

104
2 ej.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE QUIMICA



MODELOS DE OBTENCION DE PETROQUIMICOS A PARTIR DE CRUDO Y OFERTA DE PRODUCTOS REFINADOS

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO QUIMICO
P R E S E N T A
WILFRIDO MANUEL SOSA GARNICA

MEXICO, D. F.,

1985



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

	<u>PAGINA</u>
INTRODUCCION	1
MODELO EVALUADOR DE ALTERNATIVAS ESTRATEGICAS: OBTENCION DE PRODUCTOS PETROQUIMICOS A PARTIR DE CRUDO	18
ANALISIS DE TECNOLOGIAS	21
Productos deseados	
Características del crudo	
Grado esperado de conversión de crudo a petroquímico	
DESCRIPCION DEL MODELO	23
Importancia de la modelación	
Modelo	
INFORMACION	29
Datos técnicos	
Costos y precios	
DESCRIPCION DE ALTERNATIVAS	31
Alternativa 1A, 1B	
Alternativa 2A, 2B	
Alternativa 3A, 3B	
RESULTADOS. PRECIOS SOMBRA Y COSTOS REDUCIDOS	40
Alternativa 1A	41
Alternativa 1B	48
Alternativa 2A	54
Alternativa 2B	59
Alternativa 3A	64
Alternativa 3B	69

I N D I C E

	<u>PAGINA</u>
INTERPRETACION DE RESULTADOS	74
Precios sombra	
Costos marginales	
ANALISIS DE POST-OPTIMALIDAD	77
Variables	
Restricciones	
MODELO DE OFERTA DE PRODUCTOS REFINADOS Y	
UTILIZACION DE CRUDOS	83
DESCRIPCION DEL MODELO	84
Formulación matemática del modelo	
DESCRIPCION DE ALTERNATIVAS	101
Alternativa 1	
Alternativa 2	
Alternativa 3	
Alternativa 4	
RESULTADOS, PRECIOS SOMBRA Y COSTOS REDUCIDOS	110
Alternativa 1	110
Alternativa 2	120
Alternativa 3	124
Alternativa 4	128
COMPARACION DE ALTERNATIVAS	134
Exportaciones	
Importaciones	
Ampliaciones de Capacidad	
Reservas	
RESUMEN	143
CONCLUSIONES	146

I N D I C E

PAGINA

A P E N D I C E S

MODELO EVALUADOR DE ALTERNATIVAS ESTRATEGICAS:
OBTENCION DE PRODUCTOS PETROQUIMICOS A PARTIR
DE CRUDO.

APENDICE 1	INFORMACION TECNOLOGICA	A1.1
APENDICE 2	INFORMACION SOBRE COSTOS	A2.1
APENDICE 3	INFORMACION SOBRE PRECIOS INTERNACIONALES	A3.1
APENDICE 4	CALCULO DE NUEVOS PRECIOS DE PRODUCTOS PETROQUIMICOS	A4.1

MODELO DE OFERTA DE PRODUCTOS REFINADOS
Y UTILIZACION DE CRUDOS

APENDICE 0	TASA DE INFLACION DE COSTOS	A0.1
APENDICE 1	INFORMACION SOBRE LOS COSTOS DE PRODUCCION DE CRUDO	A1.1
APENDICE 2	SISTEMA DE REFINACION DE CRUDO	A2.1
APENDICE 3	COSTOS Y PRECIOS INTERNACIONALES	A3.1
APENDICE 4	DEMANDA DE PRODUCTOS REFINADOS	A4.1

INTRODUCCION

El conjunto de modelos que aquí se presentan están enmarcados en el paradigma de la Teoría de Sistemas y están dirigidos a la planeación del Sector Energético de México y su medio ambiente.

Probablemente, el principal objetivo del Sector Energético, sea - - (ver Escobar (1)), " medir la influencia de las diferentes va- riantes de su desarrollo sobre las tasas y proporciones del creci -- miento económico nacional e inversamente, la influencia de las es -- trategias concretas del desarrollo económico sobre la dinámica de - las características del desarrollo energético".

Desde ese punto de vista, el Programa Nacional de Energéticos 1984-88 (2) establece la necesidad de explorar las posibilidades que ofre- cen diferentes trayectorias de crecimiento económico, a base de hacer consistentes diferentes políticas energéticas a lo largo del tiempo.

Por lo tanto, la planeación estratégica del sector, debería conside- rarse como una estructura con interrelaciones que conducen a la nece- sidad del exámen global, de donde se deriven diferentes ámbitos de - análisis que se influyen recíprocamente, y cuya delimitación resul - ta bastante compleja.

Siguiendo a Ackoff (3), Bertalanffy (4) y Churchmann (5), PEMEX, la empresa más importante del sector energético, llevaría a - cabo sus actividades directas de exploración, explotación, refina -- ción, petroquímica y comercialización de hidrocarburos y sus deriva-

dos, dotada de una estructura interna que evoluciona en el tiempo, dentro de un medio ambiente nacional e internacional, para cumplir con sus finalidades. (Ver figuras 1 y 2).

Aquí se han considerado tres definiciones distintas para PEMEX, acordes con la Teoría de Sistemas: una definición genética, otra ontológica y, por último, una funcional que dan lugar a los tres tipos de planeación: estratégica, táctica y operacional que se interrelacionan para formar un todo coherente. (Ver figura 3)

Considerando lo anterior, hemos diseñado un diagrama de las etapas que debería cubrir la planeación y es este diagrama en el que se basan los modelos construídos; lo más importante es la presentación de la matriz de interrelaciones entre objetivos y recursos y entre ámbitos o entornos y decisiones. (Ver figura 4).

Ahora bien, los modelos que se presentan están basados en Escobar (6) (1) y pueden calificarse de modelos de planeación estratégica, que simulan el comportamiento de la producción primaria y la transformación industrial de PEMEX.

Para el sector energético, se han desarrollado un gran número de modelos que sería muy largo enumerar aquí y que están ligados a instituciones académicas tales como el International Institute of Applied Systems Analysis (7), Stanford University (8) y varias decenas de otras, tal como lo demuestra la infinidad de simposios y conferencias llevadas a cabo en los últimos cinco años. (9), (10)

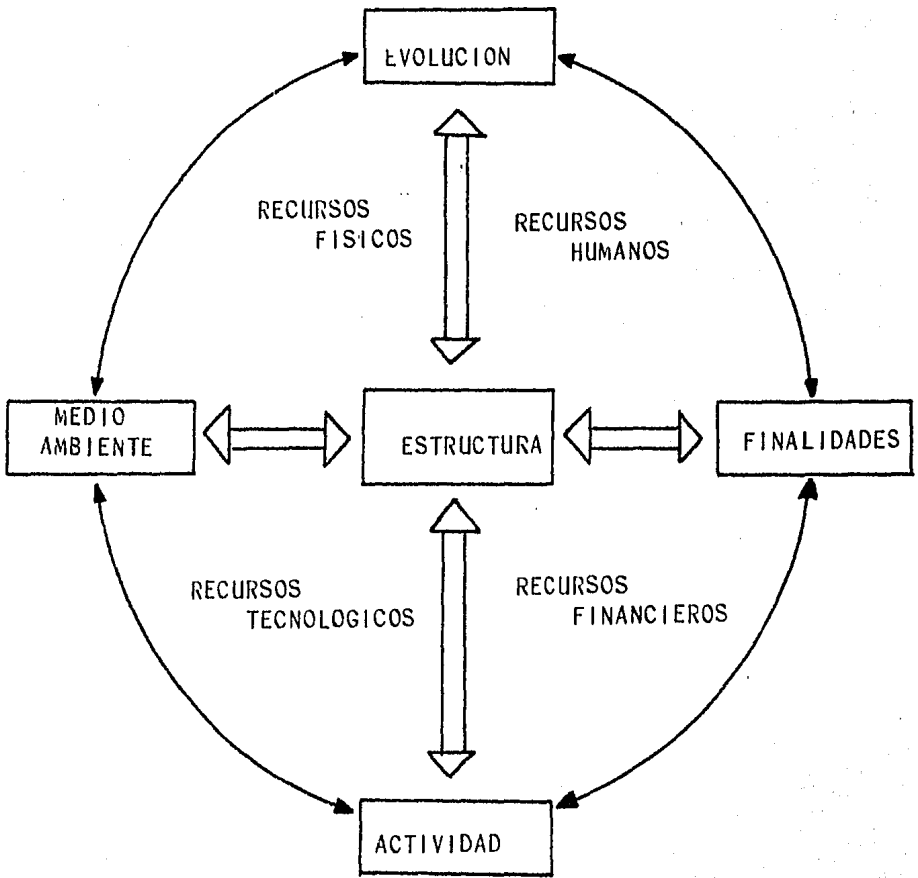


FIGURA # 1

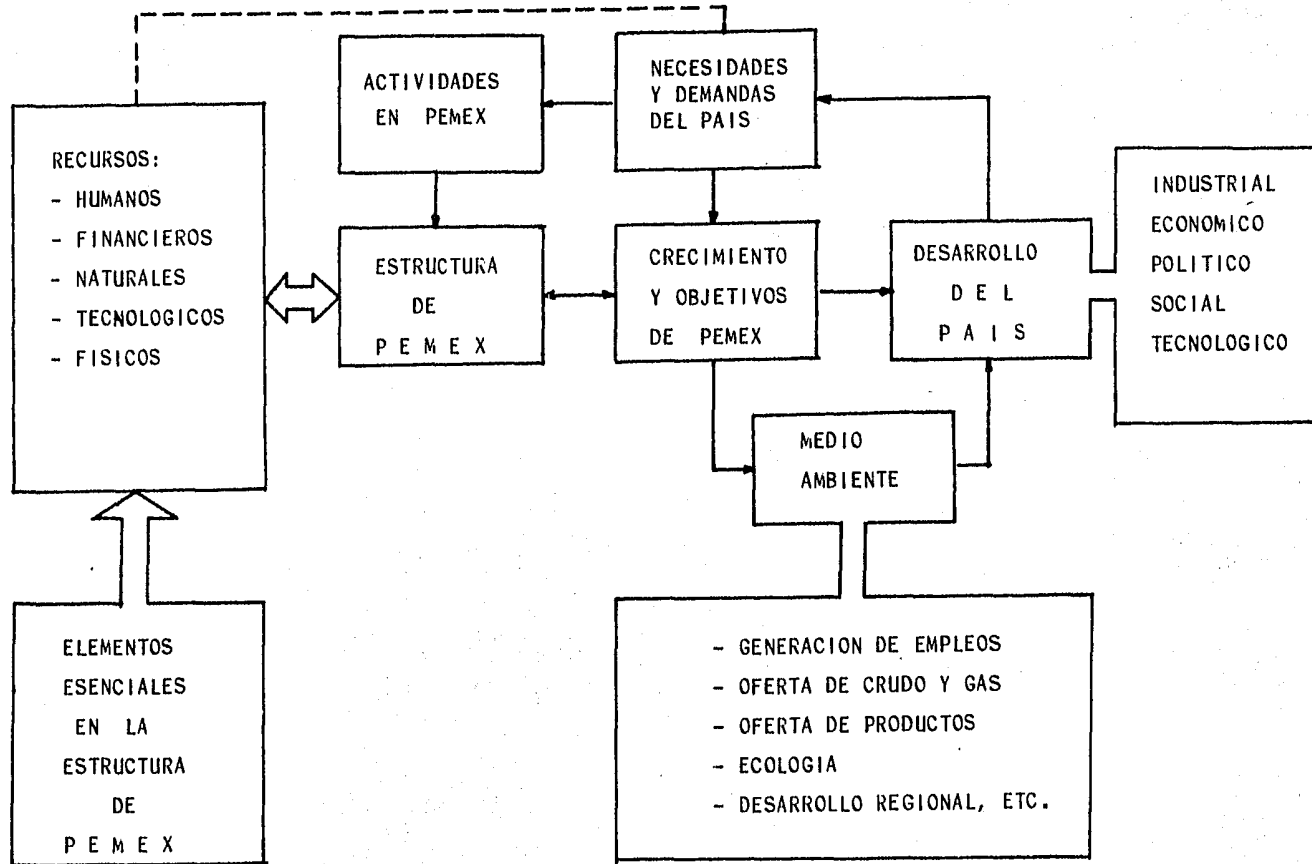


FIGURA # 2

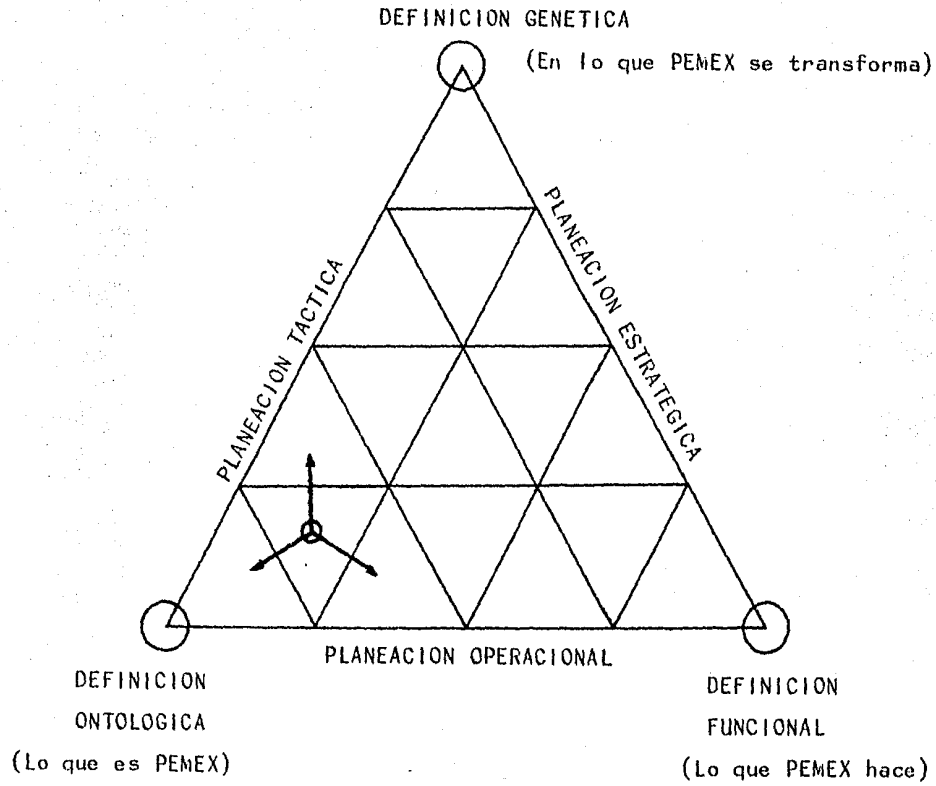


FIGURA # 3

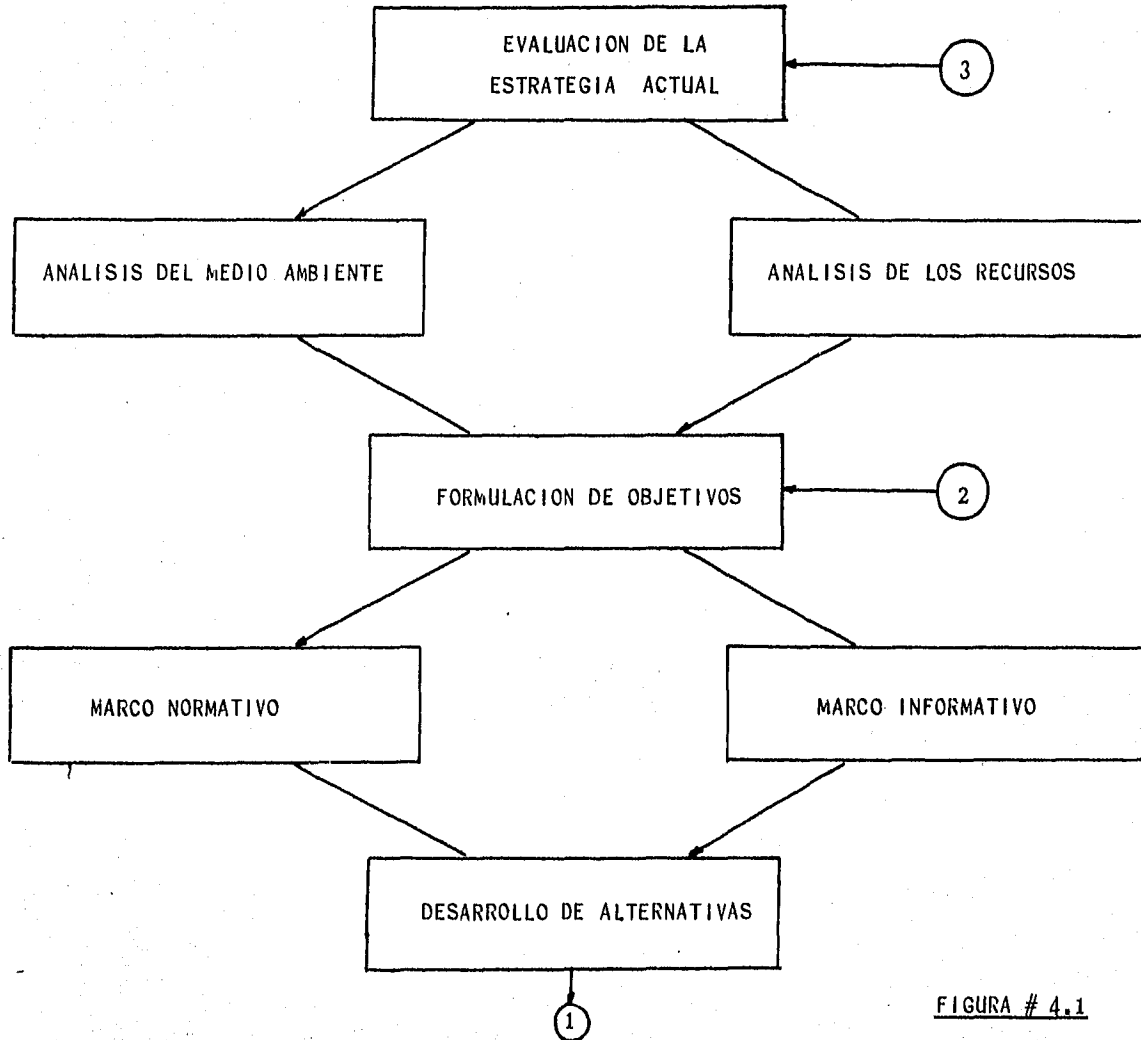


FIGURA # 4.1

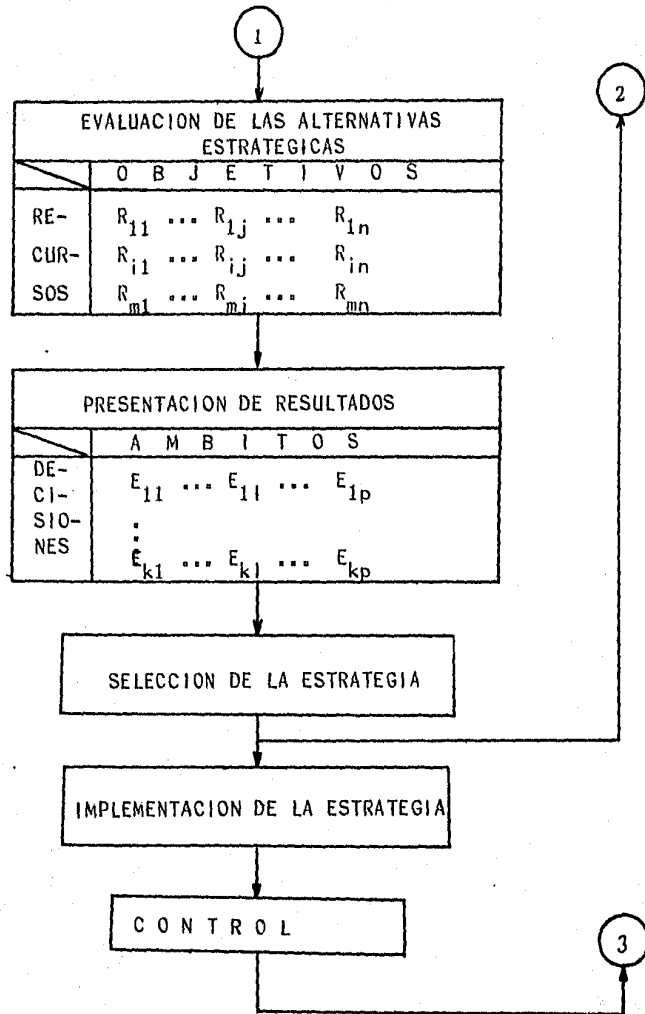


FIGURA # 4.2

Para México, sobresalen los modelos reportados en (11) así como varios otros como los de Brailovsky (12) y Willars.

Estos dos últimos, fueron desarrollados en la antigua Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial. Sus objetivos fueron: Brailovsky, "basado en un modelo que específicamente considera las reservas de hidrocarburos y su relación entre su velocidad de agotamiento y la balanza de pagos, se construyeron varias proyecciones alternativas de largo plazo para identificar las condiciones requeridas para alcanzar los objetivos de la transición hacia una economía industrial autosostenida, basada fundamentalmente en el sector manufacturero y no en el petróleo".

Willars, "si bien, los modelos macroeconómicos existentes de la economía mexicana, consideran el sector petrolero a un nivel agregado y los modelos del sector petrolero aunque muy detallados, consideran la evolución del resto de la economía como dada, el modelo que se presentó, intentó corregir estas limitaciones". En ambos modelos se utilizan modelos econométricos que simulan diferentes trayectorias de crecimiento de la economía en su conjunto y del sector hidrocarburos en particular.

Lo que demuestra este gran número de modelos construidos en todo el mundo y en nuestro país, es la necesidad de aprehender en forma racional los problemas energéticos, respondiendo a la necesidad de comprender mejor las interrelaciones entre las diferentes actividades energéticas de producción y consumo y de ligar la estructura energética

de una economía a su medio ambiente político, económico y social. Estos modelos contienen en su estructura diferentes metodologías, enfoques y puntos de vista. Sin embargo, de una economía a otra, de un modelizador a otro, se les utiliza en todos los casos como herramientas que tratan de representar de manera simplificada una u otra realidad construida a través de hipótesis definidas y que procuran resultados solo en función de esas mismas hipótesis y que no tienen más significación que en relación al valor de la información y de los parámetros utilizados.

En relación al sistema de modelos aquí estudiados, se han presentado varios trabajos, algunos de ellos ya clásicos, que elegimos para comentar brevemente, debido a su significancia para los que se construyeron aquí.

1.- ENERGETICOS (13)

Es un modelo parcialmente dinámico que utiliza la programación lineal, estipula la selección de inversiones de procesos alternativos en tres industrias o actividades para poder obtener las salidas necesarias a costos mínimos constantes, considerando los flujos interindustriales entre las mismas. Es un modelo multisectorial, no contiene una dimensión regional. Cada proceso es idealizado como si este fuera localizado en un punto representativo en el espacio, por lo que el modelo no puede ser empleado directamente para elegir localizaciones -

de plantas. El modelo permite la sustitución entre procesos alternativos de producción de energía (petróleo, gas y electricidad). También incluye actividades que usan fuentes alternativas de energía para la manufactura del hierro y el acero. Excepto para la sustitución del proceso en la industria del acero, este modelo no cuantifica la elasticidad de la demanda con respecto al precio de los productos energéticos.

En este modelo, optimizar significa seleccionar inversiones en los procesos alternativos de tal manera que se obtenga la producción a costo mínimo constante, considerando los flujos intersectoriales. Cada solución genera un conjunto de incrementos en los costos para abastecer cada producto. Exceptuando los productos del petróleo, los niveles de exportación se especifican exógenamente.

2.- NETWORK BASED REGIONAL ENERGY PLANNING MODELS (14).

En este modelo, se tiene un antecedente realizado por el mismo autor, siendo éste el complemento de su primer modelo; con sidera otros energéticos que antes no se habían tomado en -- cuenta, como el gas natural y el carbón. El autor divide por zonas geográficas el territorio y considera al crudo, al gas natural y al carbón, como los energéticos principales. En - virtud de tener una visión del conjunto, el modelo no distingue los líquidos provenientes del crudo. Se contempla el --

transporte de los energéticos por oleoducto, tanques, trenes y buques. Este modelo diseña geográficamente el oleoducto - en función de la demanda, la cual, no es considerada elástica de acuerdo al precio. La técnica utilizada es redes. Se establece un equilibrio entre la inversión, el precio y la - demanda, lo cual origina nueva información para los submodelos que contiene: de demanda y financiero, mismos que establecen endógenamente las condiciones del sistema.

3.- PLAN PEMEX (15)

Con este modelo se trató de determinar una política de crecimiento óptimo del sistema de refinación y distribución de - - PEMEX que constituyó el problema central del modelo.

Esta política de crecimiento, significa un conjunto de decisiones que determinarán la estructura del sistema en el período estudiado y establecerá el tamaño y el tipo de las nuevas refinerías, la clase de expansión que deberá utilizarse - en las existentes, las fechas en que deberán construirse y los lugares en que tendrán que instalarse, así como la capacidad, localización y fecha de entrada en operación de los - medios de transporte de crudo y destilados que garanticen el suministro de materias primas y la satisfacción de la demanda.

Se utilizaron diferentes alternativas estratégicas concebi -

das como el conjunto de decisiones que definen el lugar, el tipo, la capacidad y el año en que se instalarán o ampliarán refinerías, así como la capacidad y el trazo de los ductos asociados a éstas.

El modelo utiliza programación lineal con una función de costos que se desea minimizar; contiene un programa que genera la estructura que define al modelo de manera automática a partir de información elemental.

La estrategia de solución consiste en elegir de entre las alternativas tácticas, la óptima para cada alternativa estratégica propuesta, y finalmente elegir aquella alternativa estratégica que sea óptima, la cual dará información como el tipo de crudo y la cantidad que deberá enviarse a cada refinería, ya sea por ducto y/o barco, la cantidad, lugar y tipo de productos a importar y la forma de efectuar la distribución de productos destilados a los principales centros de consumo. No considera la interrelación entre el sector de explotación de crudo y las reservas de hidrocarburos y el de refinación. Las definiciones que se hacen a este respecto, son totalmente exógenas.

4.- METODOS DE PLANEACION DE ENERGETICOS CON DETERMINACION ENDOGENA DE PRECIOS. (16)

Se trata de un modelo cuyo objetivo es el de proponer una posible forma de planear la producción y distribución de los -

productos refinados a escala mundial. Es un modelo que determina el precio de importación y la cantidad necesaria en cada centro de consumo de cada producto refinado que interviene en el modelo. Se simula la construcción y operación de un nuevo centro de consumo. Se conoce la función de la demanda y la respuesta de la misma al precio de los combustibles manejados. El modelo utiliza programación no-lineal (cuadrática) con la hipótesis de que la función demanda-precio, es lineal.

Es un modelo estático que origina un sistema óptimo de distribución en base a rendimientos, capacidades, costo unitario de producción por refinería, cantidad de crudo procesada y costos de distribución; asimismo, el modelo define costos y cantidades de productos refinados de cada refinería a cada centro de consumo.

5.- RESERCHE D'UNE STRUCTURE OPTIMALE DU REFFINAGE DE PETROLE BRUT EN BELGIQUE (17).

Es un modelo que intenta encontrar la estructura óptima de refinación de petróleo en Bélgica. La industria de la refinación en ese país durante el año de construcción del modelo, tenía una capacidad de refinación superior a la requerida; el excedente en capacidad, podría disminuir con el paso del tiempo; no obstante, el consumo de combustible se vería afectado por el uso de plantas nucleoelectricas, las cuales

sustituirían a los combustibles para producir energía eléctrica por el uso de reactores nucleares. Por lo anterior, se pretendía encontrar una estructura óptima para la refinación de petróleo. El problema que entonces se presenta, es el de determinar el grado de sustitución de energía fósil por la obtenida de las nucleoelectricas y además la proyección de la demanda de naftas.

El modelo utiliza programación lineal utilizando como función - objetivo el requerimiento de minimizar el consumo de refinados.

Se consideran dos hipótesis para el modelo: costos unitarios de refinación constantes y costos fijos proporcionales a la - capacidad.

El modelo se prueba con proyecciones del pasado y se encuentra una buena compatibilidad, mostrando por lo tanto, una buena - planeación anterior. Se pretende utilizar como herramienta - para la planeación energética de mediano plazo.

6.- AN ECONOMIC-LINEAR PROGRAMMING MODEL OF THE U.S. PETROLEUM - REFINING INDUSTRY (18).

Se describe un modelo de la industria de refinación en E.U.; se utilizan técnicas econométricas para especificar las de - mandas de producto, precios y algunos cambios en la estruc - tura tecnológica.

Una especificación en la función de producción del modelo de

programación lineal, que minimiza costos, determina los requerimientos de crudo, las cantidades producidas de refinados y la utilización de la capacidad. Las importaciones y exportaciones son manejadas exógenamente. El modelo se alimenta con capacidades de varias plantas de refinación disponibles y precios de crudo, incluyendo en las restricciones las especificaciones de calidad, capacidades de proceso y requerimientos.

7.- PROGRAMMING DATA FOR THE PETROLEUM REFINING INDUSTRY (19).

Este artículo contiene los requerimientos de información para construir un modelo de la industria de la refinación.(ver 20).

8.- A LINEAR PROGRAMMING MODEL OF THE U.S. PETROLEUM REFINING - - INDUSTRY. (20)

Este documento es parte de una serie de modelos desarrollados para la economía de E.U. cuyo propósito es el de dar respuestas cuantitativas a cuestionamientos sobre la capacidad de producción y al mismo tiempo, tomar en cuenta el potencial de sustitución entre procesos alternativos de producción.

El proceso alternativo de producción que se plantea en el modelo, es con respecto a los productos refinados; específicamente estudia la posibilidad de sustituir combustibles. Este modelo responde al planteamiento de utilizar la capacidad instalada en el momento de construcción del modelo, para obtener la alternativa de mezcla de productos que origine un beneficio

óptimo, teniendo como posibilidad producir diferentes productos refinados. Se trata también de conocer como esas alternativas podrían afectarse por la reducción en la capacidad disponible del equipo de refinación.

9.- SUPPLY PLANNING AND THE PLANNING AND SCHEDULING OF REFINERY OPERATIONS WITH THE AID OF A COMPUTER (21).

Se presenta un caso específico de la British-American Oil Co. en donde, en virtud de la saturación de los mercados en Canadá para productos refinados, se plantea el problema de seleccionar los crudos y procesos para producir dichos refinados - al menor costo posible. La flexibilidad de la refinería tipo, está representada por la selección del corte necesario obtenido de la destilación primaria para llegar a un refinado en específico; la clave de la solución del problema dentro del sistema, consiste en la flexibilidad de las fracciones obtenidas en la torre principal de destilación.

10.- SIMULATION AND OPTIMIZATION OF AN OIL REFINERY DESIGN (22).

En este modelo se presenta la simulación y optimización de una refinería, utilizando para ello, las variables que son consideradas como necesarias para describir el sistema. Se maximiza el beneficio neto actualizado después de amortizar costos. Los diseños óptimos, satisfacen las especificaciones de los productos, el balance de materiales y los límites de operación.

11.- PETROLEUM REFINING AND PROCESSING (23).

La tendencia mundial en el consumo de energéticos, ha modificado la estructura de producción en las refinerías, los productos ligeros como las gasolinas han tenido un incremento en su demanda, mientras que los productos pesados, han sufrido una disminución. Como consecuencia de ello, la tendencia mundial en los procesos de refinación, se ha modificado para satisfacer dichas demandas, volviendo obsoletos procesos que en alguna época tuvieron gran demanda como reformado térmico y cracking térmico. Sin embargo, otros procesos como el hidrot ratamiento, la alquilación y el cracking catalítico han adquirido mayor importancia a medida que los refinados ligeros aumentan su demanda. En este documento se muestra en forma cuantitativa la tendencia mundial de la refinación.

Teniendo como marco de referencia lo anteriormente expuesto, pero sin pretender en forma alguna cubrir exhaustivamente el amplio campo de la modelación matemática para la planeación energética, el principal objetivo de esta tesis, fue construir y operar algunos modelos cuyo objetivo es más modesto: simular el comportamiento de la producción primaria y la transformación industrial de PEMEX, en forma agregada.

Estos modelos de oferta, son modelos de optimización que simulan el crecimiento de ambos subsectores en el futuro, con un horizonte de planeación finito de 6 periodos de 3 años cada

uno. A través de ellos se seleccionan diferentes planes de futuras instalaciones: extracción de petróleo y gas natural, tratamiento de este último, refinación y petroquímica básica.

De acuerdo a diferentes planes estratégicos, se busca satisfacer la demanda nacional de productos petroleros y petroquímicos básicos. Dichos planes tienen asociado un costo global -de inversión y operación- cuyo valor presente sea mínimo.

En el balance entre oferta y demanda, se han incluido las posibles importaciones y exportaciones, tanto de los refinados y petroquímicos, como de los insumos básicos: crudo y gas natural.

En esta tesis se presentan dos modelos cuyo insumo básico es el crudo; existe un tercer modelo que corresponde al procesamiento de gas natural y a la producción de petroquímicos básicos, cuya característica más importante es que maneja el concepto de período de construcción y período de operación. Este modelo forma parte del mismo sistema de modelos de oferta y fue desarrollado paralelamente a los aquí presentados. Ver figura (5)

El primer modelo, es un evaluador de alternativas estratégicas en el que se ha estructurado la posibilidad de obtener, a partir de volúmenes predeterminados de crudo, productos petroquímicos. Este modelo representa una alternativa para la diversificación tecnológica, de mercado y de adición de valor agregado, a la de exportación de crudo.

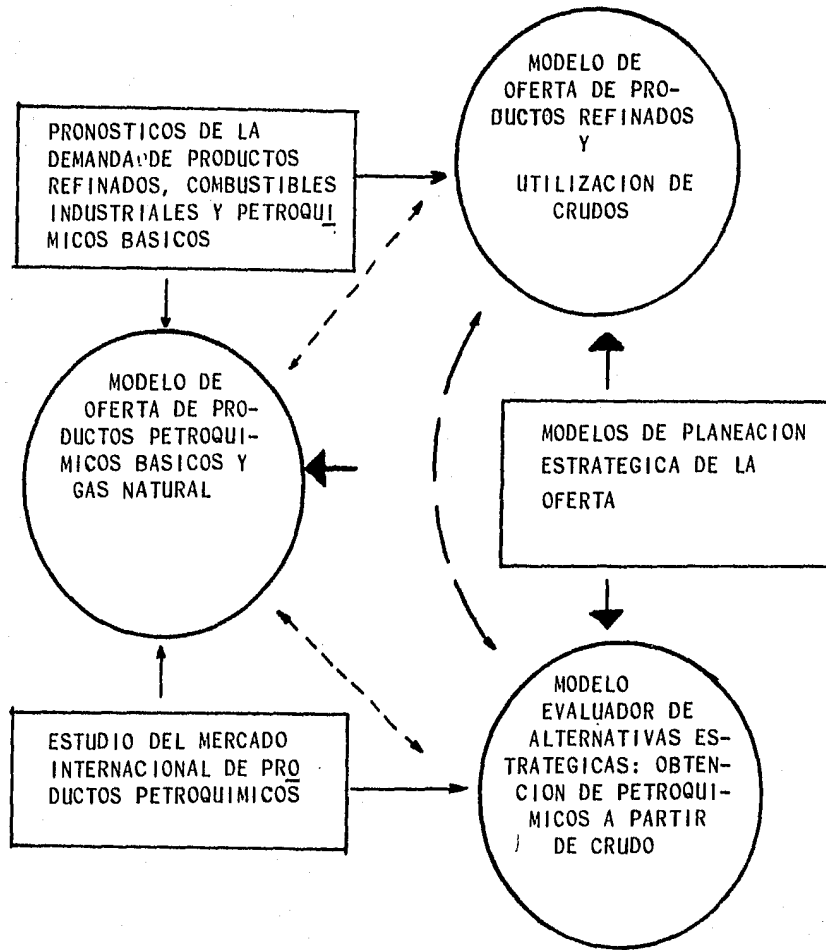


FIGURA # 5

El segundo modelo, corresponde a la extracción y refinación de petróleo incluyendo como alternativa su maquila en refinerías en el extranjero; a este modelo debe alimentársele una función de producción de crudo, que conceptualmente es no lineal y que muestra costos marginales crecientes. Asimismo, al finalizar el horizonte de planeación, se exige que la relación reservas/producción, sea superior a un cierto criterio.

En estos modelos existen dos tipos de decisiones asociadas: niveles de operación de las plantas y niveles de expansión de las capacidades de producción; estos últimos están tratados considerando economías de escala e indivisibilidades. En cada período del horizonte de planeación, se realizan balances de materia a través de diferentes relaciones de insumo-producto.

Estos modelos de oferta podrán utilizarse para simular diversas estrategias de desarrollo de la empresa como:

- 1) Diferentes extracciones de crudo de acuerdo a un monto dado de recursos de hidrocarburos (reservas probadas y probables).
- 2) Diferentes políticas de operación de las refinerías (actuales y futuras) proporcionándole rangos de rendimientos de productos petrolíferos.
- 3) Diferentes límites a la exportación de crudo y por lo - -

tanto de ingresos en divisas.

- 4) Diferentes demandas de productos petroleros y petrolíferos.
- 5) Diferentes políticas de diversificación tecnológica.

Una vez definidas las alternativas estratégicas, las alternativas tácticas resultan del conjunto de decisiones modeladas que determinan la estructura total del sistema en cada período del horizonte de planeación.

Desde el punto de vista de la función de planeación integral, la solución consistirá entonces, en obtener la alternativa táctica óptima para la selección de una estrategia determinada, para luego evaluarla a la luz del sistema económico nacional.

Ya que estos modelos responden al crecimiento de la demanda de productos petrolíferos y petroquímicos básicos, fue necesario implementar otros modelos de pronósticos que proporcionasen las demandas futuras de dichos productos de acuerdo a una serie de variables macroeconómicas exógenas. (Ver 24).

Se realizaron diferentes pronósticos de aquellas demandas congruentes con la variación de la situación económica nacional, para lo cual, se aprovecharon diferentes pronósticos existentes sobre la economía mexicana (25).

Por otra parte, a fin de analizar las posibilidades de exportación de productos petroquímicos, se estudió el mercado internacional de

tales productos para 1990 y hasta el año 2000, proyectando especialmente, los consumos de los principales petroquímicos básicos y los de consumo final: fibras sintéticas, plásticos y elastómeros (26), (27).

El sistema de estos modelos, puede caracterizarse a través de los cuatro preceptos del paradigma sistémico de la siguiente forma:

PERTINENCIA.- El sistema de modelos de oferta de la producción primaria y la transformación industrial de PEMEX se definen en función de las intenciones explícitas e implícitas del modelador y están expresadas en los objetivos enunciados anteriormente.

GLOBALISMO.- Este sistema de modelos se consideró como una parte activa de un conjunto más grande formado por el sector energético. No aceptamos que la estructura del sistema de modelos esté fija. Estos son suficientemente flexibles como para simular diferentes alternativas.

TELEOLOGIA.- Interpretamos al sistema de refinación y de obtención de petroquímicos básicos, observando su comportamiento y tratando de entender este comportamiento, pero tomando en cuenta las finalidades que se les pretendieron conferir por nosotros mismos.

AGREGATIVIDAD.- Excluimos la posibilidad de enumerar todos los elementos que constituyan a la refinación del petróleo y a la obtención de petroquímicos a partir de crudo. Tratamos en cambio, de diseñar modelos agregados que resultaran relevantes a las finali-

dades que le conferimos al sistema de modelos.

La selección de los procesos para la obtención de productos petroquímicos a partir de crudo, fue tomada de diversos artículos (28), (29), (30) y de ahí se seleccionaron aquéllos cuyas características fueron congruentes a nuestras necesidades.

En lo referente a refinación, se estudiaron artículos (32), (33) así como literatura clásica (32).

No es necesario recopilar y resumir esta literatura en la presente tesis, ya que dicha literatura puede ser encontrada en las bibliotecas.

Desde el punto de vista de la Investigación de Operaciones (I.O.), los modelos aquí planteados utilizan sus técnicas; básicamente, - la Programación Matemática y dentro de ella, la Programación Lineal y la Programación entera-mixta. También utilizan las técnicas econométricas. Un gran número de obras dedicadas tanto a la I.O. como a la Econometría, se han publicado. Por lo que a nosotros respecta, las obras consultadas son las indicadas en (36), (37), (38), (39) y (40).

MODELO EVALUADOR DE ALTERNATIVAS ESTRATEGICAS:
OBTENCION DE PRODUCTOS PETROQUIMICOS A PARTIR DE CRUDO.

INTRODUCCION

El presente modelo forma parte del conjunto que se estructura de tres modelos dinámicos de optimización que simulan diversas estrategias de desarrollo de la producción primaria y la transformación industrial de PEMEX dentro de un horizonte de planeación predeterminando.

En forma independiente, este modelo tiene por objeto realizar un análisis de varios procesos conocidos con el fin de evaluar cual de las diferentes combinaciones tecnológicas que se describen, optimizaría la obtención de varios productos petroquímicos a partir de una cantidad dada de petróleo crudo. Se pretende de esta forma, representar una alternativa estratégica para la diversificación tecnológica, de mercado y de adición de valor agregado, a la de la exportación de crudo con la cual, endógenamente, se la hace competir.

Siendo la exportación de crudo, un elemento importante en la generación de divisas para el país, se pretende que otro objetivo de este estudio, sea analizar también el aprovechamiento de los dos tipos de crudo que se cotizan en el mercado internacional, como crudos "ligeros" y "pesados", en términos de la producción de petroquímicos básicos que con mayor valor agregado, podrían también generar divisas para el país en forma altamente rentable.

Con el fin de analizar las posibilidades de exportación de los productos petroquímicos susceptibles de obtenerse con las tecnologías que se modelan, se estudió el mercado internacional de tales productos con horizontes hacia 1990 y hasta el año 2000, proyectando los consumos por regiones de los principales petroquímicos básicos y los de consumo final: fibras sintéticas, plásticos y elastómeros. Este estudio, que se encuentra por separado del presente, muestra la factibilidad de penetrar ciertos merca

dos internacionales, aunque bajo condiciones de incertidumbre, sobre todo en lo referente a los precios, que prevalecerán en el futuro. Este problema también se considera en las diversas simulaciones realizadas sobre el modelo que se presenta.

Cabe aclarar que no se pretende trazar lineamientos alternativos a seguir por parte del sector petroquímico básico de PEMEX, sino más bien señalar que una alternativa que permita un mejor margen de maniobra para la comercialización de PEMEX, es cambiar la utilización de una parte del crudo que actualmente se proyecta a la exportación, para destinarlo como insumo en la producción de petroquímicos básicos, con mayor valor agregado, tendientes a generar divisas mediante su exportación.

Por lo que se refiere a la satisfacción de la demanda interna de productos petroquímicos básicos y sus correspondientes políticas de exportación, formarán parte de otro modelo, subconjunto del de oferta de Petróleos Mexicanos, donde pretenderá mostrarse que esa demanda puede ser satisfecha a través de la constitución de complejos petroquímicos, cuyo insumo fundamental se obtendrá de la recuperación de licuables de gas natural, más algunas fracciones de la refinación de petróleo que se considerarán explícitamente y que se harán interactuar en el presente. Por lo tanto, la alternativa que aquí se maneja se refiere a la substitución de petróleo crudo de exportación, por la manufactura de petroquímicos destinados exclusivamente a la exportación.

El modelo que aquí se presenta, es un modelo dinámico de optimización, que utiliza programación matemática, con un horizonte finito de planeación (seis períodos de 3 años cada uno) a partir de 1984; compara seis configuraciones tecnológicas alternativas en el proceso del crudo para la obtención de petroquímicos, tanto desde el punto de vista insumo-producto, como en el de costo-beneficio, conjuntamente con la alternativa de exportar crudo. En todas las configuraciones se producen los mismos productos petroquímicos, pero bajo diferentes rendimientos, a diferentes costos y con diferente inversión; estos productos son: etileno, propileno, "mezcla de C₄" (butano-butileno), butadieno, benceno, xi

lenos, gasolina y combustible o fracción de gasóleo pesado expresado en función de este último producto.

Para evitar los llamados efectos del horizonte, los coeficientes de inversión se trataron anualizando los gastos, con el factor correspondiente de recuperación de la inversión, que es función de la vida útil de las instalaciones y del costo de oportunidad del capital que se invertiría, tomándose respectivamente, 15 años y 18% de interés anual.

La función objetivo se expresa como la maximización del valor presente de los beneficios, es decir, la diferencia de los ingresos provenientes por la venta al exterior de productos petroquímicos (obtenidos por medio de una o la combinación de varias tecnologías) y/o crudo y los egresos expresados en término de sus respectivos costos de operación e inversión.

A través de las restricciones que acompañan a la función objetivo, es posible simular:

- a) el comportamiento de cada tecnología por cuanto a sus variables de operación, en este caso diferentes rendimientos obtenidos del procesamiento de crudo sea por efecto del aprendizaje, sea por efecto de la calidad del crudo que se procese.
- b) los precios de los productos petroquímicos en el mercado internacional.
- c) los costos de operación e inversión de los procesos utilizados incluyendo sus posibles inflaciones.
- d) las divisas e impuestos generados por la exportación de petroquímicos producidos.
- e) las cantidades de petróleo crudo disponibles para el procesamiento.
- f) la productividad marginal para la economía entre la alternativa de exportar crudo y la alternativa de exportar petroquímicos provenientes de su procesamiento.

ANALISIS DE TECNOLOGIAS

Entre los principales factores que influyen en la selección de una determinada tecnología, para el procesamiento de crudo se encuentran:

- productos deseados
- características del crudo
- grado esperado de conversión de crudo a petroquímicos

Productos deseados.

Un factor importante en la selección de la secuencia adecuada del proceso, es el definir la gama de productos petroquímicos deseados. Por ejemplo, mientras que las olefinas, en particular el etileno, son producidas por pirólisis, el proceso de reformado catalítico, será el indicado cuando se requiere una cantidad sustancial de aromáticos.

Características del Crudo:

No todos los tipos de crudo son igualmente adecuados para la producción de petroquímicos. En general, los crudos ligeros parafínicos, son los más deseables para la producción de olefinas, mientras que los nafténicos son generalmente más ventajosos para las refinerías convencionales. Al mismo tiempo, la inversión requerida para procesar el crudo pesado es superior que para el ligero.

Grado Esperado de Conversión de Crudo a Petroquímico.

Este grado esperado de conversión, no es sino el coeficiente de transformación insumo-producto (rendimiento) el cual dependerá del tipo de crudo. Para este estudio se supuso disponer de un crudo ligero; si se deseara disponer de un crudo pesado, los rendimientos disminuirían.

Los factores anteriores no pueden ser tratados en términos generales, puesto que cada uno estará gobernado por un conjunto diferente de factores económicos.

Tomando en cuenta lo anteriormente expuesto, para este estudio se establecieron seis diferentes configuraciones de proceso (todas tecnológicamente factibles). Cada una de ellas tiene diferentes rendimientos, así como distintos costos de operación e inversión. La configuración 1 es la más sencilla en cuanto a su proceso, lo cual se traduce en un menor costo (tanto de inversión como de operación), debido, básicamente, a que las condiciones bajo las cuales opera no son severas, pero los rendimientos de los petroquímicos obtenidos son muy bajos, obteniéndose un alto rendimiento de combustibles y gasóleos pesados ($\sim 70\%$).

De las tecnologías analizadas, la sexta, proporciona el mayor rendimiento de productos petroquímicos pero a su vez, los costos de operación e inversión, son más altos que para cualesquiera de las otras configuraciones. El hecho de tener que introducir en esta configuración un proceso de hidrodésintegración, requiriendo de condiciones altamente severas, entre otras cosas, es lo que ocasiona la elevación de los costos de operación e inversión para esta configuración.

Las configuraciones 2, 3, 4 y 5 tienen rendimientos de crudo a petroquímicos, así como costos de operación e inversión, intermedios entre los de la configuración 1 y la 6. En general, el rendimiento de crudo a petroquímicos se incrementa a costa de un incremento en los costos.

La descripción detallada para cada una de las configuraciones analizadas, se encuentra en el Anexo 1.

DESCRIPCION DEL MODELO

Importancia de la Modelación.

La importancia de establecer un modelo, reside en el hecho de poner a interactuar de manera simultánea, a los diferentes factores que podrían influir sobre una decisión; por lo tanto, no se limita únicamente a la evaluación de proyectos, sino que además toma en cuenta como influiría sobre una decisión el hecho de que interactuasen, de manera simultánea, diferentes proyectos. Por lo tanto, la modelación proporciona un mayor panorama de análisis, lo cual permitirá tomar mejores decisiones.

El propósito de este modelo es poder simular diferentes alternativas tácticas, con el objeto de evaluar la factibilidad económica y tecnológica de producir productos petroquímicos, a partir de una cantidad dada de crudo.

3.2 Modelo.

El Modelo podría expresarse como sigue:

Maximizar los beneficios descontados obtenidos por la producción de productos petroquímicos básicos, a través de crudo, dentro de un horizonte finito de planeación⁽¹⁾.

$$\text{MAX : BENEFTOT} = \sum_t \frac{\text{BENEF. } t}{(1 + i)^t}$$

Sujeto a:

a) Restricciones en la disponibilidad de crudo (RESCRUE_t).

El crudo total a procesar para la obtención de petroquímicos,

(1) El horizonte de planeación está definido por 6 periodos de 3 años cada uno ($t=1, \dots, 6$). Para poder agregar los beneficios en cada periodo del horizonte de planeación, a cada uno se le aplicó una tasa de descuento de 10% parametrizable también

para el primer periodo es menor que 2.5×10^6 TMA⁽²⁾; para los demás periodos, el incremento de la disponibilidad potencial total de crudo de un periodo a otro está limitada a 2.5×10^6 TMA, hasta llegar a un equivalente de 300,000 b/d. Posteriormente en una segunda alternativa este límite se amplió hasta 1.5×10^6 b/d.

$$\text{RESCRUE}_t : \sum_k \text{CRU}_{kt} \leq a_t$$

donde:

k = tecnología = 1, ... 6

t = periodo = 1, ... 6

a_t = disponibilidad de crudo a procesar en el periodo t

b) Restricciones en Incrementos de Capacidad (RESIC_{kt}).

El incremento potencial en la capacidad de procesamiento de crudo utilizado para una tecnología de un periodo a otra está dado por:

$$\text{RESIC}_{kt} : \text{CRU}_{k(t-1)} - \text{CRU}_{kt} + \text{INC}_{kt} = 0$$

(1) si esto fuese necesario.

(2) TMA. Toneladas métricas anuales, equivalentes a 50000 b/d de un petróleo de 32.8° API.

c) Restricciones de Producción ($RESPQ_{it}$).

La producción de petroquímicos básicos, resultado del proceso, se obtiene de acuerdo a una matriz de coeficientes técnicos estimada para cada configuración tecnológica. Estos coeficientes técnicos se ajustarán cada 2 periodos de acuerdo a un factor resultado de un incremento en la productividad debido a una curva de aprendizaje (ver apéndice I).

$$RESPQ_{it} - \sum_k C_{ikt} CRU_{kt} - PR_{it} = 0$$

donde

i = petroquímico = 1, ... 9

C_{ikt} = coeficiente técnico del petroquímico "i",
en el periodo "t", bajo la tecnología "k".

d) Restricciones de Costos de Operación ($RESCO_t$).

El costo de operación está compuesto por los factores: servicios (combustible y energía eléctrica, vapor de alta presión, agua de enfriamiento) catalizadores y químicos, mano de obra directa, supervisión y administración, seguros y licenciamientos. Al costo de operación se le aplica una tasa inflacionaria del 12% anual, equivalente a 40.49% de un periodo a otro.

$$RESCO_t - \sum_k COP_{kt} CRU_{kt} - CO_t = 0$$

donde

$$COP_{kt} = 1.4049 COP_{k(t-1)}$$

e) Restricciones de Costos de Inversión (RESCI_t).

Se supone un periodo de 15 años para amortizar la inversión. Se aplica una tasa del 15% de inflación de un periodo a otro del horizonte de planeación, equivalente a 4.77% anual.

$$\text{RESCI}_t^{(4)} \sum_k \text{CIN}_{k1} \text{CRU}_{k1} - \text{CI}_1 = 0 \quad t = 1$$
$$\text{CI}_{t-1} + \sum_k \text{INC}_{kt} \text{ICI}_{kt} - \text{CI}_t = 0 \quad t = 2, \dots, 6$$

donde

$$\text{ICI}_{kt} = 1.15 \text{ICI}_{k(t-1)}$$

f) Restricción de Ingresos (RESIN_t).

Los ingresos brutos por la venta de los petroquímicos básicos se estiman de acuerdo a la producción y a los precios.

$$\text{RESIN}_t \sum_i P_{it} \text{PR}_{it} - \text{ING}_t = 0$$

g) Restricción de Impuestos (RESTAX_t).

Se supone que el impuesto a pagar es el 48% de los ingresos NETOS.

$$\text{RESTAX}_t \quad 0.48 \text{BENEF}_t - 1/3 \text{TAX}_t = 0$$

(4) Como el tiempo de amortización de la inversión es de 15 años, para el periodo 6, al costo de inversión (RESCI₆) hay que restarle la Inversión 1 ya amortizada.

h) Restricción de Divisas ($RESDIV_t$).

Se supone que el 7% de los costos de operación y el 51% de los costos de Inversión son por conceptos de Importación, y si los productos se exportan en su totalidad.

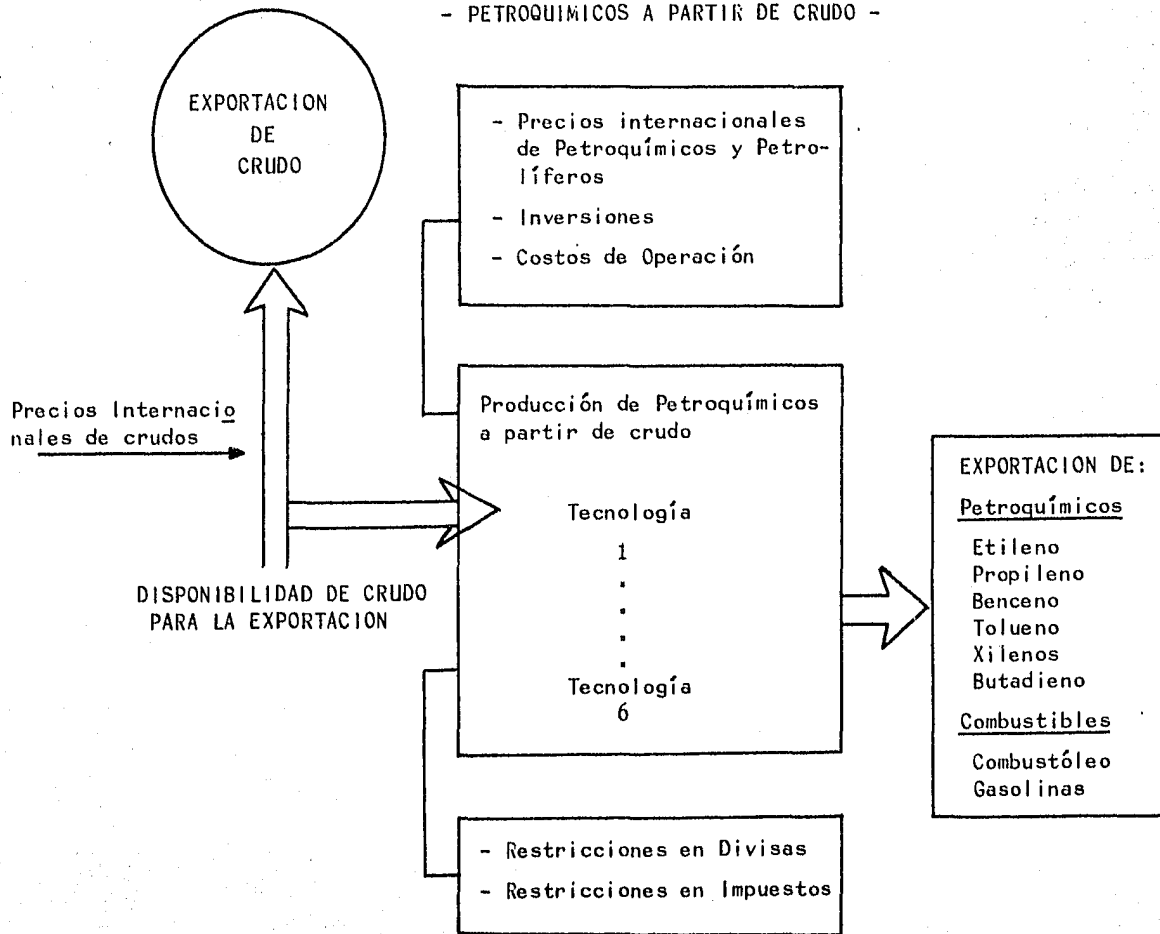
$$RESDIV_t - 0.51 CI_t - 0.07 CO_t + ING_t - 1/3 DIV_t = 0$$

i) Restricción de Beneficio ($RESBEN_t$).

$$RESBEN_t: -CO_t - CI_t + ING_t - 1/3 BENEF_t = 0$$

MODELO EVALUADOR DE ALTERNATIVAS ESTRATEGICAS

- PETROQUIMICOS A PARTIR DE CRUDO -



DEFINICION DE VARIABLES

- BENEF_t = Beneficio Bruto en el Período t
- C_{ikt} = Coeficiente técnico del petroquímico i en el período t bajo la tecnología k.
- CI_t = Costo de Inversión en el Período t.
- CIN_{kl} = Costo Unitario de inversión de la tecnología k en el primer período.
- CO_t = Costo de operación en el período t.
- COP_{kt} = Costo unitario de operación de la tecnología k en el período t.
- CRU_{kt} = Cantidad de crudo procesada por la tecnología k en el período t.
- ING_t = Ingresos provenientes de la venta de petroquímicos en t.
- ICI_{kt} = Costo unitario de inversión para el período t con tecnología k.
- INC_{kt} = Incremento en la capacidad con la tecnología k en el período t.
- P_{it} = Precio unitario del petroquímico "i" en el período t.
- PR_{it} = Cantidad producida del petroquímico "i" en el período t.
- TAX_t = Impuesto a pagar en el período t.

3.3 Información

Los datos necesarios para alimentar el modelo, son básicamente de dos tipos: tecnológicos y de costos y precios.

a) Datos Técnicos

Dentro de esta categoría se encuentra la capacidad de procesamiento del crudo, que en este caso fue de 2.5 millones de toneladas anuales de un crudo ligero durante el primer período (50,000 b/d en promedio), con incrementos subsecuentes por período de 2.5 millones de toneladas por año para la alternativa 1 y de 7.5 millones Ton/A (150,000 b/d) y 75 millones Ton/A (1,500,000 b/d), para todos los períodos, para las alternativas 2 y 3, respectivamente.

Los rendimientos de petroquímicos para cada tecnología y cada producto petroquímico, son otros datos de tipo técnico que son necesarios al modelo. De hecho son los coeficientes de la transformación de crudo a petroquímicos. (La información detallada sobre estos datos se encuentra en el anexo 1).

b) Costos y Precios

Tal como ya se ha expresado, los costos de inversión se calcularon a través de la anualización de las inversiones. A la inversión se le aplicó una tasa inflacionaria del 15% por período, variando los costos de acuerdo al período en que se efectúe la inversión.

A los costos de operación se les aplicó una tasa inflacionaria del 12% anual. En estos costos se han incluido los gastos de servicios, catalizadores, mantenimiento y administración, sin incluir ni el monto de la depreciación, ni el precio del crudo como un costo de la materia prima puesto que éste sería el mismo para cualquier alternativa tecnológica de producción de petroquímicos o, inclusive para la que considera la competencia, entre producción de PQ y la exportación del recurso.

En cuanto a los precios de los diferentes productos petroquímicos, se estimaron tomando como base los predominantes en el mercado para enero de 1984, aplicándoles un crecimiento anual

conservador; la tasa de crecimiento de cada producto se efectuó de acuerdo a la distribución de las tasas de crecimiento anual promedio obtenida para los periodos de 1980-1984.

Igualmente, la información detallada de costos de operación, de inversión y los precios de venta en el mercado internacional, se proporcionan en los anexos 2 y 3.

4. DESCRIPCION DE ALTERNATIVAS

Alternativa 1

1A) Selección de la (s) Tecnología (s).

En esta alternativa el modelo evalúa seis diferentes configuraciones tecnológicas para la obtención de petroquímicos a partir de volúmenes predeterminados de crudo. Esta evaluación lo hace, tanto desde el punto de vista insumo-producto, como el de costo-beneficio.

Para considerar la factibilidad de la exportación de petroquímicos, fue necesario realizar un estudio sobre las condiciones de la oferta y la demanda de petroquímicos básicos a nivel mundial, planteando un análisis de las perspectivas del mercado, con base en escenarios para la presente década y el año 2000. Este estudio sirvió de base para la selección de las tecnologías así como para limitar la capacidad.

1B) Exportación de Petroquímicos y/o Crudo.

Con el objeto de que este estudio pondere las ventajas y desventajas del establecimiento de cada una de las diferentes configuraciones contra la alternativa de exportar crudo, se procedió a la evaluación de esta alternativa, para lo cual fue necesario introducir la variable de exportación de crudo ($RESEX_t$) a las restricciones de utilización de crudo ($RESCRU_t$) y generación de divisas ($RESDIV_t$) así como a las de ingresos ($RESIN_t$).

Las demás suposiciones en cuanto a costos, precios de petroquímicos y coeficientes técnicos, permanecieron de acuerdo a lo expuesto anteriormente.

Alternativa 2

Se procedió a estructurar esta alternativa, modificando la cantidad disponible de crudo a procesar y/o exportar, con el fin de analizar su posible impacto sobre las decisiones.

En este caso, el total de crudo disponible se cambió de 50,000 b/d (2.5 millones de Ton/A) a 150,000 b/d (7.5 millones de Ton/A) y se mantuvo constante durante todo el horizonte de planeación. En esta alternativa se evaluaron dos casos.

2A) Selección de la (s) Tecnología (s).

Este caso es básicamente igual al de la alternativa 1A, excepto por la cantidad de crudo disponible para procesar, fijada de acuerdo a lo anteriormente expuesto.

2B) Exportación de Petroquímicos y/o Crudo.

En esta alternativa se hacen competir, la exportación de petroquímicos y la de crudo, de manera tal que el beneficio sea máximo. El modelo será capaz de elegir entre exportar crudo y exportar petroquímicos, sujeto a las restricciones de cantidades disponibles de crudo iguales para cada período (150,000 b/d). Todas las demás suposiciones se mantuvieron de acuerdo a la alternativa 1A.

El análisis de los resultados de esta alternativa, llevaron a la necesidad de realizar un estudio para establecer la relación que existe entre la cantidad de crudo para procesar (Q) y la que se destina para exportación (q), con la finalidad de poder establecer una tasa marginal de sustitución (dQ/dq) entre ambas.

El problema se planteó considerando que se desea generar por la exportación de petroquímicos, al menos una cantidad de divisas igual a la que generaría la exportación de "q" Ton/A de crudo.

Es decir, para cada período:

$$\bar{p}_{pq} \cdot Q = p_{\text{crudo}} \cdot q$$

donde

$\bar{p}_{pq} \cdot Q$ = divisas generadas por la exportación de petroquímicos, procesando Q (Ton/año) de crudo, con la tecnología del óptimo.

$p_{\text{crudo}} \cdot q$ = divisas generadas por la exportación del crudo.

También:

$$\bar{p}_{pq} = (\text{Ingresos por Ventas} - 0.07CO + 0.51CI)$$

donde:

CO son los costos de operación de la tecnología óptima

CI son los costos de inversión de la tecnología óptima

Por otro lado:

$$\text{Ingresos por ventas} = \sum_i c_i P_i$$

en donde:

c_i = coeficiente técnico del petroquímico i producido con la tecnología óptima.

P_i = precio en el mercado internacional del petroquímico i .

De tal manera que:

$$Q = \frac{p_{\text{crudo}}}{\bar{p}_{pq}} q \quad (1)$$

De la ecuación (1) puede advertirse que la cantidad de crudo destinada a procesar petroquímicos, estará en función de la cantidad disponible de crudo, q , y de los precios, tanto del crudo como de cada petroquímico producido con la tecnología del óptimo. De acuerdo con la formulación del modelo, ambos dependen del tiempo. Por lo tanto, es posible establecer que la cantidad Q

puede expresarse en función de "q" y "t", es decir:

$$Q = f(t, q). \quad (2)$$

De acuerdo a lo anteriormente expuesto, si se deseara conocer el cambio que sufrirá Q como consecuencia del cambio tanto en la cantidad de crudo que se exporta, como de aquellos cambios debidos a los precios del crudo, y de cada petroquímico dentro del H.P., sería necesario diferenciar la ecuación 2:

$$dQ = \frac{\partial Q}{\partial t} dt + \frac{\partial Q}{\partial q} dq \quad (3)$$

$q=\text{cte}$ $t=\text{cte}$

donde:

$\frac{\partial Q}{\partial t} q=\text{cte}$, es el cambio que sufre Q debido a variaciones en los precios del crudo y de los petroquímicos, si la cantidad de crudo que se exporta no se modificara.

$\frac{\partial Q}{\partial q} t=\text{cte}$, es el cambio que sufre Q cuando se modifica la cantidad de crudo que se exporta, si los precios de los petroquímicos y del crudo no se modificaran.

Con base a los datos obtenidos para la configuración tecnológica No. 4 (que resultó ser la óptima), se graficó la ecuación (1) con respecto al tiempo, - observándose que sigue un comportamiento aproximadamente lineal, para una - cantidad q constante, cuya pendiente será igual a la derivada parcial de Q con respecto a t, es decir, $(\partial Q/\partial t)_{q=\text{cte}}$.

Por otro lado, fue posible graficar la ecuación (1) con respecto a q, para cada período t, mostrando también un comportamiento lineal, cuya pendiente representa la derivada parcial de Q con respecto a q, a t=constante, o - o bien, $(\partial Q/\partial q)_{t=\text{cte}}$.

Tanto las gráficas correspondientes como los cálculos y los resultados --

cuantitativos y su análisis, se muestran en el Apéndice 4, de donde es posible verificar que:

$$\frac{\partial Q}{\partial t} \Big|_{q=\text{cte.}} = 0.1152 q \quad (4)$$

$$\frac{\partial Q}{\partial q} \Big|_{t=\text{cte}} = \frac{p_{\text{crudo}}}{\bar{p}_{pq}} = a(t) \quad (5)$$

Substituyendo (4) y (5) en 3:

$$dQ = 0.1152 q dt + a(t) dq \quad (6),$$

integrando 6 se obtiene:

$$Q + K_1 = 0.1152 qt + K_2 + a(t) q + K_3 \quad (7)$$

donde K_1 , K_2 y K_3 son constantes de integración.

Con las condiciones iniciales: $Q = 0$ para $q = 0$ y $t = 0$, se obtiene que:

$$K_1 = K_2 + K_3, \text{ de donde:}$$

$$Q = 0.1152 qt + a(t) q \quad (8)$$

La tasa marginal de sustitución entre Q (la cantidad de crudo destinada a la manufactura de petroquímicos y éstos a la exportación) y q , la cantidad de crudo destinada a la exportación, será por lo tanto:

$$\frac{dQ}{dq} = a(t) + 0.1152 t$$

<u>PERIODO</u>	<u>dQ/dq</u>
1	0.9889
2	1.2364
3	1.4886
4	1.7018
5	1.950
6	2.1292

(Ver apéndice 4)

Hagamos notar que la relación entre precios está de antemano expresada en valor presente y, es la misma que la relación original toda vez que las actualizaciones en dividendo y divisor se cancelan.

De la ecuación (9) puede concluirse que el valor de la tasa marginal dependerá en gran medida de la relación de los precios entre el crudo y los petroquímicos. Para que al modelo le convenga exportar petroquímicos, el valor de la tasa marginal de sustitución deberá ser menor a 1.

Alternativa 3

El análisis de los resultados de las alternativas 1 y 2 llevaron a la necesidad de realizar un estudio de los precios, tanto del crudo de exportación como de los productos petroquímicos.

En la siguiente tabla puede observarse que los precios sombra del crudo para la producción de petroquímicos, están muy por abajo de su precio de exportación. Esto ocasionó que en las alternativas 1B y 2B se haya tenido como la mejor opción, la exportación total del crudo, descartando la posibilidad de producir petroquímicos para la generación de divisas.

PRECIOS SOMBRA DEL CRUDO
(DOLARES DE 1984 POR TON.)

PERIODO	<u>A L T E R N A T I V A S</u>		<u>EXPORTACION DE CRUDO</u>
	<u>1A</u>	<u>2A</u>	
1	215	-	218
2	183	-	231
3	161	266	243
4	137	-	239
5	117	112	240
6	95	530	232

Puede entonces deducirse que el comportamiento de los precios de los productos petroquímicos para el horizonte de planeación de este modelo, es una variable sujeta a incertidumbre y que pronosticar, por lo tanto, nuevos precios no sería confiable ni adecuado, ya que podrían considerarse una gran variedad de posibilidades. Ante un problema como el planteado, se prefirió partir del problema inverso, que consiste en saber a qué precios y bajo qué condiciones, el precio del crudo impuesto al modelo, sería más productivo elaborar productos petroquímicos a partir del crudo, destinados a la exportación, que exportar el recurso. Este precio, internamente, es función de los coeficientes técnicos de cada petroquímico (rendimientos) para cada tecnología y de sus correspondientes costos.

Las hipótesis subyacentes en el cálculo son las siguientes:

- a) Se tomó como base la tecnología 4 para definir rendimientos y costos, por ser ésta la más rentable de acuerdo a los resultados obtenidos de las alternativas anteriores.
- b) La razón de distribución de las tasas de crecimiento de los precios de los petroquímicos de un período al otro, en base al etileno Δp_i , será la misma que la obtenida para el período 1980-1983, a excepción de la gasolina, combustóleo y mezcla de butanos (a excepción del butadieno) en cuyo caso por no ser considerados petroquímicos, no dependerán del precio del etileno.

Cabe mencionar que para los productos aromáticos (benceno, tolueno y xilenos), el incremento de precio considerado se tomó para el período 1974-1983.

El modelo que se utilizó para estimar los precios es el siguiente:

Sea

- $i =$ producto = 1, ... 9 $j =$ período = 1, ... 6
- $i =$ 1 = etileno
- $p =$ precio
- $C =$ coeficiente técnico para la tecnología 4

- Cosoper = costo de operación
Cosin = costo de inversión
p crudo = precio de exportación del crudo
 ΔP = razón de distribución con respecto al etileno
INC = incremento de la tasa de crecimiento
Benef = beneficio por unidad de producción

$$P_{ij} = P_{i,j-1} + INC_{ij} P_{i,j-1} \quad (1)$$

$$P_{ij} = P_{i,j-1} (1 + INC_{ij}) \quad (2)$$

pero:

$$INC_{ij} = \Delta P_i INC_{1,j} \quad (3)$$

$$P_{ij} = P_{i,j-1} (1 + \Delta P_i INC_{1,j}) \quad (4)$$

$$\text{Benef}_j = \sum_{i \neq 3,7,8} P_{i,j-1} C_{ij} - \text{COSOPER}_j - \text{COSIN}_j + \sum_{i=3,7,8} P_{ij} C_{ij} = p \text{ crudo}_j \quad (5)$$

Sustituyendo (4) en (5)

$$\text{Benef}_j = \sum_{i \neq 3,7,8} P_{i,j-1} (1 + \Delta P_i INC_{1,j}) C_{ij} - \text{COSOPER}_j - \text{COSIN}_j + \sum_{i=3,7,8} P_{ij} C_{ij} = p \text{ crudo}_j \quad (6)$$

despejando $INC_{i,j}$ de (6')

$$INC_{ij} = \frac{p \text{ crudo} - \sum_{i \neq 3,7,8} P_{i,j-1} C_{ij} + COSOPER_j + COSIN_j - \sum_{i=3,7,8} P_{ij} C_{ij}}{\sum \triangle P_{ij} C_{ij} P_{i,j-1}}$$

(7)

A partir de la ecuación (7) las ecuaciones (3) y (2) se resuelven de manera recursiva.

Los resultados de este procedimiento se muestran en el anexo 4.

Nota: 3,7,8 = mezcla de butenos, gasolina y combustóleo, respectivamente.

RESULTADOS

Los resultados cuantitativos de cada alternativa estudiada, se encuentran en las páginas siguientes. A continuación se muestran los resultados cualitativos.

- a) Alternativa 1A. Se selecciona la configuración tecnológica # 4, aprovechando el recurso de crudo en su totalidad, obteniéndose un precio sombra para el crudo, menor a su precio en el mercado.
- b) Alternativa 1B. No se selecciona tecnología alguna, el modelo prefiere exportar todo el crudo.
- c) Alternativa 2A. Se selecciona la configuración tecnológica # 4. En este caso también se aprovecha todo el recurso de crudo y el precio sombra para el crudo es menor a su precio en el mercado.
- d) Alternativa 2B. No se selecciona tecnología alguna, el modelo prefiere exportar todo el crudo.
Puede decirse por lo tanto que el modelo está sujeto a incertidumbre, debido básicamente a los precios para cada producto petroquímico.
- e) Alternativa 3A. En este caso se modificaron los precios de los productos petroquímicos de acuerdo a lo expuesto anteriormente y como resultado se obtiene la tecnología 6.
- f) Alternativa 3B. El modelo decide exportar crudo para el primer período y petroquímicos a partir del segundo, seleccionando la tecnología 6.

Capacidad: 2.5×10^6 tma.
 con incrementos iguales
 cada periodo. Sin Exportación.

Resultados

Alternativa 1A:

Beneficio total descontado: 20,771 millones de dólares
 Tecnología seleccionada: Configuración 4

Capacidad de Procesamiento

<u>Periodo</u>	<u>Procesamiento</u> Ton/Año (10^6)	b/d (10^3)
1	2.5	50
2	5.0	100
3	7.5	150
4	10.0	200
5	12.5	250
6	15	300

Producciones de Productos (10^3 Ton/Año)

<u>Productos</u>	P E R I O D O S					
	1	2	3	4	5	6
Etileno	472.5	945	1432.5	1910	2400	2880
Propileno	322.5	645	982.5	1310	1650	1980
Butanos	197.5	395	600.0	800	1012.5	1215
Benceno	120.0	240	375	500	637.5	765
Tolueno	110.0	220	337.5	450	575.0	690
Xileno	130.0	260	397.5	530	675.0	810
Gasolina	210.0	420	637.5	850	1075.0	1290
Combust _o leo	565.0	1130	1770.0	2360	2950	3540
Butadieno	77.5	155	232.5	310	400	480

Beneficio por periodo:

<u>Periodo</u>	<u>Beneficio Bruto</u> (10 ⁶ \$ US. co) rrientes	<u>Neto</u> (10 ⁶ US \$ co rrientes)
1	1952.67	1015.388
2	4672.58	2429.74
3	8369.10	4351.93
4	12899.1	6707.53
5	18651.0	9698.97
6	25251.0	13130.5

Impuestos recibidos por el gobierno federal

<u>Periodo</u>	<u>Impuestos</u> (10 ⁶ US \$ corrientes)
1	937.282
2	2242.84
3	4017.17
4	6191.57
5	8952.93
6	12120.5

Saldo de divisas

<u>Periodo</u>	<u>10⁶ US \$ corrientes</u>	
	<u>Anual</u>	<u>Período</u>
1	832.656 x 3 =	2497.97
2	2032.140 x 3 =	6096.42
3	3731.96 x 3 =	11195.88
4	5982.11 x 3 =	17946.33
5	9061.17 x 3 =	27183.51
6	13014.0 x 3 =	39042.0

Precios Sombra de la Utilización de Crudo

<u>Periodo</u>	<u>US \$ corrientes</u>		<u>US \$ constantes</u>	
	<u>Por Ton</u>	<u>Por bl</u>	<u>Por Ton</u>	<u>Por bl</u>
1	286.51	39.24	215.26	29.48
2	324.06	44.39	182.92	25.05
3	380.03	52.06	161.17	22.07
4	431.17	59.07	137.38	18.81
5	488.29	66.89	116.89	16.01
6	529.05	72.47	95.15	13.03

Costos marginales por introducir otra tecnología diferente a la tecnología 4, dólares ctes. de 1984/Ton.

		<u>1er. Periodo</u>	
		<u>US \$ ctes.</u>	<u>US \$ corrientes</u>
<u>Tecnología</u>	1	102.08	135.868
	2	51.06	67.961
	3	61.57	81.950
	5	52.30	69.61
	6	68.71	91.45

Costos Marginales por Incrementar la Capacidad

(Precio Sombra Inversión, US \$)

	P E R I O D O S									
	2		3		4		5		6	
	<u>ctes.</u>	<u>crtes.</u>	<u>ctes.</u>	<u>crtes.</u>	<u>ctes.</u>	<u>crtes.</u>	<u>ctes.</u>	<u>crtes.</u>	<u>ctes.</u>	<u>crtes.</u>
1	58.06	102.85	32.98	77.76	15.15	47.55	3.89	16.25	0.554	3.08
2	29.94	53.04	17.66	41.64	8.4	26.36	1.68	7.02	0.512	2.85
3	46.03	81.54	34.29	80.85	24.46	76.45	15.25	63.70	7.73	42.98
4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	48.39	85.72	42.46	100.12	33.08	103.82	22.69	94.78	11.74	65.27
6	69.11	122.43	61.76	145.62	49.82	156.35	35.02	146.29	18.31	101.80

T
E
C
N
O
L
O
G
I
A

ctes.: constantes.
crtes.: corrientes.

ALTERNATIVA 1A

Capacidad: 2.5×10^6 TMA
con incrementos iguales
cada periodo. Sin exportación.

PRECIO SOMBRA INGRESOS (RESIN_t)
(US \$ constantes)

Periodo	Período	Anual
1	2.2539	0.7513
2	1.6935	0.5645
3	1.2723	0.4241
4	0.9558	0.3186
5	0.7182	0.2394
6	0.5397	0.1799

PRECIO SOMBRA COSTOS DE OPERACION (RESCO_t)
(US \$ constantes)

Periodo	Período	Anual
1	-2.2539	-0.7513
2	-1.6935	-0.5645
3	-1.2723	-0.4241
4	-0.9558	-0.3186
5	-0.7182	-0.2394
6	-0.5397	-0.1799

PRECIO SOMBRA COSTOS DE INVERSION (RESCI_t)
(US \$ constantes)

Periodo	Período	Anual
1	-6.8937	-2.2979
2	-5.1795	-1.7265
3	-3.4860	-1.162
4	-2.2137	-0.7379
5	-1.2579	-0.4193
6	-0.5397	-0.1799

PRECIO SOMBRA BENEFICIOS (RESBEN_t)
(US \$ ctes)

<u>Periodo</u>	<u>Anual</u>
1	-0.7513
2	-0.5645
3	-0.4241
4	-0.3186
5	-0.2394
6	-0.1799

PRECIO SOMBRA INCREMENTOS DE CAPACIDAD
(RESIC_{tk}) (US \$ ctes)

k	t=2	t=3	t=4	t=5	t=6
1	12.30	26.36	46.04	48.14	27.84
2	120.72	109.90	93.81	72.71	36.83
3	103.77	84.35	63.34	43.58	20.88
4	266.72	206.44	150.76	98.51	48.61
5	133.22	88.10	58.12	34.77	15.50
6	113.66	63.16	31.97	13.51	3.55

COSTO REDUCIDO (var básica = 0)

CANTIDAD DE CRUDO

tk	CRU _{tk}
11	-306.23
12	-153.17
13	-184.70
14	0
15	-156.91
16	-206.13

INCREMENTOS DE CAPACIDAD

tk	IC _{tk}	tk	IC _{tk}	tk	IC _{tk}	tk	IC _{tk}	tk	IC _{tk}	tk	IC _{tk}
21	-174	31	- 98	41	- 45	51	- 11	61	- 1.66		
22	- 89	32	- 52	42	- 25	52	- 5	62	- 1.53		
23	-138	33	-102	43	- 73	53	- 45	63	-23.2		
24	0	34	0	44	0	54	0	64	0		
25	-145	35	-127	45	- 99	55	- 68	65	-35.2		
26	-207	36	-185	46	-149	56	-105	66	-54.9		

t= tiempo
k= tecnología

Alternativa 1B

Capacidad: 2.5×10^6 TMA
con incrementos iguales cada
período. Con exportación

Beneficio total descontado: 37205.8 millones de dólares

Tecnologías escogidas: ninguna

Cantidad de Crudo Exportado:

<u>Período</u>	10^6 Ton/Año	10^3 b/d
1	2.5	50
2	5.0	100
3	7.5	150
4	10.0	200
5	12.5	250
6	15.0	300

Beneficio neto por período = saldo de divisas

<u>Período</u>	10^6 US \$ corrientes/período
1	2182.5
2	6135.0
3	12937.5
4	22500.0
5	37612.5
6	58050.0

Impuestos recibidos por el gobierno

<u>Periodo</u>	<u>10⁶US \$ corrientes</u>
1	1047.6
2	2944.8
3	6210.0
4	10800.0
5	18054.0
6	27964.0

Precios Sombra de la Utilización de Crudo

	US \$ corrientes	US \$ constantes 1984
<u>Periodo</u>	<u>Por Ton</u>	<u>Por Ton</u>
1	291.	218.63
2	409.02	230.88
3	575.00	243.86
4	749.93	238.95
5	1003.03	240.12
6	1290.30	232.07

Costos Marginales por Introducir alguna Tecnología

US \$ constantes 1984/Ton

	<u>1er.</u>
	<u>periodo</u>
1	597.8
2	546.78
3	557.29
4	495.72
5	548.02
6	564.43

tecnología

Costos Marginales Por Incrementos de Capacidad
(Precios Sombra de la Inversión) U\$ ctes.

		<u>P E R I O D O S</u>				
		2	3	4	5	6
tecnologías	1	505.65	425.89	817.66	195.94	59.17
	2	464.07	895.11	293.11	173.28	35.60
	3	471.50	401.77	297.72	173.67	27.67
	4	418.6	359.58	264.17	147.98	7.93
	5	463.76	396.33	292.98	165.75	14.03
	6	472.70	404.09	294.15	160.17	0

		<u>P E R I O D O S U\$ corrientes</u>				
		2	3	4	5	6
tecnologías	1	895.79	1004.22	996.95	818.49	328.98
	2	822.13	931.65	919.90	723.83	197.93
	3	835.29	947.35	934.37	725.46	153.84
	4	741.57	847.87	829.08	618.15	44.09
	5	821.58	939.24	919.50	692.38	78.00
	6	837.42	952.82	923.17	669.07	-----

ALTERNATIVA 1B

Capacidad: 2.5×10^6 TMA
con incrementos iguales
cada período. Con exportación.

PRECIO SOMBRA INGRESOS (RESIN_t)

(US \$ constantes)

Período	Período	Anual
1	2.2539	0.7513
2	1.6935	0.5645
3	1.2723	0.4241
4	0.9558	0.3186
5	0.7182	0.2394
6	0.5397	0.1799

PRECIO SOMBRA COSTOS DE OPERACION (RESCO_t)

(US \$ constantes)

Período	Período	Anual
1	-2.2539	-0.7513
2	-1.6935	-0.5645
3	-1.2723	-0.4241
4	-0.9558	-0.3186
5	-0.7182	-0.2394
6	-0.5397	-0.1799

PRECIO SOMBRA COSTOS DE INVERSION (RESCI_t)

(US \$ constantes)

Período	Período	Anual
1	-6.8937	-2.2979
2	-0.88317	-0.29439
3	0.81033	0.27011
4	2.08263	0.6942
5	3.03843	1.0128
6	3.75663	1.2522

PRECIO SOMBRA BENEFICIOS (RESBEN_t)

Periodo	Anual
1	-0.7513
2	-0.5645
3	-0.4241
4	-0.3186
5	-0.2394
6	-0.1799

PRECIO SOMBRA INCREMENTOS DE CAPACIDAD

(RESIC_{tK}) (US \$ ctes)

k	t=2	t=3	t=4	t=5	t=6
1	-1489.3	-1206.8	-1039.0	-732.2	-382.9
2	-1356.3	-1223.2	- 991.3	-707.7	-373.9
3	-1373.2	-1248.8	-1021.7	-736.8	-389.8
4	-1210.3	-1126.7	- 934.3	-681.9	-362.1
5	-1343.8	-1245.0	-1026.9	-745.6	-395.2
6	-1363.3	-1270.0	-1053.1	-766.9	-407.1

COSTO REDUCIDO (var básica = 0) (US \$ Ctes)

<u>CANTIDAD DE CRUDO</u>				<u>INVERSION</u>				<u>INCREMENTOS DE CAPACIDAD</u>							
tk	CRU _{tk}	t	CI _t	tk	IC _{tk}	tk	IC _{tk}	tk	IC _{tk}	tk	IC _{tk}	tk	IC _{tk}		
11	-1793.3	1	0	21	-1516.9	31	-1277.6	41	-952.9	51	-587.5	61	-177.5		
12	-1640.3	2	0	22	-1392.2	32	-1185.3	42	-879.3	52	-519.8	62	-106.8		
13	-1671.8	3	0	23	-1414.5	33	-1205.3	43	-893.1	53	-521.0	63	- 83.0		
14	-1487.1	4	0	24	-1255.0	34	-1078.7	44	-792.5	54	-443.9	64	- 23.7		
15	-1644.0	5	0	25	-1391.2	35	-1194.9	45	-878.9	55	-497.2	65	- 42.0		
16	-1693.2	6	-4.29	26	-1418.1	36	-1212.2	46	-882.4	56	-480.5	66	0		

Alternativa 2A

A) Sin Exportación

Beneficio total descontado: 20447.7 millones de \$

Tecnología Seleccionada: Configuración 4

Capacidad de Procesamiento: 7.5×10^6 TMA para todos
los periodos

Producciones de Productos (10^3 Ton/Año)

	<u>P E R I O D O S</u>					
<u>Productos</u>	1	2	3	4	5	6
Etileno	1471.5	1417.5	1432.5	1432.5	1440	1440
Propileno	967.5	967.5	982.5	982.5	990	990
Butanos	592.5	592.5	600.0	600.0	607.5	607.5
Benceno	360.0	360.0	375.0	375.0	382.5	382.5
Tolueno	330.0	330.0	337.5	337.0	345	345
Xileno	390.0	390.0	397.5	397.5	405	405
Gasolina	630.0	630.0	637.5	637.5	645	645
Combustol	1695.0	1695.0	1770.0	1770.0	1770	1770
Butadieno	232.5	232.5	232.5	232.5	240	240

Beneficio por Periodo (Neto)

<u>Periodo</u>	<u>10^6 \$ US corrientes</u>
1	5858.01
2	7084.44
3	8527.79
4	9924.55
5	11542.3
6	13927.6

Impuestos Recibidos por el Gobierno Federal

<u>Periodo</u>	<u>Impuestos (10⁶ US \$ corrientes)</u>
1	2811.84
2	3400.53
3	4093.34
4	4763.78
5	5540.29
6	6685.23

Saldo de divisas

<u>Periodo</u>	<u>10⁶ \$ US corrientes</u>
1	7493.91
2	9183.15
3	11276.82
4	13587.36
5	16498.17
6	20185.11

Precios Sombra de la Utilización de Crudo

<u>Periodo</u>	<u>US \$ Corrientes</u>		<u>US \$ Constantes</u>	
	<u>Por Ton</u>	<u>Por bl</u>	<u>Por Ton</u>	<u>Por bl</u>
1	0	0	0	0
2	0	0.1	0	0
3	628.58	86.10	266.58	36.51
4	0	0	0	0
5	469.03	64.25	112.28	15.38
6	2946.32	403.60	529.92	72.59

Costos Marginales por Introducir otra Tecnología diferente a la
Tecnología 4, dólares ctes. 1984/Ton.

		<u>1er. Período</u>	
		ctes.	crtes.
tecnología	1	102.08	135.87
	2	51.06	67.96
	3	61.57	81.95
	5	52.3	69.61
	6	68.71	91.45

ALTERNATIVA 2A

Capacidad: 7.5×10^6 TMA
por periodo.
Sin exportación

PRECIO SOMBRA INGRESOS (RESIN_t)
(US. \$ Ctes)

Periodo	Periodo	Anual
1	2.2539	0.7513
2	1.6935	0.5645
3	1.2723	0.4241
4	0.9558	0.3186
5	0.7182	0.2394
6	0.5397	0.1799

PRECIO SOMBRA COSTOS DE OPERACION (RESCO_t)
(US \$ ctes)

Periodo	Período	Anual
1	-2.2539	-0.7513
2	-1.6935	-0.5645
3	-1.2723	-0.4241
4	-0.9558	-0.3186
5	-0.7182	-0.2394
6	-0.5397	-0.1799

PRECIO SOMBRA COSTOS DE INVERSION (RESCI_t)
(US \$ ctes)

Periodo	Período	Anual
1	-6.8937	-2.2979
2	7.36055	2.453
3	9.05405	3.0166
4	10.32635	3.44
5	11.28215	3.76
6	12.00035	4.0

PRECIO SOMBRA INCREMENTOS DE CAPACIDAD (RESIC_{tk})
(US. \$ ctes)

k	t=2	t=3	t=4	t=5	t=6
1	-658	-1168	-832	-1242	-1276
2	-525	-1084	-784	-1217	-1267
3	-541	-1110	-814	-1246	-1283
4	-379	- 988	-727	-1191	-1255
5	-512	-1106	-820	-1255	-1288
6	-532	-1131	-846	-1276	-1300

- 58 -

<u>CANT. CRUDO</u>		<u>INVERSION</u>		<u>COSTO REDUCIDO (var básica = 0) (US \$ ctes)</u>									
tk	CRU _{tk}	t	CI _t	<u>INCREMENTO DE CAPACIDAD</u>									
				tk	IC _{tk}	tk	IC _{tk}	tk	IC _{tk}	tk	IC _{tk}	tk	IC _{tk}
11	-306.2	1	0	21	- 428	31	-842	41	-405	51	-705	61	-620
12	-153.1	2	0	22	- 225	32	-661	42	-229	52	-520	62	-414
13	-184.7	3	0	23	- 198	33	-623	43	-177	53	-445	63	-303
14	0	4	0	24	0	34	-451	44	- 24	54	-308	64	-174
15	-156.9	5	0	25	- 116.9	35	-546	45	- 86	55	-333	65	-160
16	-206.1	6	-12.54	26	- 75.9	36	-486	46	0	56	-213	66	0

Alternativa 2B

B) Con Exportación

Beneficio total descontado: 31601.4 millones de dólares

Tecnología seleccionada: Ninguna

Capacidad de Procesamiento: 7.5×10^6 TMA para todos los periodos

Beneficio por Periodo = Saldo divisas

<u>Periodo</u>	<u>10^6 \$ US corrientes</u>
1	6547.5
2	9202.5
3	12937.5
4	16975.0
5	22567.5
6	29025.0

Impuestos Recibidos por el Gobierno Federal

<u>Periodo</u>	<u>Impuestos (10^6 US \$ corrientes)</u>
1	3142.8
2	4417.2
3	6210.0
4	8100.0
5	10832.4
6	13932.0

Precios Sombra de la Utilización de Crudo

<u>Periodo</u>	<u>US \$ Corrientes</u>		<u>US \$ Constantes</u>	
	<u>Por Ton</u>	<u>Por bl</u>	<u>Por Ton</u>	<u>Por bl</u>
1	291	39.86	218.63	29.94
2	409.02	56.03	230.88	31.62
3	575.0	78.76	243.86	33.40
4	749.93	102.73	238.95	32.73
5	1003.03	137.4	240.12	32.89
6	1290.3	176.75	232.07	31.79

Costos Marginales por Introducir otra Tecnologia diferente a

la Optima.

(US \$ ctes)

1er. Periodo

tecnologia	1	597.8
	2	546.78
	3	557.29
	4	495.72
	5	548.02
	6	564.43

ALTERNATIVA 2B

Capacidad: 7.5×10^6 TMA
por periodo.
Con Exportación

PRECIO SOMBRA INGRESOS (RESIN_t)

Periodo	Período	Anual
1	2.2539	0.7513
2	1.6935	0.5645
3	1.2723	0.4241
4	0.9558	0.3186
5	0.7128	0.2394
6	0.5397	0.1799

PRECIO SOMBRA COSTOS DE OPERACION (RESCO_t)

Periodo	Período	Anual
1	-2.2539	-0.7513
2	-1.6935	-0.5645
3	-1.2723	-0.4241
4	-0.9558	-0.3186
5	-0.7128	-0.2394
6	-0.5397	-0.5199

PRECIO SOMBRA COSTOS DE INVERSION (RESCI_t)

Periodo	Período	Anual
1	-6.8937	-2.2979
2	-0.88317	-0.29439
3	0.81033	0.27011
4	2.08263	0.6942
5	3.03843	1.0128
6	3.75663	1.2522

PRECIO SOMBRA BENEFICIOS (RESBEN_t)
(US \$ ctes)

Periodo	Anual
1	-0.7513
2	-0.5645
3	-0.4241
4	-0.3186
5	-0.2394
6	-0.1799

PRECIO SOMBRA INCREMENTO DE CAPACIDAD (RESIC_{tk})

k	t=2	t=3	t=4	t=5	t=6
1	-1489	-1306	-1039	- 732	- 382
2	-1356	-1223	- 991	- 707	- 373
3	-1373	-1248	-1021	- 736	- 389
4	-1210	-1126	- 934	- 681	- 362
5	-1343	-1245	-1026	- 745	- 395
6	-1363	-1270	-1053	- 766	- 407

- 63 -

<u>CANT. CRUDO</u>		<u>INVERSION</u>		<u>COSTO REDUCIDO (var básica = 0) (US \$ ctes)</u>									
<u>tk</u>	<u>CRU tk</u>	<u>t</u>	<u>CI_t</u>	<u>INCREMENTO DE CAPACIDAD</u>									
				<u>tk</u>	<u>IC_{tk}</u>	<u>tk</u>	<u>IC_{tk}</u>	<u>tk</u>	<u>IC_{tk}</u>	<u>tk</u>	<u>IC_{tk}</u>	<u>tk</u>	<u>IC_{tk}</u>
11	-1793	1	0	21	-1516	31	-1277	41	- 952	51	- 587	61	- 177
12	-1640	2	0	22	-1392	32	-1185	42	- 879	52	- 519	62	- 106
13	-1671	3	0	23	-1414	33	-1205	43	- 893	53	- 521	63	- 83
14	-1487	4	0	24	-1255	34	-1078	44	- 792	54	- 443	64	- 23
15	-1644	5	0	25	-1391	35	-1194	45	- 878	55	- 497	65	- 42
16	-1693	6	-4.29	26	-1418	36	-1212	46	- 882	56	- 480	66	- 0

Alternativa 3A

Beneficio total descontado: 324337 millones dólares

Tecnología Seleccionada: Configuración 6

Capacidad de Procesamiento: 7.5×10^7 TMA para todos
los periodos

Producciones de Productos (10^3 TON /AÑO)

<u>Producto</u>	1	2	3	4	5	6
Etileno	19500	19500	19875	19875	20025	20025
Propileno	11250	11250	11475	11475	11625	11625
Butanos	3900	3900	3900	3900	3975	3975
Benceno	5100	5100	5250	5250	5325	5325
Tolueno	3600	3600	3675	3675	3750	3750
Xileno	1800	1800	1875	1875	1950	1950
Gasolina	4800	4800	4875	4875	4950	4950
Combustol	9525	9525	9525	9525	9525	9525
Butadieno	3450	3450	3450	3450	3525	3525

Beneficio por Periodo (Neto)

<u>Periodo</u>	<u>10^6 US \$ Corrientes</u>
1	57512.7
2	94028.4
3	134499.0
4	177489.0
5	242176.0
6	313965.0

Impuestos Recibidos por el Gobierno Federal

<u>Periodo</u>	<u>Impuesto</u> (10 ⁶ US \$ corrientes)
1	27606.1
2	45133.6
3	64559.5
4	85194.8
5	116244.0
6	150703.0

Precios Sombra de la Utilización de Crudo

<u>Periodo</u>	<u>US \$ Corrientes</u>		<u>US \$ Constantes</u>	
	<u>Por Ton</u>	<u>Por bl</u>	<u>Por Ton</u>	<u>Por bl</u>
1	-	-	-	-
2	-	-	-	-
3	-	-	-	-
4	-	-	-	-
5	-	-	-	-
6	8014.6	1097.89	1441.5	197.46

Costos Marginales para Introducir otra Tecnología

		<u>P E R I O D O S</u>					
		1	2	3	4	5	6
tecnología	1	428.25	0	0	0	0	0
	2	213.42	0	0	0	0	0
	3	161.31	0	0	0	0	0
	4	60.19	0	0	0	0	0
	5	57.60	0	0	0	0	0
	6	-	0	0	0	0	0

ALTERNATIVA 3A

sin exportación

PRECIO SOMBRA INGRESOS (RESIN_t)

Período	Período	Anual
1	2.2539	0.7513
2	1.6935	0.5645
3	1.2723	0.4241
4	0.9558	0.3186
5	0.7182	0.2394
6	0.5397	0.1799

PRECIO SOMBRA COSTOS DE OPERACION (RESCO_t)
(US \$ ctes)

Período	Período	Anual
1	-2.2539	-0.7513
2	-1.6935	-0.5645
3	-1.2723	-0.4241
4	-0.9558	-0.3186
5	-0.7182	-0.2394
6	-0.5397	-0.1799

PRECIO SOMBRA COSTOS DE INVERSION (RESCI_t)
(US \$ ctes)

Período	Período	Anual
1	-6.8937	-2.2979
2	-5.1795	-1.7265
3	-3.4860	-1.162
4	-2.2137	-0.7379
5	-1.2579	-0.4193
6	-0.5397	-0.1799

PRECIO SOMBRA BENEFICIOS (RESBEN_t)

Periodo	Anual
1	-0.7513
2	-0.5645
3	-0.4241
4	-0.3186
5	-0.2394
6	-0.1799

PRECIO SOMBRA INCREMENTOS DE CAPACIDAD (RESIC_{tk})
(US \$ ctes)

k	t=2	t=3	t=4	t=5	t=6
1	-1636	-2214	-2786	-3324	-3847
2	-1012	-1693	-2385	-3047	-3712
3	- 841	-1552	-2283	-2984	-3682
4	- 559	-1327	-2116	-2875	-3628
5	- 528	-1298	-2088	-2852	-3616
6	- 326	-1125	-1954	-2759	-3571

- 68 -

COSTO REDUCIDO (var básica = 0) (US \$ ctes)

<u>CANT. CRUDO</u>		<u>INCREMENTO DE CAPACIDAD</u>									
CRU _{tk}	tk	IC _{tk}	tk	IC _{tk}	tk	IC _{tk}	tk	IC _{tk}	tk	IC _{tk}	
11	-1284	21	-1798	31	-2340	41	-2877	51	-3383	61	-3877
12	- 640	22	-1222	32	-1856	42	-2504	52	-3125	62	-3750
13	- 483	23	-1083	33	-1740	43	-2420	53	-3073	63	-3726
14	- 180	24	- 826	34	-1534	44	-2266	54	-2973	64	-3776
15	- 172	25	- 806	35	-1514	45	-2245	55	-2955	65	-3667
16	0	26	- 647	36	-1373	46	-2135	56	-2878	66	-3629

Alternativa 3B

Beneficio Total descontado: 324997 x millones de dólares

Tecnología Seleccionada: 6 a partir del 2do. período.

El 1er. período exporta

Capacidad de Procesamiento: 7.5×10^7 TMA para todos
los períodos

Beneficio por período

<u>Período</u>	<u>10^6 US \$ corrientes</u>
1	65475
2	92209
3	132680
4	175670
5	240357
6	300021

Impuestos Recibidos por el Gobierno Federal

<u>Período</u>	<u>Impuestos (10^6 US \$ corrientes)</u>
1	31428
2	44260
3	63686
4	83321
5	115371
6	144010

Precios Sombra de la Utilización de Crudo

<u>Período</u>	<u>US \$ Constantes</u>		<u>US \$ Corrientes</u>	
	<u>Por Ton</u>	<u>Por bl</u>	<u>Por Ton</u>	<u>Por bl</u>
1	218.62	29.94	290.98	39.86
2	242.14	33.17	428.95	58.76
3	243.85	33.40	575.00	78.76
4	238.95	32.73	749.90	102.73
5	240.11	32.89	1003.00	137.39
6	260.63	35.71	1449.30	198.53

ALTERNATIVA 3B

con exportación

Precio Sombra Ingresos (RESIN_t)

Perfodo		Anual
1	2.2539	0.7513
2	1.6935	0.5645
3	1.2723	0.4244
4	0.9558	0.3186
5	0.7182	0.2394
6	0.5597	0.1799

Precio Sombra Costos de Operación (RESCO_t)

Perfodo		Anual
1	-2.2539	-0.7513
2	-1.6935	-0.5645
3	-1.2723	-0.4241
4	-0.9558	-0.3186
5	-0.7182	-0.2394
6	-0.5397	-0.1799

Precio Sombra Costos de Inversión (RESCI_t)

Perfodo		Anual
1	-6.8937	-2.2979
2	-3.1795	-1.7265
3	-3.4860	-1.162
4	-2.2137	-0.7379
5	-1.2579	-0.4193
6	-0.5397	-0.1799

Precio Sombra Beneficios (RESBEN_t)

Perfodo	Anual
1	-0.7513
2	-0.5645
3	-0.4241
4	-0.3186
5	-0.2394
6	-0.1799

Costos Marginales por Introducir otra Tecnología diferente a la Optima.

Tecnología	1
1	431.18
2	216.35
3	164.24
4	63.12
5	60.5
6	2.93

Producciones de Productos (10^3 Ton/Año)

<u>Producto</u>	P E R I O D O S					
	1	2	3	4	5	6
Etileno	0	19500	19875	19875	20025	20025
Propileno	0	11250	11475	11475	11625	11625
Butanos	0	3900	3900	3900	3975	3975
Benceno	0	5100	5250	5250	5325	5325
Tolueno	0	3600	3675	3675	3750	3750
Xileno	0	1800	1875	1875	1950	1950
Gasolina	0	4800	4875	4875	4950	4950
Combustóleo	0	9525	9525	9525	9525	9525
Butadieno	0	3450	3450	3450	3525	3525

PRECIO SOMBRA INCREMENTOS DE CAPACIDAD (RESIC_{tk})

K	t = 2	t = 3	t = 4	t = 5	t = 6
1	-989	-841	-681	-502	-305
2	-365	-320	-280	-225	-170
3	-194	-179	-178	-162	-139
4	+ 87	45	- 11	- 53	- 85
5	118	74	17	- 30	- 74
6	320	248	150	62	- 29

<u>CANT. CRUDO</u>		<u>EXPORTACION</u>		<u>INCREMENTO DE CAPACIDAD</u>									
tk	CRU _{tk}	t	EXP _t	tk	IC _{tk}	tk	IC _{tk}	tk	IC _{tk}	tk	IC _{tk}	tk	IC _{tk}
11	-1293	1	0	21	-1151	31	-966	41	-772	51	-561	61	-335
12	- 649	2	-33.79	22	- 575	32	-482	42	-399	52	-303	62	-208
13	- 492	3	0	23	- 436	33	-366	43	-315	53	-252	63	-183
14	- 189	4	0	24	- 179	34	-160	44	-161	54	-152	64	-134
15	- 181	5	0	25	- 159	35	-140	45	-140	55	-133	65	-124
16	- 8	6	-85.98	26	0	36	0	46	- 30	56	- 56	66	- 87

COSTO REDUCIDO (var básica = 0) (US \$ ctes)

COSTOS UNITARIOS DE INVERSION
(US \$ Corrientes)

tk		tk		tk		tk		tk	
21	31.257	31	35.946	41	41.337	51	47.538	61	54.669
22	40.653	32	46.750	42	53.763	52	61.827	62	71.101
23	46.701	33	53.706	43	61.762	53	71.027	63	81.681
24	51.497	34	59.22	44	68.105	54	78.320	64	90.069
25	53.75	35	61.814	45	71.086	55	81.749	65	94.010
26	61.974	36	71.270	46	81.960	56	94.254	66	108.392

INTERPRETACION

a) Precios Sombra.

Los Precios Sombra son las variables duales asociadas al primal del problema, por ello tienen un significado diferente dependiendo de la Restricción en que se encuentren.

Se recordará que un problema primal tiene siempre un problema Dual asociado de tal manera que las variables duales en nuestro problema tienen un significado económico:

Max: Cx

s.a.q. $Ax \leq d$

$x \geq 0$

Min: Yd

s.a.q. $YA \geq C$

$Y \geq 0$

1) Restricciones $RESCRU_t$

Las variables duales en este caso (o precios sombra), valorizan el crudo que se destina a la fabricación de petroquímicos.

Si se destina el crudo a obtener petroquímicos, indica el beneficio producido por barril procesado.

Si se destina el crudo a exportación, indica el costo de un barril para la exportación.

2) Restricciones $RESPQ_{ti}$.

Las variables duales indican el costo marginal de producir el petroquímico "i" a través de cierta tecnología "k" en el periodo "t".

En este caso, indican el precio en el mercado del petroquímico "i" en el periodo "t".

3) Restricciones RESCI_t.

Esta directamente relacionado con el Precio Sombra de las restricciones de Incremento de Capacidad a través de los costos reducidos de la variable Incremento de Capacidad bajo la siguiente relación:

$$P.S. CI_t = \frac{C.R.IC_{tk} - P.S.IC_{tk}}{\text{Costo Unitario de Inversión}_t}$$

El precio sombra del Costo de Inversión se interpreta como la factibilidad de realizar una inversión en el período "t" mediante la tecnología "k". Tiene un valor positivo en el caso de que el costo reducido de Incremento de Capacidad sea mayor al precio sombra del Incremento de Capacidad, para el mismo período y bajo cierta tecnología. Será negativo en caso contrario; en base al significado de las anteriores variables duales, este resultado indica las ganancias o pérdidas debidas a la realización de una inversión para incrementar la capacidad; es decir, que el precio sombra del costo de inversión en el período "t", indica que por cada dólar que se destine a la inversión, la pérdida o ganancia en dólares, según sea la elección. Esto puede observarse en los Incrementos de Capacidad. Así, en el caso de que el modelo decida realizar un Incremento de Capacidad (y por lo tanto una inversión), el costo reducido de la variable IC_{tk} es cero, pues es óptimo. En ese caso, por lo tanto el precio sombra del Costo de Inversión es positivo, mientras que las variables IC_{tk} no óptimas, tienen un Precio Sombra negativo.

Este Precio Sombra por lo tanto indica si una inversión es o no favorable para un período dado. Si esta inversión es impuesta al modelo, indicará la pérdida o ganancia asociada a esa decisión no óptima que se reflejará en la función objetivo.

b) Costos Marginales.

Los Costos Marginales o Costos Reducidos se refieren a las variables a diferencia de los precios sombra que se refieren a las restricciones.

En este caso también es necesario efectuar un análisis particular a cada tipo de variables.

Cuando un costo reducido tiene como valor cero, significa que la variable se encuentra en la base del tableau final del primal y por lo tanto es óptima.

1) Variables CRU_{tk}

Cuando estas variables tienen algún valor, representan la pérdida que sufriría la función objetivo por forzar al modelo a procesar el crudo en el período "t" a través de la tecnología "k".

2) Variables IC_{tk}

Representan la disminución en la función objetivo por forzar al modelo a realizar un incremento de capacidad de proceso k en el período "t".

Como es de esperar, el modelo elige el incremento de capacidad en aquella tecnología que le presenta un costo reducido menor.

De estos datos, es también posible obtener una segunda alternativa para elección de tecnología, aquella que posee un costo reducido menor a las otras, será la segunda posibilidad, ya que de elegirla forzando al modelo a tenerla, disminuiría el valor de la f. objetivo en menor grado que tomando cualesquiera otra.

ANALISIS DE POST-OPTIMALIDAD

Habiendo interpretado los resultados de las seis alternativas estudiadas, se procedió a realizar el análisis de post-optimalidad en la alternativa 3A y 3B.

A continuación se muestra parte del análisis para la alternativa 3B, cuyos resultados fueron anteriormente expuestos.

VALOR DE LA FUNCION OBJETIVO: $3,24997 \times 10^{11}$

Variables PQ_{ti}

En el 1er. período del horizonte de planeación, el modelo decide exportar todo el crudo disponible (7.5×10^7 TMA), por lo tanto la variable PQ_{11} , aparece con actividad = 0, en los listados correspondientes al análisis de post-optimalidad, es posible determinar de que forma afectaría al modelo el modificar la actividad de dicha variable, se observa que la variable afectada por éste cambio es CRU_{16} , ya que el producir algún petroquímico en el 1er. período en lugar de destinar todo el crudo a la exportación, obligaría a que la variable CRU_{16} se volviera básica. La elección de esta variable sobre las otras responde a que en ella se observa un costo reducido menor y por ello una menor pérdida, además se observa que en base a las ganancias unitarias por petroquímico, la ganancia mayor se verifica en el petroquímico 1 (etileno), siendo el orden decreciente en ganancias, las de propileno, combustóleo, benceno, gasolina, mezcla de butenos, tolueno, butadieno y xilenos; lo anterior está asociado en forma directa con el rendimiento de esa tecnología en el período 1.

Para el período 2 resultó mas conveniente procesar crudo y por lo tanto la actividad de las variables PQ_{2i} fué diferente de cero para toda i. Si por algún motivo no se deseará producir petroquímicos en este período, la única alternativa sería exportarlo y por lo tanto la variable EXP_2 entraría a la base. Por otro lado si se deseara producir una cantidad mayor de los petroquímicos etileno,

propileno, benceno, tolueno y butadieno, la solución no se modificaría, pero en el caso de que si quisiera una mayor producción de butenos, xileno y gasolina sería necesario incrementar la capacidad de la tecnología 4 en el período 3, consecuentemente la variable IC34 entraría a la base. Para el caso del combustóleo (petroquímico 8), sería necesario incrementar la capacidad en la tecnología 5 para el mismo período, entrando a la base la variable IC35 o bien la IC45 según el caso.

Finalmente, para los períodos 5 y 6, si el nivel de producción para cualquier petroquímico se encontrará por debajo del asignado en la solución óptima, el crudo no procesado, sería destinado a la exportación como tal, hasta el período 6; por lo tanto, la variable EXP6 entraría a la base. Si el nivel de producción llegara a ser mayor al de la solución óptima para los petroquímicos etileno, propileno, benceno, tolueno y butadieno, la solución no se modifica, pero para el caso de los petroquímicos butenos, xilenos y gasolina sería necesario incrementar la capacidad en el mismo período escogiendo la tecnología 4 para llevar a cabo la expansión, de tal modo que las variables IC54 e IC64 serían básicas. Con respecto al petroquímico 8 (combustóleo) el hecho de producir una mayor cantidad de este en los períodos 5 y 6 traería como consecuencia un incremento en la capacidad de las tecnologías 2 y 1 respectivamente (IC52 e IC61) serían variables básicas.

Variables CRU_{tk}

El modelo decidió adoptar la configuración tecnológica 6 de tal modo que las variables CRU_{t6} ($t= 2,3,4,5,6$), son básicas con actividad igual a 7.5×10^7 TMA.

Mediante este análisis es posible determinar cualitativa y cuantitativamente el efecto de un cambio en la tecnología en cualquier período. De dicho análisis, puede observarse que la tecnología 5

sería aquella que se elegiría por el modelo como mejor opción después de la tecnología 6. Asimismo pueden colegirse las consecuencias de dicha elección. Cabe mencionar que la tecnología 1 sería la peor de las opciones a elegir.

Por otro lado, para que se justifique un incremento en la capacidad de procesamiento para cualesquiera de las tecnologías diferentes de la 6 durante el periodo 2, sería necesario procesar más de 7.5×10^7 Ton M/A; sin embargo, para los periodos 2 a 6, el hecho de procesar cualquier cantidad mayor a cero sería suficiente para tener que realizar un incremento de capacidad.

Con respecto a la tecnología óptima (6), si para el segundo periodo llegara a tener una actividad igual a cero, este crudo no procesado sería destinado a su exportación y por lo tanto la variable EXP2 entraría a la base de la solución. Para los periodos 3 y 4, el tener que operar a un nivel de procesamiento menor a 7.5×10^7 TMA crearía la necesidad de llevar a cabo una expansión de capacidad para el siguiente periodo de tal manera que las variables IC46 e IC56 entrarían a la base. Finalmente, procesar una cantidad de crudo menor a 7.5×10^7 TMA durante los periodos 5 y 6, obligaría al modelo a tener que destinar una cierta cantidad de crudo para ser exportado durante el periodo 6, lo cual implicaría tener que introducir la variable EXP6 a la base de la solución.

Variables BEN_t

En este caso es posible determinar hasta qué límites puede llegar a variar la tasa de descuento, para que la base siga siendo óptima, así como su repercusión en la función objetivo y el valor que tendría la variable si esto ocurriese.

Se observa que esa tasa de descuento en el segundo periodo puede variar entre 9 y 18%, para el tercer periodo entre 10 y 11%, el cuarto periodo 10 y 8%, el quinto 10 y 6% y el sexto entre 9 y 18%.

Variables DIV_t

Los rangos (límites de actividad) en los cuales estas variables pueden encontrarse de tal manera que la solución óptima no se modifique son: para el período 1 de 0 a 1.196 DIV_1 , para el período 2 de 0.7677 DIV_2 a 1.0077 DIV_2 , para el período 3 de DIV_3 a 1.0055 DIV_3 , para el período cuatro de DIV_4 a 1.0042 DIV_4 , para el período cinco de DIV_5 a 1.003 DIV_5 , para el período seis de DIV_6 a 1.018 DIV_6 , siendo DIV_t con $t = 1 \dots 6$ la actividad de estas variables en la solución óptima.

De este análisis puede observarse que para que el nivel de actividad de estas variables se encontrara por arriba de su límite superior (de acuerdo a lo expuesto anteriormente), la única posibilidad sería introducir a la solución la variable CRU16, es decir, sería necesario procesar crudo en el primer período por medio de la tecnología seis. Por el contrario, el hecho de que estas variables DIV_t se encuentren con una actividad menor a su límite inferior implicaría: para el segundo período destinar una cierta cantidad de crudo a su exportación; para los períodos tercero y cuarto se requeriría incrementar la capacidad en los siguientes períodos, es decir, en los períodos 4 y 5, seleccionando la tecnología seis para realizar dicho incremento y por último, para los períodos quinto y sexto sería necesario exportar crudo durante el período seis. Por lo tanto, las variables EXP2, IC46, IC56 y EXP6 entrarían a la base según sea el caso, de acuerdo a lo expuesto anteriormente.

Variables IN_t

Puede observarse que los rangos entre los cuales pueden encontrarse los valores de estas variables para que la solución óptima se mantenga son: para el primer período de 0-1.307 IN_1 ; para el segundo período de .716 IN_2 - IN_2 y para los períodos del tercero al sexto tanto el límite superior como el inferior deben ser igual a su actividad óptima, es decir, el rango sería de IN_t - IN_t para $t = 3 \dots 6$, siendo IN_2 la actividad de los ingresos en la solución óptima. Si la actividad de estas variables se encontrara por arri

ba de su límite superior, la solución no se modificaría, a excepción de que dicha variable fuera IN_1 en cuyo caso entraría a la base CRU_{16} , lo cual implicaría tener que procesar crudo durante este primer período con la tecnología seis. Sin embargo, el que estas variables tuvieran una actividad menor a su límite inferior modificarían la solución de la siguiente manera: para el segundo período la variable $EXP2$ entraría a la base, es decir, se destinaría una cierta cantidad de crudo para exportarlo; para los períodos tercero y cuarto, $IC46$ e $IC56$, entrarían a la base respectivamente, es decir, se requeriría un incremento en la capacidad de la tecnología seis para los siguientes períodos (cuatro y cinco), finalmente, si el ingreso en el período cinco y/o seis tuviera una actividad menor a la asignada en la solución óptima, la variable $EXP6$ entraría a la base y por lo tanto se deberá exportar crudo durante el sexto período.

Variables CI_t

Debido a que el modelo decide exportar todo el crudo durante el primer período, la actividad de esta variable para dicho período es cero, no así para los períodos del segundo al sexto, en cuyo caso el hecho de procesar crudo para obtener petroquímicos origina un costo de inversión, el cual se paga durante todo el horizonte de planeación en cantidades anuales equivalentes y debido a que no hay incrementos de capacidad, la actividad de las variables CI_t es la misma para todo t con $t = 2 \dots 6$.

Por otro lado, el rango dentro del cual se pueden mover los valores de estos costos de inversión son: para el primer período, entre cero y $0.8695 CI$; para el segundo y sexto, entre cero y CI ; para el tercero entre CI y $1.15 CI$; para el cuarto no puede ser ni mayor ni menor a CI , es decir, necesariamente debe tener un valor fijo igual a CI y para el quinto, puede variar entre $.8695 CI$ y CI .

Las modificaciones que sufriría el sistema si estas variables CI_t llegaran a tener un nivel de actividad fuera de su rango permitido serían: para el primer período, introducir a la base la variable CRU_{16} , si el nivel de actividad de CI_1 fuera mayor a su límite superior, por lo tanto, este incremento en los costos de inversión serían ocasionados por procesar crudo durante este período por medio de la tecnología seis.

Restricciones RESCRU_t.

Puede observarse entre que valores puede variar la cantidad de crudo disponible para que la base siga siendo óptima y el precio sombra no cambie.

Los rangos calculados son:

RESCRU 1	0 - infinito
RESCRU 2	0 - 7.5×10^7
RESCRU 3	0 - 7.5×10^7 - infinito
RESCRU 4	0 - 7.5×10^7 - infinito
RESCRU 5	0 - 7.5×10^7 - infinito
RESCRU 6	0 - 7.5×10^7 - 7.5×10^7

Esto es que en el primer período es posible exportar cualquier cantidad de crudo sin afectar la base óptima, mientras que en el sexto período una modificación en la cantidad procesada, sea mayor o menor, modificaría la base óptima.

Restricciones RESPO_{ti}.

Indica la cantidad mínima y máxima que es posible producir de cada petroquímico sin alterar la base; esta cantidad es obviamente la que se produce de cada petroquímico. De acuerdo a la teoría económica, el costo marginal (que aparece como valor del correspondiente precio sombra) es igual al precio del producto sobre el mercado.

MODELO DE OFERTA DE PRODUCTOS REFINADOS
Y UTILIZACION DE CRUDOS

INTRODUCCION

El presente modelo que aquí se describe y cuyos resultados se analizan, forma parte del conjunto que se estructura de tres modelos dinámicos de optimización que simulan diversas estrategias de desarrollo de la producción primaria y la transformación industrial de Petróleos Mexicanos dentro de un horizonte de planeación predeterminado.

En forma independiente, el presente modelo tiene por objeto simular el comportamiento del sistema de oferta de crudos y de combustibles, resultado del procesamiento de aquéllos, vía las refinerías actuales y futuras.

Por otra parte, en conjunto con el modelo evaluador de alternativas estratégicas: obtención de productos petroquímicos a partir de crudo, tiene como función conocer el comportamiento de una refinería petroquímica que produce simultáneamente productos refinados y petroquímicos, los que compiten alternativamente con la exportación de la mezcla de crudos.

El modelo responde a la demanda nacional (incluido el auto consumo) de los productos refinados, la que se ha estimado en forma exógena al propio modelo. De esta forma, se estudia la trayectoria de crecimiento de la Industria de la Refinación en conjunto, con la posible producción de petroquímicos manufacturados a partir de los crudos y la posible exportación de los recursos, con el fin de poder obtener la óptima asignación del recurso en todos los períodos que abarca el horizonte de planeación del modelo.

DESCRIPCION FORMAL DEL MODELO

El modelo de oferta de productos refinados y utilización de crudos, es dinámico con un horizonte de planeación (H.P.) de 18 años, formado por 6 periodos de 3 años cada uno, a partir de 1984. El modelo permite simular en forma agregada, el sistema de oferta de la producción primaria y de la refinación de crudos, incluyéndose en este, las refinerías actuales y las ampliaciones previstas hasta 1984, las futuras instalaciones con un tiempo de maduración de 3 años, la maquila de crudos para su refinación en el extranjero con cantidades declinantes a través del H.P. y la posible importación de productos. Considera además, la exportación de la mezcla de dos tipos de crudos y la de productos refinados. El sistema de refinación, debe en todo momento del H.P., satisfacer la demanda de productos. Esta demanda se alimenta exógenamente al modelo. Por otra parte, la exportación de la mezcla de crudos se encuentra acotada.

La función objetivo expresa que la optimización del sistema está sujeta a obtener el mínimo costo total en valor presente de la operación, expansión, maquila e importación del sistema de refinado menos el monto de los ingresos generados por la exportación tanto de crudo como de productos petrolíferos.

En el modelo es entonces posible simular en cada periodo del H.P.:

- a) El comportamiento de dos tipos de reservas de crudo ligero y pesado durante y después del H.P.
- b) Su utilización tanto para exportación como para refinación.
- c) La proporción de las mezclas de los dos tipos de crudo destinados a la exportación.
- d) La disponibilidad de los crudos a diferentes costos y capacidades de extracción.
- e) Los rangos en que pueden variar la proporción de las mezclas de crudos en cada una de las refinerías existentes y en nuevas

instalaciones.

- f) Los coeficientes técnicos en cada refinería, de acuerdo a los rendimientos que es posible considerar al procesar las diversas mezclas de crudo.
- g) Los rendimientos de los crudos enviados a maquilar al extranjero.
- h) Las capacidades de procesamiento de los crudos en cada refinería y las de maquila.
- i) La demanda nacional de productos refinados.
- j) El autoconsumo de combustibles en función de la producción de ellos mismos en todas las refinerías, en donde es posible evaluar diferentes metas de políticas de ahorro y uso eficiente de la energía.
- k) Los costos unitarios de operación e inversión en refinerías.
- l) Los precios de importación y exportación de productos refinados.
- m) Los precios de exportación de los dos tipos de crudo disponibles.
- n) Las políticas de importación y exportación de productos refinados.
- o) Las políticas de exportación de los crudos disponibles.

En el modelo se manejan las 7 refinerías existentes:

Azcapotzalco
Cadereyta
Cd. Madero
Minatitlán
Salina Cruz
Tula
Salamanca

Se proporciona asimismo al modelo la posibilidad de disponer de nuevas instalaciones en cada período del H.P., cada una de ellas de capacidades y características técnicas iguales a la de un paquete integrado que puede hacerse congruente con las necesidades de combustibles.

Por su parte, los productos resultantes del proceso de refinación son:

Gas Licuado
Gasolinas
Kerosinas
Diesel
Combustóleo

La explotación de los dos tipos de crudos en los procesos de producción primaria, se encuentra definida en función de cuatro costos de extracción. La función es no-lineal (con discontinuidades) en forma de escalera, mostrando con ello costos marginales de producción crecientes congruentes con las dificultades de extracción. Cada uno de los costos de producción está doblemente acotado; en cada período por la disponibilidad del crudo, que explica la capacidad de producción a un costo fijo y en todo el H.P., por la reserva explotable.

Para la función objetivo, con objeto de eliminar los efectos del H.P., los costos de inversión se anualizaron considerando una vida útil de las instalaciones de 15 años y un costo de oportunidad del capital de 18% anual. "

En todos los casos, se aplicaron a los costos las tasas inflacionarias definidas en función de la tasa esperada de inflación del PIB para México y los E.U.

FORMULACION MATEMATICA DEL MODELO

Nomenclatura

La Nomenclatura que se utilizó para denominar las diferentes variables endógenas del modelo, es la siguiente:

- CR-, Crudo disponible para su tulinización (procesamiento y exportación).
- C-, Crudo disponible en términos de la función de costos.
- CO-, Costos. Genérico utilizado para designar los costos de producción de crudo, de operación, de refinerías, de maquila de crudo y de importación de productos refinados; con signo negativo implica un beneficio proveniente de las exportaciones.
- CM-, Combustóleo
- DS-, Diesel
- EX-, Exportación. Genérico utilizado para designar las diferentes exportaciones susceptibles de realizarse tanto para los productos refinados como para el crudo.
- GA-, Gasolinas
- GL-, Gas Licuado de Petróleo
- IM-, Importaciones. Genérico empleado para designar las posibles importaciones de productos refinados.
- IN-, Inversiones realizadas para expandir la capacidad de refinación en módulos indivisibles.
- KE-, Kerosinas

- LA-, (Proveniente de) Líquidos de absorción. Se refiere a entregas que realiza el subsector encargado de procesar el gas natural húmedo al de Refinación, básicamente de gas licuado.
- MA-, Maquila de crudo en refineries del extranjero.
- N-, Nuevas instalaciones. Se refiere a la puesta en marcha de nuevas refineries cuya capacidad de procesamiento es conocida.
- PR-, Proceso. Genérico utilizado en la función de costos para designar "costos de procesamiento".
- PR-, Producción. Genérico empleado para designar la cantidad producida de crudo o de los productos de la refinación de este.
- RE-, Refinados. Genérico utilizado para designar al conjunto de productos obtenidos de la refinación del petróleo.

Los nombres de las variables se forman de dos partes que se encuentran separadas por un punto (.): La primera se compone por la concatenación de símbolos alfanuméricos de acuerdo a la nomenclatura dada anteriormente y la segunda, por la combinación de algunos índices de tipo numérico. Ambas partes permiten conocer en forma unívoca el significado de cada variable en el modelo.

Por su parte, los índices utilizados son:

- j, Tipo de crudo empleado en la actividad de producción y en la de exportación de materia prima y productos.
Si $j = 1$ se refiere al Crudo Pesado (tipo Maya)
Si $j = 2$ se refiere al Crudo Ligero (tipo Itsmo)
- i, Tipo de reserva de crudo de acuerdo a la función de

costos de explotación de este. Implica también la cantidad explotada por cada tipo de reserva que se encuentra acotada doblemente: por el monto de la reserva y por la capacidad de producción.

$i = 1, 2, 3, 4$ ya que existen cuatro costos (escalones) diferentes de explotación del crudo concomitantes con las respectivas cantidades susceptibles de producirse.

k , Número que designa una Refinería actualmente en operación. Así, $k = 1$ designa la Refinería de Azcapotzalco, D.F. $k = 2$ designa la Refinería de Cadereyta, N.L.; $k = 3$ designa la de Cd. Madero, Tamps.; $k = 4$ la de Minatitlán, Ver.; $k = 6$ la de Tula, Hgo.; $k = 7$ la de Salamanca, Gto.; $k = 8$ designa una nueva Refinería que ha decidido instalarse dentro del H.P. del modelo, cuya localización podría decidirse indistintamente en cualquier lugar de la República.

$t =$ Designa el período del horizonte de planeación. Cada período consta de 3 años naturales cada uno. $t = 1, 2, 3, 4, 5, 6$ designado por lo tanto, 6 períodos de 3 años cada uno.

Cabe hacer notar que para nuevas refinerías que se pretenden instalar en el período t del H.P., éstas se encontrarán disponibles en ese mismo período. En este caso se utilizará $8t$. Así por ejemplo, si se decidiera tener disponible una nueva refinería en el período $t=2$, se tendría $8 \cdot 2$.

Expresiones Matemáticas

El modelo expresa como función objetivo, minimizar el valor presente de la diferencia de costos totales menos beneficios totales durante el horizonte de planeación.

Nota importante: En la formulación que a continuación se proporciona, se ha puesto entre paréntesis el nombre que lleva cada restricción utilizándose como etiqueta, lo cual permitirá reconocer las variables duales del modelo en los listados de computadora correspondientes.

(TOTCOSRE):

$$\text{Min: } \sum_t \frac{1}{(1+r)^t} [\text{COCR.jt} + \text{COPRCR.T} + \text{COIMRE.t} + \text{COINRE.t} + \text{COMARE.t} - \text{CEXCER.t} - \text{COEXRE.t}]$$

r = tasa de descuento parametrizable dentro del modelo, acorde con el costo de oportunidad de la empresa.

Sujeta a:

1. El total del crudo utilizado es igual al crudo exportado mas el que se destina al procesamiento en todas las refinerías (incluyendo las nuevas que se decidan durante el H.P) en los 3 años de cada período. En estas expresiones se hace explícito el tipo de crudo (ligero o pesado) del que se pretenda hacer uso. Así, para el caso del crudo pesado (j=1), el balance total de crudo, incluye aquel que sea enviado a maquilar en refinerías del extranjero.

(TOTCRU.jt)

$$\sum_k \text{CR.jkt} + 1/3 \text{EXCR.jt} + \text{CR.mjt} = 1/3 \text{CR.jt}$$

$$t = 1, \dots, 6$$

$$j = 1 \text{ (crudo pesado tipo Maya), } 2 \text{ (crudo ligero tipo Itsmo)}$$

2. La producción total de crudo, utilizada sea para su refinación o para su exportación es igual a la suma de las producciones de esta para cada uno de los tipos de crudo y dentro de estos, en cada reserva existente a la que está ligado un costo.

(CRPA.jt)

$$\xi C.jti = CR.jt$$

3. La cantidad disponible de crudo por explotarse, es decir, la producción para cada una de las reservas, se encuentra acotada por la capacidad de explotación de la reserva. Esta capacidad puede parametrizarse en caso deseado.

$C.jti \leq CAPC.jti$

Puede notarse que la variable $C.jti$ es una variable acotada.

Asimismo, la producción de crudo se encuentra acotada por el tamaño de la reserva correspondiente a un escalón del costo de explotación. El tamaño de la reserva puede o no ser invariante a lo largo del H.P., es decir, es una información que puede parametrizarse dentro del modelo.

(ESCA.ji)

$C.jti \leq ESCA.ji$

4. Existe un mínimo de aprovechamiento de la capacidad de explotación de crudo en cada reserva a la que le corresponde un escalón de costo. Este fenómeno se ha modelado considerando la forma en que se explota realmente el crudo en las diversas zonas del país. La explotación se continúa realizando a pesar de que en algunas zonas con declinación importante de la producción, el costo de la explotación sea bastante superior al de otras cuya producción es prioritaria con costos más bajos.

Para modelar este fenómeno, la producción de crudo en las reservas de mayor costo (los tres últimos escalones) se hace proporcional a la producción de la reserva de menor costo (primer escalón). El factor de proporcionalidad utilizado puede ser parametrizado en caso necesario.

(ESCA.jti)

$C.jti \geq \gamma .ji C.jtl$

γ = Constante de proporcionalidad, $\forall t > 1$
parametrizable $\forall i > 1$
 $j = 2$

Así, una vez satisfecha la condición de producción mínima en cada reserva, si se requiriese aún producir más crudo, éste se extrae de la reserva disponible de menor costo hasta que cualesquiera de las dos condiciones lo permitan: su capacidad de producción (CAPC) o el tamaño de su correspondiente reserva (ESCA). Y así sucesivamente, prosiguiendo con las siguientes reservas bajo las mismas condiciones que la anterior.

5. La reserva total de los dos tipos de crudo, al terminar el H.P. debe ser cuandomenos igual a la necesaria pra mantener la misma producción que se haya obtenido en el último período del horizonte de planeación, durante "T" períodos. En este conjunto de ecuaciones, se ha modelado entonces la relación de reservas/producción en forma dinámica, considerando que el crudo es un recurso natural no renovable. Los "T" períodos que se requieren para mantener la relación Reservas/Producción deseada, es también un factor parametrizable.

(CORECRU,j) $RESERVA_j - \sum_t^5 CR.jt \geq T CR.j6$

6. El total de mezclas de crudo a procesar en las diferentes refineras puede ser menor o igual a su capacidad de proceso, a pesar de ser un factor fijo, puede parametrizarse en caso deseado. Esto último, es base de las simulaciones de diferentes alternativas para el caso de instalación de nuevas refineras.

Para las refineras que operan antes del H.P.:

(CAPREF.kt) $\sum_j CR.jk \leq CAP.kt$

Para las refineras planeadas durante el H.P.:

(CAPREF.Nt)

$$\sum_j CR.jNt \leq \sum_{\tau=1}^t CAP.N * Y_{\tau}$$

Donde Y_{τ} es una variable binaria que vale 1 si se decide instalar alguna nueva refinería a partir de un cierto período del H.P. ($\tau \leq t$) y valdrá cero en caso contrario.

7. Las mezclas de crudos pesado y ligero que se alimentan a las refineras pueden variar dentro de un rango de proporción de los crudos del tipo ligero y del tipo pesado para cada refinería. Este rango es también parametrizable en caso deseado. Para las diversas simulaciones realizadas, se tomaron rangos de 80-60% para el tipo ligero y 20-40% para el tipo pesado.

(SCR1CR2.kt)

$$\beta_1 CR.1kt - \beta_2 CR.2kt \geq 0$$

Sea:

$$CR.1kt \geq \alpha_1 CR.2kt$$

$$\alpha_1 = \beta_2 / \beta_1$$

(MCR1CR2.kt)

$$CR.1kt \leq \alpha_2 CR.2kt$$

$$\text{Con } \alpha_1 \leq \alpha_2$$

8. La producción de destilados en el modelo, se realiza mediante la utilización de una matriz de coeficientes técnicos para cada posible mezcla de crudo.

Los elementos de la matriz, pueden también modificarse lo que daría por resultado parametrizar los rendimientos de productos en cada refinería congruente con los tipos de crudo utilizados y con la tecnología. Estos coeficientes técnicos pueden también ser variantes con el tiempo, si se desearan simular mejoras tecnológicas o problemas de operación. La producción total, es la suma de lo producido en cada refinería durante los 3 años de cada período.

Por otra parte, la producción de kerosina y diesel en cada refinería, se calcula en forma conjunta como un solo producto, permitiendo entonces al modelo, decidir la cantidad correspondiente a cada producto de acuerdo por una parte, a las demandas del mercado nacional y las conveniencias de exportación hacia el mercado internacional y por otra parte, al rendimiento de estos productos en cualesquiera de las refinerías. Con el objeto de satisfacer la demanda de estos dos productos lo más posible con producción de las refinerías propias, las producciones totales de kerosina y diesel se restringieron con una mínima proporción que en su caso es igual a la existente entre sus respectivas demandas. Esta proporción es obviamente también parametrizable y tendría como finalidad simular diferentes políticas de operación y producción en las refinerías.

Por último, la producción de gas licuado de todas las refinerías se ha incrementado por la proveniente de los líquidos de absorción (licuables) que se obtiene del procesamiento del gas natural "húmedo".

a) Producción de Gas Licuado

(PROGL.kt)

$$\sum_j \lambda_{1jkt} CR.jkt = PRGL.kt$$

(PROGL.t)

$$\sum_k PRGL.kt + PRGLLA.t = PRGL.t$$

PRGLLA.t es una variable acotada en cada uno de los periodos del H.P. y que depende del procesamiento del Gas Húmedo (vease al modelo de oferta de la Petroquímica Básica).

b) Producción de Gasolinas.

(PROGA.kt)

$$\sum_j \lambda_{2jkt} CR.jkt = PRGA.kt$$

(PROGA.t)

$$\sum_k PRGA.kt = PRGA.t$$

c) Producción de Kerosina - Diesel

(PROKD.kt)

$$\sum_j \lambda_{3jkt} CR.jkt = PRKEDS.kt$$

(PRO K - D.kt)

$$PRKE.kt + PRDS.kt = PRKEDS.kt$$

(RELKEDS.t)

$$PRKE.t \geq M PRDS.t \quad \text{donde } M = DEDE.t / DEDS.t$$

(PROKE.t)

$$\sum_k PRKE.kt = PRKE.t$$

(PRODS.t)

$$\sum_k \text{PDRS.kt} = \text{PRDS.t}$$

d) Producción de Combustóleo

(PROCM.kt)

$$\sum_j \lambda_{4jkt} \text{CR.jkt} = \text{PRCM.kt}$$

(PROCM.t)

$$\sum_k \text{PRCM.kt} = \text{PRCM.t}$$

9. Del posible envío de crudo a maquila para su proceso en refinerías del exterior, se obtienen productos refinados en un equivalente al "Z%" del total del crudo enviado; estos productos pueden ser gasolina, kerosina y diesel en cualquier proporción. Esto implica que se esté cobrando por maquilar 100-Z% en forma de productos que básicamente pueden ser gas licuado y combustóleo. Para las simulaciones realizadas se tomó Z= 61.5%, pero nuevamente este factor puede parametrizarse en caso deseado para simular diversas alternativas.

(PRMARE.t)

$$1/3 (\text{MAGA.t} + \text{MAKE.t} + \text{MADS.t}) = Z \text{ CR.M1t}$$

10. Para el balance entre oferta y demanda de productos refinados se tienen las alternativas de importación por demanda insatisfecha o de exportación por excedente de oferta.

a) Balance de Gas Licuado

(BALGL.t)

$$\text{PRGL.t} + \text{IMGL.t} - \text{EXGL.t} = \text{DEGL.t}$$

b) Balance de Gasolinas

(BALGA.t)

$$\text{PRGA.t} + \text{MAGA.t} + \text{IMGA.t} - \text{EXGA.t} = \text{DEGL.t}$$

c) Balance de Kerosinas

(BALKE.t)

$$\text{PRE.t} + \text{MAKE.t} + \text{IMKE.t} - \text{EXKE.t} = \text{DEKE.t}$$

d) Balance de Diesel

(BALDS.t)

$$\text{PRSD.t} + \text{MADS.t} + \text{IMDS.t} - \text{EXDS.t} = \text{DEDS.t}$$

e) Balance de Combustóleo

(BALCM.t)

$$\text{PRCM.t} + \text{IMCM.t} - \text{EXCM.t} = \text{DECM.t}$$

11. Como alternativa en la utilización del crudo disponible, se encuentra la de su exportación que está acotada por una cantidad máxima. Esta cantidad es congruente con las premisas marcadas por el Programa de Energía de la SEMIP que determina que esta cantidad no puede ser superior a 1.5×10^6 barriles diarios. Esta cota que es una política preestablecida durante todo el H.P., puede también ser parametrizada si así se desea, en cada uno de los periodos del H.P.

(COEXCR.t)

$$\sum_j \text{EXCR.jt} \leq \text{MAXRU.t} \quad \text{MAX} = 1.5 \times 10^6 \text{ b/d (365d.)}$$

12. Debido a que las políticas comerciales de PEMEX definen la necesidad de exportar una mezcla de los crudos ligero y pesado, se considera una relación entre la exportación de los dos tipos de crudo, pesado y ligero. La modificación de este parámetro tiene influencia en las simulaciones pues el cambio entrañaría la modificación de las políticas comerciales acordadas con las perspectivas del Mercado Internacional.

(REXCR.t)

$$\text{EXCR.1t} = \rho \text{EXCR2.t}$$

ρ = relación entre la exportación de crudo ligero a crudo pesado.

13. Dentro de las restricciones utilizadas se encuentran los diferentes costos que afectan las variables del modelo. Estas restricciones se utilizan luego en la función objetivo, como se ha establecido anteriormente.

Los costos dentro del Sistema de Oferta de productos refinados y utilización de crudo son los siguientes:

a) Costos del Crudo Utilizado

(COSCRUA.jt)

$$\sum_i c_{ji} \cdot C.jti = \text{COC.jt}$$

Donde c_{ji} representa el escalón de costos concomitante con la reserva correspondiente para cada tipo de crudo.

(COSCRU.jt)

$$a_t \cdot \text{COC.jt} = \text{COCR.jt}$$

Donde a_t es un índice de inflación que afecta los escalones de costo durante cada uno de los periodos del H.P.

b) Costos de Procesamiento de Crudo

(COPRCRU.T)

$$\sum_k c_{p_{kt}} \cdot (\sum_j CR.jkt) = 1/3 \text{ COPRCRU.t}$$

donde $c_{p_{kt}}$, costo de proceso

c) Costos de Transporte (exclusivamente) para el crudo enviado a maquilar.

$$cm_t \cdot CR.1Mt = 1/3 \text{ COMARE.t}$$

donde cm_t = costo de transporte por envío de crudo a maquilar

d) Costo de Importación de Productos Refinados

(COSIMRE.t)

$$ci_{1t} \text{MGL.t} + ci_{2t} \text{IMGA.t} + ci_{3t} \text{IMKE.t} + ci_{4t} \text{IMDS.t} +$$

$$ci_{5t} \text{IMCM.t} = \text{COIMRE.t}$$

donde ci = Costos de importación de (1) gas licuado; (2) gasolinas; (3) kerosinas; (4) diesel; (5) combustóleo.

e) Costos de Inversión de Nuevas Instalaciones

Dado que el tiempo de amortización (vida útil), de las versiones en nuevas refinerías es de 15 años, en el caso del 6° período (COINRE.6), es necesario restarle la amortización del período 1.

(COSINRE.t)

$$\sum_{r=1}^t r = (t - 1, 0) \quad cin_r \cdot Y_r = 1/3 \text{ COSINRE.t} \quad r \leq t$$

donde cin= costos de inversión

14. Los ingresos por exportación de crudos, se estiman en función de sus precios y de la cantidad susceptible de exportarse.

(COSEXCR.t)

$$\sum_j cexcr_{jt} \text{ EXCR.jt} = \text{CEXCR.t}$$

donde $cexcr_{jt}$ = precio ponderado de exportación de los crudos

15. Los ingresos por la exportación de productos petrolíferos dependen igualmente de sus precios en el mercado internacional y de las cantidades susceptibles de exportarse.

(COSEXRE.t)

$$P_{1t} \text{ EXCM.t} + P_{2t} \text{ EXDS.t} + P_3 \text{ EXKE.t} + P_{4t} \text{ EXGA.t} +$$

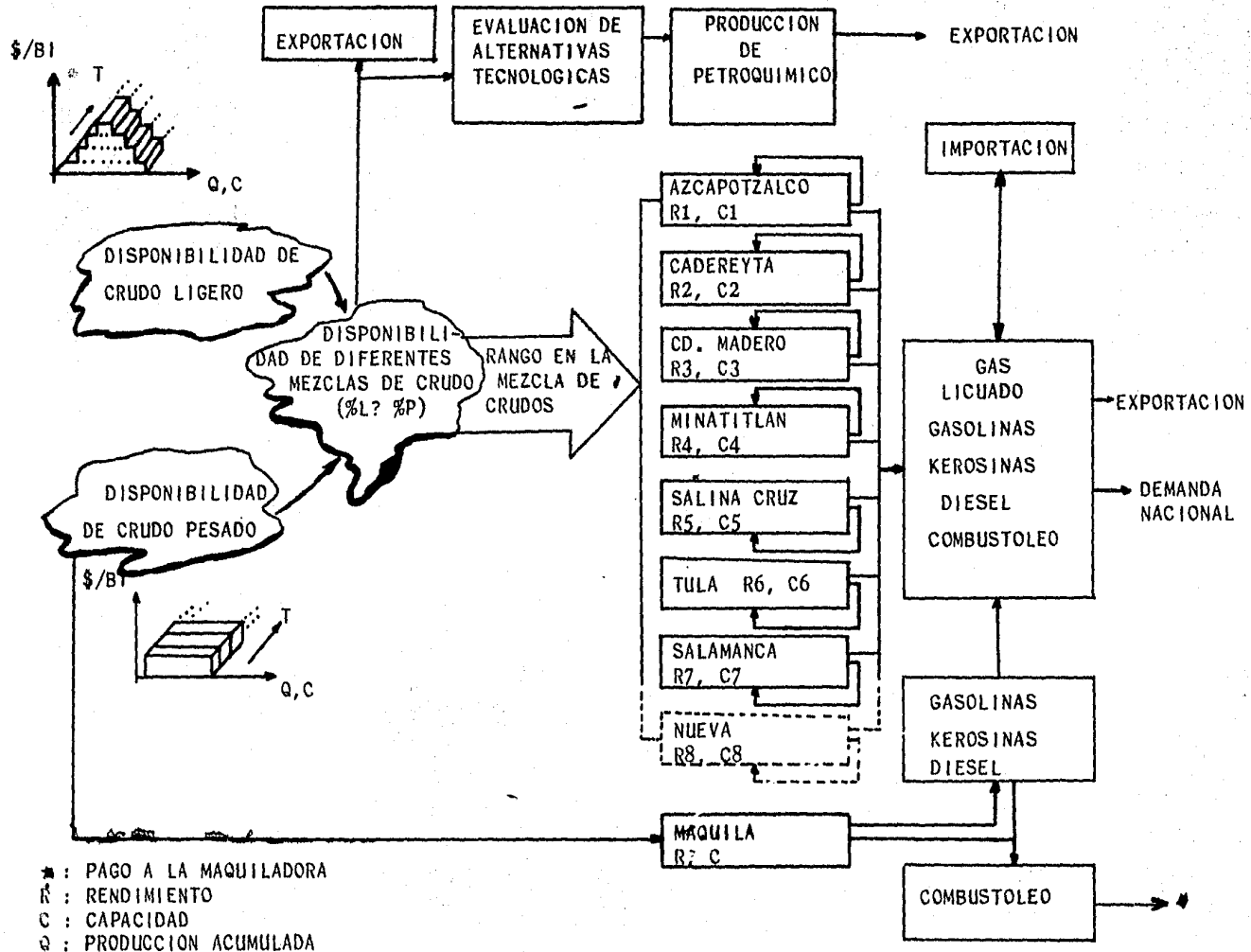
$$P_{5t} \text{ EXGL.t} = \text{COEXRE.t}$$

donde:

$$P_{1t}, P_{2t}, P_{3t}, P_{4t}, P_{5t}$$

son los precios en el mercado internacional en los diferentes periodos del H.P. de combustible, diesel, kerosina, gasolinas y gas licuado, respectivamente.

Es obvio que cada uno de los costos y precios utilizados en el modelo y que se han temporalizado, son susceptibles de sufrir modificaciones y por lo tanto de ser parametrizables.



ALTERNATIVAS ESTUDIADAS

A pesar del gran número de alternativas estratégicas y tácticas que pueden analizarse, las que se estudiaron son las siguientes:

i) Análisis del Comportamiento del sistema con todos sus elementos.

La simulación se llevó a efecto de acuerdo:

- A la composición de las mezclas de crudo para su proceso de refinación.
- A la maquila como complemento de la oferta de refinados.
- Al incremento en la capacidad de proceso global del sistema.
- A los costos de operación e inversión del sistema de refinación.
- A los precios internacionales de los productos refinados (importación y exportación).
- A los posibles precios de exportación de crudo.
- A la cantidad de crudo exportado.
- A la relación reservas/producción.

ii) Análisis del comportamiento del sistema con diferentes relaciones reservas/producción.

iii) Análisis del comportamiento del sistema restringido por la exportación de refinados.

iv) Análisis del comportamiento del sistema incluyendo la opción de producir productos petroquímicos.

a) ALTERNATIVA 1

En esta alternativa se pretende analizar el comportamiento global del sistema a través de todos sus componentes.

El sistema está integrado por:

- La composición de las mezclas de crudo para su procesamiento en las refinerías.
- Los rendimientos en el proceso de refinación del petróleo.
- La maquila como un componente complementario de lo ofertado de refinados.
- La posibilidad de incrementar la capacidad de proceso.
- Los costos de operación e inversión incluyendo en los primeros, los de explotación de crudo por medio de una función de producción.
- Los precios internacionales de productos refinados (importación y exportación).
- Los posibles precios y la cantidad de crudo exportado.

i) Composición de la mezcla de crudos para su procesamiento en las refinerías. Las mezclas de crudo pueden variar dentro de un rango de 80% crudo ligero y 20% crudo maya a 60%-40% respectivamente para todas las refinerías, incluyendo aquellas susceptibles de instalarse en los distintos períodos que conforman el H.P.

ii) Rendimientos de refinados. Los rendimientos en cada una de las refinerías actualmente en operación, se calculan mediante una función que explica la cantidad de cada tipo de crudo a procesar. Esta función está definida por medio de una matriz de coeficientes técnicos de la transformación de crudo a productos refinados. Esta función permanece sin alteración durante los seis períodos del H.P.

iii) Proceso de maquila de crudo. Bajo la hipótesis de que existe capacidad disponible fuera del país, específicamente en la zona del Caribe, se propone como alternativa complementaria de la oferta de crudo, evaluar el envío de crudo a maquilar. De acuerdo a estimaciones propias, no obstante, es muy probable que la capacidad disponible vaya decreciendo a lo largo del H.P. y por lo tanto también la posibilidad de complementar la

oferta de refinados vía la maquila de crudo. Por esto se define dentro del modelo que el crudo pesado tenga como límite de procesamiento 250,000 barriles diarios para el período 1, reduciendo este límite a 125,000 barriles diarios para el segundo período; a 75,000 para el tercero y cuarto; cero para los dos últimos períodos. El rendimiento obtenido en refinerías del exterior es de 61.5% de los tres destilados más ligeros (gasolina, kerosina y diesel) respecto del total de crudo enviado.

Esto quiere decir que el modelo tendrá que elegir libremente la mezcla o el componente que deben solicitarse por la maquila. Así mismo, debe interpretarse que el pago por la maquila se realiza en especie por aproximadamente el 38.5% que pueden ser combustóleo, gas licuado y gas seco de refinación.

Es menester recordar que las maquilas se factúan con mezclas de crudos de acuerdo a las características tecnológicas de las refinerías y así, el resto de la producción es por lo tanto el pago a las empresas maquiladoras. El transporte del crudo y el de los productos son de la responsabilidad del maquilante. En este caso, Pemex pagará el transporte cuyos costos en 1982 son de 0.60 U.S. \$/bl de crudo y 1.25 U.S. \$/bl de refinados.

- iv) Incremento en la capacidad de proceso. En cada uno de los períodos del H.P. en el modelo se dispone de la posibilidad de incrementar la capacidad de refinación a través de nuevas instalaciones con capacidades de proceso indivisibles y acordes con una cierta tecnología. En este caso, la capacidad de proceso es de 150,000 barriles por día. Las nuevas instalaciones se suponen de las mismas características de rendimientos y costos de operación que posee la Refinería Miguel Hidalgo de Tula.
- v) Costos de operación e inversión. Para evitar los llamados efectos del horizonte de planeación, las inversiones en nuevas

instalaciones se anualizaron para obtener pagos anuales equivalentes durante la vida útil de las plantas (15 años) y con un costo de oportunidad igual al del capital que se utiliza en la empresa para inversiones similares (18% de interés anual). Para obtener cifras más reales de los resultados del modelo, se supuso una tasa de inflación para los bienes de capital del 15% por período.

Los costos de producción de crudo (función escalera) y los de refinación, se estimaron de acuerdo a la información histórica a la que se tuvo acceso en los correspondientes cuadernos de costos (ver anexo). A estos costos se les aplicó una tasa de inflación anual de 16.42% de 1984-1992 y de 12% de 1993 a 2001 de acuerdo a la relación de las tasas de inflación del PIB nacional y del de los Estados Unidos (ver anexo).

vi) Precios internacionales de productos refinados. Los precios internacionales para exportación de productos refinados se estimaron en base a aquellos que predominaron en ese mercado para 1982 considerando además, dos criterios para pronosticarlos durante cada uno de los períodos que cubren el H.P., de acuerdo a la información disponible. El primero de ellos consiste en tomar como referencia la relación histórica entre los precios internacionales del crudo y de los refinados; el segundo consiste en proyectarlos a través de una tasa fija de inflación. De ello se realiza una discusión en el anexo.

Por su parte, los precios de importación de productos refinados se pronosticaron aplicando un incremento de 3.5% con respecto a los precios de exportación.

vii) Tasa de descuento durante el H.P. Como se ha mencionado, el horizonte de planeación está enmarcado en 6 períodos de 3 años cada uno a partir de 1984 hasta 2001. Así, la tasa de descuento para obtener el valor presente se supuso de 10% anual.

viii) Los precios de exportación del petróleo crudo para cada uno de los períodos que cubren el H.P., se estimaron considerando una tasa promedio anual del 12% (5% de incremento real del precio y 7% por inflación) para el período 1984-1990, 9% para el período 1990-1993 (5% incremento real y 4% por inflación) y 10% para el período 1993-2001 (5% incremento real y 5% por inflación).

ix) Se determina como límite máximo de exportación de 1.5 millones de barriles diarios de una mezcla de petróleo ligero y pesado con una proporción de 60% pesado y 40% ligero.

b) ALTERNATIVA 2

Tomando en consideración que el petróleo crudo es un recurso no renovable y la importancia relativa que se le dará a este de acuerdo al Programa Nacional de Energía, con respecto a otros energéticos primarios, en esta alternativa se evalúa la situación de las reservas en el tiempo. Así, la alternativa 2, integra una nueva política en la relación entre la producción y las reservas disponibles.

En las otras alternativas esta relación se mantiene en 15 años (5 períodos), es decir la reserva del crudo tanto ligero como pesado, deberá al menos mantenerse por 15 años con producción equivalente a la del último período, una vez concluido el H.P.

En esta alternativa se evalúa el sistema imponiéndole una relación reservas/producción de al menos 30 años.

c) ALTERNATIVA 3

En virtud del resultado obtenido en la alternativa 1, en lo que respecta a la cantidad exportada de los productos combustóleo, kerosina y diesel, y con el fin de lograr ajustar el modelo a un com

portamiento más cercano a la realidad, se analizó el documento de la O.E.C.D. (1) que marca una proyección en la demanda de refinados.

En base a ello, las exportaciones de combustóleo, kerosina y diesel fueron acotadas, en el caso del gas licuado y gasolinas no existen cotas debido a su relación producción-demanda.

Para el combustóleo, la cota fué de 130 millones de barriles/pe-ríodo, lo cual representa un 8% de las importaciones de la O.E.C.D. hacia 1990.

Para la kerosina y el diesel por ser productos sustitutos, se le deja al modelo la elección de que producto o combinación de productos satisfacen la cota de 80 millones de barriles/p., lo que representa un 25% de las importaciones de la O.E.C.D. hacia 1990.

ALTERNATIVA 4.

En esta alternativa se procedió a implementar el modelo de petroquímicos a partir de crudo, con base a los resultados obtenidos en dicho modelo. Se tomaron para ello los precios de los productos petroquímicos obtenidos en la alternativa 3, así como la configuración tecnológica obtenida como óptima.

La función objetivo, tuvo que ser modificada, añadiéndosele un término correspondiente a los beneficios recibidos por la venta de productos petroquímicos en el mercado internacional, esta nueva variable, denominada BEN-t (Beneficios en el período "t"), procede de las ganancias por la venta de los productos petroquímicos, menos los costos de producción, e inversión necesarios para su producción.

El tipo de crudo utilizado en el modelo de petroquímicos, es Itsmo (ligero, $j=2$), de manera que las ecuaciones para crudo tipo pesado o crudo Maya, quedaron inalteradas.

Existen tres productos comunes a los dos modelos, estos son: gasolinas, gas licuado y combustóleo, de manera que la producción de estos petroquímicos por la planta de refinación, se ve incrementada por la proveniente de la planta de petroquímicos, utilizando para ello los coeficientes insumo-producto (coeficientes técnicos) de la configuración tecnológica # 4 (configuración óptima elegida por el modelo de petroquímicos). Los 6 productos petroquímicos restantes, Etileno, Propileno, Benceno, Tolueno, Butadieno, Xileno, se calculan en forma independiente y en función de la cantidad producida de cada uno y a su precio en el mercado internacional, se obtienen los beneficios producidos por dichos petroquímicos.

Se decidió además plantear nuevamente la competencia entre el crudo destinado a exportación y el crudo destinado a producir petroquímicos, así pues, no se interfiere con el crudo destinado a refinación, únicamente se disminuye el crudo a exportación, pretendiendo sustituir la exportación del mismo por la exportación de los petroquímicos producidos por la nueva planta.

Esta alternativa, utiliza variables binarias (0,1) para la decisión de construir la planta de petroquímicos, siendo el período de decisión el mismo que el de operación, para lo cual se utilizan plantas cuya capacidad de operación es de 50,000 barriles por día.

El diseño de esta alternativa, permite manejarla como una opción independiente del modelo de refinación, siendo posible manejar el modelo de refinación como originalmente se planteo.

Las restricciones que se modificaron para manejar esta alternativa son:

A) Restricciones TOTCRU.jt para $j=2$.

Únicamente se añadió a esta restricción la parte que corresponde al crudo destinado a producir petroquímicos, siendo PQCRU.t la variable que lo representa. La restricción quedó de la siguiente forma:

$$CR.jkt + 1/3 EXCR.jt + 1/3 PQCRU.t = 1/3 CR.jt$$

B) Restricciones BALXX.t

Dichas ecuaciones se modificaron para los tres petroquímicos comunes a los dos modelos:

$$BALGL.t : PRGL.t + IMGL.t - EXGL.t + PQ.t3 = DEGL.t$$

$$BALGA.t : PRGA.t + IMGA.t - EXGA.t + MAGA.t + PQ.t7 = DEGA.t$$

$$BALCM.t : PRCM.t + IMCM.t - EXCM.t + PQ.t8 = DECM.t$$

La nomenclatura de los productos petroquímicos, se manejó de la misma forma que en el modelo de petroquímicos: 1= Etileno, 2= Propileno, 3= Gas Licuado, 4= Benceno, 5= Tolueno, 6= Xileno, 7= Gasolina, 8= Combustóleo, 9= Butadieno. Las variables PQ.it tienen por unidades Toneladas/período.

C) Restricciones COEXCR.t

En esta restricción como se recordará, marca la cota máxima de exportación de crudo, para lograr la competencia entre el crudo a exportación y el crudo a petroquímicos, se incluyó la variable PQCRU.t:

$$EXCR.jt + PQCRU.t \leq MAXCRU.t$$

donde MAXCRU.t es la cota impuesta por S.E.M.I.P. y equivale a 1.5×10^6 b/d.

El resto de las restricciones permanecen inalteradas, teniendo que añadir las siguientes restricciones.

$$A) \text{ CAPPQ.t: } \quad PQCRU.t \leq \sum_{\tau}^t CAPPQ \times B_{\tau} \quad T \leq t$$

donde B_{τ} es la variable binaria, $CAPPQ = 54,750,000$ b/período

$$B) \text{ BENPQ.t: } \quad BENPQ.t = INGPQ.t - COPQ.t - CIPQ.t$$

C) RESPQ.t: $\alpha_i \cdot \text{PQCRU.t} = \text{PQ.t}$

donde α_i es el coeficiente insumo-producto

D) INGPQ.t: $\sum_i \beta_i \cdot \text{PQ.t}_i = \text{INGPQ.t}$

donde β_i es el precio unitario de venta en el mercado internacional del petroquímico "i" en el período "t"

E) COPQ.t: $\gamma_t \cdot \text{PQCRU.t} = \text{COPQ.t}$

donde γ_t es el costo unitario de producción

F) COSINPQ.t: $\sum_r^t \epsilon_{inr} \cdot B_r = 1/3 \text{ CIPQ.t}$

donde B_r es la variable binaria que define la nueva planta y ϵ_{inr} es el costo de la nueva planta. Se utilizó al igual que en las nuevas refinerías, una tasa de interés del 18% y se consideró una vida útil de las instalaciones de 15 años (5 períodos), por lo cual al 6to. período hay que restarle la inversión del 1° ya amortizada.

RESULTADOS

Los resultados para las alternativas descritas, fueron obtenidos mediante el paquete de programación matemática TEMPO en la Computadora BURROUGHS 7800 utilizado para resolver el modelo. Al igual que estas alternativas, este paquete permite el análisis de cualquier otra mediante la parametrización de los coeficientes de las ecuaciones, la función objetivo y el lado derecho de éstas de manera expedita.

Además de los listados de computadora, se obtuvieron varios cuadros con la información más importante y en las unidades que se manejan más comunmente. Estos cuadros son de cuatro tipos: Demanda de crudo por destino en su uso; Demanda de crudo por origen de reserva; Balance de oferta y demanda por producto refinado y el análisis de costos e ingresos por actividad.

A continuación se hace el análisis de algunos de los resultados de las alternativas.

I. ALTERNATIVA 1

Esta alternativa pretende evaluar básicamente las diferentes opciones que definen la oferta de refinados.

a) Valor de la Función Objetivo (costos menos ingresos).

- 104,820 Millones de dólares descontados, en valor presente de 1984.

<u>Período</u>	<u>Costos Menos Ingresos</u> (Millones de dólares descontados)
1	-51,405
2	-40,304
3	-26,509
4	-11,107
5	2,644
6	21,863

b)

PRODUCTOS OBTENIDOS*

(Millones de barriles diarios)

<u>Producto</u>	P E R I O D O					
	1	2	3	4	5	6
Combustóleo	416.4	480.4	509.9	547.8	577.3	623.1
Diesel	285.7	342.8	402.8	466.3	-	-
Gasolina	480.0	556.6	593.4	628.1	664.9	696.71
Gas Licuado	172.4	186.8	194.7	202.5	210.4	217.3
Kerosina	263.2	296.8	284.0	261.1	774.4	810.0

* esta cifra no incluye el autoconsumo

c) Producciones por Refinería

A continuación se muestran las tablas que resumen la cantidad producida de cada refinado en las diferentes unidades existentes, así como en las nuevas instalaciones decididas por el modelo.

En el caso de las nuevas instalaciones se ha agrupado la producción de todas ellas en un solo renglón.

La producción de Diesel y Kerosinas se presenta en forma separada siendo la variable PROKD.kt aquella que agrupa el total obtenido de ambos productos.

COMBUSTOLEO

(Miles de barriles diarios)

<u>Refinería</u>	P E R I O D O					
	1	2	3	4	5	6
1 Azcapotzalco	24.49	24.49	24.49	24.49	24.49	30.25
2 Cadereyta	61.35	61.35	61.35	61.35	61.35	61.35
3 Cd. Madero	96.71	96.71	96.71	96.71	96.71	96.71
4 Minatitlán	52.66	52.66	52.66	52.66	52.66	52.66
5 Salina Cruz	83.95	123.32	123.32	123.32	123.32	123.32
6 Tula	67.90	67.90	67.90	67.90	67.90	67.90
7 Salamanca	52.10	52.10	52.10	61.70	61.70	61.70
8 Nuevas	33.50	67.00	100.5	133.9	167.40	200.90

DIESEL

(Millones de barriles diarios)

<u>Refinería</u>	P E R I O D O					
	1	2	3	4	5	6
1 Azcapotzalco	34.60	34.60	34.60	-	-	-
2 Cadereyta	-	-	73.10	73.10	-	-
3 Cd. Madero	-	63.9	4.24	-	-	-
4 Minatitlán	18.19	63.18	63.18	-	-	-
5 Salina Cruz	98.60	-	-	64.30	-	-
6 Tula	103.61	103.61	103.61	103.61	-	-
7 Salamanca	-	-	-	54.74	-	-
8 Nuevas	50.70	101.40	152.00	202.70	-	-

GASOLINA

(Millones de barriles diarios)

<u>Refinería</u>	P E R I O D O					
	1	2	3	4	5	6
1 Azcapotzalco	31.14	31.14	31.14	31.14	31.14	29.60
2 Cadereyta	68.80	68.80	68.80	68.80	68.80	68.80
3 Cd. Madero	94.20	94.20	94.20	94.20	94.20	94.20
4 Minatitlán	52.90	52.90	52.90	52.90	52.90	52.90
5 Salina Cruz	90.10	132.40	132.40	132.40	132.40	132.40
6 Tula	80.10	80.10	80.10	80.10	80.10	80.10
7 Salamanca	54.40	54.40	54.40	52.20	52.20	52.20
8 Nuevas	39.20	78.40	117.50	156.70	195.90	235.10

GAS LICUADO

(Millones de barriles diarios)

<u>Refinería</u>	P E R I O D O					
	1	2	3	4	5	6
1 Azcapotzalco	4.38	4.38	4.38	4.38	4.38	4.38
2 Cadereyta	8.64	8.64	8.64	8.64	8.64	8.64
3 Cd. Madero	9.73	9.73	9.73	9.73	9.73	9.73
4 Minatitlán	11.55	11.55	11.55	11.55	11.55	11.55
5 Salina Cruz	15.83	23.26	23.26	23.26	23.26	23.26
6 Tula	18.32	18.32	18.32	18.32	18.32	17.26
7 Salamanca	8.94	8.94	8.94	8.86	8.86	8.86
8 Nuevas	8.96	17.92	26.89	35.90	44.80	53.8

KEROSINA

(Miles de barriles diarios)

<u>Refinería</u>						
1 Azcapotzalco	-	-	-	34.60	34.60	30.50
2 Cadereyta	73.10	73.10	-	-	73.10	73.10
3 Cd. Madero	101.40	37.50	97.10	101.40	101.40	101.40
4 Minatitlán	45.00	-	-	63.20	63.20	63.20
5 Salina Cruz	-	144.80	144.80	80.30	144.80	144.80
6 Tula	-	-	-	-	103.60	95.10
7 Salamanca	62.10	62.10	62.10	-	54.80	54.80
8 Nuevas	-	-	-	-	253.80	304.10

d) Crudo Utilizado

El crudo Istmo, tiene como única posibilidad de uso, su envío a las refinerías para su procesamiento, mientras que el crudo Maya además tiene la posibilidad de enviarse a maquila para la obtención de refinados ligeros.

La maquila se efectúa los primeros cuatro periodos, obteniéndose de ello, gasolina únicamente, esto representa una buena opción en la obtención de productos refinados ligeros, lo cual se refleja en el costo marginal asignado al crudo utilizado en esta opción.

El crudo enviado a proceso en las refinerías, se compone por las dos mezclas posibles, predominando la mezcla 80% crudo ligero y 20% crudo pesado (1); se usa toda la capacidad de refinación, incluyendo la correspondiente a nuevas instalaciones, el modelo decide operar una nueva refinería cada periodo del H.P. a toda su capacidad. El costo marginal de crudo procesado en las refinerías corresponde a la variable dual de la ecuación de capacidad de las refinerías; éste depende de los rendimientos y costos de operación de cada refinería, del balance de oferta y demanda de los productos refinados y del costo marginal de la disponibilidad de crudo. Este último es un costo ponderado por la cantidad de crudo de cada reserva y su costo de producción.

PRECIO SOMBRA DEL CRUDO DISPONIBLE

(US \$ Corrientes por barril)

Periodo	<u>Crudo Pesado</u> (S=1)	<u>Crudo Ligero</u> (J=2)
1	20.06	25.70
2	23.78	30.47
3	28.20	34.95
4	29.76	36.52
5	31.42	38.19
6	33.16	41.02

(1) El costo marginal asignado a las ecuaciones de proporción mínima de crudo pesado (SCR1CR2), evalúa la disminución del costo marginal asignado al crudo procesado por aumento de 20% a 100%

PRECIO SOMBRA DEL CRUDO PROCESADO

(U.S. \$ Corrientes por barril)

<u>Refinería</u>	P E R I O D O					
	1	2	3	4	5	6
1 Azcapotzalco	27.0	32.4	37.6	42.44	46.2	47.4
2 Cadereyta	27.3	32.9	38.5	43.7	48.0	49.9
3 Cd. Madero	26.8	32.1	37.2	41.9	45.7	46.7
4 Minatitlán	27.2	32.6	38.0	43.0	47.3	49.2
5 Salina Cruz	26.5	31.6	36.4	40.8	44.3	44.6
6 Tula	27.3	32.5	37.6	42.5	46.5	48.0
7 Salamanca	25.7	30.3	34.7	38.7	41.3	41.3
8 Nuevas	27.1	32.5	37.4	42.5	46.5	48.0

Se puede observar que la refinería de Salamanca (K=7), es aquella que posee un precio sombra de crudo procesado menor a todas las otras refinerías, es por ello que esta refinería es la que menos le conviene operar, ya que será la que tenga el mayor costo de operación debido al bajo precio sombra del crudo procesado por esa refinería. Cadereyta (K=2), es la refinería que más le conviene al modelo operar, esto se debe por un lado al costo de operación y por otro lado a los rendimientos de refinados obtenidos por esa refinería así como el valor asignado por el modelo a cada refinado, en función de su demanda y producción y la cantidad producida de dicho petroquímico por la refinería.

PRECIO SOMBRA DEL CRUDO MAQUILADO

(U.S. \$ Corrientes por barril)

<u>Período</u>	<u>Valor</u>	<u>Producto Obtenido</u>
1	50.32	Gasolina
2	69.15	Gasolina
3	95.84	Gasolina
4	121.34	Gasolina
5	153.96	-
6	194.96	-

de la proporción de crudo pesado en la mezcla de proceso, permitiendo evaluar el grado de sensibilidad en los rendimientos de cada refinería.

e) Costo Marginal de los Productos Refinados.

El costo marginal asignado a la oferta total de productos refinados, es igual a los precios de exportación o de importación, dependiendo de si existe o no excedente del producto para su exportación.

PRECIO SOMBRA DE LA PRODUCCION DISPONIBLE

(U.S. \$ Corrientes por barril)

Producto

Gas Licuado	31.40	38.97	48.62	60.64	75.67	94.41
Gasolina	47.30	64.99	90.08	114.03	144.43	183.04
Kerosina	39.73	48.06	58.06	70.13	84.71	102.34
Diesel	39.73	48.06	58.06	70.13	84.71	102.34
Kerosina + Diesel	39.73	48.06	58.06	70.13	84.71	102.34
Combustóleo	28.84	39.07	49.39	60.63	72.48	87.14

Como se podrá observar, el precio sombra de la producción disponible para la gasolina es superior al de los otros productos. Evaluando por tanto dicho producto por sobre los demás, esto se verifica en la maquila, ya que prefiere obtener de la maquila, gasolina a cualquier otro producto pues el precio sombra del crudo maquilado es poco superior al de la gasolina, eligiendo por lo tanto como producto de maquila el refinado más valioso para el modelo: gasolina.

f) Capacidad de proceso

La capacidad disponible en los períodos, además de la existente al inicio del horizonte de planeación, es incrementada en cada período por nuevas instalaciones con capacidad hasta de 135,000 barriles diarios; lográndose con ello un incremento promedio anual en la capacidad de proceso de entre 2.2% a 1.9% por este concepto. En los períodos 1º y 2do. el incremento en la capacidad es de 8.7% y 5.11% debido al programa de ampliación en la capacidad que, desde 1971 se realiza, tendiente a hacer crecer la capacidad del 9% anual. En

el modelo, el uso de la capacidad disponible, se realiza a un 100% en todos los períodos.

g) Balance de productos.

Los productos que presentan demanda insatisfecha por la producción, son el gas licuado, (que se importa durante los seis períodos), la gasolina, (que se importa a partir del tercer período), y el diesel, que se importa el 5° y 6° períodos.

Se observa que el gas licuado es un producto muy insatisfecho en su demanda, para el 6° período esto representa un 70% de déficit; es posible, sin embargo, que esta producción se vea incrementada en función de la disponibilidad de gas natural y aumento de la capacidad de plantas de absorción y criogénicas, esto se analizará en el "Modelo de oferta de Petroquímicos provenientes del gas natural". No obstante, las tasas de crecimiento de la producción del gas licuado y su demanda (1.3% y 9% respectivamente), representan un factor importante de tomar en cuenta.

En lo que se refiere a la exportación, el combustóleo tiene excedente todos los períodos al igual que la kerosina, obteniendo por ello beneficios inmediatos en la función objetivo.

A continuación se muestran las importaciones y exportaciones calculadas por el Modelo.

IMPORTACIONES

(miles de barriles por día)

<u>Producto</u>	1	P 2	E 3	R I	O 4	D 5	O 6
Combustóleo	-	-	-	-	-	-	-
Diesel	-	-	-	-	-	539.8	624.8
Gasolina	-	-	60.2	134.7	262.6	377.0	
Gas Licuado	4.8	59.3	137.6	227.8	347.0	504.2	
Kerosina	-	-	-	-	-	-	-

EXPORTACIONES

(miles de barriles por día)

Producto

Combustóleo	120.7	157.3	152.6	157.3	149.9	156.9
Diesel	-	-	-	-	-	-
Gasolina	164.4	54.7	-	-	-	-
Gas Licuado	-	-	-	-	-	-
Kerosina	183.2	204.1	174.6	125.1	605.8	616.8

Se ve claramente que el crecimiento en la producción de destilados ligeros respectoa los de mayor densidad sigue una relación inversa respecto a sus demandas; esto es, mientras se observa la necesidad de importar gasolinas y gas licuado, existe un excedente en la producción de combustóleo e inclusive de kerosinas y diesel.

Es por eso que la opción de maquilar crudo para disponer de mayor cantidad de gasolina, ocasione que el modelo le asigne un mayor costo marginal al crudo, que a la opción de procesarlo en refinerías propias.

No obstante, puede apreciarse de los resultados del modelo, que a las variables que explican la posibilidad de disponer de nuevas instalaciones se les asigne un beneficio marginal de mucha relevancia.

Este costo marginal representa la disminución en la función objetivo por disponer de una nueva planta de 135,000 barriles por día, en cada período.

Obviamente, que este valor es mayor para los primeros períodos, por disponer más tempranamente de esta capacidad, traduciéndose en esto los efectos tanto del H.P. como de la tasa de descuento.

UTILIDAD MARGINAL POR DISPONER DE UNA
NUEVA INSTALACION.

(U.S. \$ descontados)

<u>Periodo</u>	<u>Valor</u>
1	54.14 x 10 ⁸
2	41.94 x 10 ⁸
3	28.87 x 10 ⁸
4	20.06 x 10 ⁸
5	11.08 x 10 ⁸
6	5.09 x 10 ⁸

h) Disponibilidad de Reserva de Crudo

Las reservas de crudo pesado y ligero, se ven afectadas por la cantidad de crudo procesado para la manufactura de refinados y por la exportación de crudo.

Se le pide al modelo que asegure por lo menos el tener crudo suficiente para 6 periodos más, una vez terminado el horizonte de planeación, con crudo equivalente al procesado y exportado durante el 6° periodo.

Las reservas de crudo ligero disminuyen hasta un 41% y las de crudo pesado hasta un 46%, de tal modo se aseguran reservas de crudo ligero hasta el año 2025 y para el crudo pesado hasta el año 2023 manteniendo una producción como la del último periodo.

i) Crudo de exportación

El Modelo toma todo el crudo disponible para la exportación, esto es 1.5 x 10⁶ b/d de una mezcla en su mayoría crudo pesado, (60% crudo pesado, 40% crudo ligero). El precio sombra asociado a la exportación de crudo, se da a continuación:

PRECIO SOMBRA DEL CRUDO
DE EXPORTACION.
(U.S. \$ corrientes por barril)

<u>Periodo</u>	<u>Valor</u>
1	29.31
2	39.87
3	55.83
4	70.73
5	97.00
6	119.42

Se observa que debido a que el precio sombra asignado al recurso para exportación, está muy por debajo de su precio en el mercado, el modelo decide exportar todo aquel que le sea posible, tomando por ello la cota superior para exportación.

II. ALTERNATIVA 2

Como se mencionó, se plantea en esta alternativa el mantener una relación Reservas/Producción de 30 años, es decir, que el crudo disponible deberá alcanzar por lo menos para 30 años una vez finalizado el H.P. esto es el año 2031.

a) Valor de la Función Objetivo (costos menos ingresos)

- 88,331 Millones de dólares descontados en valor presente de 1984.

<u>Periodo</u>	<u>Costos menos Ingresos</u> (millones de dólares descontados)
1	- 51,366
2	- 40,991
3	- 26,572
4	- 11,249
5	2,657
6	39,750

b) Crudo Utilizado

La maquila se efectúa los primeros cuatro períodos, obteniendo de ello gasolina.

El crudo enviado a proceso en las refinerías, se compone únicamente de la mezcla 80% crudo ligero y 20% crudo pesado, es decir, que el modelo elimina la posibilidad de utilizar una mezcla de 60% crudo ligero y 40% crudo pesado, debido a la reserva de crudo ligero que es superior a la de crudo pesado y por lo tanto al someter el sistema a una situación extrema de falta de crudo, toma todo el disponible y por ello gastará mayor cantidad de crudo ligero.

PRECIO SOMBRA DEL CRUDO DISPONIBLE

(U.S. \$ Corrientes por barril)

<u>Período</u>	<u>Crudo Pesado (j=1)</u>	<u>Crudo Ligero (j=2)</u>
1	32.63	26.44
2	36.36	31.20
3	40.77	35.67
4	42.33	37.25
5	43.99	40.98
6	171.45	48.07

De inmediato se puede apreciar el efecto producido por el precio sombra del crudo disponible, por restringir el crudo disponible al aumentar la relación Reservas/Producción. El precio sombra se incrementa notablemente con respecto a las otras alternativas bajo condiciones de precios idénticas con la diferencia únicamente de la relación Reservas/Producción.

Ya que la disponibilidad de crudo se encuentra limitada, existe por lo tanto competencia entre los diferentes usos, lo que hace que el modelo distribuya el crudo donde el costo marginal obtenga un uso alternativo óptimo. Esta alternativa limita además la disponibilidad en función de la cantidad de crudo usada en el último período es por ello que el efecto repercute en este período con mayor im-

pacto. En el 6° período no se utilizan todas las instalaciones; se toman aquellas refinerías donde es más costeable su procesamiento respecto de la posibilidad de exportar el crudo e importar los productos refinados. La exportación de crudo se ve afectada también por el límite de crudo disponible.

PRECIO SOMBRA DEL CRUDO PROCESADO

(U.S. \$ Corrientes por barril)

<u>Refinería</u>	P E R I O D O					
	1	2	3	4	5	6*
1 Azcapotzalco	26.1	31.1	35.8	40.0	41.2	1.90
2 Cadereyta	26.3	31.5	36.6	41.2	42.9	4.56
3 Cd. Madero	25.6	30.4	35.0	38.8	39.7	
4 Minatitlán	26.1	31.2	36.1	40.6	42.3	3.88
5 Salina Cruz	25.5	30.2	34.6	38.4	39.4	
6 Tula	26.2	31.4	36.1	40.5	41.68	2.65
7 Salamanca	24.6	29.0	33.2	36.5	36.4	
8 Nuevas	26.2	31.4	36.1	40.5	41.68	2.65

*Las refinerías sin costo marginal, son las que el modelo no utiliza; en el 6° período no se crea la nueva refinería

PRECIO SOMBRA DEL CRUDO DE EXPORTACION

(U.S. \$ Corrientes por barril)

<u>Período</u>	<u>Valor</u>
1	26.69
2	36.40
3	51.21
4	64.58
5	87.93
6	-

El modelo sigue exportando todo el crudo que se le permite debido al precio sombra del crudo de exportación que posee un valor menor al de su precio de exportación.

En el sexto período no exporta los 1,500,000 b/d que tiene como límite, sólo exporta 1,275,000 b/d debido a que el recurso empieza a escasear y requiere ese crudo para satisfacer la demanda de refinados.

c) Capacidad de Proceso.

En el último período no hay aumento de capacidad por nuevas instalaciones; inclusive se cierran las refinerías de Cd. Madero, Salina Cruz y Tula; que son las que poseen un costo marginal al crudo procesado menor respecto a las demás refinerías.

d) Balance de Productos Refinados.

Las exportaciones se ven afectadas grandemente, llegando inclusive a tener que importar combustóleo en el 6° período, la kerosina se exporta durante los seis períodos y la gasolina los dos primeros.

El diesel es el refinado que se produce en la medida exacta los primeros cuatro períodos, y se importa los últimos dos períodos.

En lo que respecta al gas licuado, se tiene que importar los 6 períodos, representando en el 6° período la importación, un 75% de su demanda.

En el sexto período la utilidad marginal de disponer de una nueva refinería es positiva, significando por ello un costo y un aumento en la función objetivo por lo que no es conveniente una ampliación en el sexto período. En los otros períodos, este valor es negativo por lo que realiza ampliaciones de capacidad los primeros cinco períodos.

III. ALTERNATIVA 3.

La razón de crear esta alternativa, fué el análisis de los resultados de la alternativa 1. Como se mencionó, esta alternativa contempla la limitación de las exportaciones de acuerdo a el mercado internacional pronosticado por la O.E.C.D.

El modelo encuentra en la solución primal, un resultado óptimo pero al efectuar la programación Entera Mixta (MXINT), pierde la optimalidad arrojando resultados infactibles, por ello, se resolvió en primal para tener la solución óptima encontrando que en el óptimo Y₁, debería valer 0,71, de tal modo, el modelo en el óptimo opera la refinería nueva, construída en el primer período al 71% las demás ampliaciones se verifican al 100%.

a) Valor de la Función Objetivo.

- 77,892 millones de dólares descontados en valor presente de 1984.

<u>Período</u>	<u>Costos menos Ingresos</u> (millones de dólares descontados)
1	- 44,552
2	- 32,056
3	- 20,249
4	- 8,103
5	4,278
6	22,566

b)

PRODUCTOS OBTENIDOS*
(miles de barriles diarios)

<u>Producto</u>	P E R I O D O					
	1	2	3	4	5	6
Combustóleo	414.3	441.8	476.3	509.2	545.4	584.9
Diesel	285.8	342.4	402.7	465.7	515.9	-
Gasolina	407.2	457.5	515.0	583.5	646.5	695.1
Gas Licuado	158.9	170.7	182.6	195.0	206.5	215.5
Kerosina	152.9	165.4	181.7	209.1	242.0	818.2

* esta cifra no incluye el autoconsumo

Como podrá observarse, respecto a la alternativa 1, la producción disminuye, en kerosina, y un poco en combustóleo, la producción de diesel no se modifica, debido a la disminución en la cantidad producida de kerosina, esto se debe a la relación que guarden entre sí la kerosina y diesel como productos complementarios.

c) Producciones por Refinería.

Al acotar las exportaciones de kerosina, diesel y combustóleo, el efecto producido es disminuir la producción de dichos refinados por lo que en aquellas refinerías que se tiene el menor rendimiento o el mayor costo de producción, dejará de procesarse crudo para satisfacer la cota.

Se observa que la producción disminuye un poco en los últimos períodos y en el segundo y tercer período, la refinería de Salamanca (k= 7) deja de producir, es decir, el modelo decide cerrar la refinería de Salamanca durante dos períodos. Como se mencionó en los resultados de la alternativa 1, dicha refinería posee el menor precio sombra de crudo procesado, por lo que para el modelo es aquella que menos le conviene operar. Las producciones por cada refinería se pueden observar en los listados de computadora adjuntos.

d) Crudo utilizado.

Los resultados básicamente son los mismos que en la alternativa 1 en lo que se refiere a este punto, la maquila se verifica los primeros 4 períodos obteniendo de dicho proceso gasolina.

En lo que se refiere al Precio Sombra del Crudo Disponible, hay una diferencia en el crudo ligero:

PRECIO SOMBRA DEL CRUDO DISPONIBLE

(U.S. \$ Corrientes por barril)

<u>Período</u>	<u>Crudo Pesado (J= 1)</u>	<u>Crudo Ligero (J= 2)</u>
1	20.06	20.30
2	23.78	24.07
3	28.20	28.53
4	29.76	30.12
5	31.42	31.79
6	33.16	42.48

De aquí se observa que la diferencia entre el precio sombra del crudo disponible ligero y pesado, es mínima los primeros cinco períodos, mientras que el sexto aumenta mucho el crudo ligero, esto quiere decir que valora de casi igual modo ambos crudos los primeros cinco períodos.

e) Costo Marginal de los Productos Refinados.

Este costo marginal se ve afectado por las cotas de exportación de la siguiente manera:

PRECIO SOMBRA DE LA PRODUCCION DISPONIBLE

(U.S. \$ Corrientes por barril)

Producto

Gas Licuado	31.24	38.97	48.61	60.64	75.65	94.41
Gasolina	47.29	67.27	90.07	114.09	144.42	183.03
Kerosina	19.52	23.36	24.49	22.51	82.34	102.12
Diesel	19.52	23.36	24.49	22.51	82.34	99.30
Combustóleo	2.59	4.19	10.42	18.34	89.56	40.54

Se observa que la gasolina sigue siendo el refinado más valioso, por lo que el modelo lo obtiene también a través de la maquila; la kerosina, diesel y combustóleo tienen respecto a la alternativa 1 menor precio sombra, excepto la kerosina en el 6° período razón por la cual el modelo produce pura kerosina en ese período, teniendo que importar el diesel, ya que producir kerosina le produce mayor beneficio que el diesel.

f) Capacidad de Proceso.

La capacidad de proceso se incrementa durante todo el H.P. creando, nuevas instalaciones, la refinería operada el primer período trabaja al 71%, mientras que las demás se operan al 100%, prefiriendo cerrar durante el 2° y 3° períodos, la refinería de Salamanca y operar y construir nuevas plantas cada período.

g) Balance de Productos.

La cota establecida para exportaciones, fué 130×10^6 barriles por período para el combustóleo y 80×10^6 barriles por período para la kerosina y diesel.

IMPORTACIONES

(miles de barriles por día)

<u>Producto</u>	P E R I O D O					
	1	2	3	4	5	6
Combustóleo	-	-	-	-	-	-
Diesel	-	-	-	-	23.0	624.6
Gasolina	-	43.4	138.0	179.1	280.4	378.4
Gas Licuado	18.2	75.4	149.7	234.1	350.8	505.7
Kerosina	-	-	-	-	-	-

EXPORTACIONES

(miles de barriles por día)

<u>Producto</u>	1	2	3	4	5	6
Combustóleo	118.7	118.7	118.7	118.7	118.7	118.7
Diesel	-	-	-	-	-	-
Gasolina	91.3	-	-	-	-	-
Gas Licuado	-	-	-	-	-	-
Kerosina	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	624.6

IV. ALTERNATIVA 4.

En esta alternativa se evalúan los dos modelos en forma conjunta. El modelo de Petroquímicos a partir de crudo y el modelo de refinación. Se plantea la competencia entre el crudo destinado a exportación, el crudo destinado a producir refinados y el crudo destinado a producir petroquímicos.

Es importante resaltar el hecho de haber obtenido los precios de exportación de los productos petroquímicos a través del modelo de petroquímicos a partir de crudo antes descrito, debido a que esto

plantea una alternativa muy optimista, ya que esos precios como se recordará, son los requeridos para que se lleve a cabo la competencia entre la exportación de crudo y productos petroquímicos de esta forma se pretende mostrar el funcionamiento de el modelo en forma conjunta con el de petroquímicos, y analizar un modelo que a su vez contiene dos modelos de los cuales se tienen resultados independientes.

La forma en la que se integraron ambos modelos se describió anteriormente, de manera que el crudo utilizado para producir petroquímicos, proviene de una fracción del crudo destinado a exportación. Este crudo utilizado, es tipo Istmo (Ligero), pero como se guarda una relación fija entre el crudo Maya-Istmo a exportación, el crudo Maya, también se ve afectado, modificando así la solución óptima de la alternativa 1.

a) Valor de la Función Objetivo. (Costos menos Ingresos)

- 615,712 Millones de dólares descontados en valor presente de 1984.

b) Crudo Utilizado.

El crudo Maya tiene como posibilidades de uso el envío a maquila para obtención de refinados ligeros y su envío a las refinerías para su procesamiento.

El crudo Istmo tiene la posibilidad de ser procesado en las refinerías y además destinarlo a la producción de petroquímicos. Ambos tipos de crudo, además pueden ser exportados en la proporción de 40% crudo Maya y 60% crudo Istmo.

La maquila se efectúa los primeros cuatro períodos obteniéndose de ello gasolina únicamente.

El crudo enviado a proceso, se compone de las dos mezclas posibles, predominando la mezcla de 80% crudo ligero y 20% crudo pesado. Se usa toda la capacidad de refinación, incluyendo la correspondiente a nuevas instalaciones, el modelo decide operar una nueva re-

finerfa cada período del H.P., además de instalar una planta de petroquímicos cada período del H.P.

PRECIO SOMBRA DEL CRUDO DISPONIBLE

(U.S. \$ Corrientes por barril)

<u>Período</u>	<u>Crudo Pesado (J = 1)</u>	<u>Crudo Ligero (J = 2)</u>
1	20.06	25.70
2	23.78	30.47
3	28.20	35.68
4	29.76	37.27
5	31.42	39.37
6	33.16	42.48

El precio sombra del crudo procesado es casi el mismo que en la alternativa 1 y el precio sombra del crudo maquilado es el mismo, así como el costo marginal de los productos refinados.

c) Capacidad de Proceso.

Se incrementa la capacidad durante los 6 períodos construyendo una refinería cada período del H.P.

En lo que respecta a la capacidad de las plantas de petroquímicos también se incrementa cada período con plantas de 50,000 b/d con características técnicas descritas en el Modelo de Petroquímicos a partir de Crudo.

d) Productos Petroquímicos.

Se producen los 9 productos exportando 6 de ellos en forma directa, los 3 restantes: Gas Licuado, Gasolina, Combustóleo, se adicionan a la producción debida a refinerías y se destinan a satisfacer la demanda exportando el excedente.

COSTO MARGINAL DE LOS PRODUCTOS REFINADOS

(U.S. \$ Corrientes por barril)

Producto

Gas Licuado	67.0	83.6	104.6	132.5	165.2	206.2
Gasolina	100.6	138.2	185.2	234.5	301.8	382.7
Combustóleo	65.4	88.7	112.2	137.4	164.3	198.0

En lo que respecta a los otros productos, su costo marginal es igual a su precio en el mercado, en el caso de los tres productos comunes, este costo marginal es superior a su precio y superior al producido por refinación únicamente.

UTILIDAD MARGINAL POR DISPONER DE UNA NUEVA
INSTALACION PARA PRODUCIR PETROQUIMICOS.

(U.S. \$ descontados)

<u>Período</u>	<u>Valor</u>
1	491.0 x 10 ⁸
2	411.3 x 10 ⁸
3	325.3 x 10 ⁸
4	239.7 x 10 ⁸
5	156.6 x 10 ⁸
6	75.7 x 10 ⁸

UTILIDAD MARGINAL POR DISPONER DE UNA NUEVA
INSTALACION PARA PRODUCIR REFINADOS.

(U.S. \$ descontados)

<u>Periodo</u>	<u>Valor</u>
1	53.0 x 10 ⁸
2	40.1 x 10 ⁸
3	28.8 x 10 ⁸
4	19.3 x 10 ⁸
5	11.5 x 10 ⁸
6	4.9 x 10 ⁸

Se puede notar de inmediato la diferencia entre estos valores de precio sombra por disponer de nuevas instalaciones al ser un orden de magnitud mayor la utilidad de la planta de petroquímicos el modelo prefiere instalar una planta de petroquímicos ante una planta de refinados, esto es una consecuencia directa de los precios de los productos petroquímicos.

e) Disponibilidad de reserva de crudo.

Las reservas quedan básicamente en la misma forma que en la alternativa 1, ya que el crudo utilizado para producir petroquímicos, proviene del crudo destinado a exportación, de manera que no varían las reservas por este concepto.

Debido a que el crudo Istmo es el que se utiliza en petroquímica y como el crudo exportado se compone de la mezcla de ambos crudos, el crudo Maya se gasta en menor cantidad por concepto de exportación, pero esto se compensa, utilizando mayor cantidad de dicho crudo en la mezcla que alimenta las refinerías, por lo que la reserva disminuye un poco más que en el modelo de refinación.

f) Crudo de exportación.

La cantidad exportada de ambos crudos disminuye en mayor medida, al aumentar las instalaciones para producir petroquímicos.

EXPORTACION DE CRUDO
(miles de barriles por día)

<u>Periodo</u>	<u>Crudo Pesado (j = 1)</u>	<u>Crudo Ligero (J = 2)</u>	<u>Total</u>
1	870	580	1,450
2	840	560	1,400
3	810	540	1,350
4	780	520	1,300
5	750	500	1,250
6	720	480	1,200

En lo que respecta al precio sombra del crudo de exportación, es el mismo que en la alternativa 1.

COMPARACION DE ALTERNATIVAS

Se tienen 4 alternativas cuyas características principales son las siguientes:

- 1) Alternativa 1. Alternativa base R/p \geq 15 años
- 2) Alternativa 2. R/p \geq 30 años
- 3) Alternativa 3. Cotas exportación KE, CM, DS. R/p \geq 15 años
- 4) Alternativa 4. Con petroquímicos R/p \geq 15 años

Todas las variables exógenas tienen el mismo valor en las 4 alternativas, de tal modo que puede evaluarse de una a otra alternativa el cambio en los resultados debido únicamente a su característica. A continuación se muestra una tabla con algunos resultados comparativos:

	1	2	3	4
Función Objetivo.	- 104,820	-88,331	-77,892	-615,712

Precio Sombra

Crudo utilizado.

PESADO

1er período	20	32	20	20
2do período	23	36	23	23
3er período	28	40	28	28
4to período	29	42	29	29
5to período	31	43	31	31
6to período	33	171	33	33

LIGERO

1er período	25	26	20	25
2do período	30	31	24	30
3er período	34	35	28	35
4to período	36	37	30	37
5to período	38	40	31	39
6to período	41	48	42	42

Mezcla de Crudos
para Refinación
(Ligero-Pesado)

predomina	únicamente	predomina	predomina
80-20	80-20	80-20	80-20

En la Figura 1 puede apreciarse las diferencias producidas en la exportación e importación de productos refinados en virtud de la alternativa estudiada.

Se observa que la alternativa 4 presenta la mayor demanda satisfecha, de ahí que la importación sea tan baja, mostrando un excedente notable en los productos kerosina y combustóleo. Este incremento en la producción de combustóleo, se debe en la planta de petroquímicos, mientras que el de kerosina existe por la refinación. Esto puede corregirse acotando las exportaciones a valores tales que el mercado internacional pudiera absorber, lo cual representaría nuevas alternativas que de ser requeridas pueden obtenerse sin mayor dificultad.

En lo que respecta a las importaciones, el Gas Licuado presenta demanda insatisfecha desde el primer período en las alternativas 1 y 3, y desde el segundo período en la alternativa 2. Utilizando la parametrización de los lados derecho, se observa que la cantidad de Gas Licuado puede incrementarse de 40,000,000 b/año a los siguientes valores sin modificar la base óptima:

42 x 10 ⁶ b/año	1er. período
64 x 10 ⁶ b/año	2do. período
97 x 10 ⁶ b/año	3er. período
134 x 10 ⁶ b/año	4to. período
183 x 10 ⁶ b/año	5to. período
249 x 10 ⁶ b/año	6to. período

Esta posibilidad se contempla en el "Modelo de Petroquímicos a partir de Gas Natural", siendo posible disminuir así la dependencia de las importaciones de gas licuado, a través de la obtención

IMPORTACIONES

EXPORTACIONES

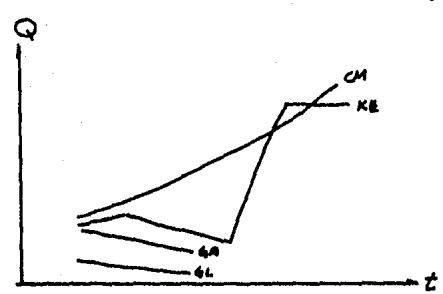
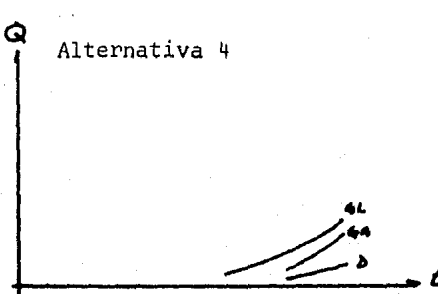
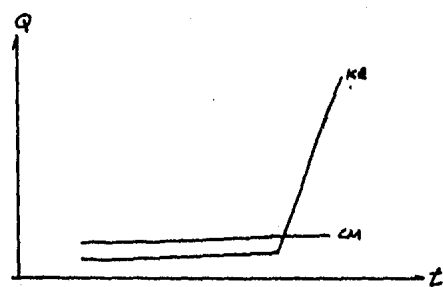
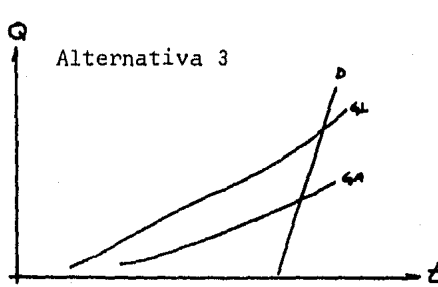
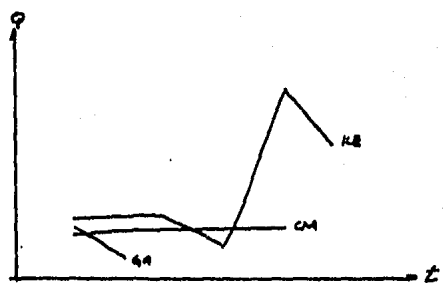
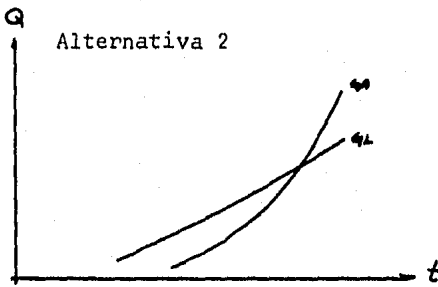
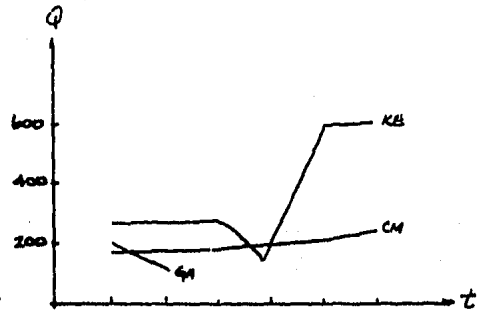
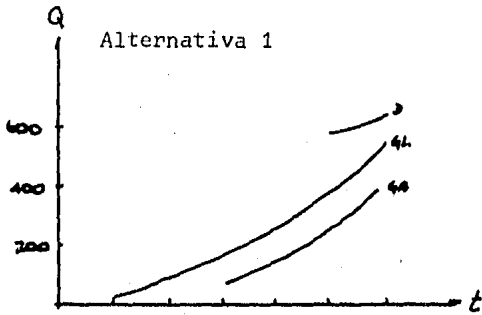


Figura No. 1

de propano-butano de las plantas criogénicas y de absorción.

Los precios sombra del crudo utilizado, muestran en que medida se valoriza al crudo a través del Modelo, dependiendo de la característica propia de la alternativa.

En el crudo pesado se observa un incremento fuerte en la segunda alternativa, debido a la falta de disponibilidad del recurso en función del tiempo. En el primer período, la diferencia es notable aunque no muy grande, sin embargo en el sexto período, el precio sombra sobrepasa el precio de exportación del crudo (ver apéndice 3) por lo que el Modelo deja de exportar parte del recurso, debido a el alto valor asignado al mismo.

En el crudo ligero se observa un efecto similar en la alternativa 2, aunque no tan marcado. Puede verse aquí la importancia de la información obtenida del problema dual para la toma de decisiones.

En lo que respecta a la mezcla de crudos para su refinación, sigue un comportamiento similar a excepción de la alternativa 2, donde únicamente utiliza la mezcla de 80% crudo ligero y 20% de crudo pesado, debido a la reserva de crudos en la que el crudo pesado se tiene en menor proporción, utilizando por lo tanto menor cantidad de dicho crudo en la refinación.

Las ampliaciones se realizan a toda su capacidad en las alternativas 1 y 4, en la alternativa 2 se decide no efectuar la ampliación en el último período y dejar de operar la refinería de Salamanca en el sexto período, así como la refinería de Salina Cruz y operar al 97% la refinería de Cd. Madero.

En la alternativa 3 como se mencionó antes, se construye la nueva refinería el 1er. período y se opera al 71%, además de disminuir la operación de otras refinerías como la de Tula al 51% y 88% los períodos primero y tercero y la de Salamanca al 50% y 71% los períodos 4 y 5 manteniéndola cerrada durante el segundo y tercer períodos.

El hecho de disminuir la operación en diferentes refinerías en distintos períodos, obedece a la razón de que cada refinería posee un rendimiento propio de los diferentes productos refinados y por ello la respuesta del modelo depende de la necesidad de cada producto en cada período del H.P.

Las reservas de crudos ligero y pesado disminuyen de diferente manera en cada alternativa. En la alternativa 2, donde se simula una relación reservas/producción mayor a 30 años, es donde las reservas disminuyen en mayor orden, para el crudo pesado se utiliza un 42% y para el crudo ligero un 41% de las reservas probadas.

A continuación se muestra un resumen de las variaciones en las reservas según la alternativa estudiada.

<u>ALTERNATIVA</u>	<u>TIPO DE CRUDO</u>	<u>% UTILIZADO</u>	<u>% REMANENTE</u>
1	pesado	33.7	66.2
	ligero	20.4	79.5
2	pesado	42.3	57.6
	ligero	40.8	59.1
3	pesado	26.8	73.1
	ligero	17.7	82.2
4	pesado	31.2	68.7
	ligero	21.9	78.0

En la alternativa 2 como se mostró en los resultados, el modelo decide cerrar refinerías e inclusive no ampliar su capacidad debido a la condición impuesta acerca de conservar crudo para 30 años una vez finalizado el Horizonte de Planeación. De acuerdo a la tabla

mejor, se puede observar la cantidad de crudo necesaria para cubrir esta restricción. Se debe notar que esta cantidad de crudo necesario es en realidad mayor aún, debido a que se calcula la producción para 30 años después de finalizar el Horizonte de planeación, con una producción equivalente a la requerida en el mismo período y por lo tanto no se considera el incremento en la demanda de productos a partir del año 2002 que representa el final del H.P.

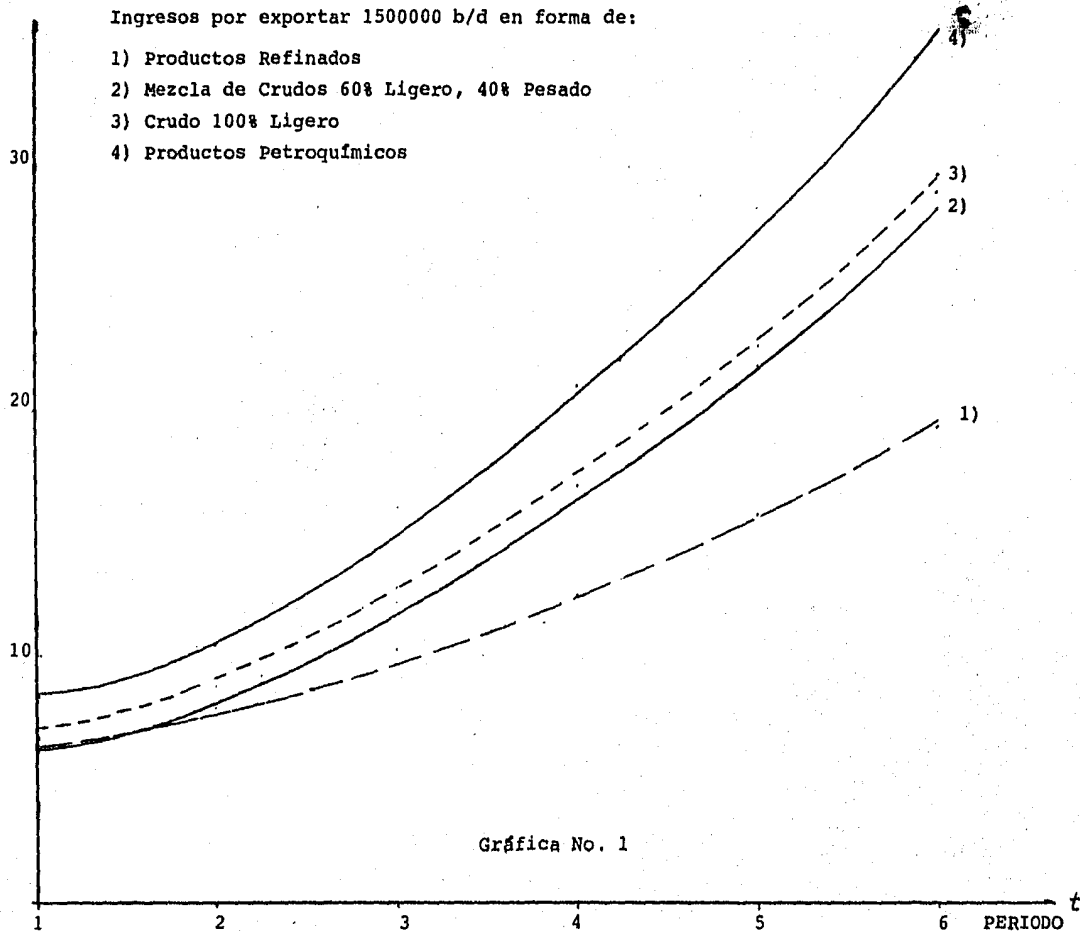
Se observó a través de las alternativas estudiadas que en casi todos los casos se exporta crudo en su máxima cota, por lo que se realizó una gráfica en la que se muestran los ingresos obtenidos por exportar 1,500,000 b/d en forma de crudo en una proporción de 60% ligero 40% pesado y los ingresos por exportar esa misma cantidad de crudo transformados a productos petroquímicos y a productos refinados. En la gráfica no. 1 se observa que respecto a los refinados, los ingresos siempre serán mayores por concepto de exportar crudo.

También se observa que la producción de petroquímicos brinda mayores ingresos que la exportación de crudo ligero. La gráfica se realizó con los ingresos por exportación de 1,500,000 b/d de crudo a precio de crudo ligero, debido a que es éste tipo de crudo el utilizado para producir petroquímicos. En la gráfica no. 2 se muestran los mismos resultados en valor presente. De esta forma se explica la decisión del modelo acerca de procesar el crudo y producir petroquímicos en lugar de exportar dicho recurso. Esto obedece a que los precios de los petroquímicos son los obtenidos en el Modelo de Petroquímicos a partir de crudo y como se describió son los precios necesarios para que se efectúe la competencia entre la exportación de crudo y la de petroquímicos.

Ingresos x 10^{10} (US \$ Corrientes)

Ingresos por exportar 1500000 b/d en forma de:

- 1) Productos Refinados
- 2) Mezcla de Crudos 60% Ligero, 40% Pesado
- 3) Crudo 100% Ligero
- 4) Productos Petroquímicos



Gráfica No. 1

Ingresos x 10¹⁰ (US \$ Constantes)

Ingresos por exportar 1500000 b/d en forma de:

- 1) Productos Refinados
- 2) Mezcla de Crudos: 60% Ligero, 40% Pesado
- 3) Crudo 100% Ligero
- 4) Productos Petroquímicos

30

20

10

1

2

3

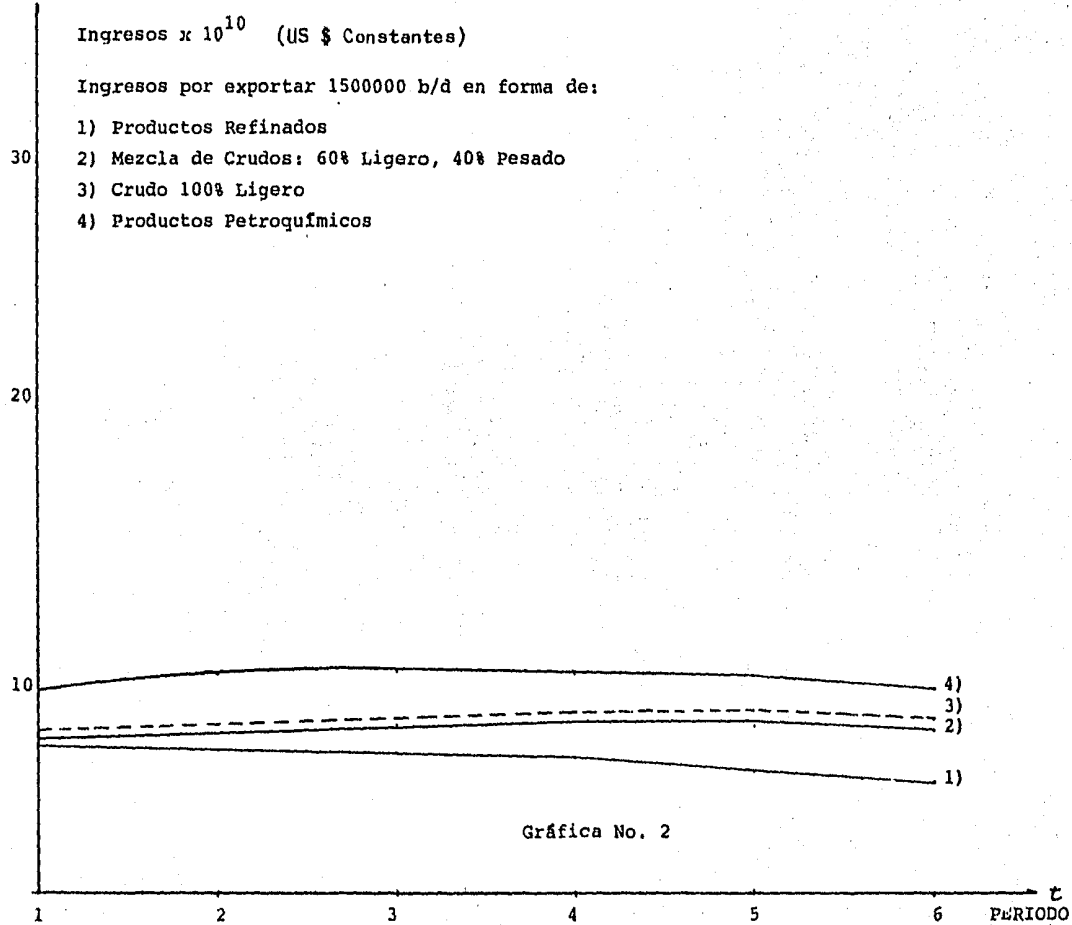
4

5

6

PERIODO

Gráfica No. 2



En virtud de que el Modelo decide exportar crudo en las 4 alternativas, se decidió hallar una tasa de crecimiento en los precios de los productos refinados, bajo la cual se igualaran las divisas generadas por la exportación de refinados con las divisas generadas por la exportación de crudo, con esa tasa, se pudieron calcular los precios a los cuales se deberían vender los productos refinados para sustituir la exportación de 1,500,000 b/d transformada a productos petroquímicos.

De esta forma, la sobretasa necesaria en los productos refinados, así como su precio calculado se dan a continuación:

<u>Período</u>	<u>Sobretasa (%)</u>	
	<u>Por período</u>	<u>Anual</u>
1	1,46	0,48
2	10.25	3,30
3	22.06	6,87
4	28,20	8,63
5	40,45	11,19
6	47,27	13,77

R E S U L T A D O S

<u>Período</u>	<u>COMBUSTOLEO</u>	<u>DIÉSEL</u>	<u>KEROSINA</u>	<u>GASOLINA</u>	<u>GAS LICUADO</u>
1	33.26	40.57	43.12	51.05	34.80
2	48.96	53.25	56.68	76.25	47.17
3	68.51	71.21	75.80	113.04	65.15
4	88.33	90.34	96.16	150.28	85.67
5	115.69	119.55	127.26	208.55	116.37
6	145.78	151.45	201.50	207.04	152.61

RESUMEN

I. MODELO EVALUADOR DE ALTERNATIVAS ESTRATEGICAS:
OBTENCION DE PRODUCTOS PETROQUIMICOS A PARTIR
DE CRUDO.

Es un modelo dinámico con un horizonte de planeación de 6 periodos de tres años cada uno, que realiza un análisis de varios procesos conocidos (paquetes Tecnológicos), a fin de hallar aquella configuración o configuraciones tecnológicas que optimicen los beneficios generados por la producción de petroquímicos. El sistema se encuentra restringido por la disponibilidad de crudo, los rendimientos del proceso, la cantidad de crudo disponible, los precios del crudo y productos entre otros.

Se simula en el modelo una competencia entre el producir petroquímicos bajo la tecnología óptima encontrada por él mismo, y la exportación del crudo: El modelo elige entonces como opción óptima, la exportación de crudo, tomando como parámetros constantes, tanto los precios de crudo como los de los petroquímicos.

En virtud de los resultados de las dos primeras alternativas, pudo deducirse que el comportamiento de los precios de los productos petroquímicos para el horizonte de planeación del modelo, es una variable sujeta a incertidumbre. Ante un problema como el planteado, se prefirió partir del problema inverso, que consiste en saber a que precios y bajo que condiciones, el precio del crudo impuesto al modelo, sería mas productivo elaborar productos petroquímicos a partir del crudo, destinados a la exportación, que exportar el recurso, logrando asi diversificar las exportaciones además de contar con productos de mayor valor agregado.

La relación entre los precios de los productos petroquímicos y el precio del crudo a lo largo del H.P., fue obtenida a través de la tasa marginal de sustitución entre las cantidades de crudo destinados a la exportación y las destinadas a producir petroquímicos, logrando finalmente obtener relaciones que muestran la variación en la cantidad de

crudo a procesar como una función de la disponibilidad de crudo y del tiempo, pudiendo de tal forma evaluar los cambios debidos a variación en cantidad de crudo exportada y a la variación en los precio de los productos petroquímicos.

La información obtenida en el modelo es de dos tipos debido al sistema utilizado para resolverlo; Se tienen los resultados directos, tales como la tecnología seleccionada, cantidad producida de cada petroquímico, cantidad de crudo exportada, incrementos de capacidad, beneficios obtenidos, costos asociados, impuestos, etc. El otro tipo de información son los Precios Sombra asociados a las restricciones y los Costos Marginales asociados a las variables. El significado de dicha información es de tipo económica y representa la consecuencia de tomar una decisión con otros elementos diferentes a los técnicos, como puede ser el efecto generado por dejar de producir algun petroquímico o elegir alguna tecnología no óptima, etc. El planteamiento de el modelo asi como el método utilizado para su solución, tiene gran potencial de información posible de obtener en cada simulación requerida por el tomador de decisiones.

Las tecnologías evaluadas se diferencian entre sí en los rendimientos de crudo procesado y en los costos de operación e inversión requeridas. Todas las tecnologías producen los mismos petroquímicos, seleccionando entonces el modelo la tecnología en función de la demanda, el costo del producto, inversión requerida, costos de operación, mercado internacional y rendimientos.

Una característica de el modelo, es que optimiza el sistema en forma global, de modo que pudiento no parecer óptimo un resultado local, el resultado global si lo es.

II. MODELO DE OFERTA DE PRODUCTOS REFINADOS Y UTILIZACION DE CRUDOS.

Es un modelo dinámico, al igual que el otro modelo tiene un horizonte de planeación finito de 18 años; Permite simular en forma agregada el sistema de oferta de la producción primaria y la transformación de crudos, incluyendose en este las refinerías actuales y las previstas hasta 1984.

Se utiliza programación entera mixta (variables lógicas) para definir ampliaciones de capacidad. En función a proyecciones de demanda, el modelo decide incrementar la capacidad de refinación instalando nuevas unidades similares a las existentes en la refinería de Tula, Hidalgo.

El crudo procesado puede ser de dos tipos, (pesado o ligero) y tiene como alternativas la exportación, el procesamiento o la maquila. La demanda de productos refinados, puede también ser cubierta con importación y se contempla además la posibilidad de la exportación de refinados. Los productos obtenidos de la refinación, son: gas licuado, gasolinas, kerosinas, diesel y combustóleo.

Se simula la extracción del crudo y la reserva durante y después del horizonte de planeación, definiendo la explotación del recurso mediante una función no lineal en forma de escalera que muestra costos marginales de producción crecientes congruentes con las dificultades de extracción, permitiendo así realizar pronósticos de la industria de la refinación y simular diversas estrategias.

En conjunto con el modelo evaluador de alternativas estratégicas: obtención de productos petroquímicos a partir de crudo, se estudia el comportamiento de una refinería petroquímica que, además de producir refinados, produce petroquímicos en forma simultánea y que compiten alternativamente con la exportación de la mezcla de crudos evaluando así, alternativas para el crudo en el campo de la refinación y de la petroquímica.

CONCLUSIONES

- 1) Tanto en la concepción de este modelo de oferta de productos refinados y utilización de crudos, como en su interacción con el - de producción de petroquímicos a partir de crudo, la idea básica se centra en la construcción de escenarios alternativos para la toma de decisiones. Se ha intentado entonces, modelar el Sistema de Refinación para estudiar la trayectoria de comportamiento de la oferta de productos refinados, para luego observar ese comportamiento cuando se le une a éste el módulo de producción de - petroquímicos. De esta forma, la óptica bajo la cual se realizaron las diversas simulaciones, fue la de comprender y percibir cualitativamente, las posibles trayectorias de aprovechamiento del recurso, considerando un conjunto de decisiones alternativas que lo influencia, para después traducir sus consecuencias en - forma cuantitativa.

Desde este punto de vista, la respuesta obtenida de los modelos para cada alternativa planteada, no fue la creación de un conjunto de números al azar, sino la confirmación plena de su funcionamiento, demostrando así el potencial del instrumento, concomitante con los escenarios y alternativas de decisión planteadas y con la información alimentada.

- 2) En los correspondientes capítulos de Resultados, éstos se han examinado ya a la luz de las alternativas planteadas y la información alimentada. Lo que a continuación se analiza, está más bien relacionado con las consecuencias de esos resultados, en función de - las alternativas planteadas. (Véase la tabla anexa).
- 3) Ciertamente las respuestas de las simulaciones realizadas con los modelos, son función de la información alimentada en forma de parámetros y de variables exógenas. Mucha de la información alimentada ha provenido tomando como base fuentes especializadas en la literatura relacionada con los diferentes aspectos que tuvieron que cubrirse durante la construcción e instrumentación del mode -

lo. Por ello, algunos valores de las variables exógenas están sujetos a considerable incertidumbre; tal es el caso de las demandas de los refinados y sus precios; los precios de los petroquímicos y del crudo, etc., que dependerán de su propio entorno y que están fuera del control, tanto del modelador como en muchos casos, del tomador de decisiones. Por lo anterior, la estructura del modelo se ha realizado de forma tal que pueda utilizársele para simular diversas situaciones, alimentándosele - flexiblemente cualquier valor, sea de los parámetros o de las - variables exógenas.

- 4) Los modelos aquí presentados son sólo herramientas para la mejor toma de decisiones, relacionada con la planeación estratégica de las empresas, en este caso en el ámbito de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal y de Petróleos Mexicanos. El desarrollo de estos modelos parten de la base de que la decisión final, la tomará quien tiene capacidad de hacerlo; es decir, aquéllos que formal y materialmente están facultados para ello. La potencia de estos instrumentos matemáticos no es efectiva, sino en la medida en que resuelven con mayor probabilidad de éxito, los problemas que pudieran acarrear las decisiones tomadas con base en la intuición o en métodos actualmente superados, utilizando bases endeble y rudimentariamente especulativas.

a) Petroquímicos a partir
de crudo

- 1.- Selección de la tecnología óptima para obtención de petroquímicos a partir de crudo: Evaluación técnico-económica a nivel de proyecto de las tecnologías 4 y 6.
- 2.- Análisis de la competitividad de la exportación de petroquímicos versus la exportación de crudo: Reconsideración de los precios futuros de exportación de crudo y los precios de los petroquímicos básicos; estudio del mercado de los petroquímicos básicos, regionalmente, a nivel internacional.
- 3.- Obtención de la tasa marginal de sustitución entre la exportación de petroquímicos utilizando crudo como su insumo y la exportación del recurso. La exportación de crudo valora por cuanto a divisas, de mejor manera al recurso que la exportación de petroquímicos, a los precios supuestos en el modelo. Estudiar la alternativa de agregar más capital y trabajo a los petroquímicos básicos, para considerar la posibilidad de exportar productos de la demanda final: plásticos, elastómeros, fibras sintéticas, etc. e inclusive llegar hasta la Industria Manufacturera.
- 4.- Incertidumbre en los precios de los petroquímicos y del crudo. Obtención de nuevos precios que hagan factible económicamente la obtención de petroquímicos básicos a partir de crudo. Necesidad de contrastar la nueva tasa de crecimiento de los precios de petroquímicos, con un escenario de

MODELO

b) Oferta de Refinados y Utilización de Crudos

PRINCIPALES RESULTADOS Y CONSECUENCIAS

recuperación de la economía mundial. Posibilidad de considerar a los costos de inversión como "costos sumergidos" que permitan valorar mejor la utilización del crudo.

- 1.- Rápida expansión del sistema de Refinación por alta tasa de crecimiento de la demanda, sobre todo de gasolinas con un alto costo económico y agotamiento de las reservas.
- 2.- Relación reservas de crudo a producción superior a 30 años. Cierre de Refinerías, posibilidad de un colapso si no hay políticas de uso eficiente de energía y diversificación de sus fuentes primarias. Necesidad de explorar más intensamente para aumentar la probabilidad de hallar yacimientos económicamente explotables y estudiar la necesidad de crear una reserva estratégica. La sensibilidad del modelo a las reservas de los crudos, muestra la importancia de lo anteriormente dicho y juega un papel determinante en las tácticas a seguir en la planeación de la Industria de Refinación.
- 3.- Con cotas a la exportación de productos refinados, posibilidad de dar un crecimiento más adecuado al Sistema de Refinación que considere no sólo el crecimiento de la demanda interna, sino la posibilidad real de exportación.
- 4.- Unión de los dos modelos: Valorización más adecuada del crudo. Necesidad de estudiar un cambio de ruta para la manufac-

tura de los petroquímicos básicos que satisfagan la demanda interna: Refinerías petroquímicas versus complejos de gas - para obtener líquidos de éste, que es la base actual de la IPQ de México. Considerar, por lo tanto, al gas como reserva estratégica de hidrocarburos.

APENDICE 1INFORMACION TECNOLOGICA

Con el objeto de esclarecer las alternativas tecnológicas planteadas en la evaluación técnico-económica, es menester describir en forma somera las configuraciones de procesamiento de crudo para la obtención de petroquímicos. Para este propósito, se presenta a continuación la información técnica, seguida de varios diagramas de bloques de los diferentes procesos.

Cuando se considera la conversión de crudo a petroquímicos deben ser definidos e investigados los siguientes puntos:

- Productos petroquímicos y combustibles deseados
- Características del crudo
- Grado óptimo (esperado) de conversión de crudo a petroquímicos
- Configuración tecnológica óptima o en su caso, la combinación óptima de configuraciones y las capacidades de cada una de las plantas que forman el complejo petroquímico, basado en el crudo.

Estos puntos no pueden ser tratados en términos generales, puesto que cada uno está gobernado por un conjunto diferente de factores económicos; sin embargo, es posible ilustrar con una situación típica el efecto que tienen las diferentes configuraciones de proceso, los diferentes tipos de crudo y las diferentes capacidades de las plantas en la cantidad producida de petroquímicos y en los costos asociados de operación e inversión.

A continuación se tratará de mostrar como y a que costo el rendimiento de petroquímicos puede aumentarse a través de la utilización de diferentes procesos de conversión de crudo. Para este propósito, se considerará una alimentación de crudo de 50,000 barriles por día (b/d) de la que puede obtenerse diferentes rendimientos de petroquímicos primarios y algunos combustibles, en función del tipo de proceso.

Configuración 1

La figura 1 representa el diagrama del proceso más simple en el que el crudo se fracciona en una unidad de destilación atmosférica, en tres productos.

1. Nafta y ligeros, los cuales se utilizan como materia prima en la unidad de pirólisis.
2. Destilados intermedios, que son disulfurados.
3. Gasóleo pesado (residuo atmosférico) que posteriormente se disulfura.

En la unidad pirolítica, se llevan a cabo reacciones que involucran la fractura o ruptura de moléculas de hidrocarburos en dos o más fragmentos más pequeños, de tal manera que se obtienen productos de peso molecular más bajo que la alimentación (metano, H_2 , etileno, propileno, mezcla de $C_4=$ y mezcla de aromáticos).

El metano (CH_4) producido en la unidad pirolítica es enviado a una unidad de reformado de vapor con el propósito de obtener hidrógeno (H_2), el cual a su vez sirve para alimentar a las plantas de hidro-desulfuración y de esta manera favorecer la autosuficiencia del proceso.

Esencialmente este proceso de reformado consiste de la oxidación parcial del hidrocarburo, bajo presión en presencia de vapor con una cantidad limitada de oxígeno. Este proceso puede proporcionar rendimientos tan altos como un 96% en volumen de H_2 más CO , con pequeñas cantidades de CO_2 , CH_4 , N_2 y Ar (con algo de H_2S y COS si la alimentación contiene azufre).

Por otro lado, los aromáticos (producidos también en la unidad pirolítica) son extraídos y separados, mientras que el refinado se recircula a la unidad de pirólisis. En esta separación se obtienen benceno, tolueno, xilenos y una pequeña cantidad de gasolina de octano relativamente alto.

En las unidades de hidrosulfuración el azufre que pudiera contener la corriente de hidrocarburos es eliminado. Las razones

por las cuales esta práctica se lleva a cabo son 4:

- 1) Los compuestos de azufre disminuyen la calidad de algunos productos de refinación.
- 2) Contaminan la atmósfera como óxidos de azufre cuando son quemados.
- 3) Corroe el equipo de proceso
- 4) Envenena el catalizador usado en algunos procesos.

La hidrodesulfuración es un proceso catalítico donde una alimentación de hidrocarburos e hidrógeno es pasada a través de un lecho catalítico a temperatura y presión elevadas. Los átomos de azufre unidos a las moléculas del hidrocarburo reaccionan con el hidrógeno sobre la superficie del catalizador para formar sulfuro de hidrógeno (H_2S).

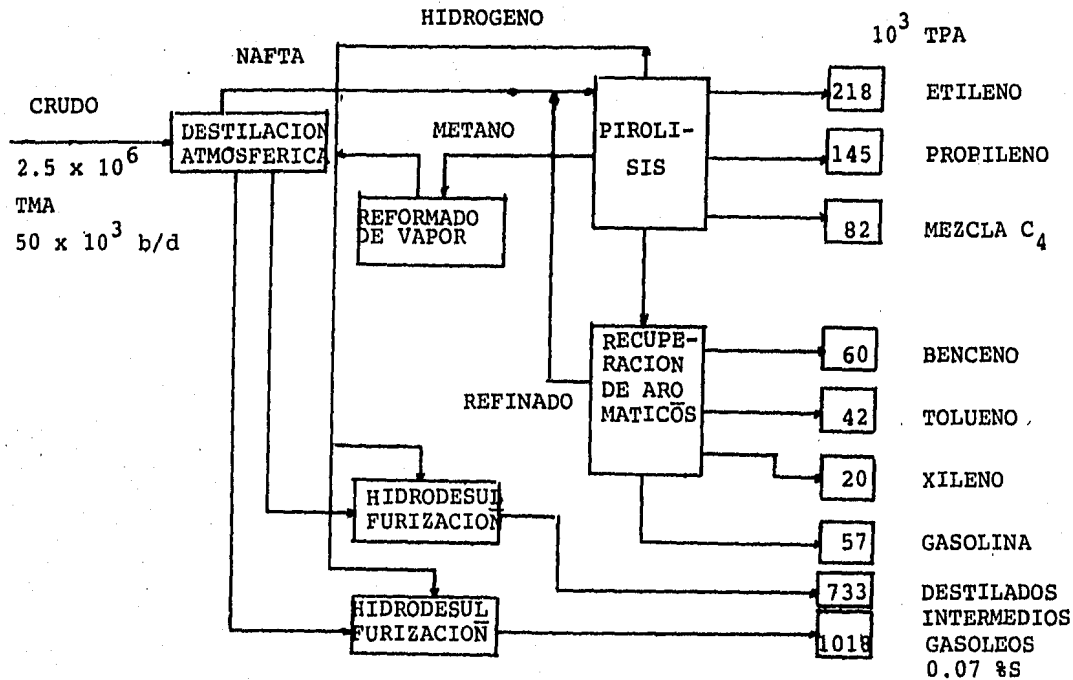
Esta configuración tiene el costo de inversión más bajo, pero también el rendimiento más bajo de petroquímicos, aproximadamente 21%.

Configuración 2

La figura 2 muestra esencialmente el mismo diagrama, siendo la única diferencia que los destilados intermedios se envían a la unidad pirolítica.

En este caso, el hidrógeno adicional obtenido en la pirólisis de los destilados intermedios, equilibra casi totalmente los requerimientos de hidrógeno para las plantas de hidro-desulfuración. Los costos de inversión aumentan debido al aumento en la capacidad para la unidad pirolítica.

En esta configuración se obtiene un rendimiento de petroquímicos de $\sim 36\%$.



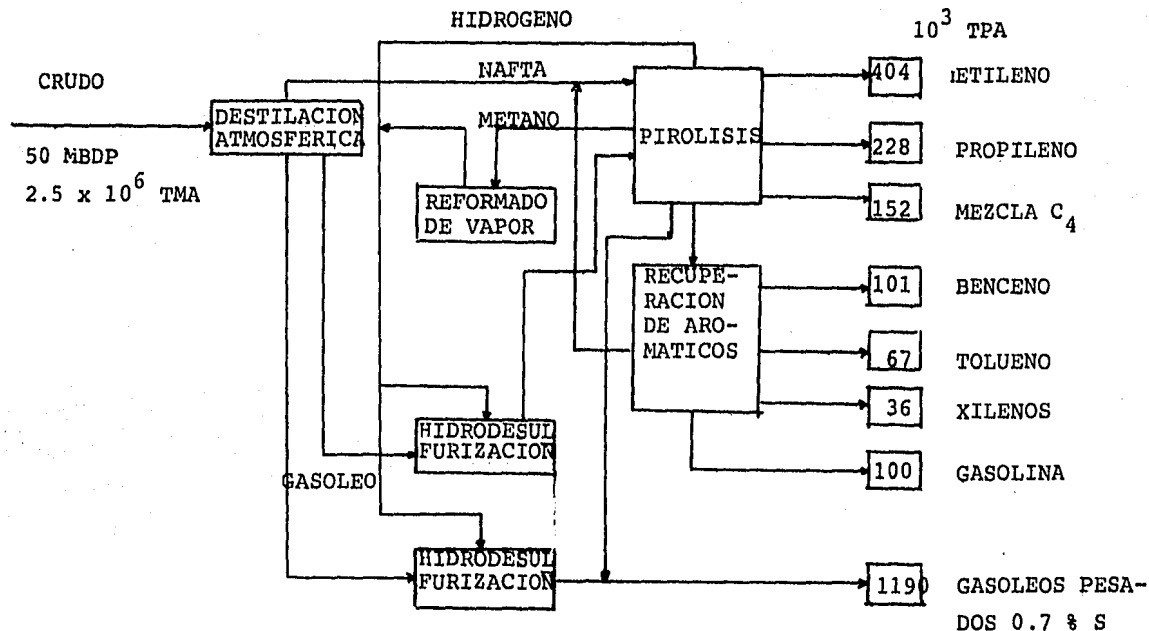
<u>RENDIMIENTOS</u>	<u>% PESO</u>
ETILENO	8.7
PROPILENO	5.8
BUTADIENO	1.5
AROMATICOS	4.9
GASOLINA	2.3
COMBUSTIBLES	69.8

FIGURA 1

INVERSION TOTAL 346×10^6 US \$

COSTO DEL PROCESO DE CRUDO 56.64 US \$/TON = 7.76 US \$/BARRIL

(A precios de 1980)



<u>RENDIMIENTOS</u>	<u>% PESO</u>
ETILENO	16.1
PROPILENO	9.1
BUTADIENO	2.8
AROMATICOS	8.1
GASOLINAS	4.0
COMBUSTIBLES	47.6

FIGURA 2

INVERSION TOTAL 450 x 10⁶ U.S. \$

COSTO DEL PROCESO DE CRUDO 76.70 U.S. \$ TON= 10.50 U.S.
 (A precios de 1980) \$/BARRIL

Configuración 3

La figura 3 representa un diagrama de bloques, al que se le ha adicionado una planta de destilación al vacío, para procesar el residuo atmosférico (previamente hidrosulfurado). En esta unidad de vacío se realiza una separación (flash) para producir gasóleo, que será utilizado como carga adicional en la unidad pirólítica y combustóleo. Esto trae como resultado que se obtenga un rendimiento más alto de petroquímicos ($\sim 43\%$).

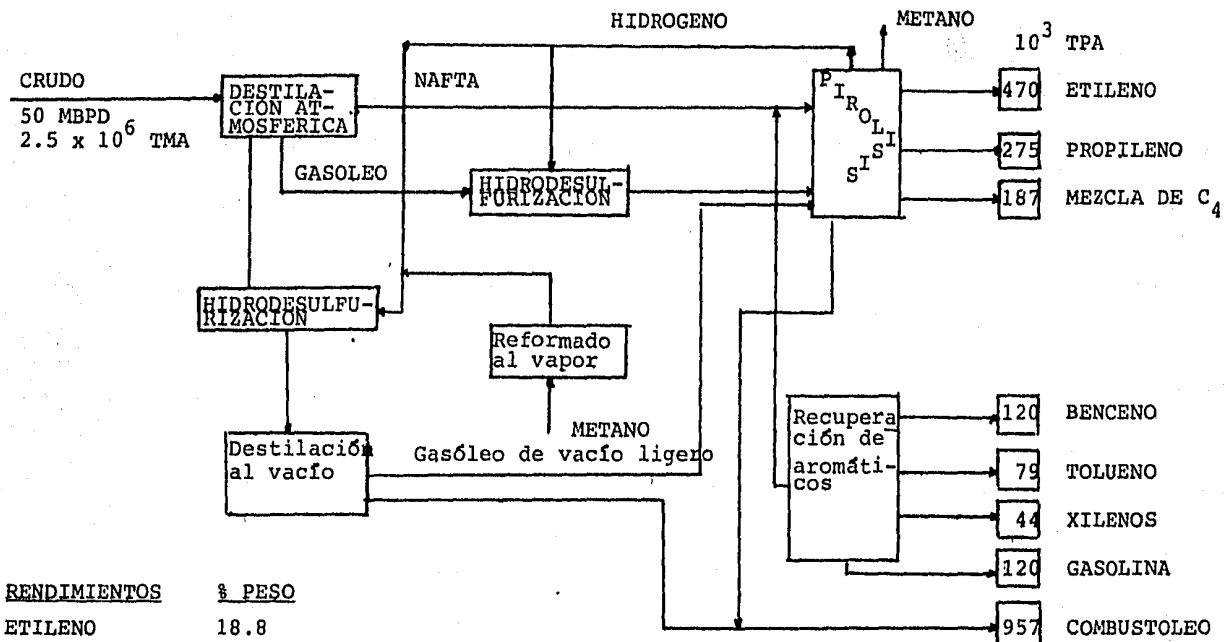
El rendimiento de petroquímicos a partir de gasóleo es bajo, debido principalmente a su bajo contenido de hidrógeno. Una cantidad considerable de la alimentación a la planta pirólítica, entre 25 y 40% se degrada a gasóleo y combustóleo pesado de pirólisis. Mientras que el gasóleo de pirólisis (10-15% de la alimentación) puede ser vendido en el mercado, el combustóleo pesado de pirólisis (15-25% del gasóleo de vacío alimentado) debe ser de sechado. El combustóleo pesado de pirólisis constituirá aproximadamente 5-10% de la producción total del combustóleo producido en el complejo. Con precauciones especiales puede ser usado como combustóleo en calderas y quemadores.

El combustóleo de pirólisis puede ser una fuente económicamente atractiva para la producción de naftaleno, negro de humo y otros. El gasóleo de pirólisis contiene alrededor de 70% de naftalenos alquilados. Para la obtención de naftaleno de alta pureza se utilizan procesos similares.

Hasta este momento las configuraciones discutidas prevén la separación de crudo en fracciones adecuadas (convenientes), pero con excepción de las unidades de hidrosulfuración, no contienen unidades para una conversión real, las cuales cambiarían el rendimiento de las fracciones del petróleo.

Fundamentalmente hay dos procesos de conversión que pueden ser de interés:

- Proceso de hidrosintegración
- Proceso de Desintegración Catalítica



RENDIMIENTOS	% PESO
ETILENO	18.8
PROPILENO	11.0
BUTADIENO	3.4
AROMATICOS	9.7
GASOLINA	4.8
PROD. COMBUST.	38.3

FIGURA NO. 3

INVERSION TOTAL 517×10^6 US \$
 COSTO DEL PROCESO DE CRUDO 90.18 US \$ TON + 12.35 US \$/BARRIL
 (A precios de 1980)

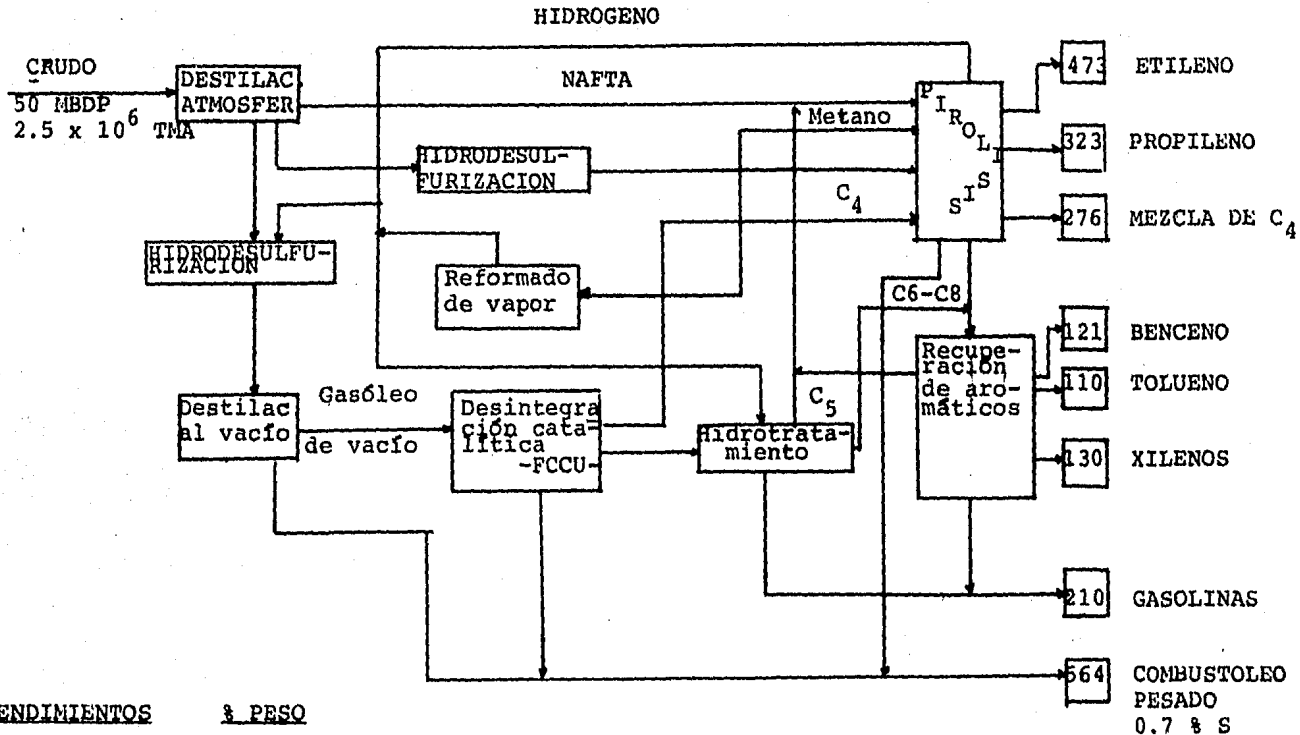
Configuración 4

La figura 4 muestra un complejo que contiene una unidad de desintegración catalítica (cracking catalítico) para el gasóleo vacío, la cual no producirá cantidades significativas de materia prima para la unidad pirolítica, pero en cambio produce rendimientos considerables de propileno y aromáticos.

El cracking catalítico es usado principalmente para producir gasolina, olefinas C_3/C_4 e isobutano, básicamente por la descomposición selectiva de destilados pesados. Debido a que las reacciones de cracking están dirigidas por catalizadores especialmente preparados, la gasolina producida contiene cantidades sustanciales de hidrocarburos de alto octanaje, tales como aromáticos, parafinas ramificadas y olefinas.

Debe adicionarse una unidad hidrotratadora para saturar la gasolina que contiene cantidades considerables de olefinas. Como ésta es rica en aromáticos, se envía a las instalaciones de recuperación de aromáticos en donde los componentes alifáticos se recuperan y se envían a la unidad pirolítica.

Comparando este proceso con el de pirólisis directa del gasóleo de vacío, el rendimiento del etileno no cambia significativamente pero la producción de propileno y aromáticos es considerablemente mayor. El rendimiento a petroquímicos para este caso es ~ 50%.



<u>RENDIMIENTOS</u>	<u>% PESO</u>
ETILENO	18.9
PROPILENO	12.9
BUTADIENO	3.1
AROMATICOS	14.4
GASOLINA	8.4
COMBUSTOLEO	22.6

FIGURA NO. 4

INVERSION TOTAL 570 x 10⁶ US \$

COSTO DEL PROCESO DE CRUDO 95.55 US \$ TON= 13.09 US \$ BARRIL

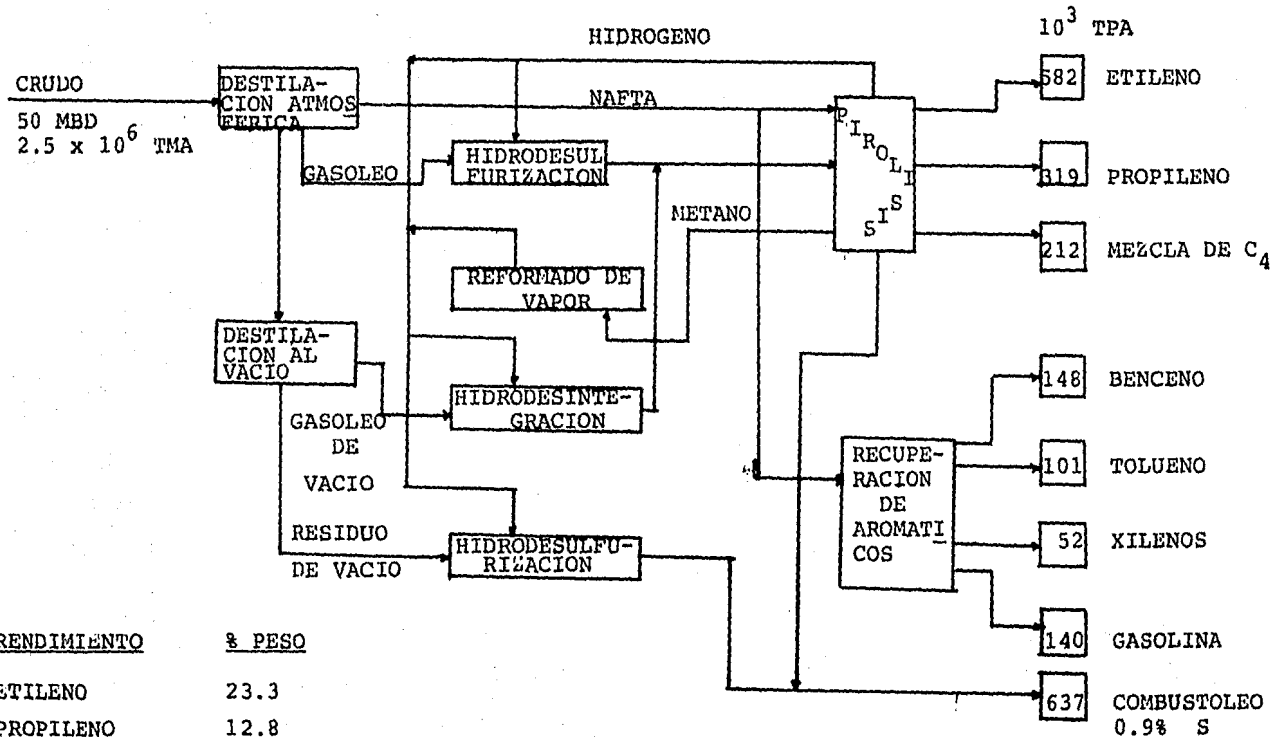
(A precios de 1980)

Configuración 5

La figura 5 muestra un diagrama de bloques, en el que una planta de hidrodeseintegración (hidrocracking) ha reemplazado a la unidad de desintegración catalítica. Una planta de hidrodeseintegración puede convertir fracciones pesadas en componentes ligeros saturados, los cuales son la materia prima más apropiada para la producción de olefinas. La inversión requerida para este tipo de plantas es superior que para la de cracking catalítico, en particular por la planta de hidrógeno asociada. Un complejo con esta configuración daría mayor rendimiento de etileno, pero el aumento en el rendimiento total de petroquímicos es marginal.

Para este estudio se ha supuesto que la hidrodeseintegración del gasóleo de vacío a gasóleo atmosférico se efectúa bajo condiciones moderadas de severidad y bajo consumo de hidrógeno. Sin embargo, se podría diseñar una unidad hidrodeseintegradora para ambos gasóleos atmosférico y de vacío, para convertirlas en nafta, en cuyo caso el rendimiento total de petroquímicos aumentaría sustancialmente.

El proceso de hidrodeseintegración representa la única ruta posible para crudos pesados con alto contenido de azufre, el cual en cualquier caso requerirá la desulfuración del combustóleo y sin conversión ulterior daría un rendimiento más bajo de destilados.



RENDIMIENTO	% PESO
ETILENO	23.3
PROPILENO	12.8
BUTADIENO	3.9
AROMATICOS	12.0
GASOLINA	5.6
COMBUSTOLEO	25.5

FIGURA NO. 5

INVERSION TOTAL 595×10^6 US \$

COSTO DEL PROCESO DEL CRUDO 103.17 US \$/TON = 14.13 \$ / BARRIL

(A precios de 1980)

Configuración 6

La figura 6 muestra un complejo diseñado para obtener un máximo de petroquímicos y un mínimo de productos combustibles. Los fondos de la torre de vacío son hidrotratados severamente para lograr un máximo de conversión de destilados. Se han alcanzado conversiones hasta de un 70% de fondos de vacío a destilador por medio de unidades de conversión de residuo. El gasóleo de vacío virgen e hidrodeseintegrado es posteriormente desintegrado en una unidad de hidrodeseintegración convencional para saturar con hidrógeno el insumo de la planta pirólítica. La mezcla resultante que se alimenta a la unidad pirólítica contiene nafta virgen e hidrodeseintegrada, gasóleo virgen e hidrodeseintegrado y algunos materiales ligeros. Con estos insumos la operación de pirólisis se lleva a cabo con máxima eficiencia.

Debido a su alto contenido de hidrógeno, los materiales hidrotratados en particular, representan una materia prima adecuada para la unidad de pirólisis.

El combustóleo pesado proveniente de la planta de pirólisis que es una materia deseable para la producción de carbón de alta pureza y una materia prima aceptable para la fabricación de negro de humo, puede ser recirculado a la unidad de deseintegración de residuo para estabilización y preparación como combustóleo, que puede destinarse a la venta.

La configuración 6 produce el mayor rendimiento de productos petroquímicos (59%). El rendimiento de etileno, por sí solo, es comparable con los rendimientos para otros procesos modernos de desintegración de crudo. El rendimiento de subproductos también es superior al obtenido con las otras configuraciones.

En las tablas 1 a 3 se presenta el rendimiento de petroquímicos y productos combustibles que se obtienen por medio de las configuraciones 1 a 6, variándolas bajo la suposición de un efecto de aprendizaje.

RENDIMIENTO DE PRODUCTOS PETROQUIMICOS
OBTENIDOS A PARTIR DE CRUDO.

(% EN PESO)

C O N F I G U R A C I O N E S

<u>Productos</u>	1	2	3	4	5	6
Etileno	8.7	16.1	18.8	18.9	23.3	26.0
Propileno	5.8	9.1	11.0	12.9	12.8	15.0
Mezcla	1.8	3.3	4.1	7.9	4.6	5.2
Benceno	2.4	4.0	4.8	4.8	5.9	6.8
Tolueno	1.7	2.7	3.2	4.4	4.0	4.8
Xileno	0.8	1.4	1.7	5.2	2.1	2.4
Gasolina	2.3	4.0	4.8	8.4	5.6	6.4
Combustible	7.0	47.6	38.3	22.6	25.5	12.7
Butadieno	1.5	2.8	3.4	3.1	3.9	4.6

TABLA 1

RENDIMIENTO DE PRODUCTOS PETROQUIMICOSOBTENIDOS A PARTIR DE CRUDO.

(% EN PESO).

C O N F I G U R A C I O N E S

<u>Productos</u>	1	2	3	4	5	6
Etileno	8.8	16.2	19.0	19.1	23.5	26.5
Propileno	5.9	9.5	11.5	13.1	12.9	15.3
Mezcla	1.85	3.4	4.2	8.0	4.65	5.25
Benceno	2.5	4.3	5.0	5.0	6.0	7.0
Tolueno	1.8	2.9	3.3	4.5	4.1	4.9
Xileno	0.9	1.5	1.9	5.3	2.2	2.5
Gasolina	2.4	4.2	5.0	8.5	5.7	6.5
Combustible	69.9	4.8	38.5	23.6	25.6	12.7
Butadieno	1.54	2.9	3.5	3.15	3.94	4.65

TABLA 2

RENDIMIENTOS DE PRODUCTOS PETROQUIMICOS
OBTENIDOS A PARTIR DE PETROLEO CRUDO.

(% EN PESO)

C O N F I G U R A C I O N E S

<u>Productos</u>	<u>1</u>	<u>2</u>	<u>3</u>	<u>4</u>	<u>5</u>	<u>6</u>
Etileno	9.0	16.5	19.3	19.2	23.6	26.7
Propileno	6.6	10.0	11.7	13.2	13.1	15.5
Mezcla	1.9	3.57	4.32	8.11	13.1	5.3
Benceno	2.7	4.5	5.1	5.1	6.1	7.1
Tolueno	2.0	3.2	3.5	4.6	4.2	5.0
Xileno	1.1	1.8	2.0	5.4	2.3	2.6
Gasolina	2.5	4.5	5.1	8.6	5.8	6.6
Combustóleo	70	48.1	38.5	23.6	25.6	12.7
Butadieno	1.58	3.1	3.59	3.18	3.99	4.69

TABLA 3

APENDICE 2INFORMACION SOBRE COSTOS

En cada uno de los diagramas presentados en el apéndice 1, se encuentran consiguandos tanto el monto global de las inversiones requeridas como los costos totales unitarios de procesamiento de crudo, ambos a precios de 1980. Para que inversiones y costos pudieran ser utilizados dentro del modelo, se procedió como sigue:

i) Inversiones

Las inversiones fueron analizadas por medio del llamado "factor de recuperación de capital":

$$\frac{i (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

i = 18%
n = 15 años

que a su vez depende del costo de oportunidad del capital (i) y de la vida útil de las instalaciones (n), para luego obtener un costo unitario de inversión por tonelada de crudo procesada. Para tomar en cuenta la inflación, se tomaron incrementos de 15% entre cada período. El resultado de estos cálculos pueden apreciarse en las tablas 1-6.

CONFIGURACION TECNOLOGICA 1

Costos Unitarios de Inversión

(US \$/Ton)

<u>Años Corrientes</u>	<u>Periodo de Inversión</u>					
	1	2	3	4	5	6
1	27.18	-----	-----	-----	-----	-----
2	27.18	-----	-----	-----	-----	-----
3	27.18	-----	-----	-----	-----	-----
4	27.18	31.257	-----	-----	-----	-----
5	27.18	31.257	-----	-----	-----	-----
6	27.18	31.257	-----	-----	-----	-----
7	27.18	31.257	35.946	-----	-----	-----
8	27.18	31.257	35.946	-----	-----	-----
9	27.18	31.257	35.946	-----	-----	-----
10	27.18	31.257	35.946	41.337	-----	-----
11	27.18	31.257	35.946	41.337	-----	-----
12	27.18	31.257	35.946	41.337	-----	-----
13	27.18	31.257	35.946	41.337	47.538	-----
14	27.18	31.257	35.946	41.337	47.538	-----
15	27.18	31.257	35.946	41.337	47.538	-----
16	-----	31.257	35.946	41.337	47.538	54.669
17	-----	31.257	35.946	41.337	47.538	54.669
18	-----	31.257	35.946	41.337	47.538	54.669

TABLA 1

CONFIGURACION TECNOLOGICA 2
 Costos Unitarios de Inversión
 (US \$/Ton)

<u>Años Corrientes</u>	<u>Periodo de Inversión</u>					
	1	2	3	4	5	6
1	35.35	-----	-----	-----	-----	-----
2	35.35	-----	-----	-----	-----	-----
3	35.35	-----	-----	-----	-----	-----
4	35.35	40.653	-----	-----	-----	-----
5	35.35	40.653	-----	-----	-----	-----
6	35.35	40.653	-----	-----	-----	-----
7	35.35	40.653	46.750	-----	-----	-----
8	35.35	40.653	46.750	-----	-----	-----
9	35.35	40.653	46.750	-----	-----	-----
10	35.35	40.653	46.750	53.753	-----	-----
11	35.35	40.653	46.750	53.753	-----	-----
12	35.35	40.653	46.750	53.753	-----	-----
13	35.35	40.653	46.750	53.753	61.827	-----
14	35.35	40.653	46.750	53.753	61.827	-----
15	35.35	40.653	46.750	53.753	61.827	-----
16	-----	40.653	46.750	53.753	61.827	71.101
17	-----	40.653	46.750	53.753	61.827	71.101
18	-----	40.653	46.750	53.753	61.827	71.101

TABLA 2

Costos Unitarios de Inversión

(US \$/TON)

Periodo de Inversión

Años Corrientes

	1	2	3	4	5	6
1	40.61	-----	-----	-----	-----	-----
2	40.61	-----	-----	-----	-----	-----
3	40.61	-----	-----	-----	-----	-----
4	40.61	46.701	-----	-----	-----	-----
5	40.61	46.701	-----	-----	-----	-----
6	40.61	46.701	-----	-----	-----	-----
7	40.61	46.701	53.706	-----	-----	-----
8	40.61	46.701	53.706	-----	-----	-----
9	40.61	46.701	53.706	-----	-----	-----
10	40.61	46.701	53.706	61.762	-----	-----
11	40.61	46.701	53.706	61.762	-----	-----
12	40.61	46.701	53.706	61.762	-----	-----
13	40.61	46.701	53.706	61.762	71.027	-----
14	40.61	46.701	53.706	61.762	71.027	-----
15	40.61	46.701	53.706	61.762	71.027	-----
16	-----	46.701	53.706	61.762	71.027	81.681
17	-----	46.701	53.706	61.762	71.027	81.681
18	-----	46.701	53.706	61.762	71.027	81,681

TABLA 3

CONFIGURACION TECNOLOGICA 4
Costos Unitarios de Inversión

(US \$/TON)

<u>Años Corrientes</u>	<u>Periodo de Inversión</u>					
	1	2	3	4	5	6
1	44.78	-----	-----	-----	-----	-----
2	44.78	-----	-----	-----	-----	-----
3	44.78	-----	-----	-----	-----	-----
4	44.78	51.497	-----	-----	-----	-----
5	44.78	51.497	-----	-----	-----	-----
6	44.78	51.497	-----	-----	-----	-----
7	44.78	51.497	59.222	-----	-----	-----
8	44.78	51.497	59.222	-----	-----	-----
9	44.78	51.497	59.222	-----	-----	-----
10	44.78	51.497	59.222	68.105	-----	-----
11	44.78	51.497	59.222	68.105	-----	-----
12	44.78	51.497	59.222	68.105	-----	-----
13	44.78	51.497	59.222	68.105	78.320	-----
14	44.78	51.497	59.222	68.105	78.320	90.069
15	44.78	51.497	59.222	68.105	78.320	90.069
16	44.78	51.497	59.222	68.105	78.320	90.069
17	-----	51.497	59.222	68.105	78.320	90.069
18	-----	51.497	59.222	68.105	78.320	90.069

TABLA 4

CONFIGURACION TECNOLOGICA 5
Costos Unitarios de Inversión

(US \$/TON)

<u>Años Corrientes</u>	<u>Periodo de Inversión</u>					
	1	2	3	4	5	6
1	46.74	-----	-----	-----	-----	-----
2	46.74	-----	-----	-----	-----	-----
3	46.74	-----	-----	-----	-----	-----
4	46.74	53.751	-----	-----	-----	-----
5	46.74	53.751	-----	-----	-----	-----
6	46.74	53.751	-----	-----	-----	-----
7	46.74	53.751	61.814	-----	-----	-----
8	46.74	53.751	61.814	-----	-----	-----
9	46.74	53.751	61.814	-----	-----	-----
10	46.74	53.751	61.814	71.086	-----	-----
11	46.74	53.751	61.814	71.086	-----	-----
12	46.74	53.751	61.814	71.086	-----	-----
13	46.74	53.751	61.814	71.086	81.749	-----
14	46.74	53.751	61.814	71.086	81.749	-----
15	46.74	53.751	61.814	71.086	81.749	-----
16	-----	53.751	61.814	71.086	81.749	94.010
17	-----	53.751	61.814	71.086	81.749	94.010
18	-----	53.751	61.814	71.086	81.749	94.010

TABLA 5

CONFIGURACION TECNOLOGICA 6
Costos Unitarios de Inversión

(US \$/TON)

<u>Años Corrientes</u>	<u>Periodo de Inversión</u>					
	1	2	3	4	5	6
1	53.89	-----	-----	-----	-----	-----
2	53.89	-----	-----	-----	-----	-----
3	53.89	-----	-----	-----	-----	-----
4	53.89	61.974	-----	-----	-----	-----
5	53.89	61.974	-----	-----	-----	-----
6	53.89	61.974	-----	-----	-----	-----
7	53.89	61.974	71.270	-----	-----	-----
8	53.89	61.974	71.270	-----	-----	-----
9	53.89	61.974	71.270	-----	-----	-----
10	53.89	61.974	71.270	81.960	-----	-----
11	53.89	61.974	71.270	81.960	-----	-----
12	53.89	61.974	71.270	81.960	-----	-----
13	53.89	61.974	71.270	81.960	94.254	-----
14	53.89	61.974	71.270	81.960	97.254	-----
15	53.89	61.974	71.270	81.960	97.254	-----
16	-----	61.974	71.270	81.960	97.254	108.392
17	-----	61.974	71.270	81.960	97.254	108.392
18	-----	61.974	71.270	81.960	97.254	108.392

TABLA 6

COSTOS UNITARIOS DE INVERSION

(US \$/TON)

<u>Tecnologías</u>	<u>P E R I O D O S</u>					
	1	2	3	4	5	6
1	27.18	31.257	35.946	41.337	47.538	54.669
2	35.35	40.653	46.750	53.763	61.827	71.101
3	40.61	46.701	53.706	61.762	71.027	81.681
4	44.78	51.497	59.222	68.105	78.320	90.069
5	46.74	53.751	61.814	71.086	81.749	94.01
6	53.89	61.974	71.27	81.96	94.254	108.392

TABLA 6'

ii) Costos de Operación.

Los costos de operación se basaron en los datos de la tabla número 7.

Con esta información se procedió a calcular los costos variables de operación y a utilizar como la base de cálculo 1984. Para obtener el incremento correspondiente a la inflación se utilizó una tasa anual acumulativa de 12%. Los resultados pueden observarse en la tabla 8, en donde se expresan los costos variables de operación en dólares por tonelada de crudo procesada.

COSTOS DE PROCESO
Millones de US \$
(Precios 1980)

<u>Concepto</u>	<u>C O N F I G U R A C I O N E S</u>					
	1	2	3	4	5	6
servicios	22.28	39.23	51.16	44.57	55.24	62.77
catalizadores	1.57	1.88	2.51	3.77	4.71	6.28
mano de obra	3.2	3.20	3.2	3.94	3.69	3.69
superv. y adm.	4.8	4.8	4.8	5.91	5.54	5.54
mantenimiento	10.4	13.51	15.52	17.12	17.88	20.58
seguro y licen- ciamiento	6.93	9.0	10.34	11.41	11.92	13.72
TOTAL	49.18	71.62	87.53	86.72	98.98	112.58

TABLA 7

COSTOS VARIABLES DE OPERACION

(US \$/TON)

<u>Tecnologías</u>	<u>P E R I O D O S</u>					
	1	2	3	4	5	6
1	30.951	43.492	61.114	85.876	120.672	169.978
2	45.081	63.348	89.015	125.082	175.762	246.978
3	55.089	77.410	108.775	152.849	214.78	301.804
4	54.585	76.703	107.781	151.451	212.817	299.046
5	62.296	87.537	123.005	172.894	242.877	341.287
6	70.856	99.565	139.907	196.594	276.250	388.182

TABLA 8

APENDICE 3INFORMACION SOBRE PRECIOS INTERNACIONALES

En este apéndice pueden observarse los precios internacionales tanto de productos petroquímicos como de crudo.

En la tabla 1 se consideran los precios de 1975, 1980 y 1984 aparecidos en la publicación "Chemical Marketing Reporter" para los diferentes productos que se elaboran a través de las tecnologías descritas.

En base a los datos mostrados en la tabla 1 se estimaron los precios de los diferentes productos petroquímicos, tomando como base los predominantes en el mercado para 1984, aplicándoles un crecimiento anual conservador; las tasas de crecimiento aplicadas al etileno, propileno y mezcla de butanos fueron las obtenidas como promedio entre los años 1980 y 1984. Para los aromáticos (benceno, tolueno y xilenos) debido a que mostraron tasas decrecientes para estos períodos, se decidió aplicarle como tasa de crecimiento la reportada como promedio para la industria petroquímica durante el año 1983 en el "Chemical Marketing Reporter". Estos datos se muestran en la tabla 2.

En la tabla 3 se proporcionan los precios de crudo en el mercado internacional con las suposiciones que allí se mencionan. Para fines de comparación se muestran asimismo, los precios sombra del crudo en dólares de 1984/bl obtenidos de la solución de la alternativa 1A descontados el 10%.

<u>Producto</u>	<u>PRECIOS US \$/TON</u>				<u>TASA ANUAL DE CRECIMIENTO (%)</u>			
	<u>Años</u> <u>1975</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1984</u>	<u>1975</u>	<u>1975.</u>	<u>1984</u>	<u>1980</u>
Etileno	264	441.5	628.42	572	10.83	15.55	8.98	6.7
Propileno	142.5	397.35	551.25	429.5	22.75	25.29	13.04	1.96
Mezcla	254	270.2	311.94	385	1.24	3.48	4.7	9.27
Benceno	242.3	495	498.39	451	15.36	12.77	7.14	-2.3
Tolueno	189.1	411.82	459.37	351	16.84	15.94	7.11	-3.9
Xilenos	377	410.69	453.08	394	1.73	3.11	3.7	-1.0
Gasolina	297.5	354.63	365.39	439	3.58	3.48	4.42	
Combustóleo	74.5	121.2	184.83	210	10.22	16.35	12.20	

TABLA 1

PRECIOS DE PRODUCTOS PETROQUIMICOS

(US \$/TON)

<u>Producto</u>	<u>P E R I O D O S</u>					
	1	2	3	4	5	6
Etileno	572	695	845	1027	1248	1517
Propileno	429.5	456	484	513	545	578
Mezcla	385	481	599	748	933	1164
Benceno	451	529	620	727	852	999
Tolueno	351	411	482	566	663	778
Xilenos	394	462	542	635	745	873
Gasolina	439	604	809	1026	1297	1643
Combustibleo	210	285	360	442	529	635
Butadieno	771	794	814	875	932	974

TABLA 2

PRECIOS DE CRUDO

<u>Periodo</u>	<u>US \$/TON</u>	Corrientes(*)	Precios Sombra (**)
		<u>US \$/Bl</u>	<u>US \$ DE 1984/Bl</u>
1	291.17	39.88	29.49
2	408.79	55.99	25.06
3	575.16	78.78	22.08
4	750.28	102.77	18.82
5	1002.88	137.37	16.01
6	1290.41	176.75	13.03

TABLA 3

(*) Entre los periodos 1 y 3 (1984-1992) se ha considerado un incremento anual en el precio real de 5.0% y una tasa de inflación de 7%. Entre los periodos 4 a 6 (1993-2001) se supuso un incremento real de 4% y una tasa de inflación de 5%/año.

(**) Los precios sombra se refieren a la alternativa 1A y fueron obtenidos directamente de la solución del modelo (tasa de descuento de 10% anual).

APENDICE 4

4.1 Obtención de la Tasa Marginal de Substitución entre la exportación de crudo y la exportación de petroquímicos.

Con la finalidad de poder establecer una Tasa Marginal de Sustitución entre la cantidad de crudo que se destina para la exportación (q) y la que se procesaría para obtener petroquímicos (Q), se planteó el problema de manera tal que la cantidad de divisas generadas por la exportación de petroquímicos fuera al menos igual que las que generaría la exportación de crudo (de acuerdo a lo expuesto en la sección 4 de este documento). Se requiere entonces:

Divisas generadas por la exportación de crudo = Divisas generadas por la exportación de petroquímicos procesando crudo.

Div. PQ = Div. Crudo

Pero

$$\text{Div. PQ} = (\text{IN} - 0.51\text{CI} - 0.07\text{CO}) \text{ Q}$$

y,

$$\text{Div. Crudo} = p_{\text{crudo}} q$$

así:

$$\frac{Q}{q} = \frac{p_{\text{crudo}}}{\text{IN} - 0.51\text{CI} - 0.07\text{CO}}$$

además:

$$\sum_i c_i P_i = \text{IN}$$

donde:

p_{crudo} = precio del crudo

P_i = precio del petroquímico i

CO = costos de operación (tabla 1)

CI = costos de inversión (tabla 1)

c_i = coeficiente técnico para el petroquímico i (Apéndice 1)

IN = ingresos por ventas (tabla 2)

DIV crudo = divisas generadas por la exportación de crudo (tabla 3)

DIV PQ = divisas generadas por exportar petroquímicos (tabla 3)

De esta forma los cálculos son los siguientes:

Para la tecnología del óptimo (4) y la cantidad Q_j de procesamiento de crudo para la elaboración de petroquímicos en el período "j" ($Q = Q_1 = Q_2 \dots = Q_6$), los costos de operación (función de la cantidad de crudo procesada) y los costos de inversión expresados en cantidades anuales equivalentes son:

<u>t</u>	<u>CO(Q)</u>	<u>CI</u>
1	54.585 Q	44.78
2	76.703 Q	44.78
3	107.781 Q	44.78
4	151.451 Q	44.78
5	212.817 Q	44.78
6	299.046 Q	-

TABLA 1

El cálculo de los Ingresos por venta, se efectúa utilizando el coeficiente técnico de producción de petroquímicos por su precio de venta en el mercado internacional (véase la Tabla 2).

Por su parte en la Tabla 3, se obtuvieron los términos DIV PQ y DIV. Crudo.

<u>t</u>	<u>DIV. PQ</u> $P_{pq} \cdot Q$	<u>DIV. CRUDO</u> $P_{crudo} \cdot q$
1	333.228 Q	291.17 q
2	407.237 Q	409.79 q
3	503.184 Q	575.16 q
4	604.404 Q	750.28 q
5	729.670 Q	1,002.88 q
6	897.238 Q	1,290.41 q

TABLA 3

Con esta información y ajustándola a una recta por mínimos cuadrados, la Figura 1 muestra el cambio de "Q" con respecto al tiempo (t) para "q" constante. Por su parte la Figura 2, muestra la

CALCULO DE LOS INGRESOS POR VENTA
(TECNOLOGIA DEL OPTIMO: No. 4)

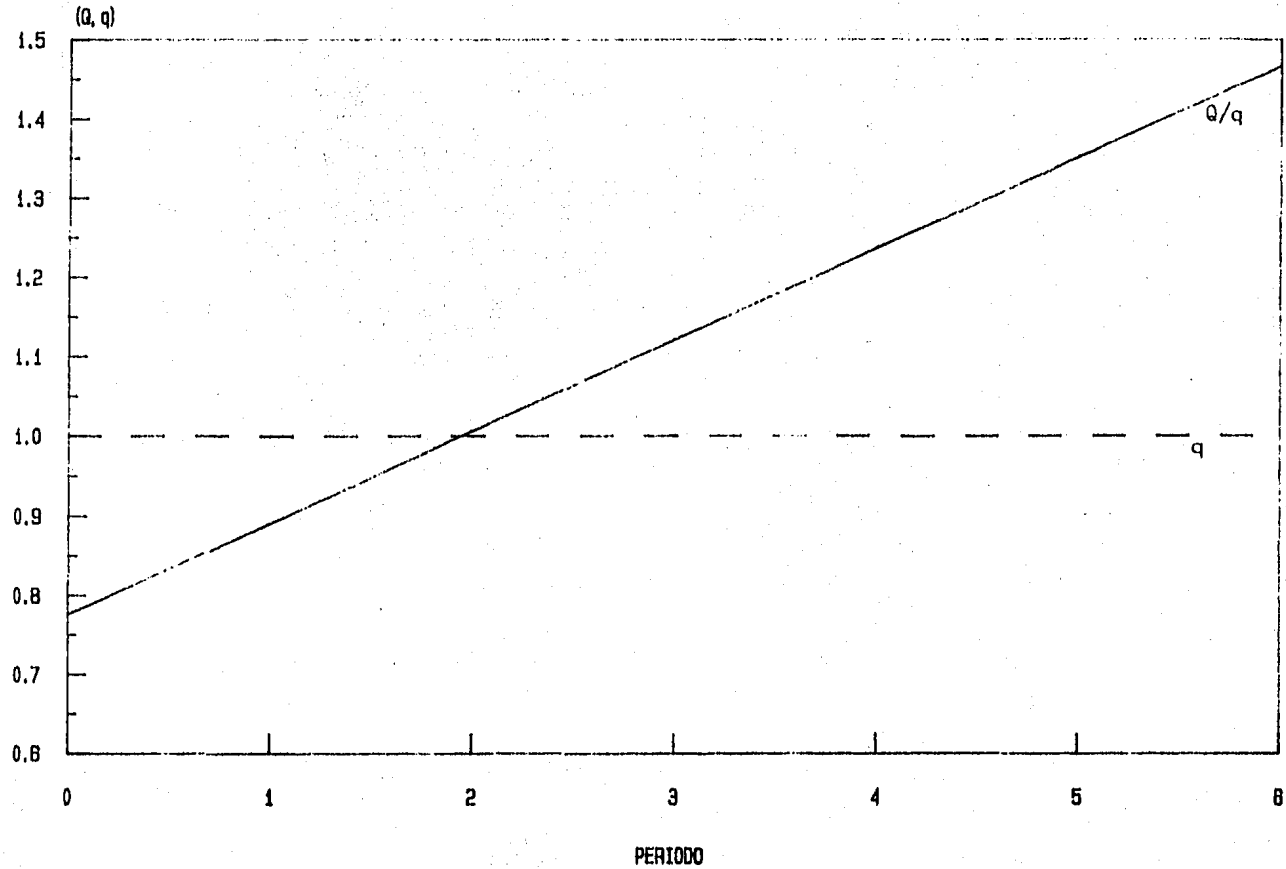
$$IN = \sum_i c_i P_i$$

PQ	t=1	2	3	4	5	6
1	572(.189)	695.23(.189)	845.03(.191)	1027.08(.191)	1248.38(.192)	1517.34(.192)
2	429.5(.129)	455.79(.129)	483.69(.131)	513.29(.131)	544.71(.132)	578.05(.132)
3	385.24(.079)	489.6(.079)	599.54(.08)	747.91(.08)	933.01(.0811)	1163.93(.0811)
4	450.87(.048)	528.68(.048)	619.91(.05)	726.891(.05)	852.34(0.51)	99.42(.051)
5	350.84(0.44)	411.385(.044)	482.38(.045)	565.63(0.45)	663.24(.046)	777.69(.046)
6	394(.052)	462(0.52)	541.72(.053)	635.21(0.53)	744.83(.054)	873.36(0.54)
7	439.58(.084)	604.16(.084)	809.01(.085)	1026(.085)	1297.07(.086)	1643.36(.086)
8	210.384(.226)	285.03(.226)	360.25(.236)	442.21(.236)	528.66(.230)	635.324(.236)
9	<u>771(.031)</u>	<u>794(.031)</u>	<u>814(.0315)</u>	<u>875(.0315)</u>	<u>932(.0318)</u>	<u>974(.0318)</u>
\bar{p}_{pq} :	359.887	435.444	533.567	637.844	767.406	918.171

TABLA 2

CANTIDAD DE CRUDO

(FIGURA 1)

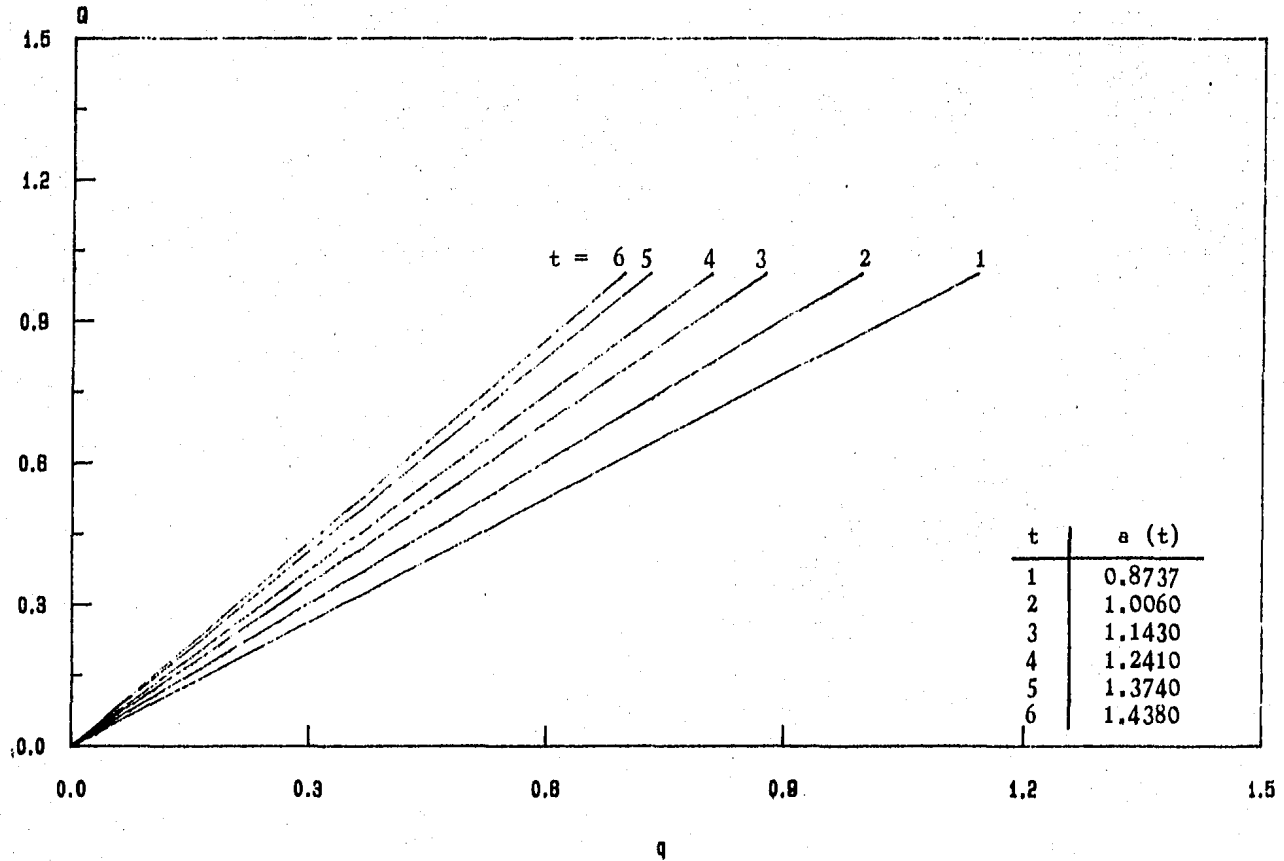


$$\frac{Q}{q} = 0.115203 t + 0.775873$$

$$\frac{dQ}{dt} = 0.115203 \text{ para } q = \text{cte.}$$

CANTIDAD DE CRUDO

(FIGURA 2)



$Q = f(q)$ para $t = \text{cte.}$

PERIODO j = 2 :

<u>Petroquímico, i</u>	(1)	(2)	(4)
1	572.00(0.189)	0.2154	
2	429.50(0.129)	0.0612	
4	450.87(0.048)	0.1726	
5	350.84(0.44)	0.1726	
6	394.00(0.52)	0.1726	
9	<u>771.00(0.31)</u>	0.0300	
	244.981		<u>173.306</u>

PERIODO j = 3 :

1	1008.20(0.191)	0.7626	
2	522.53(0.131)	0.2166	
4	726.39(0.050)	0.6111	
5	565.24(0.045)	0.6111	
6	634.77(0.053)	0.6111	
9	<u>852.88(0.0315)</u>	0.1062	
	383.2814		<u>290.9883</u>

PERIODO j = 4 :

1	1500.50(0.191)	0.4883	
2	595.00(0.131)	0.1386	
4	1010.61(0.05)	0.3912	
5	786.36(0.045)	0.3912	
6	883.10(0.053)	0.3912	
9	<u>910.87(0.0315)</u>	0.0680	
	525.954		<u>419.086</u>

PERIODO j = 5 :

1	2016.10(0.192)	0.4036	
2	663.22(0.132)	0.1146	
4	1337.44(0.051)	0.3234	
5	1040.67(0.040)	0.3234	
6	1168.69(0.054)	0.3234	
9	<u>962.06(0.0318)</u>	0.0562	
	701.699		<u>577.089</u>

PERIODO j = 6 :

<u>Petroquímico, i</u>	(1)	(2)	(4)
1	3006.66(0.192)	0.4276	
2	743.80(0.132)	0.1215	
4	1795.64(0.051)	0.3426	
5	1397.20(0.076)	0.3426	
6	1569.08(0.54)	0.3426	
9	<u>1019.30(0.0318)</u>	0.0595	
	948.453		<u>802.463</u>

CALCULO DE (5): $P_{ij} c_{ij}$

<u>Periodo, j</u>	2	3	4	5	6
<u>Petroquímico, i</u>					
3	480.6(0.079)	599.54(0.08)	747.91(0.08)	933.01(0.0811)	933.01(0.0811)
7	604.16(0.084)	809.01(0.085)	1026.00(0.086)	1297.07(0.086)	1297.07(0.086)
8	<u>285.03(0.226)</u>	<u>860.25(0.236)</u>	<u>442.21(0.236)</u>	<u>528.66(0.236)</u>	<u>528.66(0.236)</u>
	153.1336	201.748	251.464	311.979	311.979

De esta forma:	(%)/año:
INC 1, 2 = 0.7626	20.79
INC 1, 3 = 0.4883	14.17
INC 1, 4 = 0.4036	11.96
INC 1, 5 = 0.4276	12.60
INC 1, 6 = 0.3182	9.64

Por otra parte, de acuerdo a la tabla siguiente:

Costo operación:	(1)
Costo inversión:	(2)
Precio del crudo:	(3)
(1) + (2) + (3) :	(4)
0.07(1) + 0.51(2) + (3):	(5)

t	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1	54.585	44.78	291.17	390.535	317.828
2	76.703	44.78	408.79	530.273	436.997
3	107.781	44.78	575.16	727.721	605.540
4	151.451	44.78	750.28	946.511	783.719
5	212.817	44.78	1002.88	1260.477	1040.614
6	299.046	44.78	1290.41	1589.456	1334.181

INCREMENTO ANUAL DE LA TASA

<u>PQ/PERIODO</u>	<u>1985-1988</u>	<u>1988-1991</u>	<u>1991-1994</u>	<u>1994-1997</u>	<u>1997-2000</u>
1	20.79	14.17	11.96	12.60	9.64
2	6.75	4.12	3.68	3.89	2.92
3	7.70	7.70	7.70	7.70	7.70
4	17.23	11.63	9.79	10.32	7.86
5	17.23	11.63	9.79	10.32	7.86
6	17.23	11.63	9.79	10.32	7.86
7	11.22	10.23	8.24	8.12	8.20
8	10.71	8.10	7.08	6.17	6.20
9	3.42	2.22	1.84	1.94	1.45

NUEVOS PRECIOS

PQ/PERIODO	1	2	3	4	5	6
1	572.00	1008.20	1500.50	2106.10	3006.66	3963.38
2	429.50	522.53	595.00	663.22	743.80	811.04
3	385.24	480.60	599.54	747.91	933.01	1163.93
4	450.87	726.39	1010.61	1337.44	1795.64	2253.48
5	350.84	565.24	786.36	1040.67	1397.20	1753.45
6	394.00	634.77	883.10	1168.69	1569.08	1969.15
7	439.58	604.16	809.01	1026.00	1297.07	1643.36
8	210.38	285.03	360.25	442.21	528.66	635.32
9	771.00	852.88	910.87	962.06	1019.30	1064.48

A.0 TASA DE INFLACION DE LOS COSTOS

Los costos de producción tanto del crudo como de productos refinados se realizan en moneda nacional. El modelo sin embargo, maneja dólares como unidad de medida debido que tanto los costos de inversión como los precios internacionales de crudo y petrolíferos están en estas unidades. Por otra parte, se decidió que teniendo los costos del proceso del año 1984 como base, estos se tradujeron a dólares y se proyectaron en el horizonte de planeación. Para ello, se hizo un análisis del crecimiento esperado de los deflatores del PIB Nacional y el PIB de los Estados Unidos para con la diferencia, determinar la tasa de crecimiento esperada de los costos.

Esta determinación del escalamiento de los costos lleva implícito el que se haga patente la dependencia de los insumos de la Industria Petrolera, del sector externo de nuestra economía.

En las siguientes tablas pueden observarse las diversas informaciones que se utilizaron en el modelo.

(1) Fuente: Refinery Flexibility in the O.E.C.D. AREA.
Estudio de la agencia internacional de energía.
París. 1982.

CUADRO A0.1CRECIMIENTO DE DEFLACTORES DEL PIB NACIONAL
Y DEL PIB DE ESTADOS UNIDOS

<u>Año</u>	<u>Tasas de crecimiento</u> <u>deflactor del PIB Nal.</u>	<u>Deflactor PIB</u> <u>de E.E.U.U.</u>	<u>Diferencia</u>	<u>Promedio</u>
1981	26.8	9.2	17.7	
1982	34.9	8.7	26.2	21.8
1983	29.6	8.0	21.6	
1984	25.5	7.9	17.7	
1985	25.3	7.9	17.4	
1986	24.9	8.0	16.9	16.45
1987	24.7	7.7	17.0	
1988	24.2	7.4	16.8	
1989	22.5	7.5	15.0	
1990	21.8	7.4	14.4	

Fuente. Modelo Económico de México. Wharton.

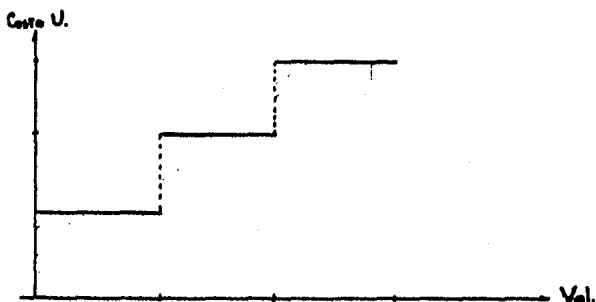
CUADRO A0.2TASA DE INFLACION DE LOS COSTOS

<u>Período</u>	<u>(Porcientos sobre el período anterior)</u>
1	21.8
2	16.42
3	16.42
4	12.00
5	12.00
6	12.00

A.1 INFORMACION SOBRE LOS COSTOS DE PRODUCCION DE CRUDO

Se hizo un análisis sobre experiencias en la definición de funciones de costos de producción en relación con la explotación de las reservas. Diversos artículos y documentos especializados en el tema, señalan que el comportamiento de los costos unitarios de la explotación, de los recursos de hidrocarburos en función de cantidades marginales crecientes requeridas, es del tipo de escalera.

Es decir, el costo unitario permanece constante dentro de un rango de los volúmenes explotados; este costo será mayor por cada unidad más de producción fuera del rango y será constante dentro del mismo y así sucesivamente, formándose de esta forma una gráfica que semeja una escalera, como se observa a continuación.



El costo total de producción, será entonces igual al área bajo la curva (formada por los escalones), en función del volumen total de producción deseado.

A fin de estudiar el comportamiento de la función de costos para Pemex, se hizo un análisis de la información contenida en los cuadros de costos en los años 1975-1981 (información disponible más reciente). Para ello se aplicó la siguiente metodología:

a) Cálculo del Volumen de Producción de Crudo y Gas.

Debido a que la producción de crudo y gas natural se hace en forma conjunta, se calculó el volumen total de producción de hidrocarburos en barriles de crudo equivalente.

b) Costos Totales de Producción.

De los conceptos que describe el cuaderno de costos, se tomaron aquellos que se relacionan directamente con el volumen de producción, quedando por lo tanto, los costos indirectos tales como los gastos de administración y de transporte; hecho lo anterior, se procedió a sumar los conceptos seleccionados. Con el objetivo de poder comparar los costos de producción en cada año, los valores así obtenidos se defleataron con el índice del factor del PIB, re trayéndolos a pesos de 1981 para todos los años analizados. Los costos unitarios de producción ya defleatarados se calcularon como el cociente de los costos de producción entre el volumen de producción.

c) Con los costos unitarios de producción, ya defleatarados, se supuso entonces que estos podrían explicar los costos marginales por unidad de producción de cada volumen de producción. Por lo cual, las parejas (volumen de producción y los costos de producción correspondiente a tal volumen), se ordenaron respecto al segundo elemento, permitiendo con ello medir el costo unitario de producción en cantidades marginales crecientes concomitantes con el esfuerzo de explotación por rangos de producción, mismos que componen los escalones de la función.

Esta metodología se aplicó a cada una de las zonas productoras de hidrocarburos en que se dividió el país para los efectos de este modelo:

- Zona Norte
- Cuenca del Papaloapan
- Distrito Frontera Noreste
- Distrito Industrial Poza Rica
- Zona Sur, excepto Sonda de Campeche
- Sonda de Campeche

Para nuestro estudio, interesa conocer la función de costos de producción de los dos tipos de crudo (ligero y pesado) manejados en el modelo, por lo cual se reagruparon las zonas productoras de crudo de acuerdo a este concepto y se aplicó la metodología a cada una de ellas.

El estudio aplicado a la primera clasificación del territorio nacional, nos permitió ubicar en estas zonas los recursos de hidrocarburos correspondientes a cada uno de los intervalos (escalones) de la función de costos para el crudo tipo ligero. Para el crudo tipo pesado, no fue posible realizar este análisis ya que, primeramente, solo se tenía información de un año y además ésta comprende una sola zona geográfica, por lo que la función en realidad está compuesta por un único escalón.

La capacidad de producción (explotación) de crudo está repartida en todas las zonas petroleras que dividen al país. Así, el poder ubicar los escalones de la función de costos de producción, del crudo ligero, permitió determinar, primeramente, el tamaño de la reserva disponible de crudo en cada escalón y las capacidades de producción de los mismos.

d) Por su parte, la explotación en las diferentes zonas se efectúa considerando los fenómenos de declinación de los campos y aprovechando al menos la capacidad instalada de producción de petróleo crudo, pero sin darle importancia primordial al costo marginal de explotación. Todo ello llevó a decidir que la explotación a un costo superior al de la primera discontinuidad (escalón) de la función construida sería por lo menos igual a un cierto, porcentaje de aquella. El estudio en esta etapa, se condujo previendo que el volumen explotado en la zona sureste del país representaba al primer escalón del costo.

CUADRO A1-1COSTOS DE PRODUCCION DE CRUDO Y GASCRUDO ISTMO

(Millones de barriles de crudo equivalente)

AÑO	Volumen de Producción			Costos de Producción
	Crudo	Gas Natural	Total	(Millones de Pesos)
1975	257.987	155.130	413.117	14'723.3
1976	289.524	152.466	441.990	15'995.1
1977	363.705	151.714	515.419	20'300.0
1978	430.733	181.964	615.697	23'521.7
1979	511.494	208.579	720.073	35'533.9
1980	478.544	238.059	716.603	68'274.8

Fuente: Cuadernos de costos de producción de crudo y gas natural 1975-1980.

CUADRO A1-2COSTOS UNITARIOS DE PRODUCCION DE CRUDO DE GASCRUDO LIGERO (ISTMO)

AÑO	Costos Unitarios (1)	Costos (Pesos) (2)	Reales (Dólares) (3)	Indice de Precios (4)
1975	35.640	133.311	5.443	26.73
1976	36.189	11.244	4.542	32.53
1977	39.385	91.674	3.743	42.96
1978	38.390	75.638	3.089	50.75
1979	49.348	80.554	3.289	61.26
1980	95.276	120.862	4.935	78.83

\$/bl eq. (1) Pesos corrientes por barril equivalente a crudo

(2) Pesos 1981 por barril

(3) U.S. Dólares 1981 por barril. \$1 U.S. = 24.49

(4) Base 1981 = 100

Fuente: Proyecto Econométrico de México-Wharton, Febrero 1982.

CUADRO A1-3FUNCION DE COSTOS UNITARIOS DE PRODUCCION CRUDO ISTMO

(U.S. Dólares 1981)

<u>Partición</u> (Eskalones)	<u>Rango</u> (Millones de barriles)*	<u>Costo Unitario</u>
1	471.113	3,189
2	363.705	3.743
3	384.034	4.738
4	- - - -	5.443

*Es la cantidad máxima de crudo disponible, para un año a un mismo costo unitario.

CUADRO A1-4COSTOS DE PRODUCCION DE CRUDO Y GAS SONDA DE CAMPECHE:TIPO PESADO

	<u>1975</u>	<u>1980</u>
Crudo (1)	17.002	198.199
Gas (1)	1.501	16.685
Total (1)	18.503	214.884
Costos de Producción (2)	1,049.112	15,344.992
Costo Unitario (3)	56.700	71.411
Costo Real (4)	92.555	90.588
Costo Real (5)	3.779	3.699
Indice de Precios (6)	61.26	78.83

- (1) Millones de barriles de crudo equivalente
- (2) Millones de pesos corrientes
- (3) Pesos corrientes/barril de crudo equivalente
- (4) Pesos 1981/barril
- (5) U.S. Dólares 1981/barril
- (6) Base 1981 = 100

NOTA. Para el crudo Maya, la función de costos estará compuesta por un solo escalón, de capacidad igual a la reserva total existente y con un costo unitario de \$3.699 dólares de 1981.

CUADRO A1-5PROYECCION DE COSTOS DE PRODUCCION DE CRUDO LIGERO

(U.S. Dólares corrientes/barril)

<u>Escalón</u>				
<u>Período</u>	1	2	3	4
1984 - 1986	5.767	6.768	8.568	9.842
1986 - 1989	9.099	10.680	13.519	15.530
1990 - 1992	14.358	16.852	21.332	24.506
1993 - 1995	20.170	23.676	29.969	34.429
1996 - 1998	28.339	33.263	42.105	48.370
1999 - 2001	39.815	46.732	59.154	67.956

CUADRO A1-6PROYECCION DE COSTOS DE PRODUCCION DE CRUDO PESADO

(U.S. Dólares corrientes/barril)

<u>Escalón</u>	
<u>Período</u>	1
1984 - 1986	6.689
1987 - 1989	10.554
1990 - 1992	16.654
1993 - 1995	23.397
1996 - 1998	32.872
1999 - 2001	46.182

CUADRO A1-7RESERVA DE CRUDO

(MILLONES DE BARRILES)

<u>Escalón</u>	<u>Crudo Ligero</u>	<u>Crudo Pesado</u>
1	17,324	21,187
2	4,352	
3	2,703	
4	11,000	
Total	35,379	21,187

CUADRO A1-8COTAS MINIMAS DE PRODUCCION POR RESERVAS

(Por ciento respecto al Escalón 1)

<u>Escalón</u>	
2	11.0
3	7.0
4	5.0

A.2 SISTEMA DE REFINACION DE CRUDO

a) Capacidades y Rendimientos

El sistema de refinación durante el horizonte de planeación se compone por las instalaciones al inicio del horizonte de planeación y las nuevas instalaciones disponibles en el transcurso de este. Las primeras se suponen igual a las que actualmente se tienen, constituidas por 7 centros de refinación:

1. Azcapotzalco
2. Cadereyta
3. Cd. Madero
4. Minatitlán
5. Salina Cruz
6. Tula
7. Salamanca

Las características de estos centros de refinación son:

La capacidad en cada uno de los centros de refinación se definió con la capacidad que tienen actualmente más los proyectos de ampliación que se tienen de acuerdo a la Memoria de Labores de 1981, tomando ésta de acuerdo al tiempo esperado de maduración de los proyectos respectivos.

Como se mencionó anteriormente, los complejos de refinación se están estructurando de tal manera que permitan procesar mezclas de crudo de los tipos ligero y pesado. En la actualidad se ha logrado procesar mezclas con una relación hasta de 70% tipo ligero y 30% tipo pesado. En el modelo no se pretende obtener la relación óptima que desde el punto de vista de las características tecnológicas permita lograr este objetivo, sino que se le ha estructurado de tal manera que, dentro de un rango de proporciones de mezcla posibles, seleccione aquella que permita optimizar este rango a tecnología dada. De acuerdo con pláticas con expertos en procesos de refinación, se definió este rango de proporción de mezclas de crudo entre 80% ligero -20% pesado a 60%-40%, respectivamente,

para todas las refinerías.

Los procesos de refinación generan una gran variedad de productos; no obstante, se seleccionaron aquellos que de acuerdo a su importancia en el proceso y a su demanda son relevantes para su integración:

- Gas licuado
- Gasolinas
- Kerosinas
- Diesel
- Combustóleo

Los rendimientos de productos refinados para cada refinería se estimaron bajo un sistema del tipo insumo-producto; esto es, dada las cantidades de crudos ligero y pesado como insumo en cada refinería, se calcula la cantidad producida de cada uno de los refinados. Esto supone que los rendimientos tienen un comportamiento lineal respecto a cada uno de los insumos de crudos. El cálculo de estos rendimientos se basaron en un trabajo realizado en la Gerencia de Refinación de Pemex, con ajustes mediante un análisis de los programas de producción de las refinerías en los últimos meses de 1981. Las kerosinas y el diesel se suponen productos substitutos, desde el punto de vista de su producción; por ello, se estimó un factor de rendimiento conjunto tal, que se le permite al modelo libertad en cada refinería en la selección de la producción de estos refinados, siempre que satisfagan conjuntamente su factor rendimiento.

Así, los rendimientos de los productos son una función directa de la tecnología y del tipo de crudo procesado, formándose una matriz como la que aparece en el Cuadro A2-2.

Del total de la producción de refinados, Pemex toma parte de ésta para autoconsumo, misma que es necesario deducir de la producción total para determinar la producción disponible con la que se debe satisfacer la demanda interna y exportación programada. A fin de

determinar cual es el porcentaje de autoconsumo respecto a la producción total, se hizo un análisis de éste en los años 1978-1981; con ello se definió el porcentaje para cada producto a ser utilizado por el modelo.

Por último, la producción de gas licuado se ve incrementada por la obtenida de líquidos de absorción y criogénicos provenientes del procesamiento del gas natural húmedo. Con objeto de tomar en cuenta esta disponibilidad, se hizo el análisis correspondiente, primeramente, se calculó someramente la producción en instalaciones actuales de Cactus, Poza Rica y Reynosa; después se añadió el correspondiente al incremento de capacidad por instalaciones en Cangrejera.

CUADRO A2-2CAPACIDAD DE REFINACION

(Millones de barriles anuales)

	1981	1983	Incremento	1985
1. Azcapotzalco	35.259		-	
2. Cadereyta	78.913			
3. Cd. Madero	62.123	50.370		
4. Minatitlán	67.160			
5. Salina Cruz	57.086	50.370		50.370
6. Tula	50.370	50.370		
7. Salamanca	67.160			

Fuente: Memoria de Labores Pemex 1981.

CUADRO A2-2RENDIMIENTOS DE PRODUCTOS REFINADOS OBTENIDOS A PARTIR DE
CRUDO

	(Porcientos)		Kerosinas + Diesel	Combustible	Total
	<u>Gas Licuado</u>	<u>Gasolinas</u>			
<u>Crudo Pesado</u>					
Azcapotzalco	3.9	26.0	18.9	49.2	98.0
Cadereyta	4.0	23.4	14.7	55.9	98.0
Cd. Madero	3.1	28.7	19.3	36.9	98.0
Minatitlán	5.8	19.8	16.1	56.3	98.0
Salina Cruz	4.9	22.3	14.2	56.6	98.0
Tula	5.6	22.3	22.9	47.2	98.0
Salamanca	4.7	24.7	17.9	49.2	96.5
Promedio	4.6	23.9	19.1	50.2	97.8
<u>Crudo Ligero</u>					
Azcapotzalco	4.7	33.8	40.1	19.4	98.0
Cadereyta	4.0	33.9	38.6	21.5	98.0
Cd. Madero	3.2	31.8	35.3	27.7	98.0
Minatitlán	6.4	31.0	38.9	21.7	98.0
Salina Cruz	5.5	32.7	38.3	21.5	98.0
Tula	6.9	30.7	41.2	19.2	98.0
Salamanca	4.9	30.8	37.7	23.1	96.5
Promedio	5.1	32.1	38.6	22.1	97.8

CUADRO A2-3RELACION AUTOCONSUMO - PRODUCCION (1)

(Porcientos)

	1978	1979	1980	1981	(2)
Gas Licuado	13.92	12.30	10.92	12.05	12.00
Gasolinas	7.06	6.19	6.22	0.56	6.00
Kerosina	7.59	7.65	8.36	4.98	6.50
Diesel	5.55	5.86	6.01	10.65	6.50
Kerosina + Diesel	6.02	6.28	6.52	9.48	
Combustóleo	16.46	18.43	11.90	12.50	12.00

(1) Autoconsumo Producción

(2) Definida para el modelo de oferta de refinados

Fuente: Demanda de productos de la Industria Petrolera
IMP. SEEPI, 1981

CUADRO A2-4PRODUCCION DE GAS LICUADO PROVENIENTE DE LIQUIDOS DE ABSORCION
Y CRIOGENICOS.Minatitlán:

Producción diaria promedio de gas licuado 1)	52,160	BDC*	menos
Producción diaria proveniente de la refinación del crudo (capacidad de proceso x coeficiente técnico del gas licuado) 2)	12,800		igual
Producción diaria proveniente de líquidos de absorción	39,360		

Producción diaria de gas licuado de líquidos de absorción de: 1)

Cactus	54,672
Poza Rica	9,656
Reynosa	5,130

Total producción diaria de gas licuado de líquidos de absorción 108,818 BDC más

Incremento de capacidad de producción de gas licuado de líquidos de absorción

Cangrejera	10,000	BDC
TOTAL	118,818	BDC por

Factor de productividad de Centros de Refinación (91%) 108,124.4 BDC

TOTAL PRODUCCION ANUAL 39'465,399 B/año

En el modelo: 40 x 10⁶ B/año

Fuente: 1) Programa general de elaboración - Gcia. Refinación 1981.
2) Memoria de Labores Pemex 1981.

*BDC = Barriles de crudo diario

b) Costos Unitarios de Proceso del Crudo

Para conocer los costos de proceso del crudo en cada refinería se analizaron los cuadernos de costos de operación de las refinerías de 1975-1981. Como en el caso del análisis de costos de producción de crudo, se hizo también una selección de aquellos conceptos que estuvieran ligados directamente con el volumen de producción de las refinerías.

Se observó cierta incompatibilidad en los conceptos de costos en los diferentes años, por lo cual se decidió restringir el análisis a los años 1980-1981, que además presentan una situación más estable y actualizada.

Los costos directos de producción de refinados corresponden al total de la producción en la refinería, mismo que comprende producción de refinados y de petroquímicos. Por lo anterior se realizó la distribución de los montos que corresponden a los primeros, de acuerdo a la que en los mismos cuadros de costos se tenía de los costos totales. Con esta definición de costos y el volumen procesado de crudo, se obtuvo el costo unitario por barril de crudo procesado.

Haciendo un análisis de los resultados de los costos unitarios de proceso del crudo de 1980-1981, conjuntamente con expertos en la materia, se determinó el costo unitario para 1981 base para el modelo. Aplicando la tasa de inflación, se obtuvieron las proyecciones de los costos para cada período del horizonte de planeación del modelo.

CUADRO A2-5COSTOS DE OPERACION DE REFINERIAS

(Millones de Pesos 1980)

<u>Refinería</u>	<u>Costos Directos</u>	<u>Costos Indirectos</u>	<u>Transporte</u>	<u>Inversión</u>	<u>Total</u>
Azcapotzalco	1,597.41	396.86	5.57	84.64	2084.48
Cadereyta	693.98	199.18	1.06	19.19	913.40
Cd. Madero	2,807.29	766.94	1074.06	196.54	4844.83
Minatitlán	2,139.05	968.00	356.20	119.28	3482.53
Salina Cruz	883.19	140.96	5.58	47.71	1077.44
Salamanca	3,215.33	1189.83	1.01	83.04	4489.21
Tula	1,039.45	1182.78	0.23	68.38	2290.83

Fuente: Cuadernos de Costos de Refinación

CUADRO A2-6COSTOS DE PRODUCCION DE REFINADOS

(Pesos por barril de crudo procesado 1980)

<u>Refinería</u>	<u>Volumen</u> (Millones de Bl)	<u>Costo Directo (1)</u> (Millones de Pesos)	<u>Costo Unitario</u> \$/Bl
Azcapotzalco	37.414	1,200.03	32.10
Cadereyta	36.639	693.98	18.94
Cd. Madero	59.834	2,381.42	39.80
Minatitlán	71.717	1,880.87	26.23
Salina Cruz	44.589	883.19	19.81
Tula	49.140	1,039.45	21.15
Salamanca	98.296	3,166.78	32.22

Fuente: Cuadernos de Costos de Refinación

1) Costos de Producción de Refinados es igual a:

Para Azcapotzalco el 75.81% del costo directo de operación
 Para Cd. Madero el 84.83% del costo directo de operación
 Para Minatitlán el 87.93% del costo directo de operación
 Para Salamanca el 98.47% del costo directo de operación
 Para las demás refinerías no se tiene información; por lo que se toma el 100%.

CUADRO A2-7COSTO DE OPERACION DE REFINERIAS EN 1981

(Millones de Pesos)

<u>Refinería</u>	<u>Costos Directos</u>	<u>Costos Indirectos</u>	<u>Trans porte</u>	<u>Inversión</u>	<u>Total</u>
Azcapotzalco	1,929.44	228.63	73.14	503.43	2,763.64
Cadereyta	1,475.41	44.30	3.36	400.48	1,923.55
Cd. Madero	2,358.76	848.68	2,457.28	1,450.61	7,115.33
Minatitlán	2,321.26	627.21	183.38	1,155.26	4,287.11
Salina Cruz	1,927.75	-14.66	35.71	761.84	2,710.64
Tula	1,495.96	299.68	8.39	1,338.19	3,142.22
Salamanca	3,537.99	137.83	8.99	1,534.82	5,219.63

Fuente: Cuadernos de Costos de Refinación

CUADRO A2-8COSTO UNITARIO DE PRODUCCION DE REFINADOS EN 1981

<u>Refinería</u>	<u>Volumen Procesado</u> (Millones de Bl.)	<u>Costo Directo</u> (Millones de Pesos)	<u>Costo Unitario</u> \$/Bl
Azcapotzalco	32.281	1,450.52	44.93
Cadereyta	68.750	1,475.41	21.46
Cd. Madero	59.232	2,000.94	33.78
Minatitlán	72.735	2,041.08	28.06
Salina Cruz	48.013		40.15
Tula	46.818	1,495.96	31.95
Salamanca	64.424	3,484.57	54.09

1) Costos de Producción de refinados es igual a:

Para Azcapotzalco el 75.81% del costo directo de operación

Para Cd. Madero el 84.83% del costo directo de operación

Para Minatitlán el 87.93% del costo directo de operación

Para Salamanca el 98.47% del costo directo de operación

Para las demás refinerías no se tiene información; por lo que se toma el 100%.

CUADRO A2-9DETERMINACION DE LOS COSTOS DE PRODUCCION DE REFINADOS
DE 1981Refinerías

Azcapotzalco	38.51	1.573
Cadereyta	31.95	1.305
Cd. Madero	39.80	1.625
Minatitlán	28.06	1.146
Salina Cruz	40.15	1.639
Tula	31.95	1.305
Salamanca	43.15	1.762

1) Los costos se determinaron en base al siguiente criterio:

Azcapotzalco	igual al promedio de los estimados de 1980 y 1981
Cadereyta	igual al de la refinería de Tula
Cd. Madero	igual al estimado de 1980
Minatitlán	igual al estimado de 1981
Salina Cruz	igual al estimado de 1981
Tula	igual al estimado de 1981
Salamanca	igual al promedio de los estimados de 1980 y 1981

2) Tasa de cambio US \$1 = \$24.49 M.N. Tasa de cambio promedio anual. Proyecto Económico de México - Wharton Febrero 1982.

CUADRO A2-10

PROYECCION DE LOS COSTOS DE PRODUCCION DE REFINADOS

Refinerías	Período	1984-1986	1987-1989	1990-1992	1993-1995	1996-1998	1999-2001
	Tasa %	21.83	16.42	16.42	12.00	12.00	12.00
Azcapotzalco		2.844	4.488	7.082	9.950	13.979	19.639
Cadereyta		2.360	3.724	5.875	8.255	11.597	16.293
Cd. Madero		2.938	4.637	7.316	10.279	14.441	20.288
Minatitlán		2.072	3.270	5.160	7.249	10.184	14.308
Salina Cruz		2.964	4.677	7.379	10.367	14.565	20.463
Tula		2.360	3.724	5.875	8.255	11.597	16.293
Salamanca		3.186	5.027	7.933	11.145	15.658	21.999
Promedio		2.675	4.22	6.66	9.36	13.155	18.49

c) Costos de Expansión de Capacidad. Nuevas Refinerías.

Como alternativa de aumento en la capacidad de proceso, se define en el modelo la posibilidad de que en cada período del horizonte de planeación, se incremente la disponibilidad de nuevas instalaciones de refinación. Estas instalaciones se supusieron de las mismas características en cuanto operación y rendimiento a las de la Refinería de Tula, con una capacidad real de proceso de 135 mil barriles diarios, con lo cual los rendimientos y costos unitarios de proceso son iguales a la Refinería de Tula.

El hecho de disponer de nuevas instalaciones, representa una inversión de capital. De esta forma, el valor de cada módulo de nuevas instalaciones sería a precios de 1982 de \$567.74 millones de dólares; se supone una tasa de inflación para este tipo de inversión de 4.77% anual (15% trianual) y un costo de oportunidad del capital de 18% anual y una vida útil de las instalaciones de 15 años.

Para evitar los llamados efectos del horizonte de planeación, fue necesario "anualizar", es decir, dividir la inversión en cantidades anuales equivalentes, de acuerdo con la información mencionada anteriormente.

Cabe mencionar por último que como es lógico dada una de las cifras utilizadas es susceptible de sufrir modificaciones y por lo tanto de ser parametrizada.

CUADRO A2-11COSTO DE INVERSION (1)

(Millones de Dólares)

<u>Períodos (2)</u>	<u>Valores de la Inversión (3)</u>	<u>Pago Anual</u>	<u>Pago por Período</u>
1984-1986	623.18	122.39	367.18
1987-1989	716.66	140.75	422.26
1990-1992	824.16	161.87	485.60
1993-1995	947.78	186.15	558.44
1996-1998	1,089.95	214.07	642.21
1999-2001	1,253.44	246.18	738.54

(1) Para instalaciones con capacidad de proceso de 49.275 millones de barriles de crudo anual.

(2) Período en que es susceptible de realizarse la inversión

(3) Tasa de inflación de 4.77% anual

(4) Costo de oportunidad del capital de 18% anual y vida útil de las instalaciones de 15 años.

A3. COSTOS Y PRECIOS INTERNACIONALES.

a) Maquila del Proceso de Crudo para su Refinación

Como alternativa para aumentar la oferta de crudo, se maneja la maquila en el exterior para procesar crudo del tipo pesado.

Los supuestos manejados para esta alternativa son:

- Tipo Crudo

Se maquilará solamente crudo del tipo pesado

- Rendimiento

Del total del crudo enviado a maquilar, se obtendría un 61.5% en productos refinados de Kerosina, Diesel y Gasolina y la producción restante se tomaría como pago por el proceso del crudo. La distribución por producto se dejaría libre de acuerdo a las necesidades que se observen con el modelo.

- Costos

El costo del proceso sería lo que resta en producción por la maquila, es decir, 38.5%, como si se tratase de una mezcla de com bustóleo y gas licuado. El transporte tanto del crudo enviado a maquilar como de los productos resultantes de esto, son añadi dos a estos costos; el costo del transporte de crudo es de \$0.60 dólar por barril de crudo y el costo de transporte de refinados de \$1.25 dólares por barril de refinado con lo que da un total de \$1.368 dólares por concepto de transporte, por barril enviado a procesar mediante maquila para 1982. Se supone una tasa de in flación de los costos de transporte del 8% anual.

CUADRO A3-1COSTO UNITARIO DE BARRIL DE CRUDO PROCESADO POR MAQUILA

<u>Período</u>	<u>Costo (1)</u> <u>U.S. \$/Bl</u>
1984-1986	1.596
1987-1989	2.010
1990-1992	2.532
1993-1995	3.190
1996-1998	4.018
1999-2001	5.062

(1) Tasa de inflación de 8% anual

b) Precios de Exportación de Crudo

Como alternativa en el uso del crudo disponible se integró la posibilidad de exportar crudo hasta un total de 1.5 millones de barriles diarios y bajo una proporción de 60% pesado, 40% ligero. El pronóstico de los precios de exportación internacionales que predominan actualmente, proyectados a una cierta tasa se realizó bajo las siguientes bases:

TASAS DE INCREMENTO ANUAL DE LOS PRECIOS DE EXPORTACION DE
CRUDO

(Porcientos)

<u>Período</u>	<u>Real</u>	<u>Inflación</u>	<u>Total</u>
1981-1985	3.0	7.0	10.0
1986-1995	5.0	7.0	12.0
1996-2001	4.0	5.0	9.0

CUADRO A3-2PRECIOS DE EXPORTACION DE CRUDO (U.S. \$/B1)

<u>Período</u>	<u>Pesado</u>	<u>Ligero</u>
1	34.72	39.80
2	48.71	55.90
3	71.03	78.70
4	91.99	102.70
5	129.61	137.40
6	165.56	176.70

c) Precios Internacionales de los Productos Refinados

Los precios de exportación de productos refinados se estimaron tomando como base los precios predominantes en el mercado internacional en 1981 y bajo dos distintos criterios.

El primer criterio fué observar la relación entre precios del producto refinado correspondiente, con el crudo ligero y suponer una tendencia de esta relación hasta el año 2001. Este criterio se aplicó a los productos gasolina y combustóleo.

La relación entre los precios del crudo y el de la gasolina fué de 0.8702. Se supuso que para el año 2000 esta relación llegaría a "1", interpretando con ello la escasez del primero y el correspondiente encarecimiento de la segunda con lo que esta relación deberá crecer por lo tanto a una tasa del 0.73% anual.

Para el combustóleo, la relación entre su precio y el del crudo era en 1981 de 1.2161. Se supuso que esta relación llegaría para el año 2000 a 1.3 con lo que esta relación necesita crecer a una tasa anual de 0.37%.

El segundo criterio en la definición de las tasas de crecimiento de los precios de exportación de refinados, fue el suponer una tasa constante para todos los años de acuerdo a lo esperado para el futuro. Este criterio se aplicó al gas licuado (con una tasa del 7.65% anual), a la Kerosina (tasa del 6.5% anual) y al diesel (6.5% anual).

Los precios de importación de productos refinados se calcularon aplicándoles un incremento a los precios de exportación. Este incremento, representa el costo de transporte (flete) de estos productos y los seguros, y se supuso de 3.5%.

CUADRO A3-3PRECIO IMPORTACION DE PRODUCTOS REFINADOS

(US \$/B1)

<u>Período</u>	<u>Gas Licuado</u>	<u>Gasolina</u>	<u>Kerosina</u>	<u>Diesel</u>	<u>Combustóleo</u>
1	35.50	52.08	44.05	41.38	33.93
2	44.29	71.58	53.21	49.99	45.96
3	55.25	95.85	64.28	60.39	58.09
4	68.92	121.32	77.64	72.94	71.31
5	85.98	153.67	93.78	88.10	85.25
6	107.25	194.70	113.29	106.44	102.45

PRECIO EXPORTACION DE PRODUCTOS REFINADOS

(US \$/B1)

1	34.30	50.32	42.50	39.99	32.78
2	42.79	69.16	51.41	48.30	44.41
3	53.38	92.61	62.10	58.34	56.13
4	66.59	117.22	75.01	70.47	68.90
5	83.07	148.48	90.61	85.12	82.37
6	103.63	188.12	109.46	102.84	98.99

Los precios de importación son 1.035 veces los de exportación.

A4. DEMANDA DE PRODUCTOS REFINADOS

La demanda nacional de productos refinados, excluyendo el autoconsumo de Pemex, están basadas en el modelo econométrico construido (c.f. el documento sobre resultados de este modelo) realizado con antelación al presente. Este modelo pronostica hasta 1990 por una parte, las demandas de gasolinas, kerosinas, diesel y gas licuado utilizando un conjunto de ecuaciones estocásticas; por otra parte pronostica, en conjunto, las demandas de combustóleo y gas natural como combustibles industriales, que luego se resuelven en forma simultánea para estimar las demandas individuales de cada producto. En todos los casos, las variables exógenas fueron el PIB, los precios y los valores agregados del sector industrial y el de transportes.

Para pronosticar las demandas de 1991, a 2001, se utilizó como estimación, aplicarles una tasa igual a la obtenida en el modelo para el período 1988-1990, reducida en un punto. Esto se hizo para bajar la tendencia que el modelo venía pronosticando, ya de por sí baja, para tratar de simular políticas de uso eficiente de energía.

Nuevamente, es pertinente aclarar que toda esta información puede ser modificada para crear nuevas alternativas de simulación, ya que ella es la fuente más importante de variación a la que el modelo de oferta responderá.

CUADRO A4-1
DEMANDA DE PRODUCTOS REFINADOS (por período)
(Miles de Barriles)

	Período	Gas Licuado	Gasolinas	Kerosinas	Diesel	Kerosinas + Diesel	Combustóleo
1	1984-1986	194185.5	513889.7	87501.0	312970.6	400471.6	323791.8
2	1987-1989	269675.3	633685.1	101426.3	375452.7	476879.0	353833.3
	Tasa %	11.6	7.2	5.0	6.3	6.0	3.0
3	1990-1992	364038.2	757977.0	119997.2	441104.7	561102.1	391300.0
	Tasa %	10.5	6.2	5.8	5.5	5.6	3.4
4	1993-1995	471440.1	877453.1	149072.4	510633.9	659706.3	427584.0
	Tasa %	9.0	5.0	7.5	5.0	5.5	3.0
5	1996-1998	610528.6	1015800.0	185192.1	591122.5	776314.6	467232.5
	Tasa %	9.0	5.0	7.5	5.0	5.6	3.0
6	1999-2001	790652.2	1175871.1	212132.0	684298.2	914361.7	510557.6
	Tasa %	9.0	5.0	7.5	5.0	5.6	3.0

Fuente: 1984-1990 Modelo econométrico de demanda. Mayo 1981.
1991-2001 Estimado

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Escobar, T.C. "Descentralización y coordinación en un sistema jerárquico de la oferta de productos petrolíferos y petroquímicos." Simposio sobre modelos matemáticos para la planeación energética. P.U.E., Oct. 1983
- 2.- SEMIP. "Programa Nacional de Energéticos 1984-1988", Ago. 1984
- 3.- Ackoff, R.L. "Redesigning the future. A system approach to societal problems", N.Y., J. Willey & S., 1974
- 4.- Churchman, C.W. "The system approach", N.Y., Dell Publishing Co., A Delta Book, 1968
- 5.- Bertalanffy, L.V. "General system theory, foundation, development, applications", N.Y., G. Braziller, 1968
- 6.- Escobar, T.C. "Modèles de décentralisation, prix de transfert et coordonnabilité dans un système de raffinage", Tesis Doctor-Ingénieur en Analyse de Systeme et Calcul Economique. Aix en provence. Sept. 1979
- 7.- Beaujean, J.M. & Charpentier Edits. "A review of energy models", IIASA, Luxemburg Austria, 1978-1983
- 8.- Manne, A.S. "ETA-MACRO: A model of energy-economy interactions", EA-592 Research project. 1014 Dept. of O.R. Stanford Univ. 1977
- 9.- Firon, D. "Un modèle énergétique pour la France", CNRS, Paris 1976
- 10.- Comission of European Communities "Energy system analysis", Proceedings of the international conference Dublin Irlanda, R. Kavanagh Editor. D. Reidel Publ. Co. Amsterdam, 1979
- 11.- Brailovsky, V. "Industrialism and oil in México: A long-Teem perspective", SEPAFIN México, Sept. 1980
- 12.- Willars, J.M. "Sectorial planning in the Mexican economy: Design & Implementation of an Hidrocarbon Submodel" SEPAFIN, México, 1980
- 13.- Fernandez, G.G. & Manne, A.S. "Energéticos: A process analysis of México's energy sectors", Stanford Research Institute, Memo 70-5, June 1970

- 14.- Debanné, G.J. "Network based regional energy planning models" University of Ottawa. May 1979.
- 15.- Unidad de Informática PEMEX. "Plan PEMEX. Modelo de crecimiento de las instalaciones de refinación y transporte de PEMEX".
- 16.- Escobar, T.C. "Métodos de planeación de energéticos con determinación endógena de precios".
- 17.- Jomaux, F. "Reserche D' une structure optimale du raffinage de Petrole brut en Belgique". Faculté Universitaire Catholique de Mons. Recherches economiques de Louvain 44, (1) Mars 1978.
- 18.- Adams, F.G. & Griffin, J.M. "An Economic-Linear Programming Model of the U.S. Petroleum refining Industry". Journal of American Statistical Association. 67, (339), Ap.Sec.543, 1972.
- 19.- Manne, A.S. "Programming data for the Petroleum Refining Industry". United Nations, 1961.
- 20.- Manne, A.S. "A Linear Programming Model of the U.S. Petroleum Refining Industry". Operations Research, Jan 1965.
- 21.- Supply Planning and the Planning and Scheduling of Refinery Operations with the aid of a Computer". Tech. 61-63.
- 22.- Singer, E. "Simulation and optimization of oil refinery design" Applied mathematics in Chemical Engineering. Chemical Engineering Progress Symposium. series. (37), 58.
- 23.- Petroleum Refining and Processing. Petroleum Technology. Chapter 3, pp. 225-262.
- 24.- Escobar, T.C. y Berumen, J. "Pronósticos de productos petrolíferos, petroquímicos y de gas natural". Gerencia de Planeación y Evaluación, STA, PEMEX, Sept 1983.
- 25.- Diemex-Wharton. "Perspectivas Económicas de México". Wharton Economic forecasting Associates, Inc. Feb 1984.
- 26.- Cervantes, V.R. "Obtención de Productos Petroquímicos a partir de Petróleo Crudo: Una estrategia alternativa de exportación para México. Tesis de Maestría en Admon. Ind. D.E.Pg. Fac de Química 1981.
- 27.- Unido. "Second world-wide study on the petrochemical Industry; process of restructuring". Second Consulation meeting on the petrochemical Industry. Istanbul Turkey, 22-26 Jun 1981.

- 28.- Stork, K., Abrahams, M.A. & Rhoe A. "More petrochemicals from crude". Hydrocarbon Processing. Nov 1974, 156-167.
- 29.- Picciotti, M. "Select process schemes for optimum petrochemicals". Hydrocarbon Processing. Jun 1979, 99-105.
- 30.- Tucher, W & Abrahams, M.A. "Economics of petrochemical output changes". Oil and Gas Journal. Apr 1977, 81-84.
- 31.- Beavon, D.K., Cuts, A.E. & Lupfer, G.L. "Chemical production & fuel refineries". Chemical Engineering Progress. 65, (7), 1969.
- 32.- Nelson, W.L. "Petroleum Refinery Engineering". 4th ed. N.Y., Mc Graw Hill, 1958.
- 33.- Petroleum Refiner. 11, 1960, Petrochemical Handbook, 183-225.
- 34.- Faludi, A. "The systems View and Planning theory". Socio Economic Planing Sciences. 7, (1), Feb 1973, Oxford England.
- 35.- Mc Dougall, G. "The systems Approach to Planning. A critique". Oxford England, Jul 1973.
- 36.- Hamdy, A.T. "Operations Research. An introduction". Second Ed. Macmillan Publishing Co. Inc. N.Y., 1976.
- 37.- Charnes, A. & Cooper, W. "Management Models & Industrial Applications of Linear Programming". Vol I y II, J. Wiley, N.Y. , 1967.
- 38.- Wagner, H. "Principles of Operations Research". Prentice-Hall, London, 1969.
- 39.- Simmonard, M. "Linear Programming". Prentice-Hall. New Jersey, 1969.
- 40.- Crist, C.F. "Modelos y Métodos Económétricos". Limusa México, 1979.