

151
2ej.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA



EXAMENES PROFESIONALES
FAC. DE QUÍMICA

IMPACTO ECONÓMICO DE LA ISOMERIZADORA EN
EL COMPLEJO PETROQUÍMICO "LA CANGREJERA"

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERA QUÍMICA

P R E S E N T A

MARÍA DEL CARMEN SANTANA ECHEAGARAY

MÉXICO, D.F.

1997

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Jurado asignado:

Presidente	Prof. José Luis Padilla de Alba
Vocal	Prof. Ernesto Pérez Santana
Secretario	Prof. Carlos Galdeano Bienzobas
1er. Suplente	Prof. Alejandro Íñiguez Hernández
2do. Suplente	Prof. Fernando de Jesús Rodríguez Rivera

Sitio donde se desarrolló el tema:

Instituto Mexicano del Petróleo

Asesor del tema:



Ing. Carlos Galdeano Bienzobas

Supervisor técnico:



Ing. Jorge Francisco Cuéllar Mata

Sustentante :



María del Carmen Santana Echegaray

A mis papás, Mela y Gabriel, con cariño y agradecimiento por su amor, su apoyo y su ejemplo.

A ti, Juan, con todo mi amor.

A mis amigos, en especial a Maridel, Nora, Germán y Pablo, por todo lo que compartimos estos años.

A mis sobrinos, Chumi, Alicia, Aje, Juancin, Rodrigo, Barbi y Paty, por recordarme siempre lo que es realmente importante en la vida.

A mis hermanos, Gabriel, Luzma, Mayú,
Juan, Linda y Tiopis, con mucho cariño.

Al Ing. Fernando Echeagaray, mi querido
tío, gracias por creído en mí.

A la Dra. Ana Jované, con mucho cariño,
por ser una mujer admirable.

AGRADECIMIENTOS ESPECIALES

Quiero dar las gracias especialmente al Ing. Carlos Galdeano por su apoyo y paciencia en la realización de esta tesis.

Al Ing. Alejandro Íñiguez, ¡Alex, gracias por todo!

Agradezco a los ingenieros Jorge Cuéllar, Susana Rodríguez, Arturo Deloiza y Fernando Fuentes por su apoyo a corta y larga distancia.

ÍNDICE

IMPACTO ECONÓMICO DE LA ISOMERIZADORA EN
EL COMPLEJO PETROQUÍMICO "LA CANGREJERA"

	Página
Introducción	1
Capítulo I. El Petróleo	4
1. Naturaleza y Origen	4
2. Características	6
3. Tipos de Crudo	16
4. Industria Petrolera en México	19
i) Historia	19
ii) Organización	32
Capítulo II. Complejo Petroquímico La Cangrejera	35
1. Datos Generales	35
2. Plantas de Proceso	36
3. Infraestructura	40
Capítulo III. Pentanos	43
1. Generalidades	43
2. Toxicidad	45
3. Usos	45

Capítulo IV. Gasolinas	47
1. Características	50
2. Tipos	61
Capítulo V. Isomerización	68
1. Generalidades	68
2. Catalizadores	70
3. Proceso	73
4. Beneficios	77.
Capítulo V. Análisis Técnico Económico	78
1. Antecedentes	78
2. Situación Inicial	83
3. Opciones de Procesamiento	84
a) Diferentes Cargas	84
b) Diferente Arreglo de Equipo	92
4. Productos Finales	97
5. Opciones de Destinos de Productos Finales	98
6. Análisis Económico	107
a) Análisis del Proyecto Base	109
b) Análisis de las Opciones	114
c) Resultados	157
Conclusiones	159
Anexo I	165
Anexo II	166
Anexo III	168
Bibliografía	169

INTRODUCCIÓN

Alrededor del mundo, a diferentes profundidades de la tierra y el mar, hay acumulaciones de hidrocarburos, formadas hace miles de años. El petróleo ha sido a través de los años foco de atención para la humanidad, convirtiéndose en el principal abastecedor de energía. La industria petrolera enfrenta día a día el reto de suministrar no sólo el volumen de productos requeridos sino también de la alta calidad que exigen las nuevas especificaciones. La inclinación a perfeccionar las condiciones de esta industria implica evitar el derroche del petróleo y sus derivados, así como buscar el máximo aprovechamiento de los procesos industriales.

Pemex está actualmente enfrentando el problema de abastecer el crecimiento del mercado nacional de combustibles. Esto significa hacer adecuaciones importantes a las instalaciones existentes, así como planear el crecimiento de la refinación para lograr la óptima calidad de combustibles y productos petroquímicos. Al ser Pemex responsable de la seguridad industrial del país, las decisiones que se tomen tendrán un impacto substancial no sólo en Petróleos Mexicanos, sino en México.

Este trabajo pretende demostrar la importancia que tienen cada uno de los productos que se elaboran en la industria petrolera, a través del estudio de uno de ellos. Se demuestra que la inversión para implementar la isomerizadora es técnica y económicamente viable.

Esta tesis pretende ser una introducción a una rama de la industria del petróleo. Se describen las características principales del petróleo, así como su historia en México para tener una visión amplia de la importancia del energético en la vida moderna, tanto científica como social. Se hace referencia a los componentes químicos, tanto materia prima como producto, dando algunas de sus propiedades principales. Una breve descripción del Complejo Petroquímico "La Cangrejera" da un marco de referencia de la ubicación de la planta isomerizadora y de la importancia de su relación con otras plantas para aprovechar al máximo los recursos que se tienen. Un capítulo se dedica al estudio de la gasolina, para demostrar por qué es uno de los principales productos de la industria petrolera y por qué se invierte tanto en la optimización de la calidad. El proceso de isomerización y la planta en la que se lleva a cabo es descrito en el quinto capítulo y muestra la transformación de la materia prima en el producto deseado. El análisis técnico económico es un ejemplo de los pasos que se deben seguir para realizar mejoras en un proceso, así como también ejemplifica una transformación real, usando nueva tecnología en una planta que busca cumplir con normas ambientales y especificaciones de producción.

La integración de la planta isomerizadora tiene como objetivo acrecentar el volumen y la calidad de la gasolina, obteniéndose con ello una mayor rentabilidad económica y una mejor calidad ecologica de los combustibles. Este proyecto complementa inversiones que han sido realizadas en refinerías y complejos petroquímicos existentes.

Uno de los principales objetivos de Petróleos Mexicanos es cumplir su compromiso de proteger el medio ambiente y abastecer la demanda nacional de productos petrolíferos. Para este efecto, se invierte en optimización de procesos y se concretan alianzas estratégicas para procesar petróleo crudo y disponer de combustibles de alta calidad, al mismo tiempo que se toman acciones orientadas a compensar el deterioro ambiental producido por procesos del petróleo.

Es importante que los nuevos profesionistas en la Ingeniería Química consideremos la importancia de los diferentes aspectos que se tienen que tomar en cuenta para implementar un proyecto y aprovechar sus beneficios.

Capítulo I EL PETRÓLEO

I. NATURALEZA Y ORIGEN

La palabra petróleo proviene de las raíces latinas *petra* (piedra) y *oleum* (aceite). El petróleo, mezcla heterogénea de compuestos orgánicos, principalmente hidrocarburos, pertenece a un grupo de materia bituminosa muy abundante en la naturaleza y proviene de formaciones de roca subterráneas cuya edad varía por los diez a los millones de años. El proceso de su formación es todavía materia de estudio.

Existen diversas teorías con respecto al origen del petróleo, pero las más difundidas son las que se basan en la formación inorgánica y las que se fundamentan en el origen orgánico. La teoría inorgánica propone la formación del petróleo como resultado de reacciones geoquímicas entre el agua, el bióxido de carbono y otras sustancias inorgánicas como carburos y metales. Esta teoría tuvo gran aceptación durante muchos años pero algunos estudios sugieren que el petróleo se formó principalmente de organismos marinos microscópicos (plantas y animales), llamados plancton, material petrolífero por excelencia.

Al morir estos organismos con un bajo contenido de oxígeno, no hubo descomposición y sus restos se hundieron y se enterraron bajo los sedimentos acumulados. La teoría señala que las bacterias convirtieron la grasa de la vida marina en ácidos grasos. Por ciertos mecanismos desconocidos, estos ácidos grasos se convirtieron a su vez en un material asfáltico llamado *kerogen* o *sapropel*. Al transcurrir los años, por efecto de la temperatura y la presión y posiblemente algún catalizador de las rocas, como la propiedad de absorción de la arcilla, el kerogen se transformó en el petróleo crudo y gas. Actualmente, esta es la teoría más aceptada ya que se ha descubierto que las rocas petrolíferas poseen ciertas propiedades óptimas que sólo se encuentran en sustancias orgánicas; asimismo, se tiene evidencia de que la mayor parte de los yacimientos de petróleo se localizan en lugares donde existieron mares y lagos hace millones de años.

Las condiciones que se necesitan para que exista un yacimiento de petróleo son:

- Una roca porosa y permeable que el petróleo se mueva a través de sus poros cuando se somete a presión.
- Una roca impermeable que evite que el petróleo escape a la superficie y que actúe como trampa, es decir, que el petróleo no pueda moverse hacia los lados.
- Rocas cuyo contenido orgánico se haya convertido en petróleo por efecto de altas presiones y temperaturas.

2. CARACTERÍSTICAS DEL PETRÓLEO

El petróleo crudo es principalmente un líquido con una gran variedad de propiedades químicas y físicas. Los colores más comunes son el negro, café, verde y en algunos casos puede variar del color paja hasta el blanco. Asume los tres estados físicos, según las condiciones a las que se encuentre. Se encuentra en el subsuelo, impregnado en formaciones de tipo arenoso y calcáreo.

Los elementos principales que forman el petróleo son el carbono y el hidrógeno, usualmente en una proporción de 6 y 8. Los hidrocarburos son líquidos y gases principalmente, con algunos sólidos disueltos o dispersos. Además de los hidrocarburos, frecuentemente se pueden encontrar pequeñas cantidades de azufre, nitrógeno, oxígeno y algunos metales como el vanadio, hierro, etc. El agua es un componente que normalmente se encuentra en soluciones saturadas de sulfatos ó cloruros de calcio y magnesio.

Los hidrocarburos se presentan en diferentes tamaños y formas. Se pueden clasificar en cuatro categorías básicas: las parafinas, las olefinas, los naftenos y los aromáticos, cuyas diferencias básicas son la proporción de átomos de hidrógeno por átomos de carbono, el arreglo de los átomos y el tipo de enlace que une a los átomos de carbono.

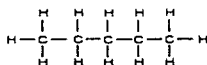
Parafinas

Las parafinas son cadenas de átomos de carbono con átomos de hidrógeno ocupando todas las valencias sobrantes. Se denominan también como compuestos alifáticos, del griego *aliphos* (grasa) de donde se deriva el sustantivo *alkano*. Los alcanos son, pues, hidrocarburos alifáticos acíclicos. El nombre de parafina proviene de su poca reactividad (del latín *parum affinis* = poca afinidad).

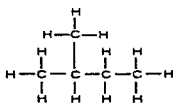
La característica principal de los hidrocarburos parafínicos es que sus átomos de carbono se encuentran unidos por medio de enlaces sencillos y están saturados sus otros enlaces con átomos de hidrógeno. La fórmula general para las parafinas es: C_nH_{2n+2} . La parafina más simple es el metano (CH_4) y le sigue la serie de cadenas homólogas que pueden existir, no sólo las cadenas lineales sino también las ramificadas. Todos los enlaces involucran hibridación sp^3 , con enlaces sigma (σ). A temperatura ambiente y presión normal, los alcanos son gaseosos hasta cadenas de 4 átomos de carbono, líquidos si la cadena es de 5 a 15 átomos de carbono y los más grandes, suelen ser sólidos. Al ser el carbono capaz de formar cadenas ramificadas se da lugar a varios compuestos de un mismo número de átomos de carbono e hidrógeno, pero con una estructura diferente, lo cual resulta en propiedades significativamente distintas. Estos compuestos se denominan isómeros. Para que exista isomerismo, el alcano debe contener más de tres átomos de carbono. El número de isómeros de un hidrocarburo aumenta considerablemente según aumenta el número de átomos de carbono.



metano



n-pentano



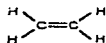
iso-pentano

Las parafinas son los hidrocarburos más abundantes en el petróleo gaseoso y líquido. El metano es un componente predominante del gas natural y los alcanos entre el pentano C_5 y el pentadecano C_{15} son constituyentes básicos de la gasolina.

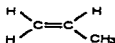
Olefinas

Las olefinas o alquenos tienen una estructura similar a la de las parafinas, sin embargo, por lo menos dos de sus átomos de carbono se encuentran unidos entre sí por un doble enlace, por lo que son compuestos no saturados y son capaces de unirse directamente con otros componentes, como el cloro, bromo, ácidos clorhídrico y bromhídrico sin desplazar ningún átomo de hidrógeno. Su fórmula general es C_nH_{2n} . Contienen átomos de carbono con hibridación sp^2 , y por lo tanto enlaces s y p unen a los átomos de carbono. Las olefinas

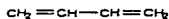
no existen de forma natural en el crudo del petróleo sino que se forman durante el procesado. Son compuestos no deseados en los productos finales ya que los dobles enlaces son reactivos y favorecen la oxidación y polimerización.



etileno



propileno



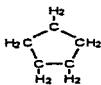
1,3-butadieno

Los compuestos que tienen dos dobles enlaces se denominan *diolefinas* y también se forman durante el proceso. Las diolefinas reaccionan rápidamente con las olefinas dando lugar a polímeros con un alto peso molecular. Si en lugar de un doble enlace se tiene un triple enlace, se denominan alquinos.

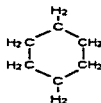
Naftenos

Los naftenos son hidrocarburos cicloparafínicos. Todos los enlaces disponibles de los átomos de carbono están saturados con hidrógeno. Tienen la misma fórmula que las olefinas, es decir, C_nH_{2n} , pero no tienen dobles ligaduras. Son compuestos saturados, por lo que

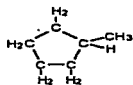
reaccionan solo si otro material desplaza al hidrógeno. Normalmente se clasifican de acuerdo a su intervalo de ebullición y sus propiedades se determinan mediante factores de correlación, como el factor de caracterización Kw. Pueden tener más de un anillo, compartiendo átomos de carbono. Además, pueden tener cadenas alifáticas unidas a los anillos.



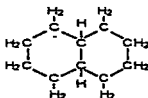
ciclopentano



ciclohexano



metilciclopentano



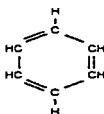
decahidronaftaleno

Las fracciones nafténicas del crudo son normalmente analizadas por espectroscopia de masa para identificar el porcentaje de compuestos de uno, dos, tres, cuatro o cinco anillos.

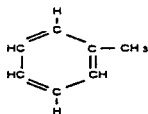
Los tetra y pentacicloalcanos son más abundantes en crudos jóvenes.

Aromáticos

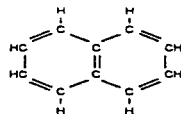
Las propiedades físicas y químicas de los hidrocarburos aromáticos son muy diferentes a las de las parafinas o los naftenos. Como su nombre lo indica, son hidrocarburos con olor y son del tipo de "anillos" o cíclicos. Los átomos de carbono se encuentran unidos entre sí por medio de enlaces aromáticos, que son híbridos de enlaces simples y enlaces dobles. Su fórmula general depende del número de anillos que tengan y es C_nH_{2n-6R} , donde R es el número de anillos. Todos los aromáticos contienen por lo menos un anillo bencénico.



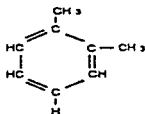
benceno



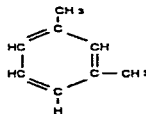
tolueno



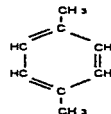
naftaleno



orto-xileno



meta-xileno



para-xileno

Los hidrocarburos cíclicos y aromáticos pueden combinarse con parafinas para dar cadenas de hidrocarburos mixtos, los cuales tienen algunas características semejantes a las de los compuestos originales, pero en general se les clasifica de acuerdo al compuesto cíclico que lo formó.

El benceno es representado frecuentemente por un hexágono con enlaces dobles y simples intercalados. Como en realidad todos sus enlaces son idénticos, se ha convenido representar al benceno como un hexágono con un círculo que representa las ligaduras.



benceno

Además de los hidrocarburos, el petróleo se compone de otras sustancias como compuestos con azufre, con nitrógeno, con oxígeno y compuestos inorgánicos.

Azufre

Normalmente, el azufre que contiene el petróleo se encuentra como sulfuros y tioles o mercaptanos. Los crudos que tienen 375 cm³ de ácido sulfhídrico disueltos por litro de petróleo son llamados crudos ácidos o amargos. A mayor densidad del petróleo, mayor será su contenido de azufre. El azufre es un compuesto indeseable ya que es corrosivo, presenta un mal olor y baja la cualidad de explosión de las gasolinas, además de ser compuestos

lacrimógenos. En crudos con un alto contenido de azufre, una gran cantidad de éste se desprende como H_2S durante la destilación.

Nitrógeno

Los compuestos de nitrógeno no son bienvenidos en los crudos ya que son responsables del envenenamiento de catalizadores y de la formación de gomas en los aceites combustibles. La mayoría del nitrógeno contenido en los crudos está en las fracciones de altos puntos de ebullición, entre más asfáltico sea el crudo, mayor será su contenido de nitrógeno.

Oxígeno

Los compuestos de oxígeno más importantes del crudo son los ácidos orgánicos. El O_2 puede estar contenido, al igual que el azufre y el nitrógeno, en la parte asfáltica del crudo. Son compuestos de alto peso molecular y las moléculas pueden contener además del oxígeno, nitrógeno o azufre, o una combinación de ellos.

Otras características del petróleo se describen a continuación:

Gravedad API y Gravedad Específica

La gravedad API (American Petroleum Institute) y la gravedad específica son medidas de la densidad o peso de una unidad de volumen de material. La gravedad de un crudo o

fracción de petróleo se mide generalmente por la prueba ASTM D 287 o su equivalente ASTM D 1298 y se reporta como gravedad API, la que se define como:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\rho^{(60^{\circ}\text{ } 60^{\circ}\text{F})}} - 135$$

siendo ρ la gravedad específica.

El agua tiene una gravedad de 10.0 °API y los crudos en general poseen valores en el rango de 10 a 90. Un crudo es más ligero entre más alta sea su gravedad API. En otras palabras, mientras más baja sea la densidad de un crudo, mayor será su medida en °API y en consecuencia, mejor será la calidad del crudo.

Presión de Vapor

La volatilidad de un líquido se determina por la magnitud de las fuerzas intermoleculares que obligan a las moléculas a permanecer en el líquido. La volatilidad aumenta a medida que aumenta la energía cinética promedio de las moléculas y por lo tanto, la temperatura. La presión de vapor es una medida de la presión que desarrollará el crudo en un equipo cerrado. Es especialmente importante para materiales que tienen un punto de ebullición muy bajo y que no podrían ser destilados a presión atmosférica, ya que se perdería gran cantidad de la fracción deseada.

Viscosidad

La viscosidad es la resistencia de un líquido a fluir, por lo que la viscosidad de un crudo es una medida de su resistencia al flujo interno y es una indicación de su propiedad para lubricación. La viscosidad disminuye a medida que aumenta la temperatura, ya que a altas temperaturas la energía cinética promedio es mayor y propicia que las moléculas superen con facilidad las fuerzas de atracción entre ellas.

3. TIPOS DE CRUDOS

La clasificación de crudos es de importancia por varios motivos. El geólogo, que compara crudos de diferentes profundidades, horizontes y edades, puede así resolver problemas de emigración y generación. Para el refinador, es fundamental conocer las cantidades de los destilados sucesivos (gasolina, keroseno, gasóleo, lubricantes, etc.) que pueden ser obtenidos de un determinado crudo, así como las propiedades que permitan hacer el uso más económico del petróleo.

Aún cuando todos los petróleos poseen sustancialmente los mismos hidrocarburos, éstos están presentes en diferentes proporciones en diferentes yacimientos. Esto da origen a diferentes tipos de crudo alrededor del mundo, con diferentes propiedades físicas. Se pueden dar desde uno hasta doscientos átomos de carbón. De uno y hasta cuatro átomos de carbono, generalmente es un gas, de cinco a diecisiete, líquidos y más de diecisiete suelen ser sólidos.

En un principio, se clasificó al petróleo según su parecido con compuestos orgánicos. El crudo *parafínico* tendría hidrocarburos de cadena abierta dominando, así como una gravedad específica baja. Tanto el crudo mismo, como sus fracciones, contendría ceras parafínicas y dejaría poco residuo al ser destilado. Otros crudos clasificados con este sistema son: crudos intermedios, asfálticos, nafténicos y aromáticos. El término con el que se clasificaba el crudo sólo recordaba las características del compuesto similar y sucedía que un crudo asfáltico contenía poco asfalto y mayor cantidad de naftenos.

El petróleo crudo se puede clasificar por su lugar de procedencia o de acuerdo a su contenido de hidrocarburos. En México, se clasifica como agrio o dulce, basado en su contenido de azufre y como ligero o pesado, dependiendo de su densidad.

CRUDO	°API	Azufre % peso	Vanadio ppm	C. Conr. % peso	KUOP	PVR kg/cm ²
Maya	21.93	3.7	274	11.03	11.70	0.45
Papaloapan	48.81	2.05	32.40	3.95	12.20	0.88
Arenque	33.09	2.4	57.7	4.84	12.07	0.86
Cacalilao	11.89	5.25	335	13.7	11.40	0.12
Tamaulipas	17.48	5.7	300.6	13.43	11.63	0.37
Marfo	27.73	2.73	150.2	8.01	11.68	0.64
Naranjos	26.34	3.00	124	8.02	11.69	0.41
Pozóleo	28.88	1.97	89.87	5.67	11.92	0.38
Olmeca	39.00	0.82	6.10	1.40	12.10	0.61
Istmo	33.24	1.42	48.4	3.96	11.90	0.49

Fuente: Características de Aceites Crudos, Instituto Mexicano del Petróleo

Pemex ofrece al mercado de exportación las siguientes variedades de petróleo crudo con las siguientes calidades típicas:

CRUDO	TIPO
Maya	Pesado y agrio
Istmo	Ligero y dulce
Olmecca	Muy ligero y dulce

Fuente: Anuario Estadístico 1994, Pemex

La exportación del crudo varía según el tipo de petróleo crudo. Normalmente, el crudo Maya es el que más se exporta. (Ver Anexo I)

4. INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO

Historia

El hombre ha conocido y ha usado el petróleo por siglos. Herodoto (450 AC) y otros historiadores hacen referencia al petróleo, aunque utilizando otras denominaciones. En México, las culturas precortesianas lo utilizaban como material de construcción, medicina, pegamento, impermeabilizante, iluminante. Lo masticaban para limpiar sus dientes. En la Colonia se referían a los hidrocarburos como jugos de tierra y se les otorgaba ya un cierto valor. En lo que hoy se conoce como Iraq se han encontrado evidencias de edificios de asfalto que datan de hace más de 6,000 años. Se ha usado el aceite mineral en muchas de sus formas desde la antigüedad. Sin embargo, la industria petrolera como la conocemos hoy existe desde hace sólo un poco más de cien años. En 1855, en Yale, se realizaron estudios que permitían conocer las propiedades químicas y físicas de las fracciones obtenidas por destilación del petróleo. En 1857 se descubrió el petróleo crudo en Ontario y dos años más tarde en Pennsylvania, por el Coronel Drake. Existe información que indica que ya se refinaba petróleo en Rusia en 1735.

El investigador norteamericano B. Silliman Jr. realizó un estudio de la posibilidad de extracción masiva del petróleo con fines industriales donde se presentaban "generalidades

sobre la posible industria, análisis químicos de fracciones obtenidas por destilación, experimentos fotométricos, antecedentes históricos, etc."¹

En 1860 se crea la primera industria de transformación de petróleo, por W. Barnsdall y W. Abbot y la patente de estos procesos se le concedió a D.S. Stombs y Julius Brace. La patente del proceso de destilación continuo se le otorgó, años más tarde a M.J. Trumble, construyéndose la primera planta de este tipo en Vernon, California, en 1912 por la empresa General Petroleum Corporation.

En la Nueva España, en 1862, Antonio del Castillo, ingeniero en minas hizo una perforación cerca del cerro del Tepeyac de donde obtuvo petróleo que fue utilizado como iluminante. En Tabasco se descubrieron las chapopoterías de donde se podía obtener petróleo natural fácilmente. Fue tanta la influencia que tuvieron estas chapopoterías en la región del Golfo que algunas poblaciones del Estado de Veracruz llevan la palabra *chapopote* en su nombre, como por ejemplo Chapopotillo, el Chapo, etc. Este descubrimiento se le atribuye al historiador y sacerdote Manuel Gil y Sáenz, quien envió diez barriles del producto natural a Nueva York. Esto no tuvo ningún impacto ya que el precio del barril había descendido de aproximadamente 15 dólares el barril a unos cuantos centavos como resultado de la gran cantidad de producto que se obtenía en los pozos del Coronel Drake.

¹ *La Transformación Industrial del Petróleo en México, 50 Aniversario, Pemex (1988)*

Un navío de Boston llegó a Tuxpan, víctima de un vendaval y los nativos del lugar le proporcionaron una mezcla viscosa que se cree que era asfalto en estado de semi-oxidación para que continuara su trayectoria. El capitán llevó una muestra de la mezcla a un químico de su ciudad de origen y a partir de ahí se trasladaron a México para iniciar trabajos de perforación, pero no fue productivo.

Un poco más tarde, extranjeros perforaban pozos petroleros en el municipio de Macuzpana, tras intentos fallidos por falta de capital. Por aquella época, el emperador Maximiliano otorgó concesiones petroleras a particulares y el petróleo estaba reglamentado como sustancia que no era metal precioso. Algunos norteamericanos, inconformes con la guerra de secesión, emigraron a México. El químico Adolfo Autrey que se encontraba en esta situación, tomó posesión oficial de una mina de petróleo y se asoció con John F. Dowling para formar la Compañía de Petróleo del Golfo de México y construyó la refinería "La Constancia", en terrenos del Cantón de Papanla en el Estado de Veracruz, en 1881. Autrey se nacionalizó mexicano y se estableció en Tampico, siendo así que la primera persona en México en transformar el petróleo en forma organizada y usando una cierta técnica industrial, fue un mexicano.

El propósito de los extranjeros que venían en busca de petróleo era la exportación, más que el desarrollo del mercado nacional por medio de la refinación. Sin embargo, las industrias crecientes empezaban a hacer uso de los derivados del petróleo y al poderse obtener fácilmente mano de obra barata, se instalaron las primeras refinerías, que surtían al

consumo interno, así como también el de exportación. Un ejemplo de estas refineries fue El Águila, construida por los estadounidenses S. Fairburn y G. Dickson en 1886.

El 22 de noviembre de 1884 se expidió el Código de Minas de los Estados Unidos Mexicanos, donde se especificaba que los productos del subsuelo eran propiedad de los dueños del terreno y éstos podían hacer uso de aquellos con la amplitud que desearan. La única excepción era la explotación, la cual estaba reglamentada por el Estado. En este tiempo, el petróleo no estaba considerado como un producto con grandes posibilidades comerciales ni de utilidad industrial.

El presidente de Water Pierce Oil Company, llegó a México en 1885 para importar petróleo y transformarlo en kerosina. Ganó reputación y se convirtió en presidente de la compañía ferroviaria Mexican Central Railroad. En 1886, Water Pierce Oil Company construyó una refinería en el Estado de Veracruz con capacidad de procesar 500 barriles diarios de crudo proveniente de Estados Unidos. Uniendo las actividades de ambas empresas y considerando que era más conveniente utilizar petróleo para las locomotoras que carbón, la compañía creció y en 1898 adquiere la refinería El Águila, cambiándole el nombre a El Gallo.

Fue en 1892 cuando don Porfirio Díaz derogó el Código de Minas y dió a los propietarios de las tierras el derecho de explotar los recursos del subsuelo, solamente pagando un impuesto, atrayendo a las compañías extranjeras. El General Díaz además otorgó ciertos privilegios para los inversionistas petroleros.

Los norteamericanos Doheny y Canfield compran la hacienda el Tulillo, con terrenos en San Luis Potosí, Tamaulipas y Veracruz para explotar los mantos petrolíferos que en esas tierras había. Aunque al principio fracasaron, al poco tiempo lograron perforar un pozo que fomentaría el arranque petrolero del país, contemplando la exploración, la explotación y la comercialización del hidrocarburo. Se crea la Huasteca Petroleum Company. Un poco más tarde aparece la Compañía de Petróleo El Águila, de un industrial inglés. Esta compañía emite acciones en moneda nacional y cambia su nombre a Compañía Mexicana de Petróleo El Águila, con lo que ganó participación de funcionarios del gobierno en las acciones de la compañía y por lo tanto, en la industria petrolera.

En 1910, se llegaron al país la Standard Oil Company, de John D. Rockefeller y la Royal Dutch Shell. Cada vez era más intrincada la lucha internacional por el petróleo. Algunas personas veían con desconfianza el vínculo entre el presidente Díaz y El Águila y aunque no existen pruebas, se cree que el movimiento Maderista estuvo financiado por las compañías extranjeras que veían con recelo este vínculo.

A finales de año, el petróleo con el que México contaba era más del que se consumía en el país, así que se empezó a exportar el excedente.

El movimiento de Revolución no alteró la producción petrolera. Sin embargo, si se modificó al entrar Francisco I. Madero a la presidencia de la república. Instaló un impuesto

de 20 centavos por tonelada y que se registraran las compañías que operaban en el país. Más tarde, el presidente Venustiano Carranza reglamenta el petróleo en favor de la nación y propone un impuesto sobre terrenos petroleros. Esto trajo inconformidad, ya que las compañías podían antes explotar sin ningún control y hacían lo que fuera con tal de adueñarse de terrenos con petróleo.

En marzo de 1915 se crea la Unión de Petroleros Mexicanos, el cual estaba formado únicamente por obreros. Hubieron varias huelgas reclamando mejores salarios y mejores condiciones de trabajo.

En 1921, México llega a ser el segundo productor mundial de crudo, con una producción de poco más de 193 millones de barriles. Uno de los pozos más espectaculares del mundo fue el Cerro Azul 4, propiedad de la Huasteca Petroleum Company y su producción en 1921 había alcanzado un poco más de 57 millones de barriles. Todavía en 1977, este pozo seguía generando 13 barriles diarios.

En 1924 hubo una huelga contra El Águila y la empresa reconoció al sindicato y se formuló uno de los primeros contratos colectivos de trabajo del país. En 1935 se consolida el Sindicato Petrolero de la República Mexicana y se envió a cada uno de las diecisiete compañías petroleras de aquel entonces una copia del Contrato Colectivo de Aplicación General. Al ser un documento riguroso y exigente, los empresarios no estuvieron de acuerdo. Se solicitó la intervención del presidente Lázaro Cárdenas para conciliar intereses.

Aún así, estalló la huelga y en esos doce días de 1937 se hizo evidente la importancia del petróleo en el país. La falta de combustible hacía que las calles estuvieran semidesiertas, especialmente en la ciudad de México. Apenas en 1933 se había fundado la refinería de Azcapotzalco, propiedad de la Compañía de Petróleo El Águila, para impulsar el desarrollo económico del altiplano.

Las compañías petroleras se negaron a obedecer los mandatos del presidente Cárdenas, lo cual constituía una rebeldía que vulneraba la soberanía del país. "...las empresas petroleras arrojaron el guante en actitud de desafío al gobierno y pueblo mexicanos"²

El 18 de marzo de 1938, el general Cárdenas expropió el petróleo y el gobierno toma las instalaciones para reanudar la actividad productiva. El 7 de junio se crea la empresa descentralizada Petróleos Mexicanos y Cárdenas añadió a la Constitución un escrito que impedía que la industria petrolera fuera adquirida, poseída o explotada por particulares y las utilidades pertenecían ahora al país y se distribuirían a través del presupuesto del gobierno. El petróleo adquiría un gran valor estratégico.

Las compañías expropiadas buscaron la devolución de sus propiedades a través de los norteamericanos y se promovió un boicot que cerraba los mercados ingleses y norteamericanos para México. Al ser el petróleo la tercera fuente de ingresos para el país, este boicot significaba un alto para la actividad económica del país. Sin embargo, México

² Jesús Silva Herzog, *El Petróleo*, 50 Aniversario, Pemex (1988)

encontró nuevas oportunidades en Alemania, Italia y Japón, además de recuperar el mercado estadounidense al sobrevenirse la Segunda Guerra Mundial.

Petróleos Mexicanos empezó rápidamente la reconstrucción de las plantas petroleras. Hubo un aumento productivo debido a la intensa labor de exploración, teniendo 402 pozos en producción para 1956. Se construyeron las refinerías de Ciudad Madero (1945), Poza Rica (1946), Salamanca (1947), Minatitlán (1956) y la ampliación de la refinería de Azcapotzalco en 1946. Se inició la petroquímica básica (1951), la cual desarrolló ampliamente la industria petrolera y fue generadora de una alta tecnología.

El fin de la guerra de Corea, siendo presidente de México Adolfo Ruiz Cortines, ocasionó una recesión económica en México. Hubo una devaluación del peso en 1954 (12.50 pesos por dólar) y se propiciaron importantes préstamos extranjeros. Petróleos Mexicanos requería inversiones extranjeras para su crecimiento, por lo que el presidente hace enmiendas a la Constitución y las compañías extranjeras pueden contribuir con un 2% en la producción nacional.

Durante el gobierno de Adolfo López Mateos (1959) la exportación de gas avaló los préstamos y créditos de la industria petrolera en el extranjero. El incremento de la inversión pública casi duplicó la producción de petróleo.

Los regímenes presidenciales de los licenciados Miguel Alemán, Adolfo López Mateos y Adolfo Ruiz Cortines promovieron en diferentes facetas el arranque industrial del país, impulsando la explotación de nuestras reservas petroleras y ampliando y desarrollando las instalaciones y plantas industriales de Petróleos Mexicanos como palanca para contribuir al desarrollo económico y social del país.

Desafortunadamente las políticas para sustituir importaciones de tecnología, de ingeniería, de mano de obra especializada y capacidad de construcción, no produjeron los resultados esperados y el crecimiento de la industria petrolera se vio afectado por una considerable dependencia en tecnología del extranjero.

Siendo presidente Gustavo Díaz Ordaz se reorganizó la política de Petróleos Mexicanos, bajo la dirección de Jesús Reyes Heróles. Pemex debía ser una industria paraestatal de servicio público y las inversiones privadas no iban de acuerdo con el espíritu nacionalista del gremio petrolero. Se impulsaron las actividades exploratorias y la perforación. A partir de 1966 se suspenden las exportaciones de crudo, a pesar de que la producción nunca dejó de ascender y se dio un incremento en el consumo interno.

Es así que en la administración del Lic. Jesús Reyes Heróles, en funciones de Director General de Pemex, se presentó la iniciativa al Ejecutivo Federal, proponiendo la creación de un organismo que apoyara a Petróleos Mexicanos en la solución de sus problemas tecnológicos y de recursos humanos.

En 1965, se crea el Instituto Mexicano del Petróleo, como un organismo descentralizado, de interés público, con carácter preponderantemente técnico, con personalidad jurídica y patrimonio propios. Su objetivo es facilitar a Petróleos Mexicanos el apoyo tecnológico necesario para contribuir en el abastecimiento de los hidrocarburos y sus derivados requeridos para el desarrollo y expansión de la infraestructura industrial del país. Así, se institucionalizó el primer grupo de científicos y técnicos mexicanos asociado a los propósitos concretos de la empresa más importante del país. Los objetivos primordiales del IMP son investigar, innovar y desarrollar, para así contribuir a superar los niveles de competitividad y rentabilidad de Petróleos Mexicanos e incrementar el acervo tecnológico de la institución.

Inicialmente se hicieron grandes esfuerzos para establecer relaciones apropiadas entre los investigadores y directivos del IMP con Petróleos Mexicanos, para el beneficio futuro de la investigación tecnológica. Esta vinculación se estableció con su Consejo Directivo, en el cual el Director General de Pemex funge como presidente del mismo.

La decisión que tomó el presidente Luis Echeverría de que el gasto público animaría la economía nacional, provocó la gran deuda externa del sector público en 1976. La expansión del Estado requirió de mayores fondos de los bancos privados, mayor impresión de dinero y solicitud de más préstamos extranjeros. Durante este periodo, la industria nacionalizada fortalece la petroquímica.

El director de Pemex, Antonio Dovali Jaime, decidió colocar de nuevo al petróleo en el mercado exterior para que equilibrara la situación. La iniciativa privada toma el cargo de un mayor número de petroquímicos básicos para transformarlos en productos terminados, con grandes inversiones y cantidad creciente de procesos industriales. En 1974 se reanuda las exportaciones.

Aún cuando los productos petroleros aminoraban la carga financiera, la situación económica era tan grave que hubo una devaluación del peso en septiembre de 1976 (19.70 por dólar) y una más en octubre (26.50 por dólar). Aún así, se mantenía la credibilidad del país por el promisorio futuro de la industria petrolera mexicana y las prometedoras reservas de hidrocarburos. Las refineras se ampliaron hasta el punto en que ya no permitían nuevas instalaciones.

Durante el gobierno de José López Portillo, siendo director de Pemex Jorge Díaz Serrano, hubo un gran salto en la producción petrolera. Para 1982, se triplicó la producción de crudo y hubo una intensa actividad en todas las áreas. De esta manera, se convierte el petróleo en la principal fuente de divisas del país, con un 75% de su ingreso total anual.³ Con el auge del petróleo, México se convirtió en una nación tan importante como los países árabes y el país entraba a una era de esplendor y abundancia.

³ *El Petróleo, 50 Aniversario, Pemex (1988)*

Con la acelerada expansión de la industria petrolera entre 1978 y 1982, hubo también un aumento en la deuda externa y se descuidó el buen funcionamiento de la planta productiva. El presidente Miguel de la Madrid, junto con el director en turno, Mario Ramón Beteta, utilizaron la capacidad de compra del sector público para dar apoyo a la planta industrial y crear empleos. Petróleos Mexicanos, de acuerdo con la nueva política, sustituyó las importaciones y el petróleo se convirtió en el centro de la reactivación de la industria del país. Del total de la energía primaria que consumía el país, el petróleo proporcionaba el 95%, y una de las mayores entradas de divisas. Es por ello que se integraron las fuerzas que generaban la economía y junto con la banca, se otorgaron créditos a las industrias que suministraban servicios a la industria petrolera. A finales de 1984, Pemex disfrutó por primera vez de holgura financiera.

Al llegar la crisis de precios del petróleo en 1986, se sobrevinieron épocas difíciles, no sólo para la industria petrolera, sino también para la economía del país entero, con una deuda externa de más de 97 mil millones de dólares. Fue necesario hacer ajustes en las inversiones y en algunas áreas de la actividad petrolera, como la exploración. La recuperación parcial de los precios del mercado y el hecho de tener reservas probadas aseguraban el futuro de México, además de que la industria petrolera recupera parte de su ingreso en divisas.

Francisco Rojas sustituye a Beteta a principios de 1987 y logra suavizar las relaciones entre el sindicato y la empresa. Se reforzó la exploración y se crearon terminales portuarias, de almacenamiento, de transporte marítimo y ductos.

Petróleos Mexicanos no está exento de los transformadores preponderantes en que se encuentran sumergidas la economía y sociedad mexicana. El cambio y reconstrucción comenzaron desde el inicio de la presidencia de Carlos Salinas de Gortari y la administración de Rojas. La "revolución microeconómica" del presidente Salinas tuvo como uno de sus objetivos que Pemex sea una empresa económicamente eficiente, con ganancias reales, que minimice costos y logre satisfacer las demandas de los clientes en condiciones óptimas de calidad, precio y especificaciones deseadas. La comunidad petrolera debe hacer suyos los valores de eficiencia, innovación, seguridad industrial y cuidado del medio ambiente. Con esta finalidad, en julio de 1992, se dio la descentralización de funciones de Petróleos Mexicanos (Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios). De esta manera se crearon cuatro organismos descentralizados de carácter técnico, industrial, comercial, con personalidad jurídica y patrimonios propios.

En 1995, Pemex produjo, en promedio, 2.62 millones de barriles diarios de petróleo crudo, 3.76 miles de millones de pies cúbicos diarios de gas natural y 448 mil barriles diarios de condensados. Asimismo produjo 1.53 millones de barriles diarios de productos petrolíferos y 13.45 millones de toneladas de productos petroquímicos. Cerca de la mitad de la producción de petróleo crudo se destinó a la exportación.⁴

⁴ Petróleos Mexicanos en Cifras, <http://www.pemex.com>

Organización

Petróleos Mexicanos es la empresa más grande de México y una de las diez más grandes del mundo, tanto en términos de activos como de ingresos. Basados en el medida de las reservas y de la capacidad de extracción y refinación, Pemex está entre las cinco compañías petroleras más importantes en el mundo.

Las actividades de Pemex engloban la exploración y explotación de hidrocarburos, así como la producción, almacenamiento, distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos. Al ser estas actividades exclusivas del Estado, según la legislación mexicana, Pemex es un organismo del Gobierno Federal.

La refinación y la petroquímica constituyen las principales actividades de la transformación del petróleo crudo a productos de mayor valor comercial.

Pemex opera a través de cuatro empresas subsidiarias: *Pemex - Exploración y Producción*, *Pemex - Refinación*, *Pemex - Gas y Petroquímica Básica* y *Pemex - Petroquímica*.

Pemex - Exploración y Producción tiene a su cargo la exploración y explotación del petróleo y el gas natural.

Pemex - Refinación produce, distribuye y comercializa combustibles y demás productos petrolíferos.

Pemex - Gas y Petroquímica Básica procesa el gas natural y los líquidos del gas natural; distribuye y comercializa gas natural y gas LP; y produce y comercializa productos petroquímicos básicos.

Pemex - Petroquímica elabora, distribuye y comercializa una amplia gama de productos petroquímicos secundarios.

El Instituto Mexicano del Petróleo es la institución responsable de apoyar a Petróleos Mexicanos en la investigación y desarrollo tecnológico, para obtener los combustibles de uso final y los insumos para la petroquímica nacional.

Las actividades más sobresalientes en la transformación industrial se identifican en cuatro grandes grupos: Procesos, Catálisis, Especialidades Químicas y Protección Ambiental

El llamado Paquete Ecológico de Pemex-Refinación consiste básicamente en la aplicación de tecnologías como la deshidrogenación, la isomerización, la eterificación y la alquilación de naftas, que permiten reformular las gasolinas que se distribuyen en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México.

Entre otras actividades, ha correspondido al IMP evaluar el impacto ambiental de las emisiones producidas por diferentes tipos de vehículos y realizar el inventario de las emisiones, evaluando las gasolinas actuales y las por obtenerse en el Paquete Ecológico, proyectando sus emisiones e integrando la información para simular sus efectos en la calidad del aire, utilizando las herramientas desarrolladas en el Estudio Global de la Calidad del Aire (EGCA).

Capítulo II

COMPLEJO PETROQUÍMICO LA CANGREJERA

1. DATOS GENERALES

El complejo petroquímico La Cangrejera se construyó con objeto de alcanzar la autosuficiencia en la producción de petroquímicos básicos, con lo que se evitaría una fuga de divisas del país.

La Cangrejera es uno de los más grandes complejos de su tipo en Latinoamérica. Está



localizado en el Istmo de Tehuantepec, a 8 km de la ciudad de Coahuacoalcos, sobre la carretera a Villahermosa. El Complejo de Pajaritos se encuentra a tan sólo 4 km y la terminal marítima de Pajaritos a 5 km. Junto con los CPQ de

Pajaritos y Morelos, La Cangrejera es un gran desarrollo industrial capaz de abastecer el mercado nacional y parte del internacional.

La construcción de La Cangrejera se inició en 1973. Las plantas empezaron a operar en 1980.

2. PLANTAS DE PROCESO

Las plantas de proceso del complejo petroquímico están agrupadas en tres áreas principales:

1. Area de acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos
 - Tratadora y fraccionadora de hidrocarburos
 - Estabilizadora de crudos
 - Recuperadora de licuables
 - Hidrodesulfuradora de naftas
 - Isomerizadora de pentanos y hexanos
2. Area de etileno y derivados primarios
 - Etileno
 - Acetaldehido
 - Óxido de etileno
 - Oxígeno
 - Polietileno
3. Area de producción de aromáticos
 - Reformadora BTX
 - Extractora de aromáticos
 - Fraccionadora de aromáticos

- Fraccionadora de solventes
- Hidrodealquiladora de tolueno
- Xileno plus
- Purificadora de hidrógeno
- Cristalización de xilenos
- Isomerización de xilenos plus
- Etilbenceno-estireno
- Cumeno

Las plantas que están relacionadas con el presente trabajo son las del área 1 y se describen brevemente a continuación.

Tratadora y fraccionadora de hidrocarburos

Esta planta está diseñada para obtener etano, propano, butano, nafta ligera y nafta pesada. La mezcla de hidrocarburos procedentes de las plantas criogénicas de Cactus y del propio complejo, de la planta reformadora BTX y de la estabilizadora de crudo se alimenta a una columna desetanizadora. El producto del domo es etano que sirve como carga a la planta de etileno. Los fondos son enviados a la sección de recuperación y fraccionamiento de licuables, la cual consiste en una torre despropanizadora, una desbutanizadora y dos repasadoras. De aquí se obtienen propano y butano. La nafta ligera va a la planta hidrosulfuradora, mientras que la nafta pesada se almacena para utilizarse en la elaboración de gasolina comercial.

Planta estabilizadora de crudos

El objeto de esta planta es proporcionar parte de la nafta ligera necesaria para el proceso de obtención de aromáticos. El crudo deshidratado y desalado se alimenta a una torre despuntadora. Por el domo de la torre se obtiene nafta ligera compuesta de octanos y más ligeros. Este destilado pasa posteriormente a una columna estabilizadora donde los incondensables que se obtienen por el domo se licúan por compresión y junto con el condensado líquido son enviados a la torre desbutanizadora mencionada en la planta fraccionadora.

Planta recuperadora de licuables

En esta planta se obtiene metano que se utiliza como gas combustible y gases licuables que completan la carga a la planta fraccionadora de hidrocarburos. La carga a la planta consiste en una mezcla de gases procedentes de las plantas purificadora de hidrógeno, tratadora de hidrocarburos y reformadora de aromáticos. La corriente se enfría por medio de un proceso criogénico y pasa por un tanque separador para luego ir a una columna agotadora. Por el domo se obtiene metano y por el fondo, hidrocarburos líquidos que van a la planta fraccionadora y tratadora de hidrocarburos.

Planta hidrodesulfuradora de naftas

En esta planta se obtienen productos que sirven como carga a otras plantas del complejo, principalmente la reformadora BTX y la isomerizadora de pentanos, objeto de

este trabajo. El proceso consiste en calentar la mezcla de naftas obtenida en las plantas despuntadora de crudo, fraccionadora de hidrocarburos y de etileno más algunas naftas obtenidas en otros centros de trabajo del sistema. La carga se alimenta a un reactor de lecho fijo que contiene un catalizador en donde se lleva a cabo la eliminación de azufre. Los compuestos de azufre se transforman en H_2S por hidrogenación. Los productos de la reacción se enfrían y pasan a un separador. La fracción gaseosa rica en H_2 se recircula al reactor por medio de un compresor; la fracción líquida se envía como carga a una columna desbutanizadora. El producto de domo es una corriente líquida de butano y más ligeros que se envían a la planta fraccionadora de hidrocarburos y por el fondo se obtiene nafta libre de impurezas de azufre, la cual sirve como carga a las plantas isomerizadora de pentanos y reformadora de aromáticos.

Isomerizadora de pentanos

Esta planta es objeto de un estudio más detallado en el capítulo V. Isomerización.

3. INFRAESTRUCTURA

Las plantas de refinación y las petroquímicas están cada vez mas integradas. Para la producción de gasolina reformulada, es necesario combinar actividades de ambas industrias y observar el impacto que se tendrá.

El Complejo comprende plantas totalmente integradas con las instalaciones necesarias para servicios auxiliares, edificios administrativos, laboratorios, talleres, bodegas, almacenes, zona habitacional, campos deportivos y hospital regional.

Para el abastecimiento del agua, tanto en la Cangrejera como en Pajaritos y Morelos, se construyó una presa que recibe agua del río Uspanapa. Esta agua se utiliza para generación de vapor, torres de enfriamiento, agua contra incendio, servicios generales del Complejo, así como para la industria y poblaciones de los alrededores. La Cangrejera cuenta con una planta de tratamiento de agua, cuya agua desmineralizada se bombea a las plantas que la requieran.

El área de generación de vapor cuenta con generación de energía eléctrica. Aunque la energía eléctrica generada es suficiente para cubrir las necesidades del complejo, se tiene una interconexión con la Comisión Federal de Electricidad para garantizar la continuidad de operación de las plantas en caso de falla del equipo de generación propio.

El combustible que utiliza La Cangrejera es combustóleo y gas para generar la energía requerida en los procesos. Parte del gas es producido en el propio complejo y lo demás proviene de gasoducto. El combustóleo es proporcionado por la refinería de Minatitlán. El aire necesario para instrumentación y estaciones de servicio es suministrado por el propio complejo, por medio de compresores.

Para asegurar que la distribución de los productos del complejo sea adecuada, se cuenta con la infraestructura necesaria, existen poliductos y ductos para recibo y expedición de productos y materias primas. Estos ductos están interconectados con los complejos de Pajaritos, de Cosoleacaque, de Cactus, con la refinería de Minatitlán, la terminal marítima de Pajaritos y las terminales de Nuevo Teapa y Nuevo Pemex. Además, se tienen casas de bombas para hacer la distribución necesaria, así como una buena capacidad de almacenamiento. El almacenamiento clasificado se divide en dos grupos y se distribuye en productos petrolíferos y productos petroquímicos.

Los productos petrolíferos son: crudo fresco, crudo despuntado, nafta a desulfurizar, nafta a reformar, propano, butano, LPG, gasolina de baja presión y gasolina de alta presión.

Los productos petroquímicos son: reformado carga a fraccionadora de aromáticos, carga de xilenos a planta de cristalización, carga de xilenos a isomerización, tolueno carga a planta hidrodealquiladora, aromáticos pesados a planta xilenos plus, propileno,

butano-butileno, acetaldehído, óxido de etileno, estireno, cumeno, etilbenceno, paraxileno, benceno, ortoxileno, tolueno, hexano, heptano, etc.

En el CPQ hay una zona habitacional cercana al centro de trabajo, donde se le proporciona a los trabajadores el mayor número posible de facilidades, para que las familias se realicen física, mental y emocionalmente en forma racional e integral. Existen escuelas en las cercanías, desde educación primaria hasta universitaria, teniendo la Universidad Veracruzana y el Instituto Tecnológico Regional en Minatitlán. Se cuenta con una tienda de consumo bien surtida por el sindicato de trabajadores, sección Nanchital. Además, se tienen instalaciones deportivas para practicar diferentes disciplinas.

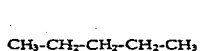
Se cuenta también con un edificio de telecomunicaciones y un área del Instituto Mexicano del Petróleo para capacitación e investigación.

La Cangrejera tiene unas modernas instalaciones para cumplir con las normas establecidas de desechos industriales producidos en el centro de trabajo y evitar daños ecológicos.

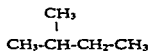
Capítulo III PENTANOS

1. GENERALIDADES

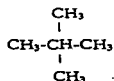
El pentano es un hidrocarburo de la clase de los alifáticos saturados llamados alcanos. Su nombre proviene del griego *penta* ya que cada pentano tiene cinco átomos de carbono. Su fórmula general es C_5H_{12} y existe en tres formas isoméricas. El pentano normal o n-pentano, el isopentano y el neopentano:



n-pentano



isopentano



neopentano

Cada uno de estos isómeros tiene sus propiedades individuales, sin embargo, éstas son muy similares. Las principales reacciones químicas del pentano son:

- sulfonación para formar ácidos sulfónicos
- cloración, para formar cloruros
- nitración, para formar nitropentanos
- oxidación que da lugar a varios compuestos
- craqueo o descomposición, para dar lugar a radicales libres

Se pueden obtener en forma pura por destilación fraccionada del petróleo y el gas natural. El neopentano no existe en la naturaleza¹

Los procesos de refinación producen cantidades apreciables de pentanos. La gasolina natural contiene compuestos a partir de cinco átomos de carbono y es obtenida por el fraccionamiento del petróleo crudo. Los procesos de craqueo catalítico, térmico e hidro craqueo forman pentanos y es el isopentano el compuesto de mayor ocurrencia en las corrientes de una refinería.

La mayoría de los pentanos se mezclan con las gasolinas. Se prefiere usar isopentano ya que su índice de octano es mayor, es por ello que el pentano normal generalmente es isomerizado si se va a utilizar en gasolina.

¹ Morrison R.; *Química Orgánica*; Fondo Educativo Interamericano; México (1985)

2. TOXICIDAD

El pentano es ligeramente tóxico. Debido a su alta volatilidad, es extremadamente inflamable. Está clasificado como no reactivo, por lo que no reacciona con los agentes contraincendio. Está considerado como asfixiante y anestésico simple.

Los tres isómeros del pentano se clasifican como líquidos inflamables. Debido a su alta presión de vapor, el pentano normal y el isopentano se transportan en tambores de pared gruesa y el neopentano en cilindros.

3. USOS

El principal uso de los pentanos es en gasolina para motores de combustión interna, como los vehículos de transporte y aviones ligeros. Al producirse cada vez más gasolina sin plomo, los pentanos se suelen isomerizar para incrementar su octanaje. La reacción del pentano con el oxígeno para formar dióxido de carbono, agua y, lo más importante, calor, es la principal reacción que desarrolla una máquina de combustión interna. Aunque no se domina este mecanismo extremadamente complejo, es casi indudable que es una reacción en cadena de radicales libres. Aunque es un proceso exotérmico, requiere de una temperatura muy elevada para su iniciación.

La nafta ligera (pentanos a heptanos) se utiliza cada vez con mayor frecuencia como carga a plantas de craqueo con vapor para producir etileno, propileno, butileno, diolefinas y pirólisis de gasolinas.

Volúmenes pequeños de pentano se usan como solventes especializados. Un ejemplo de ello es utilizar pentano normal y en ocasiones isopentano como solvente en procesos de polimerización de olefinas como producción de polietileno de alta densidad. Se usan como agentes dispersantes que forman la espuma de poliestireno. Algunos procesos de desfalcación para tratamiento de residuos hacen uso de pentanos. También forman parte de algunas formulaciones de aerosoles, como en cremas de rasurar.

Capítulo IV GASOLINAS

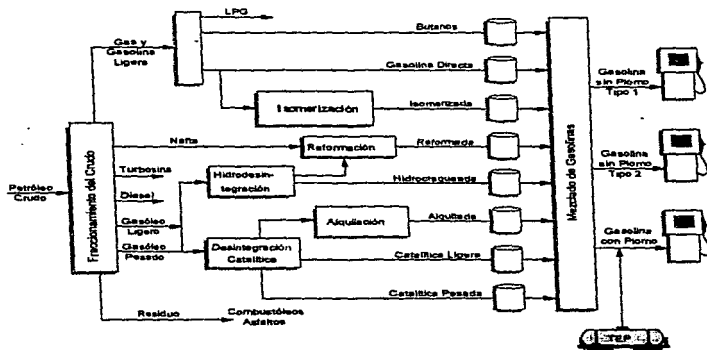
La gasolina es el producto que las refinerías obtienen y venden en mayor escala, es uno de los principales de la industria en general. Antiguamente, la gasolina era desechada por las refinerías que producían keroseno para lámparas, cuando al final del siglo XIX se desarrolló el motor de combustión interna y el aceite para lámparas no funcionaba bien para este nuevo uso. Fue entonces que se descubrió que la gasolina funcionaba mucho mejor.

La gasolina se define como un combustible del petróleo designado para usarse en motores de combustión interna, reciprocantes o de ignición por chispa. Es una mezcla de cientos de hidrocarburos individuales limitados por el butano (parafina de cuatro átomos de carbono) y el metil naftaleno (aromático con 11 átomos de carbono).

La gasolina se obtiene por la destilación controlada del petróleo crudo. Cuando se empezó a destilar el crudo, la gasolina que se obtenía era de baja calidad ya que contenía productos indeseables y no se producía la cantidad requerida de gasolina. Los hidrocarburos con puntos de

destilación más altos, que son más pesados, se pueden romper en hidrocarburos más pequeños de menor punto de ebullición al exponerlos a temperaturas muy elevadas. Este proceso se llama *termocraqueo*, *craqueo térmico* o *desintegración térmica* y se utilizó desde principios de siglo para aumentar la producción de gasolina. Más adelante se descubrió que con catalizadores se podían también craquear hidrocarburos grandes en más pequeños, obteniéndose una gasolina de mejor calidad que con craqueo térmico. Si este craqueo catalítico se realiza en una atmósfera con hidrógeno, se pueden romper hidrocarburos que resisten a los catalizadores. A este proceso se le llama *hidrocraqueo* y con él se obtiene mayor cantidad de gasolina de una mejor calidad.

Esquema Típico de una Refinería orientada a la Producción de Gasolinas



Usando la tecnología moderna, la gasolina se puede sintetizar a partir del carbón o extraerla de chapopote, pero estos procesos son muy caros y complicados, así que se prefiere obtener como un producto de la destilación del petróleo crudo.

1. CARACTERÍSTICAS

La gasolina es una mezcla de hidrocarburos de cuatro tipos básicamente, que difieren en sus propiedades según el número de carbonos que tengan en su cadena y del arreglo de los átomos. Los tipos básicos de hidrocarburos, como se mencionó anteriormente son: parafinas, olefinas, naftenos y aromáticos. En una sola gasolina comercial pueden existir varios cientos de miles de compuestos de hidrocarburos. Además de los hidrocarburos, se pueden encontrar pequeñas porciones de compuestos con azufre, oxígeno o nitrógeno, así como algunos aditivos que mejoran su desempeño.

La gasolina debe cumplir con ciertas características, algunas son requeridas para el buen funcionamiento del motor y otras son especificaciones para mejorar la calidad de la atmósfera, evitando en lo posible los contaminantes.

Los componentes se mezclan para proporcionar una elevada calidad antidetonante, un fácil arranque, un rápido calentamiento, una baja tendencia a la formación de bolsas de vapor, un bajo contenido de depósitos en el motor. Además de que contribuya al alto rendimiento de kilómetros por litro y que no sea corrosiva o perjudique al sistema de combustible del motor. La gasolina moderna además debe observar los estrictos estándares de baja contaminación. Para poder cumplir con todo lo que se espera de una gasolina de alta calidad, ésta debe tener ciertas características que se describen a continuación.

Volatilidad

La volatilidad es la tendencia que tiene una sustancia a evaporarse. En el caso de la gasolina es una de las características físicas más importantes ya que afecta la facilidad de arranque, la "manejabilidad" del vehículo y el ahorro de combustible, además de ser un factor que afecta las emisiones de contaminantes.

La gasolina necesita ser volátil para poderse combustionar. Esta volatilidad debe ser tal que no sea tan grande que cause taponos de vapor ni tan pequeña que la gasolina se diluya en el aceite del motor, contaminándolo.

La volatilidad de la gasolina se define por su rango o intervalo de ebullición y por su presión de vapor.

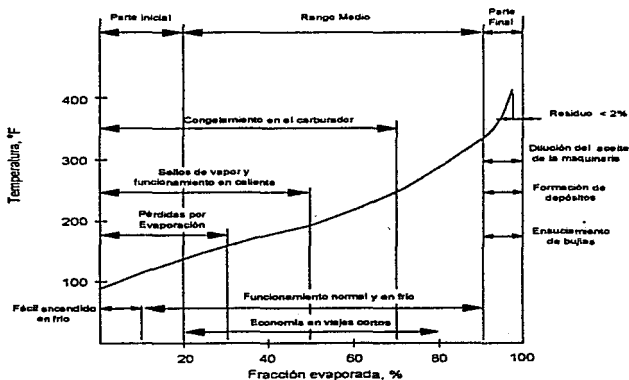
- Intervalo de Ebullición

El punto de ebullición de un componente puro es la temperatura a la cual se evapora a presión atmosférica. La gasolina es una mezcla compleja de hidrocarburos con distinto punto de ebullición, por lo que tiene un rango de temperaturas a las que se evapora la mezcla. Este intervalo de temperatura está determinado por el método ASTM D86 (American Society for Testing Materials) y mide las temperaturas a las que se evaporan ciertos porcentajes de muestra de gasolina a las condiciones que la prueba determina. Esto da lugar a las gráficas que se conocen como *curvas de destilación* de la gasolina. Las mezclas de hidrocarburos que componen a las gasolinas tienen un intervalo aproximado de

ebullición de 100 a 400°F, según el método ASTM (38 a 204°C). La volatilidad de las gasolinas difiere de una a otra al ser mezclas de hidrocarburos con diferente punto de ebullición.

En una curva de destilación típica, está dividida en tres partes, cada una de estas partes afecta cierta característica de desempeño de la gasolina.

Significado de la Curva de Destilación ASTM D-86



Fuente: Motor Gasolinas, Oronite Additives, Chevron Research and Technological Company, 1990

La volatilidad de la primera parte de la curva debe ser tal que ayude a un encendido fácil, tanto en motor frío como en caliente y no permitir los taponés de vapor. La parte de en medio se deberá ajustar de tal manera que ayude a un rápido calentamiento del motor, que se tenga potencia y buena aceleración, que proteja al carburador de congelamiento. La parte final de la curva de destilación estará balanceada para evitar depósitos en el motor, una mínima dilución de combustible en el aceite y permitir ahorro de combustible cuando el motor ya está caliente.

El intervalo de ebullición de la gasolina determina la facilidad de arranque, la intensidad de la aceleración y la tendencia a la formación de sellos de vapor.

- Presión de vapor Reid (PVR)

La presión de vapor es la presión que ejerce el vapor que se forma sobre un líquido a una temperatura dada y en un recipiente cerrado. La presión de vapor de la gasolina se mide mediante una prueba de laboratorio con el método ASTM D323 e indica la cantidad de hidrocarburos de bajo punto de ebullición en la mezcla de gasolina. Esta es otra manera de medir la volatilidad de la gasolina. La *presión de vapor Reid* se define como la presión de vapor de un producto a 38°C en donde el volumen del vapor es cuatro veces el volumen del líquido.

Específicamente, la prueba de la PVR consiste en medir la presión que ejercen los vapores de gasolina formados en el aparato cuando un volumen determinado del combustible

se calienta a 38°C. Unos valores típicos de PVR son 0.731 kg/cm² (10 psi) y 1.1 kg/cm² (15 psi) para verano e invierno, respectivamente. Se han desarrollado otros métodos ASTM para poder medir la PVR de mezclas de gasolina oxigenada.

Calidad de Antidetonación

En un motor automovilístico, la mezcla de aire y gasolina es comprimida por un pistón. Para iniciar la combustión de aire-combustible en un motor de gasolina, se necesita una chispa. La chispa enciende la mezcla aire-gasolina y la flama formada va por la cámara de combustión, suave y rápidamente. Este movimiento continua hasta que se consume la mezcla combustible-aire y el pistón mueve a través del cilindro. Durante este proceso no hay cambios abruptos de presión dentro del cilindro. La combustión de la gasolina debe crear la expansión del gas de una manera suave pero con fuerza, obligando al pistón moverse hacia afuera e impartiendo fuerza a lo largo del árbol de levas del motor. Si la gasolina se quema muy rápidamente, el pistón recibe un sólo empujón, en lugar de un impulso suave. Esto da lugar a una detonación y a una reducción en la eficiencia con la que la energía producida por la combustión se convierte en potencia del motor.

En ciertas ocasiones, la porción de mezcla combustible-aire que no se quema, se encenderá espontáneamente y se quemará rápidamente, lo que causará un incremento repentino de presión y se producirá una detonación.

Una de las propiedades más importantes de la gasolina es su resistencia a la detonación dentro del motor. Entre más alta sea la calidad de antidetonación, el motor tendrá más potencia y eficiencia.

Algunos de los factores que contribuyen a que existan detonaciones son: gasolinas de bajo octanaje, depósitos en la cámara de combustión (ya que ocasiona que la mezcla aire-combustible se prenda prematuramente), bajo enfriamiento (se reduce el intercambio de calor en la cámara de combustión). El problema de las detonaciones es que además de pérdida de potencia y sobrecalentamiento, el motor se puede dañar.

Se puede asegurar esta propiedad con una correcta elección de crudo y de su procesamiento o por medio de aditivos. Con anterioridad se hacía gran uso del tetraetil de plomo para este propósito.

La mayoría de las refinerías procesan dos categorías básicas de gasolina: normal y especial. La diferencia principal entre estos dos combustibles es su comportamiento antidetonante.

La calidad de antidetonación de una gasolina se expresa normalmente como *número de octano*. El número de octano para un combustible se define como el porcentaje en volumen de iso-octano (número de octano = 100) que se mezcla con n-heptano (número de octano = 0) que corresponde a las tendencias de detonación del combustible bajo unas condiciones determinadas. Por ejemplo, si se tiene una gasolina cuya calidad de antidetonación coincide con la de una

mezcla 80% iso-octano y 20% n-heptano, el número de octano de dicha gasolina será 80. Se pueden tener combustibles con número de octano mayor a cien, ayudado con un aditivo. Este aditivo puede ser el tetraetilo de plomo (TEL, tetraethyl lead), el tetrametilo de plomo (TML, tetramethyl lead) o combinaciones de ellos. Por ejemplo, el tetraetilo de plomo ayuda a mejorar el octanaje: iso-octano con 6 ml de tetraetilo de plomo tiene asignado un número de octano de 120.3. El TEL se empezó a usar comercialmente en 1925 y era el único aditivo antidetonante efectivo hasta la aparición del TML en 1960. Estos aditivos contienen dibromuro y dicloruro de etileno, los que durante la combustión reaccionan y convierten el plomo en bromuro de plomo y cloruro de plomo. Ambos compuestos son gaseosos y salen al exterior junto con el gas de escape. Aunque estos aditivos son buenos para aumentar el octanaje, su uso se redujo debido a la preocupación por contaminación del ambiente debida al plomo y a los nuevos diseños de motores que reducen emisiones de escape por medio de convertidores catalíticos.

Entre más alto sea el número de octano, será mejor la calidad de antidetonación. Existen dos medidas del número de octano para los combustibles: los determinados por el método de motor y los determinados por el método de investigación. El método del motor (Motor Octane Number, MON) representa el funcionamiento a altas velocidades (900 r.p.m.) o en condiciones de cargas elevadas. El método de investigación (Research Octane Number, RON) representa un funcionamiento en el que existe una aceleración relativamente frecuente y una conducción a baja velocidad (600 r.p.m.). La diferencia entre RON y MON de una gasolina es un indicador de los cambios en el funcionamiento bajo conducciones en ciudad o carretera y es conocido normalmente como *sensibilidad* del combustible. El método de investigación es menos severo

que el de motor, es por ello que el RON es generalmente mayor que el MON. Al ser éstas pruebas de laboratorio, se desarrolló un método más en el cual se examina el comportamiento de la gasolina en un automóvil de prueba y se conoce como RdON (Road Octane Number). El RdON es normalmente un valor intermedio entre el MON y el RON; la diferencia entre RdON y RON se llama *depreciación*. Debido a la gran cantidad de variables que se dan para determinar el RdON, se utilizan varios autos y se hace un análisis estadístico para obtener el valor del combustible. Cuando se menciona el número de octano de una sustancia a la que no se le ha añadido plomo, se dice que es *número de octano claro*, o RON claro.

El octanaje de un combustible depende de la forma de las moléculas de hidrocarburo. Existe un proceso que rompe o craquea moléculas y las reúne en una forma más deseable. Este proceso se llama *reformación*. Otros procesos similares se han ido desarrollando, como la *isomerización* que es el proceso que convierte parafinas normales de cadena recta en sus isómeros; este proceso se describe más adelante con detalle. La polimerización y la alquilación combinan hidrocarburos gaseosos (pequeños) para formar hidrocarburos líquidos de mayor tamaño que pueden utilizarse para mejorar la calidad de una cierta gasolina. La polimerización convierte hidrocarburos olefinicos en parafinas y la alquilación hace reaccionar isobutano con propileno, butileno o pentileno, proporcionando un producto de cadena ramificada. La alquilación de olefinas produce el doble de combustible que la polimerización y el alquilado posee un mayor número de octano, por lo que se favorecen más los procesos de alquilación que los de polimerización.

Ignición Superficial

Aún cuando esta propiedad se relaciona con la calidad de antidetonación, en realidad son fenómenos separados. Se define como la iniciación de la flama por una superficie caliente que no sea la chispa (como válvulas de descarga sobrecalentadas, electrodos, porcelana) y que se de antes de la flama frontal normal. Los principales causantes son los depósitos en las cámaras de combustión. Se ha logrado una mejora de esta característica por medio de un cuidadoso control de la volatilidad y el uso de aditivos.

Gravedad API

Al igual que el de otros líquidos, el volumen de la gasolina aumenta o disminuye con las variaciones en la temperatura. La gravedad API (American Petroleum Institute) es el índice del peso de un volumen medido de gasolina. También se relaciona con la medida de la energía del combustible, siendo que cuando la gravedad API aumenta, el contenido de energía disminuye, afectando el consumo de combustible.

Aditivos

Los aditivos que contienen las gasolinas modernas hacen posible cubrir las demandas de los sofisticados motores de hoy en día. Son químicos solubles en gasolina que se le añaden a ésta en pequeñas cantidades para mejorar ciertas características o proporcionar características no inherentes a la gasolina. Los más comunes se muestran en la siguiente tabla:

Aditivo	Tipo	Función
Inhibidor de oxidación	Aminas aromáticas y fenoles	Inhiben la oxidación y la formación de gomas
Inhibidores de corrosión	Acidos carboxílicos, amidas y sales de aminas	Inhiben la corrosión del hierro
Desactivadores de metales	Agentes quelantes	Inhiben la oxidación y la formación de gomas, catalizadas por ciertos metales, en especial, cobre
Detergentes de carburador / inyector	Aminas y carboxilatos de aminas	Previenen y remueven depósitos en los cuerpos del carburador y en los inyectores de combustible
Control de depósitos	Polibuteno amina y poliéter amina	Previenen y remueven depósitos en el carburador, inyectores, válvulas, etc.
Descumulsificantes	Derivativos de poliglicol	Mejoran la separación del agua
Compuestos antidetonantes	Alquilatos de plomo, compuestos orgánicos de manganeso	Incrementan el número de octano
Anticongelantes	Surfactantes, alcoholes, glicoles	Previenen congelamiento en el carburador y el sistema de combustible

Fuente: Motor Gasolinas, Oronite Additives, Chevron Research and Technological Company, 1990

Compuestos Oxigenantes

Existen ciertos compuestos orgánicos de alto número de octano, que se puedan mezclar con la gasolina y así mejorar su octanaje. Estas sustancias se han llamado compuestos *oxigenantes* por su contenido de oxígeno. Algunos de estos compuestos son alcoholes como el metanol y el etanol, pero los que se usan más comúnmente son el metil terbutil éter (MTBE), el teramil éter (TAME) y etil terbutil éter (ETBE). Las gasolinas que tienen este tipo de compuestos deben

cumplir con las especificaciones del combustible, esto quiere decir que no debe tener más de 2% en peso de oxígeno y debe cumplir con todas las propiedades químicas y físicas de la gasolina sin plomo.

Contenido de Azufre

El contenido de azufre de las gasolinas modernas es bajo, en un rango de 0.08 a 0.01% en peso. Cuando se quema la gasolina en un motor, los compuestos oxidados de azufre se combinan con el agua de combustión, formando ácidos. Estos ácidos deterioran el motor, corroen las partes del sistema de escape y perjudican el aceite del motor. Es obvio entonces que entre menor sea el contenido de azufre, mejor. Normalmente se aceptan valores de 0.10% en peso de azufre, pero para controlar la contaminación del aire, se han especificado valores de hasta 0.03% en peso.

2. TIPOS DE GASOLINA

Las gasolinas que se producen en una refinería que se utilizan para motores son la gasolina ligera directa, gasolina pesada directa, reformado catalítico, gasolina de craqueo o desintegración catalítica, gasolina de hidro craqueo, gasolina de alquilación, producto de isomerizadoras y butano normal. La gasolina ligera directa proviene del corte de nafta del crudo, que es la fracción de C_3 a 88°C . La gasolina pesada directa y la gasolina de craqueo van a la planta de reformación catalítica, al igual que las gasolinas de plantas de hidro craqueo o craqueo catalítico. Esto con la finalidad de aumentar su octanaje, el cual suele estar dentro del rango de 90 a 100 de RON claro. El butano se mezcla con las gasolinas para dar la presión de vapor deseada, así como por su alto número de octano de mezcla.

Según los componentes que conformen una gasolina, ésta tendrá variaciones en las diferentes características que se describieron anteriormente. Estos componentes están especificados por las regulaciones de cada región y están de acuerdo a los tratados de protección ambiental y requerimientos de los motores. Los autos con convertidor catalítico requieren de gasolina sin plomo ya que el plomo envenena el catalizador.

Normalmente se dispone de varios tipos de gasolinas comerciales y se les suele llamar gasolina regular (con y sin plomo) y gasolina super (con y sin plomo). La gasolina regular utilizan motores de automóviles y camiones con una relación de compresión de 9:1 y su número de octano oscila entre los 80 y 95. La gasolina super es usada por motores con una relación de compresión mayor de 9:1 y el número de octano puede variar desde 90 hasta 110.

En México existen dos tipos principales gasolinas: Nova y Magna Sin. La Nova es la gasolina regular con plomo y la Magna Sin, la super sin plomo. Se tiene además la Magna Sin para la Zona Metropolitana del Valle de México (ZMVM), con especificaciones más severas, como se muestra en la tabla a continuación. Actualmente se está incorporando una gasolina regular sin plomo llamada "Pemex Magna ^{MR}" y una super sin plomo, "Premium ^{MR}", que es de mayor octanaje que la Magna Sin. Anteriormente también se producía gasolina Nova con especificaciones especiales para la ZMVM, con un menor contenido de tetraetilo de plomo, pero en la actualidad sólo existe una especificación, la más severa, y se planea reducir paulatinamente la producción de este combustible.

PARÁMETRO	REGALMENTACIÓN NACIONAL		
	Magna Sin		Nova
	Resto del país	ZMVM	
PVR, kg/cm ²	0.48- 0.7	0.48-0.62	0.48-0.62
Oxígeno, % peso máx.	-	2	2
Aromáticos, % volumen máx.	Reportar	2	30
Olefinas, % volumen máx.	reportar	15	15
T50, °C	77-118	77-118	77-121
T90, °C	190	190	190
Azufre, ppm máx.	1000	1000	0.15
Benceno, % volumen máx.	4.9	2	2
Índice de octano mín.	87	87	

PARÁMETRO	Pemex Premium
PVR, kg/cm ²	0.49-0.62
Oxígeno, % peso max.	1.0-2.0
Aromáticos, % volumen máx.	25
Olefinas, % volumen max.	10
Azufre, % peso	0.05
Benceno, % volumen máx.	1.0
Índice de octano mín.	92

La gasolina reformulada es gasolina sin plomo en la que se limita de manera importante el contenido de compuestos volátiles, aromáticos, benceno y azufre presentes en la misma y se establece un requerimiento mínimo de compuestos oxigenantes.

En Estados Unidos, las gasolinas reformuladas son obligatorias en las regiones que tienen problemas más severos de contaminación debidos a la presencia de ozono y monóxido de carbono. El ozono es el resultado de una cadena de reacciones químicas en la cual intervienen los hidrocarburos, los óxidos de nitrógeno, el oxígeno y la luz solar.

Siguiendo la tendencia internacional, Pemex - Refinación reformuló la gasolina Pemex Magna^{MR}, reformulada, que sustituirá a la gasolina sin plomo convencional, que se destina a la zona metropolitana del Valle de México y le ha adicionado un aditivo que promoverá una combustión más eficiente.

El producto terminado Magna Sin se obtiene por mezclado de diferentes productos básicos:¹

1. Gasolina regular de alto número de octano y alta PVR
2. MTBE de 4 a 10% en volumen , para aumentar el octanaje sin variación de PVR
3. Alquilado para control de aromáticos y olefinas.
4. Isómero para mejorar la calidad de la gasolina y aumentar el volumen total

Como una medida para aumentar la calidad del aire, los compuestos de plomo se deben eliminar de las gasolinas. Al no poder usar compuestos de plomo para aumentar el índice de octano de una gasolina, se deben buscar nuevos métodos de procesamiento. Se necesita la calidad de antidetonación que brinda el tetraetilo de plomo, y reducir al máximo los efectos que trae consigo su eliminación: incremento en la volatilidad, incremento de aromáticos y la aparición de compuestos oxigenantes.

¹ Análisis de mezclado de Isómero con Gasolinas Base en Tuxpan, Ver.: IMP: 1997

ESPECIFICACIONES DE LA COMISION DE RECURSOS DEL AIRE EN CALIFORNIA (CARB)			
Especificaciones	Antes CARB	CARB fase 2	Efecto en la gasolina
Volatilidad, kg/cm ² abs. (PVR máx.)	0.55	0.49	Elimina las moléculas de C ₄ . Reduce el octanaje.
Destilación (ASTM D86 máx.)	T ₅₀ < 104°C T ₉₀ < 171°C	T ₅₀ < 99°C T ₉₀ < 149°C	Reduce el número de moléculas C ₉ y C ₁₀ y la producción.
Olefinas, % vol. máx.	10	6	Reduce el número de moléculas de alto octanaje.
Aromáticos, % vol. Máx.	35	25	Reduce el número de moléculas de muy alto octanaje.
Benceno, % vol. máx.	2	1	Reduce el número de moléculas de muy alto octanaje.
Oxígeno, % en peso	2 (invierno)	1.8 - 2.2	Añade 10% vol. de oxigenante caro que aumenta el costo total. Aumenta el octanaje.
Azufre, ppm	200	40	Ningún efecto en la gasolina.

Fuente: Rullán, A.F.; California, Chevron y la Reformulación de Gasolinas; Segundo Foro de la Industria de la Refinación en México; IMP, México, agosto 1996.

Convertidores Catalíticos

La industria petrolera invierte una gran cantidad de recursos para mejorar las gasolinas y que éstas cumplan en eficiencia y produzcan menor contaminación. Los dos componentes principales que salen del escape de los automóviles que están involucrados en el esmog fotoquímico son los óxidos de nitrógeno y diversos hidrocarburos sin combustionar. Además, se puede expulsar una gran cantidad de monóxido de carbono. Aún con el más cuidadoso diseño de motor y de las características del combustible, no es posible reducir estos contaminantes a un

nivel aceptable, bajo condiciones de manejo normales. Es necesario, por lo tanto, remover estos contaminantes de los gases de escape antes de que lleguen a la atmósfera. Esto se logra con un convertidor catalítico, el cual desempeña dos funciones:

- a) oxidar el monóxido de carbono y los hidrocarburos sin quemar para producir dióxido de carbono y agua:



- b) reducir los óxidos de nitrógeno a nitrógeno gas:



Cada una de estas funciones requiere de un catalizador diferente, además, el catalizador debe ser efectivo en un rango muy amplio de temperaturas de operación, debe seguir activo a pesar de la acción de envenenamiento que provocan los aditivos de la gasolina, debe soportar la turbulencia del escape y las condiciones de manejo. Por ello, el desarrollo de un sistema de catalizadores es un reto muy grande. Los catalizadores que promueven la combustión de CO e hidrocarburos son generalmente óxidos de metales de transición y metales nobles como el platino. Se puede utilizar una mezcla de dos óxidos metálicos, como por ejemplo, CuO y Cr₂O₃, los cuales son sujetados a una estructura para estar en contacto con el gas de escape. Se puede usar una estructura de alúmina Al₂O₃ impregnada en el catalizador. Los catalizadores trabajan primero adsorbiendo el oxígeno presente en el gas, debilitando los enlaces O-O del O₂ y así poder reaccionar el CO para convertirse en CO₂. En el caso de los hidrocarburos, trabaja de manera similar, rompiendo los enlaces C-H.

Los catalizadores más efectivos para la reducción de NO y dar N₂ y O₂ son los óxidos de metales de transición y metales nobles, igual que los necesarios para la oxidación. Sin embargo,

si un catalizador es efectivo para una reacción, no lo es tanto para la otra. Es por ello que es necesario tener dos catalizadores. Los catalizadores son materiales muy costosos; tanto el platino como el rodio son más caros que el oro. Asimismo, no son compatibles con los agentes antidetonantes que contienen plomo, ya que éstos ya que bloquean los sitios activos del catalizador, reduciendo su actividad.

Los convertidores catalíticos son catalizadores heterogéneos extraordinariamente eficientes. Los gases de escape están en contacto con el catalizador tan sólo de 100 a 400 milisegundos. En tan corto tiempo, el 96% de los hidrocarburos y el monóxido de carbono se convierten en CO₂ y agua. Las emisiones de nitrógeno se reducen un 76%.

Estudios realizados por la Sociedad de Ingeniería Automotriz de los Estados Unidos (SAE) para medir los efectos de la gasolina reformulada, señalan que los beneficios que se logran en vehículos equipados con convertidor catalítico de tres vías computarizado, consisten en reducir drásticamente las emisiones de hidrocarburos hasta 40 por ciento, monóxido de carbono hasta 22 por ciento y óxidos de nitrógeno hasta 17 por ciento, con respecto al nivel de contaminantes que emiten estos vehículos al usar una gasolina sin plomo no reformulada. Si bien la reducción de emisiones es inmediata en autos equipados con el dispositivo catalítico, el efecto es modesto en vehículos carentes de esta tecnología. El beneficio será aún mayor en la medida en que el parque vehicular del Valle de México se renueve. Un automóvil sin convertidor catalítico, puede emplear gasolina sin plomo reformulada, aunque en este caso el beneficio ambiental será menor.²

²<http://www.pemex.com>

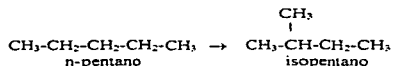
Capítulo V ISOMERIZACIÓN

Ningún petróleo crudo puede suministrar los productos finales en las proporciones y calidades que el mercado requiere. La función de las compañías petroleras es transformar el petróleo, tan económicamente como sea posible, y convertirlo en las gasolinas, aceites, gas, etc. de excelente calidad y en las cantidades necesarias. Para hacerlo, es esencial implementar los procesos necesarios. Dentro de ellos están los procesos de separación física como la destilación o la adsorción y los procesos de conversión química entre los que se encuentran el craqueo o desintegración, los de integración como la polimerización y los procesos que cambian la estructura de la molécula, como la reformación y la isomerización.

1. GENERALIDADES

El craqueo de una gasolina bajo condiciones estrictamente controladas para limitar la conversión y mejorar la calidad de ignición se llama *reformación*. En parte es un proceso de desintegración, en parte las moléculas pequeñas se combinan para formar mayores (polimerización) y en parte se cambia la estructura de la molécula, por medio de la isomerización.

La isomerización convierte una molécula de cadena recta en una cadena ramificada. Las parafinas o alcanos normales, se convierten en isoparafinas, por ejemplo:



La isomerización encontró su primera aplicación comercial durante la Segunda Guerra Mundial, produciendo gasolina de alto octanaje para aviación. Actualmente, la aplicación de la isomerización es aumentar el volumen de carga a alquilación o dar producto de alto octanaje para mezclar en la gasolina. Las parafinas normales (como el n-butano, el n-pentano, el n-hexano) se convierten a sus respectivos compuestos isomerizados por medio de procesos continuos con catalizador. Las gasolinas de isomerización son consideradas de excelente calidad debido al óptimo desempeño que llevan a cabo en motores de alta compresión. La compañía Atlas Processing Co. fue la primera en instalar una planta de isomerización de hexano para la producción de gasolina.¹

La isomerización es importante ya que el número de octano de una gasolina está relacionada, como regla general, con el contenido de parafinas ramificadas. Se ha demostrado que en mezclas de parafinas, el octanaje presenta dependencia lineal sobre la composición de la mezcla.² Entre más alto sea el contenido de isoparafinas, más alto será el RON.

¹ Bland W.; *Petroleum Processing Handbook*; McGraw Hill Book Co.; EUA, 1967.

² Frost, A.V. *Improvement of Octane Rating of Gasoline by Isomerization*, Oil and Gas Journal, July 29, 1944

2. CATALIZADORES

Los catalizadores se emplean para la conversión de alcanos de cadena recta en sus isómeros. Idealmente, el catalizador convertiría las parafinas completamente en estructuras del más alto octanaje, es decir, isopentano para el C_5 y 2,3 dimetil butano para el C_6 . Sin embargo, el equilibrio termodinámico limita la máxima conversión posible. Este equilibrio es una fuerte función de la temperatura a la que se lleva a cabo la conversión, por lo que es necesario encontrar un catalizador de gran actividad a temperaturas bajas. Naturalmente, no debe dar grandes cantidades de productos gaseosos y debe ser práctico para emplearse en procesos comerciales a gran escala.

Un catalizador comúnmente utilizado desde los primeros procesos es el cloruro de aluminio, ($AlCl_3$). Este catalizador es volátil a las temperaturas de reacción comerciales y es un poco soluble en los hidrocarburos. Este catalizador tiende a consumirse con la reacción. Se pueden emplear técnicas para prevenir la fuga del catalizador del reactor. Se logró incrementar la actividad del $AlCl_3$ mediante el uso de ácido clorhídrico como promotor. Sin embargo, al incrementar un poco la temperatura para suplir la pérdida de catalizador y acelerar la velocidad de reacción, se forman pequeños fragmentos que causan pérdidas del HCl .

Los procesos comerciales se pueden dividir en procesos de fase vapor y procesos de fase líquida, prefiriéndose los de fase líquida para la isomerización del n-pentano y el n-hexano. A

continuación se muestra una tabla con los catalizadores más comunes para los procesos comerciales de isomerización.

Procesos de Temperatura Baja	Catalizador	Selectividad
Fase Vapor		
Anglo-Jersey	Bauxita impregnada	95
Phillips	Bauxita impregnada	95
Shell	Bauxita impregnada	95
Fase Líquida		
UOP	Cuarzo	97
Standard Oil Ind.	Complejo líquido	97
Shell	disuelto en $SbCl_3$	97
Procesos de Temperatura Alta		
Butamer (UOP)	Platino	No requiere
Iso Kel (M.W: Kellog Co)	Metal precioso	Regenerable
Isomate (Pure Oil Co.)	Metal	Poco frecuente
Penex (UOP)	Platino	No requiere
Pentafining (Egelhard Ind)	Platino	Vapor

Fuente: Bland W.; *Petroleum Processing Handbook*; McGraw Hill Book Co.: EUA, 1967.

En isomerización convencional de un sólo paso, el proceso depende de zeolita impregnada de platino o catalizador de alúmina en presencia de hidrógeno para convertir la corriente de C_3 y C_4 a su composición de equilibrio termodinámico de parafinas normales con las isoparafinas

correspondientes. Como se mencionó anteriormente, el acercamiento a la conversión en el equilibrio son altamente dependientes de la temperatura de reacción. Contrariamente a la actividad del catalizador, entre más baja sea la temperatura, más favorable será la conversión y más alta la concentración de isómeros. Para permitir reacciones de isomerización a menores temperaturas, con catalizadores de alúmina clorinizada, se necesita una inyección continua de cloruros para incrementar la actividad del catalizador.

Para procesos a temperaturas altas, se desarrollaron catalizadores con un metal noble y que la reacción de isomerización se llevara a cabo en presencia de hidrógeno. Sin embargo, al obtenerse una baja conversión con temperaturas altas, se trabajó más en alcanzar actividad a bajas temperaturas, lo cual se logró aumentando la acidez del catalizador, incrementando su contenido de halógenos, mediante el uso de haluros. Tras mucha investigación, se obtuvo un catalizador de lecho fijo, con un metal noble y un componente que proporciona acidez. Opera en una atmósfera de hidrógeno y puede emplear un promotor ya sea en pocas partes por millón o en concentraciones más altas.

3. PROCESO

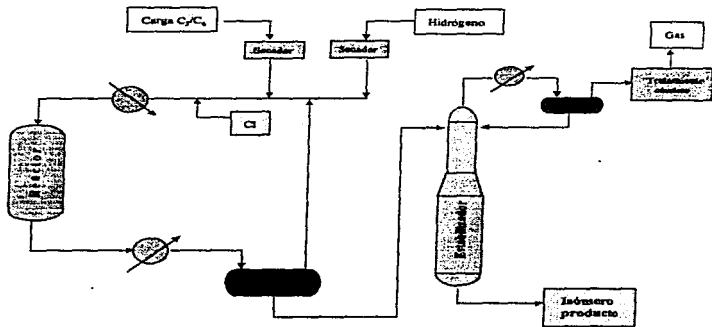
Diferentes compañías han desarrollado y licenciado distintos procesos de isomerización. Universal Oil Products Co., UOP, desarrolló el proceso Penex, que se describe a continuación.

La "etimología" del nombre del proceso Penex viene de que el proceso puede isomerizar pentanos y hexanos, es decir, Pen-Hex.

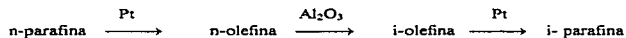
Penex es un proceso de isomerización de pentanos y hexanos no regenerativo. La reacción se lleva a cabo en presencia de hidrógeno y un catalizador de platino. Las condiciones del reactor son seleccionadas a manera de que la vida del catalizador sea larga y no se requiera regeneración.

La carga de la planta ya sea C_5 , C_6 o una mezcla de ellos se alimenta a un secador de malla molecular, mezclando con hidrógeno gaseoso de recirculación. La corriente se calienta y pasa sobre el catalizador de lecho fijo. El producto del reactor, después de ser enfriado, entra a un separador. El gas del separador se recircula al reactor junto con hidrógeno seco, que típicamente es suministrado por el reformador catalítico. El líquido del separador sufre una reducción de presión y pasa a un estabilizador convencional. La corriente de fondo del estabilizador es el producto final, que no requiere de tratamiento posterior para ser incorporado a la gasolina.

Proceso Penex, UOP



Constantemente se está alimentando cloruro orgánico como promotor, mismo que se convierte en ácido clorhídrico en el reactor. Gracias a que el catalizador funciona con tan sólo una pequeña cantidad de promotor, no es necesario tener un equipo adicional para la recuperación del promotor. El catalizador por sí mismo no es corrosivo y aún en la presencia de pequeñas cantidades del promotor HCl durante la operación, la seguridad del sistema permite que se utilice acero al carbón en toda la construcción. La reacción se da de n-alcano a n-alqueno, con ayuda del catalizador de platino, convirtiéndose a olefina ramificada con catalizador de alúmina y finalmente a isoalcano.



No es necesario ningún pretratamiento de la carga, excepto por la desulfurización, ya que el azufre disminuye la velocidad de reacción y como consecuencia se reduce también el octanaje del producto. Este efecto es sólo temporal y al remover el azufre, el catalizador recupera su actividad normal. Se recomienda que el contenido de C_7 y más pesados sea de 2 o 3%, aunque se ha comprobado que una concentración de 10% de C_7 durante un corto periodo no perjudica al sistema. Un contenido de alrededor de 4% de benceno es aceptable en la isomerización de pentano. El agua es el único componente habitual de la carga que puede envenenar al catalizador y reducir su vida.

El proceso Penex puede utilizarse para diferentes cargas variando el sistema de fraccionamiento. Las mezclas se pueden separar en su fracción de pentano y hexano y los respectivos isómeros resultantes separados. Las fracciones normales pueden ser procesadas en sistemas individuales de pentano o hexano. Cada corriente puede ser almacenada o fraccionada y reciclada al proceso para un máximo rendimiento.

La mejor manera de alcanzar el octanaje deseado es combinando la reacción de isomerización con la separación de parafinas normales de los isómeros, a manera de poder reciclar las parafinas no convertidas hasta su total conversión. El proceso Penex contempla la posibilidad de reciclar diferentes componentes por medio de fraccionamiento, o con malla

molecular. La malla molecular se puede utilizar tanto en procesos de isomerización de fase vapor como de fase líquida y es una tecnología moderna que ha probado un buen desempeño industrial. Esta técnica se basa en el tamaño de los poros de la zeolita de malla molecular, para que las parafinas sean adsorbidas selectivamente debido a su diámetro molecular menor, y se excluyan las moléculas ramificadas. La adsorción es seguida por una desorción para una recuperación neta de las parafinas normales. Se han desarrollado procesos de isomerización que utilizan esta técnica. Estos procesos son el proceso *Molex*³, licenciado por UOP y los procesos *IPSORB* y *HEXORB*, licenciados por el Instituto Francés del Petróleo.⁴ Es posible adecuar alguno de estos procesos a un sistema de isomerización de un sólo paso ya existente.

³ Asselin, G.F.; *Isomerization: Upgrading Light Straight Run*; UOP Technical Seminar; E.U.A. (1971)

⁴ Minkkinen A. et al.; *An Improved Process For Complete Isomerization of C5/C6 Streams*; Institut Francaise du Pétrole; NPRA Annual Meeting; (1993)

4. BENEFICIOS

El proceso de isomerización es hoy en día la mejor manera de incrementar el número de octano de la corriente de pentanos y hexanos de una refinería, lo que permite mejorar la calidad de antidetonación de la gasolina sin añadir plomo.

El mejoramiento de la fracción del pentano se alcanza con un 99.5% de conversión y aumenta en alrededor de siete u ocho el número de octano. Con el hexano, se tiene una conversión del 97% y un aumento del RON de 9. El rango de temperatura del reactor es entre 260 y 483°C y la presión entre 21 y 70 kg/cm². Los requerimientos de hidrógeno son menores, de alrededor de 1.4 m³/bbl para el pentano y un poco mayor para el hexano.

El RON claro (sin tetraetil de plomo) de una corriente de gasolina directa de pentanos y hexanos sin isomerización es de alrededor de 68-70, con isomerización de un sólo paso, sube a 83-84 y con un proceso de isomerización con recirculación suele llegar hasta alrededor de 93.

COMPUESTO	RON	MON
2,2 dimetil propano	85	80
isopentano	93	90
n-pentano	62	61
ciclopentano	101	85
2,2 dimetil butano	93	93
2,3 dimetil butano	104	94
2 metil pentano	73	73
3 metil pentano	74	74
n-hexano	30	25
metil ciclopentano	95	80
ciclohexano	83	77
benceno	100	100

Fuente: Isomerization; UOP Tech. Seminar, Modern Trends in Refining, 1971

Capítulo VI

ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

1. ANTECEDENTES

El objetivo de este trabajo es estudiar el impacto económico de la inclusión de la planta isomerizadora de pentanos ubicada en el Complejo Petroquímico "La Cangrejera". Para ello, se analizaron los usos y mercados alternos de los pentanos, así como las opciones de destinos de los isómeros y su impacto en cuanto a número de octano, presión de vapor Reid, aromáticos, olefinas y azufre en el mezclado o "pool" de gasolinas del país.

La gasolina disponible en "La Cangrejera" proviene del procesamiento de la gasolina natural que se recibe de los Complejos de Cactus, Nuevo Pemex y Morelos; además, se produce gasolina en el propio complejo. La suma de estas gasolinas asciende a 72,000 BPD, los que contienen más de 41,000 BPD de pentanos, de los cuales sólo de 17,000 a 19,000 BPD pueden actualmente hidrotrozarse para ser carga a la planta de isomerización. Estos pentanos, al no ser isomerizados se exportan.

Se realizó un análisis de los posibles usos que se le pueden dar a estos pentanos y de ahí se concluyó lo siguiente:

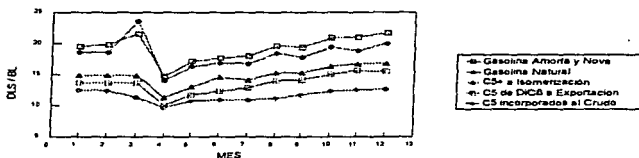
- Pentanos a exportación. No es económicamente atractivo ya que al tener una cantidad de isopentano, el precio de la corriente de pentanos se castiga.
- Pentano como carga a plantas de etileno. Esta opción considera que el etano utilizado para producir etileno sea sustituido por pentanos. El volumen de consumo de pentanos no es importante y la alta disponibilidad del etano, de menor precio, hacen que esta alternativa no sea económicamente atractiva.
- Pentano como solvente. Los volúmenes para el consumo de este producto como solvente son pequeños.
- Pentano como isómero. El isómero producto de un proceso de isomerización de un sólo paso tiene un RON de 83, pudiendo ser mayor en procesos de recirculación, una presión de vapor Reid de aproximadamente 1.05 kg/cm²abs y un flujo de 28.000 BPD, lo que representa un 7.2% del total de la gasolina que se produce en el país.
- Adición del isómero al mezclado de gasolinas. Esta opción presenta varias ventajas como son: a) aumento en RON, b) dilución del contenido de benceno y otros aromáticos, y principalmente c) incremento en el volumen total de la gasolina, lo que resulta ser atractivo económicamente ya que la gasolina es el producto que usa pentanos que se cotiza más alto. Una desventaja que presenta esta adición es el

aumento de la presión de vapor Reid (PVR) del "pool", la cual ya es alta en las gasolinas actuales.

- ◊ Alquilación. Se propone utilizar el isopentano de alto número de octano para el proceso de alquilación, en sustitución del isobutano. Las desventajas que representa son que el alquilado resultante es de un menor número de octano (74-80) que el producido a partir de isobutano (90-98). Además, no se incrementa el volumen de gasolina, como sucede al transformar isobutano (LPG) en alquilado.

El uso de los pentanos como gasolina reformulada es el de mayor valor económico. En la siguiente gráfica se puede observar la tendencia a lo largo de un año de los precios de los diferentes usos que se le pueden dar a los pentanos, donde se demuestra que la gasolina siempre es la que se cotiza más alto.

Tendencia de Precios Interorganismos



Precios Interorganismos en D\$/B

PRODUCTO	oct 1	nov. 2	dic. 3	enero 4	feb. 5	marzo 6	abril 7	mayo 8	junio 9	julio 10	ago 11	sept. 12
Gasolina Amorfa y Nueva	19.53	19.80	21.80	14.73	17.13	17.63	17.96	19.60	19.34	20.63	21.02	21.73
Gasolina Natural	18.80	18.81	23.65	14.07	16.27	16.90	16.82	18.52	17.77	19.39	18.85	19.86
CS* a Isomerización	14.86	14.84	14.86	11.31	13.02	14.58	14.14	15.25	15.32	16.31	16.81	16.72
CS de DiCS a Exportación	13.64	13.73	13.64	10.09	11.80	12.36	12.93	14.03	14.10	15.09	15.80	15.90
CS incorporados al Crudo	12.52	12.48	11.44	9.89	10.84	10.96	10.91	11.17	11.76	12.29	12.50	12.86

Fuente: Manual de precios interorganismos, Instituto Mexicano del Petróleo

Las ventajas principales que resultan de la incorporación del isómero a las gasolinas son el incremento en el volumen total de gasolina y la dilución del contenido de benceno, aromáticos, olefinas y azufre. La aceptación del Isómero en los diferentes "pools" de gasolina del país es una excelente contribución en barril-octano, siendo necesario para esto, ajustar la cantidad de butanos permisibles en las gasolinas estabilizadas (reformado, catalítica, primaria, etc.), debido a la presión de vapor Reid (PVR).

Presión de Vapor de los Compuestos Puros

Compuesto	Presión de vapor Reid (a 37.8°C), kg/cm ²
Propano	13.44
i-butano	5.12
n-butano	3.63
i-pentano	1.43
n-pentano	1.08
2,2 dimetil butano	0.67
2,3 dimetil butano	0.51
2 metil pentano	0.46
3 metil pentano	0.42
n-hexano	0.35

Nota: Compuestos que se manejan en Cangrejera.

Al ser el butano un compuesto de alta presión de vapor Reid, 3.6 kg/cm², es de muy alta volatilidad, cosa que es indeseable en la gasolina. El porcentaje del volumen de gasolina que está formado por pentanos se muestra en la siguiente tabla:

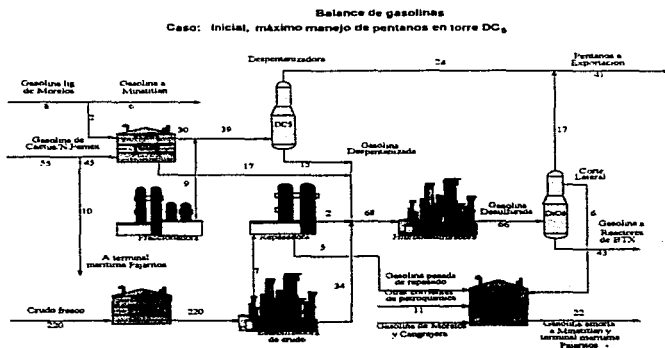
% VOLUMEN DE BUTANOS EN LAS GASOLINAS

Refinería	Cedreaya		Madero		Minatitlán		Salamanca		Salina Cruz		Tula	
	Novo	Magna Sin	Novo	Magna Sin	Novo	Magna Sin	Novo	Magna Sin	Novo	Magna Sin	Novo	Magna Sin
Butanos, % vol.	1.7	2.7	4.7	8.9	3.8	2.2	—	5.7	5.0	3.7	2.8	2.3
Pentanos, % vol.	41.0	22.8	20.9	15.0	27.2	27.2	—	13.9	26.7	10.9	23.0	27.1
Hexanos (+), % vol.	57.2	74.5	74.4	77.5	69.0	70.6	—	80.4	68.8	85.4	74.2	70.6

FUENTE: PEMEX-REFINACIÓN

2. SITUACIÓN INICIAL

El balance de pentanos en la situación inicial, sin planta isomerizadora:



Las observaciones principales son:

La planta Hidrodesulfuradora de Naftas (HDS) no ha operado a su capacidad de diseño de 86,000 BPD por limitaciones en los Calentadores de Carga a Reacción, lo que constituye un cuello de botella en el esquema de procesamiento del Complejo. La torre despentanizadora previa a la planta Hidrodesulfuradora de Naftas es una modificación al arreglo de diseño, que ha permitido al Complejo garantizar la carga al tren de producción BTX operando la planta HDS a menor capacidad. En este arreglo no se dispone de los 28,000 BPD de pentanos hidrotratados para la planta de Isomerización.

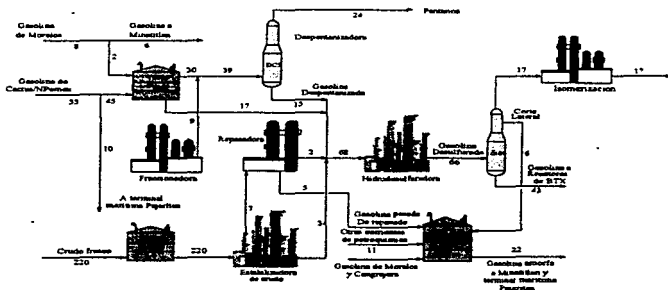
3. OPCIONES DE PROCESAMIENTO

a) Diferentes Cargas

Este trabajo recomienda la incorporación de la planta isomerizadora de pentanos al esquema de procesamiento. Se plantean varias opciones para el mejor aprovechamiento de la instalación.

Opción 1: Domo de Torre Desisohexanizadora

Se propone inicialmente la operación de la planta Isomerizadora con los 17,000 BPD del domo de la torre desisohexanizadora (D_2C_6) como carga. Esta carga está libre de azufre al haber sido procesada en la planta hidrodesulfuradora, requisito para la planta de isomerización y es rica en pentano normal.



Nota: Todos los flujos están en miles de barriles día.

A partir de la incorporación de la planta isomerizadora, usando como carga la corriente de domo de la torre desisohexanizadora, se generan varias opciones con este mismo manejo de pentanos, pero con diferentes arreglos dentro de la planta. El primer caso es la isomerización de un sólo paso y los otros son con recirculación. La ventaja de la recirculación es que se puede obtener una corriente producto de mayor octanaje que con la de un solo paso, ya que se recirculan las parafinas normales y por lo tanto, hay una mayor conversión al isomero.

Caso 1A. Un sólo paso

Mediante la isomerización de un sólo paso se logra incrementar el número de octano, como se muestra enseguida:



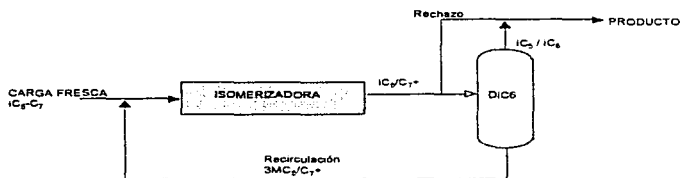
	Carga a isomerización		Conversión nC ₄ y nC ₅	Remanente	Flujo de Producto
	X' Volumen	Flujo Base, BPD 17000			
i-C ₅	0.3822	6497.4	0	11618.013	11618.013
n-C ₅	0.4930	8381.0	0	3372.971	3372.971
CC ₃	0.0221	375.5	112.58	262.946	262.946
2,2DMC ₄	0.0061	103.7	0	626.949	626.949
2,3DMC ₄	0.0126	214.2	0	167.186	167.186
i-C ₄	0.0642	1091.4	0	530.469	530.469
3MC ₃	0.0163	277.1	0	267.150	267.150
n-C ₄	0.0031	52.7	0	149.771	149.771
CC ₄	0	0	0	2.139	2.139
BZ	0.0003	5.1	5.1	0.000	0.000
MCC ₃	0.0001	1.7	0	2.235	2.235
C ₂ 's +	0	0	0	0.000	0.000
Total	0.99999	16999.83	117.6839	16999.830	16999.830

	% Vol Producto	RON	RON Carga	RON Producto
i-C ₅	68.342	92.3	35.3	63.08
n-C ₅	19.841	61.7	30.4	12.24
CC ₂	1.547	101.0	2.2	1.56
2,2DMC ₂	3.688	91.8	0.6	3.39
2,3DMC ₂	0.983	103.0	1.3	1.01
i-C ₆	3.120	73.0	4.7	2.28
3MC ₂	1.571	75.0	1.2	1.18
n-C ₆	0.881	24.8	0.1	0.22
CC ₃	0.013	83	0.0	0.01
BZ	0.000	100	0.0	0.00
MCC ₂	0.013	95	0.0	0.01
C ₇ 's +	0.000	0	0.0	0.00
Total	100.000	0	75.8	84.98

Como se puede observar en la tabla anterior, el número de octano de la corriente producto es considerablemente más alto que el de la corriente de alimentación a la planta. Esto se debe a que la corriente producto está constituida por 68.34% de isopentanos, que fueron transformados a partir de pentano normal por el proceso de isomerización. El número de octano del isopentano es 92.3, mientras que el del pentano normal es 61.7 y al incrementar el componente con mayor número de octano, se incrementa el RON total de la corriente. La cantidad de 2,3 dimetil butano, que tiene un alto número de octano (103), también se incrementa, colaborando así al mejoramiento del RON de la corriente.

El beneficio que se pretende con la recirculación es incrementar aún más el número de octano. Con el proceso de un sólo paso no se puede obtener el octanaje requerido para la gasolina Magna. El reciclaje de parafinas normales involucra su separación y recuperación de las moléculas ramificadas y una correcta distribución de devolver las parafinas normales a la reacción. Los arreglos de recirculación pueden ser a partir de 3-metilpentano o a partir de iso-hexano:

Caso 1B. Recirculación de 3-metilpentano y n-hexano

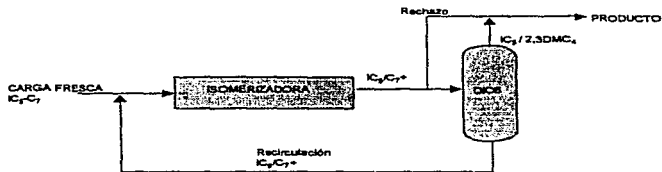


	Carga a isomerización		Flujo Base, BPD 17000	Carga Base + Fondo Supuesto DiC ₆	Conversión nC ₅ y nC ₆	Remanente
	X' volumen	% Vol.				
i-C ₅	0.3822	38.22	6497.4	7673.0	0.0	15015.6
n-C ₅	0.4930	49.30	8381.0	11452.7	0.0	4359.4
CC ₅	0.0221	2.21	375.5	831.2	249.2	582.0
22DMC ₄	0.0061	0.61	103.7	2368.2	0.0	2892.3
23DMC ₄	0.0126	1.26	214.2	818.1	0.0	771.3
i-C ₆	0.0642	6.42	1091.4	3007.4	0.0	2447.2
3MC ₅	0.0163	1.63	277.1	1242.0	0.0	1232.4
n-C ₆	0.0031	0.31	52.7	593.7	0.0	690.9
CC ₆	0.0000	0.00	0.0	3.4	0.0	4.3
BZ	0.0003	0.03	5.1	5.1	5.1	0.0
MCC ₅	0.0001	0.01	1.7	5.2	0.0	4.5
C ₇ +	0.0000	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	1.0000	100.00	16999.9	28000.0	254.3	28000.0

	Carga Base + Fondo Calculado	Total Isom.	Producto % VOL	RON	RON Carga	RON Producto
i-C ₅	7673.0	13840.0	81.412	92.3	35.3	75.1
n-C ₅	11452.7	1287.6	7.574	61.7	30.4	4.7
CC ₄	831.2	126.4	0.743	101.0	2.2	0.8
2,2DMC ₄	2368.2	627.9	3.693	91.8	0.6	3.4
2,3DMC ₄	818.1	167.4	0.985	103.0	1.3	1.0
i-C ₄	3007.4	531.3	3.125	73.0	4.7	2.3
3MC ₄	1242.0	267.5	1.574	75.0	1.2	1.2
n-C ₄	593.7	150.0	0.882	24.8	0.1	0.2
CC ₃	3.4	0.9	0.006	83	0.0	0.0
BZ	5.1	0.0	0.000	100	0.0	0.0
MCC ₃	5.2	1.0	0.006	95	0.0	0.0
C ₂ 's +	0.0	0.0	0.000	0	0.0	0.0
Total	28000.0	17000.0	100.0		75.8	88.7

Esta tabla muestra el incremento del RON de 84.98 del caso de un sólo paso, a 88.7, ya que se tiene una mayor conversión del pentano normal hacia el isopentano, debido a la recirculación.

Caso 1C. Recirculación de iso-hexano y más pesados



	Carga a X volumen	Isomerización Flujo Base 17000	Carga Base + Fondo Supuesto de DiC6 BPD	Conversión nC ₆ v nC ₅	Remanente	Flujo de Producto
i-C ₅	0.38220	6497.4	6497.4	0.0	11618.2	11618.2
n-C ₅	0.49301	8381.2	8381.2	0.0	3373.0	3373.0
CC ₅	0.02209	375.5	375.6	112.6	263.0	263.0
22DMC ₅	0.00610	103.7	112.8	0.0	1282.2	1282.2
23DMC ₅	0.01260	214.2	381.5	0.0	341.9	341.9
i-C ₆	0.06420	1091.4	1914.3	0.0	1084.9	1084.9
3MC ₆	0.01630	277.1	788.1	0.0	546.4	546.4
n-C ₆	0.00310	52.7	358.2	0.0	306.3	306.3
CC ₆	0.00090	0.0	6.0	0.0	6.0	6.0
BZ	0.00039	5.1	5.1	5.1	0.0	0.0
MCC ₆	0.00010	1.7	8.0	0.0	6.3	6.3
C ₇ 's +	0.00000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	1.00000	17000.0	18828.2	117.7	18828.2	18828.2

	Total Isomerizado	% VOL	RON	RON Carga	RON Producto
i-C ₅	11618.2	68.342	92.3	35.3	63.1
n-C ₅	3373.0	19.841	61.7	30.4	12.2
CC ₅	262.9	1.547	101.0	2.2	1.6
22DMC ₅	1273.1	7.489	91.8	0.6	6.9
23DMC ₅	174.6	1.027	103.0	1.3	1.1
i-C ₆	262.0	1.541	73.0	4.7	1.1
3MC ₆	35.4	0.208	75.0	1.2	0.2
n-C ₆	0.8	0.005	24.8	0.1	0.0
CC ₆	0.0	0.000	83.0	0.0	0.0
BZ	0.0	0.000	100.0	0.0	0.0
MCC ₆	0.0	0.000	95.0	0.0	0.0
C ₇ 's +	0.0	0.000	-	0.0	0.0
Total	17000.0	100.0		75.8	86.1

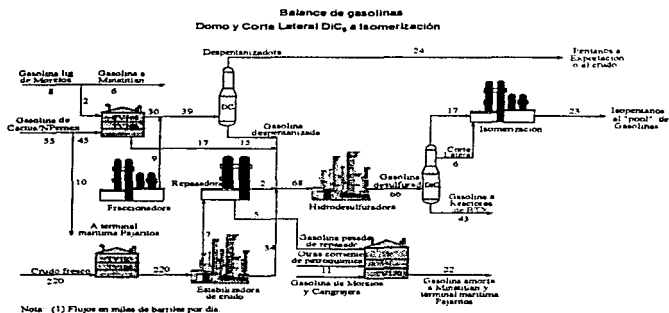
En el caso de esta recirculación, el isohexano da lugar a los butanos ramificados de alto número de octano (2,2 dimetil butano y 2,3 dimetil butano), aún cuando el isopentano disminuye un poco, comparado con el caso anterior.

Opción 2. Adición de la corriente de extracción lateral de la columna Desisohexanizadora como alimentación a Isomerización.

La extracción lateral de la torre desisohexanizadora, cuyo flujo actual es de alrededor de 6,000 BPD, es una posible corriente de carga a la planta de Isomerización, con la ventaja de que está hidrotratada. Su composición típica es:

COMPONENTE	% volumen
i-pentano	2.672
n-pentano	15.004
2,2 dimetil butano	0.727
2,3 dimetil butano	6.030
2 metil pentano	34.177
3 metil pentano	17.803
n-hexano	20.194
ciclohexano	0.079
benceno	1.298
metil ciclopentano	2.017
Número de octano (RON)	65.2
Presión de vapor Reid, kg/cm ² abs	0.534

Esta corriente es rica en n-hexano, un componente de muy bajo RON, que da lugar a compuestos ramificados de alto número de octano como el isohexano y los dimetil butanos, por lo que es muy apropiada para isomerización. El incremento de RON que se logra en su procesamiento en un sólo paso es de 15.3, y es mayor que el que se logra en el procesamiento de la corriente de pentanos de composición típica, el cual es de 9.3.



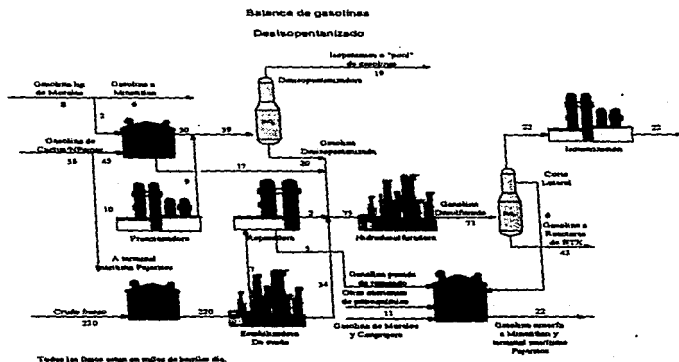
La incorporación de la corriente de 6,000 BPD de extracción lateral de la Torre DiC, por la que la planta operaría con 23,000 - 25,000 BPD, lo cual podría permitir recirculación.

Esta corriente, por ser más pesada, tiene una presión de vapor menor que la de una corriente rica en pentanos, lo que representa una ventaja adicional de su inclusión en la carga a Isomerización.

b) Diferente Arreglo de Equipo

Opción 3. Modificación de la Columna Despentanizadora a Desisopentanizadora

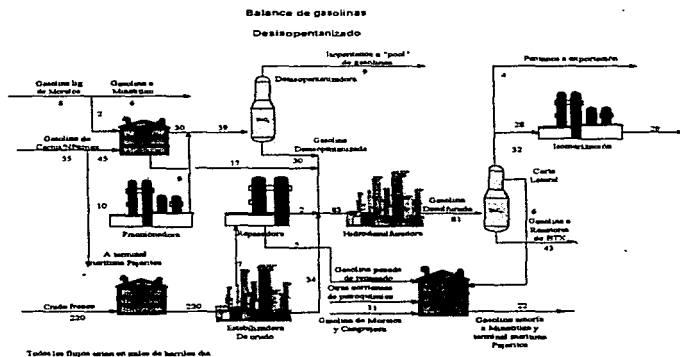
Se plantea modificar la operación de la columna DC₃ a DiC₃ para separar isopentano por el domo, con el beneficio de mejorar la composición de la carga, haciéndola más rica en pentano normal y menos en isopentano e incrementando la ganancia en RON durante su procesamiento. El domo de la columna, al ser rico en isopentano, se puede aprovechar también como gasolina después de un tratamiento cáustico.



Como modificación principal se considera que se requerirá de una columna nueva, ya que la separación entre isopentano y pentano normal exige más etapas de separación y reflujo que el servicio actual.

Opción 4. Desisopentanizado más severo

Se plantea una operación de desisopentanizado más severa que el caso anterior, obteniéndose con ello 30,000 BPD de gasolina desisopentanizada, lo que incrementa la carga a la planta Hidrodesulfuradora de Naftas a 83,000 BPD, sin llegar aún a la máxima capacidad de ésta.

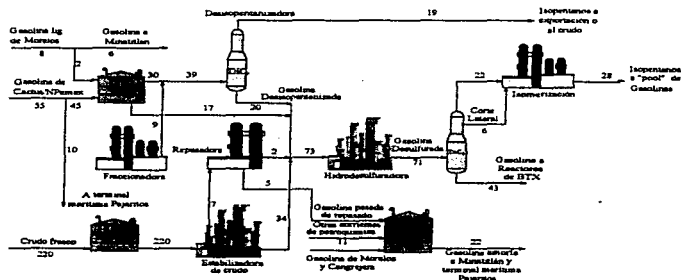


Con este proceso se tienen los 28,000 BPD de carga a isomerización y un excedente de 4,000 BPD de pentanos que pueden ser exportados. Al disponer de la carga completa a Isomerización, la planta operaría en su arreglo original de un sólo paso, es decir, sin recirculación.

Opción 5 Desisopentanizado con adición de la corriente de extracción lateral de la columna desisohexanizadora como alimentación a Isomerización

La inclusión de la corriente de extracción lateral de la columna DiC₆ presenta las mismas ventajas que se mencionaron en la opción 3. Esto es que es una corriente rica en n-hexano, (componente de muy bajo RON), además, tiene una presión de vapor menor que la presión de vapor de una corriente rica en pentanos.

Balace de gasolinas
Desisopentanizado para completar carga a Isomerización.

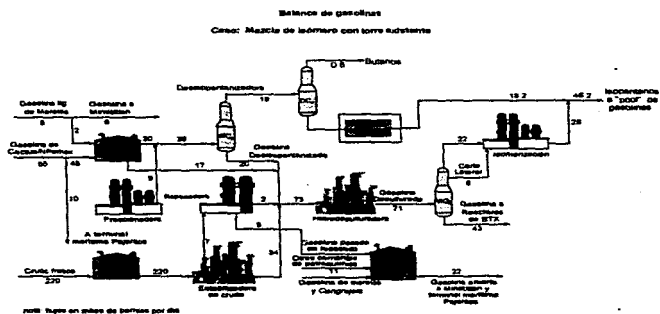


Nota: Flujos en miles de barriles por día.

El envío del domo de la columna DiC₆ al mezlado de gasolinas requiere que la corriente de isopentano producto sea estabilizada y tenga un tratamiento cáustico. La estabilización permite la recuperación de gas LPG, disminuyendo los requerimientos de importación del mismo.

Se plantean dos casos, uno en el que se utiliza la torre existente y otro empleando una torre nueva con un manejo diferente de la carga.

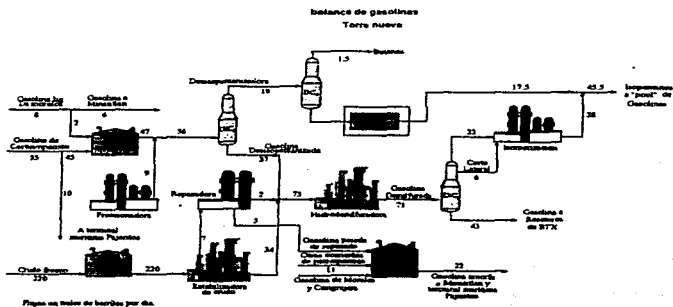
Caso 5A Torre existente



Se obtiene la carga a la planta de isomerización, con la ventaja de una corriente sin isopentanos. Los isopentanos obtenidos de la torre DiC_2 pueden ser aprovechados, después de un tratamiento cáustico y ser mezclados con el producto de la planta isomerizadora. La planta operaría con carga completa, sin recirculación.

Caso 5B. Torre nueva

En esta opción, la torre desisopentanzadora maneja el total de gasolina del complejo, es decir 56,000 BPD, obteniéndose por el domo 19,000 BPD, de los cuales se tienen 18,200 de isopentano que pueden ser enviados al "pool" de gasolinas, además de la carga a la planta isomerizadora.



4. PRODUCTOS FINALES

Opción	Isómero, BPD	RON
Opción 0	41,000	75.8
Opción 1		
Caso 1A	17,000	84.9
Caso 1B	17,000	88.7
Caso 1C	17,000	86.1
Opción 2	23,000	85.2
Opción 3	22,000	85.8
Opción 4	28,000	85.9
Opción 5		
Caso 5A	46,200	86.0
Caso 5B	45,500	85.9

5. OPCIONES DE DESTINOS DE PRODUCTOS FINALES

Incorporación del isómero en los mezclados de gasolina

Se busca el máximo aprovechamiento de la planta de isomerización. Para poder incorporar el isómero a las gasolinas, es necesario identificar logísticamente las refinerías donde el isómero puede ser más convenientemente aceptado y estudiar cada uno de los siguientes puntos:

- El incremento en la PVR de cada una de las refinerías.
- La logística de distribución y consumo de gasolina.
- La posibilidad de ajuste en las operaciones de las torres estabilizadoras de cada centro.
- El impacto del isómero en las especificaciones de la gasolina en cuanto a número de octano, presión de vapor Reid, aromáticos, benceno, olefinas y azufre.
- El efecto en la formulación de gasolinas considerando también componentes como TAME, MTBE, alquilado, etc.

En la tabla siguiente se muestran las características de las gasolinas del "pool" nacional en el caso actual, en el caso de incorporar las plantas isomerizadoras de cada refinería y el impacto de la inclusión del isómero. Se puede observar que existe una ganancia de volumen por la adición del isómero y el número de octano es más alto que en el caso actual.

Parámetro	Gasolina Actual	Gasolina con Inclusión de Isomerizadoras	Gasolina con Isomerizadoras e Isómero
Producción, BPD	390,990	392,200	420,200
No. de octano claro (RON)	87	87.27	87.02
Pres. Vapor Reid (PVR), psia	7.97	8.21	8.69
Aromáticos, % vol.	30.0	28.04	26.19
Benceno, % vol.	4.9	1.07	1.02
Olefinas, % vol.	15	13.85	12.93
Azufre, ppm peso	921	913	862

Los porcentajes en volumen de aromáticos, olefinas, benceno y azufre disminuyen al ser diluidos por el isómero. El incremento en la presión de vapor Reid por el isómero es de 0.05 kg/cm²abs (0.72 psia) para la gasolina actual y de 0.017 kg/cm²abs (0.25 psia) para el caso de la gasolina con las isomerizadoras.

El impacto que tendría el isómero en los diferentes centros de producción de gasolina se muestra en las tablas siguientes. Se escogió un isómero un número de octano de 87, que es la especificación de índice de octano para la gasolina Magna Sin, y la producción de 28,000BPD de la planta isomerizadora se distribuyó entre los tres centros según la máxima cantidad de isómero que cada centro podía recibir sin salirse de especificaciones.

CIUDAD MADERO

Añadiendo el isómero a gasolina con plomo (Nova):

	GASOLINA	ISÓMERO	MEZCLA	Δ
Con plomo				
BPD	7,030	8,650	15,680	
RON	85.77	87	86.45	0.68
PVR	8.32	14.9	12.06	3.74
Sin plomo				
BPD	29,820		29,820	
RON	91.06		91.06	0.00
PVR	6.80		6.80	0.00
Total				
BPD	36,850		45,500	
RON	90.05		89.47	-0.58
PVR	7.10		8.70	1.61

Añadiendo el isómero a la gasolina sin plomo (Magna Sin):

	GASOLINA	ISOMERO	MEZCLA	Δ
Con plomo				
BPD	7,030		7,030	
RON	85.77		85.77	0.00
PVR	8.32		8.32	0.00
Sin plomo				
BPD	29,820	6,650	36,470	
RON	91.06	83.6	90.15	-0.91
PVR	6.8	14.9	5.77	1.87
Total				
BPD	36,850		45,500	
RON	90.05		89.47	-0.58
PVR	7.10		8.70	1.61

MINATITLÁN

Añadiendo el isómero a la gasolina con plomo:

	GASOLINA	ISÓMERO	MEZCLA	Δ
Con plomo				
BPD	39,610	8,640	48,250	
RON	78.19	87	79.77	1.58
PVR	7.7	14.9	9.08	1.38
Sin plomo				
BPD	20,400		20,400	
RON	91.56		91.56	0.00
PVR	7.8		7.80	0.00
Total				
BPD	60,010		68,650	
RON	82.74		83.27	0.54
PVR	7.73		8.71	0.97

Añadiendo el isómero a la gasolina Magna Sin:

	GASOLINA	ISÓMERO	MEZCLA	Δ
Con plomo				
BPD	39,610		39,610	
RON	78.19		78.19	0.00
PVR	7.7		7.70	0.00
Sin plomo				
BPD	20,400	8,640	29,040	
RON	91.56	87	90.20	-1.37
PVR	7.8	14.9	10.04	2.24
Total				
BPD	60,010		68,650	
RON	82.74		83.27	0.54
PVR	7.73		8.71	0.97

TULA

Añadiendo el isómero a la gasolina que no contiene producto de la planta Metil Terbutil Éter:

	GASOLINA	ISÓMERO	MEZCLA	Δ
Sin MTBE				
BPD	16,310	10,710	27,020	
RON	92.58	87	90.37	-2.21
PVR	7.34	14.9	10.50	3.16
Con MTBE				
BPD	39,600		39,600	
RON	92.66		92.66	0.00
PVR	7.42		7.42	0.00
Total				
BPD	55,910		66,620	
RON	92.64		91.18	-0.91
PVR	7.40		8.70	1.30

Añadiendo el isómero a la gasolina que contiene MTBE:

	GASOLINA	ISÓMERO	MEZCLA	Δ
Sin MTBE				
BPD	16,310		16,310	
RON	92.58		92.58	0.00
PVR	7.34		7.34	0.00
Con MTBE				
BPD	39,600	10,710	50,310	
RON	92.66	87	91.46	-1.20
PVR	7.42	14.9	9.13	1.71
Total				
BPD	55,910		66,620	
RON	92.64		91.73	-0.91
PVR	7.40		8.70	1.30

Se está considerando la producción típica que se tenía de gasolina Nova, sin embargo, la producción de esta gasolina está disminuyendo debido a la tendencia de producir solamente gasolina sin plomo. La producción actual de gasolina total del país es:

Nova	76,000 BPD
Magna	369,000 BPD
Premium	14,010 BPD

Fuente: Pemex Refinación

Para la zona metropolitana del Valle de México, los datos del Centro de Distribución de Azcapotzalco, de mayo de 1997:

Demanda total	101.46 MBPD
Premium	3.56 MBPD
Magna Sin	82.90 MBPD
Nova	15.00 MBPD

Fuente: Pemex Refinación

Las tendencias de las especificaciones que se seguirán para las gasolinas son: reducir la presión de vapor Reid a valores de alrededor 0.5 kg/cm^2 y reducir los aromáticos y el benceno. Estos valores de tendencias tanto norteamericanas como nacionales, así como datos típicos de la gasolina Magna Sin para el país y para la Zona Metropolitana del Valle de México están señalados a continuación.

Especificaciones de la Gasolina

PARÁMETRO	REGLAMENTACIÓN E.U.A.			REGLAMENTACIÓN NACIONAL			DATOS TÍPICOS		
	CARB	Federal	Promedio	Espec.	Espec.	Magna Bin		Magna Bin	
	Fase 1	EUA	Fase 2	Magna Bin	ZMVM	Resto del País		ZMVM	
						Máximo	Mínimo		
PVR, kg/cm^2	0.55**	0.51**	0.49**	0.46-0.67	0.46-0.6	0.6	7.2	7.6	
Oxígeno, % peso máx.	0	2**	1.8**	---	---	2	---	1.4	
Aromáticos, % volumen máx.	32	25	22**	reporter	30	49.9	26.3	26.7	
Olifinas, % volumen máx.	9.9	9.9	4**	reporter	15	19	3.7	8.9	
TSD, °C	100	100	99	77-118	77-118	114.6	102.3	87.7	
TSD, °C, máx.	165	165	148**	190	190	179.1	163.5	168.9	
Azufre, ppm máx.	150	150*	30**	1000	1000	790	440	460	
Benceno, % volumen máx.	1.8	0.95**	0.8**	4.9	2	3.6	1.6	1.1	
Índice de octano mín.	87	87-82	86	87	87	87.9	87	87.3	

* Nivel de azufre en California, promedio en E.U.A. 339 ppm

** Densidad isotérmica de combustión requerido

Fuente de información: California Air Resources Board y Pennax

Como se ha mencionado con anterioridad, la desventaja que presenta la incorporación del isómero a la gasolina es el aumento en la presión de vapor Reid. La PVR del butano y del isobutano es muy elevada ($5.12 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs}$ y $4.05 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs}$ respectivamente). Las gasolinas actuales poseen una presión de vapor Reid elevada debido al alto contenido de butanos.

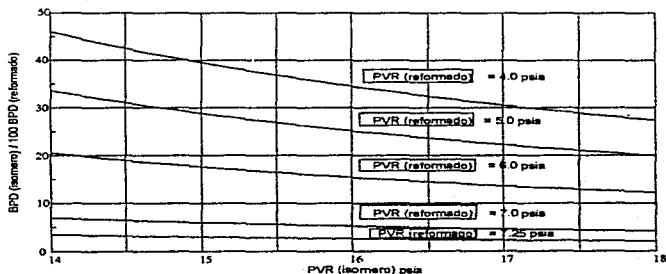
En un análisis del comportamiento de la estabilizadora de reformado se observa que si se desea obtener un reformado de menor presión de vapor, se requiere disminuir la cantidad de butanos y ligeros y por lo tanto se sacrifica el rendimiento. Sin embargo, por una pequeña cantidad de butanos que sean eliminados, puede incorporarse una mayor cantidad de isómero, lo que resulta en un incremento de producto global, tal y como puede ser observado en la siguiente tabla:

Análisis del comportamiento de estabilizadora de reformado típico

FLUJO DE CARGA A LA COLUMNA 27183 BPO						
PVR del reformado, psia	9	9	7	6	5	4
Reformado, BPD	25948	25710	25567	25401	25185	24885
Pérdida de reformado, BPD (1)		138	142	198	235	301
Total de pérdida de reformado, BPD		138	279	445	660	881
Rendimiento relativo, %	100.00	99.47	96.92	96.28	97.37	96.71
Butanos y más ligeros, % volumen	4.93	4.42	3.89	3.27	2.37	1.23
LPG, BPD	536	695	870	1092	1422	1624
Distancia de LPG, BPD		180	175	223	330	402
Total de ganancia de LPG, BPD		180	325	556	897	1288
Rendimiento relativo, %	100.00	129.83	182.50	203.88	265.57	340.80
% mal de CS	0.095	0.099	0.117	0.152	0.248	0.500
GAS, como BPD	781	758	725	670	575	474
Pérdida de gas, BPD		23	56	111	208	307
Propano y más pesados, % volumen	63.3	63.9	64.3	64.0	62.7	60.9
MEZCLA CON ISÓMERO DE PVR DE 14.9, PARA REÍDR UNA MEZCLA DE PVR DE 7.5						
ISÓMERO, BPD	0	0	1550	4550	7350	9950
REFORMADO, BPD	25948	25710	25567	25401	25185	24885
GASOLINA TOTAL, BPD	25948	25710	27117	29951	32515	34815
% ISÓMERO ACEPTADO	0.0	0.0	6.1	17.9	29.2	40.0
% GASOLINA PRODUCIDA (2)	100.0	99.8	164.9	118.9	128.9	184.7

- (1) Se considera que el reformado que se pierde es como butanos
 (2) Refiere al caso de PVR=9

Mezcla de reformado con isómero para mantener una PVR de 7.5 psia



El problema de la elevada PVR se soluciona ajustando la cantidad de butanos permisibles en las gasolinas estabilizadas de reformación y de desintegración catalítica, y de esta manera se obtiene un doble beneficio: por cada barril por día de butano eliminado, se pueden incorporar desde 8.6 hasta 18 BPD de isómero y además, se reduce considerablemente la importación de butanos, como gas LPG, que actualmente es de entre 5,000 y 6,000 BPD. Al mismo tiempo, se beneficia la distribución de LPG ya que la producción se realiza en el Sureste del país.

Las opciones de distribución del isómero que se proponen son:

- De Cangrejera a la terminal marítima Pajaritos
- De terminal marítima Pajaritos por barco hacia: T.M. de Tuxpan
T.M. de Madero
- De T.M. de Tuxpan por poliducto a Tula y mezclado con gasolina regular.
- De T.M. de Madero por poliducto al "pool" de gasolinas de Cadereyta

Dependiendo de las formulación y conforme a las especificaciones de las gasolinas Magna y Premium, se pueden mezclar de 2,500 a 7,000 barriles de isómero en lotes de 60,000 a 100,000 barriles de gasolinas reformuladas. Se proponen las siguientes opciones de mezclado:

- Con gasolina amorfa en la Cangrejera
- Con gasolina regular en Tuxpan
- Al "pool" de gasolinas de la refinería Lázaro Cárdenas en Minatitlán, Ver.
- Al "pool" de gasolinas de la refinería Héctor Lara Sosa, en Cadereyta, N.L.
- Al "pool" de gasolinas de la refinería Francisco I. Madero en Cd. Madero, Tamps.
- Mezclado en T.M. Tuxpan, de donde se distribuye al centro de distribución de Azcapotzalco.¹

¹ Por reglamento de la Secretaría de Desarrollo Social, no se debe preparar gasolina dentro del Valle de México para evitar los índices de contaminantes. (Fuente: IMIP)

6. ANÁLISIS ECONÓMICO

La ingeniería económica es el análisis de los efectos económicos consecuencia de decisiones de ingeniería. "La economía es una virtud distributiva y consiste no en el ahorro, sino en la selección".¹

El análisis entre diversas opciones de proceso para la obtención de productos, debe complementarse con una evaluación que contemple los aspectos económicos. El estudio económico de un proyecto es de suma importancia para una empresa. La estimación de los beneficios económicos es determinante para la toma de decisiones. Esta toma de decisiones consiste en una serie de pasos bien definidos:

- ♦ Definición del problema. Se basa en que de alguna manera la situación actual no está funcionando para alcanzar las metas o los objetivos.
- ♦ Definición de alternativas. Una vez que se define el problema, se debe encontrar el conjunto de alternativas de solución.
- ♦ Evaluación de las alternativas. Es necesario tomar en cuenta todas las consecuencias significativas de cada opción. Se deben establecer todas las restricciones para determinar cual o cuales de las opciones son viables y se debe usar criterio para establecer la optima de entre las alternativas viables. Este criterio debe reflejar los objetivos fundamentales que nos llevaron a plantear el problema. Es aquí donde interviene la ingeniería económica.

¹ Burke, E.; *Selected Writings and Speeches*; Ed. Peter Stanlis, New York, 1963.

- ♦ Selección. Este es el punto de decisión, basado en los resultados analíticos, aunque la toma de decisiones puede estar también influenciada por otros factores como son la ética, la moral, aspectos políticos o sociales o consideraciones que pueden afectar una cierta situación.
- ♦ Implementaron y seguimiento. En este paso final, la opción elegida se implementa y se hace un monitoreo de resultados.

Para evaluar las alternativas de solución, es importante solo tomar en cuenta las que son viables tanto técnica como económicamente. Existen varias técnicas para realizar evaluaciones económicas. Estos métodos son:

1. Valor presente neto
2. Valor anual o costo anual
3. Valor futuro
4. Tasa interna de retorno
5. Costo-beneficio

El método de la tasa interna de retorno es usado ampliamente en el sector privado. Encuestas de prácticas industriales demuestran que este método, junto con el de valor presente neto, son los más comunes. El método del valor presente es el de más amplio uso actualmente para comparar proyectos. Esto se debe principalmente a que se puede incurrir en errores de interpretación al utilizar el método de la tasa de retorno y no se obtiene un resultado óptimo y al parecer la regla es su deficiente interpretación.²

² Fleischer G.A.; *Introduction to Engineering Economy*; PWS Publishing Co. USA, 1994

a) Análisis del Proyecto Base

Inversión

El cálculo es la inversión para una planta isomerizadora de diseño base, de 28,000 BPD de capacidad, funcionando 330 días por año, 24 horas al día.

Concepto	Valor (USD)	% Inversión
Equipo	7,376,400	23
Materiales	4,194,200	13
Construcción	3,595,500	11
Mano de obra	2,476,200	8
Ingeniería	654,300	2
Administración	976,250	3
Total	19,272,850	
Integración	12,997,150	40
Total de Inversión	32,270,000	100

El estimado de costo de inversión de un proceso puede variar desde un estimado general de orden de magnitud, hasta uno detallado preparado a partir de especificaciones y dibujos finales del proceso. Entre estos dos extremos hay un gran número de posibilidades para la estimación..

- Orden de magnitud; estimado en base a costos previos de equipos similares, su exactitud se encuentra entre un +/- 30%.
- Estimado de estudio; está basado en costos conocidos de equipo principal, llegando a una exactitud de +/- 30%.
- Estimado preliminar, información basada sobre datos suficientes para permitir el estimado de presupuesto con una exactitud de +/- 20%.
- Estimado definitivo basado sobre datos casi completos, pero anteriores a la información definitiva de dibujos y especificaciones, su exactitud probable es del orden de +/- 10%.

- Estimado detallado está basado sobre la ingeniería completa, incluyendo dibujos y especificaciones definitivas y condiciones del sitio, su exactitud es del orden de +/- 5%.

La inversión que aquí se presenta es ya la inversión fija requerida para instalar la planta, y es igual a 32.270.000 dólares.

Valor presente neto.

El método de análisis financiero del valor presente neto, se basa en el concepto del valor del dinero a un tiempo dado. Es evidente que un dólar recibido el día de hoy tiene un costo diferente al recibido 5 años después, puesto que estaría en posibilidades de ganar cierto interés durante el tiempo analizado. De la misma forma un dólar por recibirse dentro de 5 años, representa únicamente una fracción del valor del mismo el día de hoy. La aplicación de estos conceptos a los ingresos y egresos de un proyecto dado referidos a un tiempo "cero" es una medida del costo real del mismo sobre la base de un mismo tiempo y se define en forma general como:

$$\boxed{VPN} = \frac{P_n}{(1+i)^n}$$

Donde P_n = Suma de la inversión
 i = tasa de interés.
 n = periodo, número de años.

Si tenemos una tasa de interés del 7% a 10 años, el valor presente neto de la planta es:

$$VPN = 15.03 \text{ MM USD}$$

El valor presente neto de la Opción "N", es decir, de no invertir en la isomerizadora, es cero. Si consideramos como primer periodo el primer año, tendremos que la inversión P invertida a una tasa i valdría $P(1-i)^N$ al final del año. Al final de dos años, se tendría $P(1-i)^2$ y $P(1-i)^n$ al final de n periodos. Si se consideran los flujos de efectivo A_N , y la inversión es $A_0 = -P$ y $A_N = P(1+i)^n$, y considerando que

$$VPN = \sum_{j=0}^N A_j(1+i)^j$$

tenemos que:

$$\begin{aligned} VPN &= A_0 + A_N(1+i)^{-N} \\ &= -P + [P(1+i)^N] (1+i)^{-N} \\ VPN &= 0 \end{aligned}$$

Es por ello que al considerar una sola propuesta de inversión contra la alternativa de no invertir, la inversión se debe tomar si su valor presente es mayor a cero. En otras palabras, esto indica que la inversión propuesta es preferible a invertir los mismos fondos a la tasa atractiva mínima i .

Tasa de retorno

Cuando se invierte en un proyecto existe un saldo no recuperado en cada periodo de tiempo. La tasa de retorno (TIR) es la tasa de interés ganada sobre el saldo no recuperado de una inversión, de tal manera que el ingreso final lleva el saldo a cero, considerando el interés. En otras palabras, es la tasa de interés para la que el valor presente neto de todos los flujos de

efectivo esperados sea cero. Se expresa como un porcentaje por periodo y siempre es positiva.

$$VPN = \sum_{j=0}^N A_j(1+i^*)^j = 0$$

donde i^* es la tasa interna de retorno. De alguna manera es la medida de la rentabilidad del proyecto. Es una tasa interna de retorno, ya que se obtiene sólo de las cantidades y tiempos de flujo de efectivo asociados con la inversión, sin tomar en cuenta factores externos. No es una tasa de retorno de la inversión inicial únicamente.

Para el caso del presente proyecto, la TIR del proyecto de la isomerizadora de diseño, de 28,000 BPD, de un sólo paso, resultó: TIR = 15.58, lo cual es bueno, ya que se considera rentable un proyecto cuya tasa interna de retorno sea igual o mayor de 15%

Periodo de Recuperación de la Inversión

Este método se usa para determinar el atractivo relativo de propuestas de inversión y su esencia está en determinar el número de periodos necesarios para cubrir o recuperar la inversión original. Entre menor sea éste tiempo, mejor será la propuesta. No se considera un buen método para comparar proyectos, sobretodo si el tiempo de vida de los proyectos, o la inversión no son iguales. Este método presenta dos grandes desventajas que son en primer lugar que existe la posibilidad de que el periodo de recuperación PRI, puede parecer mayor que la vida del proyecto si los flujos de efectivo se realizan tomando erróneamente N periodos en lugar de N^* . Si se tiene la fórmula:

$$P = \sum_{j=1}^{N^*} A_j$$

lo que esperamos es el valor de N^* (periodo) tal que el flujo de efectivo sea igual a la inversión. En general N^* es significativo sólo cuando $0 < N^* \leq N$, donde N es la vida del proyecto.

Otra objeción a usar este método para comparar proyectos es que ignora las consecuencias que se dan más allá del final del periodo de recuperación, es decir, no toma en cuenta los flujos de efectivo A_j para $N^* < j \leq N$, lo cual limita información que puede ser vital para el proyecto.

Aún cuando se obtuvo un periodo de recuperación de la inversión para el proyecto base, sólo se menciona para dar idea de la rentabilidad y no se calcula para las opciones. El periodo de recuperación para el proyecto base es 8 años 3 meses.

b) Análisis de las Opciones

Las opciones de una propuesta de proyecto pueden ser independientes, mutuamente excluyentes, financieramente excluyentes o contingentes. Son independientes cuando se puede escoger una, ninguna o varias de las propuestas. Las opciones mutuamente excluyentes son aquellas donde la aceptación de una de ellas, imposibilita la aceptación de cualquiera de las otras. El mismo caso es para las financieramente excluyentes, donde la condición de exclusividad se da por una limitación de los fondos disponibles. Las opciones contingentes son aquellas donde la selección de una depende de la aceptación de una o más de las otras.

Para este estudio se va a considerar que las opciones son financieramente excluyentes. Para hacer el análisis de las opciones se utilizaron los métodos del valor presente neto y el de la tasa de retorno (por medio del VPN).

Para ello se crearon las tablas de flujo de efectivo. Se considera que la planta se construye durante 1996 y empieza a operar en 1997. Se toman 330 días de operación por año, 24 horas al día. Los datos de costo de materia prima y precios de productos fueron proporcionados por el Instituto Mexicano del Petróleo.

Se toma la inversión fija para la planta de diseño como base y en los casos en que se recomienda un cambio en el equipo se añade la cantidad correspondiente a esta inversión.

Costos de Producción

Para los costos de producción se usaron los *costos variables* que son la materia prima y los servicios auxiliares y son función directa de la cantidad de producto que se obtenga. Los *costos fijos* de operación que son la administración, mano de obra, supervisión técnica, mantenimiento. Estos datos se calculan como un porcentaje de la inversión y son independientes de la cantidad de producto que se obtenga.

Capital de Trabajo

El capital de trabajo es la cantidad de dinero que se requiere para hacer funcionar una planta en específico. Se consideran:

- a) Inventario por materias primas: costo de materias primas requeridas en un mes.
- b) Inventario de producto terminado: costo de producción de un mes.
- c) Cuentas por cobrar: ingresos por venta en un mes de producto terminado.
- d) Efectivo disponible: costo de producción de dos semanas.
- e) Cuentas por pagar: costo de materia prima necesaria para dos meses.

Cuando la vida de una propuesta de inversión es extremadamente larga o perpetua, es necesario determinar el valor presente de un número infinito de periodos de flujo de efectivo, esto se conoce como *costo capitalizable* y representa la cantidad de dinero que se debe invertir hoy para tener un retorno A al final de cada uno de los periodos, asumiendo una tasa de retorno de i por periodo.

$$CC = A / i$$

El costo capitalizable no se toma en cuenta en nuestro caso, ya que la vida del proyecto se considera de 10 años.

Valor Presente Neto

A partir de los estados de flujo de efectivo, se obtuvo el valor presente neto para cada una de las opciones, utilizando la fórmula:

$$VPN = \sum_{j=0}^N A_j(1+i)^{-j}$$

donde A_j es el flujo de efectivo de cada periodo j . La tasa de interés i es igual a 7%. La mejor alternativa desde el punto de vista económico es aquella con un valor presente más alto. Existen tablas de factores que se pueden utilizar para obtener el VPN, conociendo el interés y el número de periodos.

Tasa de Retorno

El primer paso del método de la tasa de retorno es obtener la tasa interna de retorno de cada una de las propuestas. Después, para conocer si la inversión es aceptable, la tasa de retorno se debe de comparar a la tasa mínima atractiva que se ganaría si los fondos se invirtieran en otro lado. La tasa interna de retorno es aquella tasa a la que la suma de los flujos de efectivo de la vida del proyecto, es decir, su valor presente neto es igual a cero.

$$VPN = \sum_{j=0}^N A_j(1+i^*)^{-j} = 0$$

donde i^* es la TIR.

Generalmente se considera un proyecto aceptable económicamente, si su TIR es mayor a 15%, (tasa mínima atractiva) por lo que si un proyecto tiene una TIR menor no será económicamente viable.

Para comparar varios proyectos por medio del método de la tasa de retorno, es importante ordenarlos conforme a la inversión de cada uno. Una vez hecho esto, no se debe caer en el error de darles prioridad según su TIR, ya que la tasa interna de retorno no es una medida directa del valor relativo de una inversión. Es necesario comparar los efectos entre pares de proyectos. Esto se hace por medio de los incrementos de inversión y flujo de efectivo entre dos proyectos y se calcula la tasa de retorno del incremento.

En este análisis no se toma en cuenta la inversión que se tiene que realizar en los centros de distribución y/o terminales marítimas para tener la infraestructura para recibir y manejar el isómero ya que es igual en cualquier caso y afecta de la misma manera a cualquier opción.

A continuación se presentan las tablas del análisis de las opciones consideradas en el análisis técnico: Opciones 1A, 1B, 1C, 2, 3, 4, 5A y 5B.

Opción 1A

Esta opción comprende la inversión para una planta de isomerización de pentanos, de 28,000 BDP de capacidad, aún cuando en un principio se utilice con los 17,000 BPD provenientes del domo de la torre desisohexanizadora. El proceso es de un sólo paso, es decir, sin recirculación. Esta opción es el diseño base y las demás opciones son modificaciones de esta opción.

Como se indicó anteriormente, la inversión para esta planta es de \$32,270,000 dólares.

Inversión

32,270,000

Opción	1A				1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Concepto	Unidades	Precio (\$/unidad)	Consumo	Consumo anual	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)
Costos Variables														
pentanos	baril	18.5	17000	5,610,000	103,785,000	110,531,025	117,715,540	125,367,052	133,515,910	142,194,444	151,437,083	161,260,494	171,763,726	182,978,368
pentanos	baril	10.36	24000	7,920,000	87,051,200	87,384,526	93,064,522	99,113,716	105,556,106	112,417,256	119,724,376	127,508,461	135,794,381	144,621,016
catalizador				1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000
hidrógeno	kg	0.3257	662	5,243,040	1,712,901	1,824,240	1,942,815	2,069,094	2,203,590	2,346,823	2,499,367	2,661,825	2,834,844	3,018,105
					188,834,101	201,024,793	214,007,878	227,834,866	242,500,606	258,243,527	274,945,826	292,733,780	311,677,951	331,853,492
Servicios														
electricidad	kW	0.033	2134	18,901,280	557,242	560,995	632,656	673,725	717,517	764,155	813,825	866,724	923,061	983,000
agua de enfriamiento	m ³	0.015	5850	47,124,000	706,850	752,809	801,730	853,851	909,382	968,459	1,031,420	1,096,491	1,169,850	1,245,861
vapor de media	kg	0.0097	29525	233,838,000	2,268,229	2,415,663	2,572,682	2,739,908	2,918,000	3,107,670	3,309,662	3,524,797	3,753,909	3,997,913
vapor de baja	kg	0.0073	865	6,850,800	50,011	53,287	56,724	60,411	64,337	68,519	72,973	77,710	82,766	88,148
Total C.V.				323,487,120	192,418,943	204,840,519	218,071,628	232,162,759	247,158,813	263,152,226	280,173,702	298,301,466	317,607,536	338,168,502
Costos de Operación														
administración	0.8% IF				290,400	309,308	329,413	350,825	373,628	397,914	423,775	451,324	480,660	511,903
mano de obra y supervisión técnica	4.5% IF				1,613,500	1,718,378	1,830,072	1,949,027	2,075,712	2,210,636	2,354,326	2,507,387	2,670,336	2,843,907
mantenimiento	5% IF				1,613,500	1,718,378	1,830,072	1,949,027	2,075,712	2,210,636	2,354,326	2,507,387	2,670,336	2,843,907
Costos Fijos														
Costo de producción anual					195,834,373	206,596,580	222,061,165	236,411,537	251,694,868	267,971,510	285,306,133	303,767,507	323,428,869	344,368,221

Opción	1A										
Año	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Inversión	32,270,000										
C. Prod.		195,934,373	209,596,562	222,061,185	236,411,637	251,694,868	267,971,510	285,306,133	303,767,507	323,428,869	344,368,221
I. Ventas		252,275,100	289,934,357	286,829,767	309,047,845	330,681,195	353,828,878	378,596,900	405,098,663	433,455,590	463,797,462
Balance	-32,270,000	56,340,727	81,347,775	66,768,577	72,635,206	78,966,376	85,857,368	93,290,767	101,331,178	110,025,721	119,429,261

Opción	Año	Volumen Isómero bbbl/año	Precio Isómero USD/bbl	Volumen petrolero bbbl/año	Precio petrolero USD/bbl	Ingreso por Venta Isómero USD/año	Ingreso por Ventas Total USD/año
1A	1997	5,610,000	25.87	7,920,000	13.87	144,006,700	252,275,100
1A	1998	5,610,000	27.47	7,920,000	14.63	154,069,309	289,934,357
1A	1999	5,610,000	29.39	7,920,000	15.65	164,875,561	286,829,762
1A	2000	5,610,000	31.45	7,920,000	16.75	176,416,850	309,047,845
1A	2001	5,610,000	33.65	7,920,000	17.92	188,768,029	330,681,195
1A	2002	5,610,000	36.00	7,920,000	19.17	201,979,651	353,828,878
1A	2003	5,610,000	38.52	7,920,000	20.51	216,118,227	378,596,900
1A	2004	5,610,000	41.22	7,920,000	21.95	231,246,503	405,098,663
1A	2005	5,610,000	44.11	7,920,000	23.49	247,433,758	433,455,590
1A	2006	5,610,000	47.19	7,920,000	25.13	264,754,121	463,797,462

Concepto de trabajo	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Inv. Mat. Prima	15,736,175	16,752,066	17,833,990	18,986,239	20,213,384	21,520,294	22,912,152	24,394,482	25,973,163	27,654,468
Inv. Producto Term	16,327,864	17,382,215	18,505,099	19,700,970	20,974,572	22,330,959	23,775,511	25,313,959	26,952,406	28,697,352
C. p. Cobrar	21,022,925	22,494,530	24,069,147	25,753,987	27,559,766	29,485,740	31,549,742	33,758,224	36,121,299	38,649,790
Efectivo D.	8,163,932	8,891,108	9,252,545	9,850,485	10,487,286	11,165,400	11,887,756	12,656,979	13,478,203	14,348,676
	45,514,722	48,567,863	51,826,795	55,306,442	59,018,625	62,982,178	67,213,008	71,729,162	76,549,908	81,695,818
C. p. Pagar	31,472,350	33,504,132	35,867,900	37,972,478	40,426,768	43,040,587	45,824,304	48,788,963	51,946,325	55,308,915
Total	14,042,371	15,063,730	16,158,815	17,332,964	18,591,857	19,941,592	21,388,704	22,940,199	24,603,583	26,388,902

Opción	1A	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006			
Año	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Inversión	32,270,000										
C. Prod.		195,934,373	203,596,582	222,061,185	236,411,637	251,694,868	267,971,510	285,306,133	303,767,507	323,428,969	344,368,221
I. Ventas		252,275,100	269,934,357	288,829,762	309,047,845	330,591,195	353,828,878	378,596,900	405,098,683	433,455,590	463,797,482
Util. bruta	-32,270,000	56,340,727	61,347,775	68,768,577	72,636,208	78,966,326	85,857,368	93,290,767	101,331,176	110,026,721	119,429,261
Admon y Comercialización		580,860	620,939	663,784	709,585	758,547	810,886	866,838	926,649	990,568	1,058,939
Util. operación		55,759,867	60,726,836	66,104,793	71,836,623	78,227,780	85,046,482	92,423,929	100,404,527	109,036,133	118,370,322
ISR		18,958,355	20,847,124	22,475,830	24,455,052	26,597,445	28,915,804	31,424,136	34,137,539	37,672,285	40,245,909
PTU		5,573,087	6,072,684	6,610,479	7,192,862	7,822,778	8,504,648	9,242,393	10,040,453	10,903,613	11,837,032
Utilidad neta		31,225,526	34,007,028	37,018,684	40,278,909	43,807,557	47,626,030	51,757,400	56,226,535	61,000,234	66,287,380

IA	1990	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Utilidad neta		31,225,526	34,007,028	37,018,684	40,278,909	43,807,557	47,626,030	51,757,400	56,276,535	61,000,234	66,287,380
depreciación		2,581,600	2,710,880	2,846,214	2,988,525	3,137,951	3,294,848	3,459,591	3,632,570	3,814,199	4,004,909
Total entradas	0	33,807,126	36,717,708	39,864,898	43,267,434	46,945,507	50,920,878	55,216,991	59,859,105	64,814,433	70,292,289
Capital de Trabajo		14,042,371	15,063,720	16,158,815	17,332,964	18,591,857	19,941,592	21,388,704	22,940,199	24,603,583	26,386,922
Inversión fija	32,270,000										
Total salidas	32270000	14,042,371	15,063,720	16,158,815	17,332,964	18,591,857	19,941,592	21,388,704	22,940,199	24,603,583	26,386,922
Flujo de efectivo	-32,270,000	19,764,754	21,653,988	23,706,083	25,934,470	28,353,651	30,979,287	33,828,287	36,918,907	40,270,851	43,905,387
F. E. Acumulado	-32,270,000	-12,505,246	8,148,747	32,854,825	58,789,294	87,142,945	118,122,232	151,950,519	188,869,426	229,140,277	273,045,563

Periodo	Aj	factor	Aj(1+i)
0	-32,270,000	1.000	-32,270,000
1	19,764,754	0.935	18,471,733
2	21,653,988	0.873	18,913,431
3	23,706,083	0.816	19,351,225
4	25,934,470	0.763	19,785,283
5	28,353,651	0.713	20,215,761
6	30,979,287	0.668	20,642,807
7	33,828,287	0.623	21,066,557
8	36,918,907	0.582	21,487,140
9	40,270,851	0.544	21,904,674
10	43,905,387	0.508	22,319,272
IA		VPN	17,887,814

Periodo	Aj	i	(1+i) ^t	Aj(1+i) ^t
0	-32,270,000	0.69943	1.000	-32,270,000
1	19,764,754	0.69943	0.588	11,630,255
2	21,653,988	0.69943	0.346	7,487,795
3	23,706,083	0.69943	0.204	4,830,088
4	25,934,470	0.69943	0.120	3,109,343
5	28,353,651	0.69943	0.071	2,000,314
6	30,979,287	0.69943	0.042	1,286,052
7	33,828,287	0.69943	0.024	826,351
8	36,918,907	0.69943	0.014	530,678
9	40,270,851	0.69943	0.008	340,621
10	43,905,387	0.69943	0.005	218,522
		VPN	0	1.1

Opción 1B

La opción 1B contempla la recirculación de producto no isomerizado para mejorar el rendimiento de la planta. Esto implica una inversión para añadir una columna separadora y para las adaptaciones requeridas.

Se tomaron en cuenta para la inversión los datos del costo de la planta de isomerización de diseño base, más la información económica propuesta por el Instituto Francés del Petróleo para añadir la recirculación a un proceso de isomerización de un sólo paso, mediante procesos Hexorb o Ipsorb. Considerando costos de equipos similares, junto con la recomendación del IFP, la inversión para adaptar recirculación es de \$10,000,000 dólares.³ Esto resulta en una inversión inicial total de \$42,270,000 dólares.

³ Mank,L., Minkkinen, A.; An Improved Process for Complete Isomerization of C₃/C₄ Streams; IFP (1993)

Inversión

42,270,000

Opción	ID	Producción			1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
		Unidades	Precio (\$/unidad)	Consumo anual	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)
Costos Variables														
perlanos	baril	18.5	17000	5,810,000	103,785,000	110,531,025	117,715,542	125,367,052	133,515,910	142,194,444	151,437,083	161,280,494	171,763,726	182,928,368
perlanos	baril	10.36	24000	7,920,000	82,051,200	87,384,528	93,064,522	99,113,716	105,556,104	112,417,255	119,724,376	127,506,461	135,784,281	144,621,016
catalizador				1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000
hidrógeno	kg/h	0.3287	632	5,008,440	1,635,277	1,741,572	1,854,772	1,975,333	2,103,725	2,240,472	2,386,102	2,541,199	2,706,377	2,882,291
				188,756,477	200,842,123	213,919,836	227,741,191	242,460,747	258,137,171	274,832,562	292,813,153	311,549,493	331,718,675	
Servicios														
electricidad	kw	0.003	2134	18,901,280	577,742	593,995	632,626	673,729	717,517	754,155	813,825	866,724	923,081	983,096
agua de enfriamiento	m ³ /h	0.015	9950	47,124,000	706,860	732,806	801,736	853,851	909,352	968,459	1,031,409	1,098,451	1,169,550	1,245,891
vapor de media	kg/h	0.0087	29525	233,838,000	2,268,229	2,415,063	2,572,662	2,739,906	2,918,000	3,107,670	3,309,668	3,524,797	3,753,909	3,997,913
vapor de baja	kg/h	0.0073	865	8,850,800	50,011	53,262	58,724	69,411	64,337	68,519	72,973	77,719	82,769	88,149
Total C.V.				323,249,520	392,339,319	404,757,850	417,983,585	432,068,993	447,069,953	463,045,974	480,000,439	498,180,841	517,479,071	538,031,685
Costos de Operación														
administración	0.8% IF				333,160	360,140	383,550	408,490	435,031	453,300	493,424	525,496	559,653	595,001
mano de obra y supervisión técnica	4.5% IF				1,802,150	2,025,790	2,157,400	2,297,701	2,447,067	2,606,110	2,775,509	2,955,916	3,148,050	3,352,673
mantenimiento	5% IF				2,113,500	2,250,878	2,397,185	2,553,002	2,718,947	2,895,678	3,083,897	3,284,351	3,497,833	3,725,183
Costos Fijos														
Costo de producción anual					196,683,129	209,394,657	222,921,785	237,328,176	252,670,963	269,011,071	286,413,266	304,946,603	324,684,606	345,705,582

Opción	1B										
Año	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Inversión	42,270,000										
C. Prod.		196,693,129	209,394,657	222,921,785	237,328,176	252,670,963	269,011,071	290,413,266	304,946,003	324,684,808	345,705,527
I. Ventas		257,043,000	275,036,652	294,289,216	314,689,463	336,931,725	360,519,946	385,753,132	412,755,852	441,648,761	472,564,174
Balance	-42,270,000	80,350,471	65,641,995	71,367,433	77,561,287	84,260,743	91,505,875	99,330,866	107,809,246	116,964,154	126,858,592

Opción	Año	Volumen Isómero bárrico	Precio Isómero USD/bbl	Volumen petrolero bárrico	Precio petrolero USD/bbl	Ingreso por Ventas Isómero USD/año	Ingreso por Ventas Total USD/año
1B	1997	5,810,000	28.52	7,920,000	13.67	148,777,200	257,043,800
1B	1998	5,810,000	28.38	7,920,000	14.63	150,191,604	275,036,652
1B	1999	5,810,000	30.38	7,920,000	15.65	170,335,018	294,289,216
1B	2000	5,810,000	32.49	7,920,000	16.75	182,258,467	314,689,463
1B	2001	5,810,000	34.78	7,920,000	17.92	195,016,560	336,931,725
1B	2002	5,810,000	37.20	7,920,000	19.17	208,667,719	360,519,946
1B	2003	5,810,000	38.80	7,920,000	20.51	223,274,400	385,753,132
1B	2004	5,810,000	42.59	7,920,000	21.95	238,903,672	412,755,852
1B	2005	5,810,000	45.57	7,920,000	23.49	255,628,929	441,648,761
1B	2006	5,810,000	48.78	7,920,000	25.13	273,520,814	472,564,174

Concepto	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Inv. Mat. Prima	136,273	145,131	154,564	164,611	175,311	186,707	199,842	211,767	225,531	240,191
Inv. Producto Term.	16,391,094	17,449,555	18,578,815	19,777,349	21,055,915	22,417,589	23,867,772	25,412,217	27,057,051	28,808,798
C. p. Cobrar	5,029,207	5,470,106	5,947,206	6,463,441	7,021,726	7,625,430	8,278,322	8,964,104	9,747,013	10,571,549
Efectivo D	8,195,547	8,724,777	9,288,466	9,888,674	10,527,959	11,208,735	11,933,896	12,708,106	13,528,525	14,404,339
	29,615,947	31,644,439	33,812,509	36,129,403	38,605,601	41,291,873	44,079,990	47,102,429	50,332,589	53,794,747
C. p. Pagar	272,546	290,262	309,179	329,222	350,672	373,412	397,664	423,533	451,093	480,382
Total	29,343,301	31,354,237	33,503,330	35,800,240	38,254,929	40,918,462	43,682,297	46,678,636	49,881,526	53,304,365

Opción	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Inversión	42,270,000										
C. Prod.		196,693,129	209,394,657	222,921,785	237,328,176	252,670,587	269,011,071	286,413,256	304,946,600	324,684,608	345,705,582
I. Ventas		257,043,600	275,036,652	294,289,218	314,689,463	336,931,729	360,516,945	385,753,132	412,755,852	441,648,781	472,564,174
Util. bruta	-42,270,000	60,350,471	65,641,907	71,357,433	77,561,287	84,250,743	91,505,675	99,339,667	107,809,249	116,954,154	126,858,592
Admon y Comercialización		760,866	813,357	873,481	929,475	993,629	1,062,156	1,135,453	1,213,504	1,297,557	1,387,088
Util. operación		59,589,611	64,828,615	70,497,951	76,631,811	83,267,134	90,443,707	98,204,458	106,595,444	115,666,597	125,471,504
ISR		20,200,468	22,041,736	23,989,304	26,064,816	28,310,825	30,750,866	33,393,426	36,242,451	39,328,643	42,600,311
PTU		5,958,961	6,482,864	7,049,735	7,663,181	8,326,713	9,044,371	9,820,441	10,659,544	11,566,600	12,547,150
Utilidad neta		33,370,182	36,304,036	39,478,853	42,913,814	46,629,595	50,649,476	54,974,457	59,693,449	64,773,294	70,264,042

IB	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Unidad neta	33,370,182	36,304,036	39,476,853	42,913,814	46,629,595	50,648,476	54,994,489	59,853,449	64,773,294	70,264,042	
depreciación	3,381,600	3,550,680	3,728,214	3,914,625	4,110,356	4,315,874	4,531,667	4,758,251	4,996,163	5,245,971	
Total entradas	0	36,751,702	39,854,716	43,207,007	48,828,436	50,739,951	54,964,349	59,526,136	64,451,699	69,769,456	75,510,014
Capital de Trabajo		29,343,301	31,354,237	33,503,380	35,800,240	38,254,980	40,878,462	43,682,297	46,678,696	49,881,526	53,304,365
Inversión fija	42,270,000										
Total salidas	42,270,000	29,343,301	31,354,237	33,503,380	35,800,240	38,254,980	40,878,462	43,682,297	46,678,696	49,881,526	53,304,365
Flujo de efectivo	-42,270,000	7,408,481	8,500,479	9,703,696	11,028,189	12,484,971	14,085,898	15,843,839	17,772,803	19,887,932	22,205,649
F. E. Acumulado	-42,270,000	-34,861,519	-26,361,040	-16,657,353	-5,629,154	6,855,816	20,941,704	36,785,544	54,558,347	74,446,278	98,651,927

Periodo	Aj	factor	Aj(1+I)
0	-42,270,000	1.000	-42,270,000
1	7,408,481	0.936	6,923,814
2	8,500,479	0.873	7,424,646
3	9,703,696	0.818	7,821,099
4	11,028,189	0.763	8,413,360
5	12,484,971	0.713	8,901,812
6	14,085,898	0.668	9,306,022
7	15,843,839	0.623	9,999,747
8	17,772,803	0.582	10,343,933
9	19,887,932	0.544	10,817,717
10	22,205,649	0.508	11,288,226
		VPM	48,817,177

Periodo	Aj	I	(1+I) ^t	Aj(1+I) ^t
0	-42,270,000	0.23546	1.000	-42,270,000
1	7,408,481	0.23546	0.809	5,999,530
2	8,500,479	0.23546	0.655	5,569,069
3	9,703,696	0.23546	0.530	5,145,755
4	11,028,189	0.23546	0.429	4,730,568
5	12,484,971	0.23546	0.347	4,337,520
6	14,085,898	0.23546	0.281	3,961,037
7	15,843,839	0.23546	0.228	3,606,251
8	17,772,803	0.23546	0.184	3,274,328
9	19,887,932	0.23546	0.149	2,965,696
10	22,205,649	0.23546	0.121	2,690,225
		VPM		0

Opción 1C

La opción 1C, de la misma manera que la 1B, propone recirculación de producto no isomerizado, además del isohexano. La inversión inicial para esta planta es igual que la de la opción 1B ya que el equipo es el mismo.

Inversión

42,270,000

Opción	IC	Producción		1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Concepto	Unidad	Precio (\$/unidad)	Consumo anual	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	
Costos Variables														
pentano	baril	18.5	17000	5,810,000	103,785,000	110,531,025	117,715,540	125,367,052	133,515,910	142,194,444	151,437,003	161,290,694	171,763,726	182,928,260
pentano	baril	10.36	24000	7,920,000	82,051,200	87,384,528	93,064,532	99,113,716	105,556,100	112,417,252	119,724,376	127,506,461	135,794,381	144,621,016
calafrazador				1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000
hidrógeno	kg/h	0.3267	632	5,005,440	1,626,277	1,741,570	1,854,772	1,975,333	2,103,729	2,240,472	2,386,102	2,541,195	2,708,377	2,887,291
				188,758,477	200,942,123	213,919,836	227,741,101	242,460,747	258,137,171	274,832,562	292,613,153	311,548,483	331,718,675	
Servicios														
electricidad	kw	0.033	2134	18,901,280	557,742	593,995	632,605	673,725	717,517	764,155	813,825	866,724	923,081	983,090
agua de enfriamiento	m ³ /h	0.015	5950	47,124,000	708,860	732,806	801,738	853,951	909,352	968,459	1,031,409	1,098,451	1,169,650	1,245,891
vapor de media	kg/h	0.0091	29525	231,838,000	2,269,229	2,415,565	2,572,682	2,738,906	2,918,000	3,107,670	3,309,668	3,524,797	3,753,908	3,997,915
vapor de baja	kg/h	0.0073	865	8,850,800	50,911	53,282	56,724	60,411	64,337	68,519	72,973	77,719	82,768	88,148
Total C.V.				323,248,526	197,330,318	204,757,850	217,983,585	232,068,993	247,069,952	263,045,974	280,060,438	298,180,841	317,479,071	338,031,685
Costos de Operación														
administración	0.8% IF			338,180	360,140	383,550	408,480	435,031	463,200	493,424	525,496	559,653	596,031	
mano de obra y supervisión	4.5% IF			1,902,150	2,025,790	2,157,406	2,297,701	2,447,052	2,606,110	2,775,506	2,955,916	3,148,056	3,354,873	3,587,873
mantenimiento	5% IF			2,113,500	2,250,878	2,397,185	2,553,022	2,718,944	2,895,876	3,083,887	3,284,361	3,497,833	3,725,181	
Costos Fijos														
Costo de producción anual				196,683,129	209,294,837	222,921,785	237,328,178	252,670,983	269,011,071	286,413,256	304,946,603	324,684,008	345,705,582	

Opción	IC										
Año	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Inversión	42,270,000										
C. Prod.		196,650,129	209,384,657	222,921,785	237,328,176	252,670,963	269,011,071	286,413,266	304,946,603	324,684,606	345,705,582
V. Ventas		256,482,600	274,438,362	293,646,929	314,202,214	336,196,369	359,730,115	384,911,223	411,855,008	440,684,859	471,532,799
Balance	-42,270,000	58,789,471	65,041,725	70,725,144	76,874,036	83,525,386	90,719,043	98,497,857	106,908,405	116,000,251	125,627,217

Opción	Año	Volumen litros bbl/año	Precio litro USD/bbl	Volumen petrolero bbl/año	Precio petrolero USD/bbl	Ingreso por Venta litro USD/año	Ingreso por Venta Total USD/año
IC	1997	5,610,000	26.42	7,920,000	13.67	148,216,200	256,482,600
IC	1998	5,610,000	28.27	7,920,000	14.63	158,591,304	274,438,362
IC	1999	5,610,000	39.25	7,920,000	15.65	169,692,727	293,646,929
IC	2000	5,610,000	32.37	7,920,000	16.75	181,571,218	314,202,214
IC	2001	5,610,000	34.63	7,920,000	17.92	194,281,204	336,196,369
IC	2002	5,610,000	37.06	7,920,000	19.17	207,860,888	359,730,115
IC	2003	5,610,000	38.65	7,920,000	20.51	222,432,550	384,911,223
IC	2004	5,610,000	42.42	7,920,000	21.95	238,002,828	411,855,008
IC	2005	5,610,000	45.36	7,920,000	23.49	254,663,026	440,684,859
IC	2006	5,610,000	49.57	7,920,000	25.13	272,489,438	471,532,799

Concepto	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Intr. Mat. Prima	107,063	107,063	107,063	107,063	107,063	107,063	107,063	107,063	107,063	107,063
Intr. Producto Term.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C. p. Cobrar	21,373,550	22,869,899	24,470,577	26,183,518	28,016,364	29,977,510	32,075,935	34,321,251	36,723,738	39,294,400
Efectivo D.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	21,373,550	22,869,899	24,470,577	26,183,518	28,016,364	29,977,510	32,075,935	34,321,251	36,723,738	39,294,400
C. p. Pagar	214,167	214,167	214,167	214,167	214,167	214,167	214,167	214,167	214,167	214,167
Total	21,159,383	22,655,532	24,256,411	25,969,351	27,802,197	29,763,343	31,861,769	34,107,084	36,509,572	39,080,233

Año	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Inversión	42,270,000										
C. Prod.		196,693,129	200,394,657	222,921,785	237,328,176	252,670,983	269,011,071	290,413,266	304,946,600	324,684,608	345,705,582
I. Ventas		258,482,900	274,436,362	293,646,029	314,202,214	336,196,369	359,730,115	384,911,223	411,855,006	440,664,859	471,532,799
Unr. bruta	-42,270,000	59,789,471	65,041,725	70,725,144	76,874,038	83,525,366	90,719,043	98,497,957	106,908,405	116,000,251	125,827,217
Admon y Comercialización		760,800	813,359	863,481	929,475	993,607	1,062,168	1,135,458	1,213,804	1,297,557	1,387,068
Util. operación		59,028,611	64,228,365	69,855,663	75,944,562	82,531,777	89,658,875	97,362,439	105,694,600	114,702,694	124,440,129
ISR		20,069,726	21,837,844	23,750,925	25,821,151	28,060,804	30,483,337	33,103,250	35,936,164	38,998,916	42,309,844
PTU		5,902,861	6,422,837	6,965,596	7,594,456	8,253,178	8,965,687	9,736,250	10,569,460	11,470,269	12,444,013
Utilidad neta		33,056,022	35,967,865	39,119,171	42,528,950	46,217,795	50,207,850	54,522,999	59,188,976	64,233,509	69,696,472

0	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Utilidad neta		33,056,022	35,967,805	39,119,171	42,528,955	46,217,795	50,207,850	54,522,999	59,188,976	64,233,509	69,686,472
depreciación		3,381,600	3,550,680	3,728,214	3,914,825	4,110,356	4,315,874	4,531,667	4,758,251	4,999,163	5,245,971
Total entradas	0	36,437,622	39,518,565	42,847,385	46,443,580	50,328,151	54,523,724	59,054,667	63,947,227	69,232,672	74,932,443
Capital de Trabajo		21,159,383	22,655,532	24,256,411	25,969,351	27,802,197	29,763,343	31,861,769	34,107,084	36,509,572	39,080,233
inversión fija	42,270,000										
Total salidas	42270000	21,159,383	22,655,532	24,256,411	25,969,351	27,802,197	29,763,343	31,861,769	34,107,084	36,509,572	39,080,233
Flujo de efectivo	-42,270,000	15,278,239	16,863,033	18,590,974	20,474,228	22,525,954	24,760,381	27,192,898	29,840,143	32,720,101	35,852,210
F. E. Acumulado	-42,270,000	-28,991,761	-10,126,728	8,462,248	28,936,474	51,462,426	76,222,806	103,415,707	133,255,850	165,975,951	201,828,161

Periodo	Aj	factor	Aj/(1+i)
0	-42,270,000	1.000	-42,270,000
1	15,278,239	0.935	14,278,728
2	16,863,033	0.873	14,728,626
3	18,590,974	0.816	15,175,773
4	20,474,228	0.763	15,619,691
5	22,525,954	0.713	16,090,694
6	24,760,381	0.666	16,496,887
7	27,192,898	0.623	16,934,370
8	29,840,143	0.582	17,367,235
9	32,720,101	0.544	17,787,567
10	35,852,210	0.508	18,225,448
	VPN		128,417,218

Periodo	Aj	i	(1+i) ^t	Aj/(1+i) ^t
0	-42,270,000	0.43778	1.000	-42,270,000
1	15,278,239	0.43778	0.696	10,628,288
2	16,863,033	0.43778	0.484	8,157,410
3	18,590,974	0.43778	0.336	6,254,998
4	20,474,228	0.43778	0.234	4,791,181
5	22,525,954	0.43778	0.163	3,666,272
6	24,760,381	0.43778	0.113	2,802,897
7	27,192,898	0.43778	0.079	2,140,985
8	29,840,143	0.43778	0.055	1,634,058
9	32,720,101	0.43778	0.038	1,246,205
10	35,852,210	0.43778	0.026	949,727
	VPN			0

Opción 2

En esta opción se incluye la corriente de extracción lateral de la columna desiohexanizadora a la corriente de domo como carga a la planta isomerizadora. Para ello se requiere invertir en tubería de conexión y hacer ligeras modificaciones. En base a datos de otros proyectos similares, se obtuvo que la inversión inicial aumenta en \$320,000 dólares para esta opción, es decir, el total de la inversión inicial son \$32,590,000 dólares.

Inversión

32,560,000

Opción	2	Producción												
		Unidades	Precio (\$/Unidad)	Consumo anual	Consumo anual	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	
Costos Variables														
peróxidos	baril	18.5	17000	5.810.000	103,785,000	110,531,025	117,715,542	125,367,052	133,515,910	142,194,444	151,437,083	161,280,494	171,763,726	182,928,368
peróxidos	baril	10.36	24000	7,929,000	82,051,200	87,364,520	93,064,527	99,113,716	105,556,108	112,417,255	119,724,376	127,506,461	135,794,381	144,621,016
carta lateral DC ₂	baril	19.53	6000	1,890,000	38,669,400	41,182,811	43,859,800	46,710,687	49,746,862	52,990,429	56,474,157	60,091,727	63,997,690	68,157,539
catalizadores				1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000
hidrógeno	kg/h	0.3267	823	4,934,160	1,811,990	1,716,769	1,828,356	1,947,203	2,073,771	2,208,566	2,352,123	2,505,011	2,667,837	2,841,246
					227,402,580	242,100,233	257,753,224	274,423,958	292,177,671	311,085,695	331,222,744	352,668,683	375,508,633	399,833,109
Servicios														
electricidad	kw	0.033	2134	16,901,280	557,742	593,999	632,805	673,725	717,517	764,155	813,825	866,724	923,061	983,000
agua de enfriamiento	m ³ /h	0.015	5850	47,124,000	706,800	757,806	801,738	853,851	909,352	968,459	1,031,409	1,098,451	1,169,850	1,245,891
vapor de media	kg/h	0.0097	29525	233,838,000	2,268,229	2,415,683	2,572,687	2,739,906	2,918,000	3,107,870	3,309,668	3,524,797	3,753,909	3,997,813
vapor de baja	kg/h	0.0072	885	8,850,800	50,011	53,282	56,724	60,411	64,337	68,519	72,973	77,716	82,788	88,140
Total C.V.				325,158,240	230,985,432	243,915,964	261,818,972	278,751,530	299,786,876	315,994,498	336,450,616	358,236,381	381,438,220	406,148,180
Costos de Operación														
administración	0.8% IF				260,720	277,567	295,715	314,937	335,409	357,209	380,420	405,155	431,460	459,537
mano de obra y supervisión técnica	4.5% IF				1,466,550	1,561,876	1,663,298	1,771,519	1,886,667	2,009,301	2,139,900	2,278,999	2,427,124	2,584,899
mantenimiento	5% IF				1,629,500	1,735,418	1,848,220	1,968,354	2,096,297	2,232,556	2,377,677	2,532,221	2,696,815	2,872,100
Costos Fijos														
Costo de producción anual					234,342,202	249,490,870	265,624,205	282,805,359	301,105,244	320,593,564	341,348,621	363,452,756	386,993,660	412,064,723

Opción	2										
Año	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Inversión	32580000										
C. Prod.		234,342,202	249,490,920	265,624,305	282,806,369	301,105,246	320,593,564	341,348,621	363,452,756	386,993,660	412,064,723
I. Ventas		302,722,200	323,912,754	346,596,647	370,847,712	396,807,052	424,563,546	454,304,394	486,105,701	520,133,100	556,542,417
Balance	-32,580,000	68,379,998	74,421,834	80,962,342	88,041,353	95,791,804	103,989,982	112,955,773	122,652,945	133,139,440	144,477,694

Opción	Año	Volumen Isómero bbh/año	Precio Isómero USD/bbl	Volumen petrolero bbh/año	Precio petrolero USD/bbl	Ingreso por Venta Isómero USD/año	Ingreso por Ventas Total USD/año
2	1997	7,590,000	25.62	7,920,000	13.67	194,455,800	302,722,200
2	1998	7,590,000	27.41	7,920,000	14.63	208,067,708	323,912,754
2	1999	7,590,000	29.33	7,920,000	15.65	222,632,445	346,596,647
2	2000	7,590,000	31.39	7,920,000	16.75	236,216,717	370,847,712
2	2001	7,590,000	33.58	7,920,000	17.92	254,861,867	396,807,052
2	2002	7,590,000	35.93	7,920,000	19.17	272,734,319	424,563,546
2	2003	7,590,000	38.45	7,920,000	20.51	291,825,721	454,304,394
2	2004	7,590,000	41.14	7,920,000	21.95	312,253,522	486,105,701
2	2005	7,590,000	44.02	7,920,000	23.49	334,111,268	520,133,100
2	2006	7,590,000	47.10	7,920,000	25.13	357,499,057	556,542,417

Concepto	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Inv. Mat. Prima	18,950,216	20,175,019	21,419,435	22,808,638	24,348,139	25,923,808	27,601,895	29,389,056	31,292,306	33,319,431
Inv. Producto Term.	19,528,517	20,790,910	22,135,359	23,567,197	25,092,104	26,716,130	28,446,716	30,287,730	32,249,472	34,338,727
C. p. Cobrar	25,228,850	26,992,730	28,882,221	30,903,976	33,067,254	35,381,962	37,858,699	40,508,808	43,344,425	46,378,535
Efectivo D.	9,784,258	10,395,455	11,067,879	11,783,598	12,546,052	13,358,065	14,222,859	15,143,865	16,124,736	17,169,383
	54,519,625	58,170,094	62,085,295	66,254,771	70,705,410	75,456,158	80,527,277	85,940,403	91,718,633	97,886,625
C. p. Pagar	37,900,432	40,350,039	42,958,871	45,737,278	48,696,278	51,847,816	55,203,790	58,778,115	62,584,772	66,638,861
Total	16,619,194	17,820,056	19,126,366	20,517,495	22,009,132	23,608,542	25,323,487	27,162,287	29,133,860	31,247,764

Opción	2										
Año	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Inversión	32,590,000										
C. Prod.		234,342,202	249,490,920	265,624,305	282,806,359	301,105,248	320,593,564	341,348,821	363,452,756	386,993,660	412,084,723
I. Ventas		302,722,200	323,812,754	346,586,647	370,847,712	396,807,052	424,583,546	454,304,394	486,105,701	520,133,100	556,542,417
Util. bruta	-32,590,000	68,379,998	74,421,834	80,962,342	88,041,353	95,701,804	103,989,982	112,855,773	122,652,945	133,139,440	144,477,694
Admon y Comercialización		586,620	627,097	670,366	718,622	766,059	818,927	875,433	935,838	1,000,411	1,069,439
Util. operación		67,793,378	73,794,737	80,291,976	87,324,731	94,935,735	103,171,054	112,080,340	121,717,107	132,139,029	143,408,255
ISR		23,949,749	25,090,211	27,299,272	29,690,406	32,278,150	35,078,158	38,107,316	41,383,816	44,927,270	48,758,807
PTU		6,778,338	7,379,474	8,029,198	8,732,473	9,493,574	10,317,105	11,208,034	12,171,711	13,213,903	14,340,825
Utilidad neta		37,964,292	41,325,052	44,963,506	48,901,849	53,184,012	57,775,790	62,764,990	68,161,580	73,997,856	80,306,623

	2	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Utilidad neta		37,964,292	41,325,053	44,063,506	48,901,849	53,164,012	57,775,790	62,764,990	68,161,580	73,997,856	80,308,623	
depreciación		2,807,200	2,737,560	2,874,438	3,018,160	3,169,068	3,327,521	3,493,897	3,668,592	3,852,022	4,044,623	
Total entradas	0	40,571,492	44,062,613	47,837,944	51,920,009	56,333,080	61,103,312	66,258,888	71,830,172	77,849,878	84,353,246	
Capital de Trabajo		16,619,194	17,829,056	19,126,388	20,517,495	22,009,132	23,608,542	25,323,487	27,162,287	29,133,860	31,247,764	
Inversión fija	32,580,000											
Total salidas	32590000	16,619,194	17,829,056	19,126,388	20,517,495	22,009,132	23,608,542	25,323,487	27,162,287	29,133,860	31,247,764	
Flujo de efectivo	-32,580,000	23,952,296	26,233,557	28,711,556	31,402,515	34,323,948	37,494,770	40,935,401	44,667,885	48,716,018	53,105,482	
F. E. Acumulado	-32,580,000	-8,637,702	17,595,856	46,307,412	77,708,927	112,033,874	149,528,644	190,464,045	235,131,929	283,847,947	336,953,429	

Periodo	A _t	factor	A _t (1+i) ^t
0	-32,580,000	1.000	-32,580,000
1	23,952,296	0.935	22,385,325
2	26,233,557	0.873	22,913,405
3	28,711,556	0.818	23,437,182
4	31,402,515	0.763	23,956,828
5	34,323,948	0.713	24,472,500
6	37,494,770	0.666	24,984,348
7	40,935,401	0.623	25,492,510
8	44,667,885	0.582	25,997,116
9	48,716,018	0.544	26,498,268
10	53,105,482	0.506	26,998,134
	VPN		214,643,828

Periodo	A _t	i	(1+i) ^t	A _t (1+i) ^t
0	-32,580,000	0.82482	1.000	-32,580,000
1	23,952,296	0.82482	0.548	13,125,831
2	26,233,557	0.82482	0.300	7,878,008
3	28,711,556	0.82482	0.165	4,724,932
4	31,402,515	0.82482	0.090	2,831,832
5	34,323,948	0.82482	0.048	1,686,271
6	37,494,770	0.82482	0.027	1,015,426
7	40,935,401	0.82482	0.015	607,514
8	44,667,885	0.82482	0.008	363,272
9	48,716,018	0.82482	0.004	217,114
10	53,105,482	0.82482	0.002	129,699
	VPN			8

Inversión

43,270,000

Opción	3	Producción			1987	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
		Unidades	Precio (\$/Unidad)	Consumo anual										
Costos Variables														
perforas	baril	18.5	22000	7,280,000	134,310,000	143,040,150	152,237,700	182,239,714	172,705,296	184,018,340	195,877,402	208,715,033	222,248,480	238,730,829
leoparinas	baril	15.49	19000	8,270,000	97,122,300	103,435,250	110,158,541	117,310,845	124,944,571	133,065,959	141,715,256	150,928,747	160,736,986	171,184,890
carta lateral DIC ₂	baril	19.53		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
calentador				1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000
hidrógeno	kg/h	0.3267	645	5,108,400	1,868,914	1,777,384	1,897,924	2,015,964	2,147,002	2,286,557	2,435,183	2,593,470	2,762,045	2,941,579
				234,386,214	249,537,783	265,674,225	282,858,524	301,161,866	320,653,895	341,412,841	363,521,151	387,068,501	412,142,298	
Servicios														
electricidad	kWh	0.033	2136	18,917,120	558,202	594,552	633,199	674,256	718,198	764,871	814,589	867,536	923,926	983,981
agua de enfriamiento	m ³ /h	0.015	9650	47,124,000	708,880	752,806	801,738	853,851	909,292	968,459	1,031,409	1,098,451	1,168,850	1,243,881
vapor de media	kg/h	0.0087	28525	233,838,000	2,258,229	2,415,862	2,572,882	2,739,906	2,918,000	3,107,670	3,309,669	3,524,797	3,753,906	3,997,913
vapor de bajo	kg/h	0.0073	885	8,850,800	50,011	53,293	56,724	60,411	64,337	68,519	72,973	77,716	82,768	88,148
Total C.V.				323,366,320	337,909,579	353,354,078	369,738,568	387,188,048	405,771,745	425,563,395	446,641,480	469,089,651	492,998,953	518,458,230
Costos de Operación														
administración	0.8% IF				363,468	387,090	412,754	439,051	467,585	497,980	530,352	564,824	601,536	640,638
mano de obra y supervisión técnica	4.5% IF				1,973,112	2,101,264	2,237,823	2,383,420	2,538,347	2,703,334	2,879,051	3,066,199	3,265,493	3,477,749
mantenimiento	5% IF				2,292,316	2,442,375	2,601,130	2,770,203	2,950,265	3,142,003	3,346,296	3,563,773	3,795,418	4,042,120
Costos Fijos														
Costo de producción anual					242,509,469	258,284,908	274,989,903	292,780,722	311,727,844	331,908,735	353,367,148	376,284,426	400,659,401	426,818,737

Opción	J										
Año	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Inversión	432,700,000										
C. Prod.		242,599,409	258,284,909	274,989,901	292,780,722	311,727,844	331,806,735	353,397,148	376,284,438	400,859,401	426,618,737
I. Ventas		349,476,900	373,943,493	400,119,538	428,127,905	458,096,858	490,163,639	524,475,093	561,188,350	600,471,534	642,504,542
Balance	-43,270,000	106,680,431	115,656,584	125,129,634	135,347,183	146,368,915	158,258,903	171,077,945	184,903,912	199,812,133	215,885,805

Opción	Año	Volumen litros bbl/año	Precio litro USD/bbl	Ingreso Ventas litro USD/año
3	1997	13,530,000	25.63	349,479,900
3	1998	13,530,000	27.64	373,943,493
3	1999	13,530,000	29.57	400,119,538
3	2000	13,530,000	31.64	428,127,905
3	2001	13,530,000	33.88	458,096,858
3	2002	13,530,000	36.23	490,163,639
3	2003	13,530,000	38.78	524,475,093
3	2004	13,530,000	41.48	561,188,350
3	2005	13,530,000	44.38	600,471,534
3	2006	13,530,000	47.48	642,504,542

Concepto	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Invt. Mat. Fija	19,532,105	20,794,916	22,139,519	23,571,627	25,096,827	26,721,159	28,451,070	30,293,429	32,255,542	34,345,192
Invt. Producto Term.	20,216,622	21,523,742	22,915,825	24,308,303	25,977,329	27,656,895	29,449,762	31,357,036	33,308,263	35,551,561
C. p. Cobrar	29,123,325	31,161,959	33,343,297	35,677,325	38,174,738	40,846,970	43,706,256	46,755,696	50,039,295	53,542,045
Electivo D.	10,108,311	10,781,811	11,457,913	12,169,197	12,968,654	13,829,447	14,724,581	15,678,518	16,694,142	17,775,781
	59,448,258	63,447,571	67,177,033	72,274,916	77,140,731	82,335,312	87,880,301	93,801,251	100,121,726	106,869,381
C. p. Pagar	39,064,369	41,589,632	44,279,037	47,143,254	50,193,645	53,442,311	56,902,140	60,586,856	64,511,083	68,690,383
Total	20,383,890	21,857,939	23,437,995	25,131,662	26,947,086	28,931,001	30,978,761	33,214,397	35,610,636	38,179,094

Opción	2										
Año	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Inversión	43,270,000										
C. Prod.	242,599,469	238,284,909	274,999,933	292,780,772	311,727,944	331,976,725	353,397,148	378,284,438	400,659,401	426,618,737	
I. Ventas	349,479,900	373,943,493	400,119,538	428,127,905	450,099,858	480,163,639	524,475,093	561,189,350	600,471,534	642,504,547	
Util. bruta	-43,270,000	106,800,431	115,658,584	125,129,634	135,347,183	146,368,915	158,256,903	171,077,945	184,903,912	199,812,133	215,885,805
Admon y Comercialización		778,680	832,601	899,051	951,464	1,017,115	1,087,295	1,162,320	1,242,520	1,328,254	1,419,907
Util. operación		106,101,571	114,825,983	124,239,583	134,395,719	145,351,799	157,168,607	169,915,625	183,661,392	198,483,880	214,465,901
ISR		36,074,534	39,040,834	42,241,459	45,894,544	49,419,612	53,437,696	57,771,313	62,444,873	67,484,515	72,918,408
PTU		10,610,157	11,482,599	12,423,958	13,439,572	14,535,180	15,716,961	16,991,563	18,368,139	19,848,388	21,446,560
Utilidad neta		59,416,880	64,302,500	69,574,167	75,261,603	81,397,008	88,014,980	95,152,750	102,850,300	111,150,973	120,100,905

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Utilidad neta		59,416,880	64,302,550	69,574,167	75,291,603	81,397,008	88,014,990	95,152,750	102,850,390	111,150,973	120,100,905
depreciación		3,461,600	3,634,680	3,816,414	4,007,235	4,207,596	4,417,976	4,638,875	4,870,819	5,114,300	5,370,078
Total entradas	0	62,878,480	67,937,230	73,390,581	79,298,837	85,604,604	92,432,966	99,791,625	107,721,199	116,265,332	125,470,982
Capital de Trabajo		20,383,890	21,857,930	23,437,995	25,131,662	26,947,096	28,893,001	30,978,761	33,214,392	35,610,636	38,179,004
Inversión fija	43,270,000										
Total salidas	43270000	20,383,890	21,857,930	23,437,995	25,131,662	26,947,096	28,893,001	30,978,761	33,214,392	35,610,636	38,179,004
Flujo de efectivo	-43,270,000	42,494,590	46,079,291	49,952,585	54,137,176	58,687,518	63,539,955	68,812,864	74,506,806	80,654,696	87,291,978
F. E. Acumulado	-43,270,000	-775,410	45,303,881	95,256,467	149,393,643	208,051,160	271,591,115	340,403,980	414,910,786	495,565,482	582,857,460

Periodo	Aj	factor	Aj(1+i)
0	-43,270,000	1.000	-43,270,000
1	42,494,590	0.935	39,714,570
2	46,079,291	0.873	40,247,437
3	49,952,585	0.816	40,776,189
4	54,137,176	0.763	41,300,992
5	58,687,518	0.713	41,821,999
6	63,539,955	0.669	42,339,355
7	68,812,864	0.623	42,853,183
8	74,506,806	0.582	43,363,640
9	80,654,696	0.544	43,870,811
10	87,291,978	0.508	44,374,815
	VPN		377,393,893

Periodo	Aj	i	(1+i) ^t	Aj(1+i) ^t
0	-43,270,000	1.09457	1.000	-43,270,000
1	42,494,590	1.09457	0.464	20,582,749
2	46,079,291	1.09457	0.236	10,810,467
3	49,952,585	1.09457	0.114	5,676,324
4	54,137,176	1.09457	0.055	2,979,714
5	58,687,518	1.09457	0.027	1,563,768
6	63,539,955	1.09457	0.013	820,475
7	68,812,864	1.09457	0.006	430,396
8	74,506,806	1.09457	0.003	225,712
9	80,654,696	1.09457	0.001	118,347
10	87,291,978	1.09457	0.001	62,640
	VPN			0

Opción 4

La opción 4, al igual que la opción anterior, también contempla modificar la columna despenalizadora, pero sin invertir en una columna completa nueva. La inversión total para este caso es de \$37,270,000 dólares.

Inversión

37,270,000

Opción	4	Producción		1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Concepto	Unidades	Precio (Puntaje)	Consumo anual	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	
Costos Variables														
pentanos	baril	18.5	32000	10,560,000	195,360,000	208,056,400	221,562,196	235,965,030	251,324,086	267,660,131	285,056,036	303,586,812	323,318,954	344,335,751
isopentanos	baril	13.46	8000	2,870,000	39,878,200	42,574,853	45,342,005	48,289,236	51,428,026	54,770,858	58,330,954	62,122,477	66,180,439	70,400,866
corde lateral DC ₂	baril	19.53		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
calafalador				1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000
hidrógeno	kg/h	0.3267	632	5,005,440	1,635,277	1,741,570	1,854,772	1,975,320	2,103,729	2,240,473	2,388,102	2,541,195	2,708,371	2,882,281
				238,256,477	253,859,823	270,063,874	287,534,607	306,140,832	325,956,461	347,060,106	369,535,457	393,471,769	418,963,909	
Servicios														
electricidad	kW	0.033	2134	18,901,280	557,742	593,995	632,605	673,725	717,517	764,155	813,825	865,724	922,061	983,060
agua de enfriamiento	m ³ /h	0.015	5950	47,124,000	708,980	752,806	801,738	853,851	909,252	968,459	1,031,405	1,098,451	1,169,850	1,245,891
vapor de media	kg/h	0.0067	29525	232,838,000	2,288,229	2,415,663	2,572,682	2,739,905	2,918,000	3,107,870	3,309,668	3,524,787	3,753,809	3,997,813
vapor de baja	kg/h	0.0073	865	8,850,800	50,011	53,292	56,724	60,411	64,337	68,519	72,973	77,716	82,769	88,143
Total C.V.				323,249,529	241,839,319	257,475,260	274,127,722	291,862,499	310,750,037	330,865,264	352,287,961	375,103,175	399,401,267	425,278,920
Costos de Operación														
administración	0.8% IF			298,180	317,540	338,181	360,182	383,573	408,505	435,050	463,337	493,454	525,520	
mano de obra y supervisión técnica	4.5% IF			1,677,150	1,796,185	1,902,265	2,025,812	2,157,597	2,297,841	2,447,204	2,606,286	2,775,876	2,956,095	
mantenimiento	5% IF			1,863,500	1,984,828	2,113,628	2,251,014	2,397,320	2,553,156	2,718,112	2,895,854	3,084,084	3,284,500	
Costos Fijos														
Costo de producción anual				245,678,129	261,563,082	278,481,797	296,499,580	315,698,537	336,124,787	357,889,351	381,068,634	405,754,570	432,045,003	

Opción	4											
Año	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Inversión	37270000											
C. Prod.	245,878,129	291,563,682	278,481,797	298,490,598	315,698,537	336,124,767	357,893,351	381,098,634	405,754,570	432,045,093		
I. Ventas		334,771,800	359,205,826	383,200,234	410,109,850	438,817,540	469,534,767	502,402,201	537,570,355	575,200,280	615,464,300	
Balance	-37,270,000	89,093,671	96,642,144	104,798,437	113,610,262	123,129,003	133,410,001	144,512,850	156,501,721	169,445,710	183,419,207	

Opción	Año	Volumen Isómero litro/año	Precio Isómero USD/litro	Volumen penilano litro/año	Precio penilano USD/litro	Ingreso por Venta Isómero USD/año	Ingreso por Ventas Total USD/año
4	1997	12,210,000	25.94	1,320,000	13.67	316,727,400	334,771,800
4	1998	12,210,000	27.78	1,320,000	14.83	338,898,318	359,205,826
4	1999	12,210,000	29.70	1,320,000	15.65	362,621,200	383,200,234
4	2000	12,210,000	31.78	1,320,000	18.75	388,004,684	410,109,850
4	2001	12,210,000	34.00	1,320,000	17.92	415,165,012	438,817,540
4	2002	12,210,000	36.38	1,320,000	19.17	444,228,563	469,534,767
4	2003	12,210,000	38.93	1,320,000	20.51	475,372,427	502,402,201
4	2004	12,210,000	41.65	1,320,000	21.95	508,594,992	537,570,355
4	2005	12,210,000	44.57	1,320,000	23.49	544,196,841	575,200,280
4	2006	12,210,000	47.69	1,320,000	25.13	582,290,406	615,464,300

Concepto	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Inv. Mat. Prima	19,854,736	21,138,302	22,565,331	23,961,217	25,511,736	27,163,038	28,921,675	30,794,624	32,789,314	34,913,656
Inv. Productio Tern.	20,473,177	21,795,974	23,206,816	24,708,299	26,307,378	28,010,397	29,824,113	31,755,720	33,812,881	36,003,758
C. p. Cobrar	27,897,050	29,859,406	31,940,019	34,175,821	36,560,128	39,127,891	41,866,050	44,787,530	47,933,357	51,280,692
Efectivo D.	10,236,589	10,896,487	11,603,406	12,354,150	13,153,689	14,005,199	14,912,056	15,877,890	16,906,440	18,001,879
	58,807,416	62,545,940	66,750,244	71,230,269	76,029,195	81,143,493	86,693,019	92,431,109	98,652,676	105,294,326
C. p. Pagar	39,709,413	42,276,604	45,010,662	47,922,435	51,023,472	54,326,077	57,843,351	61,589,248	65,578,628	69,827,318
Total	18,868,003	20,269,342	21,736,582	23,376,835	25,005,723	26,817,416	28,759,668	30,841,861	33,074,050	35,467,010

Opción	4										
Año	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Inversión	37,270,000										
C. Prod.	245,678,129	261,563,682	278,481,797	296,499,588	315,688,537	336,124,757	357,889,351	381,068,634	405,754,570	432,045,093	
I. Ventas	334,771,800	358,205,826	383,280,234	410,100,850	438,817,540	469,534,767	502,402,201	537,570,355	575,200,280	615,464,304	
Util. bruta	-37,270,000	66,093,671	96,842,144	104,798,437	113,610,262	123,129,003	133,410,001	144,512,850	156,501,721	169,445,710	183,419,207
Admon y Comercialización		670,860	717,149	769,633	819,530	878,078	936,527	1,001,148	1,070,227	1,144,072	1,223,013
Util. operación		66,422,811	95,624,994	104,031,805	112,790,731	122,252,925	132,473,474	143,511,702	155,431,494	168,301,637	182,196,194
ISR		30,003,756	32,614,496	35,370,814	38,348,848	41,565,995	45,040,981	48,793,979	52,846,708	57,222,557	61,948,706
PTU		6,842,281	9,592,499	10,403,180	11,279,073	12,225,293	13,247,347	14,351,170	15,543,149	16,830,164	18,219,619
Utilidad neta		49,516,774	53,717,997	58,257,811	63,162,810	68,461,638	74,185,145	80,376,553	87,041,637	94,248,917	102,029,868

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Utilidad neta		49,518,774	53,717,997	58,257,811	63,162,810	68,481,638	74,185,145	80,398,553	87,041,637	94,248,917	102,029,868
depreciación		2,081,600	3,130,680	3,287,214	3,451,575	3,624,153	3,805,361	3,995,629	4,195,411	4,405,181	4,625,446
Total entradas	0	52,498,374	56,848,677	61,545,025	66,614,384	72,085,792	77,990,506	84,382,182	91,237,047	98,654,098	106,655,306
Capital de Trabajo		16,698,003	20,299,342	21,739,582	23,315,835	25,005,723	26,817,416	28,759,668	30,841,861	33,074,050	35,467,010
Inversión fija		37,270,000									
Total salidas	372710000	16,698,003	20,299,342	21,739,582	23,315,835	25,005,723	26,817,416	28,759,668	30,841,861	33,074,050	35,467,010
Flujo de efectivo	-37,270,000	33,600,371	36,579,335	39,805,443	43,298,549	47,000,099	51,173,090	55,602,514	60,395,186	65,580,048	71,188,299
F. E. Acumulado	-37,270,000	-3,669,629	32,809,706	72,715,149	116,013,698	163,093,796	214,268,856	269,869,370	330,254,557	395,844,605	467,032,904

Periodo	Aj	factor	Aj(1+i) ^j
0	-37,270,000	1.000	-37,270,000
1	33,600,371	0.935	31,402,218
2	36,579,335	0.873	31,948,808
3	39,805,443	0.818	32,493,098
4	43,298,549	0.763	33,032,258
5	47,080,088	0.713	33,567,438
6	51,173,090	0.666	34,098,791
7	55,602,514	0.623	34,628,451
8	60,395,186	0.582	35,150,548
9	65,580,048	0.544	35,671,201
10	71,188,299	0.508	36,188,521
		VPI	308,918,329

Periodo	Aj	I	(1+i) ^j	Aj(1+i) ^j
0	-37,270,000	0.98752	1.000	-37,270,000
1	33,600,371	0.99752	0.503	16,905,658
2	36,579,335	0.98752	0.253	9,280,018
3	39,805,443	0.98752	0.127	5,069,981
4	43,298,549	0.98752	0.064	2,774,759
5	47,080,088	0.98752	0.032	1,518,018
6	51,173,090	0.98752	0.016	830,175
7	55,602,514	0.98752	0.008	453,948
8	60,395,186	0.98752	0.004	248,031
9	65,580,048	0.98752	0.002	136,508
10	71,188,299	0.98752	0.001	74,010
		VPI		8

Opción 5A

La opción 5A propone, al igual que la opción 3, añadir la corriente de extracción lateral a la corriente de domo de la torre DiC6. Como modificación adicional, contempla utilizar la torre despentanzadora existente operando como desisopentanzadora y tener además una desbutanizadora para aprovechar el gas. Se incorpora también un tratamiento cáustico para aprovechar los isopentanos del fondo de ésta columna. Esto requiere de una inversión inicial igual a \$42,090,000 dólares.

Inversión 42,000,000

Opción	SA	Producción		1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Concepto	Unidades	Precio (Unidad)	Consumo Consumo anual	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	Costo (\$/año)	
Costos Variables														
perlas	baril	18.5	22000	7,260,000	134,310,000	143,040,150	152,237,769	162,239,714	172,765,296	184,016,340	195,917,403	208,715,933	222,282,466	236,730,829
isopentanos	baril	21.22	18200	8,008,000	127,447,320	135,731,366	144,563,937	153,949,942	163,956,688	174,613,873	185,963,775	198,051,421	210,924,763	224,634,873
costo lateral DIC ₂	baril	19.97	8000	1,980,000	39,540,800	42,110,736	44,847,937	47,783,003	50,867,851	54,114,045	57,695,362	61,449,590	65,438,522	69,693,081
catalizador				1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000	1,285,000
hidrógeno	lq/h	0.3287	883	5,409,360	1,787,236	1,882,106	2,004,445	2,134,734	2,273,492	2,421,269	2,578,652	2,746,264	2,924,771	3,114,881
					304,350,158	324,048,363	345,029,079	367,372,444	391,168,128	416,510,533	443,500,181	472,244,178	502,858,574	535,458,674
Servicios														
electricidad	kW	0.033	2126	18,932,880	558,788	595,109	633,791	674,987	718,867	765,568	815,351	869,349	924,791	984,907
agua de ambiente	m ³ /h	0.015	5850	47,124,000	736,980	752,808	801,738	853,851	909,267	968,459	1,031,409	1,098,451	1,169,850	1,245,881
vapor de media	lq/h	0.0097	29578	233,881,790	2,298,459	2,415,908	2,572,943	2,740,184	2,918,296	3,107,996	3,310,005	3,525,155	3,754,290	3,999,319
vapor de baja	lq/h	0.0073	870	8,880,400	50,300	53,598	57,051	60,760	64,708	68,815	73,085	78,165	83,246	88,657
Total C.V.				325,484,480	307,934,595	327,866,786	349,094,602	371,702,227	395,779,346	421,421,478	448,730,360	477,814,298	508,788,707	541,778,443
Costos de Operación														
administración	0.8% IF				339,729	358,807	381,916	408,741	433,173	461,336	491,327	523,258	567,270	593,493
mano de obra y supervisión directa	4.5% IF				1,894,050	2,017,183	2,148,279	2,287,917	2,436,633	2,595,013	2,763,688	2,943,329	3,134,645	3,338,296
mantenimiento	5% IF				2,104,500	2,241,257	2,388,877	2,542,130	2,707,368	2,883,347	3,070,785	3,270,381	3,482,938	3,708,379
Costos Fijos														
Costo de producción anual				312,769,835	332,483,849	354,011,774	376,939,914	401,359,525	427,361,174	455,068,126	484,551,249	515,963,555	549,417,661	

Opción	SA											
Año	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Inversión	42,090,000											
C. Prod.		312,269,835	332,483,849	354,011,774	376,939,014	401,366,525	427,361,174	455,056,126	484,551,249	515,963,555	546,417,661	
I. Ventas		393,651,720	421,207,340	450,691,854	482,240,284	515,997,104	552,116,901	590,765,084	632,118,640	676,306,945	723,036,264	
Balance	-42,090,000	81,381,865	88,723,492	98,690,080	105,301,270	114,640,579	124,755,727	135,708,959	147,567,391	160,403,300	173,818,803	

Opción	Año	Volumen isómero bbl/año	Precio isómero USD/bbl	Ingreso Ventas isómero USD/año
SA	1997	15,246,000	25.62	393,651,720
SA	1998	15,246,000	27.63	421,207,340
SA	1999	15,246,000	29.58	450,691,854
SA	2000	15,246,000	31.63	482,240,284
SA	2001	15,246,000	33.84	515,997,104
SA	2002	15,246,000	36.21	552,116,901
SA	2003	15,246,000	38.75	590,765,084
SA	2004	15,246,000	41.46	632,118,640
SA	2005	15,246,000	44.36	676,306,945
SA	2006	15,246,000	47.42	723,036,264

Categoría de trabajo	1991	1996	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Intr. Mat. Prima	25,362,513	27,004,116	26,752,423	30,614,370	32,587,344	31,709,211	36,959,349	39,353,681	41,904,716	44,821,556
Intr. Producto Tern	26,022,486	27,708,987	29,500,961	31,411,595	33,446,377	35,613,431	37,921,344	40,279,271	42,996,963	45,784,805
C. p. Cobrar	32,804,310	35,100,812	37,557,855	40,189,690	42,929,759	46,009,742	49,230,424	52,616,553	56,363,912	60,253,022
Efectivo D.	13,011,243	13,853,494	14,750,491	15,705,702	16,723,189	17,806,716	18,960,572	20,189,635	21,498,481	22,992,403
	71,838,039	76,661,093	81,809,126	87,304,067	93,189,324	99,429,839	106,112,439	113,245,459	120,859,356	128,930,230
C. p. Pagar	50,725,026	54,008,232	57,504,846	61,228,741	65,194,688	69,418,422	73,919,030	78,707,363	83,809,421	89,243,112
Total	21,113,013	22,652,861	24,304,280	26,075,326	27,974,636	30,011,417	32,195,741	34,536,096	37,049,936	39,687,117

Opción	42990000	1990	1991	1996	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Inversión	42,090,000											
C. Prod.		312,269,835	332,493,849	354,011,774	376,939,014	401,356,525	427,361,174	455,096,125	484,551,249	515,953,555	549,417,961	
I. Ventas		393,651,720	421,207,340	450,691,854	482,240,284	515,997,104	562,116,901	590,765,094	632,118,640	676,366,945	723,036,264	
Util. bruta	-42,090,000	81,381,885	88,723,492	96,680,080	105,301,270	114,640,579	124,755,727	135,708,969	147,567,391	160,403,390	173,618,603	
Admon y Comercialización		757,620	808,895	855,779	895,517	969,378	1,057,645	1,130,623	1,208,636	1,292,031	1,381,182	
Util. operación		80,624,265	87,913,596	95,814,302	104,315,752	113,651,201	123,698,082	134,578,336	146,358,756	159,111,358	172,237,421	
ISR		27,412,250	29,890,623	32,516,863	35,487,756	38,641,400	42,097,349	45,756,634	49,761,977	54,097,862	58,560,723	
PTU		8,062,427	8,791,360	9,591,430	10,437,575	11,365,120	12,369,696	13,457,834	14,635,816	15,911,136	17,223,742	
Utilidad neta		45,149,589	49,231,614	53,655,009	58,450,421	63,644,672	69,270,937	75,363,866	81,960,923	89,102,361	96,452,956	

Inversión

47.500.000

Opcion	SG	Producción												
Concepto	Unidades	Precio (Dólares)	Consumo	Consumo anual	1997 Costo (\$'s)	1998 Costo (\$'s)	1999 Costo (\$'s)	2000 Costo (\$'s)	2001 Costo (\$'s)	2002 Costo (\$'s)	2003 Costo (\$'s)	2004 Costo (\$'s)	2005 Costo (\$'s)	2006 Costo (\$'s)
Costos Variables														
petrolas	baril	18.5	22000	2.260.000	134.310.000	143.240.150	152.337.750	162.279.714	172.785.290	184.016.340	195.977.402	208.715.933	222.282.465	236.730.825
isopentanos	baril	21.22	17500	3.715.000	122.545.500	130.510.956	138.994.170	148.028.791	157.653.662	167.879.955	178.811.322	190.474.059	202.812.272	215.995.070
corte lateral DC	baril	19.53	6000	1.980.000	38.669.400	41.187.811	43.959.800	46.710.681	49.746.897	53.063.420	56.424.157	60.091.727	63.997.690	68.157.536
catalizador				1.285.000	1.285.000	1.285.000	1.285.000	1.285.000	1.285.000	1.285.000	1.285.000	1.285.000	1.285.000	1.285.000
hidrógeno	kg/h	0.3727	663	5.408.362	1.767.238	1.882.108	2.004.440	2.134.731	2.273.421	2.421.261	2.578.852	2.746.764	2.924.771	3.114.881
				299.577.138	317.901.127	338.481.175	360.396.827	383.741.332	408.690.993	435.076.531	463.272.981	493.302.201	525.283.216	
Servicios														
electricidad	kWh	0.033	2138	16.832.960	558.788	595.105	633.781	674.881	718.962	765.586	815.351	869.340	924.791	984.803
agua de enfriamiento	m ³ /h	0.015	5950	47.124.000	709.800	752.808	801.738	853.851	909.352	969.459	1.031.408	1.098.451	1.169.850	1.245.891
vapor de media	kg/h	0.0097	29529	233.038.000	2.768.229	2.415.693	2.572.587	2.739.926	2.918.090	3.107.670	3.309.668	3.524.787	3.753.809	3.997.913
vapor de baja	kg/h	0.0073	855	6.850.800	50.011	53.202	56.774	60.411	64.333	68.518	72.873	77.416	82.285	88.148
Total C.V.				325.172.120	302.181.025	321.717.967	342.546.109	364.728.062	388.351.882	413.511.229	440.305.934	468.842.295	499.233.519	531.800.173
Costos de Operación														
administración	0.8% IF				394.997	420.672	448.015	477.136	508.150	541.180	576.375	613.828	653.718	696.210
mano de obra y supervisión técnica	4.5% IF				2.159.827	2.205.956	2.445.161	2.704.130	2.773.299	2.953.670	3.145.650	3.350.120	3.587.884	3.789.787
mantenimiento	5% IF				2.522.270	2.686.218	2.860.823	3.046.775	3.244.815	3.455.720	3.690.351	3.919.574	4.174.346	4.445.672
Costos Fijos														
Costo de producción anual					307.234.119	327.120.812	348.330.140	370.856.124	394.878.241	420.461.868	447.708.300	476.725.815	507.678.468	540.541.858

Opción 5B

En esta opción se maneja el total de la gasolina del complejo en una torre desisopentanizadora, por lo que se requiere una columna nueva. Las demás modificaciones son iguales a las de la opción 5A. La inversión inicial para la opción 5B es de \$47,590,000 dólares.

SA	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Unidad neta	45,149,596	49,231,614	53,656,009	58,450,421	63,644,672	69,270,926	75,363,868	81,900,903	89,102,361	96,452,956	
depreciación	3,367,200	3,536,560	3,712,338	3,897,955	4,092,853	4,297,495	4,512,370	4,737,969	4,974,888	5,223,632	
Total entradas	0	48,516,789	52,767,174	57,368,347	62,348,376	67,737,525	73,569,421	79,676,238	86,698,822	94,077,249	101,676,588
Capital de Trabajo		21,113,013	22,652,061	24,304,280	26,075,326	27,974,636	30,011,467	32,195,741	34,538,096	37,049,936	39,687,117
Inversión fija	42,090,000										
Total salidas	42,090,000	21,113,013	22,652,061	24,304,280	26,075,326	27,974,636	30,011,467	32,195,741	34,538,096	37,049,936	39,687,117
Flujo de efectivo	-42,090,000	27,403,776	30,114,313	33,054,067	36,273,050	39,762,889	43,556,954	47,690,497	52,160,795	57,027,313	61,989,471
F. E. Acumulado	-42,090,000	-14,686,224	15,428,009	48,492,156	84,765,206	124,528,094	168,085,048	215,765,546	267,926,341	324,953,654	386,943,125

Periodo	Aj	factor	Aj[(1+i)^t]
0	-42,090,000	1.000	-42,090,000
1	27,403,776	0.935	25,811,005
2	30,114,313	0.873	26,303,007
3	33,054,067	0.816	26,990,128
4	36,273,050	0.763	27,672,536
5	39,762,889	0.713	28,350,399
6	43,556,954	0.669	29,023,838
7	47,690,497	0.623	29,693,017
8	52,160,795	0.582	30,358,068
9	57,027,313	0.544	31,019,080
10	61,989,471	0.508	31,512,304
		VPN	144,443,383

Periodo	Aj	i	(1+i)^t	Aj[(1+i)^t]
0	-42,090,000	0.74228	1.000	-42,090,000
1	27,403,776	0.74228	0.574	15,728,645
2	30,114,313	0.74228	0.329	9,920,528
3	33,054,067	0.74228	0.189	6,251,713
4	36,273,050	0.74228	0.109	3,936,477
5	39,762,889	0.74228	0.062	2,476,752
6	43,556,954	0.74228	0.036	1,557,195
7	47,690,497	0.74228	0.021	978,379
8	52,160,795	0.74228	0.012	614,316
9	57,027,313	0.74228	0.007	385,488
10	61,989,471	0.74228	0.004	240,507
		VPN		8

Opción	\$B	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Activos		47,590,000										
Activos												
Prud			307,234,119	327,120,812	348,300,140	370,856,124	394,818,247	420,461,898	447,708,300	478,725,815	507,629,498	540,541,854
Ventas			387,236,850	414,343,420	443,347,470	474,381,792	507,588,518	543,119,714	581,138,094	621,817,761	665,345,004	711,919,154
Balance		-47,590,000	80,002,731	81,222,618	95,047,330	100,525,669	112,710,271	122,657,999	133,429,794	145,091,946	157,715,536	171,377,290

Opción	Año	Volumen isómero bb/año	Precio isómero USD/bbl	Ingreso Ventas isómero USD/año
50	1997	15,015,000	25.79	387,236,850
50	1998	15,015,000	27.60	414,343,420
50	1999	15,015,000	29.53	443,347,470
50	2000	15,015,000	31.59	474,381,792
50	2001	15,015,000	33.81	507,588,518
50	2002	15,015,000	36.17	543,119,714
50	2003	15,015,000	38.70	581,138,094
50	2004	15,015,000	41.41	621,817,761
50	2005	15,015,000	44.31	665,345,004
50	2006	15,015,000	47.41	711,919,154

Concepto	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Inv. Mat. Prima	24,881,420	26,491,761	26,206,765	30,033,244	31,978,444	34,050,093	36,256,378	38,000,082	41,108,517	43,773,610
Inv. Producción Term.	25,602,843	27,260,068	29,025,012	30,904,677	32,906,521	35,036,494	37,309,025	39,727,151	42,302,456	45,045,155
C. p. Cobrar	32,269,738	34,520,819	36,945,022	39,531,816	42,299,041	45,259,978	48,428,175	51,818,147	55,445,417	59,228,596
Electivo D.	12,801,422	13,630,034	14,512,508	15,452,338	16,453,206	17,519,242	18,654,513	19,863,576	21,151,228	22,522,577
	70,674,002	75,418,721	80,403,140	85,888,831	91,658,624	97,817,702	104,391,712	111,438,874	118,889,100	126,894,328
C. p. Pagar	49,782,856	52,983,521	56,413,529	60,066,488	63,959,889	68,100,166	72,512,755	77,212,154	82,217,034	87,547,229
Total	20,911,146	22,435,199	24,009,611	25,822,344	27,701,935	29,717,531	31,818,957	34,196,710	36,692,067	39,347,109

Opción	5B	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Inversión		47,580,000										
C. Prod.		307,234,119	327,120,812	348,300,140	370,856,124	394,878,247	420,461,808	447,709,300	476,725,815	507,628,468	540,541,858	
I. Ventas		267,236,850	414,343,430	443,347,470	474,381,792	507,588,518	543,119,714	591,138,094	621,817,781	665,345,004	711,919,154	
Util. bruta		-47,590,000	60,002,731	87,222,618	95,947,330	103,525,669	112,710,271	122,657,906	133,429,794	145,091,946	157,715,536	171,377,296
Admon y Comercialización			856,620	915,727	978,912	1,048,457	1,118,662	1,195,850	1,278,354	1,369,571	1,460,894	1,561,664
Util. operación			79,146,111	86,305,891	94,008,418	102,479,212	111,591,609	121,462,056	132,151,430	143,725,375	156,254,672	169,815,632
ISR			26,809,678	29,344,343	31,983,262	34,842,932	37,941,147	41,297,099	44,931,496	48,866,628	53,126,589	57,737,315
PTU			7,914,611	8,830,689	9,406,842	10,247,921	11,159,161	12,149,200	13,215,143	14,372,538	15,625,467	16,981,563
Utilidad neta			44,321,822	48,331,859	52,578,314	57,388,359	62,491,301	68,010,752	74,004,801	80,496,210	87,502,616	95,096,754

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
SB											
Utilidad neta		44,321,822	48,331,859	52,678,314	57,388,359	62,491,301	68,018,752	74,004,801	80,486,210	87,502,616	95,096,754
Depreciación		3,807,200	3,997,500	4,197,438	4,407,310	4,627,675	4,859,059	5,102,012	5,357,113	5,624,968	5,906,217
Total entradas	0	48,129,022	52,329,419	56,875,752	61,795,669	67,118,976	72,877,811	79,106,813	85,843,323	93,127,585	101,002,971
Capital de Trabajo		20,911,146	22,435,199	24,069,611	25,822,344	27,701,935	29,717,537	31,878,957	34,196,710	36,682,057	39,347,109
Inversión fija	47,500,000										
Total salidas	47,500,000	20,911,146	22,435,199	24,069,611	25,822,344	27,701,935	29,717,537	31,878,957	34,196,710	36,682,057	39,347,109
Flujo de efectivo	-47,500,000	27,217,878	29,894,219	32,805,141	35,973,325	39,417,041	43,160,214	47,227,857	51,648,613	56,445,518	61,655,862
F. E. Acumulado	-47,500,000	-20,372,124	9,522,096	47,328,237	78,301,562	117,718,603	160,878,677	208,106,734	259,753,347	316,198,854	377,854,727

Periodo	A	factor	A/(1+i)
0	-47,500,000	1.000	-47,500,000
1	27,217,878	0.935	25,437,267
2	29,894,219	0.873	26,110,769
3	32,806,141	0.816	26,779,584
4	35,973,325	0.763	27,443,877
5	39,417,041	0.713	28,103,805
6	43,160,274	0.666	28,759,513
7	47,227,857	0.623	29,411,135
8	51,648,613	0.582	30,058,799
9	56,445,518	0.544	30,702,622
10	61,655,862	0.508	31,342,714
		VPN	234,648,088

Periodo	A	i	(1+i) ^t	A/(1+i) ^t
0	-47,500,000	0.05984	1.000	-47,500,000
1	27,217,878	0.05984	0.602	16,397,895
2	29,894,219	0.05984	0.363	10,850,630
3	32,806,141	0.05984	0.219	7,173,923
4	35,973,325	0.05984	0.132	4,739,320
5	39,417,041	0.05984	0.079	3,128,624
6	43,160,274	0.05984	0.048	2,063,894
7	47,227,857	0.05984	0.029	1,390,615
8	51,648,613	0.05984	0.017	895,422
9	56,445,518	0.05984	0.010	590,248
10	61,655,862	0.05984	0.006	388,430
		VPN		8

c) Resultados

El análisis económico de las diferentes opciones da como resultado la siguiente comparación del valor presente de cada una de ellas.

Valor Presente Neto	
1A	171.887.884
1B	49.017.177
1C	120.417.216
2	214.543.535
3	377.393.003
4	300.910.329
5A	244.443.363
5B	236.560.086

A partir de este análisis, se ordenaron las opciones de procesamiento, según su conveniencia económica:

Rango	Opción
1	3
2	4
3	5B
4	5A
5	2
6	1A
7	1B
8	1C

Del análisis de la tasa interna de retorno de cada proyecto, resultó que todos los proyectos presentan una TIR mayor a 15%, que es la tasa mínima atractiva, por lo que todos los proyectos son económicamente viables y atractivos. El resultado de comparación entre proyectos por el método de la tasa de retorno, utilizando los diferenciales de flujo de efectivo por pares de proyectos, dio resultados idénticos a los obtenidos por medio del método del VPN, confirmando así que la clasificación mencionada anteriormente.

La opción más atractiva desde el punto de vista económico es entonces la Opción 3, donde se considera modificar la columna de separación de pentano para tener una columna desisopentanizadora. En este procesamiento se obtienen 22,000BPD de isómero, además de 19,000 BPD de isopentanos que también pueden ser incorporados al mezclado de gasolinas.

Además de la inversión en la planta isomerizadora y equipos relacionados que se requieran, es necesario implementar una unidad de almacenamiento y distribución del isómero en la o las terminales marítimas que lo reciban.

Está contemplado que el isómero sea recibido en la terminal marítima de Tuxpan, Veracruz. La finalidad de la unidad de almacenamiento es recibir, almacenar y mezclar el isómero producto de la planta isomerizadora de pentanos de "La Cangrejera" con gasolinas básicas para la preparación de gasolinas Magna Sin y Premium. Los datos proporcionados de la inversión requerida en la TM de Tuxpan para el manejo del isómero es de entre 868,800 a 1,508,400 USD, dependiendo de la capacidad de las esferas de almacenamiento (10,000 o 5,000 barriles) y del sistema de mezclado (7,000, 5,000 o 2,500 BPD) con costos de operación de entre 1,141,475 a 3,087,200 USD/año.⁴

⁴ Instituto Mexicano del Petróleo; Análisis de Mezclado de Gasolina Base en la Terminal de Tuxpan, Ver. ; mayo 1997.

CONCLUSIONES

La industria petrolera enfrenta actualmente el reto de abastecer energéticos de alta calidad en los grandes volúmenes que se requieren. Estos energéticos deben cumplir con las normas de protección ambiental. Uno de los productos que ha sido reglamentado más severamente es la gasolina, la cual debe prescindir de algunos de los componentes que solía contener por ser nocivos para el medio ambiente y aún así, proporcionar un buen desempeño para los motores actuales.

Una de las principales características de la gasolina es su resistencia a la detonación. Entre más alto sea el octanaje de una gasolina, mejor será su capacidad de antidetonación. El agente antidetonante tetraetilo de plomo debe ser sustituido por sustancias no dañinas. Algunas de estas sustancias son los isómeros del pentano y el hexano. La isomerización es el primer paso lógico para cumplir con el reto de reducir o eliminar el contenido de plomo en las gasolinas.

Las premisas del estudio son buscar el aprovechamiento de la máxima capacidad de la planta isomerizadora, analizar los posibles usos y mercados alternos del pentano, analizar los posibles destinos del isómero producto y su impacto en número de octano, presión de vapor, aromáticos, olefinas y azufre.

La mejor alternativa técnica y económica para comercializar los pentanos producto del Complejo Petroquímico "La Cangrejera" es como componente en la gasolina reformulada, para lo que requiere el proceso de isomerización, ya que la fracción de C₅ y C₆ está entre las de más bajo octanaje dentro de los componentes de las gasolinas modernas.

El proceso de isomerización es la mejor manera que se tiene actualmente para incrementar el octanaje de una corriente de pentanos. Este proceso puede aumentar económicamente el RON hasta 23 unidades, dependiendo del proceso.

El isómero producto al ser mezclado al "pool" de gasolina, representaría un 11.8% en volumen de la producción total del país. Además del incremento en volumen, la incorporación del isómero tendría las siguientes ventajas:

- Disminución del contenido de aromáticos, benceno, olefinas y azufre por dilución.
- Bajar la temperatura de ebullición al 50% vol. (T₅₀).
- Reducir la importación de gasolinas
- Disminuir la proporción residuales-gasolina

La desventaja que presenta la incorporación del isómero al mezclado de gasolina nacional es el aumento en la presión de vapor Reid, PVR. Las gasolinas actuales ya tienen una PVR elevada debido a una gran cantidad de butanos. Si se ajusta la cantidad de butanos permisibles en las gasolinas estabilizadas de reformación y de desintegración catalítica, se pueden incorporar de 7.5 a 15.5 barriles de isómero por cada barril de butano eliminado, dependiendo de la presión de vapor Reid original. Esto presenta la ventaja adicional de que al sustituir el butano por el isómero, se disminuye la importación de gas licuado de petróleo, LPG, mejorando también su distribución.

La gasolina Magna Sin es el producto del mezclado de diferentes productos básicos:

1. Gasolina regular, de alto número de octano.
2. Gasolina de MTBE (metil terbutil éter) que aumente el octanaje sin afectar la PVR.
3. Alquilado para el control de aromáticos y olefinas
4. Isómero, para una gasolina de mejor calidad

La planta isomerizadora de la Cangrejera se diseñó con el proceso Penex, licenciado por UOP, Universal Oil Products, con una capacidad de procesamiento de 28,000 BPD y cuya inversión básica es de 32,270,000 dólares. La carga a la planta de isomerización requiere estar desulfurizada, lo cual es posible mediante la planta de hidrosulfurización, HDS, existente, que tiene capacidad de procesar esta carga. La corriente carga a la isomerizadora es el producto del domo de la torre desisohexanizadora, existente también y cuyo producto de fondo es la carga a los reactores de BTX.

Se plantean varios casos de modificaciones al esquema actual del Complejo que permiten el máximo aprovechamiento de la planta de isomerización. Una de estas modificaciones es incorporar la corriente de corte lateral de la torre DiC6 a la carga a isomerización. Esta corriente es rica en compuestos que dan lugar a compuestos ramificados de alto número de octano.

Se plantea también la recirculación de los pentanos normales dentro de la isomerizadora para aumentar la conversión. Esto requiere de la separación de las parafinas normales de los isómeros.

Se propone además modificar la columna pentanizadora a desisopentanizadora, pudiendo enviar el producto del domo a incorporarse como isómero a la gasolina. Como anexo a esta modificación, existen variantes en la severidad de la columna, y los excedentes se pueden enviar a exportación (nC_3), mezclarse con el "pool" nacional (iC_3) junto con el producto de la isomerizadora o bien comercializarse independientemente.

Se pueden hacer varias de estas modificaciones, ya que técnicamente es posible. En este trabajo se presentan como económicamente excluyentes, es decir, por la inversión requerida se debe escoger una sola opción. Sin embargo, se pueden combinar varias propuestas observando los requerimientos y el comportamiento del isómero en las futuras reformulaciones de gasolinas.

Se realizó un análisis económico de las opciones. Utilizando los métodos del Valor Presente y el de la Tasa de Retorno, se obtuvo el mismo resultado: la viabilidad económica de cada una de las opciones resultó satisfactoria, sin embargo algunas son más convenientes que otras. Todas las opciones presentan un beneficio económico.

Del análisis económico de las opciones propuestas, se concluyó que el caso más viable económicamente es la Opción 3, la cual contempla una modificación de la columna despentanizadora para que transformarla en desisopentanizadora. Esta variación permite una mejor conversión en la planta de isomerización, ya que el contenido de isómero de carga es menor y se favorece la reacción, con el consecuente aumento de RON. La columna DiC_3 requiere de más etapas de separación, por lo que es necesaria una columna nueva. El producto de domo de la columna es isopentano que puede ser aprovechado como componente de la gasolina, aunque para ello requiere tratamiento cáustico.

Se puede considerar fusionar propuestas, por ejemplo, a la Opción 3 añadirle alguna de las tecnologías de proceso para recirculación de parafinas dentro del esquema de isomerización, pero estas combinaciones no entran dentro del alcance del presente trabajo.

Para el envío de los isómeros para que sean incorporados al mezclado nacional de gasolinas se requiere identificar logísticamente los centros donde el isómero puede ser

aceptado más convenientemente. Se debe desarrollar la infraestructura de almacenamiento, distribución y mezclado del isómero.

Se presentaron varios posibles destinos, de lo que se concluye que la Terminal Marítima de Tuxpan es una alternativa viable. La T.M. de Tuxpan pretende abastecer al Centro de Distribución de Azcapotzalco con la gasolina requerida en el Valle de México, ya que por disposiciones de la Secretaría de Desarrollo Social no se permite mezclar la gasolina en este lugar para disminuir los índices de contaminación.¹

Los costos de inversión para la infraestructura requerida para el manejo del isómero en la terminal de Tuxpan son de 868,800 USD a 1,508,440 USD, dependiendo del tamaño de las esferas y el sistema de mezclado que se escoja.¹

En la industria petrolera del México de hoy es imprescindible hacer las adecuaciones necesarias para el máximo aprovechamiento de los recursos para dar productos de la más alta calidad. Esta tesis es uno de los proyectos que se llevan a cabo como parte del Paquete Ecológico de Petróleos Mexicanos. Se requiere seguir incorporando nuevas tecnologías para vencer los retos que propone la vida moderna y la conciencia de la conservación del medio ambiente.

¹ Instituto Mexicano del Petróleo

ANEXO I

Volumen de las Exportaciones de Petróleo Crudo
(miles de barriles por día)

	Total	Por Tipo			Por Destino Geográfico		
		Olmecca	Istmo	Maya	América	Europa	Lejano Oriente
1996	1 544	492	189	863	1 335	122	87
Ene	1 499	481	174	844	1 304	139	56
Feb	1 505	471	253	781	1 252	127	126
Mar	1 449	472	134	842	1 333	63	53
Abr	1 561	496	186	879	1 375	126	61
May	1 536	460	199	878	1 283	139	114
Jun	1 714	531	206	976	1 513	124	77
Jul	1 461	450	172	840	1 275	92	95
Ago	1 524	499	174	852	1 266	140	118
Sep	1 616	490	188	938	1 344	155	118
Oct	1 657	528	221	907	1 376	165	115
Nov	1 499	488	222	788	1 303	82	114
Dic	1 510	531	146	833	1 401	109	0
1997	1 664	502	195	967	1 427	177	60
Ene	1 590	458	170	962	1 383	148	59
Feb	1 567	533	180	854	1 381	120	65
Mar	1 679	501	174	1004	1 382	242	55
Abr	1 817	520	254	1 042	1 562	194	61

Fuente: <http://www.pemex.com/fpemcifras>

ANEXO II

Volumen de las Ventas Internas de Petrolíferos y Gas Natural
(miles de barriles por día)

	Total Petrolíferos	Gasolinas Automotrices	GLP	Diesel	Combustíolo	Gas Natural	Otros (mmmpd)
1995	1 434	479	255	226	391	1 552	81
Ene	1 575	491	267	226	477	1 620	94
Feb	1 555	509	271	238	443	1 477	94
Mar	1 547	501	265	242	450	1 563	89
Abr	1 393	458	244	213	401	1 532	78
May	1 441	477	236	230	420	1 557	78
Jun	1 412	478	235	231	393	1 620	75
Jul	1 400	466	237	210	425	1 627	72
Ago	1 364	470	241	223	353	1 540	77
Sep	1 308	462	249	216	309	1 475	71
Oct	1 313	467	247	234	288	1 480	78
Nov	1 447	484	275	243	359	1 567	85
Dic	1 463	495	278	231	371	1 556	87
1996	1 462	479	265	244	411	1 633	82
Ene	1 490	470	300	232	399	1 564	86
Feb	1 512	479	265	242	423	1 592	84
Mar	1 481	470	266	239	425	1 586	82
Abr	1 497	477	255	239	443	1 572	83
May	1 469	486	246	249	408	1 606	79
Jun	1 423	460	240	239	406	1 704	76
Jul	1 495	499	248	247	429	1 622	86
Ago	1 436	474	250	237	394	1 605	80
Sep	1 470	462	246	228	456	1 707	77
Oct	1 464	467	269	260	396	1 703	79
Nov	1 490	494	282	264	369	1 661	81
Dic	1 523	504	297	250	387	1 679	85

Fuente: <http://www.pemex.com/fpencifras>

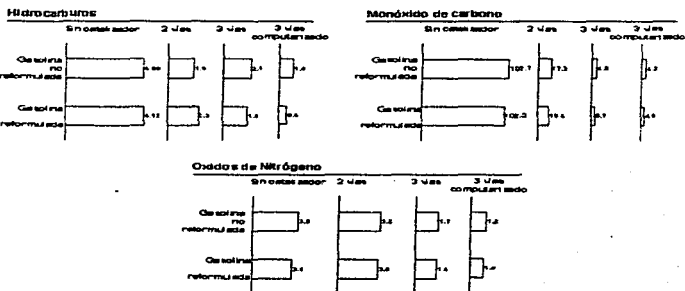
Elaboración de Productos Petrolíferos
(miles de barriles diarios)

	Proceso Crudo	Total	Gasolinas Automotrices	GLP	Turboquina	Diesel	Combustóleo	Otros
1995	1 267	1 531	421	257	70	255	417	111
Ene	1 336	1 665	453	283	87	288	440	113
Feb	1 337	1 605	429	247	83	268	463	116
Mar	1 381	1 625	429	258	74	282	470	112
Abr	1 266	1 582	434	247	72	272	445	111
May	1 319	1 598	439	268	77	260	431	122
Jun	1 224	1 493	409	264	71	246	392	111
Jul	1 291	1 535	419	290	65	270	408	113
Ago	1 195	1 422	370	280	69	221	395	108
Sep	1 222	1 475	415	281	71	231	362	105
Oct	1 088	1 330	396	206	59	213	341	115
Nov	1 214	1 471	411	255	58	236	408	103
Dic	1 295	1 569	444	271	56	271	419	108
1996	1 267	1 511	414	249	62	270	418	98
Ene	1 251	1 521	427	271	65	249	416	94
Feb	1 297	1 525	425	272	59	239	441	90
Mar	1 364	1 594	447	262	69	277	449	90
Abr	1 281	1 520	416	270	66	260	414	95
May	1 254	1 508	406	270	65	269	402	98
Jun	1 242	1 512	409	269	61	266	406	99
Jul	1 293	1 545	428	253	64	282	427	92
Ago	1 281	1 480	410	217	80	277	415	100
Sep	1 233	1 493	402	226	59	275	409	122
Oct	1 226	1 450	394	228	59	261	404	104
Nov	1 223	1 435	384	221	49	282	405	94
Dic	1 263	1 544	421	228	65	265	431	105

Fuente: <http://www.pemex.com/fpemcifras>

ANEXO III

Comparación de emisiones por tipo de gasolina sin plomo (gramos por kilómetro)



Fuente: The Total Effect of a Reformulated Gasoline on Vehicle Emissions by Technology, SAE Technical Paper No. 91-0300

BIBLIOGRAFÍA

Petróleos Mexicanos
EL PETRÓLEO
50 Aniversario
Pemex (1988)

Nelson W. L.
PETROLEUM REFINERY ENGINEERING
McGraw Hill Publishing Co.
E. U. A. (1958)

Waddams, A. L.
CHEMICALS FROM PETROLEUM
Gulf Publishing Co.
E. U. A. (1980)

Kingham, R. R.
AN INTRODUCTION TO THE PHYSICS AND CHEMISTRY OF PETROLEUM
John Wiley & Sons Ltd.
Inglaterra (1983)

Hatch L.F., Mater S.
FROM HYDROCARBONS TO PETROCHEMICALS
Gulf Publishing Co.
E. U. A. (1981)

Chevron Research
MOTOR GASOLINE: A BRIEF HISTORY
Oronite Additives, Chevron
E. U. A. (1990)

Gary, J.H., Handwerk, G.E.
REFINO DEL PETRÓLEO
Editorial Reverte
España (1980)

Deloza, A., Rodríguez, M.S.
FORMULACIÓN DE GASOLINAS, PROGRAMA DE CÓMPUTO PARA FORMULAR
GASOLINAS EMPLEANDO UN MÉTODO DE OPTIMIZACIÓN EN "MICROSOFT
EXCEL " (Tesis Profesional)
Instituto Politécnico Nacional
México (1996)

Bland W.
PETROLEUM PROCESSING HANDBOOK
McGraw Hill Book Co.
EUA (1967)

Morrison R. & Boyd R.
QUÍMICA ORGÁNICA
Fondo Educativo Interamericano
México (1985)

Instituto Mexicano del Petróleo
CARACTERÍSTICAS DE ACEITES CRUDOS
IMP

Petróleos Mexicanos
ANUARIO ESTADÍSTICO 1994
PEMEX (1994)

Petróleos Mexicanos
ANUARIO ESTADÍSTICO 1996
PEMEX (1997)

Petróleos Mexicanos
FOLLETO: COMPLEJO PETROQUÍMICO LA CANGREJERA
PEMEX

Rullán A.F.
CHEVRON Y LA REFORMULACIÓN DE GASOLINAS
Segundo Foro de la Industria de la Refinación en México
IMP (1996)

Frost, A. V.
IMPROVEMENT OF OCTANE RATING OF GASOLINE BY ISOMERIZATION
Oil and Gas Journal,
July 29, 1944

Asselin, G.F.
ISOMERIZATION: UPGRADING LIGHT STRAIGHT RUN
UOP Technical Seminar, E. U. A. , (1971)

Minkinen A. et al.
AN IMPROVED PROCESS FOR COMPLETE ISOMERIZATION OF C₃/C₆ STREAMS:
Institute Francaise du Pétrole
NPRA Annual Meeting; (1993)

ISOMERIZATION
UOP Technological Seminar: Modern Trends in Refining
UOP (1971)

MANUAL DE PRECIOS INTERORGANISMOS
Instituto Mexicano del Petróleo (1994)

Fleischer G.A.
INTRODUCTION TO ENGINEERING ECONOMY
PWS Publishing Co.
E.U.A., (1994)

Ragsdale R.
THE ECONOMICS OF REFORMULATED GASOLINE PRODUCTION
Bechtel Corporation
NPRA Annual Meeting; LA, E.U.A. (1992)

Peters, M., Timmerhaus, K.
PLANT DESIGN AND ECONOMICS FOR CHEMICAL ENGINEERS
McGraw Hill Kogakusha, Ltd.
Japón (1968)

Página electrónica de Petróleos Mexicanos
<http://www.pemex.com>