



11
27

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

EXAMEN DE PROFESIONALIDAD
CARRERA DE QUÍMICA

ANTEPROYECTO PARA LA COMERCIALIZACION
DE UN NUEVO TIPO DE PETROLEO CRUDO
EN EL MERCADO NACIONAL

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERA QUÍMICA

P R E S E N T A :

GUADALUPE AYALA RUIZ



MEXICO, D. F.

1996

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

**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. GALINDO FUENTES JOSE EDUARDO.

Vocal Prof. LOPEZ TORRES ARTURO.

Secretario Prof. TREJO MARTINEZ SERGIO.

1er. suplente Prof. PEREZ SANTANA ERNESTO.

2do. suplente Prof. LOZADA GOMEZ YOLANDA.

Sitio donde se desarrollo el tema: Facultad de Quimica y Petroleos Mexicanos.

Nombre completo y firma del asesor del tema: ~~Arturo Lopez Torres~~
Ing. LOPEZ TORRES ARTURO.

Nombre completo y firma del supervisor tecnico: ~~Ing. Reyes Moreno Gabriel Ubaldo~~
Ing. REYES MORENO GABRIEL UBALDO.

Nombre completo y firma del sustentante: Guadaluca Ayala R
AYALA RUIZ GUADALUPE.

Una persona puede lograr cualquier cosa que quiera en este mundo, siempre y cuando la desee con la suficiente intensidad y esté dispuesta a pagar cualquier precio.

NAPOLÉON HILL.

Gracias Dios por permitirme vivir.

Dedicada con amor a mis padres Irene y Antonio, así como a mis hermanos Ernesto, Fernando, Rouse, Pepe, Mary, Ruth y Alejandro; que siempre me han apoyado incondicionalmente en todas las etapas de mi vida.

Gracias de todo corazón.

Dedico esta tesis a Bruno Rodriguez, por todo el amor y apoyo que me has dado.

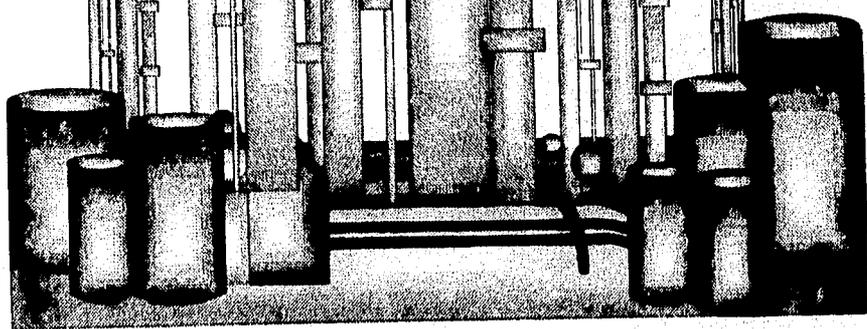
Agradezco a Gabriel Ubaldo Reyes, por todo el apoyo que me dio para ver realizado este trabajo.

Gracias Gabriel.

En más de una ocasión senti el apoyo y el animo que me brindaron para terminar la carrera.

Gracias, Fabiola Torres, Esther Cortes, Adriana Vega y Yoyis Hernández.

**ANTEPROYECTO PARA LA COMERCIALIZACION
DE UN NUEVO TIPO DE
PETROLEO CRIADO
EN EL MERCADO NACIONAL**



CONTENIDO.

	PAGINA
1/ INTRODUCCIÓN.	1
2/ COMERCIALIZACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO.	
Mercado Nacional.	3
Mercado Internacional.	4
Contratos de compra - venta.	7
Escenarios comerciales por estacionalidad.	10
3/ CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO.	
Propiedades del petróleo crudo.	20
Curva de destilación de los crudos.	25
4/ ESQUEMAS DE REFINACIÓN.	
Proceso Hydrokimming.	28
Proceso Desintegración catalítica.	34
Proceso Coquización.	37
5/ DESARROLLO DE LA EVALUACIÓN DEL NUEVO TIPO DE CRUDO.	
Selección del esquema de refinación de petróleo.	42
Metodología empleada para la evaluación de rendimientos.	44
Netback	46

6/ MECANISMOS DE VALORACIÓN DE PETRÓLEO

CRUDO.

Nivel Nacional.	51
Nivel Internacional.	54

7/ EVALUACIÓN DEL NUEVO TIPO DE PETRÓLEO

CRUDO.

Aplicación del Modelo Simplificado de Rendimientos.	61
Aplicación del Modelo PIMS.	70

8/ ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Resultados obtenidos por el Modelo Simplificado de Rendimientos.	79
Resultados obtenidos por el Modelo PIMS.	82

9/ CONCLUSIONES.

10/ RECOMENDACIONES.

11/ BIBLIOGRAFÍA.

ÍNDICE DE DIAGRAMAS.

	PAGINA
DIAGRAMA No. 1 PROCESO HYDROSKIMMING.	30
DIAGRAMA No. 2 PROCESO DESINTEGRACIÓN CATALÍTICA.	35
DIAGRAMA No. 3 PROCESO COQUIZACIÓN.	38
DIAGRAMA No. 4 DIAGRAMA GENERAL PARA LA EVALUACIÓN A TRAVÉS DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN (RENDIMIENTOS, PIMS).	49

ÍNDICE DE FIGURAS.

PAGINA

**FIGURA No. 1 MERCADO INTERNACIONAL DE
PETRÓLEO CRUDO.**

6

ÍNDICE DE GRÁFICAS.

	PAGINA
GRÁFICA No.1 COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE PRECIOS DE CRUDO ISTMO Y MAYA.	12
GRÁFICA No.2 DIFERENCIAL HISTÓRICO DE PRECIOS DE CRUDO ISTMO - MAYA.	13
GRÁFICA No.3 DIFERENCIAL HISTÓRICO DE PRECIOS DE PRODUCTOS LIGEROS - PESADOS.	15
GRÁFICA No.4 COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE PRECIOS DE COMBUSTOLEOS DE BAJO Y ALTO CONTENIDO DE AZUFRE.	16
GRÁFICA No.5 DIFERENCIAL HISTÓRICO DE PRECIOS DE COMBUSTOLEOS DE BAJO Y ALTO CONTENIDO DE AZUFRE.	17
GRÁFICA No.6 CURVAS TRUE BOILING POINT ISTMO, MAYA Y NUEVO TIPO.	76
GRÁFICA No.7 GRAVEDAD API ISTMO, MAYA Y NUEVO TIPO.	77
GRÁFICA No.8 CONTENIDO DE AZUFRE % PESO ISTMO, MAYA Y NUEVO TIPO.	78

ÍNDICE DE TABLAS.

	PAGINA
TABLA No. 1 COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO.	18
TABLA No. 2 CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO POR ° API.	19
TABLA No. 3 ASSAYS DE LOS CRUDOS ISTMO, MAYA Y NUEVO TIPO.	26
TABLA No. 4 RENDIMIENTOS PROMEDIO DE UN ESQUEMA FCC.	36
TABLA No. 5 PRODUCTOS OBTENIDOS EN UN ESQUEMA FCC.	43
TABLA No. 6 FRACCIONAMIENTO TBP DE UNA DESTILACIÓN PRIMARIA.	45
TABLA No. 7 TIPOS DE PETRÓLEO CRUDO EN EL MERCADO.	52
TABLA No. 8 COTIZACIONES PROMEDIO DE PRODUCTOS PARA EVALUACIÓN DE CRUDOS, POR EL MÉTODO "NETBACK" USD/BBL.	60

TABLA No. 9 ASSAYS CRUDO ISTMO (VERANO) PARA MODELO SIMPLIFICADO DE RENDIMIENTOS.	62
TABLA No. 10 ASSAYS CRUDO ISTMO (INVIERNO) PARA MODELO SIMPLIFICADO DE RENDIMIENTOS.	63
TABLA No. 11 ASSAYS CRUDO MAYA (VERANO) PARA MODELO SIMPLIFICADO DE RENDIMIENTOS.	64
TABLA No. 12 ASSAYS CRUDO MAYA (INVIERNO) PARA MODELO SIMPLIFICADO DE RENDIMIENTOS.	65
TABLA No. 13 ASSAYS NUEVO TIPO DE CRUDO (VERANO) PARA MODELO SIMPLIFICADO DE RENDIMIENTOS.	66
TABLA No. 14 ASSAYS NUEVO TIPO DE CRUDO (INVIERNO) PARA MODELO SIMPLIFICADO DE RENDIMIENTOS.	67
TABLA No. 15 RENDIMIENTOS OBTENIDOS POR EL MODELO SIMPLIFICADO DE RENDIMIENTOS EN VERANO E INVIERNO.	68
TABLA No. 16 SELECCIÓN DEL BEST USD/BBL	69

TABLA No. 17 ASSAYS MODELO PIMS.	71
TABLA No. 18 RENDIMIENTOS OBTENIDOS A PARTIR DEL MODELO PIMS.	74
TABLA No. 19 ANÁLISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS POR EL MODELO SIMPLIFICADO DE RENDIMIENTOS CALCULADO POR EL MÉTODO NETBACK.	80
TABLA No. 20 ANÁLISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS POR EL MODELO PIMS CALCULADO POR EL MÉTODO NETBACK.	81

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN.

Sin duda alguna, el ámbito en el que el Ingeniero Químico puede desarrollarse en la industria es muy amplio. Dentro de éste contexto, se contemplan actividades en las que normalmente se ve involucrado como es el caso de: laboratorios para análisis de control de calidad, operación de plantas, planificación de la producción, etc. Sin embargo, otra de las actividades en que el Ingeniero debe incursionar en la actualidad, son los **Aspectos Económicos** ya que aunado a sus conocimientos de operaciones y procesos unitarios, es posible que dentro del entorno de una empresa, contribuya al mejoramiento y optimización de los procesos productivos aplicando para esto, los conceptos que la Reingeniería contempla y cuya premisa básica es hacer más, con menos recursos monetarios.

Otra de las ventajas que puede obtener, derivada del conocimiento de la economía, es que puede también participar en la venta de los productos que se obtienen de dichos procesos, o sea, la función de **Comercializador**.

En relación a los planteamientos analizados anteriormente, el presente trabajo, tiene como propósito fundamental dar una visión integral de un estudio Técnico - Económico para la comercialización de un Nuevo Tipo de petróleo crudo, diferente a la que se entrega en forma normal a un proceso de refinación de petróleo, en el Sistema Nacional de Refinerías.

Aunado a los aspectos técnicos que se discutirán, se planteará un análisis del impacto económico que representará tanto para el vendedor como para el cliente, el manejo de esta propuesta para proceso, apoyados en los resultados obtenidos por Modelos de Simulación Técnico - Económicos desarrollados para computadora.

CAPITULO 2.

COMERCIALIZACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO.

Tradicionalmente el petróleo crudo que se produce en nuestro país, en sus tres clasificaciones generales Superligero (39° API), Ligeró (32° API) y Pesado (22° API), ha sido comercializado en los Mercados Nacional e Internacional por Petróleos Mexicanos, con el propósito de satisfacer la demanda tanto de los procesos del Sistema Nacional de Refinerías, como de los clientes en el extranjero.

2.1.- MERCADO NACIONAL.

Así, estadísticamente se ha observado que en el Mercado Nacional se consume aproximadamente el 50 % de la producción de petróleo crudo. Por mencionar uno de los datos estadísticos reportados oficialmente, podemos decir que en el año de 1993, de un total de 2,653 (*) miles de barriles día de petróleo crudo producidos se distribuyeron 1,316 (*) miles de barriles día a proceso del Sistema Nacional de Refinerías para transformar el crudo en productos terminados e Intermedios y satisfacer así, los requerimientos energéticos del país y de la industria petroquímica.

Para cumplir con el objetivo anteriormente mencionado, el Sistema Nacional de Refinerías dispone de una capacidad nominal instalada de proceso de 1, 350 (*) miles de barriles día en 6 Refinerías , para producir Gas L.P, Gasolinas (Magna Sin. Nova), Turbosina, Kerosina, Diesel industrial, Diesel para automotores, Combustóleos de diferentes grados de azufre etc., de entre algunos de los productos que principalmente se obtienen.

Dentro del sistema de logística de distribución con que se cuenta, se contempla que las entregas de petróleo crudo en el Mercado Nacional, en su mayoría se efectúan a través del sistema troncal nacional de ductos de que se dispone, aunque en ocasiones por condiciones de la infraestructura instalada es necesario recurrir a la entrega o movimiento de petróleo crudo a través de buquetanques que navegan exclusivamente entre puertos Mexicanos (cabotaje).

2.2.- MERCADO INTERNACIONAL.

Por otro lado, en el Mercado Internacional se comercializa el resto del volumen disponibles de la producción, en diversas regiones geográficas como son:

América del Norte.

Centroamérica.

(*) ANUARIO ESTADISTICO 1984 PETROLEOS MEXICANOS.

Europa.

Lejano Oriente.

y las entregas se hacen exclusivamente por buquetanques, los cuales son cargados en los puertos de Pajaritos Ver., Salina Cruz Oax. y en las terminales marítimas Dos Bocas Tabs., Cayo Arcas Camp., dependiendo el destino final de los mismos.

En el año de 1993 se entregaron para la exportación un total de 1,337 miles de barriles día de los cuales 219 correspondieron al tipo de crudo Olmeca (39 ° API), 262 de Istmo (32 ° API) y 856 de Maya (22 ° API). Como se puede observar en la figura No. 1.

La distribución geográfica que se observó del total del crudo comercializado al exterior fue de 65.87% (*) hacia Norteamérica, 21.40% (*) al Continente Europeo, el 6% (*) al Lejano Oriente y el 6.72% (*) al Resto de América.

MERCADO INTERNACIONAL DE PETROLEO CRUDO

**EXPORTACION
NETA EN 1993
1,337 MBD**

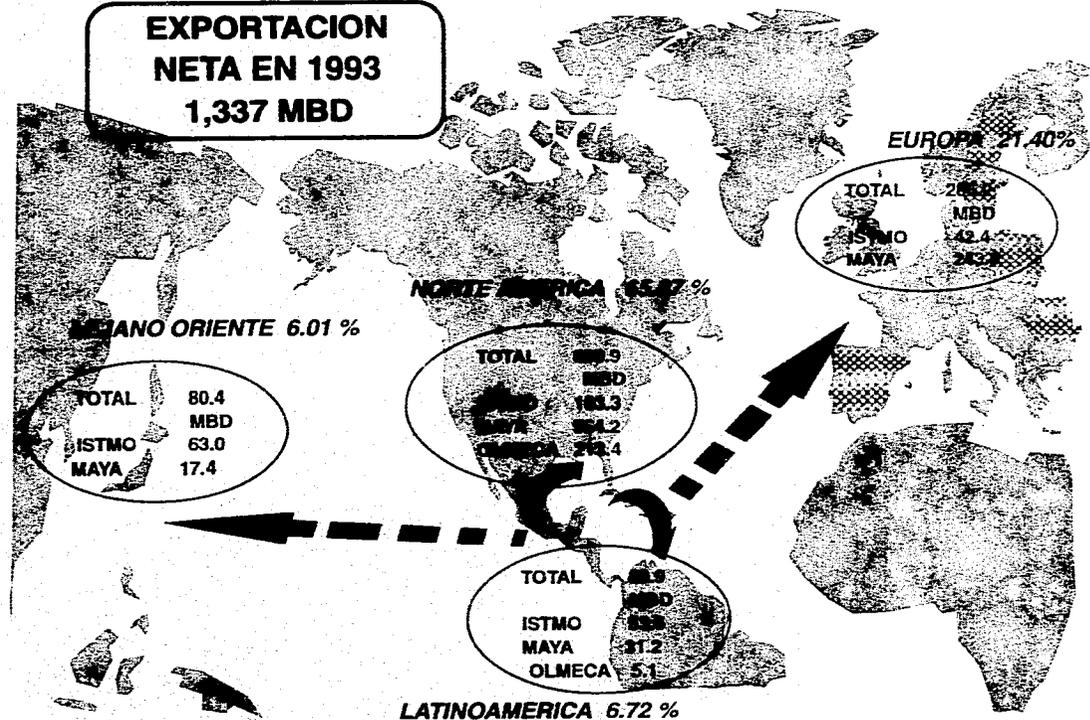


FIGURA No. 1

2.3 .- CONTRATOS DE COMPRA - VENTA.

En cualquiera de los dos mercados en los que México participa, la comercialización de petróleo crudo se hace a través de contratos de compra-venta, en los que se especifica la calidad y el volumen a ser entregado en los puntos de transferencia de custodia (puntos de venta).

El cumplimiento de los objetivos básicos de la política comercial de Petróleos Mexicanos han contribuido a que el país sea considerado como un proveedor confiable, por lo que la mayor parte de sus clientes han manifestado que conceden un gran valor a ésta relación contractual que mantienen con Pemex.

Sin embargo, el mecanismo contractual, presenta algunas desventajas, derivadas principalmente de la inflexibilidad que, en menor o mayor grado, inevitablemente acompaña a este tipo de relaciones con respecto a otras opciones de contratación para la adquisición de petróleo crudo.

Uno de los aspectos incitantes dentro de la industria petrolera es que, en toda la cadena de producción, manufactura y distribución se producen desequilibrios entre lo que una compañía puede suministrar a partir de sus propios recursos y lo que sus clientes necesitan.

Las ventas de algunos productos de petróleo varían según las estaciones del año o experimentan declinaciones o aumentos después de haber ido ascendiendo o descendiendo durante largos períodos; los combustibles competitivos ganan o pierden atractivo en términos de costos o disponibilidad y siempre es posible que se produzcan perturbaciones en el abastecimiento de petróleo crudo o en los precios, tal vez por demoras de transporte o debido a acontecimientos políticos.

La contratación constituye la manera de superar tal situación: (las empresas compran, venden o intercambian cargamentos de productos y de petróleo crudo para tal fin). Se les puede agrupar en dos categorías principales: las ventas a largo plazo o contrato y las ventas spot.

Una venta a largo plazo, se refiere a un período futuro. Antes, este período podría haber sido hasta de tres años, con frecuencia a precio fijo; pero últimamente, hay mayor flexibilidad en cuanto al período y al precio.

Las ventas spot, por su parte, se refieren a un período mucho más corto; son transacciones hechas a un precio acordado para entrega o toma inmediata. El cargamento de que se trata puede estar ya en alta mar, siendo transportado hacia una de las zonas comerciales del mundo. Mientras que las operaciones a términos llevan el objeto inherente de lograr una mayor seguridad del abastecimiento, los negocios spot se basan en la disponibilidad y son más sensibles a las consideraciones de precio.

Es imposible comprobar exactamente donde está la línea divisora entre el comercio a plazo y el spot. Los cargamentos spot pueden volverse a negociar muchas veces, originando informes que inflan el volumen total vendido de esta manera. Sin embargo, resulta claro que los menores precios spot que se han visto últimamente han atraído más compradores al mercado spot y se estima que es spot hasta un 30 por ciento del petróleo que se vende al usuario final.

Mientras los productos se compran o venden a fin de remediar directamente un desequilibrio en particular, las refinerías buscan diferentes tipos de crudo para obtener determinados productos a un costo ventajoso. Esto es posible por que cada uno de los crudos que se venden normalmente en el mundo tienen diferentes características físicas y químicas. Cada crudo produce al refinarse, una gama diferente de derivados y una refinería puede encontrar ventajoso utilizar un crudo en vez de otro.

Además de actuar como contrapeso, las operaciones mercantiles ayudan a la industria petrolera a actuar con mayor eficiencia: es económicamente sensato comerciar si con eso se reducen las distancias que deben cubrir los buquetanques, o las refinerías pueden funcionar a tasas de utilización más efectivas.

2.4.- ESCENARIOS COMERCIALES POR ESTACIONALIDAD INVIERNO - VERANO.

Existen principalmente dos escenarios estacionales dentro de los cuales los refinadores orientan sus operaciones para satisfacer la demanda de productos requeridos en cada temporada.

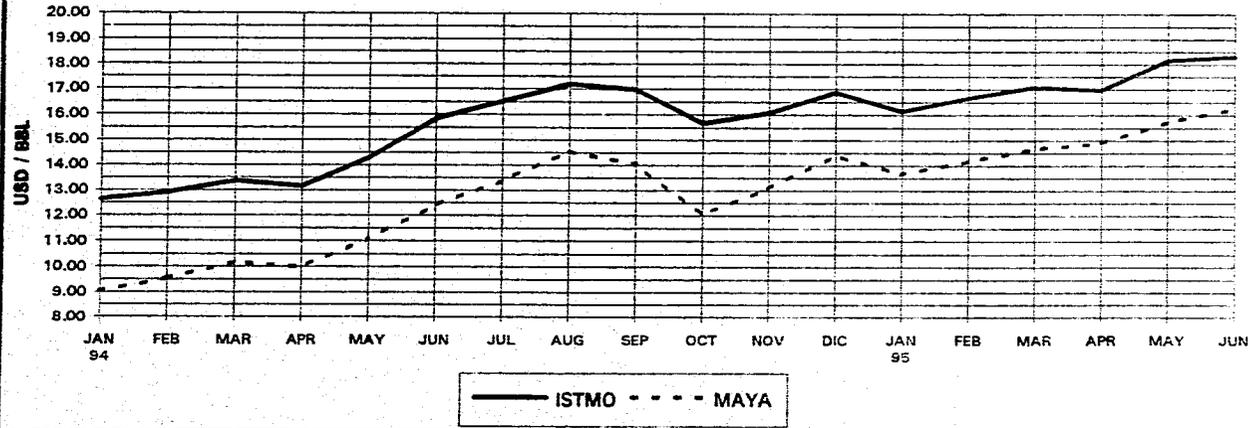
Por ejemplo, en una forma general se puede mencionar que en la época de **VERANO** los refinadores se dedican a procesar ciertos tipos de crudos para la obtención de **gasolinas y asfaltos** principalmente, y en el **INVIERNO** debido al cambio en las condiciones climatológicas, se incrementan sustancialmente la demanda de **destilados Intermedios**, los cuales son la base de combustibles caseros e industriales, por lo que las condiciones en precio de los diferentes tipos y calidades de crudo que se procesan, varía en función de la **composición de los mismos y de los rendimientos en productos que se pueden obtener de ellos.**

A manera ilustrativa, a continuación se describe en forma gráfica, una **semblanza del comportamiento del Mercado Petrolero Internacional en el periodo Enero de 1994 - Junio de 1995 en lo que a comportamiento de precios se refiere.**

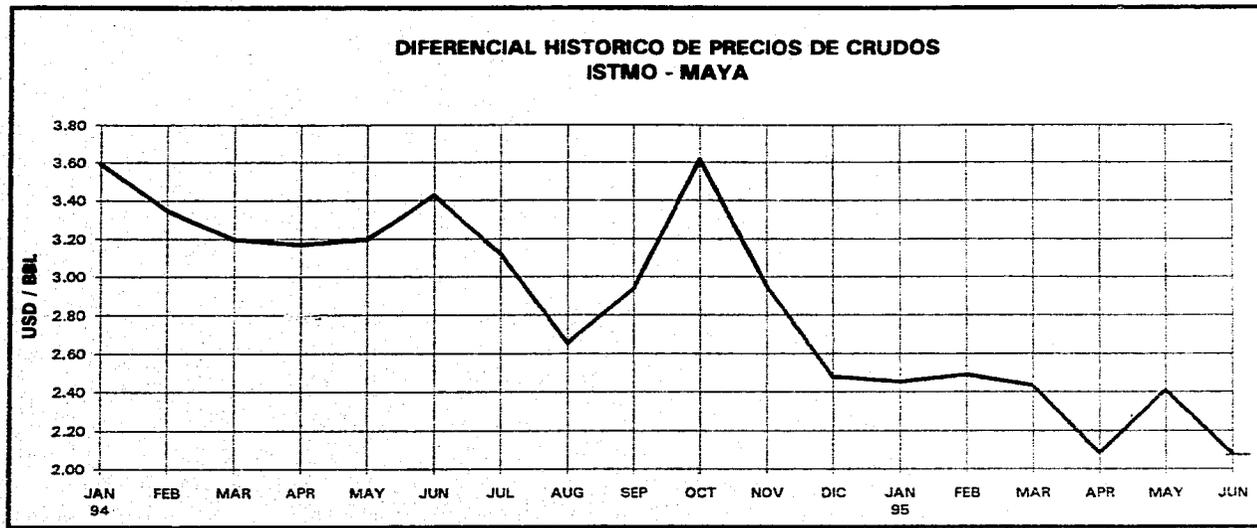
Como se puede observar en la gráfica No. 1, de acuerdo a la demanda de productos, los precios de los crudos ligero y pesado, variaron considerablemente a la alza en el período analizado, sin embargo, al final del periodo el "Diferencial" se situó en 1.50 cts. de dólar por barril. Como se muestra en la gráfica No. 2. En los meses de agosto a octubre de 1994, se observó un repunte, debido al fortalecimiento del precio de los productos ligeros en relación a los pesados.

A partir de ese punto, nuevamente se tuvo un comportamiento a la baja pero en forma más drástica para situar el diferencial en 2.10 dólares por barril.

COMPORTAMIENTO HISTORICO DE PRECIOS DE PETROLEO CRUDO
ISTMO Y MAYA



GRAFICA No.1

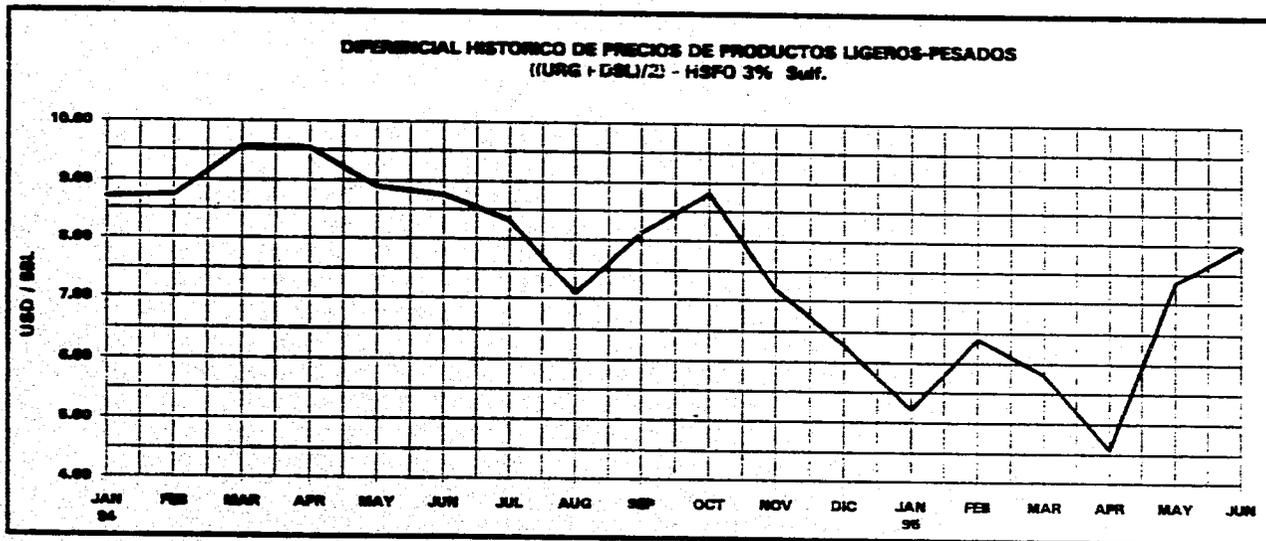


GRAFICA No.2

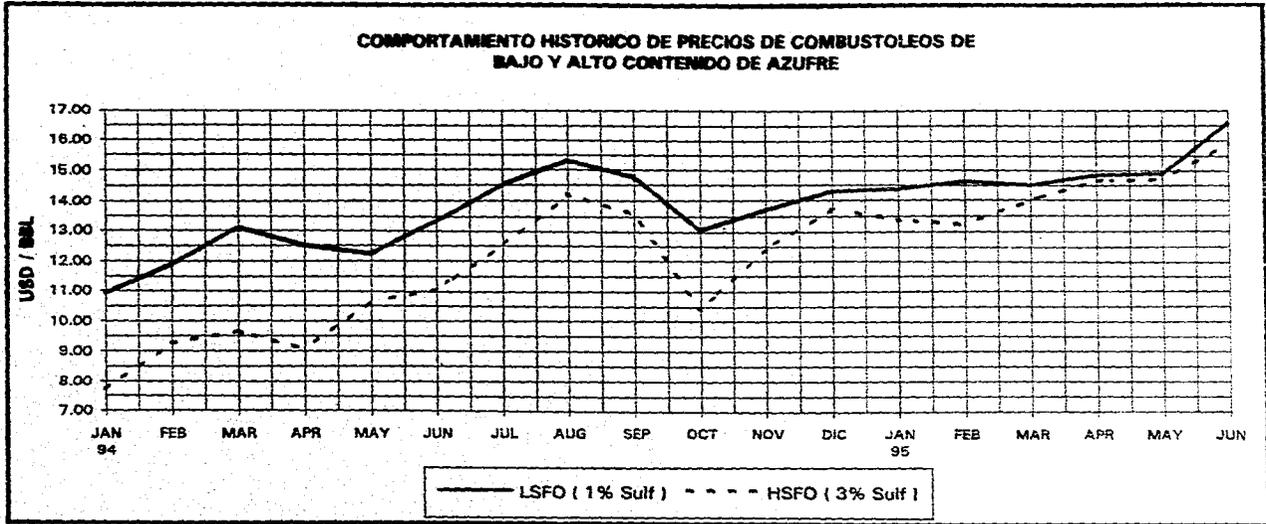
El comportamiento anterior, obedeció a un incremento en la demanda de crudos pesados y amargos, por lo que los precios de los combustóleos de alto contenido de azufre, se vieron favorecidos en relación al precio de los productos ligeros, observándose un repunte en los meses de Agosto a Octubre de 1994, como se aprecia en la gráfica No. 3.

Por otro lado, el comportamiento histórico de precios de los combustóleos de Bajo y Alto contenido de azufre mostrado en la gráfica No. 4 resultó atípico, influenciado por diversos acontecimientos Políticos que a nivel Internacional influyeron en el comportamiento del Mercado Petrolero, así, en la gráfica No. 5 se muestra el diferencial de precios observado en éste periodo.

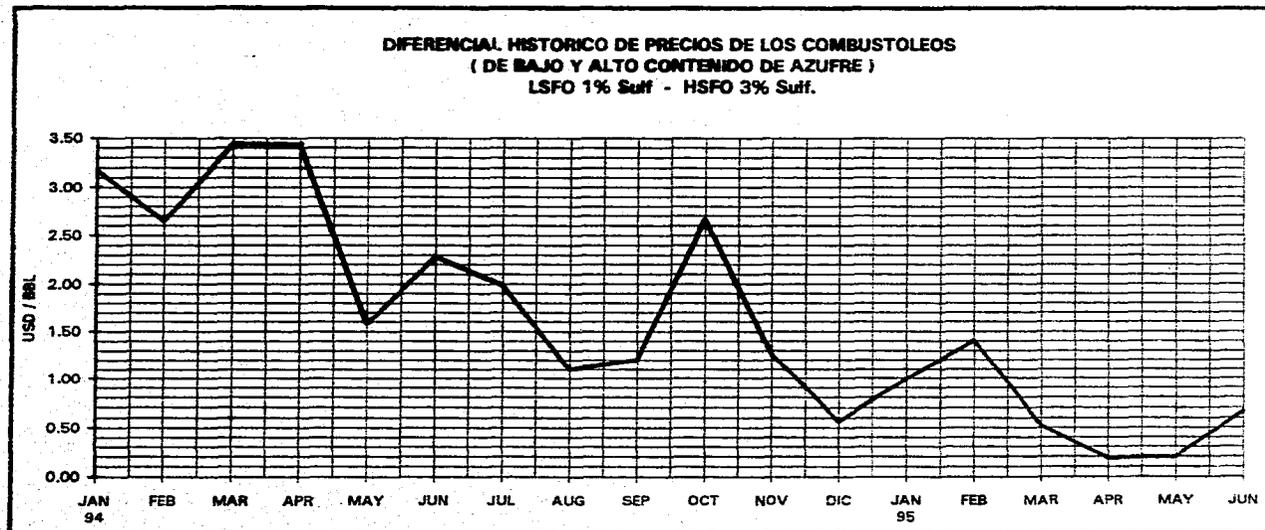
Dada la diferencia que existe entre los diversos tipos de crudo, a continuación se muestra una clasificación de los diferentes tipos de crudo en función de sus propiedades físicas y químicas los cuales pueden ser factibles de procesarse en un esquema de refinación para obtener los productos deseados .



Ver tabla No.8 pagina 60



GRAFICA No.4



GRAFICA No.5

CAPITULO 3.
CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO.

La materia prima que generalmente se procesa en las refinerías, la constituye el petróleo crudo, aunque en varias ocasiones, se puede disponer en el mercado de otras alternativas como pueden ser los gasóleos tanto atmosféricos como los de vacío. La composición química elemental del petróleo crudo, generalmente cae dentro de los siguientes rangos, como se muestra en la tabla No.1.

ELEMENTO	% VV.
CARBÓN	84 - 87
HIDROGENO	11 - 14
AZUFRE	0.1 - 5.0
NITRÓGENO	0.2

Tabla No. 1. Composición del petróleo crudo.

En los Estados Unidos, el petróleo crudo se clasifica como base Parafínica, Nafténica o Asfáltica, o como una mezcla de ellas. Por otro lado, en el Lejano Oriente, existen varios crudos que contienen hasta un 80 % de compuestos Aromáticos los cuales se clasifican como base Aromática.

El petróleo crudo clasificado base parafínica, está compuesto por una serie homóloga de hidrocarburos, cuya característica principal es la de tener una cadena lineal saturada, formada de carbonos e hidrógenos. Dichas parafinas se conocen como alcanos, y tiene como fórmula general C_n+H_{2n} .

El petróleo crudo de tipo nafténico, está compuesto principalmente por ciclo parafinas, por lo que debido a la existencia de cada anillo adicional, disminuye en 2 el número de hidrógenos de la fórmula general C_n+H_{2n} .

Mientras que un crudo de base aromática, se encuentra formado por ciclos insaturados, debido a la formación de dobles enlaces.

En forma general, el Buro de Minas de los Estados Unidos, ha desarrollado un método para clasificar el crudo, de acuerdo a dos fracciones obtenidas mediante procesos de destilación: No.1 de la fracción entre los rangos de temperatura de 250 a 275 °C de una destilación a presión atmosférica y No. 2 de la fracción entre 275 a 300 °C, de un proceso a 40 mm Hg de vacío.

La gravedad °API de éstas dos fracciones es usada para clasificar el crudo, dentro de los tipos que se muestran en la tabla No. 2.

Clasificación	° API No. 1	° API No. 2
Parafínico	40	30
Parafínico Intermedio	40	20 - 30
Intermedio Parafina	33 - 40	30
Intermedio	33 - 40	20 - 30
Intermedio Nafténico	33 - 40	20
Nafténico Intermedio	33	20 - 30
Nafténico	33	20

Tabla No. 2. Clasificación del petróleo crudo por °API.

Las clasificaciones Parafínicas y Asfálticas, son las más comúnmente usadas por los refinadores.

Basados en las propiedades de los residuos que quedan después de una destilación no destructiva, de alguna forma, les permite predecir la naturaleza de los productos que se espera obtener de un proceso de refinación, con lo que el cliente podrá estimar la factibilidad económica que se obtendría al procesar un tipo de crudo en específico.

3.1.- PROPIEDADES DEL PETRÓLEO CRUDO.

El petróleo crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos y excepto por los componentes de bajo punto de ebullición, resulta muy difícil evaluar una muestra por el análisis de componentes puros que lo conforman. Sin embargo, mediante pruebas analíticas relativamente sencillas que se practican a dichas muestras y los resultados obtenidos mediante el empleo de correlaciones matemáticas empíricas de las propiedades, es posible evaluar el crudo como una materia prima para una refinería en particular. Cada uno de los tipos de crudo evaluados, es comparado con otras alternativas de crudos, en función de los rendimientos de productos obtenidos por el método antes mencionado.

De tal suerte, que el refinador o cliente decide de entre una gama de opciones disponibles en el mercado para el abastecimiento de sus procesos, según el esquema de refinación del que dispone.

Las propiedades que comúnmente se evalúan son :

GRAVEDAD API.

La densidad del crudo está expresada en términos de la gravedad API y cuyas unidades son ° API representados por la siguiente fórmula :

$$^{\circ} \text{API} = (141.5 / \text{sp. gr.}) - 131.5$$

Como podrá observarse, de la ecuación anterior, ésta es una función de la gravedad específica del crudo con referencia al peso por unidad de volumen a 60 ° F. Generalmente se pueden encontrar valores menores de 10 ° API y mayores de 50 ° API, sin embargo la mayor parte de los crudos cae dentro del rango de 20 a 45 ° API. La gravedad API siempre es referida a una muestra líquida a 60 ° F.

CONTENIDO DE AZUFRE.

El contenido de azufre , la gravedad API y el contenido de sal como NaCl, son características que tienen mayor influencia en la evaluación de un crudo, aunque el contenido de metales y de nitrógeno no son menos importantes. El contenido de azufre está expresado en porcentaje peso y varía desde menos de 0.1%WT hasta 5%WT.

Los crudos con un contenido de azufre mayor de 0.5 %Wt generalmente requieren de procesos más complejos que los de menor contenido.

De manera general se dice que un crudo se considera como amargo, cuando la cantidad de azufre presente en el mismo se encuentra en un intervalo entre 0.5 - 5.0 % Wt (por ciento en peso total). Mientras que el crudo dulce, es aquel en el cual la cantidad de azufre presente es menor a 0.5 % Wt.

POUR POINT.

Este está expresado en °F y es un indicador de la parafinidad y/o aromaticidad relativa de un crudo. Los valores bajos de pour point representan un bajo contenido de parafinas y un gran contenido de aromáticos.

CARBÓN RESIDUAL.

El carbón residual es determinado por destilación en ausencia de aire y su rendimiento determina el contenido de asfaltos en un crudo y la fracción de los aceites lubricantes que pueden ser recuperados. En la mayoría de los casos los bajos contenidos de carbón residual incrementan el precio de adquisición del crudo.

Las unidades en que normalmente se expresa son por ciento peso de carbón residual Ramsbottom o Conradson de acuerdo al método ASTM con que se determine (D-524 y D-189 respectivamente).

CONTENIDO DE SAL.

Si el contenido de sal en el crudo, cuando se expresa como NaCl, es mayor de 10 lb / 1000 BBL, generalmente es necesario someter a este a un proceso de desalado para evitar la corrosión que pudiese presentarse en los procesos posteriores.

CONTENIDO DE NITRÓGENO.

Altos contenidos de nitrógeno en el crudo pueden causar el envenenamiento y desactivación de catalizadores empleados en los procesos por lo que cantidades arriba del 0.25% Wt requeriran de procesos especiales para su remoción

CONTENIDO DE METALES.

El contenido de metales en el petróleo varía desde unas unidades hasta 100 partes por millón. Cantidades muy pequeñas de metales, afectan la actividad de los catalizadores usados en las plantas de procesos y alteran la distribución de los productos obtenidos.

FACTOR DE CARACTERIZACIÓN, KUOP.

El KUOP o factor de caracterización Watson, es un índice que relaciona el contenido de aromáticos y parafinas presentes en un crudo, el cual permite conocer las partes que forman los crudos y su comportamiento en los procesos principales de la refinería, como son la reformación de la nafta pesada y la conversión de gasóleos pesados.

El intervalo de caracterización presente en un crudo es de 10 a 15, en el límite inferior se obtienen un contenido de aromáticos y en el superior de parafinicos, cuando el intervalo de KUOP es de 10.5 a 12.9 el contenido presente de material en el crudo es de naftas.

El factor de caracterización es una herramienta importante para el estudio de correlaciones de rendimientos en las plantas de los procesos, así como la comparación de las propiedades de los crudos diversos y de sus fracciones.

$$\text{KUOP} = (\text{TB})^{1/3} / \text{G}$$

TB = Temperatura media de ebullición, en grados Rankin.

G = Gravedad específica a 60 grados Fahrenheit.

$$\text{TB} = (\text{Ti} + \text{Tf}) / 2$$

Ti = Temperatura inicial de la fracción TBP (°R)

Tf = Temperatura final de la fracción TBP (°R)

3.2.- CURVA DE DESTILACIÓN DE LOS CRUDOS.

Son la representación gráfica de un proceso de destilación en el que se relacionan el porcentaje volumen de destilado a diferentes temperaturas.

El tipo de destilación de mayor utilidad es la conocida como TBP (True Boiling Point), la cual se realiza aplicando el método ASTM-2892, conocido también como 15:5, debido a que equivale a 15 platos teóricos de destilación y una relación de reflujo de 5:1.

Una vez analizadas las propiedades antes mencionadas, que sirven como base para que el cliente pueda obtener una estimación de los rendimientos de productos que se obtendrían al procesar un cierto tipo de crudo en cualquiera de los esquemas de refinación con que éste cuente, se realiza un análisis más riguroso de las propiedades de cada una de las fracciones TBP para determinar las características físicas y químicas que intervienen en el proceso de mezclado de corrientes (Blend products) para generar los productos finales de venta.

En la tabla No. 3, se presentan los análisis completos de las propiedades de los crudos Istmo, Maya y el Nuevo tipo de crudo a comercializar, los cuales fueron desarrollados por el Instituto Mexicano del Petróleo y que servirán como base para realizar el análisis del proceso al que serán sometidos para la obtención de los productos refinados finales, así como para aplicación de la metodología de Netback para estimar el precio de un barril de crudo y los Márgenes de Ganancia para el Refinador.

TIPO DE CRUDO PROPIEDADES	MÉTODO ANALÍTICO	ISTMO	MAYA	NUEVO TIPO
Gravedad ^o API	ASTM D -287	33.71	21.93	24.53
Gravedad Específica 60/60 ^o F	ASTM D -1298	0.8572	0.9220	0.9069
Factor de caracterización KUOP	UOP - 375	11.90	11.7	11.76
Azufre total % Peso	ASTM D -4294	1.32	3.7	2.87
Presión de Vapor Reid, psia	ASTM D -323	6.70	6.2	5.41
Viscosidad Cimenática, Ctskes.	ASTM D -445			
15.6 ^o C		11.93	349	
21.1 ^o C		9.69	234.6	81
25.0 ^o C		8.40	190.2	65.01
Temp. Escurim. ^o C	ASTM D -87	< -42.0	- 36	- 33
Nitrógeno Básico ppm.	UOP - 313	323	438	407
Nitrógeno Total ppm	ASTM D -4629	1076	2036	1776
Carbón Condradson % peso	ASTM D -189	3.96	11.03	9.40
Carbón Ramsbottom % peso	ASTM D -624	3.88	10.91	9.06
Agua por Destilación % vol	ASTM D -4006	< 0.05	< 0.05	0.12
Agua y sedimentos % vol.	ASTM D -4007	0.05	0.05	0.2
Sedimentos por Extracción % peso	ASTM D -473	0.12	0.15	< 0.05
Metales ppm	IMP-SA-AA-018			
Fe		0.7	0.3	0.5
Cu		0.2	0.1	1.4
Ni		7.6	55.7	43.5
V		44.0	274	219.4
Contenido de sal lb/1000 bls	ASTM D -3230	2.8	12.84	7.1
Contenido de H ₂ S ppm	UOP - 163	129	193	185
Mercaptanos ppm	UOP - 163	127	265	122

Tabla No. 3. Assays de los crudos Istmo, Maya y Nuevo Tipo.

En relación a la tecnología de los procesos de refinación de petróleo crudo, a los requerimientos de productos en el Mercado Internacional y a los objetivos de producción que se fijan regionalmente cada uno de los clientes con quienes se comercializa, se dispone de tres esquemas básicos para la transformación de petróleo crudo en productos finales de consumo e intermedios para las cargas a procesos petroquímicos. Cada uno de estos puede tener más o menos plantas intermedias de proceso que coadyuven a una transformación más profunda y que sea a la vez, una variante de los tres procesos básicos que a continuación se mencionan.

CAPITULO 4. ESQUEMAS DE REFINACIÓN.

Existen diferentes tipos de esquemas de procesamiento de petróleo crudo, para la obtención de productos refinados requeridos en el mercado.

Estos se clasifican desde los más simples (conversión sencilla), hasta los más complicados (conversión profunda), los cuales obedecen principalmente a la configuración de las plantas de proceso que los integran. Los esquemas básicos que a nivel internacional se han observado son: **HYDROSKIMMING, DESINTEGRACIÓN CATALÍTICA y COQUIZACIÓN.**

Algunos de estos muestran variantes en la integración de sus plantas con objeto de obtener otros productos adicionales requeridos por el mercado como son el caso de asfaltos y lubricantes. Sin embargo, esos procesos se engloban dentro de los tres esquemas básicos mencionados anteriormente.

4.1.- PROCESO HYDROSKIMMING

Es la configuración más simple de una refinería y la integran los procesos de Destilación Primaria, Destilación a Vacío, Hidrodesulfurización de los cortes laterales de fraccionamiento primario (Naftas, Kerosinas y Gasóleos ligeros y pesados), así como los residuales de la destilación a vacío (Gasóleos de vacío), isomerización de nafta ligera y reformación de la nafta pesada obtenida del crudo. Cabe aclarar que dentro del balance de plantas el hidrógeno coproducto del proceso de reformación de nafta es utilizado para

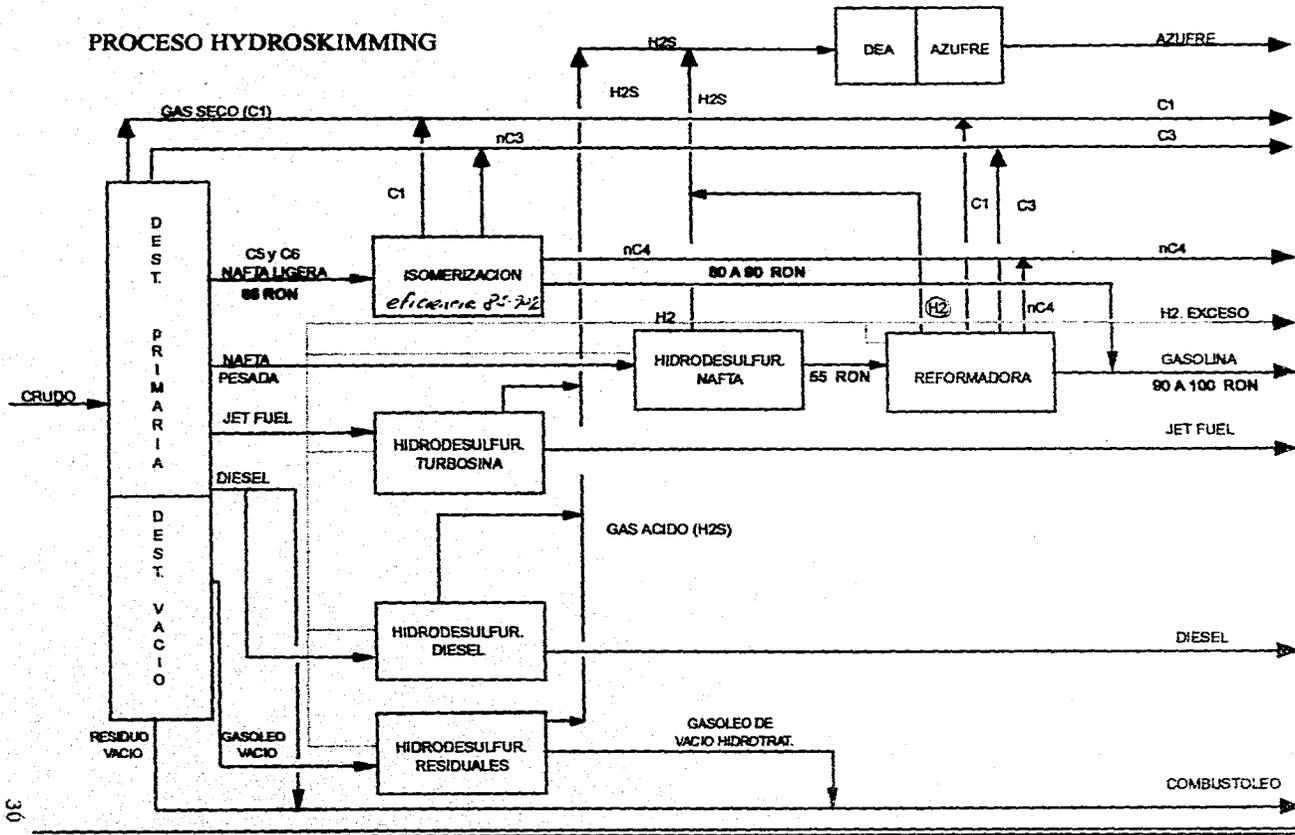
hidrodesulfurar en los procesos antes mencionados. Por otro lado, el residuo del fraccionamiento es sometido a un proceso de cracking térmico visbreacker, en donde se reduce un alto porcentaje de la carga considerado como combustible industrial al cual es necesario agregar diluentes para alcanzar las normas comerciales del producto, recuperándose además una fracción de nafta ó gasolina. Generalmente éstos diluentes pueden ser Diesel ó Kerosina para ajustar la viscosidad y el contenido de azufre.

En el diagrama No 1, se muestra este tipo de configuración.

Como se puede observar el primer proceso al que es sometido el petróleo crudo sirve para separarlo en fracciones más ligeras como son: gas, nafta ligera, nafta pesada, jet/fuel y diesel. El residuo atmosférico obtenido de la destilación a presión manométrica generalmente menor de 1 Kg/cm^2 , es alimentado a una segunda columna fraccionadora que opera al alto vacío (40 mm Hg de vacío), para obtener gasóleos pesados o de vacío, así como un residuo de vacío, los cuales integran el combustible industrial.

De la parte superior de la torre atmosférica se obtienen gases como el metano, etano propano y butano que sirven como gas combustible para los demás procesos.

PROCESO HYDROSKIMMING



30

DIAGRAMA No.1

ISOMERIZACION DE PENTANOS.

La nafta ligera obtenida contiene propano y butano, que son recuperados por la parte superior de una columna estabilizadora y el resto es enviado a una columna de isomerización de naftas, las cuales contienen pentanos, que al isomerizarse promueven el incremento en el octanaje de la corriente de salida, desde 66 RON (Research Octane Number) hasta un producto de 80 a 90 RON. La eficiencia en este tipo de plantas varía de entre el 85 al 90 % de conversión de pentano a isopentano, dependiendo de las particularidades del proceso, el valor más alto corresponde a recirculación de corrientes de pentano normal para aumentar el rendimiento de isómeros.

HIDROTRATAMIENTO: NAFTAS Y DESTILADOS INTERMEDIOS.

El hidrotreatmento es indispensable para disminuir el contenido de azufre, hidrocarburos aromáticos y olefinas en los combustibles de transportación, hasta los límites indicados por las normas de protección ambiental. El hidrotreatmento se realiza en reactores de cama fija que operan a bajo de 400 °C, con presiones relativamente moderadas de 10 a 50 Kg/ cm² y consumo de hidrógeno de 100 a 800 pies cúbicos por barril de carga.

El catalizador comúnmente utilizado está formado por óxidos de cobalto, níquel y molibdeno, y está soportado en alumina activada.

De este proceso se obtiene por la parte del domo H_2S que va a tratamiento de gases amargos para la remoción del azufre con dietanol amina (Proceso Girbotol), además de la nafta pesada para reformación, posteriormente por proceso Claus de oxidación se obtiene el azufre obtenido.

REFORMACIÓN DE NAFTAS PESADAS.

Este es un proceso que a crecido en importancia y del que se obtienen alrededor de 35% de las gasolinas que se consumen en Norteamérica. la carga principal a ésta planta es la nafta pesada primaria previamente hidrodesulfurada, que tiene aproximadamente un número de octano de 55 RON y la transforma en nafta reformada de 90 a 100 RON, adecuada para la producción de gasolinas sin plomo a través de la reacción clásica de la reformación que es la deshidrogenación de compuestos nafténicos para producir aromáticos los cuales tienen un alto índice de octano.

La reacción de deshidrogenación es fuertemenete endotérmica, por lo que es necesario introducir calor para mantener las condiciones de reacción. Otras reacciones en el proceso de reformación son del tipo de isomerización, ciclización y desintegración en presencia de hidrógeno. La producción de hidrógeno en la planta reformadora es utilizada en los procesos de hidrotratamiento de la refinería.

El tipo de catalizador que se utiliza en las plantas es de Platino soportado en una base de sílice-alumina con la adición de renio para favorecer la estabilidad del mismo. La actividad de este, se va disminuyendo por el carbón depositado en las partículas, y puede ser regenerado in-situ mediante la remoción por oxidación de este carbón.

El rendimiento en nafta pesada primaria es de aproximadamente del 83% de la carga y depende fundamentalmente del factor de caracterización de la fracción y el rango de destilación del cual se obtuvo la nafta.

Una vez establecido el rendimiento de nafta reformada, existen correlaciones para determinar el rendimiento de gas seco, gases licuables e hidrógeno en función de la carga.

En resumen los productos finales obtenidos mediante este esquema de procesamiento son: Gas LP, Gasolina, Jet/Kero, Diesel, Combustóleo Industrial.

4.2.- DESINTEGRACIÓN CATALÍTICA.

A diferencia del esquema de procesamiento antes mencionado, éste contiene además de la destilación atmosférica, de vacío, reformadora de naftas, una unidad de desintegración catalítica, en la cual se aprovechan los gasóleos primarios y de vacío, para la producción de gasolinas y diesel, adicionales a los obtenidos en el fraccionamiento primario, por lo que el valor económico obtenido por la venta de productos en este proceso es mayor que en el de Hydroskimming (Mayores Márgenes de Refinación), razón por la cual se considera un esquema de procesamiento de complejidad intermedia.

En el diagrama No 2, se muestra este tipo de configuración.

DESINTEGRACIÓN CATALÍTICA DE GASÓLEOS DE VACIO.

Los gasóleos pesados que provienen de la planta de destilación de vacío, son la carga a las plantas de desintegración o crackeo catalítico, para la conversión de aceites pesados a gasolinas de alto número de octano y aceites menos pesados principalmente. Y se conoce así, ya que al entrar en contacto la carga con el catalizador, se produce un rompimiento o crackeo de los hidrocarburos de alto peso molecular, en unos de menor número de átomos de carbono, produciéndose además cierta cantidad de carbón que se deposita sobre la superficie del catalizador, el cual es removido mediante ciclones integrados en dicha planta. Para mantener la actividad del catalizador, el coque o carbón es quemado continuamente con aire en el regenerador de la unidad.

A continuación, se presentan los rendimientos típicos promedio expresados en por ciento peso en la tabla No. 4.

PLANTA FCC	Rendimientos
	% WR
Carga fresca	100
Gas	4.5
Propano	1.3
Propileno	2.0
Isobutano	2.6
n-Butano	0.9
Butileno	2.6
C5-430°F Gasolina	40.2
Aceite Cíclico Ligero	33.2
Aceite decantado	7.7
Carbón	5.0
Total	100.00

Tabla No. 4. Rendimientos promedio de un esquema FCC.

4.3.- COQUIZACIÓN.

Este esquema de refinación es el de más alta conversión del petróleo crudo en productos

En el diagrama No.3, se muestra este tipo de configuración.

En este esquema se obtiene además de los productos típicos de comercialización, un residuo muy pequeño de coque, debido a que la planta coquizadora convierte el combustible pesado en productos como gas, gasolinas y algunos destilados intermedios que al ser incorporados a otras corrientes, maximizan el ingreso económico por la comercialización de productos de mayor valor comercial.

Al utilizar el refinador, un esquema más complejo, la conversión de petróleo crudo en productos es más eficiente, pero los gastos de operación se vuelven mayores, los cuales se ven compensados por el incremento en volumen de los productos obtenidos.

Dentro de los productos que se obtienen de este proceso, se encuentra el carbón o coque cuya producción está relacionada con la prueba de contenido de carbón (Carbón Condradson ó Ramsbottom) de la carga (Residuo de vacío). El contenido de azufre en el coque producido es superior al que contiene el residuo de vacío. La utilización o disposición del coque es un problema difícil por la contaminación que éste genera, por lo que se recomienda el almacenamiento y pulverización en lugares cerrados para evitar su dispersión al medio ambiente.

El rendimiento de coque es aproximadamente del 30% de la carga de residuo de vacío o 10 % del crudo procesado, mientras que se obtienen otras corrientes como ;

- Gas el cual deberá ser desulfurado para recuperar los licuables,
- Nafta que debe enviarse a hidrotratamiento y reformación para mejorar su número de octano.
- Gasóleo Ligero el cual debe ser hidrotratado para su incorporación al diesel y,
- Gasóleo pesado que puede ser mezclado a los gasóleos de carga a desintegración catalítica.

En este esquema de refinación, se encuentra una planta reductora de viscosidad que tiene como finalidad dar apoyo a la planta de coque, cuando esta se encuentre fuera de operación.

PLANTA REDUCTORA DE VISCOSIDAD.

En esta planta se procesan los residuos provenientes de la planta de destilación al vacío y la atmosférica, con la finalidad de abatir su viscosidad mediante desintegración térmica, con lo que parte de los aceites que constituyen el residuo de carga se convierte en diluyente que al quedar incorporado producen el abatimiento de viscosidad además de obtener gas combustible, gasolina y un residuo de la reductora de viscosidad.

A dicho residuo se le agrega aceite ciclico ligero de la planta de desintegración catalítica o kerosina como diluyente para la producción de combustóleo.

CAPITULO 5.

DESARROLLO DE LA EVALUACIÓN DEL NUEVO TIPO DE CRUDO.

Una vez que se han tratado algunos aspectos técnicos sobre procesos de petróleo crudo para la obtención de productos, en ésta sección se describirá el proceso de comercialización de petróleo crudo tanto en el ámbito Nacional, como en el Internacional.

MERCADO NACIONAL

Como ya se comentó con anterioridad, Petróleos Mexicanos vende petróleo crudo al Sistema Nacional de Refinerías, para lo cual se ha pactado un esquema de valoración a través del método NETBACK, el cual básicamente consiste en valorar un cierto tipo de crudo a partir de los rendimientos de productos comerciales que se obtendrían al ser procesado.

Aunque dentro de los contratos de compra - venta suscritos entre vendedor y comprador existe una cláusula que manifiesta la No estipulación de Garantías, es decir " El vendedor no responde ni garantiza que el petróleo crudo que sea vendido, sea idóneo para fin alguno (al igual que en los contratos con los clientes en el extranjero). Resulta trascendental para el Vendedor, tratar de predecir cual es el esquema de refinación que el cliente está utilizando para procesar el crudo que recibe. Esta tendencia a tratar de saber cual es el rendimiento que en productos se obtiene, es porque en gran medida, de esta serie de resultados, dependerá el valor o precio a que el

Vendedor ofertará su producto, y el Comprador estará dispuesto a pagar por él.

5.1.- SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE REFINACIÓN DE PETRÓLEO

Para la evaluación de los rendimientos en productos de los diversos tipos de petróleo crudo que se vende a las 6 Refinerías de Nuestro país (*Salina Cruz Oax., Minatitlán Ver., Tula Hidalgo, Salamanca Gto., Cadereyta N.L., Madero Tamp.*), se ha pactado utilizar un esquema de procesamiento de petróleo crudo FCC (Fluid Catalitic Craking) ó también conocido como **Desintegración Catalítica**, del cual se hizo una breve descripción en el capítulo anterior. La razón por la cual se eligió éste tipo de proceso de conversión intermedia, en la que el Cliente o Refinador obtiene mejores ingresos, es porque, en promedio la tecnología instalada en los centros de procesamiento antes mencionados arroja rendimientos similares a los que se obtendrían en éste tipo de esquema Marginal.

Una vez que se acordó el esquema de procesamiento que servirá de base para la obtención de refinados, se plantearon una serie de productos a obtener de dicho esquema los cuales se muestran en la tabla No. 5.

FRACCIONAMIENTO TBP
Gas licuado del petróleo.
Butano Normal.
Gasolina Premium Sin Plomo.
Gasolina Regular Sin Plomo.
Jet /kero.
Diesel (Fuel Oil No.2)
Combustóleo de bajo azufre (Fuel Oil No.6 con 1% de Azufre)
Combustóleo de alto azufre (Fuel Oil No.6 con 3% de Azufre)

Tabla No. 5. Productos a obtener en un esquema FCC.

Cabe aclarar que aunque éstos productos no se comercializan en el Mercado Nacional, éstos se seleccionaron para ser congruentes con las prácticas del Mercado Internacional, ya que de éstos, se tienen cotizaciones en el Mercado Internacional para configuraciones típicas de proceso o refinación de la Costa Norteamericana del Golfo de México (CNGM), que es donde México tiene concentrada aproximadamente el 70 % de su actividad comercial en el ámbito Internacional, además de que se refleja la interacción que representaría la venta de éstos volúmenes de petróleo crudo a clientes del extranjero.

Para la simulación de procesos de refinación, Petróleos Mexicanos dispone de varios simuladores por computadora, de los cuales se obtienen los rendimientos de productos, maximizando los ingresos de la refinarias.

En el caso de la presente evaluación, se utilizará el Modelo P.I.M.S. (*Process Industry Modeling System*), el cuál fue desarrollado en Houston Texas, por la compañía BETCHTEL, y que se considera a nivel Institucional como el parámetro oficial de comparación, dada su precisión en los resultados obtenidos.

En forma alternativa, se empleará otro modelo denominado **SIMPLIFICADO DE RENDIMIENTOS**, desarrollado por la compañía Mc Kensey, el cual sirve para efectuar evaluaciones en una forma más rápida dado el mínimo requerimiento de datos, para su ejecución. Sin embargo, aunque su precisión únicamente proporciona indicios de los **Márgenes Netos** obtenidos por el Refinador (**NETBACK**), los resultados obtenidos pueden ser comparables con los obtenidos por P.I.M.S.

5.2.- METODOLOGÍA EMPLEADA PARA LA EVALUACIÓN DE RENDIMIENTOS

A continuación se describe la metodología empleada para la evaluación del Nuevo tipo de crudo a comercializar:

Para la aplicación de los modelos de simulación, se dispone de los análisis de laboratorio (**ASSAYS**), elaborados por el I.M.P, para los crudos **latmo, Maya y Mezcla**, los cuales son alimentados al modelo mediante la tabla **ASSAYS**, en forma de fraccionamiento **T.B.P** obtenido de una planta de destilación primaria. Las fracciones básicas obtenidas se muestran en la tabla **No. 6**.

NOMBRE de la fracción	Fraccionamiento TBP ° F
Nafta Ligera	C5 - 160
Nafta Intermedia	160 - 350
Nafta Pesada	350 - 400
Destilado Ligero	400 - 525
Destilado Pesado	525 - 600
Gasóleo Atmosférico	600 - 650
Gasóleo Ligero de Vacío	650 - 850
Gasóleo Pesado de Vacío	850 - 1000
Residuo Atmosférico	650 +
Residuo de Vacío	1000 +

Tabla No. 6. Fraccionamiento TBP de una destilación primaria.

Alternativamente, se construye la tabla BUY, en la que se especifican; los tipos de crudo a ser COMPRADOS ó procesados por el modelo, además de otros insumos como pudieran ser; componentes de gasolinas como MTBE (Metil Terbutil Eter) que sirve como oxigenante, Isobutano (Promotor de Octanaje), n-Butano (estabilizador de la presión de vapor), etc, especificándose el precio de cada uno de los insumos tomados de referencias internacionales como PLATT'S., OIL AND GAS JOURNAL, PAWS, etc. y la tabla SELL, en la que se especifica además de los productos finales a ser obtenidos, el precio al que el refinador podrá vender éstos productos en el Mercado.

Una vez proporcionados los datos anteriores, a través del Método de Programación Lineal, el modelo analiza la forma más conveniente de mezclar (Blending) las diferentes corrientes obtenidas de los procesos intermedios de la refinación, con el objeto de Maximizar los ingresos para el Refinador, por la venta de los productos obtenidos cada vez que los mismos han

alcanzado las especificaciones comerciales impuestas a través de la tabla BLENESPEC.

El Método de Programación Lineal, utiliza intrínsecamente el Método de NETBACK , el cual se describe a continuación en forma breve.

5.3.- MÉTODO DEL NETBACK.

El procedimiento NETBACK, se aplica para determinar el precio al que un cierto tipo de crudo puede ser adquirido en función, de los beneficios económicos que se obtengan por la venta de los productos en el mercado.

- 1.- El análisis detallado del crudo y de sus fracciones es aplicado a esquemas de refinación existentes o teóricos para obtener el rendimiento y la calidad de los productos resultantes.**
- 2.- Los autoconsumos en plantas de proceso equivalentes al uso de energía y otros, son restados de la producción total para determinar la producción comercial.**
- 3.- Los precios del crudo y de los productos en el mercado de referencia son publicados por fuentes internacionales y considerados para la aplicación del método.**
- 4.- Se determina el transporte de crudo a la refinería, y se hacen los ajustes necesarios al precio de los productos para conocer su valor en la refinería.**

5.- Los rendimientos de productos comerciales obtenidos se multiplican por sus respectivos precios, y la suma de estos, determina el ingreso por la venta de productos (GROSS PRODUCT WORTH) o MARGEN GRUESO.

6.- Se determinan los costos directos de operación, sin incluir autoconsumos ni el uso de la energía ya que fueron descontados previamente de la producción total para obtener la producción comercial.

7.- Al ingreso por la venta de productos se restan los costos de operación y de transporte, para obtener el ingreso neto o NETBACK.

8.- Este ingreso neto obtenido por el refinador, es comparado con el precio publicado de crudo para obtener el MARGEN DE UTILIDAD.

De los resultados obtenidos, el cliente juzga hasta que grado le es atractivo adquirir y procesar un cierto tipo de crudo, ya que en forma lógica, si el precio publicado para ese tipo de crudo es mayor que el Margen de Utilidad obtenido, el cliente se inclinara por buscar mejores opciones de precio en el mercado para crudos con características similares.

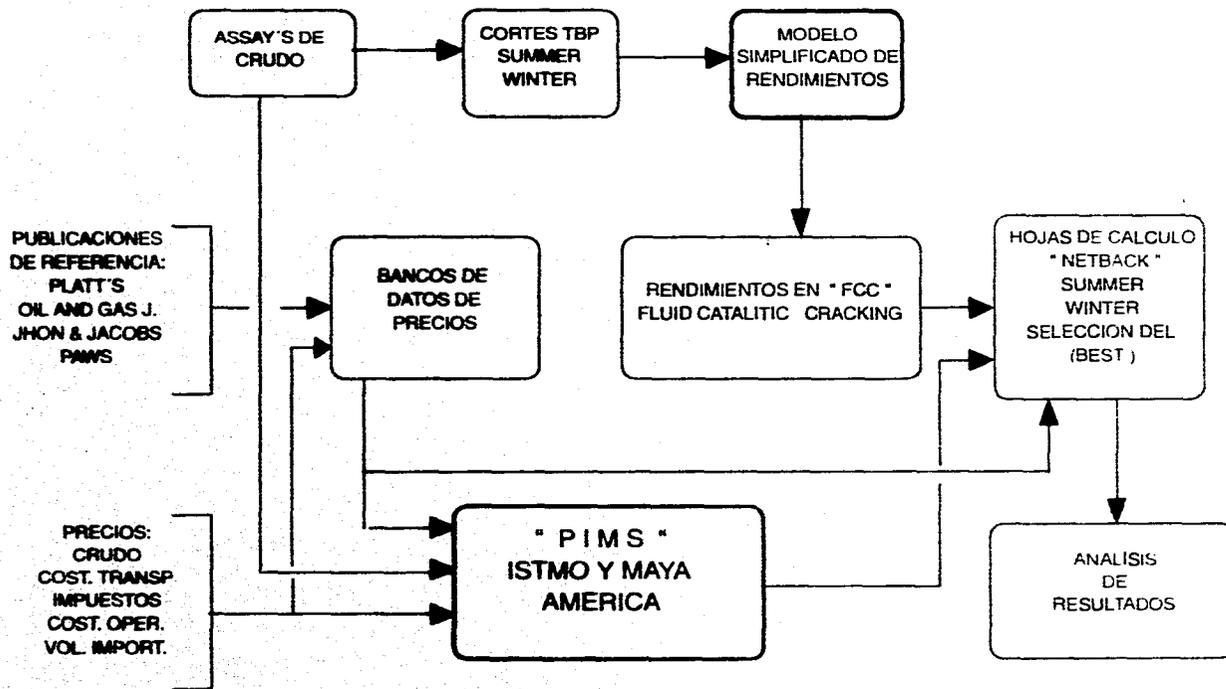
Por otro lado, pudiera suceder que en el momento de la transacción el precio del crudo fuera menor que el margen estimado por el refinador, sin embargo, si por situaciones del balance oferta-demanda de productos la situación se invirtiera, en cuyo caso es posible que los precios del crudo reaccionarán en el mismo sentido pero no con la rapidez deseada por el

cliente, esté tendrá que absorber las pérdidas que se generen o disminuir sus corridas de refinación, satisfaciendo la demanda de productos mediante sus inventarios de los mismos.

Otro de los casos a considerar pudiera ser la fluctuación de los precios del crudo y productos por la variación en el balance de oferta-demanda, ó algunos acontecimientos políticos que pudieran influir en el compartimento combinado de los precios, arrojando en el balance económico del refinador algo conocido como **BREAK-EVEN** ó escenarios de indiferencia, en donde el refinador ni gana ni pierde pero funge como estabilizador de mercado manteniendo la producción de productos comerciales a ser ofertados.

En resumen, para explicar el proceso con el que se evaluará el nuevo tipo de crudo, en el diagrama de bloques No. 4, se presenta la metodología a emplear.

DIAGRAMA GENERAL PARA LA EVALUACION A TRAVÉS DE DOS MODELOS DE SIMULACIÓN



CAPITULO 6. MECANISMOS DE VALORACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO.

De acuerdo a la metodología de Netback anteriormente descrita, se obtuvieron los rendimientos de productos al procesar el Nuevo Tipo de crudo, los cuales serán presentados posteriormente en la sección de la **EVALUACIÓN DEL NUEVO TIPO DE CRUDO**, junto con los demás datos técnicos.

Con objeto de evaluar el **PRECIO** al que será ofertado el crudo, es necesario analizar los mecanismos de valoración que se tienen establecidos, para su aplicación.

A raíz de la división de **Petróleos Mexicanos en Empresas Subsidiarias** ó filiales, en 1993 , Pemex Exploración y producción suscribió contratos de compra - venta de **Petróleo crudo, Gas y Condensados** así como los referentes a la prestación y recepción de servicios con sus clientes.

En el caso particular que nos ocupa y en relación al presente trabajo, solamente se mencionarán los **Mecanismos de Fórmulas de Precios**, para la compraventa de **petróleo crudo** con Pemex Refinación y P.M.I Comercio Internacional, ya que éstos son los dos clientes a quienes se les vende el total de la disponibilidad del crudo producido en las diferentes **Regiones de nuestro país**.

6.1.- RELACIÓN COMERCIAL CON PEMEX REFINACIÓN (NIVEL NACIONAL).

En forma Natural y tradicional, el petróleo crudo que se producía en las diferentes regiones de nuestro país se entregaba para su procesamiento sin que se efectuara cobro alguno por esta materia prima para proceso.

Después de la desincorporación de Pemex en empresas subsidiarias las cuales tienen autoridad jurídica propia, y en acorde a las políticas de seguimientos del ejercicio presupuestal, fue necesario que cada empresa midiera su productividad a través del seguimiento de los Estados de Resultados de las operaciones comerciales y de inversión, éste fue el punto de partida para el establecimiento de contratos de compra - venta de insumos y servicios.

En relación al petróleo crudo que se entrega a Pemex Refinación, se acordó que se estableciera una política de precios que fuera congruente con las prácticas comunes del Mercado Internacional, por lo que para fijar un mecanismo ó fórmula para evaluar el precio del petróleo crudo que se vende en el Mercado Nacional se propuso considerar los volúmenes y precios de crudo que se venden en el Extranjero.

En el Mercado Nacional se vende una gama de crudos con diferentes gravedades API como se muestra en la tabla No. 7, los cuales se clasifican en los tres tipos que a continuación se mencionan:

CRUDO BASE	TIPO DE CRUDO	GRADOS API
Olmeca	Superligero	39
	Istmo	33.1
Maya	Arenque	33.09
	Terciario	32.34
	Pozoleo	28.88
	Marfo	27.73
	Pesado	21.93
	No Ceroso	22.05
	Alamo	20.42
	Horcon	19.51
	Tamaulipas	17.48
	Muro	16.23
Cacalilao	11.89	

Tabla No.7. Tipos de petróleo crudo en el Mercado Nacional.

Crudos **Base Olmeca**, con gravedad API mayor de 38° inclusive.

Crudos **Base Istmo**, gravedad API mayor de 27° inclusive y menor de 38°.

Crudos **Base Maya** gravedad menor de 27 ° API.

Esta división fue acordada para calcular el precio de los mismos, en función de los rendimientos obtenidos en productos después de ser sometidos a un proceso de refinación FCC; comparados con los obtenidos al procesar el crudo **BASE** en las mismas condiciones de proceso. A este tipo de comparación se le conoce como **AJUSTE POR RENDIMIENTOS**. De manera que el mecanismo ó fórmula de precios que se utilizará para la determinación del precio de un crudo que se vende en el Mercado Nacional es:

$$P_{cx} = P_b - \underbrace{\sum (R_{bi} - R_{cd})}_{\text{AJUSTE POR RENDIMIENTOS}} * P_i + D_{cop} - C_t$$

Donde:

Pcx Precio del crudo a ser evaluado (USD/BBL).

Pb Precio del crudo base en función del precio de exportación (USD/BBL).

Rbi Rendimiento unitario del producto i del crudo base.

Rbi Rendimiento unitario del producto i del crudo a evaluar.

Pi Cotización spot del producto i en la CNGM. (USD/BBL)

Dcop Diferencial de costos variables de operación entre el crudo base y el crudo a evaluar (USD/BBL).

Ct Costos de transporte del crudo a evaluar desde el punto de arbitraje hasta el punto de entrega (USD/BBL).

Como se puede observar, la fórmula que se utiliza para el cálculo del precio del cualquier tipo de crudo que se vende en el Sistema Nacional, incluye el precio de un crudo Base (base precio de exportación), el cual es el promedio ponderado de la participación volumétrica del tipo de crudo que se exporta a las distintas áreas geográficas, multiplicado por el precio al que fue exportado dicho volumen, de los dos meses anteriores al de precio de venta del crudo en el Mercado Nacional, para un mes cualquiera. Por ejemplo, para evaluar el precio correspondiente al mes de Enero de 1995, se

consideran los volúmenes y precios del crudo de exportación de los meses de noviembre y diciembre de 1994.

6.2 NIVEL INTERNACIONAL.

Para evaluar el precio al que el petróleo crudo será vendido en el Mercado Internacional, se dispone de fórmulas para su evaluación, dependiendo del área geográfica a la que se exportará el crudo.

La diferencia básica que existe entre las fórmulas de precios de un mismo tipo de crudo en las distintas áreas geográficas a las que se exporta, se debe principalmente a que los *Crudos y Productos Marcadores* de referencia que la integran, deberán reflejar las condiciones de oportunidad y competencia en el Mercado local en el que será vendido cualquier crudo de la *Canasta Mexicana de crudos*.

FÓRMULAS DE PRECIOS PARA EL CRUDO DE EXPORTACIÓN

CONTINENTE AMERICANO

Crudo Istmo:

$$P = 0.3 (WTS + LLS) + 0.2 (ANS + BRD) + K$$

Crudo Olmeca:

$$P = 0.333 (WTS + LLS + BRD) + K$$

Crudo Maya:

$$P = 0.246 \text{ WTS} + 0.147 \text{ ANS} + 0.099 (\text{LLS} + \text{BRD}) + 0.394 \text{ FO6 3\%} + K$$

CONTINENTE EUROPEO.

Crudo Istmo:

$$P = 0.887 \text{ BRD} + 0.113 \text{ FO6 3.5\%} - 0.16 (\text{FO6 1\%} - \text{FO6 3.5\%}) + K$$

Crudo Maya:

$$P = 0.527 \text{ BRD} + 0.467 \text{ FO6 3.5\%} - 0.25 (\text{FO6 1\%} - \text{FO6 3.5\%}) + K$$

LEJANO ORIENTE.

Crudo Istmo:

$$P = (\text{OMÁN} + \text{DUBAI}) / 2 + K$$

Crudo Maya:

$$P = (\text{OMÁN} + \text{DUBAI}) / 2 + K$$

P = Es el precio del petróleo crudo que resulta de la aplicación de la fórmula para cada destino geográfico (USD/BBL)

WTS = Es el promedio aritmético de las cotizaciones más alta y más baja del día, que se cotiza en PLATT'S CRUDE OIL MARKETWIRE (sección spot assesment) para el petróleo crudo del tipo West Texas Sour (USD/BBL).

LLS = Es el promedio aritmético de las cotizaciones PLATT'S para el petróleo crudo del tipo Light Louisiana Sweet (USD/BBL).

ANS = Es el promedio aritmético de las cotizaciones PLATT'S para el petróleo crudo del tipo Alaska North Slope (USD/BBL).

BRD = Es el promedio aritmético de las cotizaciones PLATT'S para el petróleo crudo del tipo Brent Date (USD/BBL).

OMÁN = Es el promedio aritmético mensual de las cotizaciones PLATT'S para el petróleo crudo del tipo OMÁN (USD/BBL).

DUBAI = Es el promedio aritmético mensual de las cotizaciones PLATT'S para el petróleo crudo del tipo DUBAI (USD/BBL).

FO6 3 % = Es el promedio aritmético de las cotizaciones PLATT'S OILGRAM U.S MARKETWIRE (sección Gulf Coast, columna Waterborne), para el Fuel Oil con contenido de 3 % de azufre.

FO6 1 % = Es el promedio aritmético de las cotizaciones PLATT'S MARKETSCAN (sección Cargoes CIF NWE columna basis ARA), para el Fuel Oil con contenido de 1 % de azufre.

FO6 3.5 % = Es el promedio aritmético de los precios PLATT'S MARKETSCAN (sección Cargoes CIF NWE columna basis ARA), para el Fuel Oil con contenido de 3.5 % de azufre.

Las fórmulas empleadas para la determinación del precio del petróleo crudo mexicano, se encuentran ligadas a una serie de crudos y productos de referencia, los cuales son denominados CRUDOS Y PRODUCTOS MARCADORES DE REFERENCIA.

Estos crudos y productos de referencia necesitan cumplir con una serie de características para poder ser empleados en las fórmulas de precios como son:

1.- Adecuación a los rendimientos.

La fórmula adoptada, deberá reflejar fielmente los rendimientos de los crudos mexicanos, en la Refinería Marginal de cada región de destino, incluso ante la variación de precios relativos.

2.- Adecuación a los movimientos del mercado.

Los precios spot de los crudos y productos deberán reflejar las condiciones de los mercados en los cuales se comercializa el petróleo crudo mexicano.

3.- Comercio Activo.

Los crudos y productos seleccionados, deben permanecer presentes en los mercados.

4.- Cotizaciones diarias de precios.

Es preciso que las cotizaciones de los crudos y productos seleccionados sea confiable y diaria, a través de las Publicaciones Internacionales de referencia ya mencionadas en las fórmulas de precios y que las mismas muestren una respuesta a los movimientos del mercado petrolero, ya sea por sucesos políticos Internacionales o por movimientos en los inventarios de crudo y productos, así como, por el balance oferta demanda.

CAPITULO 7.
EVALUACIÓN DE UN NUEVO TIPO DE CRUDO.

Para realizar la evaluación del Nuevo Tipo de crudo, a ser comercializado en el Mercado Nacional, se dispone de dos modelos de simulación mediante los cuales, se pretende medir la competitividad de este, con respecto a los crudos base que integran las fórmulas de precios entre organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos, además, se dispone de otros elementos que forman parte del requerimiento de información para realizar dicha evaluación, estos son:

Análisis completos de laboratorio (ASSAYS ó Ensayos) para cada uno de los tipos de crudo, los cuales fueron desarrollados por el Instituto Mexicano del Petróleo

Cotizaciones de los productos refinados en la Costa Norte del Golfo de México (CNGM), por considerarse el Mercado Marginal de Referencia, tabla No. 8.

Con estos elementos y el análisis de resultados se pretenderá estimar el valor Marginal de este Nuevo Tipo de crudo, con respecto a los crudos base que se comercializan a Nivel Internacional.

COTIZACIONES PROMEDIO DE PRODUCTOS PARA EVALUACION DE CRUDOS . POR EL METODO " NETBACK " USD/ BBL

	LPG	nC4	URG	UPR	JET	DSL	LSF	HSF	MTBE
JAN 94	10.31	12.17	15.21	16.38	18.93	17.65	10.91	7.73	28.80
FEB	10.93	12.91	17.08	18.65	21.09	18.92	11.90	9.26	27.28
MAR	12.16	12.97	18.41	19.76	21.32	20.01	13.09	9.65	27.75
APR	12.00	12.78	19.06	20.93	19.01	18.13	12.49	9.06	27.92
MAY	11.97	12.53	20.52	22.21	19.53	18.55	12.22	10.64	28.49
JUN	12.49	13.66	20.59	22.77	19.73	19.05	13.35	11.07	31.03
JUL	12.09	13.91	22.07	24.20	20.56	19.60	14.51	12.52	32.12
AUG	12.18	14.43	22.55	25.25	21.23	20.05	15.31	14.21	30.21
SEP	12.64	14.58	23.22	25.75	21.16	20.16	14.76	13.56	29.10
OCT	12.53	14.62	19.08	20.77	20.61	19.35	13.07	10.40	29.42
NOV	13.42	15.96	19.82	21.38	21.21	19.41	13.70	12.44	29.63
DIC	14.32	16.93	20.04	21.32	21.61	19.97	14.28	13.72	29.99
JAN 95	14.18	17.38	17.89	18.70	20.51	19.33	14.37	13.39	30.95
FEB	13.91	17.29	19.82	21.21	20.05	19.40	14.63	13.22	35.24
MAR	13.21	16.90	20.44	21.41	19.67	19.14	14.50	13.98	34.27
APR	13.86	16.72	20.24	21.21	18.77	18.22	14.84	14.66	34.23
MAY	13.52	16.01	24.07	26.01	20.69	20.02	14.89	14.69	37.27
JUN	13.84	16.17	26.59	28.48	21.55	21.19	16.58	15.92	39.40

FUENTE :	TAG	COTIZACION	UNIDADES
OPIS LP -Gas Fax.	LPG	Propano Spot media Mont Belvii (Promedio TET y NON TET)	Cts. / Gal
OPIS LP -Gas Fax.	nC4	Butano Spot media Mont Belvii (Promedio TET y NON TET)	Cts. / Gal
Platt's Oilgram US Marketscan	URG	Gasolina Unleaded Premium Spot media Waterborne, USGC	Cts. / Gal
Platt's Oilgram US Marketscan	UPR	Gasolina Unleaded Regular Spot media Waterborne, USGC	Cts. / Gal
Platt's Oilgram US Marketscan	JET	Turbosina (Jet Fuel) Spot media Waterborne, USGC	Cts. / Gal
Platt's Oilgram US Marketscan	DSL	Diesel (Fuel oil No. 2) Spot media Waterborne, USGC	Cts. / Gal
Platt's Oilgram US Marketscan	MTBE	Metil Terbutil Eter Spot media Waterborne, USGC	Cts. / Gal
Platt's Oilgram US Marketscan	LSF	Combustible (Fuel oil No. 6 con 1% Sulf) Spot media Waterborne	USD / BBL
Platt's Oilgram US Marketscan	HSF	Combustible (Fuel oil No. 6 con 3% Sulf) Spot media Waterborne	USD / BBL

TABLA No. 8

7.1.- APLICACIÓN DEL MODELO SIMPLIFICADO DE RENDIMIENTOS.

Para la aplicación de este modelo, es necesario adecuar la tabla ASSAYS, a dos estacionalidades principales, VERANO E INVIERNO, de las cuales, como ya se comento con anterioridad, el objeto básico de esta división, es MAXIMIZAR la producción de GASOLINAS y DESTILADOS INTERMEDIOS, respectivamente y cubrir con la demanda energética de cada temporada, como se muestra en las tablas No. 9, 10, 11, 12, 13 y 14.

Una vez alimentados al modelo estos dos esquemas de fraccionamiento, se obtendrán una serie de Rendimientos (YIELDS) en 17 esquemas de refinación diferentes, que van desde los de conversión más sencilla HYDROSKIMMING, hasta los de mayor complejidad COQUIZADORA.

Para el caso del presente estudio, únicamente se seleccionaron los que resultados del esquema de procesamiento FCC, que se muestran en la tabla No.15.

Una vez obtenidos los rendimientos en Invierno y Verano y teniendo las Cotizaciones de los productos de referencia en la CNGM, se cálculo el Netback ó Margen Neto de Refinación, de acuerdo al procedimiento establecido. De los netback obtenidos en cada estación, se selecciona el valor más alto denominándose BEST, el cual representa el Ingreso más alto que puede obtener un refinador por procesar este Nuevo Tipo de crudo, como se muestra en la tabla No. 16.

ASAY CRUDO ISTMO PARA MODELO SIMPLIFICADO DE RENDIMIENTOS

CRUDE NAME
API GRAVITY
SULFUR WT %
SEASON

ISTMO
33.70
1.320%
SUMMER

PRODUCTS	CUT POINT DEG. °F	VOLUME (%)	DENSITY (LB/BSL)	WT% SULF	KUOP	VBN	NAPHTHA QUALITY			RVP	POUR POINT	DIESEL INDEX	C5 INSOL WT%	N2 CONTS. WT%	CONR. CARBON WT%
							WT% AROM.	WT% PARAFF.	RON						
	C3-s	0.02	177.79												
	IC4	0.09	197.20												
	NC4	0.41	204.60												
LSR	C5/160	5.58	232.01												
NAPHTA	160/400	25.00	265.65				17.56	58.70	65.80	64.30	12.73				
JET/KERO	400/525	12.40	287.97	0.250%		61.00									
DIESEL/NO2	525/630	9.70	300.06	0.862%	11.78	51.83					11.80	51.79			
VACUUM GAS OIL	630/1000	28.10	307.44	1.700%	11.69	35.14							0.0316		
VACUUM BOTTOMS	1000+	18.70	348.94	3.204%		9.48							20.60%		17.36
ATMOSF BOTTOMS	630+	46.80	293.00	1.919%		27.44									
LIGHT VAC. GASOIL	630/850	18.60	312.77		11.72										
HEAVY VAC. GASOIL	850/1000	9.50	292.80												
	BALANCE	100.00													

ASSAY CRUDO ISTMO PARA MODELO SIMPLIFICADO DE RENDIMIENTOS

CRUDE NAME
API GRAVITY
SULFUR WT %
SEASON

ISTMO
33.70
1.320%
WINTER

PRODUCTS	CUT POINT DEG. °F	VOLUME (%)	DENSITY (LB/MBL)	WT% SULF	KUOP	VBN	NAPHTHA QUALITY				POUR POINT	DIESEL INDEX	C5 INSOL WT%	N2 CONTS. WT%	CONR. CARBON WT%
							WT% AROM.	WT% PARAFF.	RON	MON					
	C3-s	0.02	177.79												
	IC4	0.09	197.20												
	NC4	0.41	204.60												
LSR	C5/160	5.58	232.01												
NAPHTA	160/350	19.70	262.83				17.50	59.02	65.80	64.30	12.73				
JET/KERO	350/525	17.70	284.44	0.202%		64.29									
DIESEL/NO2	525/650	11.50	301.05	0.943%	11.77	51.04					32.00	49.69			
VACUUM GAS OIL	650/1000	26.30	306.02	1.721%	11.68	34.40									
VACUUM BOTTOMS	1000+	18.70	348.94	3.204%		9.48									
	650+	45.00	296.58	2.001%		26.29							20.66%	0.03	17.36
LVGO	650/850	16.80	313.50		11.72										
	850/1000	9.50	292.80												
	BALANCE	100.00													

ASSAY CRUDO MAYA PARA MODELO SIMPLIFICADO DE RENDIMIENTOS

CRUDE NAME MAYA
 API GRAVITY 21.93
 SULFUR WT % 3.700%
 SEASON SUMMER

PRODUCTS	CUT POINT DEG. °F	VOLUME (%)	DENSITY (LB/BBL)	WT% SULF	KUOP	VBN	NAPHTHA QUALITY			RVP	POUR POINT	DIESEL INDEX	C5 INSOL WT%	N2 CONTS. WT%	CONR. CARBON WT%
							WT% AROM.	WT% PARAFF.	RON						
	C3-s	0.01	177.79												
	IC4	0.02	197.20												
	NC4	0.12	204.60												
LSR	CS/160	4.35	228.54												
NAPHTA	160/400	15.50	267.10				17.23	56.19	65.30	64.70	14.71				
JET/KERO	400/525	10.00	291.82	1.519%		61.00									
DIESEL/NO2	525/630	8.44	304.95	2.370%	11.58	55.34					23.73	46.12			
VACUUM GAS OIL	630/1000	27.06	325.39	3.386%	11.51	32.44							0.0586		
VACUUM BOTTOMS	1000+	34.50	369.25	6.076%		-4.22									27.91
ATMOSF BOTTOMS	630+	61.56	347.11	4.820%		14.52						40.63%			
LIGHT VAC. GASOIL	630/850	15.76	320.58		11.56										
HEAVY VAC. GASOIL	850/1000	11.30	331.78												
BALANCE		100.00													

ASSAY CRUDO MAYA PARA MODELO SIMPLIFICADO DE RENDIMIENTOS

CRUDE NAME		MAYA														
API GRAVITY		21.93														
SULFUR WT %		3.700%														
SEASON		WINTER														
PRODUCTS	CUT POINT	VOLUME	DENSITY	WT%	KUOP	VBN	NAPHTHA QUALITY			MON	RVP	POUR	DIESEL	C5	N2	CONR.
	DEG. °F						(%)	(LB/BSL)	SULF							
	C3-s	0.01	177.79													
	IC4	0.02	197.20													
	NC4	0.12	204.60													
LSR	C5/160	4.35	228.54						65.30	64.70	14.71					
NAPHTA	160/350	12.00	284.05				16.86	57.89								
JET/KERO	350/525	13.50	288.13	1.283%		63.98										
DIESEL/NO2	525/650	10.00	306.26	2.465%	11.57	53.24						25.41	45.18			
VACUUM GAS OIL	650/1000	25.50	326.03	3.442%	11.50	31.95									0.05	
VACUUM BOTTOMS	1000+	34.50	369.25	6.760%		-4.22							40.63%			27.91
	650+	60.00	348.39	4.892%		13.44										
LVGO	650/850	14.20	321.45		11.55											
	850/1000	11.30	331.78													
	BALANCE	100.00														

ASSAY NUEVO TIPO DE CRUDO PARA MODELO SIMPLIFICADO DE RENDIMIENTOS

CRUDE NAME
API GRAVITY
SULFUR WT %
SEASON

NUEVO TIPO DE CRUDO
24.53
2.870%
SUMMER

PRODUCTS	CUT POINT DEG. °F	VOLUME (%)	DENSITY (LB/BBL)	WT% SULF	KUOP	VBN	NAPHTHA QUALITY			MON	RVP	POUR POINT	DIESEL INDEX	C5 INSOL WT%	N2 CONTS. WT%	CONR. CARBON WT%
							WT%	WT%	AROM. PARAFF.							
	C3-s	0.27	177.79													
	IC4	0.31	197.20													
	NC4	0.96	204.60													
LSR	C5/160	4.16	233.79						65.40	64.10	11.40					
NAPHTA	160/400	18.30	267.17				18.70	58.15								
JET/KERO	400/525	10.80	288.70	0.880%		62.79										
DIESEL/NO2	525/630	9.30	302.56	1.878%	11.65	50.64					25.14	48.94				
VACUUM GAS OIL	630/1000	28.50	327.13	2.833%	11.43	32.59										
VACUUM BOTTOMS	1000+	27.40	372.09	5.190%		-3.41							33.80%	0.0503		27.55
ATMOSF BOTTOMS	630+	55.90	348.61	3.488%		18.25										
LIGHT VAC. GASOIL	630/850	18.40	319.87		11.53											
HEAVY VAC. GASOIL	850/1000	10.10	341.20													
	BALANCE	100.00														

ASSAY NUEVO TIPO DE CRUDO PARA MODELO SIMPLIFICADO DE RENDIMIENTOS

CRUDE NAME
API GRAVITY
SULFUR WT %
SEASON

NUEVO TIPO DE CRUDO
24.53
2.870%
WINTER

PRODUCTS	CUT POINT DEG. °F	VOLUME (%)	DENSITY (LB/BSL)	WT% SULF	KUOP	VBN	NAPHTHA QUALITY		RON	MON	RVP	POUR POINT	DIESEL INDEX	C5 INSOL WT%	N2 CONTS. WT%	CONR. CARBON WT%
							WT%	WT% AROM. PARAFF.								
	C3-s	0.27	177.79													
	IC4	0.31	197.20													
	NC4	0.96	204.60													
LSR	C5/160	4.16	233.79					65.40	64.10	11.40						
NAPHTA	160/350	14.40	264.47				18.43	59.11								
JET/KERO	350/525	14.70	285.64	0.750%		64.98										
DIESEL/NO2	525/650	11.10	304.16	1.977%	11.63	49.56					27.77	47.69				
VACUUM GAS OIL	650/1000	26.70	328.51	2.844%	11.41	31.86								0.05		
VACUUM BOTTOMS	1000+	27.40	372.09	5.190%		-3.41							33.80%			27.55
	650+	54.10	350.10	3.595%		16.88										
LVGO	650/850	16.60	320.78		11.53											
	850/1000	10.10	341.20													
	BALANCE	100.00														

YIELDS OBTENIDOS POR EL MODELO SIMPLIFICADO DE RENDIMIENTOS EN VERANO E INVIERNO

CRUDE	ISTMO		MAYA		NUEVO TIPO	
SEASON	SUMMER	WINTER	SUMMER	WINTER	SUMMER	WINTER
PRODUCT SALES	VOLUMEN		VOLUMEN		VOLUMEN	
	%		%		%	
LPG	2.705	2.066	2.053	1.602	2.334	1.820
UNLEADED PREMIUM GASOLINE	0.018	0.070	0.041	0.079	0.009	0.050
UNLEADED REGULAR GASOLINE	47.833	41.843	36.338	31.736	39.185	34.062
JET / KERO	12.400	17.700	10.000	13.500	10.800	14.700
DIESEL (F.O No. 2 0.5% SULF)	9.700	13.115	8.440	10.000	9.300	11.100
FUEL OIL No. 6	24.848	24.975	56.620	56.745	44.713	44.832
% W SULF	2.844	2.842	4.440	4.876	3.893	3.889
% CONV. A LIQUIDOS	97.504	99.770	113.493	113.663	106.341	106.565

FEEDSTOCKS PURCHASES

LIGHT CICLIC OIL	0.528	0.000	16.708	14.595	11.613	9.422
N - BUTANE	0.028	0.108	0.064	0.121	0.014	0.077
ISO - BUTANE	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
FUEL (MMBTU)	-2.313	5.784	0.019	8.757	-3.935	5.089
MTBE	0.332	1.275	0.754	1.434	0.164	0.910
NET UTILITY COST.	33.463	32.729	36.069	36.241	36.089	35.806

**MARGENES NETOS DE REFINACION EN EL ESQUEMA MARGINAL
DE PROCESO " FCC " DE LA CNGM
SELECCION DEL CASO BEST
USD / BBL**

CRUDO	SUMMER			WINTER			BEST		
	ISTMO	MAYA	NUEVO T.	ISTMO	MAYA	NUEVO T.	ISTMO	MAYA	NUEVO T.
JAN 94	13.07	8.68	10.25	13.54	8.66	10.66	13.54	8.68	10.66
FEB	14.74	10.57	11.99	15.27	10.66	12.45	15.27	10.66	12.45
MAR	15.65	10.90	12.56	16.15	10.88	12.99	16.15	10.90	12.99
APR	15.35	10.74	12.34	15.62	10.53	12.58	15.62	10.74	12.58
MAY	16.51	12.93	14.04	16.72	12.92	14.23	16.72	12.93	14.23
JUN	16.74	12.88	14.13	16.95	12.79	14.33	16.95	12.88	14.33
JUL	17.94	14.38	15.49	18.13	14.30	15.66	18.13	14.38	15.66
AUG	18.70	15.92	16.67	18.93	15.98	16.88	18.93	15.98	16.88
SEP	18.88	15.76	16.63	19.08	15.78	16.81	19.08	15.78	16.81
OCT	16.00	11.87	13.25	16.37	11.84	13.59	16.37	11.87	13.59
NOV	16.94	13.94	14.82	17.29	14.07	15.14	17.29	14.07	15.14
DIC	17.47	15.04	15.67	17.85	15.28	16.01	17.85	15.28	16.01
JAN 95	16.17	13.82	14.49	16.58	14.04	14.86	16.58	14.04	14.86
FEB	16.98	14.17	15.02	17.22	14.21	15.25	17.22	14.21	15.25
MAR	17.36	15.16	15.73	17.55	15.27	15.91	17.55	15.27	15.91
APR	17.25	15.61	15.96	17.36	15.70	16.08	17.36	15.70	16.08
MAY	19.48	17.04	17.63	19.51	17.07	17.68	19.51	17.07	17.68
JUN	21.21	18.43	19.14	21.17	18.35	19.13	21.21	18.43	19.14
PROMEDIO	17.02	13.77	14.77	17.29	13.80	15.01	17.29	13.80	15.01

Los resultados obtenidos por este modelo, bien pueden considerarse como una aproximación aceptable, sin embargo, las limitaciones del mismo han hecho que su utilidad quede restringida como una simple herramienta rápida de cálculo. Por lo que, para obtener un valor más real del precio al que el Nuevo Tipo de crudo podrá ofertarse, es necesario someter el análisis a la aplicación de un modelo más riguroso que sustituya dichas limitaciones, como es el caso del modelo PIMS; no obstante lo anterior, y con objeto de corroborar la confiabilidad de ambas herramientas, se realizará una comparación de los resultados obtenidos, en ambos casos.

7.2.- APLICACIÓN DEL MODELO PIMS.

Para la aplicación de este modelo, es necesario disponer de información más específica para cada fracción o componente del crudo, que en el Modelo Simplificado de rendimientos, como se muestra en la tabla No. 17.

Partiendo de los ensayos de los crudos a evaluar; de una estructura de precios de los productos finales de venta, de las especificaciones de productos finales y del modelo de simulación en FCC, se obtiene un juego de rendimientos tabla No. 18 evaluados técnica y económicamente, que al igual que en el caso del Modelo Simplificado, servirán para la determinación del Netback del Nuevo Tipo de crudo.

TABLE ASSAYS				
GRAVEDAD ESPECIFICA	0.8565	0.9224	0.9069	
GRADO API	33.71	21.9	24.53	
TEXT	ISTMO	MAYA	NUEVO	
SUL REPORT	1.32	3.7	2.87	

FRACCIONAMIENTO TBP BALANCE EN PESO

WBALNC1	METANO	0.0000	0.0000	0.0000
WBALNC2	ETANO	0.0000	0.0000	0.0010
WBALNC3	PROPANO	0.0001	0.0002	0.0014
WBALIC4	ISOBUTANO	0.0006	0.0003	0.0018
WBALNC4	BUTANO NORMAL	0.0028	0.0012	0.0058
WBALLN1	C5-160 LT NAPHTHA	0.0431	0.0167	0.0307
WBALMN1	160-350 MD NAPHTHA	0.1725	0.1008	0.1204
WBALHN1	350-400 HVY NAPHTHA	0.0488	0.0463	0.0342
WBALLD1	400-525 LT DISTILLATE	0.1190	0.0926	0.0986
WBALHD1	525-600 HVY DISTILLATE	0.0696	0.0526	0.0628
WBALGA1	600-650 GOPE	0.0457	0.0285	0.0441
WBALLV1	650-850 LVGO	0.1754	0.1195	0.1684
WBALHV1	850-1000 HVGO	0.1037	0.1014	0.109
WBALVR1	1000+ VACUUM RESID	0.2187	0.4400	0.3223

GRAVEDAD ESPECIFICA 80.00 °F

ISPGNC1	SPECIFIC GRAVITY	0.3000	0.3000	0.3000
ISPGNC2	SPECIFIC GRAVITY	0.3564	0.3564	0.3564
ISPGNC3	SPECIFIC GRAVITY	0.5077	0.5077	0.5077
ISPGIC4	SPECIFIC GRAVITY	0.5631	0.5631	0.5631
ISPGNC4	SPECIFIC GRAVITY	0.5844	0.5844	0.5844
ISPGLN1	SPECIFIC GRAVITY	0.8628	0.6084	0.6676
ISPGMN1	SPECIFIC GRAVITY	0.7509	0.7211	0.7552
ISPGHN1	SPECIFIC GRAVITY	0.7890	0.8134	0.7914
ISPGLD1	SPECIFIC GRAVITY	0.8228	0.8346	0.8244
ISPGHD1	SPECIFIC GRAVITY	0.8528	0.8684	0.8571
ISPGGA1	SPECIFIC GRAVITY	0.8712	0.8880	0.8853
ISPGLV1	SPECIFIC GRAVITY	0.8957	0.9090	0.916
ISPGHV1	SPECIFIC GRAVITY	0.9367	0.9440	0.9743
ISPGVR1	SPECIFIC GRAVITY	0.9971	1.0640	1.0825

GRAVEDAD API

IAPILN1	API GRAVITY	81.99	101.08	80.44
IAPIMN1	API GRAVITY	56.94	64.74	55.86
IAPIHN1	API GRAVITY	47.84	42.46	47.30
IAPILD1	API GRAVITY	40.48	38.03	40.14
IAPIHD1	API GRAVITY	34.42	31.81	33.59
IAPIGA1	API GRAVITY	30.92	27.85	28.32
IAPILV1	API GRAVITY	26.47	24.16	22.97
IAPIHV1	API GRAVITY	19.56	18.40	13.73
IAPIVR1	API GRAVITY	10.41	1.49	1.67

TABLA No. 17

PORCIENTO EN PESO DE AZUFRE EN CADA FRACCION

		ISTMO	MAYA	NUEVO
ISULLN1	% AZUFRE EN PESO	0.0120	0.0320	0.0250
ISULMN1	% AZUFRE EN PESO	0.0200	0.3180	0.1300
ISULHN1	% AZUFRE EN PESO	0.0900	0.3500	0.3900
ISULLD1	% AZUFRE EN PESO	0.2500	1.2594	0.8800
ISULHD1	% AZUFRE EN PESO	0.7400	2.3372	1.7300
ISULGA1	% AZUFRE EN PESO	1.2500	2.8449	2.3400
ISULLV1	% AZUFRE EN PESO	1.6000	2.8965	2.7800
ISULHV1	% AZUFRE EN PESO	1.9000	3.1178	2.9500
ISULVR1	% AZUFRE EN PESO	3.1800	5.8242	5.1900

PROPIEDADES DE LAS NAFTAS PARA GASOLINAS

IRONLN1	RON	65.80	73.90	64.50
IRONMN1	RON	40.00	52.03	42.90
IMONLN1	MON	64.30	70.40	64.10
IMONMN1	MON	40.00	49.33	40.60
IDONLN1	(R+M)/2	65.05	72.15	64.30
IDONMN1	(R+M)/2	40.00	50.68	41.75
IR30LN1	RON + 3.17 GR Pb/GL	85.10	90.20	84.70
IR30MN1	RON + 3.17 GR Pb/GL	68.10	66.74	57.70
IM30LN1	MON +3.17 GR Pb/GAL	83.40	86.70	83.20
IM30MN1	MON +3.17 GR Pb/GAL	64.10	64.04	53.90
ID30LN1	(R+M)/2 +3.17 GR Pb/GAL	84.25	88.45	83.95
ID30MN1	(R+M)/2 +3.17 GR Pb/GAL	66.10	65.39	55.80
IRVPLN1	INDICE RVP	24.05	22.80	20.95
IRVPMN1	INDICE RVP	1.56	4.27	1.31
IPARMN1	PARAFINAS VOL %	59.02	64.48	59.11
IPARHN1	PARAFINAS VOL %	57.50	55.02	54.60
IAROMN1	AROMATICOS VOL %	17.50	9.68	18.43
IAROHN1	AROMATICOS VOL %	17.80	16.72	19.70
IAROLD1	AROMATICOS VOL %	19.40	4.74	24.20
INPAMN1	NAFTN + AROMATIC	40.98	35.52	40.89
INPAHN1	NAFTN + AROMATIC	42.50	44.98	45.40

INDICE DE VISCOSIDAD (BASES PARA BLENDING)

		ISTMO	MAYA	NUEVO
IVBNHN1	VBN	72.00	71.98	70.99
IVBNLD1	VBN	61.00	60.32	63.28
IVBNHD1	VBN	53.00	53.84	52.78
IVBNGA1	VBN	48.00	45.24	46.02
IVBNLV1	VBN	38.30	35.56	36.40
IVBNHV1	VBN	27.50	27.50	25.78
IVBNVR1	VBN	9.48	-3.41	0.57

INDICE DE POUR POINT

IPPIHN1	PPI	0.270	0.123	0.230
IPPILD1	PPI	0.440	0.301	0.440
IPPIHD1	PPI	2.612	1.507	1.889
IPPIGA1	PPI	2.612	2.928	3.071
IPPILV1	PPI	6.903	10.260	8.117
IPPIHV1	PPI	13.197	17.820	21.456

INDICE DE DIESEL

IDBIHN1	DBI	65.75	60.68	63.67
IDBILD1	DBI	60.75	53.94	57.50
IDBIHD1	DBI	54.94	49.24	50.82
IDBIGA1	DBI	50.03	43.01	43.09

PORCIENTO EN PESO DEL NITROGENO BASICO

IBNTLD1	NITROGENO BASICO	0.0004	0.0030	0.0003
IBNTHD1	NITROGENO BASICO	0.0050	0.0211	0.0105
IBNTGA1	NITROGENO BASICO	0.0114	0.0330	0.0190
IBNTLV1	NITROGENO BASICO	0.0260	0.0601	0.0440
IBNTHV1	NITROGENO BASICO	0.0451	0.1066	0.0644

INSOLUBLES EN PENTANOS

IC5IHV1	C5 INSOLUBLES HV1	1.00	5.56	1.00
IC5IVR1	C5 INSOLUBLES VR1	20.60	35.00	33.80

CONTENIDO DE CARBON

ICONVH1	CARB COND. VH1	17.36	27.91	27.55
---------	----------------	-------	-------	-------

PIMS MODEL SOLUTION SUMMARY REPORT	08/30/95 15:58:05
Petroleos Mexicanos (HQ)	
MODEL: TESIS	
MODELO FCC CON RECURSION- HOUSTON-	

SOLUTION STATUS:	OPT	OPT	OPT
CASE NO:	1	2	3
OBJECTIVE FUNCTION VALUE	1734.01	1396.61	1518.24

FEEDSTOCK PURCHASES

ISP	ISTMO	100.00	0.00	0.00
MAC	MAYA	0.00	100.00	0.00
NVO	NUEVO TIPO DE CRUDO	0.00	0.00	100.00
IC4	ISO BUTANE	0.00	0.00	0.00
LFX	IMPORTED LSF	0.00	28.51	0.00
DSX	IMPORTED DIESEL	0.00	1.00	0.00

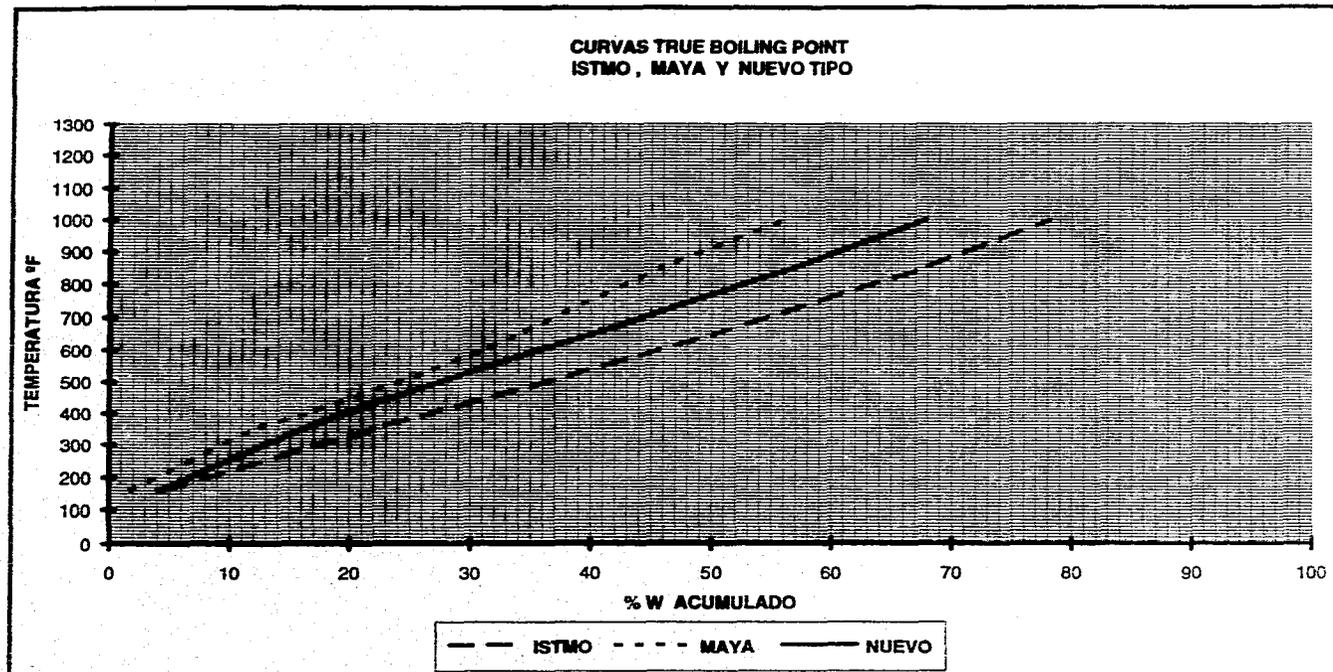
PRODUCT SALES	ISP	MAC	NVO
----------------------	-----	-----	-----

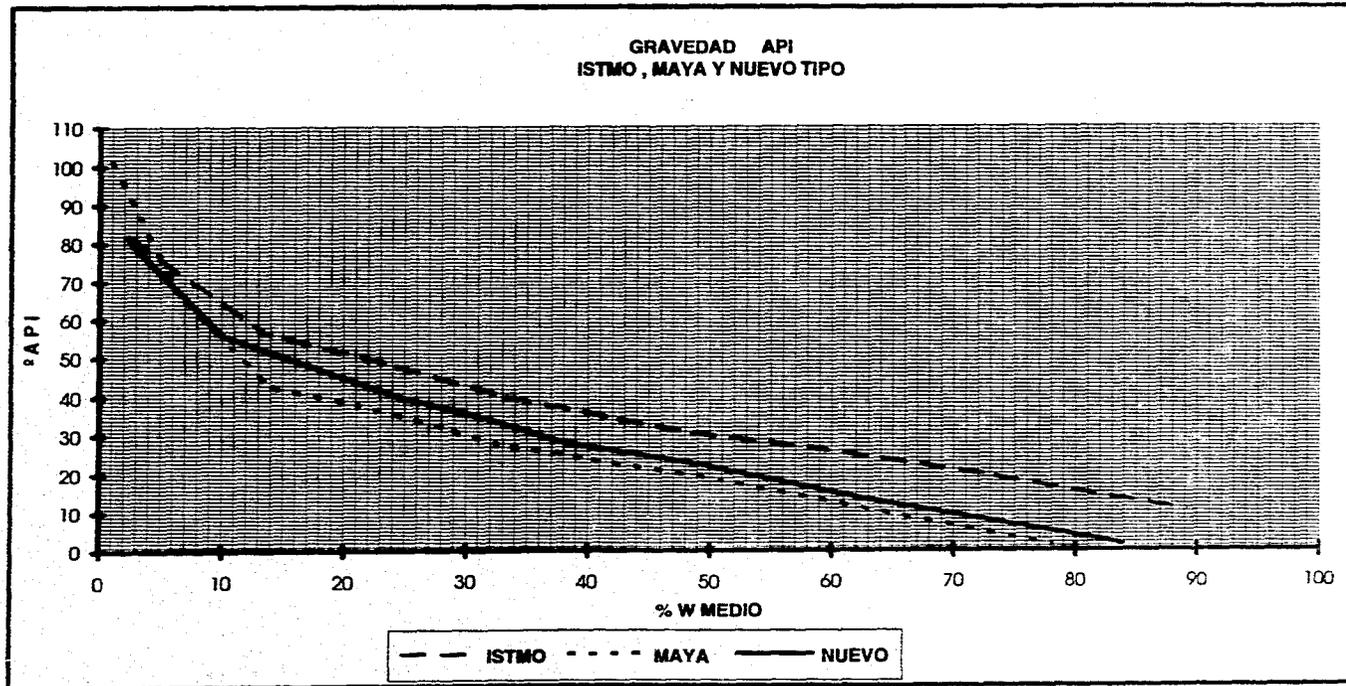
LPG	LPG	2.638	1.669	2.455
BUT	BUTANES	4.384	0.822	4.474
UPR	UNLEADED PREMIUM	4.798	3.338	4.052
URG	UNLEADED REGULAR	43.183	30.045	36.468
JET	TURBOSINA	2.224	0.000	0.082
DSL	DIESEL ESPECIAL	18.060	2.240	0.246
LSF	LOW SULFUR FUEL OIL	0.000	0.000	0.000
HSF	HIGH SULFUR FUEL OIL	24.744	90.582	53.869

ECONOMIC SUMMARY ANALYSIS	ISP	MAC	NVO
----------------------------------	-----	-----	-----

	\$/DAY	\$/DAY	\$/DAY
PRODUCT SALES	1781.58	1885.03	1595.20
FEEDSTOCK PURCHASES	0.00	429.31	0.00
	-----	-----	-----
GROSS MARGIN	1781.58	1455.73	1595.20
- NET UTILITY COSTS	47.56	59.11	76.96
	=====	=====	=====
NET OPERATING MARGIN	1734.01	1396.61	1518.24

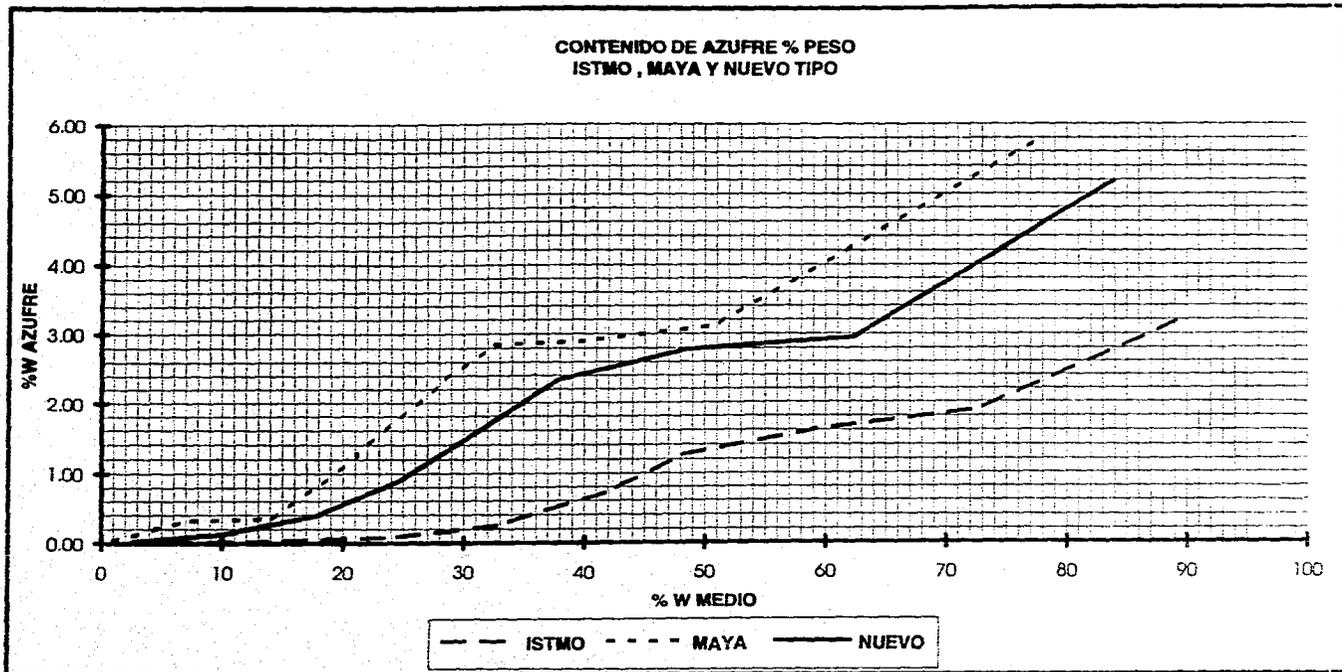
Como podrá observarse en la comparación de los ensayos, el Nuevo Tipo de crudo, muestra ventajas sustanciales con respecto al crudo Maya, como se presenta en las graficas No. 6, 7 y 8. Lo cual refleja el valor adicional de la función objetivo, que se presenta en la tabla No. 18 de resultados obtenidos por este modelo.





44

GRAFICA No. 7



87

GRAFICA No. 8

ESTA TESIS
NO DEBE
SALIR DE LA
BIBLIOTECA

CAPITULO 8.
ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Como se puede observar en las tablas de resultados obtenidos por ambos modelos, 19 y 20, al aplicar una estructura de precios seleccionada para el estudio en el período considerado entre enero de 1994 - junio de 1995, estos muestran que el crudo Istmo es mejor que los otros dos, y que el Nuevo Tipo de crudo, es mejor que el crudo Maya.

Aunque los resultados son muy similares, se seleccionaran los obtenidos por el Modelo PIMS, para hacer una recomendación de precio en función de los Márgenes de Utilidad.

8.1.- RESULTADOS OBTENIDOS POR EL MODELO SIMPLIFICADO.

Al comparar los Márgenes de Refinación (Best), tabla No.16, con los precios a los que se vendió el crudo, y estimando el primer precio, (como una mezcla de 70% Maya y 30% Istmo) al que el Nuevo Tipo de crudo puede ser ofertado se, observa que los Márgenes de Utilidad para el Istmo, Maya y el Nuevo Tipo de crudo son: 1.48, 0.88 y 1.20 dólares por barril respectivamente. Esto suponiendo que el vendedor no obtendrá ganancias adicionales por la venta del Nuevo crudo. ya que se estimó el primer precio, como si el vendedor comercializara el crudo en forma segregada.

**ANALISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS POR EL MODELO SIMPLIFICADO DE RENDIMIENTOS
CÁLCULO POR EL METODO NETBACK**

	PRECIOS DE VENTA USD / BBL		PRECIO BASE OFERTA		MARGENES DE UTILIDAD			DE LA OFERTA
	ISTMO	MAYA	NUEVO T.	NUEVO T.	ISTMO	MAYA	NUEVO T. BASE	
JAN 94	12.63	9.04	10.12	10.32	0.91	-0.36	0.55	0.35
FEB	12.90	9.55	10.55	10.75	2.38	1.12	1.90	1.70
MAR	13.37	10.17	11.13	11.33	2.78	0.74	1.87	1.67
APR	13.15	9.98	10.93	11.13	2.46	0.75	1.65	1.45
MAY	14.28	11.09	12.05	12.25	2.44	1.84	2.19	1.99
JUN	15.82	12.39	13.42	13.62	1.13	0.49	0.91	0.71
JUL	16.51	13.39	14.32	14.52	1.62	0.99	1.34	1.14
AUG	17.20	14.54	15.34	15.54	1.73	1.44	1.54	1.34
SEP	16.98	14.04	14.92	15.12	2.10	1.74	1.89	1.69
OCT	15.66	12.04	13.13	13.33	0.71	-0.17	0.46	0.26
NOV	16.05	13.10	13.98	14.18	1.24	0.98	1.15	0.95
DIC	16.88	14.39	15.14	15.34	0.97	0.89	0.87	0.67
JAN 95	16.12	13.67	14.40	14.60	0.46	0.38	0.45	0.25
FEB	16.66	14.17	14.92	15.12	0.56	0.04	0.33	0.13
MAR	17.10	14.66	15.39	15.59	0.46	0.61	0.52	0.32
APR	16.98	14.89	15.52	15.72	0.39	0.81	0.56	0.36
MAY	18.15	15.74	16.47	16.67	1.36	1.32	1.21	1.01
JUN	18.30	16.22	16.84	17.04	2.91	2.21	2.29	2.09
PROMEDIO:	15.82	12.95	13.81		1.48	0.88	1.20	1.00
DIFERENCIA EN MARGENES DE UTILIDAD	ISTMO - MAYA				0.60			

08

TABLA No. 19

**ANÁLISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS POR EL MODELO PIMS
CÁLCULO POR EL METODO NETBACK**

CRUDO	MARGENES DE REFINACION			PRECIOS DE VENTA USD / BBL				PRECIO BASE NUEVO T.	PRECIO OFERTA NUEVO T.	MARGENES DE UTILIDAD			
	ISTMO	MAYA	NUEVO TIPO	ISTMO	MAYA	NUEVO T.	NUEVO T.			ISTMO	MAYA	NUEVO BASE	DE LA OFERTA
JAN 94	13.21	8.91	10.46	JAN 94	12.63	9.04	10.12	10.37	0.58	-0.13	0.35	0.10	
FEB	14.82	10.68	12.11	FEB	12.90	9.55	10.55	10.80	1.93	1.13	1.56	1.31	
MAR	15.78	11.16	12.89	MAR	13.37	10.17	11.13	11.38	2.42	1.00	1.76	1.51	
APR	15.58	11.01	12.84	APR	13.15	9.98	10.93	11.18	2.42	1.03	1.90	1.65	
MAY	16.73	13.00	14.26	MAY	14.28	11.09	12.05	12.30	2.45	1.92	2.22	1.97	
JUN	17.06	13.13	14.61	JUN	15.82	12.39	13.42	13.67	1.24	0.74	1.19	0.94	
JUL	19.24	14.61	15.99	JUL	16.51	13.39	14.32	14.57	1.73	1.22	1.66	1.41	
AUG	19.04	16.10	17.14	AUG	17.20	14.54	15.34	15.59	1.84	1.56	1.80	1.55	
SEP	19.22	15.90	17.07	SEP	16.98	14.04	14.92	15.17	2.24	1.86	2.15	1.90	
OCT	16.26	12.10	13.66	OCT	15.66	12.04	13.13	13.38	0.60	0.06	0.53	0.28	
NOV	17.22	14.04	15.13	NOV	16.05	13.10	13.98	14.23	1.17	0.94	1.15	0.90	
DIC	17.80	15.12	15.97	DIC	16.88	14.39	15.14	15.39	0.93	0.73	0.83	0.58	
JAN 95	16.54	14.06	14.91	JAN 95	16.12	13.67	14.40	14.65	0.42	0.39	0.51	0.26	
FEB	17.45	14.49	15.62	FEB	16.66	14.17	14.92	15.17	0.79	0.32	0.70	0.45	
MAR	17.82	15.39	16.23	MAR	17.10	14.66	15.39	15.64	0.72	0.73	0.83	0.58	
APR	17.72	15.84	16.51	APR	16.98	14.89	15.52	15.77	0.74	0.94	1.00	0.75	
MAY	19.94	17.18	18.09	MAY	18.15	15.74	16.47	16.72	1.78	1.44	1.62	1.37	
JUN	21.69	18.66	19.79	JUN	18.30	16.22	16.84	17.09	3.39	2.44	2.94	2.69	
PROMEDIO	17.34	13.97	15.18	PROMEDIO	15.82	12.95	13.81		1.52	1.02	1.37	1.12	
				DIFERENCIA EN MARGENES DE UTILIDAD	ISTMO - MAYA				0.50				

CNGM - COSTA NORTEAMERICANA DEL GOLFO DE MEXICO

Como se puede observar el diferencial en Márgenes de Utilidad entre el crudo Istmo y Maya es de 60 cts., y éste valor representa el intervalo de precios dentro de los cuales el Nuevo crudo puede variar.

Como un primer ejercicio se propuso que el Precio de Oferta podría ser el primer precio estimado más 30 cts. de dólar por barril, como de éste modo los Márgenes de Utilidad (90 cts. USD/BBL), se acercan mucho a los obtenidos por el procesamiento de crudo Maya, (88 cts. USD/BBL), entonces el cliente argumenta que no le es atractivo comprar un crudo a mayor precio, si las Utilidades no reflejan el efecto en la ganancia, por lo que la propuesta es que el Precio de Oferta sea 20 cts. superior al primer precio estimado, obteniéndose que el Margen de Utilidad del Nuevo Tipo de crudo es de 1.00 USD/BBL.

8.2.- RESULTADOS OBTENIDOS POR EL MODELO PIMS.

De las corridas efectuadas en el Modelo, se obtuvieron una serie de rendimientos con los que se evaluaron los Márgenes de Refinación.

A diferencia del modelo Simplificado de Rendimientos, los Netback fueron únicos, ya que dentro de la tabla ASSAYS que se utiliza en PIMS, se encuentra un fraccionamiento TBP en forma combinada de las estructuras INVIERNO Y VERANO.

Al establecer la comparación de los Márgenes de Refinación con los Márgenes de Utilidad, se observó que en realidad el ajuste que es posible realizar al primer precio estimado es de 25 cts. arriba en lugar de los 20 cts. estimados en el modelo anterior, por lo que los Márgenes de Utilidad son: 1.52 USD/BBL para el crudo Istmo, 1.02 USD/BBL para el crudo Maya y 1.12 USD/BBL para el Nuevo Tipo de crudo.

CAPITULO 9. CONCLUSIONES.

Durante el desarrollo del presente trabajo, se describieron algunos de los conocimientos elementos que deben considerarse para realizar una evaluación técnica, para la comercialización del Nuevo Tipo de Crudo. Es importante recordar que si bien el vendedor debe recurrir a suposiciones sobre como el comprador procesará el crudo en sus refinerías, dentro de los acuerdos establecidos contractualmente, se pactó que el esquema que se utilizaría para la evaluación de los rendimientos en productos, sería el de una configuración Marginal de la Costa Norte del Golfo, esto es, una refinería representativa de los esquemas Norteamericanos.

Lo anterior representa tanto para el vendedor como para el comprador, un reflejo de las condiciones en las cuales se venden los crudos mexicanos en el Mercado Internacional.

De los resultados obtenidos se puede comentar que aunque los rendimientos obtenidos por el Modelo Simplificado de Rendimientos, sirven como una base rápida de estimación, al procesar el Modelo PIMS, se tuvieron valores muy similares pero con un ajuste más fino, por lo que estos se consideraron como base para establecer el precio al que el Nuevo Tipo de crudo puede ser ofertado, en función de los Márgenes de Refinación que el cliente este dispuesto a obtener.

Como se puede observar en las características reportadas en los Assays para el Modelo PIMS, en Nuevo tipo de Crudo, corresponde a una Mezcla compuesta aproximadamente por el 70 % de Crudo Maya y 30 % de Crudo Istmo por lo que es de esperarse que el Precio al que se oferte este crudo deberá estar entre estos dos.

Como se podemos notar en lo resultados de la tabla No. 20, de un análisis de la estructura de precios de venta de los crudos Istmo y Maya de Enero de 1994 a Junio de 1995, el diferencial en márgenes de utilidad obtenidos al procesar crudo Istmo y Maya es de 50 cts. de dólar por barril, por lo que el margen esperado por un cliente al procesar el Nuevo tipo de crudo para que le sea atractivo procesar dicho crudo, deberá ser mayor que el de crudo Maya, como se obtuvo en el ejercicio efectuado.

En resumen, al estimar el precio al que el Nuevo tipo de crudo puede ser ofertado, y considerando que el diferencial de los márgenes de refinación entre el Istmo y Maya representa en esta serie de tiempo 0.50 USD/BL, entonces, como primera propuesta de negociación se propondrá que al precio base se le adicione 25 cts. de Dólar por Barril, con lo que el margen obtenido al ser procesado el Nuevo Tipo de Crudo será 1.37 USD/BL, el cual es mayor que el obtenido al procesar el crudo Maya

Por último es conveniente mencionar que este margen es congruente tanto con los resultados obtenidos, así como, por lo que se puede observar en la cantidad de residuos de vacío que deberán ser procesados por el

mismo esquema de refinación ya que para el Nuevo tipo de crudo estos son menores.

CAPITULO 10. RECOMENDACIONES.

Es preciso mencionar que aunque el parámetro de comparación entre un esquema de refinación Norteamericano y uno Nacional dista mucho de similitud, es necesario realizar una evaluación de este tipo, para detectar cual sería el costo de oportunidad del crudo en el ámbito Internacional.

Al establecer las negociaciones para fijar el precio del Nuevo tipo de crudo, es necesario considerar que aunque el margen obtenido entre el Istmo y el Maya es amplio, 50 cts. de dólar por barril, nunca podrá ofertarse nada parecido al Maya para no despreciar los beneficios que brinda la mezcla en productos al ser procesada.

El aumento de 25 cts. de Dólar por barril, es un valor un poco alto pero puede ser un punto de inicio, y finalizar en 23 ó incluso 22 cts., con lo que aún se tendrían ventajas adicionales.

CAPITULO 11.
BIBLIOGRAFÍA.

1.- Anuario Estadístico 1994.

Petróleos Mexicanos.

2.- Contratos PMI y Pemex Refinación.

3.- Contratación sobre el petróleo.

Shell Briefing Service.

Número tres 1984.

4.- Petroleum Refining

Technology and Economics.

Second Edition, Revised Expanded

James H Gary.

Glenn E. Handwek.

New York.

5.- Memoria de labores 1993.

Petróleos Mexicanos.

6.- Petroleum Refinery Engineering

Fourth Edition.

Nelson Wilbur Lundine.

New York.