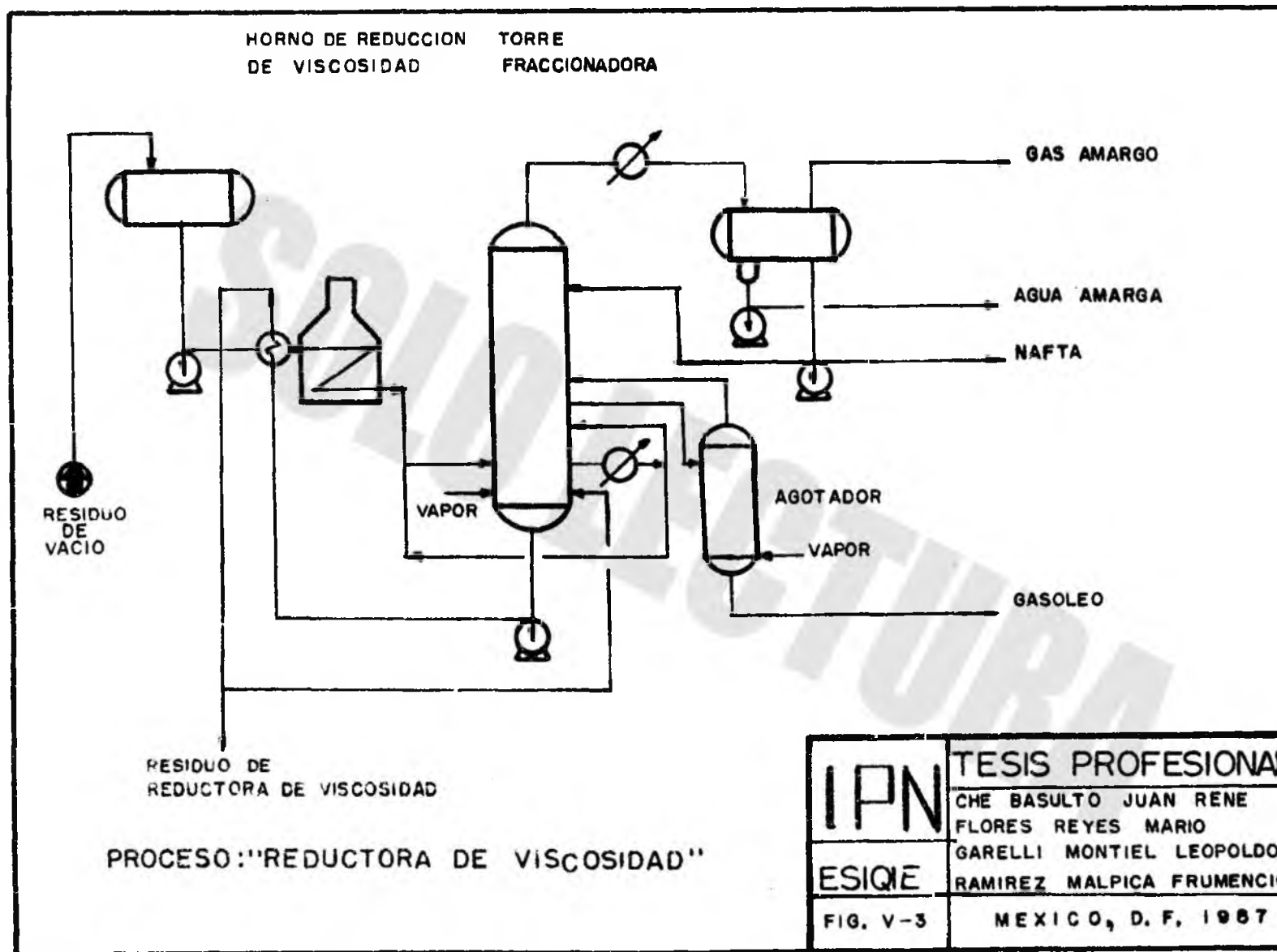
El residuo de reducción de viscosidad es agotado con vapor en la sección inferior de la torre, y pasa a intercambio térmico con la carga, enviándose posteriormente a preparación de combustóleo o a destilación al vacío para mayor recuperación de destilados.

Como se puede apreciar, en estas descripciones de los procesos tradicio-

nales de refinación, los rendimientos que se obtienen en cada planta dependen del tipo de carga y de las condiciones de operación de estas. Es por esto, 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 combustible a partir del residuo de vacío, utilizando los procesos básicos de refinación que se aplican en las refinerías de México.

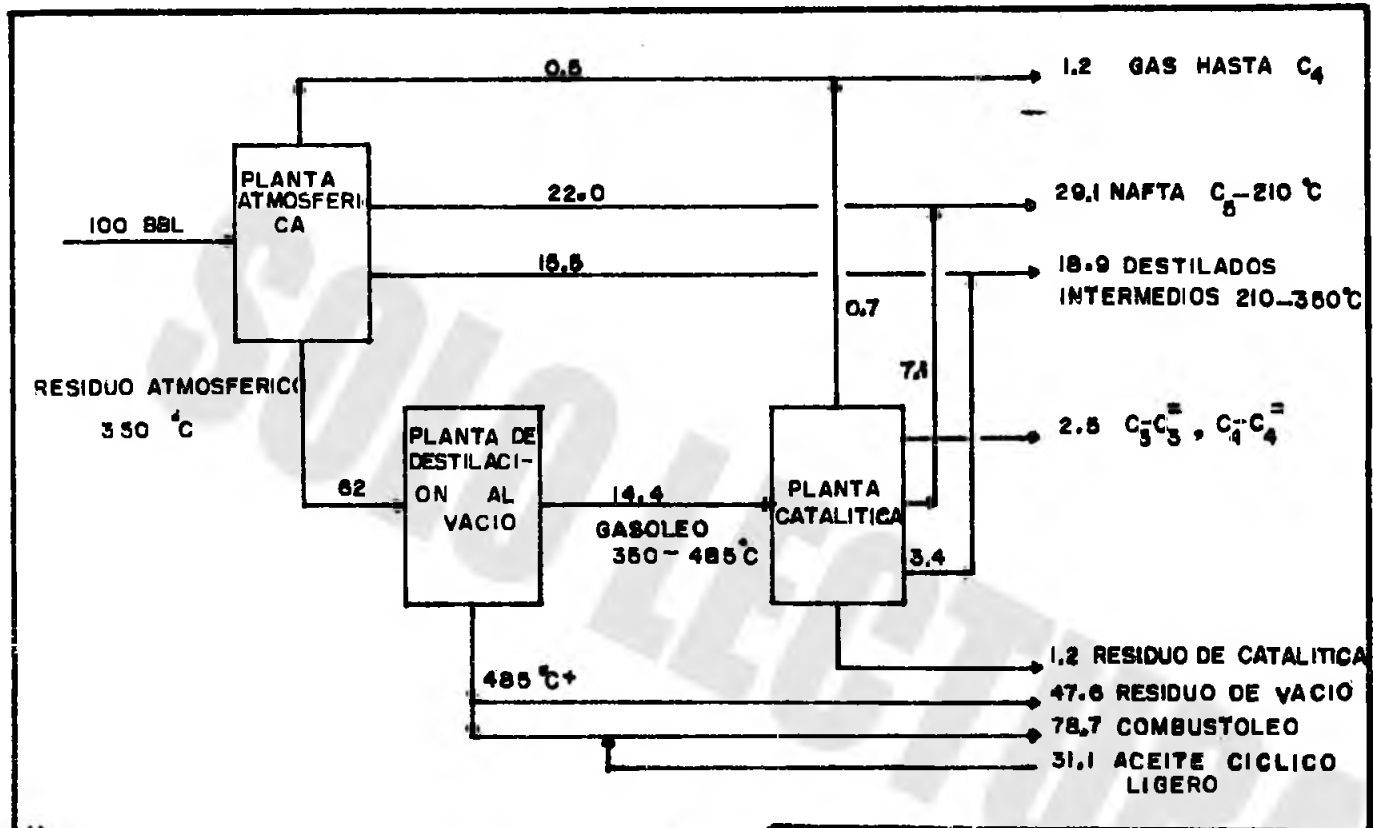
SOLO LECTURA



## 2.- Diagrama 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.

SOLO LECTURA

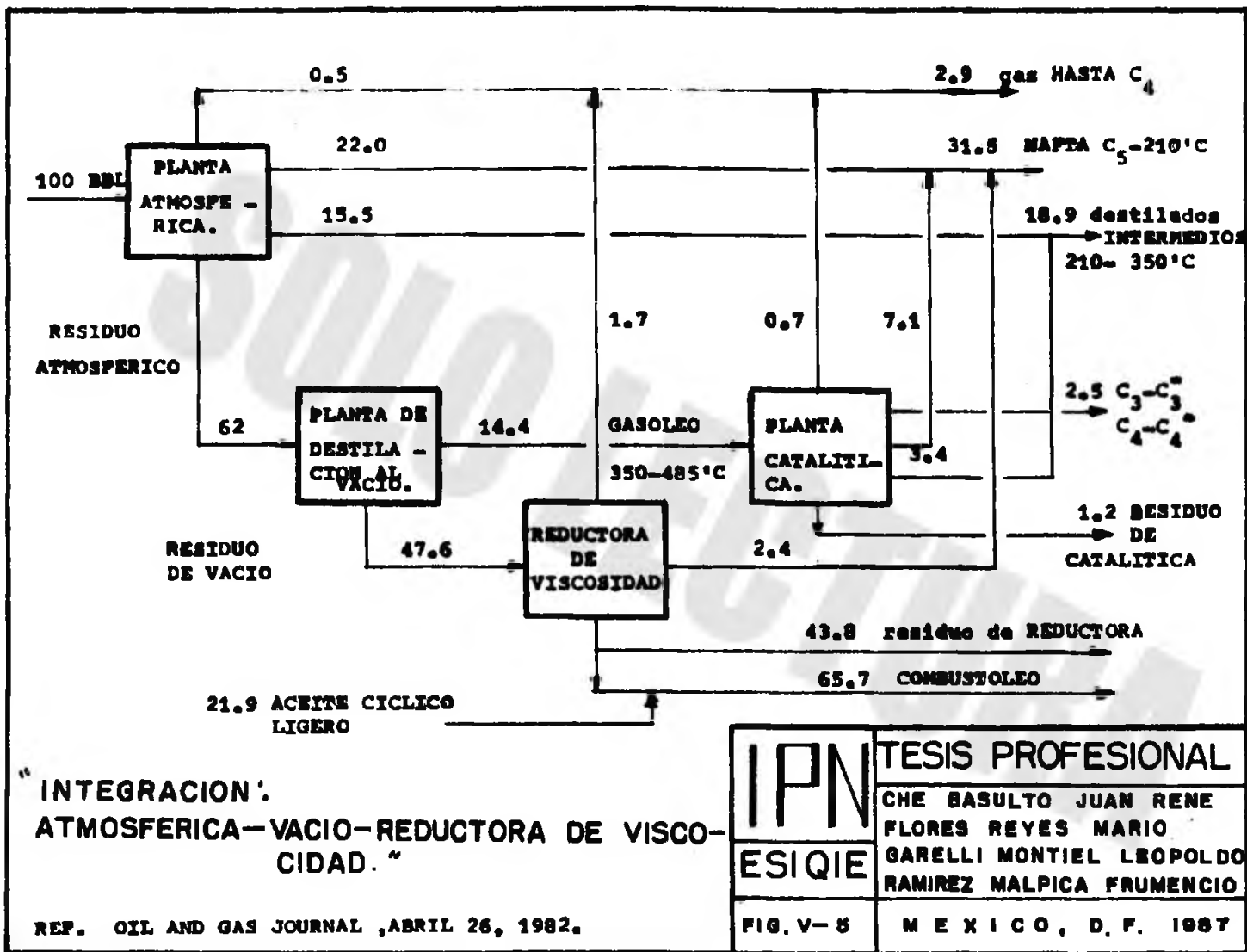


"INTEGRACION ATMOSFERICA-VACIO-CATALITICA (CASO BASE)"

REF. OIL AND GAS JOURNAL, ABRIL 26, 1982.

IPN	TESIS PROFESIONAL
	CHE BASULTO JUAN RENE FLORES REYES MARIO
ESIQIE	GARELLÍ MONTIEL LEOPOLDO RAMIREZ MALPICA FRUMENCIO
	FIG. V-4
	MEXICO, D. F. 1987

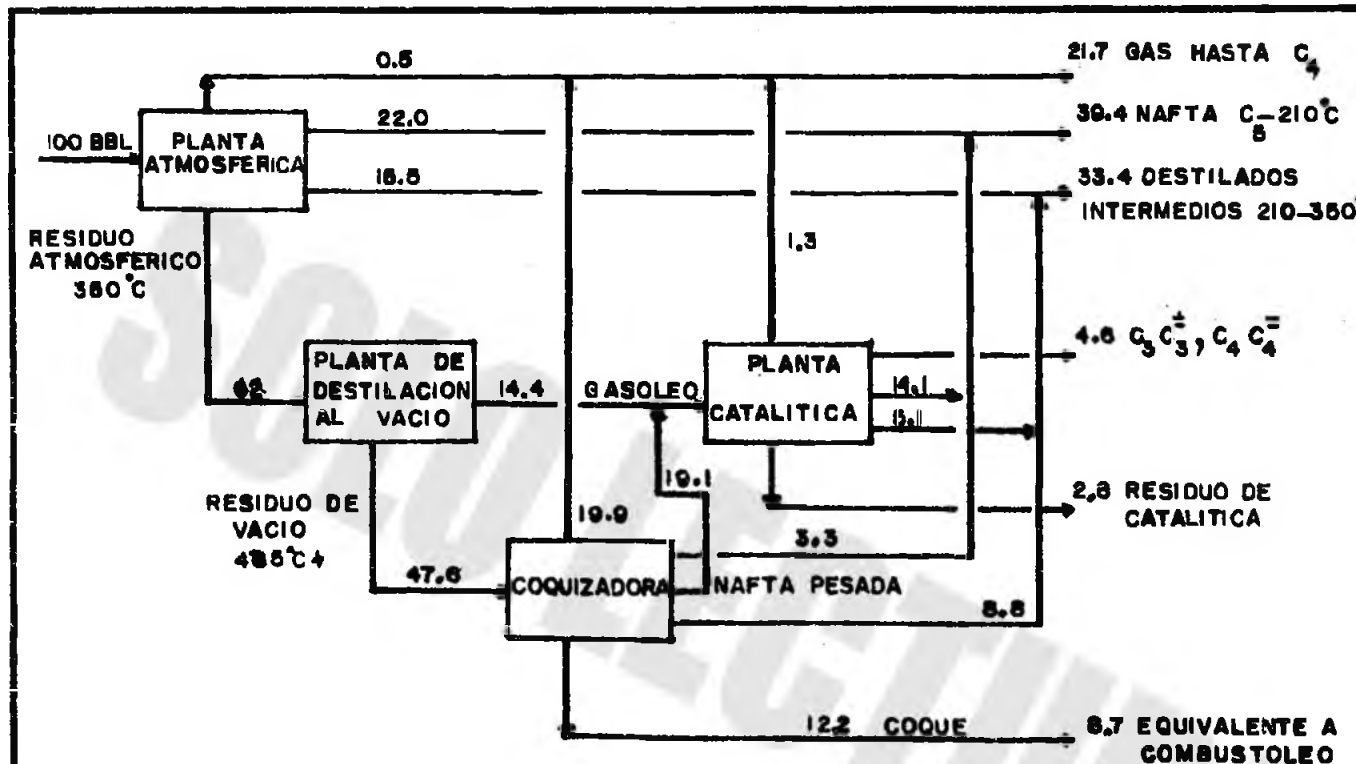




INTEGRACION:  
ATMOSFERICA-VACIO-REDUCTORA DE VISCOSIDAD.

REF. OIL AND GAS JOURNAL ,ABRIL 26, 1982.

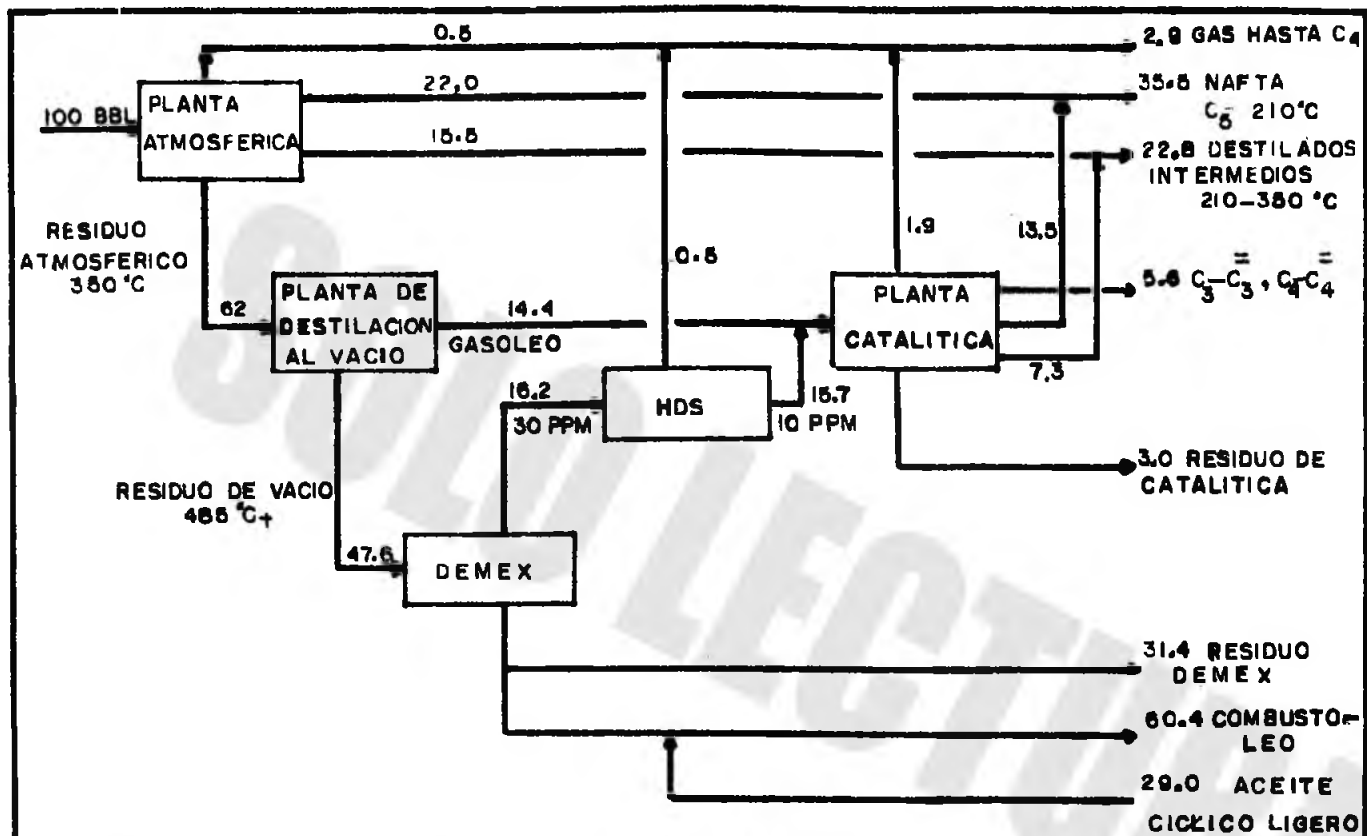
IPN	TESIS PROFESIONAL
	CHE BASULTO JUAN RENE FLORES REYES MARIO GARELLI MONTIEL LEOPOLDO RAMIREZ MALPICA FRUMENCIO
ESIQIE	
FIG. V-8	MEXICO, D. F. 1987



INTEGRACION:  
"ATMOSFERICA-VACIO-COQUIZADO"

IPN	TESIS PROFESIONAL
	CHE BASULTO JUAN RENE FLORES REYES MARIO
ESIQIE	GARELLI MONTIEL LEOPOLDO RAMIREZ MALPICA FRUMENCIO
FIG. V-6	MEXICO, D.F. 1987

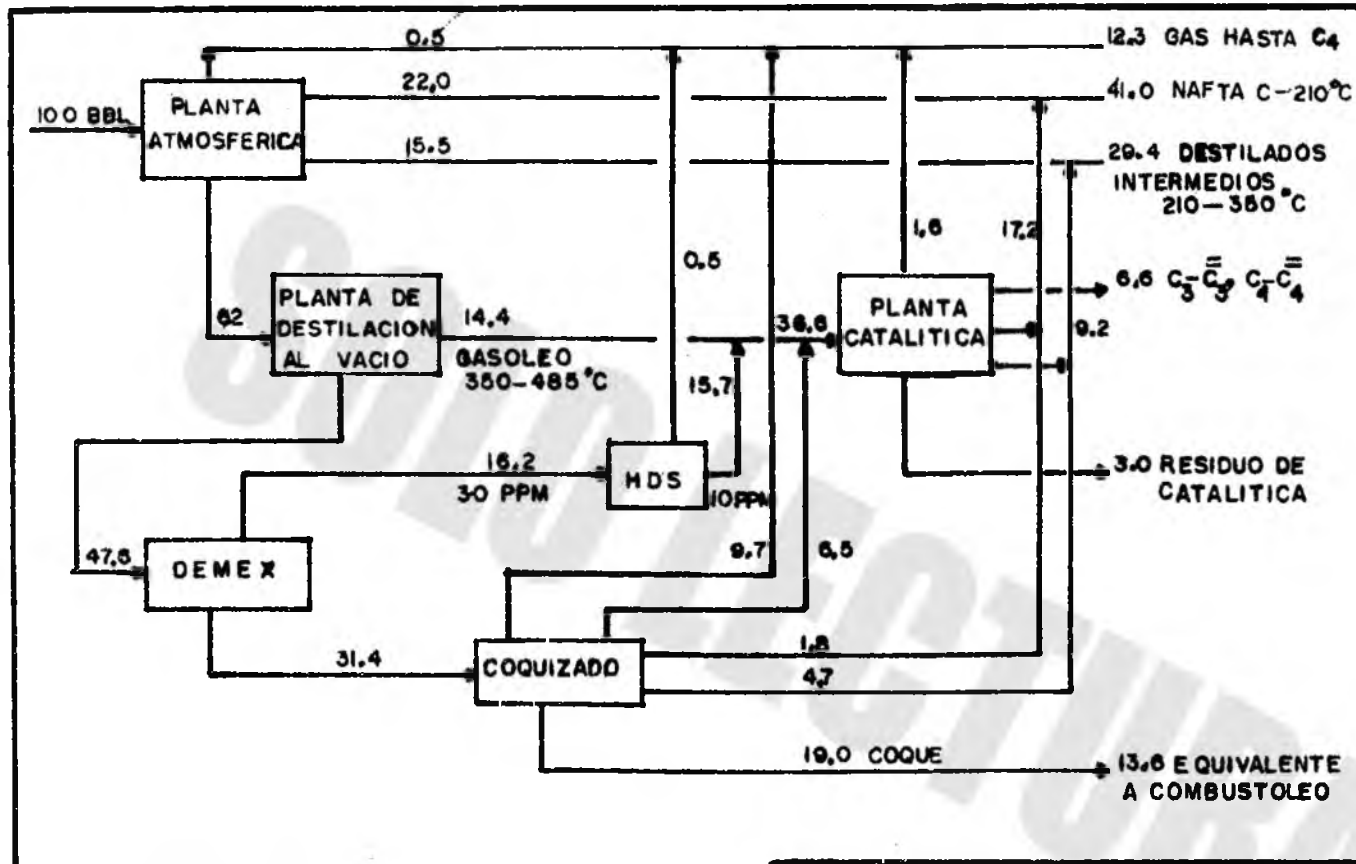
REF, OIL AND GAS JOURNAL, ABRIL 26, 1982.



INTEGRACION: ATMOSFERICA-VACIO-DE-MEX

IPN	TESIS PROFESIONAL
	CHE BASULTO JUAN RENE FLORES REYES MARIO
ESIQIE	GARELLI MONTIEL LEOPOLDO RAMIREZ MALPICA FRUMENCIO
	FIG. V-7
	MEXICO, D. F., 1987

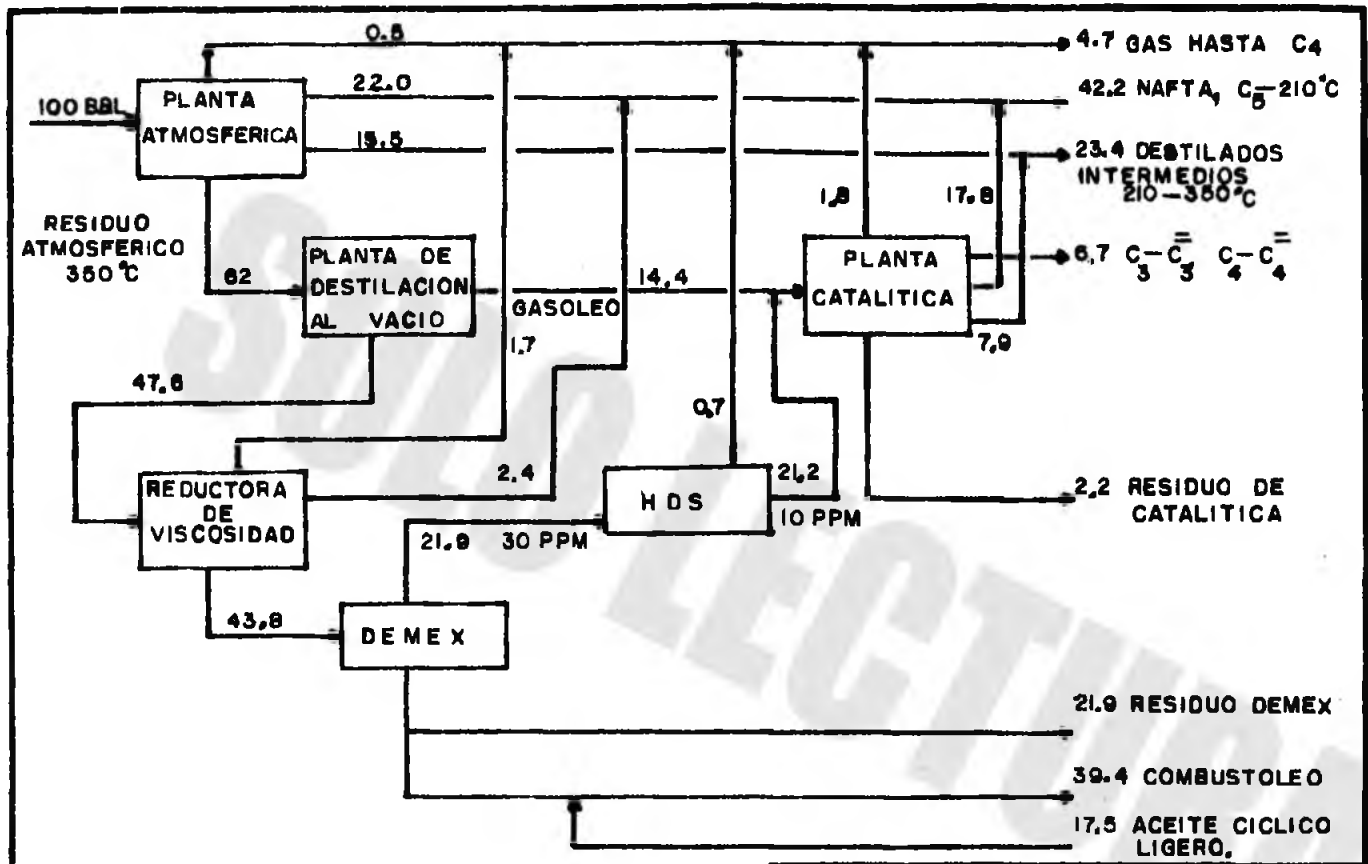
REF. OIL AND GAS JOURNAL, ABRIL 26, 1982



INTEGRACION:  
 ATMOSFERICA-VACIO-DEMEX-COQUIZA-  
 DO

IPN	TESIS PROFESIONAL
	CHE BASULTO JUAN RENE FLORES REYES MARIO GARELLI MONTIEL LEOPOLDO RAMIREZ MALPICA FRUMENCIO
ESIQIE	
FIG. V-8	MEXICO, D. F., 1987

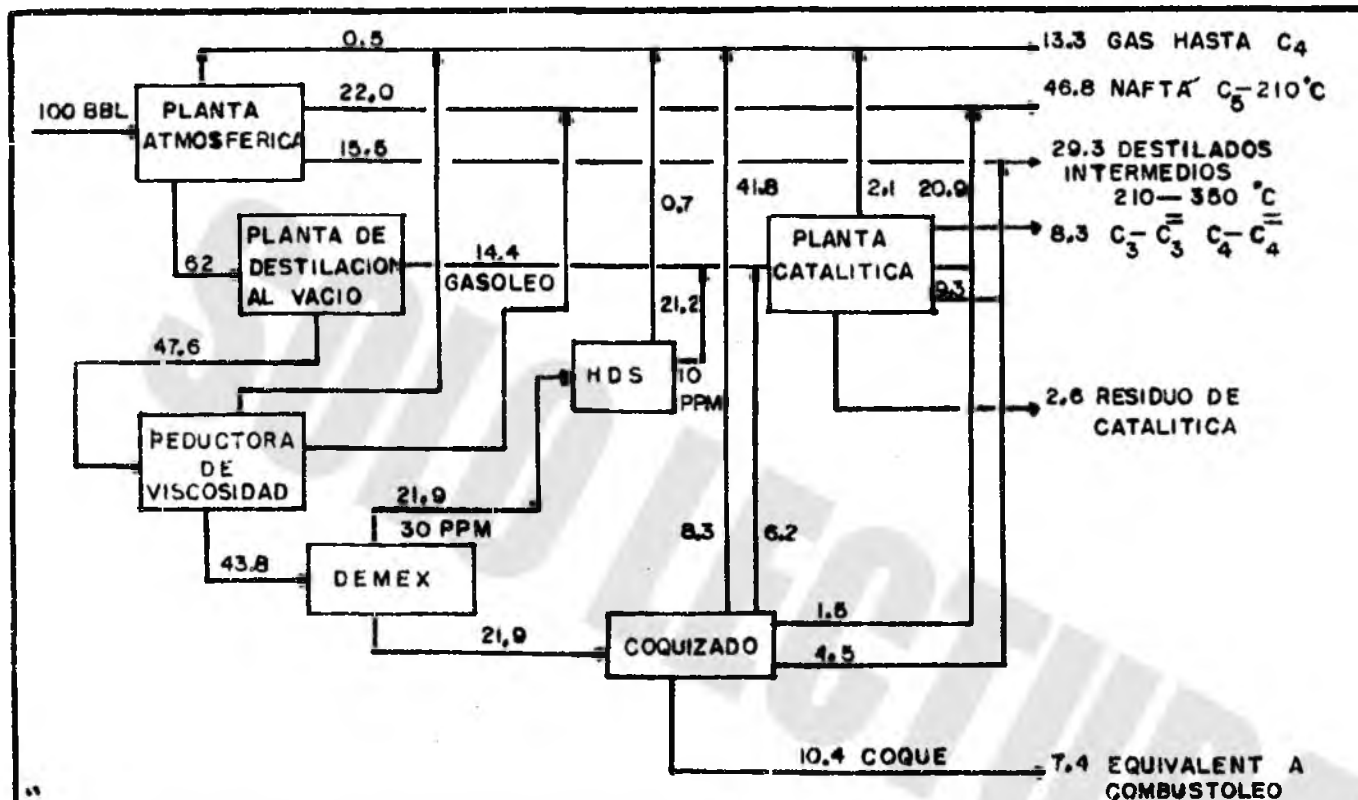
REF. OIL AND GAS JOURNAL, ABRIL 26, 1982.



INTEGRACION: ATMOSFERICA-VACIO -  
REDUCTORA-DEMEX.

REF, OIL AND GAS JOURNAL, ABRIL 26, 1982.

IPN	TESIS PROFESIONAL
	CHE BASULTO JUAN NENE FLORES REYES MARIO GARELLI MONTIEL LEOPOLDO RAMIREZ MALPICA FRUMENCIO
ESIQIE	
FIG. V-9	MEXICO, D. F. 1987



“ INTEGRACION: ATMOSFERICA—VACIO—  
REDUCTORA—DEMEX—COQUIZADO ”

IPN	TESIS PROFESIONAL
	CHE BASULTO JUAN RENE FLORES REYES MARIO
ESIQIE	GARELLI MONTIEL LEOPOLDO RAMIREZ MALPICA FRUMENCIO
	FIG. V-10 MEXICO, D.F. 1987

REF. OIL AND GAS JOURNAL, ABRIL 26, 1982.

### 3.- Rendimientos

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

- Extacción DEMEX.
- Termicos: 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 reduc-- ción (IFOR), cuando el residuo de vacío se alimenta a un proceso se-- cundario, en lugar de ser utilizado como combustible.

El índice de reducción de combustóleo (IFOR), se define como:

$$\text{IFOR} = F0_1 - F0_2$$

Donde:

$F0_1$  = Barriles de combustóleo de 300 SSF obtenidos por la dilución del residuo de vacío.

$F0_2$  = Barriles de combustóleo de 300 SSF obtenidos como residuos de -- los procesos analizados.

En el caso del proceso de coquizado, la eficiencia se determina trans-- formando el poder calorífico de coke a su equivalente en combustóleo. A continua-- ción se presenta un cálculo como ejemplo:

El esquema base de procesamiento de la figura V.4 muestra un rendimien-- to de 47.6% vol. de 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. (fig. V.5), se obtiene un 65.7% de combustóleo, por lo tanto:

$$\text{IFOR} = \frac{78.7 - 65.7}{47.6} \times 100 = 27.3$$

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 de 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 (fig. 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 IFOR=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 obtiene 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 hidrotratamiento antes de utilizarse como alimentación a procesos subsecuentes.

Procesos de Extracción.- El utilizar una planta DEMEX alimentada por residuos de vacío (fig. 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 coque, además presenta el menor IFOR.

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 IFOR = 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 (fig. 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 obtiene los máximos rendimientos de gasolina y los mínimos de coke, además este caso presenta el más grande IFOR.

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 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 de crudo alimentado; al mismo tiempo, este residuo equivale a 78.7% vol. en el caso de que se usará como combustóleo. Los gasóleos de vacío equivalen a un 14.4% vol y son la carga de una planta de desintegración catalítica para producir gasolina y destilados intermedios.

Considerando sólo 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 residuos 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.

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<sub>4</sub>), 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 sólo la reductora de viscosidad.

CAPACIDAD DE PLANTAS  
X 1000 BPD

EXTRACCION CON SOLVENTE DEMEX
COQUIZADO
REDUCTORA DE VISCOSIDAD
DESINTEGRACION CATALITICA (FCC)
DESINTEGRACION AL VACIO
DESINTEGRACION ATMOSFERICA

100	62	14.4	-	-
-----	----	------	---	---

100	62	14.4	47.6	-
100	62	33.5	-	47.6

100	62	30.1	-	-	47.6
-----	----	------	---	---	------

100	62	35.6	47.6	-	43.8
100	62	41.8	47.6	21.9	43.8

100	62	36.6	-	-	31.4	47.6
-----	----	------	---	---	------	------

RENDIMIENTOS, % VOL.

COMBUSTOLEO, 300 SSP
COKE
ASFALTO
RESIDUO, PTA. CATALITICA
DEST. INTERM. 210 - 350°C
NAFTA C <sub>5</sub> - 210°C
C <sub>3</sub> -C <sub>3</sub> = C <sub>4</sub> - C <sub>4</sub> =
GAS HASTA C <sub>4</sub>

Atm. + Vac + FCC	1.1	2.5	29.1	18.9	1.2	47.6	-	78.7
------------------	-----	-----	------	------	-----	------	---	------

PROCESOS TERMICOS

Reductora de Viscosidad	2.9	2.5	31.5	18.9	1.2	43.8	-	65.7
Coquizado	21.7	4.6	39.4	33.4	2.8	-	12.2	8.7

PROCESOS DE EXTRACCION

Demex	2.9	5.6	35.5	22.8	3.0	31.4	-	60.4
-------	-----	-----	------	------	-----	------	---	------

PROCESOS COMBINADOS: TERMICOS/EXTRACCION

Red. de Visc.+Demex	4.7	6.7	42.2	23.4	2.2	21.5	-	33.4
Red. de Visc.+Coquiz.	13.3	8.3	46.8	29.3	2.6	-	10.4	7.4

PROCESOS COMBINADOS: EXTRACCION/TERMICOS

Demex + Coquizado	12.3	6.6	41.0	29.4	3.0	-	19.0	13.6
-------------------	------	-----	------	------	-----	---	------	------

INDICE DE REDUCCION DE COMBUSTOLEO (IRC)
DILUENTE ROQUERIDO, BBL. ACEITE CICLICO LIGERO
CAP. DE HIDROTRATAMIENTO DE DESTILADOS INTERM.BPD

-	31.1	BASE
---	------	------

-	21.5	27.1
8800	-	147.1

1600	29	38.4
------	----	------

2900	17.5	82.6
2800	-	149.8

16200	-	16.8
-------	---	------

COMPARACION DE ALTERNATIVAS DE INTEGRACION

TABLA V-2

Ref.: Oil and Gas Journal, Abril 26, 1982

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 presentaron 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 los 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 VPD, pero la modifica--- ción 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 resopresenta 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 sólo un 50% de 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 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 técnicas como económicas por las que atraviesa el país.

## C A P I T U L O VII

C O N C L U C I O N E S

1.- La mayoría de los crudos disponibles en la actualidad son más pesados (bajo contenido de destilados con alto contenido de metales), y amargos que las cargas -- procesadas en el pasado, esta situación tiende a aumentar. En México actualmente -- se cuenta con dos tipos de crudos bien diferenciados; el tipo Maya (pesado), con -- 22 'API que constituye el 60% de las reservas nacionales y el Istmo (ligero) con -- 33 'API.

Para procesar las cargas pesadas se necesitan plantas de refinación con equipos cuyos materiales sean más resistentes a la corrosión y a las condiciones de operación que las actuales.

2.- Debido a que los hidrocarburos procedentes del petróleo son la fuente más importante de energía (33 - 44%), y según los pronósticos esta situación prevalecerá -- más allá del año 2000. En nuestro país esta cantidad es aun mayor por lo que es de gran importancia el estudio de nuevas tecnologías para aumentar al máximo el rendimiento de estos recursos.

3.- Según las tendencias de consumo de combustibles derivados del petróleo en nuestro país, se prevee un aumento significativo en los combustibles líquidos y combustibles.

Además existe una creciente demanda de productos petroquímicos, de aquí que la importancia de implementar procesos de aprovechamiento de crudos pesados.

4.- Las tecnologías comerciales que se utilizan actualmente para el mejoramiento de crudos pesados se clasifican en términos del mecanismo de mejora de la relación hidrógeno/carbono, como proceso de adición de hidrógeno y procesos de rechazo de -- carbón, bajo la categoría de extracción, conversión térmica y conversión catalítica.

En los procesos de extracción el DEMEX se considera el más atractivo debido a que ofrece altos rendimientos de productos y disminuye satisfactoriamente los contaminantes; aunque el proceso de Desasfaltado Profundo con solventes sea el que reduce al mínimo la presencia de los contaminantes en el producto, esto se logra a costa del rendimiento. En cuanto al riesgo tecnológico al proceso DEMEX es de tecnología probada haciéndola más atractiva sobre otros procesos. Otro punto favorable es la exención de pagos de regalías ya que las patentes es mexicana.

En los procesos de conversión catalítica se involucra equipo sofisticado, como el reactor mismo, además consume catalizador que es suministrado por el licenciador, esto se ve reflejado en los recursos financieros y humanos debido al pago de regalías y que al tratarse de una planta de desarrollo tecnológico muy alto influye directamente en su operación y mantenimiento.

Procesos de conversión térmica. Debido a que no se dispone de mucha información de esta categoría el parámetro a evaluar es la experiencia tecnológica marcando al proceso de coquizado retardado y reductora de viscosidad como los más favorables de aplicar en México, ya que existen plantas de este tipo en el país.

5.- Tomando en cuenta la integración del mejor proceso seleccionado (como se indica en el punto 4), dentro de los esquemas de refinación existentes en nuestro país, se recomienda utilizar un arreglo de: Planta de Destilación Atmosférica-Destilación de Vacío - Desintegración Catalítica - Reductora de Viscosidad - Planta DEMEX.

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

- 1.- NELSON, WUILBUR L. "PETROLEUM REFINERY ENGINEERING". Mc. Graw Hill Book Company. 4a. Edición. New York, USA, 1958.
- 2.- Tesis Profesional, BELTRAN CABAÑAS, J. L., IPN. 1982.
- 3.- BOLETIN INFORMATIVO IMP. No. 58, Jul-Ago. 1985.
- 4.- BOLETIN INFORMATIVO IMP. No. 57, May-Jun. 1985.
- 5.- OIL AND GAS JOURNAL, Nov. 14, 1983.
- 6.- ANUARIO ESTADISTICO PEMEX. 1984 - 1985.
- 7.- OPEC REVIEW, Julio 1985.
- 8.- BOLETIN DE INDICADORES ECONOMICOS INTERNACIONALES, Jul - Sep. 1984.
- 9.- BOLETIN ECONOMIA INTERNACIONAL, Nov. - Dic. 1986.
- 10.- BOLETIN INFORMATIVO IMP. No. 60, Nov - Dic. 1985.
- 11.- REVISTA MEXICANA DEL PETROLEO, Jul - Ago. 1983.
- 12.- ENERGY DETENTE, Julio 17, 1986.
- 13.- LIII REUNION DE EXPERTOS DE ARPEL, CARACAS, Octubre, 1984.
- 14.- ARPEL, BOLETIN INFORMATIVO, Nov. 1983.
- 15.- PEMEX, INFORMACION DE LA SUBDIRECCION COMERCIAL.
- 16.- REF. SEGUNDO SIMPOSIO, CONIIO, Nov. 1985.
- 17.- HIDROCARBON PROCESSING, MARZO 1985, SEP. 1984.
- 18.- OIL And Gas Journal, Abril 26, 1982.
- 19.- Vidal, H. "Selección de procesos para el Mejoramiento de crudos pesados" Boletín Técnico de: XXXVI Reunión de Expertos de ARPEL (Asistencias Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana). Río de Janeiro, Brasil, Abril 1980.