



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Comercialización del petróleo crudo

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniería Petrolera

P R E S E N T A

Daniel Herrera Romero

DIRECTOR DE TESIS

M. en I. José Ángel Gómez Cabrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2006

AGRADECIMIENTOS

²⁴ *A aquel, pues, que es poderoso para guardaros sin caída, y presentaros delante de su gloria irreprensibles, con grande alegría,*

²⁵ *Al Dios solo sabio, nuestro Salvador, sea gloria y magnificencia, imperio y potencia, ahora y en todos los siglos. Amén.*

Judas 24,25

³⁶ *Porque de Él, y por Él, y en Él son todas las cosas. A Él sea la gloria por siglos. Amén.*

Romanos 11:36

A mi Señor y Dios, quien ha estado a mi lado siempre para fortalecerme, mi amigo fiel, y quien estará conmigo todos los días hasta el fin, por quien subsisto a quien debo todo lo que soy de quien vienen todas las cosas, a quien ofrezco todos mis logros y mi vida entera... “Al que me amó y me hizo rey y sacerdote para Dios su padre a Él sea Gloria e Imperio por siempre. Amén.

A la Universidad Nacional Autónoma de México.

Por brindarme la oportunidad de formarme como Profesionista.

A la Facultad de Ingeniería

*Por obsequiarme los conocimientos que me han permitido llegar
a ser Ingeniero.*

Al M en I. José Ángel Gómez Cabrera

Por el apoyo y dirección en la realización de este trabajo.

Al M en I. Noe Juárez Domínguez

Por el apoyo en la realización de este trabajo.

Al M en I. Néstor Martínez Romero

Por sus consejos y apoyo a lo largo de mi desarrollo profesional

Al Dr. Luis Vielma Lobo

*Por compartir su experiencia, amabilidad y nobleza a lo largo
de este tiempo.*

Al Dr. Víctor Briones

*Por su apoyo en el desarrollo de la tesis y sus consejos, Dios te
bendiga, gracias.*

A mi Padre

Quien me apoyó incondicionalmente y soportó más allá de sus capacidades, espiritual y prácticamente enseñándome principios y valores con su ejemplo que hoy atesoro en mi corazón, y me forjan como persona.

A mi Madre

Quien nunca se rindió dando más allá de sus fuerzas sin importar las circunstancias, quien siempre me expresó su amor, comprensión, paciencia, Dios algún día te recompensará todo el trabajo de amor que has mostrado, en atención a mi gracias mamá.

A mis Hermanos

Por se parte de mi, por sus enseñanzas y por esos inolvidables momentos que

A Lizeth Nava

Por soportarme, apoyarme y escucharme todo este tiempo

A mi Pastor Moisés Caballero Téllez y familia

Por sus incesables oraciones, por su paciencia y amor por una oveja y por compartir una visión a la que siempre seré fiel.

A mis familiares

Por que sin lugar a dudas hacen posible en mi vida este sueño, por ser parte de mí y por simplemente ser así.

A mis amigos

Que siempre han estado ahí, en buenos y malos momentos, incondicionales, y que me motivan a seguir adelante.

TABLA DE CONTENIDO

INDICE	I
RESUMEN	IV
1 INTRODUCCIÓN	
1.1 Aspectos Generales del Petróleo Crudo	1
1.1.1 Importancia del Petróleo crudo en la economía mundial	1
1.1.2 Origen e historia	4
1.1.3 Sistema Petrolero	7
1.2 Sectores de uso	9
1.3 La cadena de valor de una empresa de exploración y producción petrolera	12
CAPÍTULO 2 MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL	
2.1 Mercado Internacional de Petróleo crudo (Situación Actual)	14
2.1.1 Reservas	14
2.1.2 Oferta mundial	15
2.1.3 Demanda mundial	16
2.1.4 Caso China	19
2.1.5 Caso Estados Unidos	20
2.1.6 Capacidad de la producción adicional disponible de la OPEP	21
2.1.7 Especulación	21
2.1.8 Capacidad de la refinación	22
2.1.9 Calidad de los crudos	22
2.1.10 Inventarios	23
2.2 Mercado Físico Petrolero	25
2.2.1 Oferta (vendedores)	25
2.2.2 Demanda (compradores)	27
2.2.3 Términos de los contratos	28
2.2.4 Componentes del precio	29
2.2.5 Comercio Internacional de crudo	30
2.2.6 Transacciones físicas de crudo	31
2.2.7 Transporte	34
2.2.7.1 Transporte Terrestre	34
2.2.7.2 Transporte Marítimo	36
2.2.8 Refinación	44
2.2.8.1 Principales esquemas de refinación	44
2.2.8.2 Preferencias del refinador	45
2.3 Mercado Financiero del petróleo crudo	46
2.3.1 Precios del Petróleo crudo	46
2.3.2 Análisis Fundamentales	50

2.3.3	Análisis Técnico	52
2.3.4	Características de los precios hoy	53
2.3.5	Marcadores (Benchmarks) del precio del crudo	53
2.3.6	Mercado de Futuros	55
2.3.6.1	Conceptos generales sobre los productos, instrumentos y mercados financieros	55
2.3.6.2	Principales mercados financieros	62
2.3.6.3	Mercados eficientes	62

CAPÍTULO 3 COMERCIALIZACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO EN MÉXICO

3.1	Mercado Mexicano	64
3.1.1	Índices del mercado petrolero mexicano	64
3.1.2	Mezcla mexicana de exportación	68
3.1.3	Importancia del petróleo crudo en la economía Mexicana	69
3.1.4	Estructura productiva de PEMEX	72
3.1.5	Exportación de crudo en México	74
3.1.6	Terminales de exportación de crudo	75
3.1.7	Capacidad nominal de almacenamiento de petróleo crudo en México	77
3.2	Mercado financiero del petróleo en México	78
3.2.1	Sistema de precios y tarifas interorganismos	78
3.2.1.1	Precios interorganismos y costo de oportunidad.	78
3.2.1.2	Lineamientos básicos de operación.	81
3.2.1.3	Mecanismo para la incorporación de nuevas corrientes de crudo al Catálogo de Precios Interorganismos	83
3.2.2	Precios de petróleo crudo mexicano	84
3.2.2.1	Mecanismos de precios	85
3.2.2.2	Formulas de precios de exportación de crudo	86
3.2.2.3	Criterios básicos de selección de crudos y productos de referencia en las fórmulas.	87
3.2.2.4	Determinación del término constante	89
3.2.2.5	Situación y perspectivas de los crudos mexicanos de exportación en el mercado Internacional (Ajustes a la constante)	90
3.2.2.6	Mecanismo de aplicación y periodo de referencia para fórmulas de exportación	91
3.2.2.7	Fuentes de información para el cálculo de precios	92
3.2.2.8	Precio marginal de petróleo crudo en el mercado internacional	93
3.3	Regulación del mercado de petróleo crudo	95
3.3.1	Aspectos generales de la regulación del Petróleo crudo en México	95
3.3.2	Políticas de comercialización de petróleo crudo de PMI	98
3.3.2.1	Antecedentes	98

3.3.2.2	Premisas básicas de regulación en México	98
3.3.2.3	Contratos	99
3.3.2.4	Clientes	100
3.3.2.5	Volumen y Mezcla	101
3.3.2.6	Inspección	102
3.3.2.7	Precios	102
3.3.2.8	Adquisición y Arrendamiento de Bienes y Servicios	103

CAPÍTULO 4 ALTERNATIVAS DE COMERCIALIZACIÓN; CASO PRÁCTICO

4.1	Trayectoria del aceite desde el yacimiento hasta el punto de venta	106
4.1.1	Procesamiento en campo del aceite crudo	106
4.1.2	Caracterización de aceites crudos	111
4.1.3	Muestreo y análisis del aceite crudo	127
4.1.4	Especificaciones del producto	130
4.1.5	Crudos Mexicanos de exportación	134
4.1.6	Estabilización y Endulzamiento del aceite crudo	138
4.1.6.1	Estabilización del aceite crudo	140
4.1.6.2	Endulzamiento del aceite crudo	146
4.2	Alternativas de comercialización; Caso práctico (propuesta)	149
4.3	Caso práctico	164

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 192

ANEXO 1

Productos cuyo precio interorganismo se vincula con su precio al público	198
--	-----

ANEXO 2

Nomenclaturas	201
---------------	-----

ANEXO 3

Definiciones	202
--------------	-----

ANEXO 4

Lista de figuras y lista de tablas	204
------------------------------------	-----

REFERENCIAS 207

Capítulo I

INTRODUCCIÓN

Objetivos Generales:

Realmente hablar de todo lo que incluye la comercialización del petróleo crudo, requeriría escribir una gran cantidad de libros, el presente trabajo trata de una forma general los puntos más importantes de la comercialización de crudo, e intenta alcanzar tres objetivos principales los cuales son:

1. Conocer el flujo comercial del petróleo crudo en México, así como la posible generación de mercados alternos de comercialización para los crudos Mexicanos.
2. Analizar la valoración de los crudos Mexicanos en un marco internacional
3. Analizar las diferentes alternativas de comercialización del crudo y su trayectoria desde la cabeza del pozo hasta el punto de venta, utilizando un caso hipotético.

I.1 Aspectos generales del petróleo crudo.

I.1.1 Importancia del Petróleo en la economía mundial

Petróleo, fuente de energía y evolución; generador de bienestar y progreso social; motor del desarrollo científico-tecnológico; energético indispensable e insustituible para las sociedades modernas.

La vida del hombre, sin el petróleo no sería como hoy la conocemos. Del crudo obtenemos gasolina y diesel para nuestros autos y autobuses, combustible para barcos y aviones. Lo usamos para generar electricidad, obtener energía calorífica para fábricas, hospitales, oficinas y diversos lubricantes para maquinaria y vehículos. Todo el mundo necesita del petróleo. En una u otra de sus muchas formas lo usamos cada día de nuestra vida.

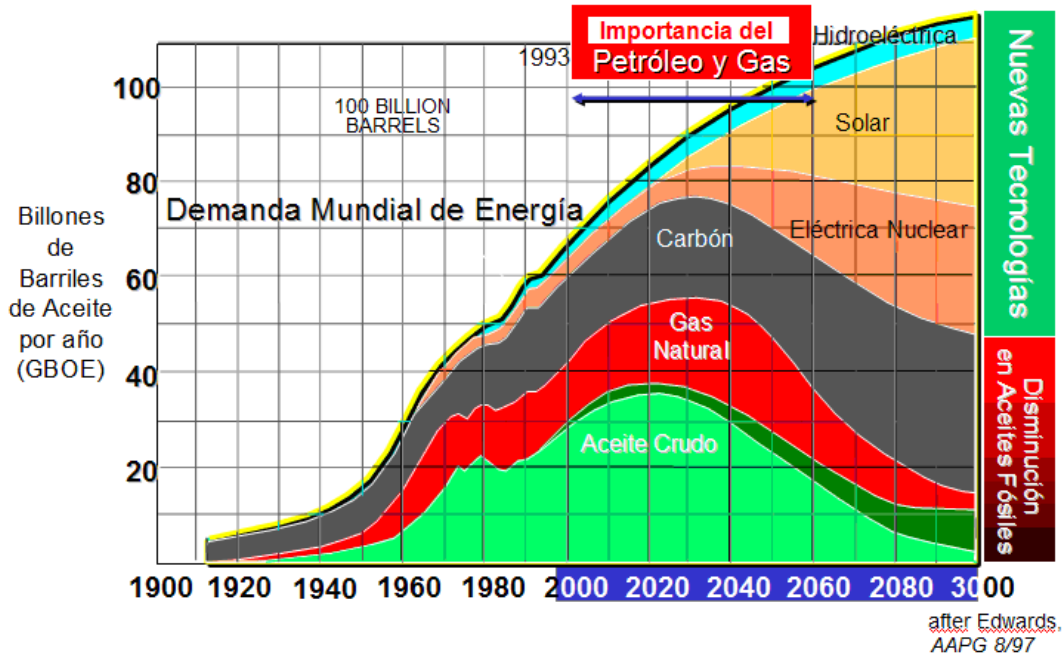
El petróleo ha transformado la vida de las personas y la economía de las naciones. Su descubrimiento creó riqueza, modernidad, pueblos industriales prósperos y nuevos empleos, motivando el crecimiento de las industrias mencionadas.

Día a día la población mundial crece deliberadamente y por lo tanto la demanda energética global se incrementa exponencialmente. Actualmente la población mundial asciende a más de seis mil millones de habitantes.

Según cálculos de Administración de Información sobre la Energía de los Estados Unidos de América (EIA por sus siglas en Inglés, Energy Administration Information) para el año 2025 el mundo requerirá otro 57 % de energía más que hoy, con un crecimiento que quizás se aproxime a los 119.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por día, el 60 % de este abastecimiento provendrán del petróleo y gas que continuarán como fuentes primarias de energía.

**“La demanda energética mundial es enorme y sigue creciendo.
Satisfacerla presentará grandes desafíos.”**
ExxonMobil

Fig1. Proyección del abastecimiento de energía mundial



El petróleo es la fuente de energía más importante desde los años 60, de la sociedad actual y lo seguirá siendo según estimación de las agencias de investigación más importantes del mundo hasta aproximadamente el año 2040. El petróleo es un recurso natural no renovable que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo como se observa en la figura 1.

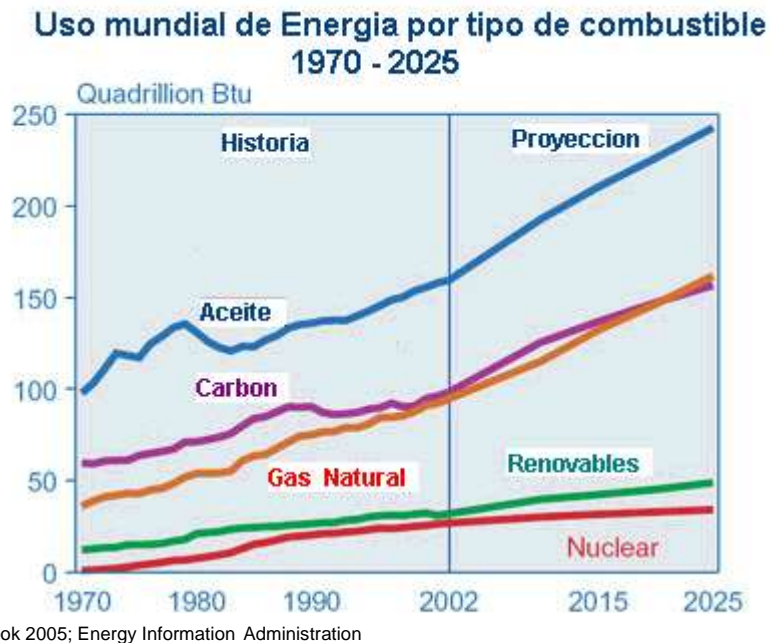


Fig. 2 Uso mundial de energía por tipo de combustible

La importancia del petróleo no ha dejado de crecer desde sus primeras aplicaciones industriales a mediados del siglo XIX, y ha sido el responsable de conflictos bélicos en algunas partes del mundo (Oriente Medio).

La alta dependencia que el mundo tiene del petróleo, la inestabilidad que caracteriza al mercado internacional y las fluctuaciones de los precios de este producto, han llevado a que se investiguen energías alternativas, aunque hasta ahora no se ha logrado una opción que realmente lo sustituya, ya que no es económicamente factible.

I.1.2 Origen e Historia

El vocablo petróleo está conformado por dos palabras provenientes del latín: *petra* (piedra) y *oleum* (aceite) que componen el término “aceite de piedra.” Pero más allá de su etimología, el vocablo se refiere a un compuesto complejo de carbono e hidrógeno, con cantidades menores de azufre, oxígeno y nitrógeno, además de otros elementos como hierro, níquel y vanadio.

El problema de la génesis del petróleo ha sido, por mucho tiempo, un tópico de investigación de interés. Se sabe que la formación del petróleo está asociada al desarrollo de rocas sedimentarias, depositadas en ambientes marinos o próximos al mar, y que es el resultado de procesos de descomposición de organismos de origen vegetal y animal que en tiempos remotos quedaron incorporados en esos depósitos.

Se tiene noticia de que en otro tiempo, los árabes y los hebreos empleaban el petróleo con fines medicinales. En México los antiguos pobladores tenían conocimiento de esta sustancia, pues fue empleada de diversas formas entre las cuales se cuenta la reparación de embarcaciones para la navegación por los ríos haciendo uso de sus propiedades impermeabilizantes.

Investigaciones históricas han determinado que las acumulaciones de chapopote en el México Prehispánico eran abundantes. Por ser exudaciones copiosas y evidentes del subsuelo, se calcula que el comienzo de su utilización práctica por las antiguas culturas mexicanas fue temprano, aproximadamente en el año 600 a.c. Posteriormente, su uso se extendió a gran parte de Mesoamérica.

Distintos fueron los usos que los antiguos mexicanos dieron al bitumen generado en el interior de la tierra, producto de un proceso de refinamiento natural de depósitos petrolíferos, al cual llamaron chapopotli, en alusión al color oscuro de cierto tipo de insectos.

Chapopotli o chapopote, en lengua española, es el nombre que la cultura Nahua asignó al bitumen que se genera en el interior de la tierra, producto de un refinamiento natural —por procesos geológicos— de depósitos petrolíferos. Esta sustancia, de consistencia viscosa, color oscuro y fuerte olor, forma vetas en rocas areniscas; también recubre áreas de las superficies terrestre y acuática con mantos que brotan del subsuelo.

Por ser un material maleable, el chapopotli fue utilizado principalmente como ungüento medicinal, en combinación con otros ingredientes.

La Historia general de las cosas de la Nueva España —compendio de información de primera mano recabada por el mismo fray Bernardino de Sahagún tras la caída de Tenochtitlán— ofrece una receta que incluye chapopote en forma de goma, para aliviar “cualquiera mala disposición que se ofreciere”, en alusión a esguinces, luxaciones, inflamaciones y dolores musculares

De igual modo, se masticaba, a manera de chicle, como dentífrico y “para echar fuera la reuma”, ya que sus características combustibles hacían suponer a los indígenas que el betún era eficaz en el tratamiento de padecimientos reumáticos y enfriamientos.

Fumado en pipa y mezclado con tabaco, raíces, flores, hierbas, plantas u hongos, el chapopote facilitaba el proceso digestivo, relajaba el cuerpo o, de modo contrario exaltaba los sentidos, según la combinación.

Asimismo se recurría al chapopote para elaborar tanto hogueras aromatizantes como sahumeros en ritos y festividades. Las doncellas indígenas lo utilizaban como pintura facial durante las prácticas de culto a sus deidades. Los artesanos también lo usaban en la decoración de figuras, esculturas y atavíos de los dioses.

Se sabe que además servía de base-pegamento para construir obras de mosaico y como sustancia impermeabilizante en la reparación de embarcaciones.

Tres glifos o símbolos prehispánicos representan el chapopote: la barra paralela, el asterisco y el circulflejo.

A la fecha, la única fuente documental conocida de la época de la Conquista que haya ilustrado el proceso de recolección del chapopote es el Códice Florentino de Fray Bernardino de Sahagún, el cual muestra en su libro décimo, capítulo 24, a un indígena con la tilma anudada al hombro, tomando un fragmento del bitumen a orillas del mar.

Finalmente, por las características impermeabilizantes del chapopote, algunos autores consideran posible que haya sido utilizado en la reparación de embarcaciones, emplastado sobre grietas y surcos.

Desde ese tiempo y con el inicio de la explotación de los yacimientos petroleros, la cantidad de chapopoterías disminuyó paulatinamente. En la actualidad, su número es reducido, aunque el chapopote es un producto que las industrias química y de la construcción demandan constantemente.

Fuente: Reporte Anual 2004 Pemex E&P

**Textos basados en investigaciones de la doctora María del Carmen Aguilera García, del Instituto Nacional de Antropología e Historia, y la maestra Emilie Carreón Blaine, del Instituto de Investigaciones Estéticas de la Universidad Nacional Autónoma de México*

Época actual

Las exploraciones petroleras iniciaron hace más de cien años (en 1859, Edwin Drake inició una nueva época cuando encontró petróleo en Pennsylvania, a una profundidad de sólo 69 pies), cuando las perforaciones se efectuaban cerca de filtraciones de petróleo; las cuales indicaban que el petróleo se encontraba bajo la superficie. Hoy día, se utilizan técnicas sofisticadas, como mediciones sísmicas, de microorganismos e imágenes de satélite. Potentes computadoras asisten a los geólogos para interpretar sus descubrimientos. Pero, finalmente, sólo los pozos descubridores pueden determinar si existe o no petróleo bajo la superficie.

En su estado natural se le atribuye un valor mineral, siendo susceptible de generar, a través de procesos de transformación industrial, productos de alto valor, como son los combustibles, lubricantes, ceras, solventes y derivados petroquímicos.

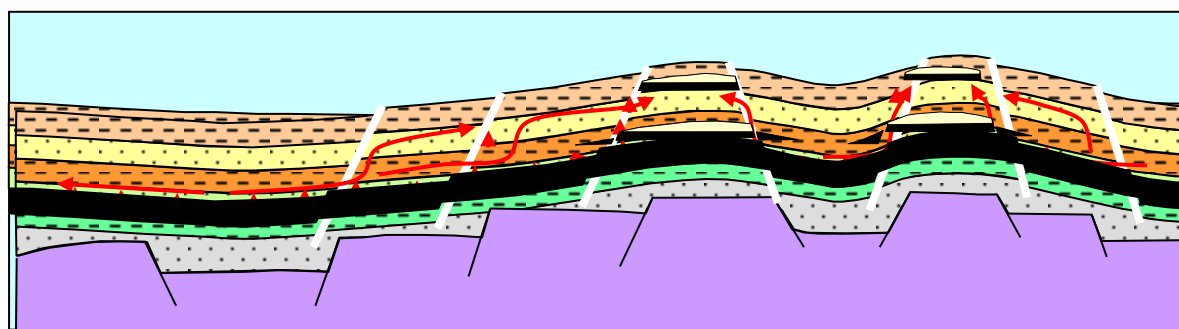
I.1.3 El sistema Petrolero




El petróleo no se encuentra distribuido de manera uniforme en el subsuelo hay que tener presencia de al menos cuatro condiciones básicas para que éste se acumule:

- ▶ Debe existir una roca permeable de forma tal que bajo presión el petróleo pueda moverse a través de los poros microscópicos de la roca.
- ▶ La presencia de una roca impermeable, que evite la fuga del aceite y gas hacia la superficie.
- ▶ El yacimiento debe comportarse como una trampa, ya que las rocas impermeables deben encontrarse dispuestas de tal forma que no existan movimientos laterales de fuga de hidrocarburos.
- ▶ Debe existir material orgánico suficiente y necesario para convertirse en petróleo por el efecto de la presión y temperatura que predomine en el yacimiento.




Fuente: IMP

Fig.3 La Cuenca Sedimentaria y El Sistema Petrolero



 **Rocas generadoras**
 **Rocas almacenadoras**
 **Rocas sello**

Formación de trampas

 **Generación de hidrocarburos**
 **Migración**
 **Acumulación de hidrocarburos**

Fuente: II CNI; Academia de Ingeniería; Acciones para impulsar la Ingeniería Petrolera; Reposición de Reservas

El petróleo es una sustancia aceitosa de color oscuro a la que se le denomina hidrocarburo justamente debido a sus compuestos de hidrógeno y carbono. La composición básica del petróleo abarca normalmente los rangos indicados en la tabla siguiente:

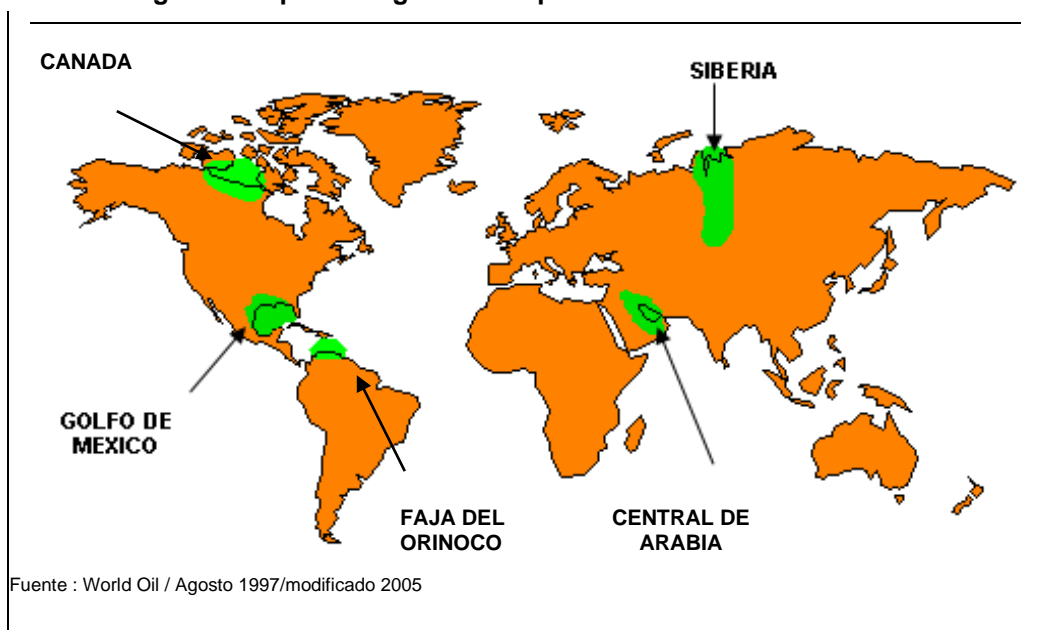
ELEMENTOS	PORCENTAJE
Carbon	76 - 87
Hidrógeno	10 - 14
Oxígeno	1 - 6
Azufre	0 - 3
Nitrógeno	0.2

> *Tabla 1. Composición básica del petróleo.* Fuente: IMP

Actualmente los mayores yacimientos de aceite crudo del mundo se hallan en:

- Zonas circuncaribes: territorios de Estados Unidos, Venezuela y México.
- Medio Oriente: alrededor de los mares Negro y Caspio y el Golfo Pérsico.
- Mar del Norte, Siberia.
- Últimamente Canadá ha restituido una gran cantidad de reservas de crudo, que lo ubican como segunda potencia en cuanto a reservas de hidrocarburos solo después de Arabia Saudita.

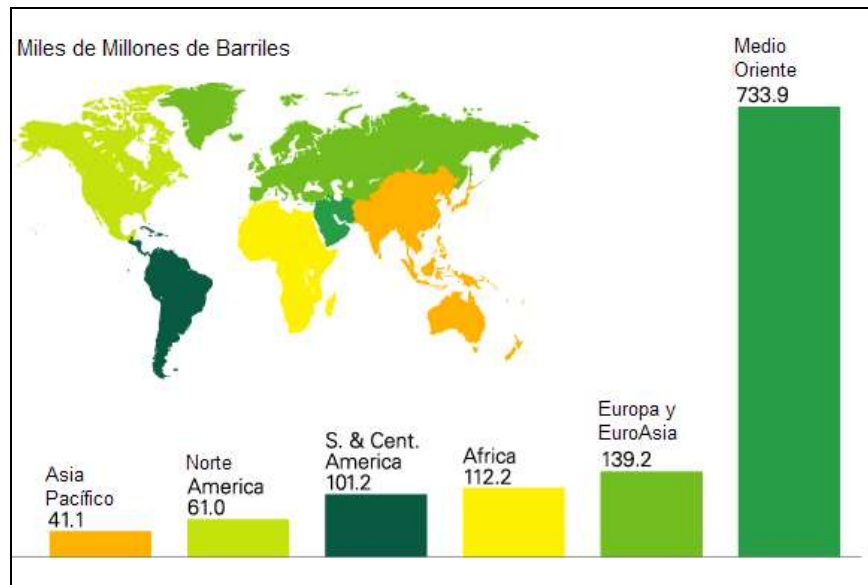
Fig. 4 Principales Megacuencas productoras de hidrocarburos



Fuente : World Oil / Agosto 1997/modificado 2005

En estado natural, se encuentran asociados hidrocarburos de distintas densidades que han determinado usos muy diferenciados por parte de las civilizaciones. A medida que la actividad extractiva fue creciendo, se fueron difundiendo diversos criterios universales de clasificación. La tabla de abajo muestra las reservas de petróleo más importantes a nivel mundial.

Fig. 5 Reservas probadas a fines 2004



Fuente: *BP Statistical Review of World Energy 2005*

I.2 Sectores de Uso

Actualmente existe una gran cantidad de productos derivados del petróleo, por lo que los sectores de uso del Petróleo son de igual forma numerosos.

Del crudo obtenemos gasolina y diesel para nuestros autos y autobuses, combustible para barcos y aviones. Lo usamos para generar electricidad, obtener energía calorífica para fábricas, hospitales y oficinas y diversos lubricantes para maquinaria y vehículos.

La industria petroquímica usa productos derivados de él para hacer plásticos, fibras sintéticas, detergentes, medicinas, conservadores de alimentos, hules y agroquímicos.

La transformación y aprovechamiento de los recursos naturales contribuye en gran medida al progreso y desarrollo de un país.

La familia del petróleo

Gracias a los desarrollos logrados en el área de la petroquímica y de la refinación del petróleo, se han podido lograr una gran cantidad de elementos derivados del crudo, esencialmente los combustibles que son de uso continuo en nuestro sistema de vida y que ha revolucionado al mundo actual, ya que tienen una grande participación en todos los sectores de nuestra sociedad.

Fig. 6 Familia del petróleo

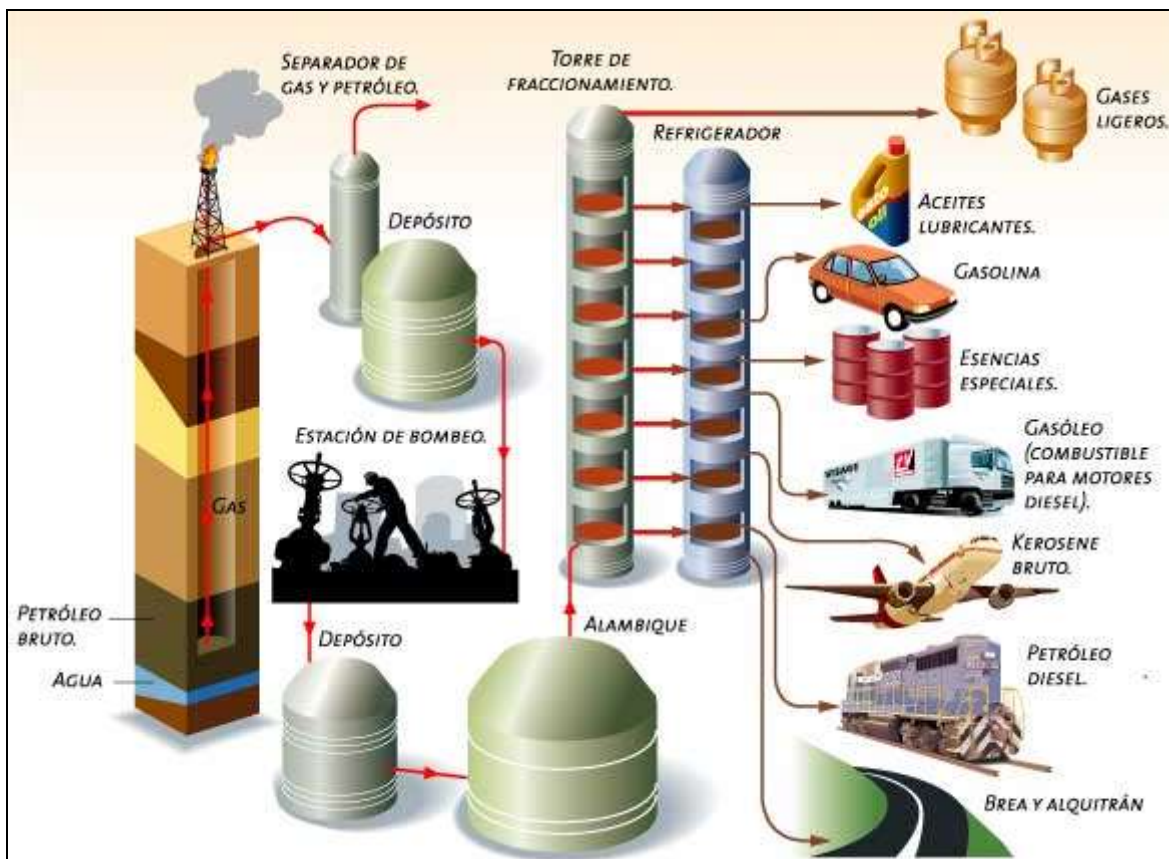
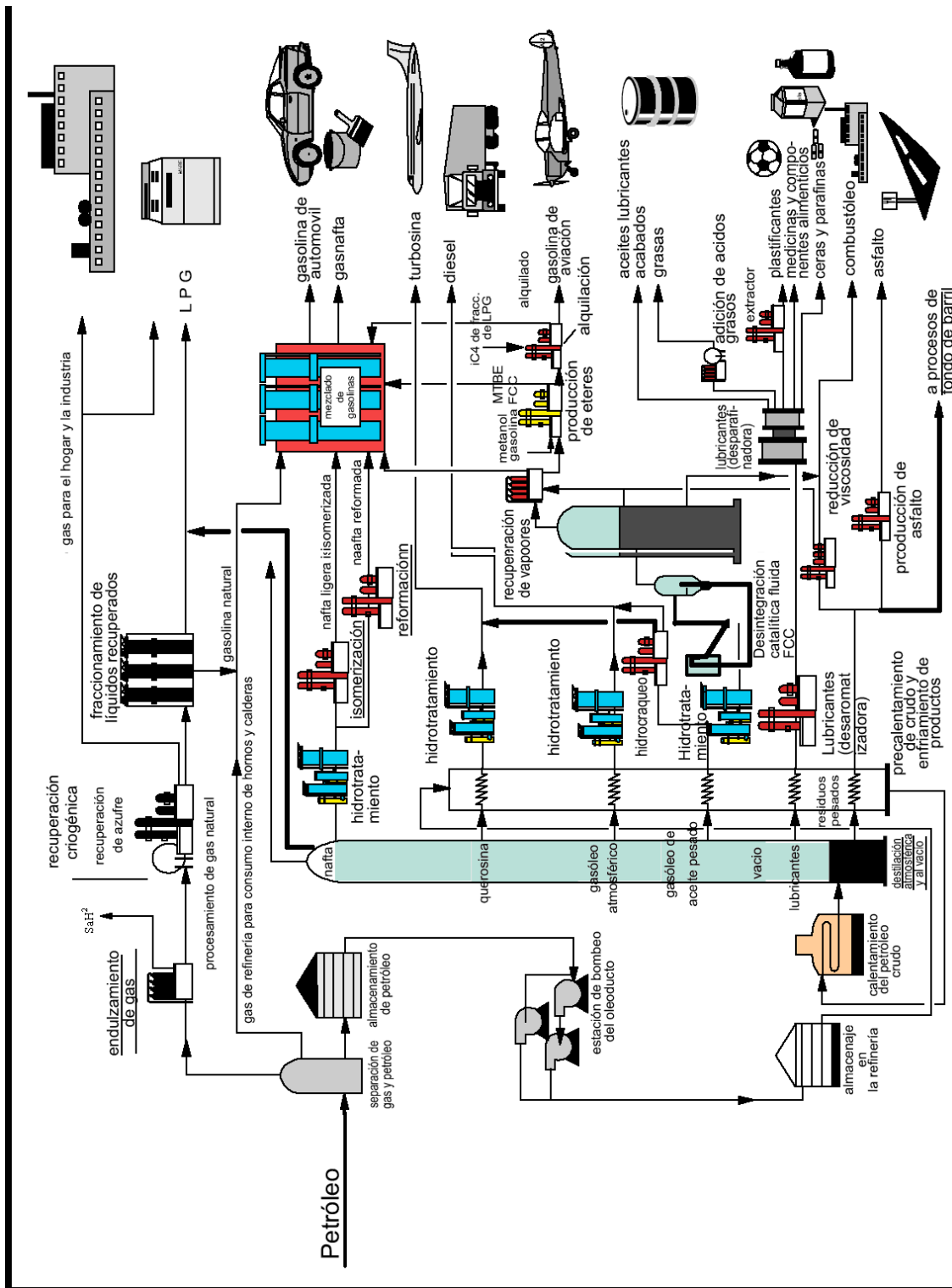


Fig. 7 TRANSFORMACIÓN DEL PETRÓLEO EN PRODUCTOS DERIVADOS



I.3 La cadena de valor de una empresa de exploración y producción petrolera

La cadena de valor de una empresa Petrolera consta básicamente de cuatro etapas:

1. Exploración;
2. Desarrollo;
3. Explotación;
4. Abandono.

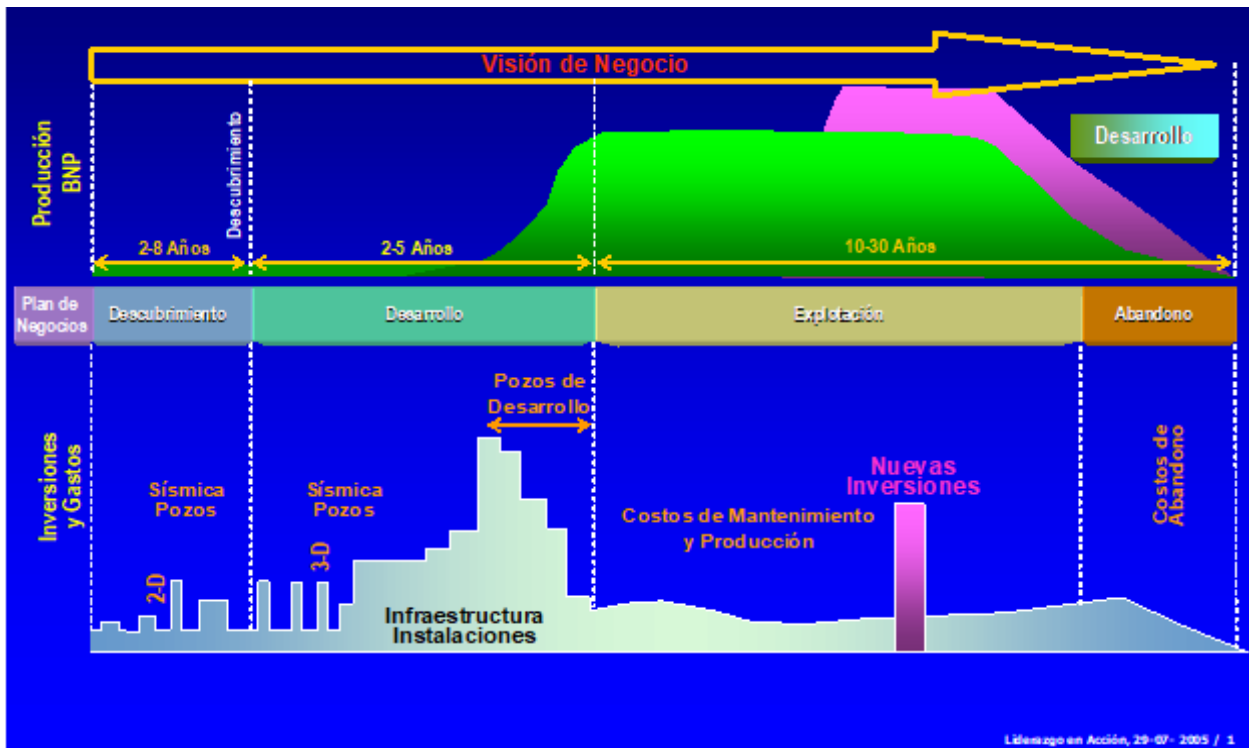
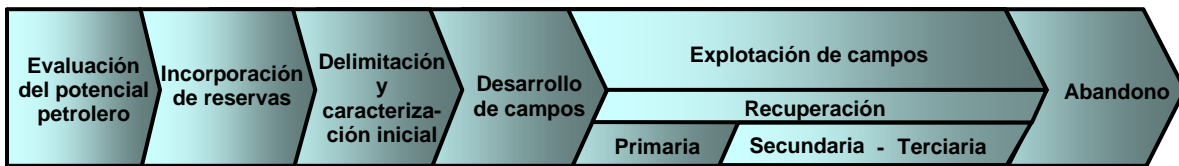


Fig. 8 Ciclo de Vida del Negocio Petrolero

Las diferentes etapas, actividades y duración de la industria petrolera son las siguientes:

Etapa	Exploración	Desarrollo	Explotación	Abandono
1. Duración	4 - 10 años	3 - 6 años	15 - 20 años	1 - 3 años
2. Horizonte Acumulado	4 - 10 años	7 - 16 años	22 - 36 años	23 - 39 años
3. Principales Actividades	a. Estudios Sísmicos b. Perforación c. Perforación para delimitar el yacimiento	a. Perforación de desarrollo b. Construcción de infraestructura para el manejo y transporte	a. Perforación de pozos intermedios e intervenciones a pozos b. Sistemas artificiales de producción y/o mantenimiento de presión para mejorar la recuperación	a. Taponamiento de pozos b. Recuperación de Instalaciones c. Saneamiento del área
4. Resultados	Incorporación de Reservas	Producción creciente de hidrocarburos	Mantenimiento de producción Incremento del factor de recuperación	Sin valor económico Mitigación de riesgos Evitar daños ecológicos

Capítulo II

MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL

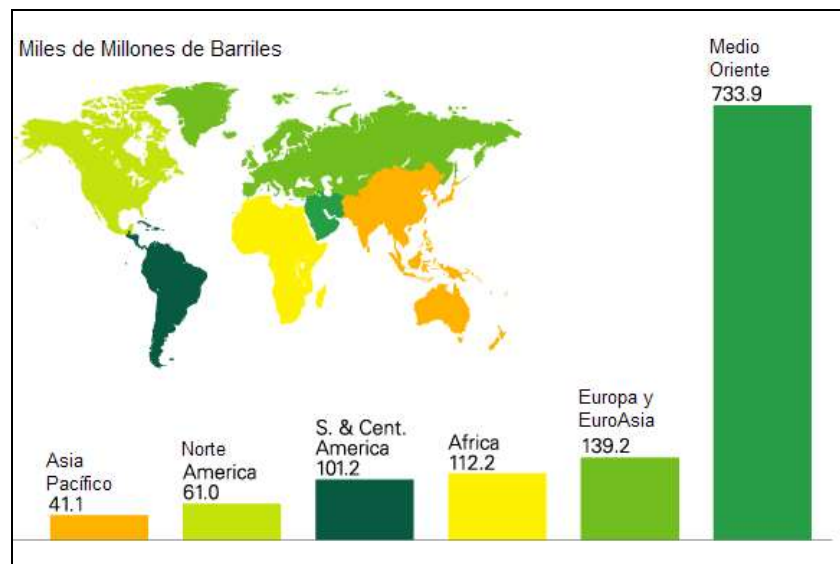
II.1 INDICES DEL MERCADO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO CRUDO (Situación Actual)

La Administración de Información sobre Energía de los Estados Unidos de América (EIA por sus siglas en Inglés Energy Information Administration) aporta información relevante acerca de la situación del mercado mundial de energía.

Los principales factores del mercado mundial del petróleo crudo son los siguientes:

II.1.1 Reservas

Reservas mundiales Probadas de Petróleo Crudo a Finales del 2004



Fuente *BP Statistical Review of World Energy*

Fig. 1 Reservas mundiales Probadas de Petróleo Crudo a Finales del 2004

II.1.2 Producción (Oferta)

Existe hoy en día una gran incertidumbre en el abasto o producción, por parte de las regiones productoras ante problemas políticos (i.e. Irak, Venezuela, Nigeria).

- La OPEP contribuye con 29.4 MMbd.

Los principales países de la OPEP que incrementaron su oferta fueron:	Arabia Saudita	<u>Incremento</u> 0.25 MMbd
	Venezuela	0.12 MMbd
	Algeria	0.18 MMbd

Los países no miembros de la OPEP contribuyeron con 44 MMbd, principalmente:	Estados Unidos	<u>Incremento</u> 0.24 MMbd
	Brasil	0.15 MMbd
	Angola	0.18 MMbd

	2003	2004	2005 *	Variación 2005-2004
Total OPEP	27.4	28.9	29.4	0.6
Arabia Saudita	8.1	8.4	8.6	0.3
Iran	3.7	3.9	3.8	-0.1
Irak	1.4	2.0	1.9	-0.1
Kuwait	1.9	2.0	2.1	0.1
EAU	2.2	2.4	2.4	0.0
Qatar	0.8	0.9	0.9	-0.0
Zona Neutral	0.5	0.5	0.5	-0.0
Total OPEP Medio Oriente	18.7	20.1	20.3	0.2
Venezuela	2.6	2.7	2.8	0.1
Nigeria	2.3	2.3	2.4	0.1
Libya	1.5	1.5	1.6	0.1
Indonesia	1.1	1.0	1.0	-0.0
Algeria	1.1	1.2	1.3	0.2
Total Otros OPEP	8.7	8.7	9.1	0.4
Total No - OPEP	42.1	42.8	44.0	1.2
Norte América (1)	8.2	8.0	8.2	0.2
Latino América (2)	6.9	7.0	7.1	0.2
Mar del Norte (3)	5.4	5.2	5.1	-0.1
África (4)	2.8	3.1	3.4	0.4
Medio Oriente (5)	1.9	1.9	1.9	0.1
Europa (6)	0.5	0.5	0.5	-0.0
CIS (7)	10.2	11.1	11.5	0.4
Asia (8)	6.1	6.1	6.2	0.1
Otra Oferta de Petróleo	10.4	10.8	12.4	1.6
NGL OPEP	2.3	2.5	2.6	0.1
Condensados OPEP	3.8	3.9	5.1	1.2
NGL No - OPEP	1.1	1.3	1.4	0.2
Condensados No - OPEP	0.6	0.6	0.6	0.1
Ganacia por proceso	1.6	1.7	1.7	0.0
Otros (9)	0.8	0.9	0.9	0.0
Retiro de almacenamiento	1.2	1.2	-0.2	-1.3
TOTAL MUNDIAL	81.1	83.7	85.7	2.0

Fuente: Purvin & Gertz. Global Petroleum Market Outlook. Agosto de 2005.

* Cifras observadas hasta agosto de 2005 y el promedio anual es un estimado.

(1) Estados Unidos y Canadá.

(2) Brasil, Ecuador, México.

(3) Reino Unido, Noruega y Dinamarca.

(4) Angola, Chad, Guinea Ecuatorial y Sudán.

(5) Bahrain, Omán, Siria y Yemen.

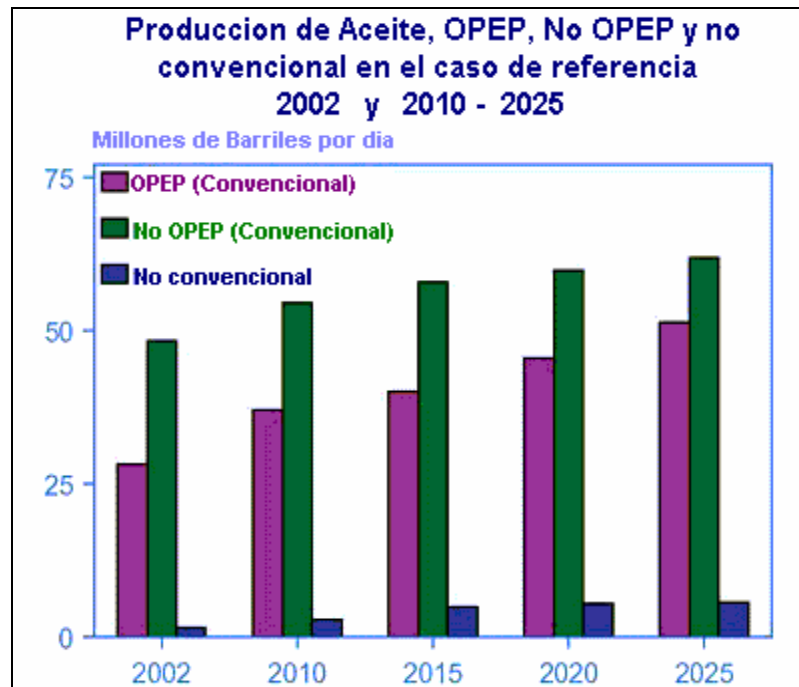
(6) Alemania, Rumania, Turquía e Italia.

(7) Azerbaijan, Kazajistán y Rusia.

(8) Principalmente China.

(9) Otra oferta de hidrocarburos incluyendo sintéticos y oxigenados no pertenecientes al petróleo.

Fuente: Pronóstico de precios del crudo y gas natural 2006-2015; PEMEX Subdirección de Planeación Económica Dirección Corporativa de Finanzas Noviembre 23, 2005

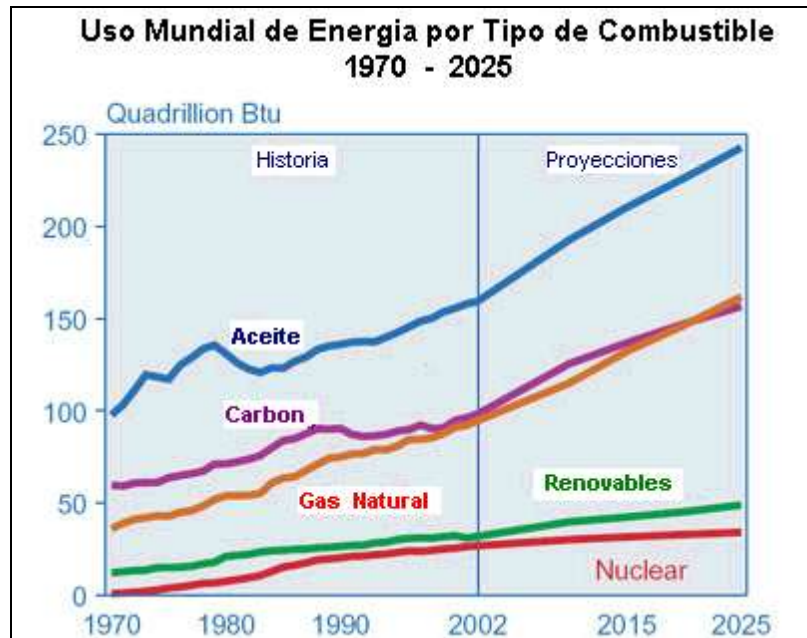
Fig. 2 Producción mundial de Petróleo Crudo;*fuelle: eia.doe.gov 2005*

La producción mundial de petróleo crudo asciende en promedio aproximadamente a los 85.7 millones de barriles de petróleo crudo diarios (Purvin & Gertz) incluyendo a los países de la OPEP y a los países productores de petróleo crudo más importantes del mundo.

II.1.3 Consumo (Demanda)

Incremento en la demanda mundial de esta materia prima, principalmente por parte de China y Estados Unidos; (caso China y Estados Unidos).

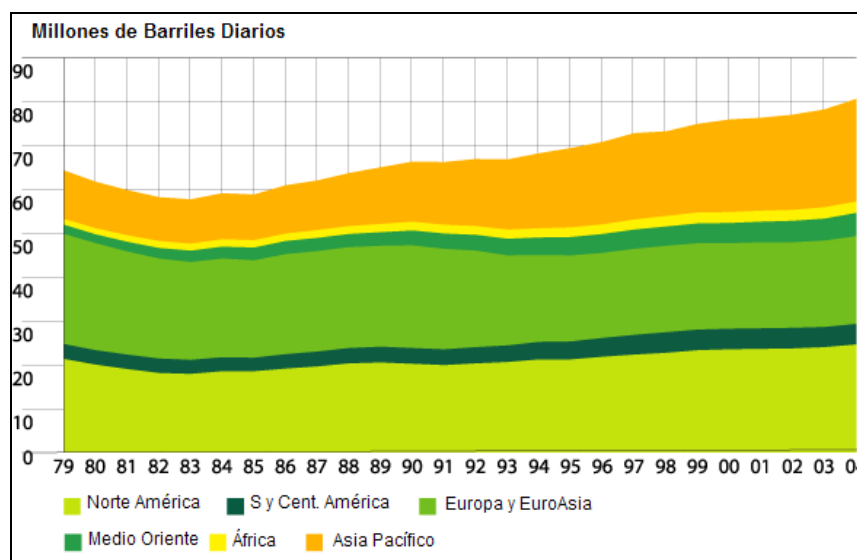
La demanda de energéticos es un tema que día a día, ha cobrado gran importancia e interés, ya que el crecimiento demográfico mundial ha causado que la demanda de energéticos crezca de manera exponencial.



World Energy Outlook 2005, Energy Information Administration DOE; IEA

- Como se observa en la figura 4 la tasa de crecimiento del consumo mundial de aceite crudo ha sido la más fuerte desde 1978. El crecimiento estaba sobre los 10 años promedio en cada región. La región Asia Pacífico cuenta con el 50% del crecimiento del consumo en la década pasada

Fig. 4 Consumo mundial de Petróleo crudo



Fuente *BP Statistical Review of World Energy 2005*

Se espera que al cierre de 2005 la demanda mundial de crudo se encuentre en niveles de 85.7 MMbd, mayor en 2.6 MMbd respecto al cierre de 2004. Según reportes de la EIA, se espera un incremento en la demanda de aceite de 75 millones de barriles en el 2002 a 103 millones de barriles en el 2015, y a 119.2 millones de barriles en el 2025. Según estimaciones de la Agencia de Información sobre la Energía (EIA), la demanda de energéticos se incrementará en un 57% del 2002 al 2025 (645 cuatrillones de BTU's), esto es 2% por año. El crecimiento se dará en los países con economías emergentes y en desarrollo principalmente.

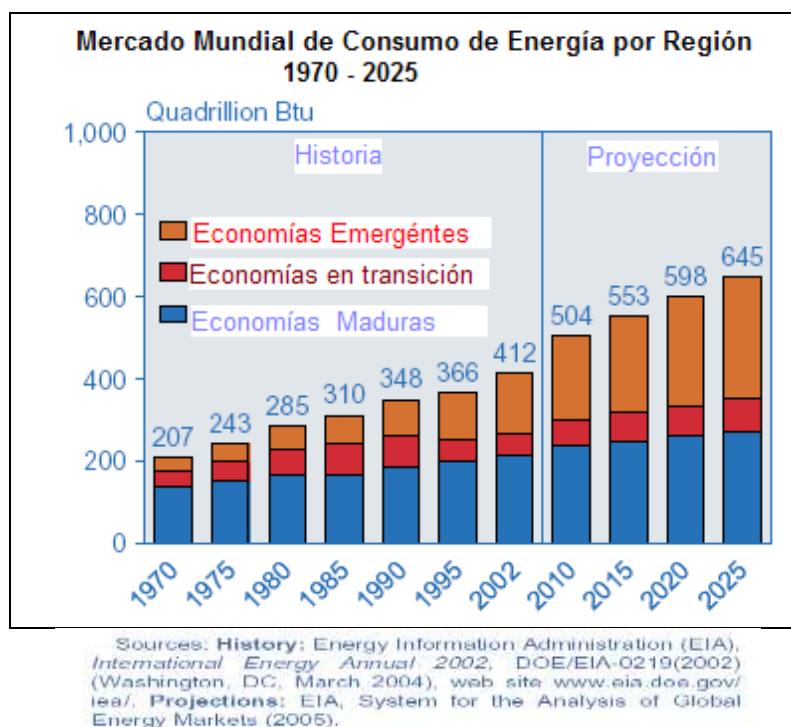


Fig. 5 Consumo de energías por región

Los principales países que han incrementado su demanda de crudo en el 2004 han sido: Estados Unidos con 0.4 MMbd y China con 0.8 MMbd.

En el año 2005, el crecimiento económico de los países en desarrollo fue aproximadamente del 5.9%, inferior al 6.8% registrado el año pasado. Si bien este crecimiento económico de los países en desarrollo se reduce en términos de porcentaje, continuarán creciendo a un gran ritmo y a más del doble que las economías de ingreso alto. Se pronostica un crecimiento de los países de la

Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos OCDE prácticamente nulo; se registra un ligero incremento en Estados Unidos, y se fortalece el crecimiento en Europa.

Demanda mundial de crudo (MMbd)				
	2003	2004	2005*	Variación 2005-2004
Total OCDE	49.4	49.9	50.5	0.6
Norteamérica (1)	24.1	24.6	25.0	0.4
Europa (2)	16.1	16.2	16.4	0.2
Japón	5.8	5.7	5.7	0.0
República de Corea	2.3	2.3	2.2	-0.0
Oceanía	1.1	1.1	1.2	0.0
Total no - OCDE	31.7	33.7	35.2	1.4
CIS	3.7	3.8	3.8	0.0
Europa del Este	0.8	0.9	0.9	0.0
China	5.4	6.2	7.0	0.8
Otros Asia	8.2	8.6	8.9	0.3
Latinoamérica	5.1	5.3	5.3	0.0
Medio Oriente	5.7	6.3	6.5	0.2
África	2.7	2.8	2.8	0.1
Tasa de crecimiento anual	1.4%	3.2%	2.4%	-0.0
TOTAL MUNDIAL	81.1	83.7	85.7	2.6

Fuente: Purvin & Gertz. Global Petroleum Market Outlook. Agosto de 2005.

* Cifras observadas hasta agosto de 2005 y el promedio anual es un estimado.

(1) Estados Unidos, Canadá y México

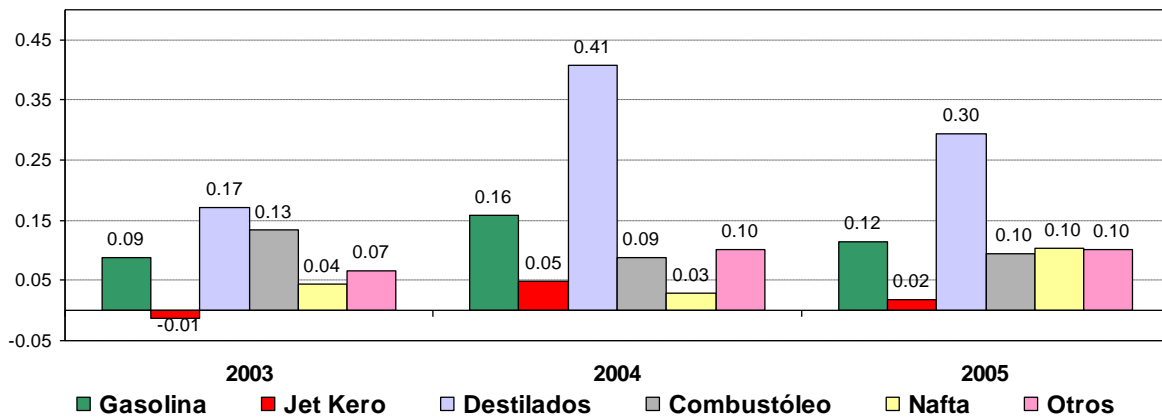
(2) Incluye Hungría, Polonia y República Checa.

Fuente: Pronóstico de precios del crudo y gas natural 2006-2015; PEMEX Subdirección de Planeación Económica Dirección Corporativa de Finanzas Nov. 23, 2005

II.1.4 Caso China

- Demanda de productos petrolíferos en 2005 por 6.5 MMbd , mayor en 730 Mbd, respectó al 2004 que fue de 5.7 a MMbd, lo cual representa un crecimiento del 13%.
- Destaca el crecimiento de los productos destilados por 0.29 MMbd, el incremento en el consumo de gasolinas de 0.12 MMbd y en el consumo de naftas en 0.10 MMbd, debido a la expansión de la industria petroquímica.

Fig. 6 Incremento anual en el consumo de productos petrolíferos de China (MMbd)

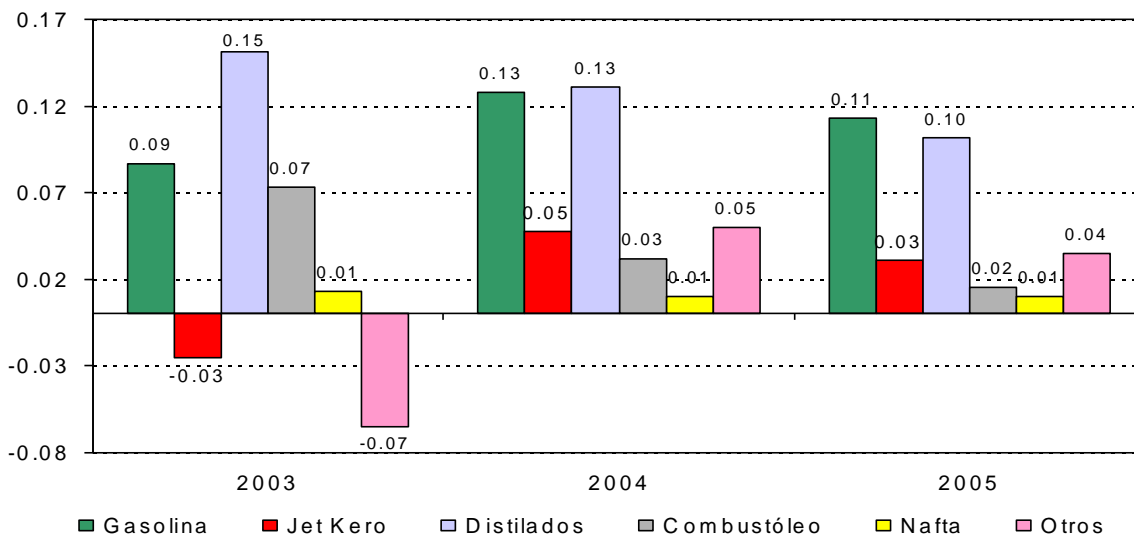


Fuente: Purvin & Gertz. Global Petroleum Market Outlook. Agosto de 2005.

II.1.5 Caso Estados Unidos

- Demanda de productos petrolíferos en 2005 por 19.2 MMbd , mayor en 305 Mbd, respectó al 2004 que fue de 18.9 MMbd, lo cual representa un crecimiento del 2%.
- El principal factor que ha impulsado la demanda es el crecimiento económico, que se espera sea de 3.2% en 2005
- El sector transporte es el que presenta mayor dinamismo. La demanda esperada de gasolina en 2005 es 0.11 MMbd mayor que en 2004, seguida de los destilados con 0.10 MMbd mayor a 2004.

Fig. 7 Incremento anual en el consumo de productos petrolíferos de Estados Unidos (MMbd)



Fuente: Purvin & Gertz. Global Petroleum Market Outlook. Agosto de 2005.

II.1.6 Capacidad de la producción adicional

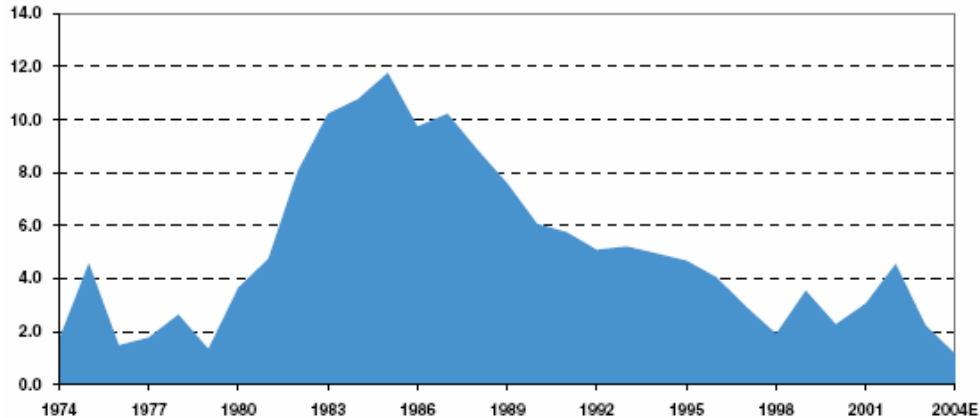
Reducción en la capacidad de producción adicional disponible de crudo de la OPEP.

La capacidad de producción adicional de crudo disponible de la OPEP actualmente es muy estrecha, y se ha reducido de niveles mayores a 3 MMbd a finales de la década anterior, a 1 millón de barriles en los últimos dos años.

En el mediano plazo, la capacidad adicional disponible de la OPEP se basa en la producción de crudos pesados-amargos.

La capacidad máxima sostenible será difícil de alcanzar en el mediano plazo, principalmente por aquellos miembros del cártel con problemas políticos como Irak, Venezuela, Nigeria, entre otros.

Capacidad adicional disponible de producción OPEP (MMbd)



Fuente: Goldman Sachs. Commodity Research. Enero 7, 2005

II.1.7 Volatilidad (especulación)

Alta volatilidad en los mercados de futuros del crudo, gas natural y petrolíferos, debido a la incertidumbre en los factores de mercado;

- La volatilidad durante el presente año ha sido de 24 US\$/bl.1_/_/

- Esta volatilidad ha sido causada por la incertidumbre en los costos marginales de producción en el futuro.
- Durante el periodo de junio de 2003 a agosto de 2005, se observa una posición larga de los especuladores, lo cual señaló la expectativa de un aumento en los precios futuros del crudo. Sin embargo, a partir de septiembre de 2005 la posición neta es corta, lo que se ha reflejado en una disminución en los precios del crudo.

II.1.8 Capacidad de refinación

Aumento en la capacidad de utilización de las refinerías debido a la falta de inversión en procesos de refinación más complejos y el incremento en la demanda por productos ligeros;

La industria necesita realizar cuantiosas inversiones en los próximos 10 años en infraestructura de refinación. Para atraer estos montos de capital será necesario que los márgenes de refinación en la CNGM sean superiores a los 4 US\$/b, esto es, más de 2 dólares por arriba del registrado en la década de los 90, lo anterior para mantener rendimientos sobre la inversión por arriba del 10%

II.1.9 Calidad de los crudos

Mayor abasto de crudos pesados registrado en los últimos años, ante el incremento en los costos de acceso a las reservas de los crudos de tipo ligero-dulce.

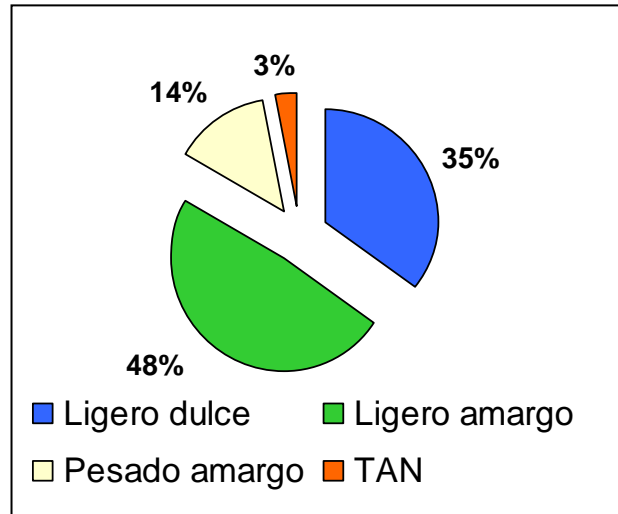
De la producción mundial de crudo¹ en 2005, el 48% corresponde al crudo ligero amargo, el 35% al crudo ligero dulce y 17% al crudo pesado.

La oferta incremental durante 2005 ha sido principalmente de crudo pesado amargo, en 2004 la proporción de este crudo era de 16% del total, proveniente de Arabia Saudita, Venezuela y Canadá.

Derivado de esto último y de la mayor demanda de crudos ligeros se han ampliado los diferenciales de precios con respecto a los crudos pesados. El diferencial WTI-

Maya es de alrededor de 17 dólares, 9 dólares mayor al promedio de los cinco años previos (2000-2004).

Fig. 9 Calidad de la Oferta de Crudos Disponibles 2005 (MMbd)



Fuente: Purvin & Gertz. Global Petroleum Market Outlook. Agosto de 2005.

1_/ No considera NGL y condensados.

2_/ TAN: (Total Acid Number), Crudos altamente ácidos. Esta es una nueva categoría de crudos que se ha agregado a la oferta mundial de crudo como fuerte competidor y que se procesa en las refinerías diseñadas para crudos amargos pesados.

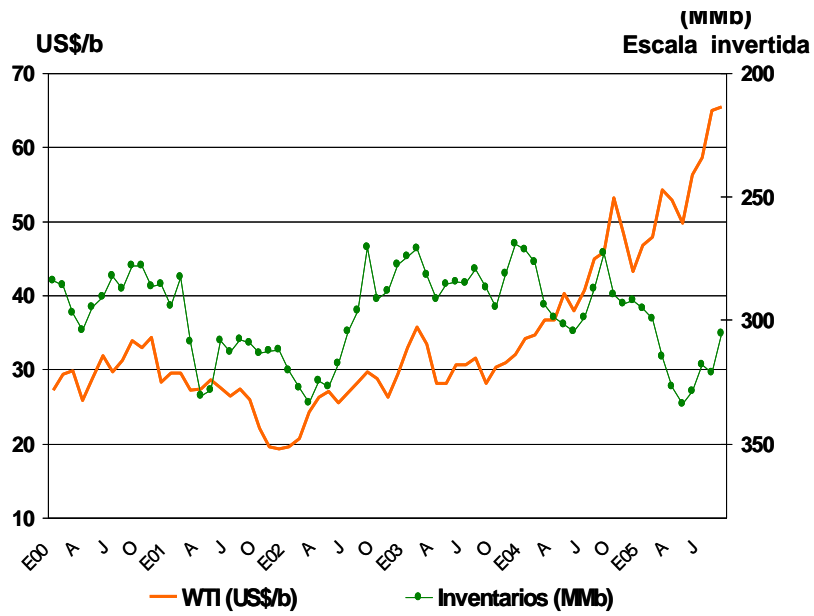
II.1.10 Inventarios

Altos niveles de inventarios en los últimos meses, pérdida de relación inversa entre precios y nivel de inventarios.

Como se observa en la siguiente gráfica, históricamente ha existido una relación inversa entre el nivel de inventarios y el precio del crudo. Sin embargo, en los últimos meses dicha relación ha cambiado, registrándose mayores almacenamientos con fines especulativos.

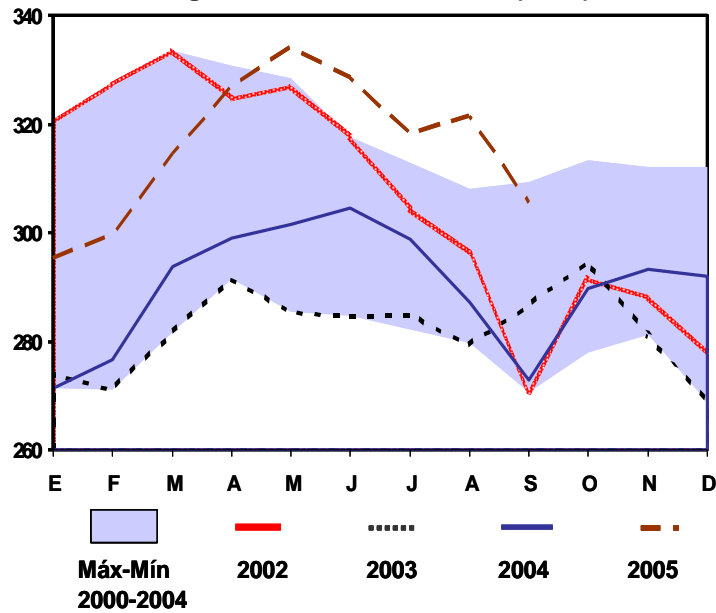
Aunado a lo anterior, ha surgido la incertidumbre de que el nivel de inventarios actual no sea suficiente para abastecer la demanda durante las temporadas invernales, a pesar de que en el presente año dicho nivel sea superior al del 2003 y 2004.

Fig. 10 Precio del WTI e Inventarios del crudo en EUA



Fuente: Energy Information Administration. Octubre de 2005.

Fig. 11 Inventarios en EUA (MMb)



Fuente: Energy Information Administration. Octubre de 2005.

II.2 MERCADO FÍSICO PETROLERO

La industria de petróleo crudo por su importancia en la sociedad es continua, y está activa durante todo el año, incluyendo la transportación, distribución, almacenamiento, transformación, ventas y consumo del petróleo crudo producido.

Las actividades de la Industria Petrolera son muy diversas, y cada una de estas actividades involucradas mantienen una interdependencia entre sí, sin los pozos no habría petróleo crudo, sin los oleoductos sería imposible transportarlo, sin tanques de almacenamiento las capacidades de transformación y separación se verían nulificadas, sin los buquetanques no existiría el globalizado comercio internacional, y así sucesivamente.

Es necesario conocer el proceso físico y el comportamiento del mercado físico del petróleo crudo, para entender la industria de una manera global, así como las necesidades a las que se enfrenta día a día.

El mercado petrolero así como todo mercado está constituido por 1. vendedores (oferta), 2. compradores (demanda), 3. componentes de los precios, 4. los términos del mercado y el mercado spot.

II.2.1 Oferta (vendedores)

El petróleo crudo como recurso hidrocarburo localizado en el subsuelo, sigue una serie de actividades y procesos, que nos permiten extraerlo para su posterior uso.

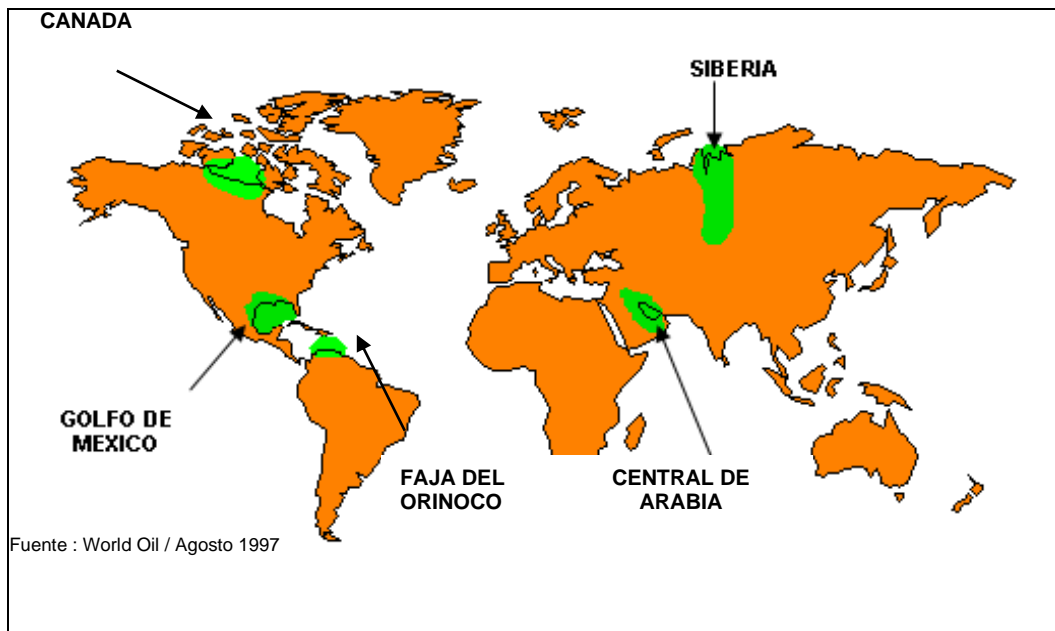
Actualmente los mayores yacimientos de aceite crudo del mundo se hallan en:

- Zonas circuncaribes: territorios de Estados Unidos, Venezuela y México.
- Cercano Oriente: alrededor de los mares Negro y Caspio y el Golfo Pérsico.
- Mar del Norte, Siberia.

- Últimamente Canadá ha restituido una gran cantidad de reservas de crudo, que lo ubican como segunda potencia en cuanto a reservas de hidrocarburos solo después de Arabia Saudita.

Cabe mencionar que en México, en la zona del golfo de México se encuentra una gran cantidad de recursos prospectivos, que pueden alcanzar los cien mil millones de barriles de crudo, el cual al volverse reserva probada nos posicionaría dentro de los primeros cinco países con mayor número de reservas probadas, para llegar a esto es necesario contar con grandes inversiones en exploración y desarrollo de infraestructura.

Fig. 12 Principales Megacuencas productoras de hidrocarburos



Factores que afectan la oferta

La demanda del petróleo crudo se ve afectada de acuerdo al precio, si los precios se encuentran muy altos, las ganancias a partir de los costos de producción serán mayores creando un mayor interés en los productores de buscar mayores producciones invirtiendo así en más áreas de prospección.

Otro factor que afecta a la oferta es la capacidad de producción que recientemente se ha visto limitada, respecto a la capacidad de producción, una situación que podía controlar la oferta y afectar el precio del crudo es sin lugar a dudas la capacidad producción adicional de crudo disponible de la OPEP, que actualmente es muy estrecha, y se ha reducido de niveles mayores a 3 MMbd a finales de la década anterior, a 1 millón de barriles en los últimos dos años.

En el mediano plazo, la capacidad adicional disponible de la OPEP se basa en la producción de crudos pesados-amargos.

La capacidad máxima sostenible será difícil de alcanzar en el mediano plazo, principalmente por aquellos miembros del cártel con problemas políticos como Irak, Venezuela, Nigeria, entre otros.

Otro factor que ha repercutido enormemente en la oferta de crudo han sido los eventos meteorológicos y climáticos que últimamente han tenido un papel protagónico dentro de la producción de petróleo, como los huracanes que azotaron las costas del golfo de México y el caribe los cuales afectaron de manera considerable la producción de petróleo en instalaciones costa fuera.

II.2.2 Demanda (compradores)

La demanda de igual forma es parte vital del mercado de petróleo crudo, y de igual forma es muy dinámica ya que los usos y aplicaciones que tiene el petróleo crudo se puede decir son infinitas, de echo resultaría muy tardado mencionar todas sus aplicaciones ya en el capítulo primero se mencionaron algunas de ellas, en este capítulo nos limitaremos a decir que en todas las áreas de nuestra vida tenemos algún contacto con productos que se relacione con dicho hidrocarburo.

Consumo de Crudo

El incremento de la demanda de petróleo crudo debido a alto crecimiento económico de china e India y el elevado consumo registrado en Reino Unido, Canadá y Estados Unidos. Este comportamiento registro a China como el segundo

mayor consumidor de petróleo crudo, después de estados Unidos, con un consumo de petróleo crudo de 6.37 millones de barriles diarios, volumen que significó un aumento de 5.5 por ciento promedio con respecto a años pasados. Este crecimiento en la demanda de petróleo por parte de china explica 32 por ciento del incremento promedio mundial.

Factores que afectan la demanda

Uno de los factores que afectan la demanda del crudo, son los precios, si existen altos precios del hidrocarburo, las refinerías se interesarán poco en comprar grandes volúmenes de crudo disminuyendo la demanda del mismo.

Otro factor son las demandas de petrolíferos, que últimamente se ha incrementado enormemente, principalmente en países como China y Estado Unidos.

Otro factor importante es el climatológico, ya que en temporadas de extremo frío o calor, se utilizan aires acondicionados, calderas, calentadores, etc. que repercuten en mayor consumo de energía tanto eléctrica como de combustibles.

Por último los factores temporales afectan la demanda del crudo como, en temporadas vacacionales donde una gran cantidad de personas utilizan medios de transporte para viajar, consumiendo una gran cantidad de combustibles.

II.2.3 Términos de los contratos

Los contratos de compra-venta de crudo se pueden dar bajo diferentes términos:

- De largo plazo (1 año o más)
- Pueden tener un mecanismo de precios basados en fórmulas que incluyan premios o descuentos de algún precio spot
- Se puede negociar por medio de ofertas

Transacciones Spot

- De corto plazo (1 mes solamente)

- Generalmente incluye 1 cargamento en foráneos; volúmenes variables en doméstico
- El precio puede ser negociado o flotante

Periodo de comercio del aceite crudo

Fechas importantes:

- Fecha de expiración del contrato de futuro del WTI NYMEX, alrededor del día 20 de cada mes.
- Establecer la fecha límite de entrega para el siguiente mes, alrededor del día 25 de cada mes.
- El periodo de tiempo cerrado el contrato, "After Market".

Se debe tener precaución ya que existe un incrementada volatilidad (variabilidad de los cambios de los precios) al final de cada mes por los movimiento para cubrir las posiciones de las entregas físicas de los siguientes meses.

II.2.4 Componentes del precio

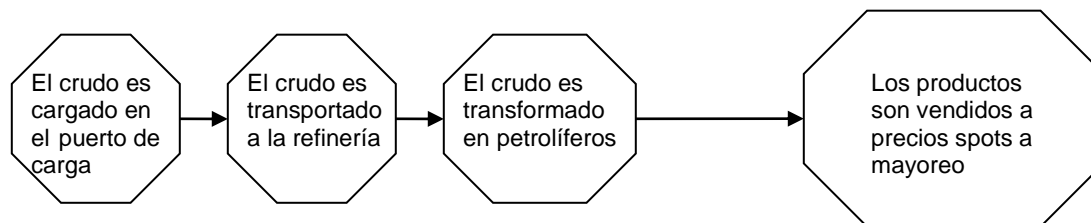
Los principales componentes del precio del petróleo son:

- Destino: América, Europa, Lejano oriente, etc.
- Fórmulas de precios: Crudos marcadores, productos (netback), precios establecidos
- Factor de ajuste (Mensual): Calidad del crudo, destino + condiciones del mercado
- Fórmula del Calculo del tiempo (timing): Tiempo de carga, tiempo de llegada al destino (típicamente 5 días, 10 días para los crudos Árabes)

Netback

Cálculo de Netback Movimiento físico del aceite

El Netback se calcula a partir de los precios del producto final y de ahí se comienza a quitar los costos de refinación, transporte y nos arroja un valor de producción y separación listo para cargarse. Por ejemplo el costo de la gasolina, del diesel, gas LPG, se le quita los rendimientos proporcionales por cada producto, después se le deduce el costo de refinación, después se le deduce el costo de transportación y lo que resulta es el valor netback en el puerto de carga en otras palabras nos resulta un valor de producción en puerto.



II.2.5 Comercio Internacional de Crudo

El comercio Internacional es una avenida que reviste cada vez más importancia para el crecimiento económico de todos los países, y mayor aún en esta era de interdependencia mundial.

Las principales regiones de comercio de crudo son:

Europa: NWE (Región ARA), Mar del Norte, Mediterráneo

Asia: Singapur, Japón

Estados Unidos: Continente Medio, USCG, Costa oeste

Canadá: Edmonton, Harddisty, Vancouver

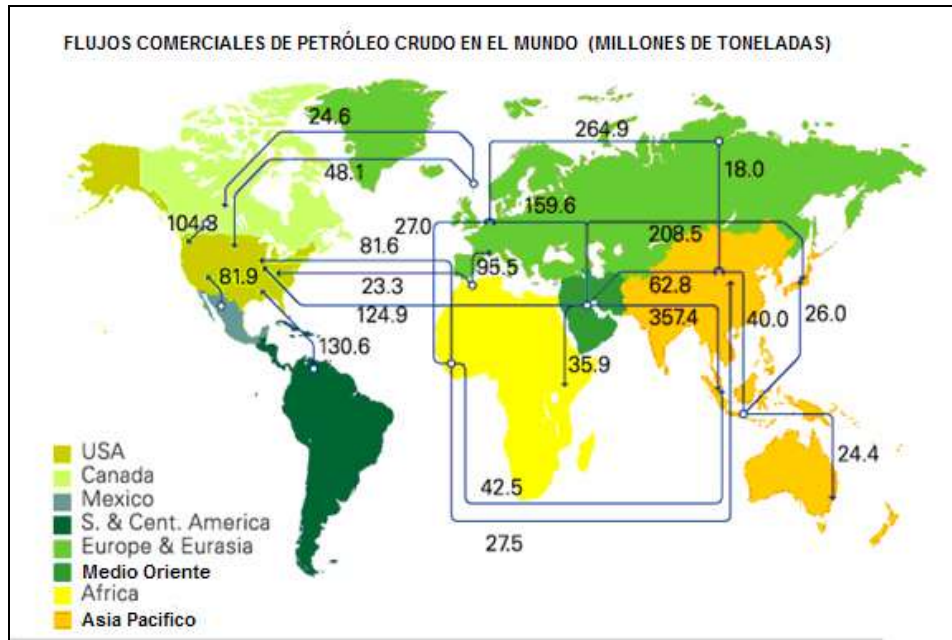
Medio Oriente: AG (golfo Pérsico)

África Occidental:

América Latina: México, Venezuela, Brasil

II.2.6 TRANSACCIONES FÍSICAS DE CRUDO

Los movimientos mayores de transacciones de aceite crudo se muestran en la siguiente figura:



Fuente: *BP Statistical Review of World Energy 2005*

Los análisis de exportaciones colocan a México como el principal exportador (el número uno) de petróleo a Estados Unidos entre los países no miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y el número dos a nivel mundial, después de Venezuela. Estados Unidos compra ahora más petróleo de países no miembros de la OPEP, como lo son México y Canadá.

La factura global petrolera de Estados Unidos en los primeros siete meses del 2005 ascendió a 93 mil millones de dólares, lo que significó un aumento de 33.8 por ciento en relación con el mismo periodo del 2004.

Negociación Spot Estándar de compra/venta de crudo

Primera etapa:

- No existe compromiso

- El comerciante – Halla el mercado, tendencias, precios, etc.
- La compañía – evalúa la salida del producto, las utilidades de los requerimientos
- Estudios de flexibilidad en aumentos
- Posibles rangos en los precios
- Conversaciones con diferentes organizaciones

Segunda etapa:

- Movimientos hacia los acuerdos y compromisos
- El comerciante puede utilizar y gustar la negociación
- La compañía gusta de la negociación
- Basándose en la flexibilidad
- Con un rango de precios aceptable
- Conversaciones con un menor número de organizaciones

Tercera etapa:

- La compañía extiende una oferta
- Se fija e tiempo de la oferta
- Se establecen los términos importantes
- Normalmente uno a la vez

Los contadores por su parte discuten los puntos particulares, existe en este momento la oportunidad de retirarse del negocio.

Acuerdo final: Todos los puntos son acordados verbalmente y confirmados por escrito.

Terminología de contratos de crudo

Cantidad:

- Extranjera- Volumen acordado +/- 10% entregado en refinería

- Doméstica: Aproximada o exacta

Calidad:

- Extranjera: Calidad de exportación normal en grados de crudo, Penalidades por no cumplimiento en especificaciones.
- Doméstica: Nombres en grados de crudo

Ubicación (locación):

- Extranjera- FOB, CIF, C&F *
- Doméstica: Vía tanques u oleoducto / Vía transferencia en línea (terminal)

Términos tiempo: Transacción spot mensual / Transacción de meses múltiples

Términos de precios: Precio fijo/ Precio flotante/ diferencial de precio de mercado

Fechas para fijar precio: fecha fija/ En una ventana específica/ calendario mensual/ precio trigger

Términos de pago: Varían dependiendo en el tipo de crudo, región y sensibilidad de valor de tiempo-dinero

- Extranjero: de 5 a 30 días de que se expide el documento de embarque (cuando termina de cargar el buque)
- Doméstico: estandarizado industrialmente: 20 días después seguidos del mes de entrega.

***Tipos de compras/ventas foráneas:**

Libre en buque tanque (FOB Free on board):

Crudo vendido en la Terminal del vendedor. El comprador toma físicamente la entrega y se responsabiliza del riesgo/pérdida de las bridas del vendedor

Costo, seguro (aseguración) y carga (CIF Cost, Insurance and freight):

Este es el único caso en el que el vendedor tiene la responsabilidad por la carga hasta que es descargada en el tanque del comprador, que toma el título hasta la descarga

Precio fijado en la fecha de la descarga

Costo y carga (C&F Cost and freight):

El vendedor entrega el crudo en la terminal del comprador. El precio de la compra incluye la carga, el comprador tiene la responsabilidad de asegurar el valor de la carga, y toma el título al cargar.

El precio está basado en la fecha de arribo.

II.2.7 Transporte

Hoy, casi la totalidad del petróleo se transporta por vía marítima, en buques – tanques, y por vía terrestre a través de oleoductos que pueden ser de más de un metro de diámetro y centenares de kilómetros de longitud y por coche – tanques (pipas).

Situaciones que afectan tanto al transporte terrestre como al transporte marítimo: Incendios, Demoras, clima, colisión, choque, contaminación del producto, etc., las cuales se pueden renegociar con la contraparte, declaradas como “fuerza mayor”.

II.2.7.1 Transporte Terrestre

Existen dos formas de transportar el crudo vía terrestre:

1. Vía coche-tanque: La transportación del crudo por coche-tanque se realiza para transportar el crudo a instalaciones recolección y de almacenamiento y/o a

refinerías locales. Grandes distancias no se recomiendan realizarlas vía coche-tanque.

2. Vía tubería Oleoducto: para movimientos de distancias grandes sobre tierra, las tuberías proveen el modo más económico de transportación.

En transportación vía terrestre es importante considerar algunas de los procedimientos a seguir para realizar dichas transacciones, como son:

Nominación, confirmación, programación y asignación.

Nominaciones, confirmación, programación, asignación y balance

Nominación:

La nominación de un oleoducto es una notificación dada por una tercera persona (compañía transportadora) al dueño del oleoducto, que esencialmente le pide que reconozca, mida e implemente físicamente una transacción de transporte para dicha compañía. En otras palabras si un transportista planea transportar cierto volumen de aceite de un punto A a un punto B, debe notificar al oleoducto por medio de una notificación.

Una notificación debe incluir la siguiente información:

1. Número de contrato de transporte del transportista
2. Número de contrato de la parte que entrega el crudo
3. Fecha de Inicio
4. Fecha de Término
5. Ubicación de la recepción del transportista
6. Cantidad recibida del transportista
7. Ubicación de la entrega
8. Volumen a entregar
9. Número de contrato de la parte que recibe el crudo

Confirmación:

Una vez que el oleoducto ha recibido una nominación por parte de un transportista, el oleoducto realiza un procedimiento de confirmación. El oleoducto confirma la nominación del transportista, examinando y compaginando toda la información de la confirmación con los de la nominación, tanto de la parte que entrega como de la que recibe.

Programación:

Cuando se ha emitido una confirmación para una nominación, el oleoducto programa el flujo de crudo. En este proceso el oleoducto le notifica a su personal operativo, cada uno de los detalles e información plasmada en la nominación del transportista, como es el volumen de crudo a transportar.

Asignación

La programación es lo que se espera que suceda en el oleoducto. Debido a que el periodo de medición cubre un marco de tiempo de 24 horas, los operadores de los oleoductos no saben que cantidad de crudo se ha recibido y entregado realmente hasta el siguiente día. Es necesario que el oleoducto asigne la cantidad de crudo que realmente ha fluido a través del medidor (o medidores) entre varios transportistas que han nominado crudo en ese oleoducto para ese día.

Balance

Además del balanceo que se realiza entre los volúmenes programados y los recibidos, los oleoductos deben balancear también los volúmenes recibidos programados y asignados en su sistema, contra los volúmenes de entrega programados y asignados afuera de su sistema.

II.2.7.2 Transporte Marítimo

Las mayores transacciones de petróleo crudo se realizan por buque tanques a través de tránsito oceánico.

Descripción de un petrolero

Un petrolero Se define como buque cisterna de construcción especial, destinado al transporte de las diversas clases de combustibles líquidos.

Las diferencias básicas entre un buque de carga corriente y un petrolero son:

- Resistencia estructural: en un buque normal la carga es soportada por las cubiertas en el espacio de las bodegas; en un petrolero gravita sobre el fondo, forro exterior y mamparos. Además, en aguas agitadas se producen fuerzas de inercia que actúan sobre los costados y mamparos. La estructura del petrolero debe de ser más resistente que otros barcos.
- Estanqueidad al petróleo: los tanques de carga deben ser estancos al petróleo y sobre todo a los gases producidos por él, que al mezclarse con el aire hacen una mezcla explosiva. Debe de evitarse que circuitos eléctricos pasen por los tanques o cámara de bombas.
- Variación del volumen de la carga: la carga aumenta su volumen un 1% por cada 10°C de incremento de la temperatura. Si el tanque se llena mucho, al calentarse rebosaría. Y si se llena poco, se tendrá un cargamento móvil que reduce la estabilidad y el espacio libre se llena de gases explosivos.
- Sistema de bombas de carga y descarga de petróleo: la cámara de bombas suele estar a popa de los tanques de carga, para trasiego de la misma. Son bombas de gran capacidad movidas por vapor o motor eléctrico.
- Ventilación: se producen vapores de petróleo en los cóferdams y cámara de bombas, son más pesados que el aire y es necesario expulsarlos de estos espacios.



Fig. 14 Buque petrolero

Características generales que deben cumplir las nuevas construcciones

Los petroleros de nueva construcción tendrán que llevar protegidos los tanques de carga, con tanques de lastre o espacios que no sean tanques de carga o combustible. Es decir, contarán con doble casco. Opcionalmente se podrá plantear el proyecto del buque con cubierta intermedia.

Los cargamentos de un petrolero se dividen en: a) pesados o sucios (crudos, asfalto, fuel-oil); y b) ligeros o limpios (gasolinas de automóvil, aviación, etiladas, etc.)

Si se transporta de crudo, fuel-oil y, en general, productos de gran viscosidad, hay que calentar los tanques para dar fluidez a la carga y facilitar la descarga. El llenado y vaciado se hace por el fondo. El lastre se realizaba llenando con agua los tanques de carga, actualmente en los buques de nueva construcción llevan tanques de lastre separados.

Como complemento de los tanques de carga están los tanques de decantación Slop destinados a retener los residuos de las mezclas generadas por el lavado de los tanques con crudo. Normalmente se dispone de dos, situados a popa de los de carga. La cámara de bombas de carga está situada a popa de la cámara, las

bombas suelen ser turbo-bombas accionadas con vapor o bombas accionadas con motor eléctrico. Si la propulsión es Diesel, se suelen incorporar una o dos calderas de mecheros para alimentar las turbo-bombas de carga y calefacción de tanques.

Cuando se vacían los tanques, éstos se llenan con vapores de petróleo y gases explosivos. Para eliminarlos se emplea el equipo de gas inerte. El gas inerte se obtiene por tratamiento de los gases de escape de los motores auxiliares, el gas inerte es básicamente CO₂.

Cuando el buque va a ser sometido a alguna inspección o reparación en sus tanques de carga, es preciso desgasificar los tanques. Esta operación se lleva a cabo en la estación desgasificadora y la forma de efectuarla es la siguiente: se vacía el tanque, se inyecta vapor durante 5 horas con los tanques bien cerrados, luego se abre el tanque, y al liberarse el vapor arrastra a los gases. Después se llenan los tanques de agua hasta que rebosen por la tapa, el agua arrastra los gases en grandes burbujas. Más tarde se vacía el tanque y se ventila con aire durante uno o dos días, hasta que no haya gases y se pueda bajar al tanque con seguridad.

La autonomía es una variable que pivota en función del tipo de tráfico al que se va a destinar el buque. No será la misma para un petrolero Maxi-Suez, para un tráfico Europa-Golfo Pérsico que atraviesa el canal de Suez, que otro de más de 150.000 t que deba hacer el mismo viaje por la ruta del Cabo de Buena Esperanza.

Lloyd's Register sugiere las siguientes secciones maestras en el diseño de nuevos petroleros:

- Todos llevan doble casco y doble fondo, salvo los que llevan el sistema de cubierta intermedia, que pueden no llevar doble fondo.
- El doble fondo hace que se eleve el centro de gravedad esto ha traído como consecuencia que se dieran problemas de inestabilidad en el momento de efectuar la carga para los petroleros doble casco, doble fondo sin mampara longitudinal.

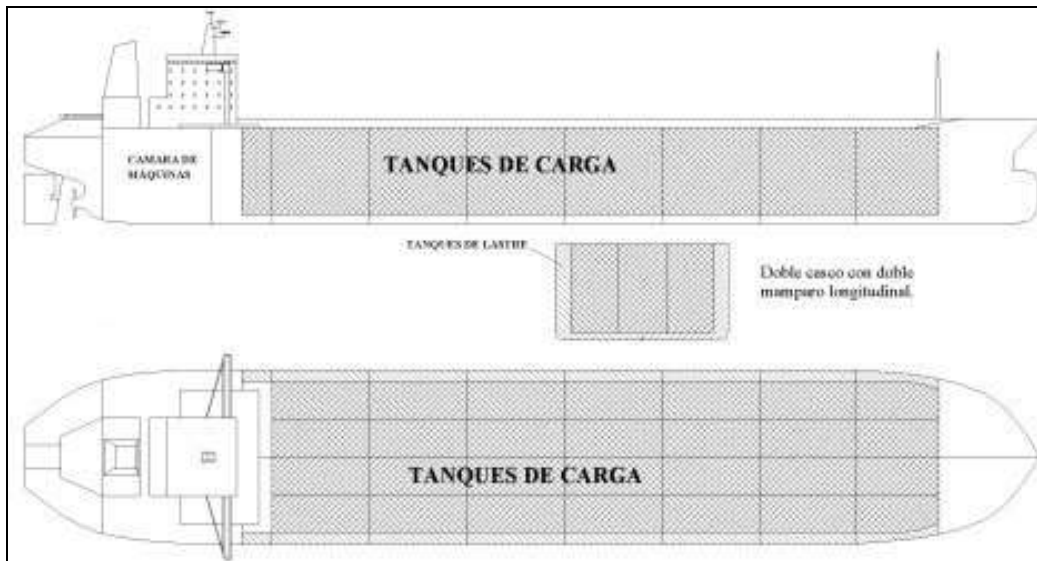


Fig. 15 Esquema de un buque petrolero

Las operaciones en un buque petrolero

Los petroleros son buques potencialmente peligrosos debido a la carga que llevan y a las cantidades que transportan. Cada vez que se hunde un petrolero cargado se producen grandes catástrofes medioambientales.

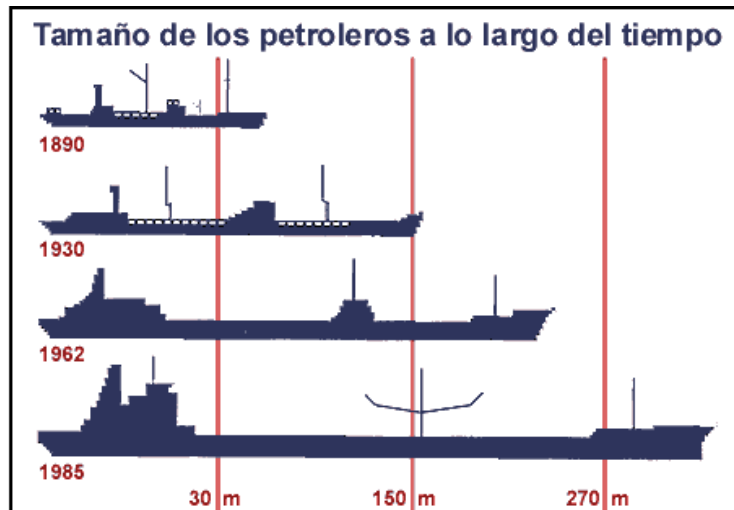
También, en funcionamiento operativo los petroleros contaminan, por lo que se promovieron convenios en el ámbito de la Organización Marítima Internacional IMO (International Maritime Organization) y otros para tratar de reducir en lo posible la contaminación del medio marino.

Por este motivo, la lucha contra la contaminación condiciona el diseño de las nuevas construcciones de los buques en general, y de los petroleros en particular, por ser buques potencialmente de alto riesgo.

La IMO en los años 50 del pasado siglo promulgó el primer convenio internacional para la prevención de la contaminación del mar por hidrocarburos, que obligó a montar en los buques separadores de agua-aceites procedentes de las descargas de sentinas.

Los buques de nueva construcción deberán de llevar doble casco y tanques de lastre segregado.

El tamaño de los buques petroleros ha aumentado mucho a lo largo del último siglo. Hoy en día superan los 300 metros



Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Madrid:

Fig. 16 tamaños de los buques petroleros

En la transportación Marina se debe estudiar:

- Tipos de buques
- Términos utilizados
- Cálculos de cargas
- Operaciones de transferencia
- Procedimientos de Nominación

Nominación en transporte marítimo

En la nominación para el transporte de petróleo crudo vía marítima, se deben considerar la siguiente información:

- Capacidad
- Tamaño del buque
- Restricciones de puerto
- Historia y edad del buque
- Demanda/oferta- WS gasto

- Número de opciones de puerto (múltiples puertos de descarga)

Procedimientos de Nominación

Hallar disponibilidad para un movimiento en cargo específico

Poner al buque sobre aviso (usualmente 24 horas)

Finalizar el comercio físico de crudo con la contraparte

Clarificar el buque con los puertos de carga y descarga

Fijar las ventanas de carga y descarga (normalmente 3 días)

Finalizar el acuerdo con el dueño del buque

Tiempo estimado de arribo

Desarrollar el plan de contingencia

Capacidades de buques.

Tamaño de buque	Toneladas Métricas
Propósitos generales	15,600 – 24,999 / 25,000 – 44,999
Rango largo 1 (LR1)	45,000 – 79,999
Rango largo 2 (LR2)	80,000 – 159,000
Transportador de crudo muy largo (VLCC)	160,000 – 319,000
Transportador de crudo ultra largo (ULCC)	sobre 319,000

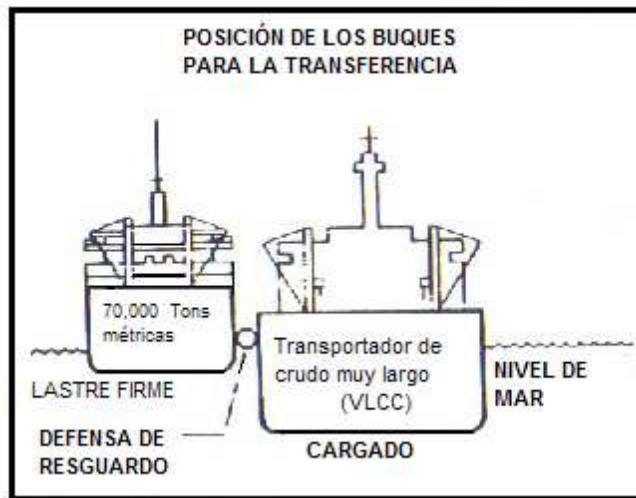


Fig. 17 Posición de buques para la transferencia

Costos diarios por Demoras

Tamaño de buque toneladas Métricas	Costo en dólares por día
50,000/59,999	9775
60,000/69,999	11450
70,000/79,999	13100
80,000/89,999	14800
90,000/99,999	16250
100,000/109,999	17600
110,000/119,999	19000
120,000/129,999	20500
140,000/149,999	23750

II.2.8 Refinación

Los propósitos de la comercialización física del aceite crudo, involucran: 1. la optimización del abasto en refinerías, 2. el balanceo de calidad, locación y volumen, 3. maximizar ganancias (especulación).

Los factores que determinan la rentabilidad de una refinería de acuerdo a cada esquema de refinación son el precio del crudo, la calidad del crudo, el costo de transporte, el producto deseado y la selección del crudo, sin embargo los más importantes son el precio y la calidad del crudo a refinar

Por lo que es necesario establecer un balance entre calidad, locación o ubicación y volumen.

Las consideraciones en refinación, que influyen o afectan el comercio son la Optimización, el Mantenimiento y los tiempos perdidos no pronosticados (reducción de producción).

II.2.8.1 Principales esquemas de refinación (las figuras de los esquemas se presentan con más detalle en el capítulo 4)

Los esquemas de refinación, nos dan a conocer el tipo de crudo requerido que se ajuste a dicho esquema de refinación, dependiendo el esquema es que se tendrán diferentes productos derivados del crudo.

HYDROSKIMMING. Esta es la configuración más simple de una refinería y consiste básicamente de la torre de destilación atmosférica/vacío y reformadora de naftas para incrementar el octano de las gasolinas. El mayor volumen de productos corresponde al combustóleo.

FCC (Desintegradora Catalítica). Este esquema contiene además una unidad de desintegración catalítica que convierte cierto volumen de combustóleo ligero en gasolinas y diesel.

FCC/Asfalto. Esta configuración utiliza el combustóleo no convertido por la FCC para la producción de asfalto. Este esquema es particularmente atractivo durante el verano.

COQUIZACIÓN. Esta configuración de alta conversión contiene normalmente una FCC además de la coquizadora. Este esquema convierte el combustóleo pesado en productos ligeros, principalmente gasolinas, y el único residuo es un pequeño volumen de coque.

II.2.8.2 Preferencias del Refinador

- La demanda del Crudo es derivada de la demanda de productos
- El objetivo del refinador consiste en Maximizar sus Ganancias
- El refinador procesa el crudo bajo determinados esquemas de refinación
- La ganancia se determina por el margen neto de refinación que obtiene al procesar el crudo
- El margen neto de refinación es la variable que determina la preferencia del refinador hacia cierto crudo
- El crudo con mayor margen relativo será el más atractivo de procesar

II.3 MERCADO FINANCIERO DEL PETRÓLEO CRUDO

II.3.1 PRECIOS DE PETRÓLEO CRUDO

1. Evolución de los precios de crudo

- Pre– 1973
 - Estabilidad del Precio
 - Mercado Dominado, Siete Hermanas
 - Precios fijados bajo contrato
 - Precios estables y confidenciales
 - OPEP

- 1973
 - Embargos de aceite – precios aumentan rápidamente
 - Desequilibrio en Oferta/Demanda
 - Percepción de que no hay suficiente Petróleo
 - Precios establecidos por los productores retroactivamente

- 1973 – 1981
 - OPEP Flexiona sus músculos
 - Primer shock de abastecimiento
 - Revolución Iraní

- Post- 1981
 - Comoditización (Innovaciones financieras)
 - Nuevo abastecimiento/abastecedores
 - Volatilidad del precio

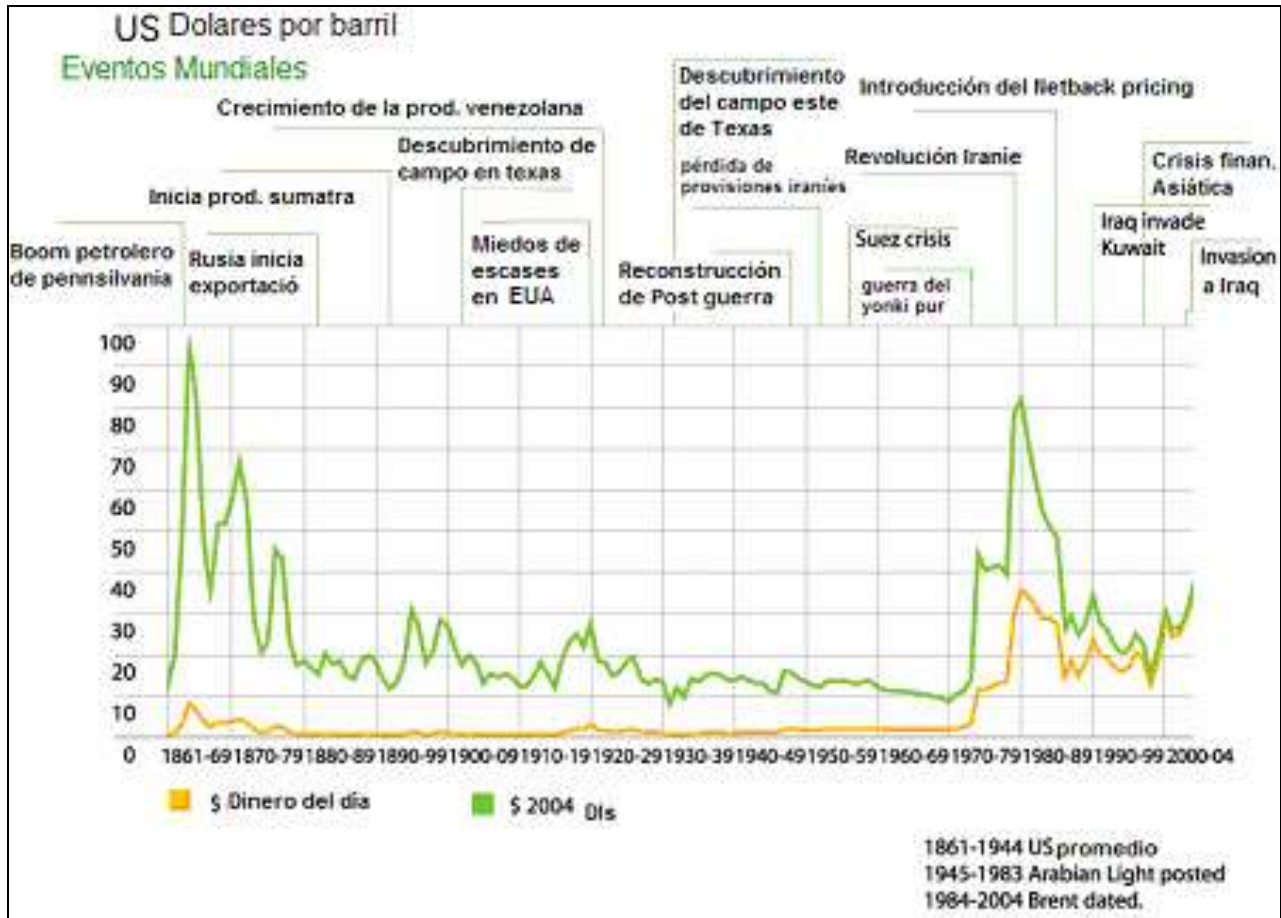
- 1990 al presente
 - Commoditization del mercado
 - Establecimiento de mercados futuros
 - Los crudos comenzaron a relacionarse con otros crudos benchmark (marcadores), (WTI, Brent y Dubai)
 - Incremento de la volatilidad del precio
 - Compradores y vendedores pueden fijar su propio precio

**Menor
Volatilidad**



**Mayor
Volatilidad**

Diferentes acontecimientos mundiales han influido en los precios del petróleo, entre los más importantes a lo largo de la historia se mencionan los siguientes:



Desde el 2004 a la fecha el mercado petrolero internacional ha enfrentado una serie de circunstancias que ocasionaron una alta volatilidad en los precios del petróleo, ubicándose en niveles que no se tenían desde la década de los ochenta. En septiembre del 2005 se alcanzó el precio más alto, superando los 60 dólares por barril para el West Texas Intermediate (WTI) y para la mezcla mexicana a más de 40 dólares por barril. Este nivel de precios proviene de una tendencia a la alza iniciada desde diciembre 1998, mes en el cual los precios había alcanzado su cotización más baja de los últimos 25 años, el WTI se vendió en 11.30 dólares por barril y la mezcla mexicana en 7.89 dólares por barril.

Los precios del barril de petróleo crudo se ven afectados debido a factores políticos, económicos y meteorológicos. Algunos de los hechos más sobresalientes que podemos mencionar son los siguientes:

- La inestabilidad política y social, así como los conflictos bélicos en algunas regiones productoras, cuyo efecto impactó a la baja la oferta de petróleo crudo.
- La incertidumbre política en Venezuela, que ha contribuido a disminuir la oferta de ese país en aproximadamente 10 por ciento respecto de sus niveles normales.
- La crisis económica en Argentina
- Los conflictos corporativos y laborales vinculados con la industria petrolera en Rusia y Noruega, respectivamente.
- El incremento de la demanda de petróleo crudo debido a alto crecimiento económico de china e India y el elevado consumo registrado en Reino Unido, Canadá y Estados Unidos. Este comportamiento registro a China como el segundo mayor consumidor de petróleo crudo, después de estados Unidos, con un consumo de petróleo crudo de 6.37 millones de barriles diarios, volumen que significó un aumento de 5.5 por ciento promedio con respecto a años pasados. Este crecimiento en la demanda de petróleo por parte de china explica 32 por ciento del incremento promedio mundial.
- La reducción en la producción de petróleo crudo, desde septiembre de 2004, en los costa Norteamericana del golfo de México, por el paso del huracán Iván, con una pérdida inicial de 1.32 millones de barriles diarios de petróleo crudo.
- La contracción de los precios en el último trimestre del 2004 se debió al aumento de los inventarios estadounidenses de crudo y gasolina que a su vez ocasionó una sobreoferta mundial de crudo, a una fuerte especulación en los mercados de futuros y la renuencia inicial de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), a reducir su producción.

Actualmente:

- La post-guerra de Irak que ha causado mayores estragos que la guerra misma
- Las inestables relaciones Israel-Palestina

- Tsunami 2005 Indonesia
- Huracán Katrina agosto 2005; interrumpiendo la producción de petróleo crudo y de refinación, en cantidades considerables.
- Huracanes México y Centroamérica
- Terremoto Paquistaní
- Inseguridad social; crisis financieras; terrorismo en diferentes países del mundo.
- Expectativas de insuficiencia de abastecimiento de crudo en el mundo prevista para el último trimestre del 2005.

Estos factores de riesgo y la poca capacidad de producción excedente explican el poco efecto que tuvieron los incrementos de la producción anunciados y realizados por la OPEP.

La curva de los precios spots diarios de aceite crudo y de productos de petróleo (Gasolina regular y aceite calentado (heating oil)) de enero de 2004 a la fecha.

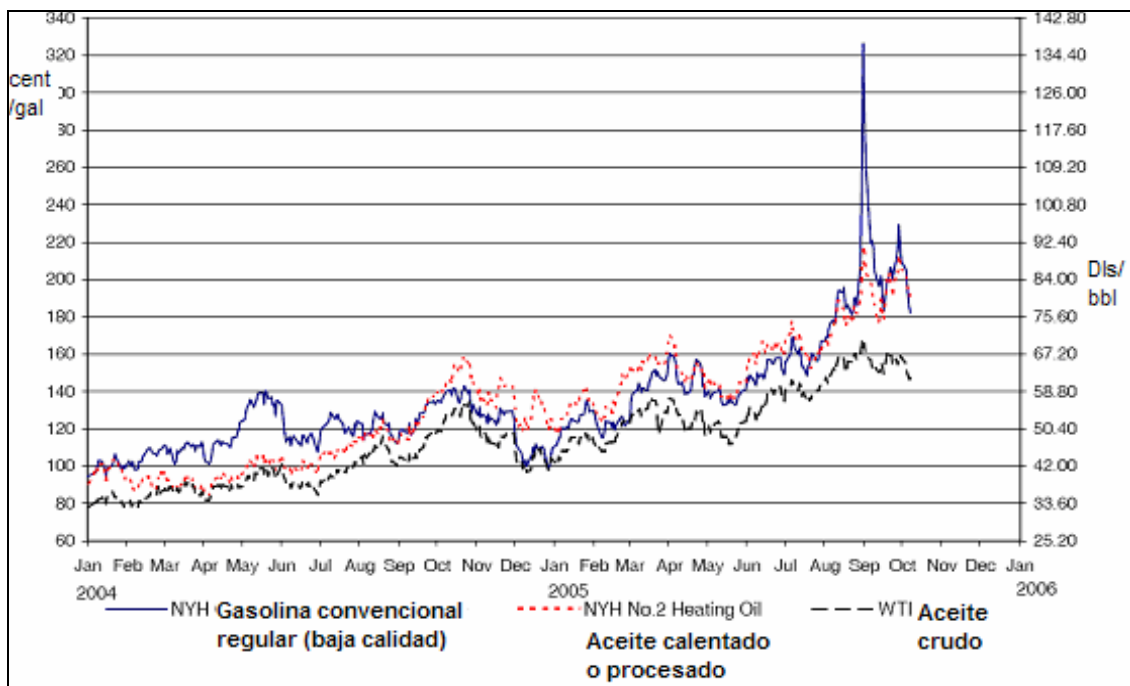


Fig. 19 Evolución de los precios spot, 2004-2006

II.3.2 Análisis Fundamentales

Son análisis de factores políticos y económicos en la sociedad y en la industria petrolera que afectan los precios del petróleo crudo, estos análisis se realizan con la finalidad de entender que está pasando con el mercado actualmente y que pasará en el futuro.

Los factores actuales son tan importantes como la percepción en el mercado de estos factores.

- Factores Políticos
 - Relación USA – Medio Oriente (Irak)
 - Relaciones Internas USA
 - Políticas Rusas
 - Relaciones Internas en el País
- Factores Económicos
 - Oferta
 - Producción de crudo de OPEP
 - Producción de crudo de los NO-OPEP
 - Niveles de operación de Refinación
 - Producción de productos
 - Importaciones/exportaciones de crudo y producto
 - Demanda
 - Entrada de Petróleo crudo
 - Niveles de almacenamiento del producto (Inventarios de Crudo)
 - Inventarios de productos
 - Crecimiento económico
- Otros Factores
 - Temporales
 - Climatológicos
 - Ambientales/restricciones regulatorias de Calidad

Herramientas para los análisis fundamentales

- Diarios
 - Noticias del Platt´s
 - Argus
- Semanales
 - Estadísticas API
 - Estadísticas DOE
 - Argus
 - Petroleum Intelligence Weekly
- Mensuales
 - Reporte mensual del IEA
 - Producción de OPEP
 - Investigación económica del medio oriente
 - Petroleum Intelligence Weekly
- Otros
 - Reportes de consulta

Estadísticas Semanales del Instituto Americano del Petróleo, US American Petroleum Institute (API).

- Publicado por 67 años
- Indicador de reportes de administración de información de Energía

Datos:

Entrada de crudo	Importaciones de crudo
Crudo en Tanques	Importaciones de Producto
Producción total de mogas	Producción de Derivados
Total de mogas en tanques	Derivados en tanques
- Reportes semanales de las siguientes entidades

Refinación	Terminales
Importaciones oleoductos	Tanques de almacenamiento
- Otros reportes:
 - (US DOE) Estadísticas Semanales, Departamento de Energía de Estado Unidos
 - (IEA) Reporte Mensual Agencia de Información sobre la Energía

II.3.3 Análisis Técnico

Principal meta: identificar tendencias futuras, no pronosticar el futuro precio del crudo

Tres ramales

1. Indicadores sentimentales: psicológicamente del mercado
 - Análisis fundamental
2. Posición financiera de grupos inversores
 - Compromiso del Reporte de trato
3. Indicadores de la estructura del mercado (análisis de la línea de tendencia)

Comercialización Técnica (análisis Técnicos)

La Comercialización técnica esta basado en:

1. Historia de Precios

Los precios están obviamente medidos en el rendimiento de consumo.

El contrato técnico estudia el precio histórico con el fin de determinar los movimientos futuros del precio. De acuerdo con los analistas técnicos, “Todos los factores (oferta/demanda, temporada, políticos, psicológicos) se descuentan del precio”.

2. Tendencias

“La tendencia es tu amiga”. Mientras los mercados no se muevan en una línea recta, ellos se mueven generalmente en la misma dirección hasta que encuentran una razón para cambiar.

La tendencia es la dirección en la que el mercado se está moviendo.

3. Momentum

Donde se mueva la tendencia es a donde se mueve el mercado. El momentum es la velocidad a la que se mueve en dicha dirección. El momentum es un temprano indicador de un cambio en la dirección del mercado.

La diferencia entre análisis técnico y un análisis fundamental es que los análisis fundamentales deben usarse para la dirección del mercado en general y los técnicos deben usarse para determinar tiempos y objetivos (trazar metas)

II.3.4 Características de los precios hoy

- Alta liquidez
 - Diferentes compradores y vendedores
 - Incremento de la importancia de los precios spots
- Alta volatilidad de los precios debido a bajos inventarios
- Incremento de la participación de especuladores
- Los precios del crudo aumentan más rápidamente de lo que caen

II.3.5 MARCADORES (BENCHMARKS) DEL PRECIO DEL CRUDO

Los marcadores proveen un punto de referencia estándar e industrial, que es comercial, relacionado al mercado, transparente y entendido por todos los participantes. Los marcadores facilitan los negocios al proveer un punto focal para precios diferenciales o comodidades relacionadas.

Para cada mercado existen “crudos marcadores”, con ellos los vendedores y los compradores tienen la oportunidad de simplificar sus operaciones de compra-venta al establecer precios aceptados para la gran diversidad de crudos que llegan ahí, procedentes de distintos países; un comprador no sabría cuánto pagar por un crudo sin conocer antes su calidad.

Para el Lejano Oriente se tienen los crudos marcadores Omán y Dubai; para la costa oeste de Norteamérica, el Kern River (KR); para la costa del Golfo de México, el West Texas Sour (WTS), el Louisiana Light Sweet (LLS) y el West Texas Intermediate (WTI); para la costa este de Norteamérica y para Europa el Brent Dated (BD); otros, como el Arabian Light (AL), el Alaska North Slope (ANS), son también ejemplos de crudos marcadores. El WTS es una mezcla de corrientes provenientes de campos como Cushing, Oklahoma y Midland, en Texas.

De estos los marcadores de precio de Petróleo crudo más importantes en el Mundo son:

- Western Texas Intermediate (WTI)
- Brent
- Dubai/Oman

Algunas de las características que deben tener estos crudos marcadores son:

- Suficiente suministro y comercializado ampliamente
- Transparencia en su precio
- De fácil acceso, (disponibilidad)
- Amplio rango de participantes
- Sin limitaciones políticas
- Posibilidades de extender su cobertura

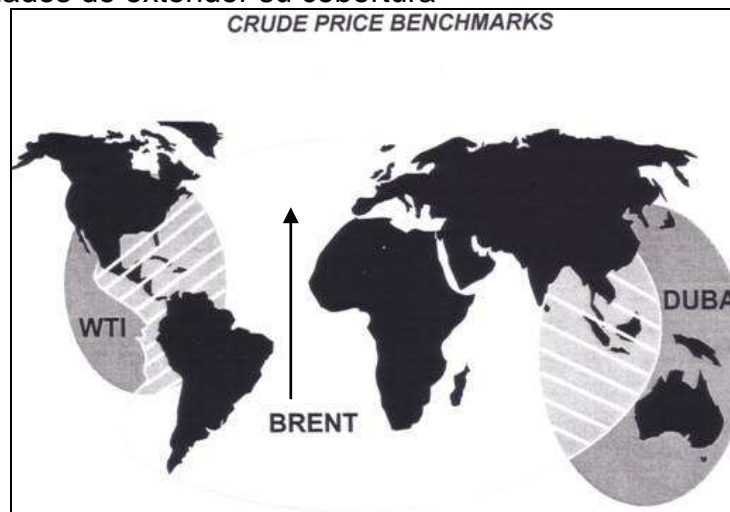


Fig. 20 Crudos marcadores más importantes en el mundo

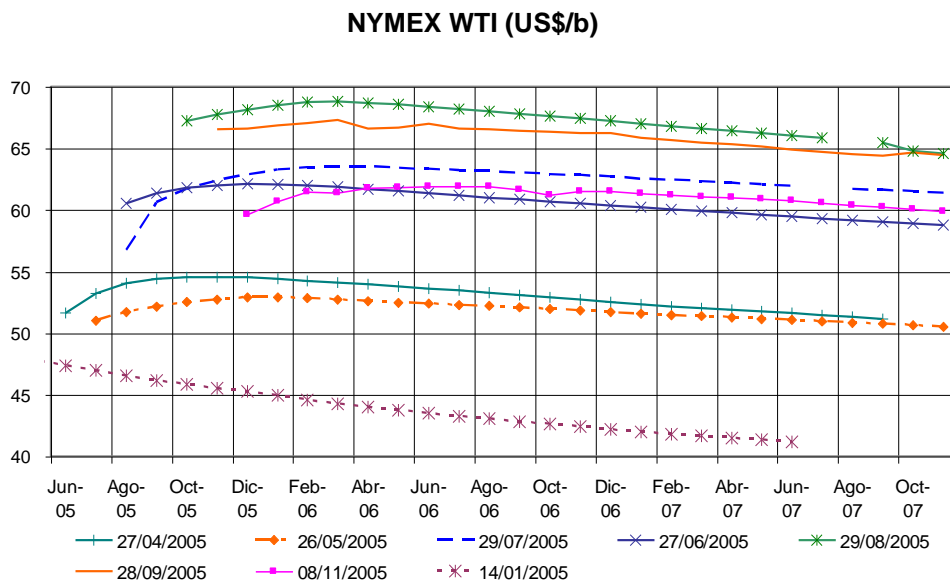
II.3.6 MERCADO DE FUTUROS.

II.3.6.1 Conceptos generales de productos, instrumentos y mercados financieros.

Principales Factores Económicos que son características fundamentales de las finanzas contemporáneas globalizadas y afectan los mercados las principales son:

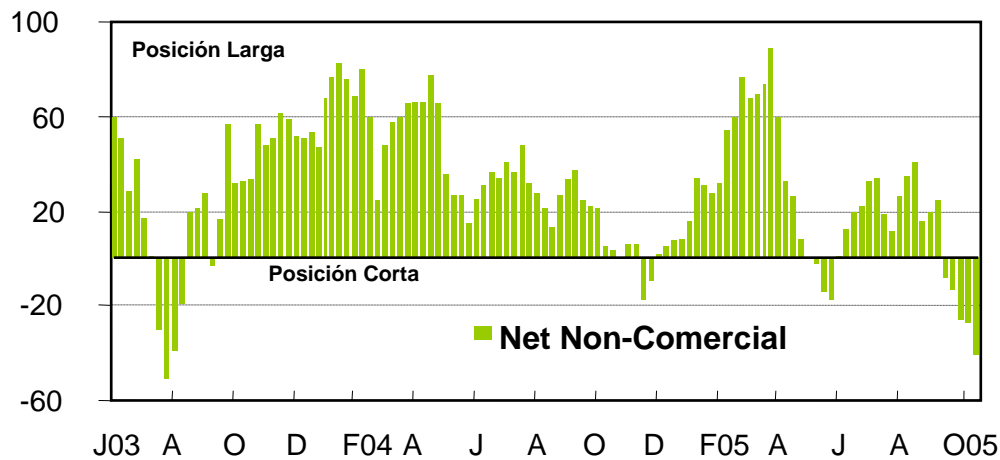
Riesgos e Incertidumbre en el mercado petrolero; Especulación o volatilidad en Precios del Crudo

- Alta volatilidad en los mercados de futuros del crudo, gas natural y petrolíferos, debido a la incertidumbre en los factores de mercado;
- La volatilidad durante el presente año ha sido de 24 US\$/bl.1_/
- Esta volatilidad ha sido causada por la incertidumbre en los costos marginales de producción en el futuro.
- Durante el periodo de junio de 2003 a agosto de 2005, se observa una posición larga de los especuladores, lo cual señaló la expectativa de un aumento en los precios futuros del crudo. Sin embargo, a partir de septiembre de 2005 la posición neta es corta, lo que se ha reflejado en una disminución en los precios del crudo.



Fuente: Purvin & Gertz. Global Petroleum Market Outlook. Agosto de 2005.

Fig. 21 Distribución de los contratos del crudo NYMEX

(Miles de contratos)

Fuente: Purvin & Gertz. Global Petroleum Market Outlook. Agosto de 2005.

1./ Futuros del crudo para el periodo de junio de 2005 a diciembre de 2007, con datos de enero de 2005 y agosto de 2005.
Fuente: Pronóstico de precios del crudo y gas natural 2006-2015; PEMEX Subdirección de Planeación Económica
Dirección Corporativa de Finanzas Noviembre 23, 2005

Innovaciones financieras (instrumentos financieros)

Existen dada la profundidad y celeridad de las innovaciones financieras, múltiples formas de titulación y contratación financiera que surgen y se ofrecen en los mercados financieros como alternativas para el ahorro y el crédito y el manejo del riesgo para los individuos, gobiernos y empresas, y están dirigidos a satisfacer las necesidades en cuanto a liquidez, plazos, rendimientos y riesgos.*

Contratos financieros

La mayoría de los instrumentos mencionados a continuación, son instrumentos que se aplican en realidad en la mayoría de los países de América Latina para las empresas exportadoras y/o importadoras.

Sólo tienen que revisar a través del Internet los bancos que tienen estos servicios disponibles en su país. Siempre aparecerán, en las secciones de "Empresa" e "Internacionales".

Por lo tanto nada de lo expuesto con anterioridad se queda estancado en la teoría. Debido a que estos productos y servicios financieros, se tienden a homogenizar debido a la fuerte competencia de la banca internacional.

Productos derivados

Todos los países que disponen de mercados financieros desarrollados, han creado mercados de productos derivados donde se negocian contratos de futuros sobre tipos de interés, divisas e índices bursátiles y contratos de opciones sobre divisas, tipos de interés, índices bursátiles, acciones y contratos de futuros.

Productos Derivados Definición.

- Es cualquier instrumento financiero cuyo valor es una función que se deriva de otras variables más importantes
- Es un activo financiero que tiene como referencia un activo subyacente
- Son contratos cuyos precios dependen del valor de un activo o “bien subyacente” para dicho contrato

El Objetivo de los productos derivados es reducir el riesgo que resulta de movimientos inesperados en el precio del bien subyacente

Contratos adelantados (forwards), futuros (futures), opciones (options), permutas (swaps), certificados de depósito (depository receipts)

Forwards y Futuros

Los contratos forwards y futuros son un acuerdo entre dos partes para comprar-vender un bien subyacente en una fecha futura especificada y a un precio previamente acordado.

La diferencia es que el futuro se cotiza en una bolsa organizada y en la cual se especifica la calidad, cantidad y la entrega del producto, así como la vigencia del acuerdo.

Forward

El forward es un pacto bilateral fuera de la bolsa y por lo tanto, las características de la operación se determinan únicamente entre ambas partes

Forwards	Futuros
<ul style="list-style-type: none">● Contrato privado entre 2 compañías● Puede ser ejecutado directamente entre ambas partes● Tarifa de Broker negociable● Generalmente no involucra la compra o entrega física● El contrato se ajusta a las necesidades del cliente	<ul style="list-style-type: none">● Contrato público entre una compañía y un Intercambiador● Ejecutado a través de Brokers● Se debe de pagar una tarifa a los Brokers● Puede involucrar la entrega física● Contrato limitado a el intercambio de un volumen, calidad, lugar y duración especificado

Futuros.

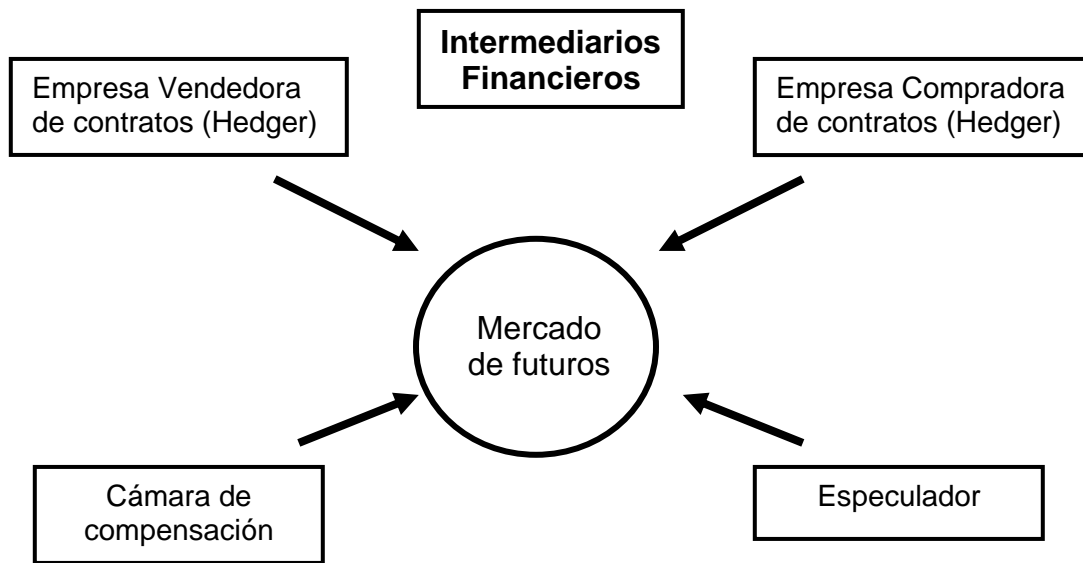
Se utiliza el mercado de futuros por los “hedgers” para eliminar riesgos, los especuladores o estadistas utilizan el mercado de futuros para tomar un cierto riesgo en la esperanza de lograr un beneficio.

Para el alcance de todas las pequeñas y medianas empresas, sin la necesidad de cotizar en la Bolsa de Valores (Nacional o internacional) se ofrecen comúnmente al alcance de todo empresario dedicado a la exportación y/o importación de bienes y servicios dos tipos de instrumentos derivados, conocidos como “Futuros”.

Todo tipo de personas utilizan futuros; algunos, como en el caso del agricultor, los utilizan para reducir riesgos; otros, buscan una alta rentabilidad asumiendo para ello grandes riesgos. En el mercado de futuros el riesgo es transferido de los más cautos a los más atrevidos.

Los participantes del mercado de futuro son los siguientes:

Fig. 23 Participantes del mercado de futuros



Las garantías que ofrece un contrato de futuros son:

- Pago, Localidad, Calidad, Cantidad

Fórmula para valorar un futuro

$$F = S \left(1 + r \frac{t}{Base} \right)$$

Donde S es el valor del bien subyacente y r la tasa de interés ajustada al plazo del contrato (la base es 360 o 365 días).

Beneficios:

- Reducción del riesgo. Intentan proteger su inversión frente a movimientos adversos del mercado tomando una posición a plazo opuesta a la existente al contado, es lo que se conoce como cobertura.
- Arbitraje. Buscan obtener beneficios mediante la compra/venta en dos mercados diferentes (contado/futuro), aprovechando las imperfecciones de los mismos.

- Especulativa. Pretenden maximizar sus beneficios en el menor tiempo posible, asumiendo para ello un riesgo muy elevado en sus inversiones.

Futuros Flexibles.

Son acuerdos de compra y venta de dólares a una fecha futura, hechos a la medida de tus necesidades específicas, ya que la persona que adquiere este producto derivado, determina el monto y plazo de la transacción.

Beneficios:

- Elimina el riesgo sobre el tipo de cambio.
- Permite planear a corto y mediano plazo con mayor acierto, ya que garantiza el tipo de cambio.
- Garantizando a su vez, la entrega de dólares al vencimiento de la operación.

Futuros en Moneda Nacional.

Son contratos estandarizados (fijos), mediante los cuales el cliente puede comprar o vender pesos a una fecha, precio y monto determinado.

Beneficios:

- Neutraliza los riesgos cambiarios y de crédito.
- Diversifica portafolios.
- Optimiza rendimientos con un atractivo nivel de apalancamiento.
- Proporciona una expectativa más amplia sobre eventos futuros.
- Permite planear y presupuestar al corto y mediano plazo.

Contratos de Opción

Son instrumentos diseñados para que el comprador de la opción se beneficie de los movimientos de mercado en una dirección, pero no sufra pérdidas en la otra dirección

Existen 2 tipos de opción:

- Opciones de compra
- Opciones de venta

Una opción de compra es:

El derecho de comprar en una fecha futura, una cantidad específica de un bien denominado subyacente, a un precio previamente determinado denominado (precio de ejercicio), durante la vigencia del contrato.

La opción de compra garantiza al tenedor el derecho de la opción, pero no le impone una obligación.

Una opción de venta es:

El derecho de vender en una fecha futura, una cantidad específica de un bien denominado subyacente, a un precio previamente determinado denominado (precio de ejercicio), durante la vigencia del contrato.

Swaps

Un swap puede ser definido como un acuerdo entre dos partes para intercambiar en una fecha futura, un producto físico o financiero, por otro.

Swaps Financieros

Un swap financiero obtiene su valor del precio o precios de uno o más productos financieros, como contratos futuros o índices.

Involucra el intercambio de pagos entre dos partes, uno se negocia a un precio fijo cuando se acuerda el swap, y otro se establece por una tercera parte que se supone ser imparcial, a una fecha futura. En el momento en el que se acuerda el swap, los dos pagos son considerados equivalentes en valor.

II.3.6.2 Principales mercados financieros

Los principales mercados financieros en los cuales se compran futuros y se intercambian las opciones de compra-venta de crudo son el New York Mercantile Exchange y el Internacional Petroleum Exchange.

Mercados de futuros:

NYMEX: New York Mercantile Exchange USA

- Para aceite crudo Ligero (Light Sweet) y crudo amargo

IPE: Internacional Petroleum Exchange UK

- Para el Crudo Brent

II.3.6.3 Mercados eficientes

- Las variaciones de la capacidad de producción de crudo con respecto a su demanda efectiva ha provocado cambios en la estrategias comerciales
- El mercado internacional de crudo evolucionó de un mercado de vendedores a uno de compradores
- Para mantener volúmenes fijos de exportación , los productores han modificado sus estrategias comerciales ajustando sus mecanismos de precios a las condiciones cambiantes del mercado
- El mercado petrolero intenta seguir siendo eficiente y la competencia entre los crudos se ha intensificado

- Si los crudos registran márgenes favorables, el refinador tenderá a procesar más crudo aumentando su demanda y ofreciendo más productos. Al incrementarse el precio del crudo y reducirse el de los productos, los márgenes se deterioran y la propensión a refinar crudo disminuye, revirtiendo los movimientos relativos entre ambos precios.

Olas de fusiones y adquisiciones empresariales

Fusiones de empresas adquisiciones empresariales, así como profundas reestructuraciones, reorganizaciones corporativas, y la conformación de “alianzas estratégicas”, resaltando en los últimos años una marcada tendencia al surgimiento de megacorporaciones y mega bancos multinacionales.

Gran parte de estos cambios han sido propiciados por los esfuerzos empresariales y de las instituciones públicas y privadas para adecuarse a la intensa competencia internacional y los avances tecnológicos. En lo financiero esto ha conllevado a grandes esfuerzos empresariales para disminuir los costos financieros o de reestructuración del perfil del riesgo y financiamiento corporativo. El estudio y aplicación de estos procesos integrales de reestructuración se les conoce como reingeniería corporativa o institucional según sea el caso. La reingeniería financiera incluye por tanto la aplicación específica de tales principios para una reestructuración integral financiera de una empresa o institución.*

En PEMEX en 2004 se concertaron y aplicaron acuerdos y convenios administrativos-sindicales de reestructuración y modificaciones a la plantilla laboral, tanto del régimen de confianza como sindicalizado.

Dicha reestructuración iniciada desde 2001, permitió alinear funciones clave para fortalecer la dirección estratégica de la empresa.

**Textos basados en investigaciones del Dr. Edgar Ortiz; “finanzas y Productos Derivados”. & Memoria de Labores PEMEX 2004.*

Capítulo III

COMERCIALIZACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO EN MÉXICO

III.1 MERCADO MEXICANO

III.1.1 Índices del mercado Mexicano.

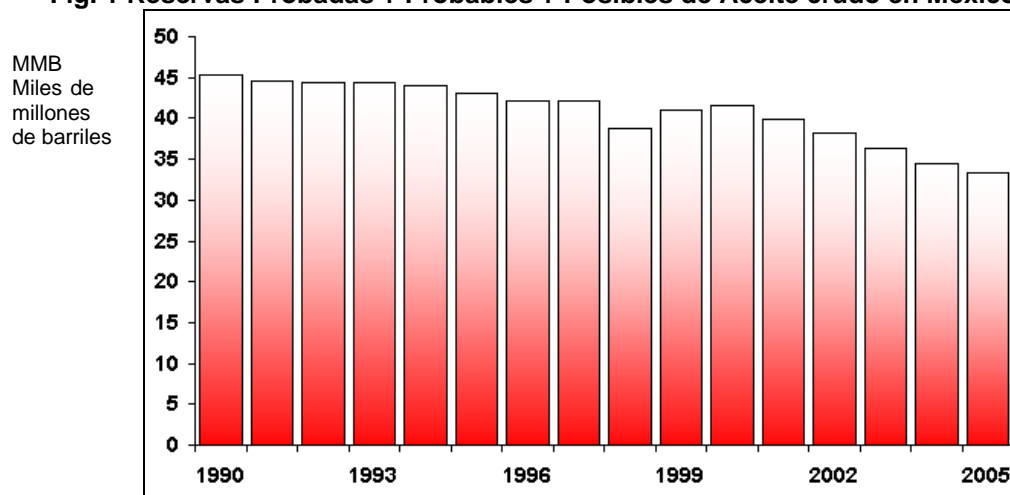
Reservas probadas (1p), probables (2p), posibles (3p).

Al 1 de enero de 2005 las reservas totales de aceite en México ascendieron a 33,312.2 millones de barriles, cifra que representa el 71 por ciento de las reservas remanentes totales, de hidrocarburos. La falta de inversiones en el sector se ha visto reflejada en la disminución de las reservas de aceite, entre 1990 y 2005.

A partir de 1998 las reservas son cuantificadas con una nueva metodología, por lo que es necesario reiterar la advertencia que las cifras no son comparables. Obedecen a diferentes definiciones, criterios, métodos e, inclusive, diferentes factores de medición y conversión. No incluye condensados ni líquidos de planta.

De las reservas totales de aceite 12,882.2 millones de barriles se consideran como reservas probadas, 11,621.2 mmb son reservas probables y 8,808.9 mmb son reservas posibles.

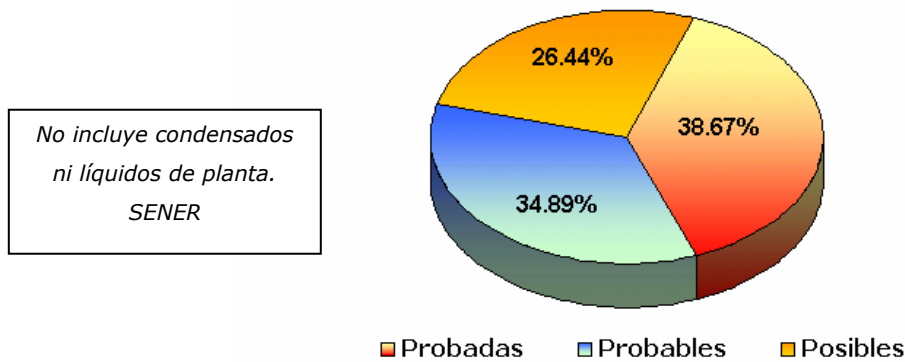
Fig. 1 Reservas Probadas + Probables + Posibles de Aceite crudo en México al 2005



Fuente: SENER 2005

Clasificación de Reservas en México: Probadas 38.67%; Probables 34.89%;

Posibles 26.44%



Tal situación ha hecho que México ocupe el lugar número 14 entre los países con mayores reservas probadas de aceite.

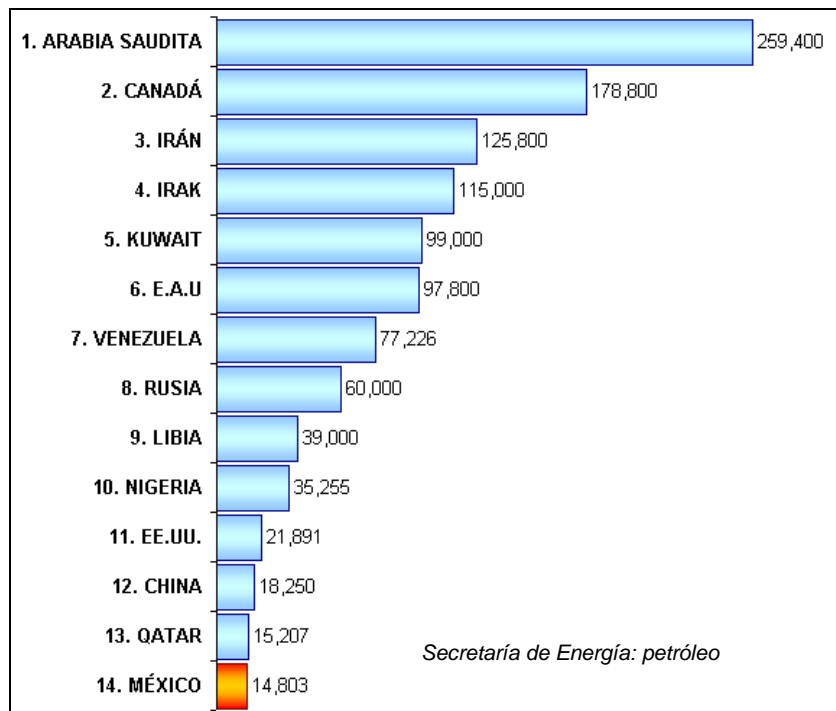
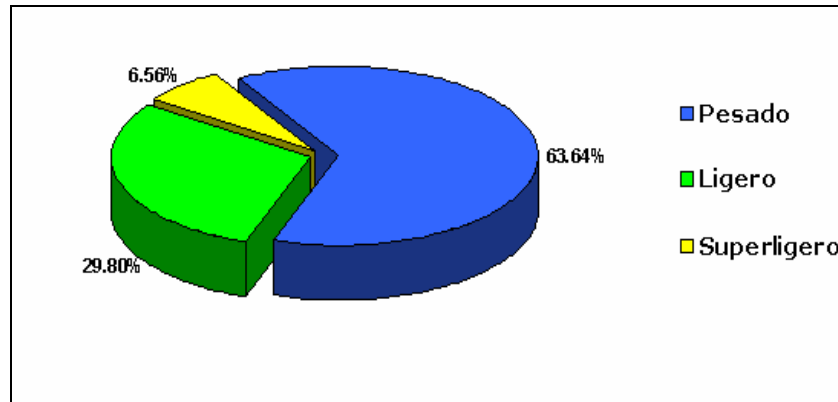


Fig. 3 Reservas de petróleo crudo por país

Composición de las Reservas en México

La abundancia mayoritaria de las reservas es aceite pesado, y se refleja, evidentemente, en la producción de crudo efectuada por PEP, empresa que durante 2004 tuvo una producción promedio de 3,383 mbd, cifra .38 % superior a lo alcanzado en 2003.

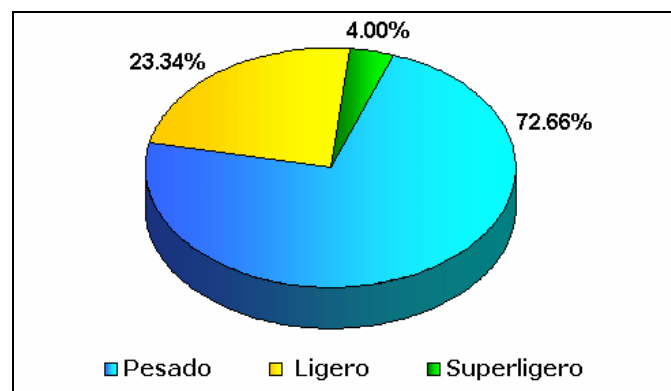


SENER: http://www.sener.gob.mx/wb2/Sener/Sene_1495_petroleo

Fig. 4. Composición de las Reservas en México

Producción de Aceite Crudo

De la producción total de aceite, el 72.66 por ciento correspondió a crudo tipo Maya, 23.34 por ciento al tipo Istmo y cerca del 4 por ciento al tipo Olmeca.



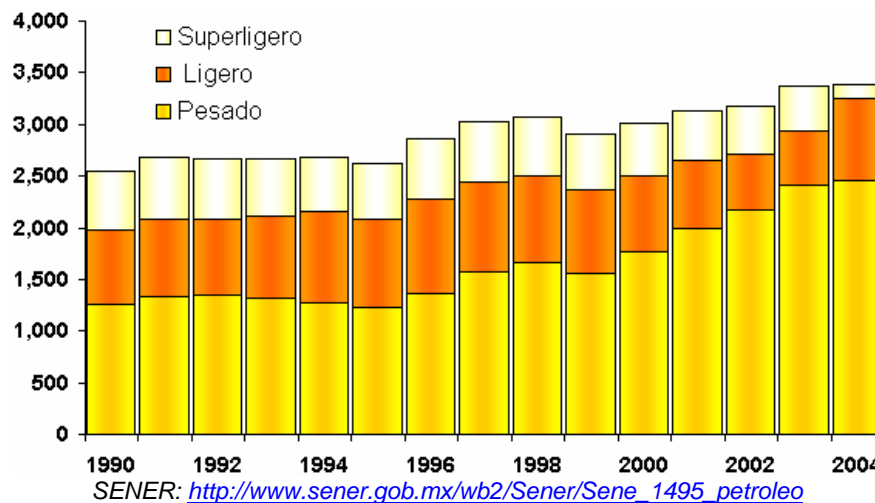
SENER: http://www.sener.gob.mx/wb2/Sener/Sene_1495_petroleo

Fig. 5 Tipos de crudos producidos

Al respecto, es importante mencionar que, dado que los crudos pesados tienen un menor rendimiento para la elaboración de productos petrolíferos (gasolinas, diesel, turbosina, etc.), su precio también es inferior al de los crudos ligeros.

Entre 1990 y 2004, la producción de petróleo crudo se incrementó 50%, pasando de 2,548 mbd a 3,826 mbd. Es importante resaltar que este crecimiento se ha dado sobre todo en el crudo pesado, puesto que en el caso de los crudos ligeros la tendencia de crecimiento es negativa.

Producción Nacional de Petróleo Crudo al 2004



SENER: http://www.sener.gob.mx/wb2/Sener/Sene_1495_petroleo

Fig. 6 Crecimiento de la producción de los tipos de crudos producidos en México

Ahora bien, de la producción nacional de aceite lograda durante 2004, 1,870 mbd, es decir el 48.9 por ciento, fueron destinados a exportación. Con Estados Unidos se comercializó el 78.52 por ciento del volumen mencionado, en tanto que el 9.52 por ciento tuvo a Europa como destino, el 8.46 por ciento a otros países de América, 1.95 por ciento al Lejano Oriente y el restante 1.55% para dar cumplimiento del Pacto de San José.

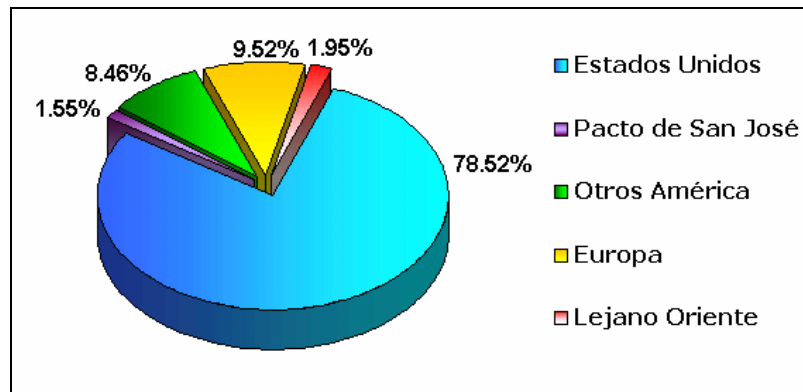


Fig. 7 Volúmenes de exportación por destino del crudo Mexicano

Cabe señalar que el 86.7 por ciento de las exportaciones fueron de crudo tipo Maya, el 11.84 por ciento de Olmeca, en tanto que el 1.46 por ciento del tipo Istmo.

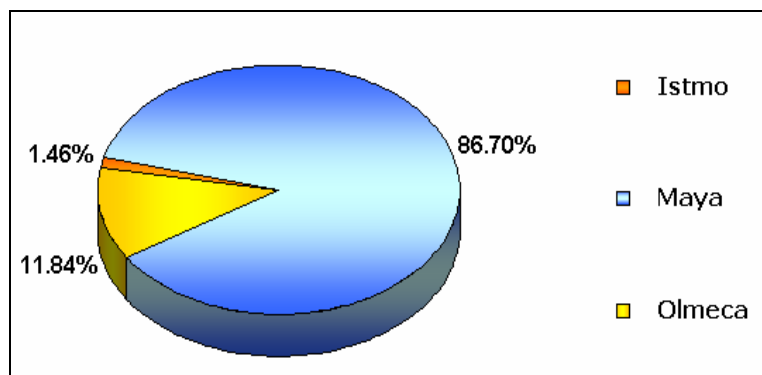


Fig. 8. Volúmenes de exportación por tipo de crudo

III.1.2 Mezcla Mexicana de Exportación

La Mezcla Mexicana de Exportación (MME) es una mezcla virtual, cuyo precio indica el valor promedio de las exportaciones totales de petróleo, por destino y tipo de crudo, en un periodo determinado. Durante 2004 dicho precio se ubicó en 30.94 usd/b.

En conjunto, durante 2004 las exportaciones acumuladas de crudo tuvieron un valor total de 21,233 millones de dólares.

Respecto a la producción que no fue destinada a exportación, que en 2004 fue de 1,956 mbd, ésta fue canalizada en su mayor proporción al Sistema Nacional de Refinación de PEMEX para la elaboración de productos petrolíferos. Una proporción importante de crudo pesado -alrededor del 10 por ciento de la cifra mencionada - es enviada a la planta de Cangrejera para su reconstitución, en tanto que otra proporción similar se destina al esquema de maquila, mediante el cual se envía crudo Maya a la refinería de Deer Park en E.U.A., con la finalidad de satisfacer la demanda de gasolinas y diesel, principalmente.

Con todo, debemos apreciar la importancia de México y PEMEX en el espectro internacional, dentro del cual, México ocupa el lugar número catorce en términos de sus reservas probadas de petróleo crudo, y el sexto como productor, por debajo de países como Rusia, Arabia Saudita, y Estados Unidos

México ocupa la séptima posición de producción de petróleo crudo respecto a la producción mundial. *Fuente: SENER; Actualización viernes 21 octubre 2005.*

III.1.3 Importancia de la comercialización del petróleo crudo en la economía mexicana

La comercialización del petróleo crudo juega un rol de vital importancia dentro de la economía mexicana. La capacidad de generación de utilidades y de aportaciones fiscales de PEMEX apoya de manera fundamental a las finanzas públicas.

En el ejercicio 2004, Pemex Exploración y Producción aportó, por concepto de derechos e impuestos, 415 mil 709 millones de pesos a las finanzas públicas nacionales, cifra sin precedentes en las estadísticas fiscales de la empresa y superior, en términos reales, en 117 mil 551 millones respecto de su contribución hacendaria de 2003.

Dicha aportación fue equivalente al 88% de los impuestos totales reportados por Petróleos Mexicanos y al 33% de los ingresos fiscales del gobierno federal.

Contribución Fiscal de PEMEX Exploración Producción



Fuente: Reporte Anual 2004. PEMEX PEP

Los ingresos petroleros representan aproximadamente un 35% del total de los ingresos del gobierno federal.

Generación de Divisas

La exportación de petróleo crudo significó ingresos por 21 mil 231 millones de dólares durante 2004, y se sostuvo como la principal fuente de divisas del país. Esta cifra constituyó el valor más alto que obtuvo la empresa en los últimos ocho años por dicho concepto.

De 1999 a 2004, el valor de las exportaciones mexicanas en su conjunto, sin incluir la maquila, aumentó 39%; en tanto, el de las exportaciones de petróleo crudo registró un incremento del 140%.

Así, la participación de las ventas de crudo en las exportaciones totales mexicanas de 2004, sin considerar la maquila, pasó de 12%, en 1999, a 21%, en 2004.



Fuente: Reporte Anual 2004, PEMEX PEP

Figura 10. Generación de divisas por exportación de crudo

Exportaciones 2005

Pemex, a través de PMI Comercio Internacional, exportó un volumen promedio diario de un millón 808 mil barriles de petróleo crudo, en sus tres calidades, por un monto total de 17 mil 815 millones 700 mil dólares en el 2005, cantidad 34.7 por ciento mayor con respecto a lo captado de enero a agosto del año 2004.

Según la información estadística de los Indicadores Petroleros, en el periodo enero-agosto el valor de las exportaciones de petróleo crudo, productos petrolíferos, petroquímicos y gas natural llegó a 19 mil 895 millones 500 mil dólares, mientras el costo de las importaciones de refinados, petroquímicos y gas fue de 5 mil 227 millones 600 mil dólares.

Respecto a las ventas externas de petrolíferos (gasolinas, turbosina, diesel y otros), PEMEX comercializó productos refinados por un total de mil 852 millones 900 mil dólares, en tanto que el valor de las adquisiciones se ubicó en 4 mil 219 millones 300 mil dólares.

Los expertos pronosticaron que este año la mezcla mexicana de petróleo promedie 44.5 dólares por barril y para 2006 se tiene estimado que el crudo mexicano se cotice en un promedio de 45 dólares por barril.

Lo que resulta en: $44.5 \text{ dls/bbl} * 1,808,000 \text{ bbl/día} = 80456000 \text{ Dls/día}$

De acuerdo con informes oficiales de la Secretaría de Hacienda, en agosto PEMEX entregó al gobierno federal 60 mil 957.7 millones de pesos, vía impuestos especiales, aprovechamientos y derechos, monto que representó un aumento de 5.6 por ciento.

Los ingresos que PEMEX aportó al gobierno federal en los primeros ocho meses ascienden a 452 mil 253.7 millones de pesos, cifra superior 6.4 por ciento a la registrada en el mismo lapso del año pasado.

Las estimaciones de PEMEX sobre las aportaciones que realizará al gobierno federal también han alcanzado niveles históricos y se prevé que al cierre del presente año se sitúen en cerca de 690 mil millones de pesos, cifra que representa casi el doble de lo registrado en 2000.

III.1.4 Estructura Productiva de PEMEX

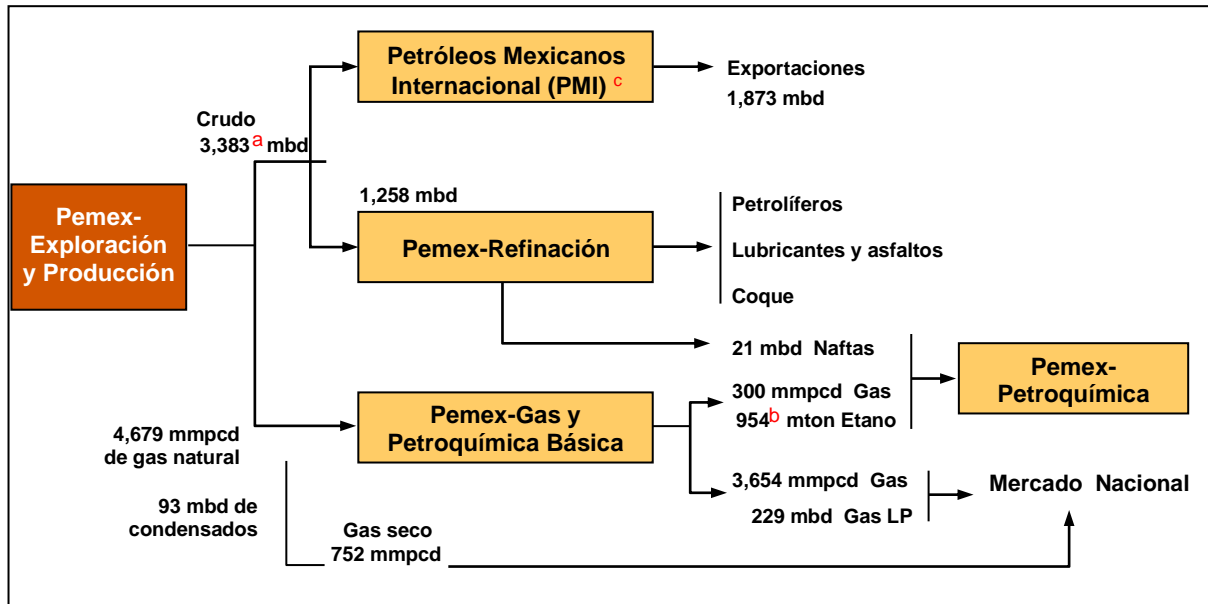
Como ya vimos de la producción de hidrocarburos de PEP, el 56% del petróleo crudo producido se exporta a través de Petróleos Mexicanos Internacional (PMI), el 44% restante se transfiere a PEMEX – Refinación; para obtener productos petrolíferos, lubricantes y coque.

	miles de barriles diarios							
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Producción	3,022.2	3,070.5	2,906.0	3,011.0	3,127.0	3,177.1	3,370.9	3,382.9
Distribución	2,997.3	3,055.8	2,889.9	2,986.4	3,105.6	3,163.1	3,357.6	3,362.7
A refinarias	1,072.6	1,154.5	1,132.5	1,126.9	1,140.4	1,171.9	1,246.4	1,257.9
A maquila	0.0	0.0	56.7	103.7	62.3	130.4	112.5	97.4
A plantas petroquímicas	194.3	163.4	149.6	136.0	146.2	144.5	150.4	133.8
A terminales de exportación *	1,730.5	1,738.0	1,551.2	1,619.8	1,756.6	1,716.2	1,848.3	1,873.6
Empaque, movimiento de inventarios y diferencias estadísticas	24.9	14.6	16.1	25.6	21.4	14.0	13.3	20.2

* Incluye pesado de Altamira.
Fuente: Base de datos institucional.

Tabla 1. Distribución de crudo 2004

De la producción de Gas un porcentaje se destina para el mercado Terminal, el otro es destinado a PEMEX Gas y Petroquímica Básica, que a su vez transfiere un porcentaje de gas y de Etano a PEMEX Petroquímica.



a. Producción promedio del año 2004. los valores de gas y petroquímica son promedios del año 2002

b. Equivalente a 119 mmpcd de gas seco

c. Organismo encargado de realizar las actividades de comercio exterior de Petróleos Mexicanos

Fig. 11 Estructura productiva de PEMEX

En promedio en el año 2004 la distribución de crudo es la siguiente:



Fig. 12 Distribución de crudo 2004

III.1.5 Exportación de crudo en México

Como lo mencionamos en el capítulo dos, Los análisis de exportaciones colocan a México como el principal exportador (el número uno) de petróleo a Estados Unidos entre los países no miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y el número dos a nivel mundial, después de Venezuela. Estados Unidos compra ahora más petróleo de países no miembros de la OPEP, como lo son México y Canadá.

Las transacciones de petróleo crudo en México se generan bajo el esquema de tres diferentes modalidades de contratos celebrados por P.M.I.

Comercio Internacional S.A. de C.V. con sus clientes:

- Contratos renovables que pueden darse por terminados mediante aviso expreso de alguna de las partes dado con tres meses de anticipación.
- Contratos de tiempo o número de cargamentos predeterminados.
- Contratos de largo plazo (mayores a un año).

III.1.6 Terminales de Exportación de Crudo

Las terminales marítimas de exportación de crudo en México son:

- **Cayo Arcas**

Su uso es exclusivo de PEMEX, y se considera como la terminal portuaria más importante de exportación de hidrocarburos especialmente de crudo en el país.

- **Dos Bocas**

El Puerto de Dos Bocas es el segundo centro de exportación de crudo de México. A través de sus tanques de almacenamiento y bombeando a dos monoboys localizadas a 12 km costa afuera, se maneja aproximadamente el 30% del total de las exportaciones de crudo del país. En 1997 debido a las demandas de crecimiento de las exportaciones de crudo nacional, la empresa paraestatal PEMEX Exploración y Producción (PEP) se vio obligada a evaluar tanto la posibilidad de implementar una tercer monoboya mar afuera como la terminación del puerto de abrigo con capacidad para embarques similares a los manejados mar afuera con una operatividad en puerto mayor.

- **Pajaritos**

Pajaritos es un puerto petrolero con capacidad para recibir buques tanque de gran calado.

Es operada por PEMEX. Atiende fundamentalmente el movimiento de exportación de petróleo y derivados, y de granel mineral.

En 1998 la carga operada por esta terminal ascendió a 34.7 millones de toneladas (70% de exportación). El 92.2% de la carga correspondió a petróleo y derivados y el 7.8% restante a otro tipo de carga (granel, mineral, otros fluidos y carga general suelta).

- **Salina cruz**

Es un puerto estratégico para el comercio con Asia, América y Europa, así como para el abasto de petróleo y derivados a los estados del Pacífico de la República Mexicana. Salina Cruz se enlaza con el puerto de Coatzacoalcos en el Golfo de México.

- **Ta´kuntah FSO**

El buquetanque ta´kuntah es el segundo mas grande buque operador con una capacidad de almacenamiento de 2.3 millones de barriles, se utiliza como Terminal de exportación de petróleo crudo. El Ta´kuntah posee el gasto de carga diario más alto del mundo 800,000 barriles de aceite por día.



Fig. 13 buquetanque de almacenamiento para exportación, ta´kuntah

III.1.7 Capacidad Nominal de almacenamiento de Petróleo crudo en México

La capacidad nominal de almacenamiento en México es de 23,926 millones de barriles de petróleo crudo, distribuidos en: terminales, domos salinos y tanques en campo.

miles de barriles	
Total	23,926
Terminales	11,242
Dos Bocas	7,000
Pajaritos	1,400
Salina Cruz ^a	500
Ta'kuntah ^b	2,342
Domos salinos	7,277
Tuzandépetl	7,277
Tanques en campo	5,407
Baterías de separación	2,807
Centrales de almacenamiento y bombeo	1,639
Deshidratadoras	961
Región Norte	1,888
Baterías de separación	698
Centrales de almacenamiento y bombeo	439
Deshidratadoras	751
Activo	
Altamira	840
Baterías de separación	344
Centrales de almacenamiento y bombeo	111
Deshidratadoras	385
Poza Rica	785
Baterías de separación	201
Centrales de almacenamiento y bombeo	260
Deshidratadoras	324
Veracruz	63
Baterías de separación	23
Centrales de almacenamiento y bombeo	20
Deshidratadoras	20
Sector Operativo Cerro Azul-Naranjos	200
Baterías de separación	130
Centrales de almacenamiento y bombeo	48
Deshidratadoras	22

^a Un tanque de 500 Mb para crudo maya tratado, que pertenece a Pemex Refinación pero está asignado a PEP.
^b Buquetanque cautivo.

PEP PEMEX Exploración Producción Anuario Estadístico 2004

Tabla 2. Capacidad nominal de almacenamiento en México

III.2 Mercado Financiero del Petróleo en México

III.2.1 Sistema de Precios y Tarifas Interorganismos

III.2.1.1 Precios interorganismos y costo de oportunidad.

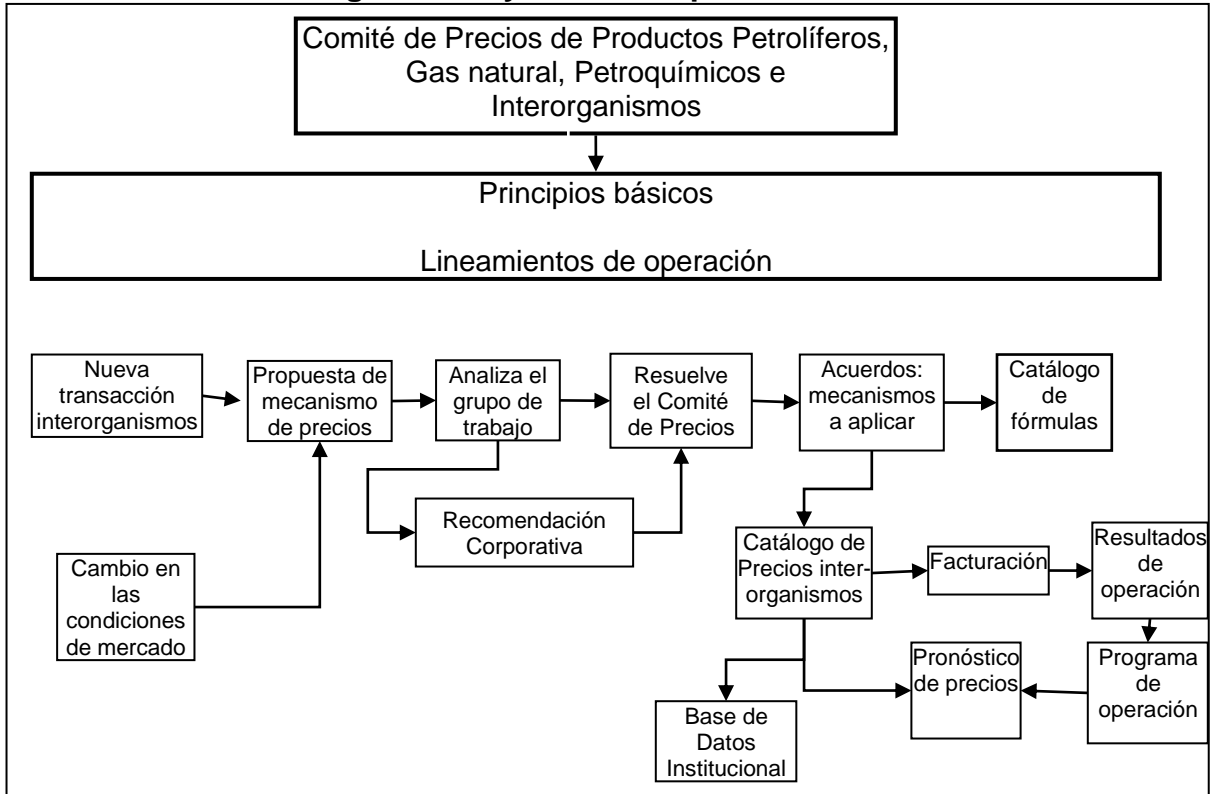


Figura 14. Sistema de precios y tarifas interorganismos

Costo de Oportunidad

Los precios interorganismos reflejan el costo de oportunidad de cada producto en el mercado internacional, las condiciones de oferta y demanda en el mercado local y las diferencias de calidad con el producto de referencia.

El costo de oportunidad es el valor económico acorde a sus usos alternativos.

En el mercado internacional es igual al valor del producto para el usuario marginal, ajustado por diferencias de calidad y logística de transporte.

Reconoce el hecho de que cuando se emplean recursos de un modo particular, se está renunciando a la posibilidad de utilizarlos de otra forma.

El esquema permite maximizar las utilidades de una empresa en un entorno competitivo.

La utilización de precios de mercado internacional en la fijación de precios: a) permite que PEMEX deje de actuar virtualmente como monopolio, b) contribuye a la medición del desempeño económico de los organismos en un entorno competitivo, y c) contribuye a mejorar el proceso de toma de decisiones operativas y de inversión.

La maximización de utilidades en un proceso productivo ocurre cuando el costo marginal es igual al ingreso marginal. En una economía abierta, el ingreso marginal está determinado por el precio internacional más (menos) el costo de transporte, si el balance de productos es deficitario (si el balance es superavitario).

Esta metodología de precios facilita la toma de decisiones sobre la conveniencia de producir internamente o importar para satisfacer la demanda interna, o de generar excedentes exportables, de tal forma que se maximice el valor económico de PEMEX.

Se justifica su aplicación debido a los siguientes factores:

1. PEMEX comercializa casi la mitad de su producción de petróleo crudo en el exterior y un volumen significativo de productos petrolíferos y petroquímicos.
2. Dada la apertura que ha experimentado la economía mexicana en los últimos años, ha sido necesario adecuar la competitividad de Petróleos Mexicanos.
3. La amplitud del mercado internacional de hidrocarburos, implica que un gran número de las corrientes que fluyen entre las áreas operativas de Pemex sean susceptibles de comercializarse.

Los precios de mercado están basados en evaluaciones confiables del mercado spot.

Los precios de Catálogo se basan en fórmulas acordadas con anticipación.

Cuando un producto tiene que ser transferido por limitaciones de infraestructura y los precios resultan mayores que el valor de indiferencia del comprador, o menores que el del vendedor, se ajusta la fórmula de precios de manera que queden satisfechas ambas partes.

Tabla 3. Valor de las ventas de PEP a otras empresas subsidiarias

	millones de pesos								
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Total	91,311.3	71,599.9	92,369.5	312,252.3	264,923.8	281,650.3	418,093.4	545,609.4	
A Pemex Refinación	63,121.9	45,441.3	60,730.9	117,244.6	94,345.4	107,213.0	151,818.3	195,476.3	
Petróleo crudo	62,973.9	45,320.4	60,595.6	117,075.4	94,242.0	106,972.3	151,693.3	196,478.6	
Pesado	19,307.8	13,133.8	21,492.7	42,298.8	28,698.6	38,462.7	61,551.2	82,359.8	
Ligero	42,424.8	31,297.8	37,953.5	72,362.4	64,637.6	65,597.4	88,828.4	112,595.3	
Superligero	1,241.3	888.7	1,149.4	2,414.2	905.8	2,912.1	1,313.7	1,523.5	
Gas húmedo amargo	165.3	118.4	129.4	156.4	100.3	235.2	107.9	24.1	
Condensados dulces	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.3	0.0	
Otros	-17.3	2.5	5.9	12.8	3.1	5.6	0.8	-1,026.4	
A Pemex Gas y Petroquímica Básica	28,174.7	26,142.9	31,628.5	57,563.8	59,258.1	45,486.2	86,463.9	109,537.9	
Petróleo crudo	14.0	7.8	0.3	3.0	2.7	1.3	1.1	2.8	
Ligero	14.0	7.8	0.3	3.0	2.7	1.3	1.1	2.8	
Gas natural	24,751.1	23,558.0	28,396.6	51,930.1	53,697.0	41,303.0	80,035.7	99,550.2	
Amargo	19,824.5	17,493.4	19,845.3	37,068.7	38,257.1	28,922.3	55,967.7	66,263.8	
Seco	2,551.0	3,705.4	5,411.6	9,311.5	9,605.3	7,276.9	15,054.7	19,099.0	
Dulce	2,375.6	2,359.3	3,139.7	5,550.0	5,834.6	5,103.8	9,013.4	14,187.4	
Condensados	3,394.6	2,559.5	3,160.3	5,893.0	5,582.5	4,178.9	6,437.9	9,690.5	
Amargos	3,360.2	2,502.1	3,070.9	5,698.9	5,364.8	3,899.2	5,913.7	8,828.5	
Dulces	34.4	57.4	89.5	194.0	217.7	279.7	524.2	862.0	
Ajuste comercial a PGPB*	0.0	0.0	43.2	-300.0	-63.7	-35.8	-148.8	0.0	
Otros	15.0	17.5	28.2	37.7	39.6	38.9	138.0	294.4	
A Pemex Petroquímica	0.3	0.4	0.5	0.4	0.2	1.4	1.2	0.9	
A Pemex Internacional	81,693.7	58,556.3	83,976.2	137,431.0	111,309.4	128,937.3	179,797.6	240,582.9	
Petróleo crudo	81,693.7	58,556.3	83,976.2	137,431.0	111,297.8	128,937.3	179,779.0	240,380.5	
Olmeca	27,316.1	20,392.6	27,005.4	39,863.6	25,935.2	21,487.1	24,926.4	35,973.3	
Maya	43,067.9	29,860.1	45,080.5	86,290.3	77,902.8	102,497.4	150,848.0	198,521.4	
Istmo	11,309.7	8,149.9	11,474.7	10,560.7	6,614.1	3,800.0	2,778.0	4,322.7	
Altamira	0.0	153.7	415.7	716.4	845.7	1,152.8	1,226.6	1,563.0	
Condensados dulces	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.6	202.5	
Ajuste comercial	0.0	0.0	0.0	0.0	11.7	0.0	0.0	0.0	
Al Corporativo	14.4	15.3	9.5	12.4	10.7	12.4	12.4	11.3	

* Incluye descuento del 25% por cobertura a industriales.

Valor de las compras de PEP a otras empresas subsidiarias

	millones de pesos							
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total	9,760.5	10,922.3	11,512.2	20,553.2	22,980.1	20,952.1	34,591.5	42,027.2
De Pemex Refinación	1,538.7	1,712.9	2,069.2	2,231.3	2,649.8	2,801.8	3,152.1	4,226.7
Pemex Diesel	352.2	333.7	668.1	1,597.7	2,055.3	2,235.3	2,478.5	3,285.8
Gasolinas	116.0	125.0	126.3	141.9	147.3	150.7	147.8	156.1
Otros	1,070.5	1,254.2	1,274.8	491.7	447.2	415.8	525.7	784.8
De Pemex Gas y Petroquímica Básica	5,155.5	5,367.0	5,279.8	12,189.7	14,121.5	11,075.0	22,993.6	29,286.5
Gas seco	4,965.8	5,230.0	5,115.7	11,836.1	13,795.0	10,770.7	22,566.6	28,698.2
Otros	189.7	137.0	164.0	353.7	326.5	304.3	427.0	588.4
De Pemex Petroquímica	23.3	39.9	29.2	37.1	40.0	39.6	156.3	81.6
Especialidades petroquímicas	15.5	26.2	21.4	30.8	32.7	33.3	35.9	59.6
Aromina 100	0.5	0.2	1.8	1.8	3.8	2.7	2.9	6.6
Ácido muriático	0.6	1.8	1.4	1.2	1.5	1.1	0.9	0.1
Otros	5.7	8.1	4.2	3.0	2.0	2.5	116.6	15.3
Del Corporativo	3,043.0	3,802.6	4,134.1	6,095.1	6,168.7	7,035.6	8,289.5	8,432.4

Tabla 4. Valor de las compras de PEP a otras empresas subsidiarias

III.2.1.2 Lineamientos básicos de operación.

Precio de mercado. Los precios interorganismos deben reflejar el costo de oportunidad internacional de cada producto, incluyendo ajustes por diferencias de calidad respecto al producto de referencia y el costo neto de logística en el lugar de la transacción.

Cuando no se disponga de una referencia de mercado internacional, a la que se le pueda dar seguimiento:

- A) Se aplicarán mecanismos alternativos que se presentan en la práctica comercial internacional
- B) Se podrán usar como referencia precios representativos de mercados locales.

Consistencia. Los precios interorganismos y al público de un producto dado deberán ser consistentes en cuanto a temporalidad y metodología. Es

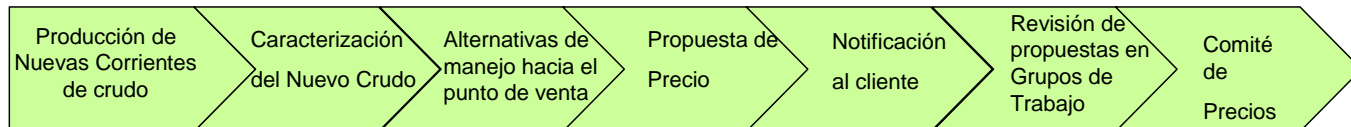
recomendable que el período de referencia para el cálculo de precios de insumos y productos sea el mismo.

Simplicidad. La metodología para el cálculo de los precios interorganismos debe ser clara y fácilmente reproducible por los distintos organismos. La complejidad del cálculo se justifica únicamente cuando no existe mejor alternativa para transmitir a los organismos las señales económicas adecuadas.

- Oportunidad. El precio deberá estar disponible por vía electrónica el segundo día hábil a partir de su modificación para facilitar la facturación, los registros contables y la elaboración de estados de resultados por empresa.
- Mecanismos de estímulo económico. En el caso de proyectos estratégicos de Petróleos Mexicanos cuya realización implique afectar los resultados para la subsidiaria o filial que los realice, se otorgarán estímulos incorporados a la fórmula de precios para garantizar su realización.
- Resguardar el interés de PEMEX. Cuando la adopción de cierto mecanismo de precios ocasione un perjuicio a la empresa en su conjunto, como en el caso de que induzcan cierre de pozos o de plantas que son parte de una cadena de valor, se evaluará el impacto económico neto, y se consultará a las autoridades, a fin de ajustar el mecanismo de precios para garantizar el beneficio de Petróleos Mexicanos en su conjunto.
- Tarifas de servicios auxiliares. Cuando no se disponga de una referencia internacional representativa del servicio de interés, a la que se le pueda dar seguimiento, las tarifas interorganismos se determinarán en base al costo del servicio. En el caso de las empresas filiales, será necesario adoptar los criterios de precios de transferencia.

III.2.1.3 Mecanismo para la incorporación de nuevas corrientes de crudo al Catálogo de Precios Interorganismos

Estrategia de Producción y Comercialización



Producción de las nuevas corrientes de crudo

- La Región-Activo (PEP) correspondiente proporcionará el pronóstico de producción del nuevo crudo en el corto, mediano y largo plazo.
- El Activo coordinado por la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos GTDH de la Región, programa el análisis de los estudios (assays) de nuevas corrientes de crudo.

Caracterización del nuevo crudo

- Es necesaria la caracterización del crudo mediante análisis de destilación por el estudio o análisis (assay) de Punto de ebullición real (TBP true boiling point).
- La Región informa a GTDH, y a su vez GTDH a la SOC Gerencia de Enlace Comercial de Hidrocarburos (GECH-GDH).
- La GECH evalúa en valor económico las nuevas corrientes de crudo.

Alternativas de Manejo hasta el punto de venta

- Internamente la SOC propone la mejor alternativa de manejo y comercialización del nuevo crudo (PEP).
- Regiones avalan la estrategia.
- Evita ajustes comerciales enviando señales antes de incorporarlo.

Propuesta de Precio

- La GECH enviará a la Gerencia de Precios de la Dirección Corporativa de Finanzas DCF la propuesta del mecanismo del precio del Nuevo Crudo.
- DCF-GP (Gerencia de precios) convoca a las partes PEP, PREF y PMI en su caso.

Notificación al cliente

- Definición de las condiciones de entrega.
- Definición del volumen, calidad y punto de entrega.

Revisión de propuestas en grupos de trabajo

- -Resultados de la valoración del crudo por parte de la Gerencia de Precios.
- -Definición del mecanismo de precio del nuevo crudo.
- -Dictamen del grupo de trabajo.

Comité de precios

- La GECH presenta ante el comité el mecanismo de precio del nuevo crudo para su inclusión en el catálogo de precios interorganismos

III.2.2 Precios del Crudo Mexicano

Respecto de la mezcla mexicana el diferencial de su precio con el de WTI se ha ampliado de manera considerable. Mientras que en los últimos tres años al diferencial de precios promedio entre el WTI y la mezcla mexicana fue de seis dólares por barril, en el último año se incrementó a más de nueve dólares. Esto se explica por dos factores: la capacidad de producción excedente de Arabia Saudita, cuyos incrementos recientes de la oferta, fueron en su mayor parte de crudos pesados con características que compiten directamente con el petróleo mexicano; la situación de precios altos y capacidad de refinación al límite, sesgaron la demanda hacia hidrocarburos ligeros. Cabe recordar que México produce en su mayor parte crudos pesados.

En 2004 el precio promedio ponderado de la canasta mexicana de crudos de exportación se ubicó en 30.96 dólares por barril, 6.25 dólares por arriba de su cotización en 2003.

Por su parte, el crudo tipo Maya fue valuado en 29.76 dólares por barril, el Istmo en 38.33 dólares y el Olmeca en 39.34 dólares.

La cotización promedio del crudo exportado al continente americano ascendió 31.36 dólares por barril; en los casos de Europa y el lejano oriente, la valuación alcanzó los 28.40 y 27.76 dólares, respectivamente.

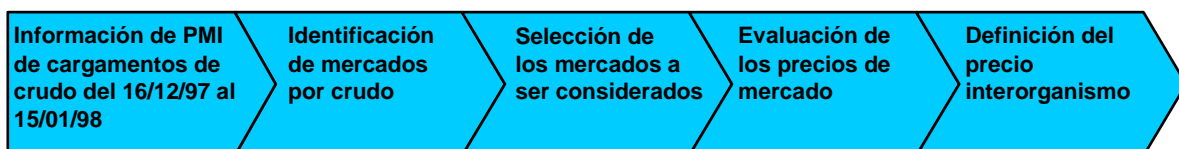


Fuente: Reporte Anual 2004 PFMEX PEP

Figura 15. Estadística mensual promedio de la mezcla mexicana de exportación

III.2.2.1 Mecanismos de precios de los crudos Mexicanos.

Precios Interorganismos



- El precio interorganismos de los crudos Maya, Istmo, Olmeca y Altamira corresponde al precio marginal de mercado menos la comisión comercial a PMI, con una logística de paridad en Nuevo Teapa y un ajuste por diferencial de temperaturas entre el precio de referencia y las condiciones Pemex. El crudo Istmo lleva un ajuste de calidad por diferencial de rendimientos respecto al Istmo exportado.
- El precio interorganismos de los crudos no exportables se determina a partir de un precio de referencia, el de Istmo o Maya, según el tipo de crudo, ligero o pesado, ajustado por el diferencial de rendimientos respecto al crudo de referencia más un costo de logística en el punto de entrega y el ajuste por diferencial de temperatura.

Precios de Exportación

- Los precios de exportación se determinan en base a una canasta de cotizaciones de referencia en el mercado internacional, ajustada por una constante que determina el Grupo Interinstitucional de Comercio Exterior de Hidrocarburos GICEH cada mes para mantener su competitividad.
- Actualmente se utiliza solamente un mecanismo para la fijación de precios de exportación de petróleo crudo.

III.2.2.2 Formulas de precios de exportación de crudos

Fórmulas de precios. Las fórmulas de precios determinan a nivel diario, los precios de venta para el crudo con destino a América, Europa y Lejano oriente.

Crudo de Exportación a América.

$$\begin{aligned}
 \text{Maya} &= 0.4 (\text{WTS} + \text{FO No. 6, 3\%S}) + 0.1 (\text{LLS} + \text{Brent DTD}) + K1 \\
 \text{Istmo} &= 0.4 (\text{WTS} + \text{LLS}) + 0.2 (\text{Brent DTD}) + K2 \\
 \text{Olmeca} &= 0.333 (\text{WTS} + \text{LLS} + \text{Brent DTD}) + K3
 \end{aligned}$$

Crudo de Exportación a la Costa Oeste de EU.

$$\text{Maya} = 0.333 (\text{WTI} + \text{ANS} + \text{Kern River}) + \text{K4}$$

Crudo de Exportación a Europa.

$$\text{Maya} = 0.527 (\text{Brent DTD}) + 0.467 (\text{FO No. 6, 3.5\%S}) - 0.25 (\text{FO No. 6, 1\%S} - \text{FO No. 6, 3.5\%S}) + \text{K4}$$

$$\text{Istmo} = 0.887 (\text{Brent DTD}) + 0.113 (\text{FO No. 6, 3.5\%S}) - 0.16 (\text{FO No. 6, 1\%S} - \text{FO No. 6, 3.5\%S}) + \text{K5}$$

Crudo de Exportación al Lejano Oriente.

$$\text{Maya} = (\text{Omán} + \text{Dubai}) / 2 + \text{K7}$$

$$\text{Istmo} = (\text{Omán} + \text{Dubai}) / 2 + \text{K8}$$

Donde:

WTS:	Precio spot del crudo West Texas Sour en Midland, Platt's Crude Oil Marketwire
LLS:	Precio spot del crudo Louisiana Light Sweet, Platt's Crude Oil Marketwire
Brent DTD:	Precio spot del crudo Brent dated, Platt's Crude Oil Marketwire
ANS:	Precio spot del crudo Alaska North Slope, Platt's Crude Oil Marketwire
Kern River:	Precio spot del crudo Kern River, Platt's Crude Oil Marketwire
Omán:	Precio spot del crudo Omán, Platt's Crude Oil Marketwire
Dubai:	Precio spot del crudo Dubai, Platt's Crude Oil Marketwire
FO No. 6,3% S:	Precio spot del Fuel Oil No. 6, 3% de azufre CNGM, Platt's U.S. Oilgram Marketscan
FO No. 6, 3.5%S:	Precio spot del Fuel Oil No.6 3.5% de azufre, NW Europe cargoes CIF, Basis ARA, Platt's
FO No. 6, 1%S:	Precio spot del Fuel Oil No. 6 1% de azufre, NW Europe cargoes CIF, Basis ARA, Platt's

III.2.2.3 Criterios básicos de selección de crudos y productos de referencia en las fórmulas.

- Adecuación a los rendimientos y el valor económico.

La fórmula adoptada debe reflejar fielmente los rendimientos netos de los crudos mexicanos en la refinería marginal de cada región de destino (Valor Económico Bruto VEB), incluso ante variaciones de precios relativos.

Valor Económico Bruto (VEB) en Refinería

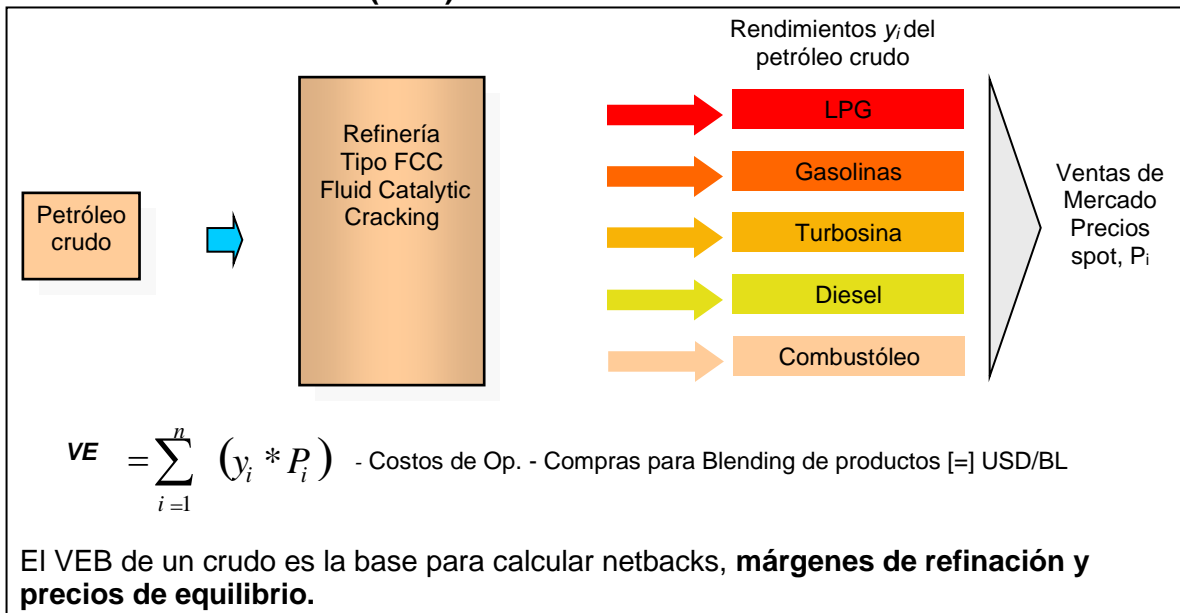
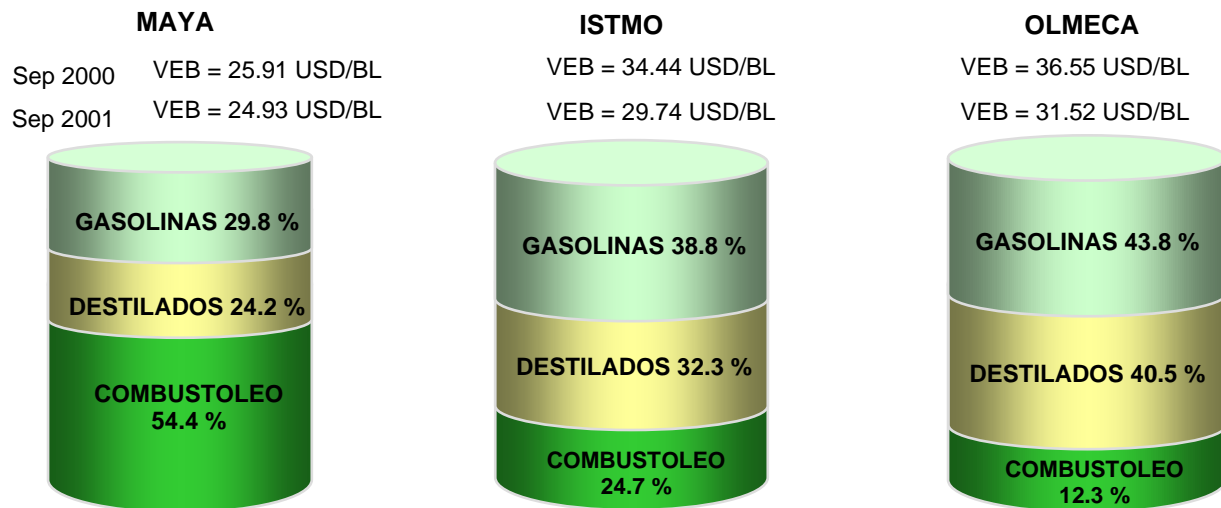


Figura 16. Valor Económico Bruto (VEB) en Refinería

Valor Económico del crudo, Rendimientos y Calidad de Exportación



- Adecuación al mercado

Los precios Spot de los crudos y productos deben reflejar las condiciones de los mercados en los cuales se vende el crudo mexicano.

- Comercio activo

Los crudos y productos seleccionados deben estar presentes permanentemente en el mercado.

- Cotizaciones de precios diarias y confiables.

III.2.2.4 Determinación del término constante

Para determinar el término constante que se incluye dentro de las fórmulas de exportación, se ha creado un grupo llamado GICEH (Grupo de Trabajo Interinstitucional de Comercio Exterior de Hidrocarburos), el cual incluye a PEP, PMI, Secretaría de Energía, Secretaría de Hacienda, Secretaría de Economía, los cuales realizan ajustes a las constantes de los precios de los crudos nacionales, Los ajustes autorizados por el GICEH tienen como finalidad mantener la competitividad del petróleo mexicano en sus distintas calidades en el mercado petrolero internacional, frente a los movimientos que se registran en las cotizaciones de los crudos marcadores de referencia. Los ajustes de los precios obedecen principalmente a tres factores:

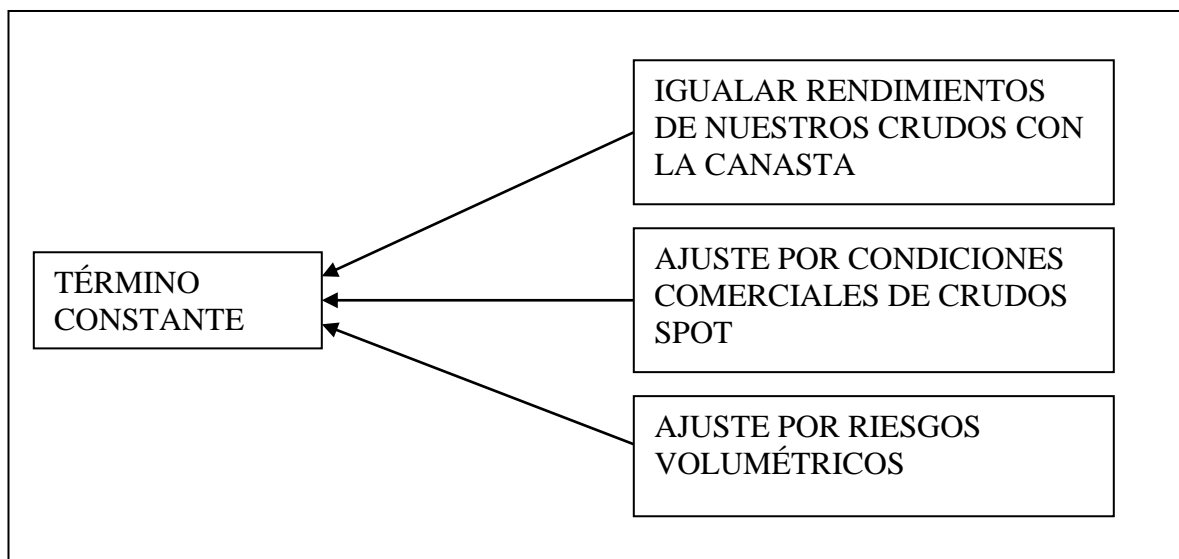


Figura 18. Determinación del Término constante

III.2.2.5 Situación y perspectivas de los crudos mexicanos de exportación en el mercado internacional (Ajustes a la constante)

Maya, destino América. Ajustes realizados a la constante del crudo (USD/Barril)

Los crudos sauditas referenciados, en América, al benchmark WTI, han ejercido fuerte presión en el mercado.

El precio del combustóleo de alto azufre en la fórmula favoreció la competitividad del Maya.

Durante los meses de agosto y septiembre, en los estados de Texas, Louisiana y Mississippi fueron golpeados por los huracanes Katrina y Rita, afectando el proceso en refinerías y por ende la importación del crudo Maya provocando su desvío hacia otros mercados.

Por un lado, con las variaciones de la constante se mantuvo la competitividad y volúmenes en el mercado, y por otro lado, el precio de dic/04 a dic/05 tuvo un incremento de 14.57 US/Bl.

Istmo, destino América. Ajustes realizados a la constante del crudo (USD/Barril)

La competitividad del Istmo se ha beneficiado en América debido al mejor rendimiento en destilados respecto a sus competidores.

La apertura del diferencial WTI-Brent refleja gran parte la mejora en el precio del crudo Istmo. Se busca colocar el mayor volumen en América y lo restante en Europa.

El incremento en el precio del crudo Istmo desde dic/04 a dic/06 es de 16.76 US/Bl.

Olmecca, destino América. Ajustes realizados a la constante del crudo (USD/Barril)

El crudo Olmecca ha tenido buena aceptación por su contenido de destilados intermedios. La apertura del diferencial WTI-Brent, beneficio la competitividad del Olmecca.

Se han incrementado las importaciones de crudos alternos desde principios de octubre, provenientes de Canada, Arabia Saudita, Nigeria y Venezuela.

La colocación del crudo Olmecca se dificultó en el segundo semestre de 2005 por efectos de los huracanes.

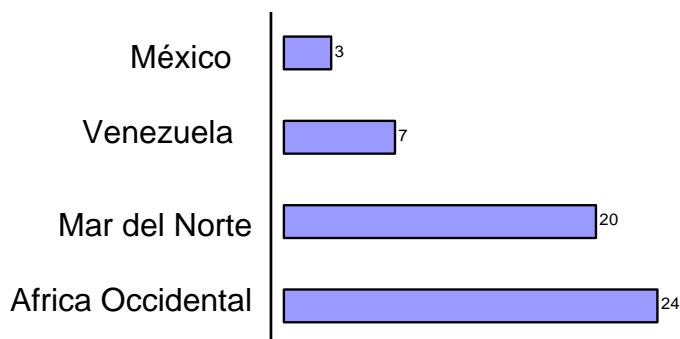
Para el período de dic/04 a dic/05, se tuvo un diferencial de precio del crudo Olmecca de 14.17 US/Bl.

III.2.2.6 Mecanismo de aplicación y periodo de referencia para fórmulas de exportación

Con el objeto de que los crudos mexicanos compitan regionalmente con aquellos crudos de entrega prácticamente inmediata, se establecieron periodos de referencia para aplicación de las fórmulas asociados a la fecha de expedición del conocimiento de embarque.

COSTA DEL GOLFO DE MÉXICO

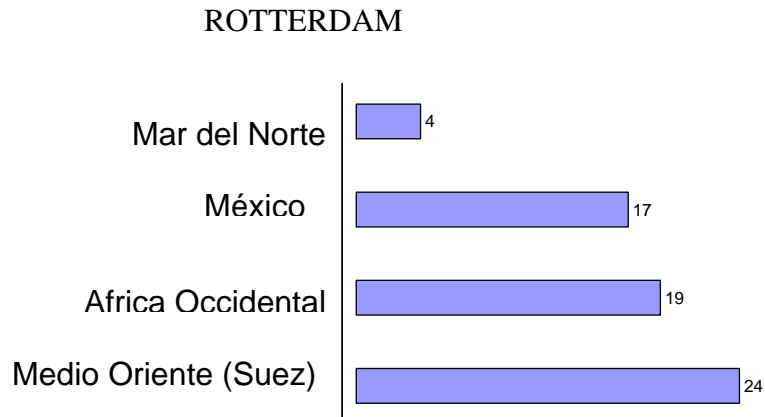
DIAS DE TRANSPORTE



APLICACIÓN

AMERICA

Los precios de los crudos mexicanos se definirán con el promedio de cotizaciones de los cinco días centrados alrededor de la fecha de expedición de conocimiento del embarque.
(Días -2, -1, 0, 1, 2)

**EUROPA**

Los precios de los crudos mexicanos se definirán con el promedio de cotizaciones de los cinco días centrados alrededor del quinceavo día siguiente a la fecha de expedición del conocimiento de embarque.

(Días -2, -1, 0, 1, 2)

III.2.2.7 Fuentes de información para el cálculo de precios

FUENTES DE INFORMACIÓN	AMÉRICA	EUROPA
CRUDO	Platt'S Crude Oil Market Wire	Platt'S Crude Oil Market Wire
	Brent (Dated) WTS ANS (Cif Us Gulf, Mes mas cercano) LLS	Brent (Dated)
PRODUCTOS	Platt'S U.S. Market Scan	Platt'S European Market Scan
	Combustóleo 3% (Us Gulf Waterborne)	Combustóleo 1% (CIF NWE Cargoes) Combustóleo 3.5% (CIF NWE cargoes)

Servicios de reporte del precio del crudo

Reportes en línea

Un cierto número de servicios de pantalla proveen las cuotas spots del crudo, alrededor del mundo, con noticias de aceites y estadísticas.

Los servicios en línea incluyen:

- Monitor del Aceite Reuter
- Telerate (propiedad de Dow Jones)
- Knight Ridder (puente)
- Bloomberg
- Dow Jones
- Internet

- Reportes Diarios
 - Noticias de Platt´s
 - Reportes del escaneo de mercado de Platt´s (para precios de producto en EU, Europa y Lejano Oriente)
 - Argus Petrolero
 - Servicio de información del precio del crudo
 - Precios Spots por compañías Mayores o compañías Estatales

- Reportes Impresos Semanales

Existen Numerosos Reportes Semanales publicados, incluyendo:

- PIW (Petroleum Intelligence Weekly)
- Weekly Petroleum Argus

Además de información de la Oferta/demanda, los reportes semanales proporcionan antecedentes y sustancia importante de la imagen completa y general que está detrás de las cuotas diarias.

III.2.2.8 Precio marginal de petróleo crudo para mercado Interno.

Los precios interorganismos de petróleo crudo toman como referencia al precio del mercado marginal, entendido éste como el mercado internacional de exportación que reporta el menor precio promedio de ese crudo en el periodo de referencia. Incluyen el margen comercial, que equivale a la comisión a PMI, y un costo de logística según el sitio de transferencia.

Para ser considerados como mercado marginal, los mercados de exportación deben ser representativos (al menos 10 MBD en los últimos 3 meses) y consistir en verdaderas opciones de colocación para Pemex. El volumen mínimo no aplica para el crudo Altamira.

Determinación del precio marginal de petróleo crudo

Para cada crudo, un mercado se define por la aplicación de una fórmula de precios.

El precio considerado en cada mercado refleja el precio promedio que se obtiene de aplicar la fórmula de precios de exportación, que depende de los precios promedio de crudos marcadores en el periodo de referencia.

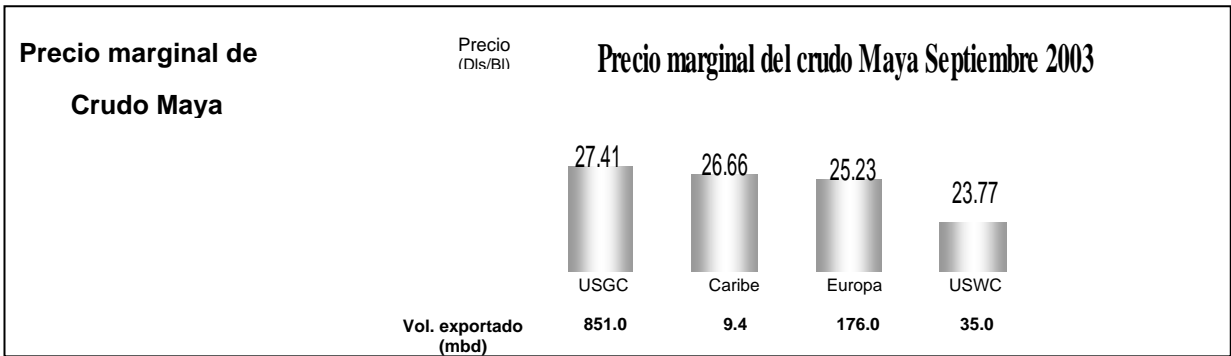
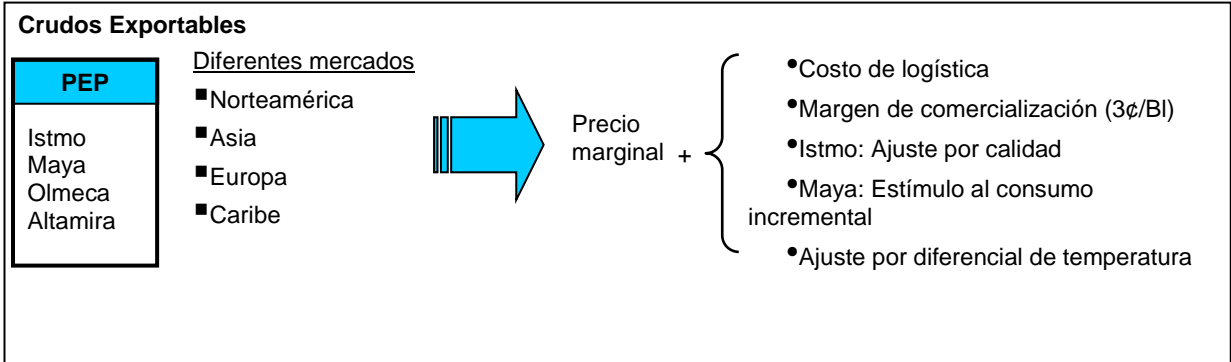


Figura 19. Costo marginal Crudos Exportables

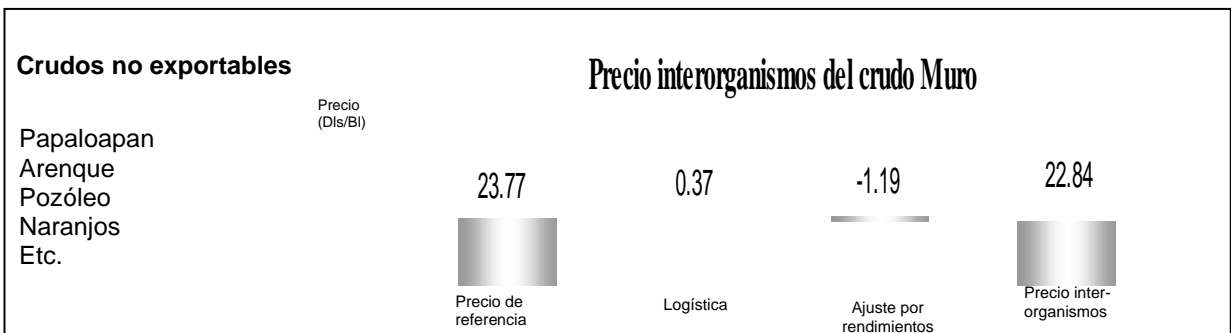
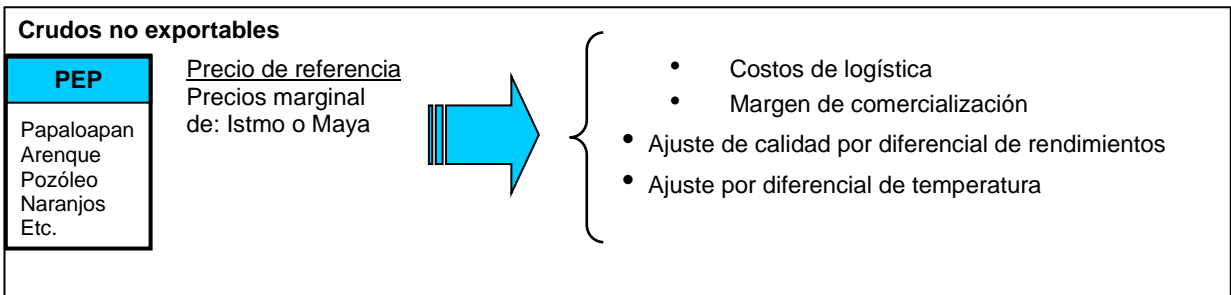


Figura 20. Costo marginal de Crudos No Exportables

III.3 REGULACIÓN DEL MERCADO DE PETRÓLEO CRUDO EN MÉXICO

III.3.1 Aspectos generales de la regulación del petróleo en México

La constitución especifica al estado como único dueño de los hidrocarburos, como consecuencia el único posible productor o explotador, No se permiten algún tipo de concesiones u otros tipos de acuerdos de compartir-producción, ni contratos de riesgos son garantizados.

El art. 28 de la constitución prescribe que la “Industria Petrolera”, está reservada exclusivamente al gobierno federal. Las regulaciones a la ley del petróleo establecen que PEMEX, que es una empresa del estado, deberá llevar a cabo la exploración y producción en tierra pública y privada. Los terratenientes dueños de tierras en donde se encuentran yacimientos petroleros son indemnizados para la ocupación de la tierra de acuerdo a los términos de la ley de Expropiación basados en el valor comercial de la tierra afectada.

De acuerdo a la constitución el título de propiedad sobre yacimientos petroleros, recae en el estado, quien confía su explotación a PEMEX a través de su subsidiaria PEP PEMEX E&P (que hoy en día la mayor actividad de explotación, se lleva acabo por medio del contrato de los servicios a empresas prestadoras de servicios). Recientemente PEMEX ha diseñado un esquema conocido como Contratos de Servicios Múltiples CSM, en donde se contratan un paquete de servicios incluidos, dando mayor libertad a la empresa contratada para desarrollar los servicios en el área garantizada para la producción, el pago se basa en las unidades de trabajo desarrolladas y tiene una estrecha relación con la cantidad de hidrocarburos producidos.

Las únicas limitaciones impuestas a la explotación de hidrocarburos en México son ambientales y arqueológicas.

En explotación costafuera la única que aplica es la cuestión ambiental

En México no existe algún órgano o agencia reguladora de las actividades petroleras, sin embargo el secretario de Energía es el encargado de la política energética, PEMEX tiene una amplia latitud en las determinaciones de sus planes y en las actividades de sus negocios generalmente. Estos simplemente se someten al ministro de finanzas por cuestiones presupuestales.

En la producción de crudo en el mar, México ejerce sus derechos y jurisdicción en la plataforma continental de su territorio marino y en la zona económica exclusiva, de acuerdo a términos de la Ley Federal del Mar y Tratados Internacionales de la que México es parte, el territorio marino tiene una extensión de 12 millas náuticas, mientras que en la zona económica exclusiva es de 200 millas náuticas

“PEMEX mantiene derechos de soberanía para propósitos de exploración y explotación de todos los recursos naturales.”

La ley petrolera no regula explícitamente la habilidad de crear uniones de riesgo para compartir la producción petrolera. En ciertas áreas, tales como la transportación del aceite las uniones con PEMEX se pueden realizar con ciertas limitaciones. Esto es porque aunque existan restricciones legales PEMEX debe mantener el control de las actividades consideradas parte de la industria petrolera.

Transporte

En general el transporte de aceite crudo es tomado por PEMEX E&P, que tiene en principio el monopolio legal de esta actividad. Sin embargo no existen restricciones legales en que terceras partes construyan y operen las líneas para PEMEX, el transporte de algunos derivados como gas LP (LPG), puede realizarse por partes privadas sin alguna restricción en inversión privada.

Seguridad Industrial y Protección Ambiental

PEMEX debe obtener una aprobación por parte de las leyes federales ambientales para sus proyectos de explotación en términos de impacto ambiental. Bajo la ley general de equilibrio ecológico y protección ambiental, PEMEX necesita realizar

estudios que valúen el impacto ambiental y en ciertas ocasiones estudios de riesgo, de igual forma necesita la aprobación del Secretario de Medio Ambiente y Recursos Naturales SEMARNAT, para proceder con los permisos de explotación.

Internacional

Los tratados Internacionales, junto con la constitución y leyes federales, constituyen la ley suprema de la tierra. Las políticas regulatorias han sido altamente influenciadas por la variedad del libre comercio y tratados de inversión que ha firmado México, particularmente en el caso del TLC donde los inversores canadienses y Norte Americanos han adoptado algunos derechos que la ley mexicana no les permitiría bajo otro esquema legal

Impuestos

PEMEX se encuentra extremadamente agobiado con impuestos por el gobierno federal. PEMEX no esta sujeto a impuestos por ingreso, sino a un régimen especial donde pagan un impuesto fijo a hacienda por la producción o producto vendido en el Mercado nacional o internacional. El impuesto está realmente formado por una serie de diferentes impuestos, y es aproximadamente de 60.8 por ciento, sin deducciones permitidas. PEMEX además deberá pagar un adicional 39 por ciento en los excedentes de las ventas petroleras a partir de un precio fijo promedio que es establecido por en un esquema anual dentro del presupuesto federal.

Las ventas de de petróleo y diesel tienen un impuesto especiales productos y servicios.

Gran cantidad del presupuesto del gobierno (en 2005 37% aprox) proviene de los impuestos recaudados de la producción y ventas de PEMEX.

Precios

El régimen para establecer los precios en México se establece según los precios de los mercados.

III.3.2 Políticas de comercialización de petróleo crudo de PMI

III.3.2.1 Antecedentes

P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. (PMI) es la filial de Petróleos Mexicanos (PEMEX) encargada de la comercialización internacional de petróleo crudo y de la prestación de servicios a diferentes empresas filiales de PEMEX que se encargan tanto de la comercialización de hidrocarburos y productos petroquímicos, como de supervisar las inversiones de PEMEX en el exterior. Su misión es incrementar el valor de PEMEX y sus Organismos Subsidiarios a través del comercio internacional. Las presentes políticas establecen los lineamientos generales dentro de los cuales se realiza la comercialización de petróleo crudo y se prestan servicios a ciertas filiales de PEMEX.

III.3.2.2 Premisas básicas de Comercialización:

(a) El principal objetivo que persigue PMI en la comercialización del petróleo crudo y en la prestación de servicios es maximizar el valor de PEMEX y de las exportaciones petroleras mexicanas.

(b) PMI buscará vender el petróleo crudo que exporta a aquellos consumidores finales que por sus características particulares (ubicación geográfica, configuración de sus equipos de proceso u otras) deriven un mayor valor al procesar el petróleo crudo mexicano e intentando establecer una relación duradera.

(c) De acuerdo con lo establecido en el Artículo 26 del reglamento de la Ley Federal de Entidades Paraestatales, el petróleo crudo mexicano se vende a un precio que utiliza como referencia la cotización de materias primas similares en el mercado internacional.

(d) Siguiendo los lineamientos de precio establecidos en esta política, PMI ofrecerá el petróleo crudo que exporta utilizando la misma fórmula de precios para todos los clientes que se ubiquen en una región geográfica predeterminada, salvo

que la situación de mercado requiera la utilización de un precio especial, mismo que será informado al Consejo de Administración y al Grupo Interinstitucional de Comercio Exterior de Hidrocarburos (GICEH), lo antes posible.

(e) La comercialización del petróleo crudo se realiza únicamente a consumidores finales (incluyendo reservas estratégicas de países con los que México tiene relaciones diplomáticas) buscando el establecimiento de relaciones comerciales estables y duraderas.

(f) El crudo mexicano no podrá ser revendido en el mercado internacional, salvo autorización expresa de PMI. No se considerará reventa, cuando un cliente por razones operativas o logísticas relacionadas con el transporte utilizado o la situación de su refinería solicite intercambiar uno o más cargamentos de petróleo crudo con otro cliente.

III.3.2.3 Contratos

Las relaciones comerciales de PMI se basarán:

- En los contratos celebrados con sus diferentes clientes.
- En los términos y condiciones generales para venta, cuando se trate de ventas ocasionales.
- En la legislación vigente y aplicable a las actividades comerciales que desempeña.

Existen tres diferentes modalidades de contratos celebrados por P.M.I. Comercio Internacional S.A. de C.V. con sus clientes:

- Contratos renovables que pueden darse por terminados mediante aviso expreso de alguna de las partes dado con tres meses de anticipación.
- Contratos de tiempo o número de cargamentos predeterminados.
- Contratos de largo plazo (mayores a un año).

Los contratos por servicios serán los que celebra P.M.I. Comercio Internacional S.A. de C.V. con base a la normatividad vigente con las siguientes compañías:

- Inspectores
- Consultorías
- Laboratorios especializados
- Agentes Navieros
- Transporte
- Almacenamiento
- Servicios
- Cualquier otra que requiera la entidad para realizar sus actividades.

Para información de Términos y condiciones generales vigentes para la venta de petróleo crudo, que forman parte integrante de las presentes políticas, directamente con PMI Comercio Internacional.

III.3.2.4 Clientes

Los clientes con quienes podrán celebrarse contratos de compra-venta deberán cumplir las siguientes condiciones:

- Deberán ser consumidores finales de petróleo crudo, así como reservas estratégicas de gobiernos.
- El crudo mexicano sólo se comercializará para su consumo y no se podrá revender.
- Su situación financiera y capacidad de pago deberá ser evaluada y aprobada por el Comité de Crédito, de acuerdo a lo establecido en el Manual de Crédito.
- El crudo deberá destinarse a países con los que el Gobierno mexicano permita relaciones comerciales.

- El crudo mexicano se venderá directamente y no se aceptará la intervención de corredores, intermediarios u otros agentes de mercado que no sean consumidores finales.

La firma de contratos de compra-venta de petróleo crudo que se celebren con posterioridad a la autorización de esta norma, deberán ser informados al Grupo Interinstitucional de Comercio Exterior de Hidrocarburos (GICEH) y sólo podrán ser firmados por el Director General o el Director Comercial de Petróleo Crudo, que deberán contar con los poderes correspondientes. Adicionalmente a los requisitos generales señalados, las ventas ocasionales requerirán de la autorización expresa del Director Comercial de Petróleo Crudo para cada operación.

La venta de petróleo crudo se realizará con base en las fórmulas de precios, salvo que las condiciones del mercado requieran de un precio diferente, el cual deberá ser informado al Consejo de Administración y al Grupo Interinstitucional de Comercio Exterior de Hidrocarburos (GICEH).

Se deberá llevar un control de clientes a través de su perfil, el cual se actualizará periódicamente se recomienda que esta actualización se lleve a cabo semestralmente.

III.3.2.5 Volumen y Mezcla

PEMEX elabora con antelación al inicio de cada año, el Programa Operativo Anual (POA) en el que presenta el volumen para los diferentes tipos de crudo, disponible para comercialización por parte de PMI. PEMEX también elabora con antelación al inicio de cada trimestre, el Programa Operativo Trimestral en el que se ajusta el pronóstico del volumen de exportación disponible para los diferentes tipos de crudo.

PMI establece sus compromisos contractuales de acuerdo a la disponibilidad de los diferentes tipos de crudo que muestra el POA.

PMI en conjunto con la Gerencia de Enlace de PEMEX Exploración y Producción, elabora con 10 días de antelación al inicio de cada mes, el programa mensual de exportación de los diferentes tipos de crudo. En este programa mensual se acuerda finalmente el volumen de exportación de los diferentes tipos de crudo.

PMI podrá realizar ajustes en el volumen de exportación de los contratos renovables o de aquéllos por tiempo o número de cargamentos con base en el programa de PEMEX. En el caso de los contratos a largo plazo LP se realizará el mayor esfuerzo para satisfacer el volumen contractual.

PMI también podrá realizar ajustes en el volumen de exportación de los diferentes tipos de crudo, con base en las políticas dictadas por la Secretaría de Energía (SENER).

III.3.2.6 Inspección

Para el adecuado control de cantidades y calidades, y la correcta elaboración de facturas, PMI deberá certificar los cargamentos en puerto de carga a través de una compañía inspectora independiente.

De manera aleatoria, y con objeto de controlar los destinos, la calidad y la cantidad, del petróleo exportado, PMI podrá nominar un inspector independiente en el puerto de descarga, para certificar destino, calidad y cantidad. Los inspectores independientes serán contratados de acuerdo con las Condiciones Generales para la prestación de Servicios de Inspección Independiente.

III.3.2.7 Precios

Los precios del petróleo crudo para exportación se determinaran mediante las fórmulas autorizadas para tal propósito, las cuales están referenciadas a los precios internacionales de crudos y productos marcadores. La excepción será cuando las condiciones del mercado justifiquen un precio diferente y será

informada al Consejo de Administración y al GICEH. Conforme a lo estipulado por la Fracción I del artículo 26 del Reglamento de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos, los precios y tarifas de los bienes y servicios susceptibles de comercializarse internacionalmente, se fijarán considerando los prevalecientes en el mercado internacional de estos productos.

Las fórmulas se revisarán con base en las condiciones del mercado.

Las fórmulas incluyen una constante con el propósito de ajustar los precios de los crudos de exportación de acuerdo a las características del crudo y condiciones que el mercado presente, la constante incluida en las fórmulas se modifica mensualmente en un grupo de trabajo y son informadas al GICEH.

La valoración y los periodos de colocación dependerán de lo estipulado en cada contrato.

Las fórmulas vigentes al momento de aprobación de las presentes políticas se estudian con más detalle en la sección III.2.3 del presente capítulo.

III.3.2.8 Adquisición y Arrendamiento de Bienes y Servicios

El proceso de compras de PMI está basado en la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público y en las Políticas, Bases y Lineamientos Generales de Suministros en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios Para Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios Y Empresas Filiales aprobados por el Consejo de Administración para la adquisición de bienes y servicios necesarios para el desempeño de las actividades de la organización.

La compra de petróleo crudo se rige de conformidad con los términos y condiciones establecidos en el contrato celebrado con PEMEX- Exploración y Producción el día 1° de noviembre de 1994. De conformidad con lo estipulado en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, la

Nación, en este caso a través de PEMEX-Exploración y Producción, es la única facultada para llevar a cabo la venta de primera mano del petróleo crudo, por considerarse una actividad estratégica en términos de lo establecido en el artículo 28 Constitucional.

Fuente: PMI; www.pmi.com

Capítulo IV

ALTERNATIVAS DE COMERCIALIZACIÓN; CASO PRÁCTICO

Comercialización de petróleo crudo de un yacimiento a explotar

En la literatura especializada, es difícil encontrar algún procedimiento, método, ó secuencia lógica que indique cuales son las etapas o pasos necesarios para llevar a cabo la comercialización de un volumen de crudo. Sin duda, mucha de esta información se etiqueta como confidencial. Por ello, el objeto del presente capítulo es intentar mostrar a partir de las prácticas comerciales actuales, las etapas mínimas de análisis técnico económicas que son requeridas para llevar a cabo la comercialización de un volumen de petróleo crudo obtenido de la explotación de un yacimiento hipotético, sin que ello implique que sean reglas a seguir.

Sin duda, la información obtenida de la exploración y producción es fundamental para planear en forma adecuada el manejo de la producción, el transporte, el almacenamiento y su comercialización interna o externa, según se presenten las condiciones de oferta y demanda, en el mercado petrolero internacional.

Antes de mencionar o plantear las etapas mínimas de análisis técnico-económicas requeridas para llevar a cabo la comercialización de un volumen de petróleo crudo a partir de la explotación de un yacimiento petrolero, es necesario conocer algunos procesos en campo requeridos para los fluidos producidos, una vez producidos en la cabeza del pozo, a fin de poder transportar, almacenar o vender cualquier crudo producido.

IV.1 TRAYECTORIA DEL ACEITE DESDE EL YACIMIENTO HASTA SU PUNTO DE VENTA

IV.1.1 Procesamiento de campo del aceite crudo.

Una vez producidos los fluidos en la cabeza del pozo, - el petróleo crudo, gas natural, salmuera (agua) – deben ser procesados antes de su venta, transportación, reinyección o almacenamiento. Por tanto, la producción de aceite y gas incluye un cierto número de operaciones entre la cabeza del pozo y el punto de transferencia, de custodia, o transportación desde las instalaciones de producción.

Estas operaciones colectivamente son conocidas como tratamiento de campo, o “procesamiento de campo”.

De acuerdo con esto el “procesamiento de campo”, está definido como el procesamiento de aceite y/o gas para su almacenamiento o transporte (por tubería, buquetanques, o cochetanque (camión)), seguro y económico.

El procesamiento de campo petrolero además incluye el tratamiento de agua, ya sea aguas producidas para almacenamiento y/o reinyección, o aguas adicionales de inyección usadas como métodos de desplazamiento o mantenimiento de presión.

Algunas de las operaciones específicas que se siguen, en el tratamiento de los fluidos producidos son:

1. Separación: Separar las fases de vapor, aceite, y agua del gas proveniente del cabezal.
2. Deshidratación: Remover gotas de agua o Sedimento y agua (S & W), o Sedimento básico y agua (BS & W) del aceite crudo (conocido como tratamiento).
3. Desalado: Reducir el contenido de sal de un aceite crudo, al diluir el agua emulsionada de la corriente y después la deshidratación.

4. Endulzamiento: Remover H₂S y otros componentes del azufre.
5. Estabilización: Remover la mayor cantidad de componentes volátiles del petróleo crudo para reducir la presión de vapor Reid (RPV, por sus siglas en inglés), o más correctamente el punto de presión de burbujeo.

Como se muestra en la figura 1. la cadena de valor del procesamiento de campo de un aceite crudo, comienza en la cabeza del pozo y termina con la tubería, almacenamiento en tanques, o en buques. Como se muestra el procesamiento de campo consiste generalmente en dos distintas categorías de operación:

1. Separación de gas-aceite-agua (salmuera), de la corriente en sus fases individuales.
2. Remoción de impurezas de las fases separadas hasta alcanzar las especificaciones para su venta/transportación/reinyección, y/o regulaciones ambientales.

Obviamente, la selección y operación del equipo de tratamiento de campo depende muy fuertemente en el volumen y características de los gases producidos en la cabeza del pozo.

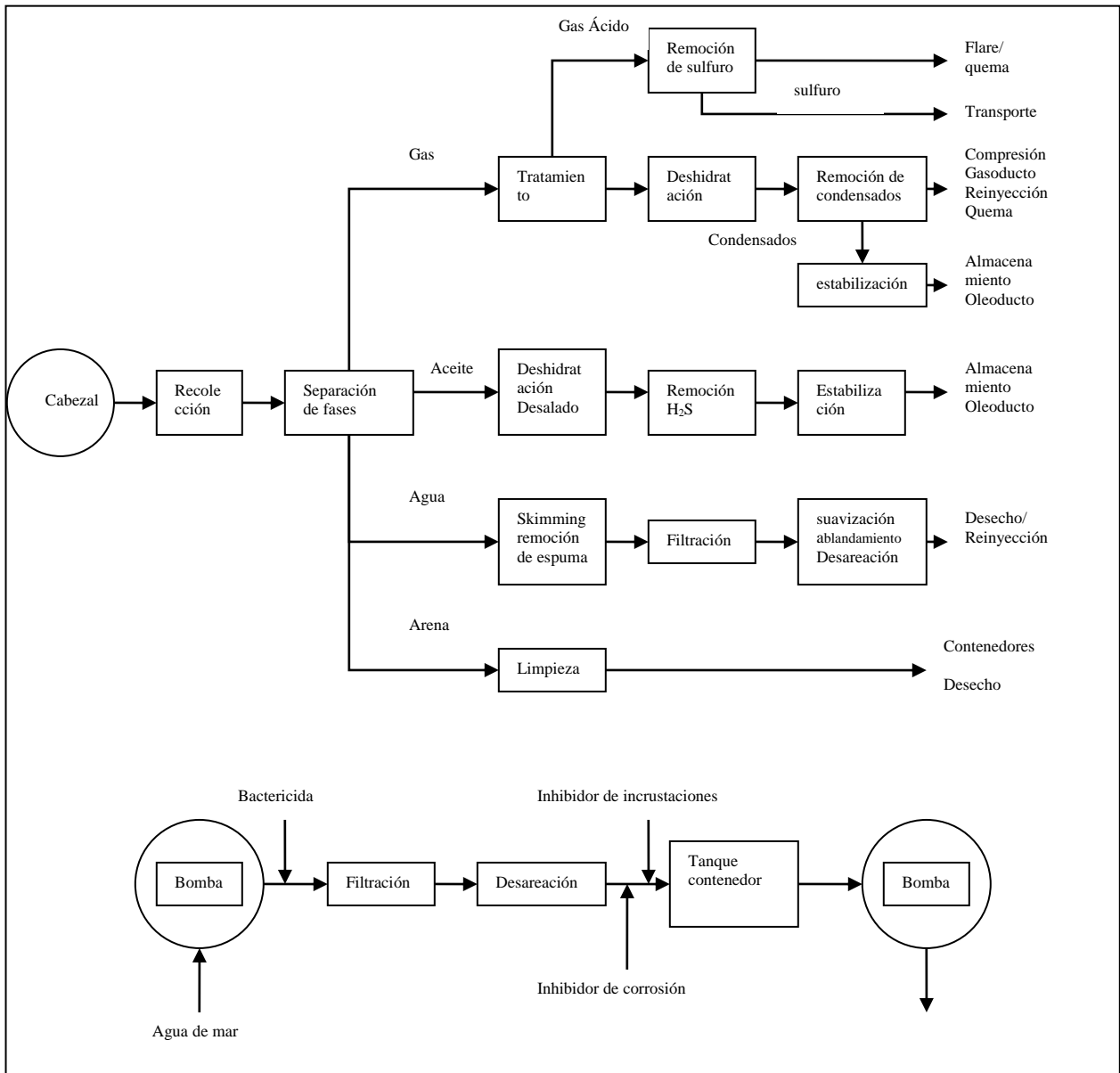


Figura 1. Procesamiento típico de campo

De cualquier forma los esquemas de de procesamiento dependerán no solamente de la corriente de la cabeza del pozo, sino también de la selección del producto y las especificaciones de entrega.

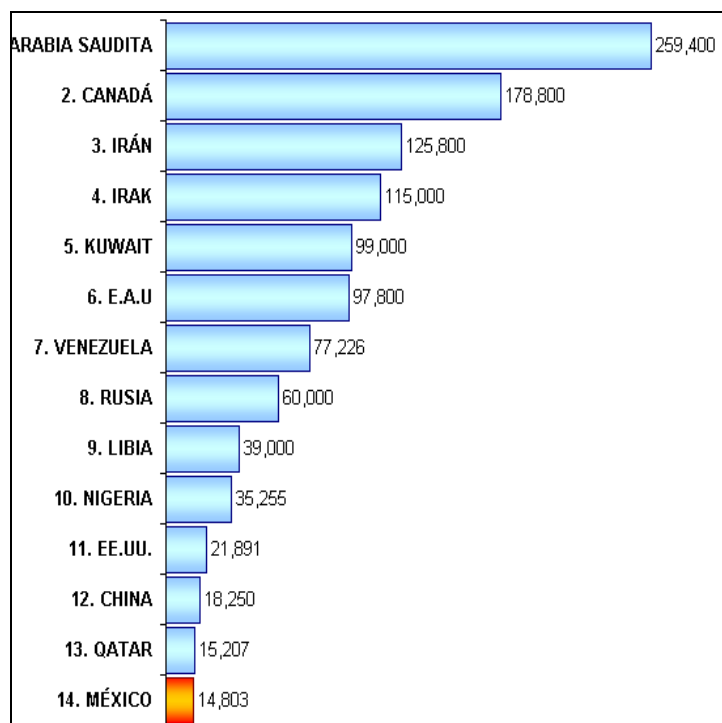
La producción de aceite crudo de campos petroleros, es una empresa Industrial mayor. Cerca de 60 MMbbl de crudo son producidos diariamente a nivel mundial.

La tabla 1 muestra estimaciones recientes de las más importantes reservas probadas en el mundo, mientras que en la tabla 2, se muestra los mayores gastos de producción registrados.

Tabla 1. Reservas probadas de aceite más importantes del mundo

PAÍS	RESERVAS PROBADAS miles millones de barriles
1. ARABIA SAUDITA	259,400
2. CANADÁ	178,800
3. IRÁN	125,800
4. IRAK	115,000
5. KUWAIT	99,000
6. E.A.U	97,800
7. VENEZUELA	77,226
8. RUSIA	60,000
9. LIBIA	39,000
10. NIGERIA	35,255
11. EE.UU.	21,891
12. CHINA	18,250
13. QATAR	15,207
14. MÉXICO	14,803

SENER: octubre del 2005



Mayores Productores de aceite del mundo, 2004*		
Miembros de la OPEP en itálicas		
	PAÍS	Producción total de aceite ** (millones de barriles por día)
1)	<i>Arabia Saudita</i>	10.37
2)	Rusia	9.27
3)	Estados Unidos	8.69
4)	<i>Irán</i>	4.09
5)	México	3.83
6)	China	3.62
7)	Noruega	3.18
8)	Canada	3.14
9)	<i>Venezuela</i>	2.86
10)	<i>Emiratos Árabes Unidos</i>	2.76
11)	<i>Kuwait</i>	2.51
12)	<i>Nigeria</i>	2.51
13)	Reino Unido	2.08
13)	Irak	2.03

* Incluye la producción total de todos los países que excedieron más de dos millones de barriles diarios

** La producción total de aceite incluye aceite crudo, gas natural, líquidos, condensados y otros líquidos

Tabla 2. Países productores mayores de petróleo crudo en el mundo

Fuente: Energy Information Administration eia.doe.gov

Como es conocido más de la mitad de las reservas probadas en el mundo están localizadas en el medio oriente. Los tres productores más grandes (Arabia Saudita, Rusia y Estados Unidos) producen cerca de una tercera parte de la producción total mundial.

Después del tratamiento de campo, el petróleo crudo no puede ser utilizado directamente; deberá ser procesado en refinerías para producir fracciones que son útiles por si mismas, o que se vuelven útiles cuando son procesadas químicamente y/o mezcladas apropiadamente.

IV.1.2 Caracterización de aceites crudos.

El procesamiento de campo para aceites crudos para almacenamiento, transportación, y venta envuelve tres objetivos principales:

1. Separación del aceite crudo de agua libre y emulsionada o salmuera y sólidos de la corriente (arenas primeramente).
2. Estabilización del petróleo crudo (remoción del gas natural de la cantidad requerida, para proveer un aceite que pueda ser almacenado seguramente, transportado y manipulado).
3. Remoción de impurezas del crudo y de cualquier gas separado, para alcanzar las especificaciones mientras se observan todas las regulaciones de seguridad, salud y protección ambiental.

Las especificaciones de venta para el aceite crudo son pocas y completamente integrales, y consideran algunas pruebas.

Los aceites crudos son usualmente descritos por el número de hidrocarburos presentes y por la totalidad de sus propiedades o por porcentajes de las propiedades medidas por pruebas simples.

La selección, diseño y operación de los procesos usados para separar aceite del agua, sedimentos, y gas disuelto y para remover impurezas, dependen de las propiedades de la corriente de flujo del pozo.

Por lo tanto la caracterización de los aceites crudos es discutida usando los siguientes tópicos: Espectro de los hidrocarburos producidos, elementos del aceite crudo, pruebas y análisis a muestras del crudo, y especificaciones del producto.

Espectro de los hidrocarburos producidos

Los elementos deseables del aceite crudo y del gas natural son los hidrocarburos. Estos desde el rango del metano (CH_4) en el más bajo peso molecular y hasta las parafinas, o alcanos con 33 átomos de carbono e hidrocarburos aromáticos polinucleares con 20 o más átomos de carbono.

El gas natural es en su mayoría metano. El aceite crudo es principalmente hidrocarburos líquidos conteniendo cuatro o más átomos de carbono.

Existe una tendencia a considerar el aceite crudo como líquido y el gas natural como gas y considerar la producción de las dos fases como operaciones separadas. Sin embargo, el aceite crudo en el yacimiento generalmente contiene metano disuelto y otros componentes hidrocarburos ligeros que son liberados como gas cuando la presión en el aceite es reducida. Al liberarse el gas, el volumen de aceite crudo líquido remanente se reduce; este fenómeno es conocido como encogimiento (shrinkage). El gas producido de esta forma es llamado solución o gas asociado al aceite o gas liberado.

El encogimiento esta expresado en términos de de barriles de fluido almacenado (@ condiciones de superficie), por barril de fluido de yacimiento (@ condiciones de yacimiento).

El encogimiento (factor de encogimiento) es el recíproco del factor de volumen (FVF o B_o).

El gas natural producido d un yacimiento de gas contendrá pequeños volúmenes de hidrocarburos pesados que son separados como líquido llamados condensados. El gas natural que contiene condensados se dice ser gas húmedo. Si no existen formas de condensados cuando el gas es producido en la superficie, el gas es llamado gas seco. Notemos los términos “gas seco” y “gas húmedo”, se pueden referir a agua líquida o hidrocarburos líquidos.

El gas de los yacimientos de condensados es un tipo de fluido intermedio (entre aceite crudo y gas natural), los fluidos condensados contienen una considerable cantidad de hidrocarburos licuables y son muy ricos en condensables.

La fig. 2 muestra una secuencia típica de separación de aceite-gas, que incluye la remoción usual de agua y de sedimentos.

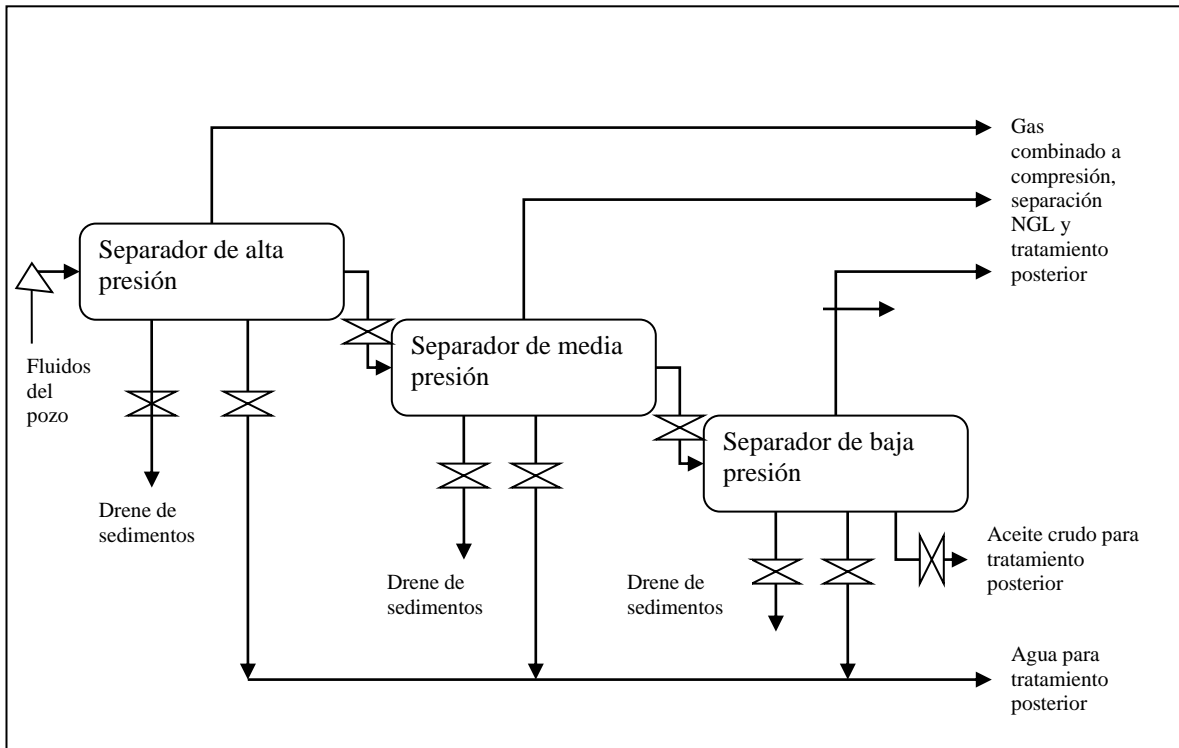


Fig. 2. Tren de separación de aceite y gas

Cuando el aceite es separado de su gas asociado durante su producción, el total del gas liberado mientras se reduce la presión del aceite a la atmosférica, dividido por el volumen del aceite crudo remanente, es llamado relación gas-aceite RGA. (GOR, gas-oil ratio). La RGA es el total de pies cúbicos de gas estándar liberado por barril de aceite en tanque a 60°F y a presión atmosférica (scf/bsto) en unidades del sistema inglés, y metros cúbicos estándar de gas por metro cúbico de aceite a 15 °C, en SI o unidades métricas.

Las condiciones estándar para el gas natural son 60°F y 1 atmósfera (14.696 psia en unidades inglesas) y 15°C y 1 atmósfera (101.325 kPa en SI o unidades métricas).

La total RGA depende del número de etapas usadas en la secuencia de la separación, así como la presión de operación de cada etapa. Para tres etapas la RGA se aproxima al valor límite.

La optimización de la secuencia de separación siempre incluye o maximizar el tiempo de residencia de líquido en la vasija, o minimizar los requerimientos de potencia de compresión.

Si no existe gas liberado cuando un aceite crudo es reducido a la presión atmosférica, se dice que es un aceite muerto.

Si la cantidad de gas disuelto es no mayor a 2,000 scf/bsto (pcs/bl), el aceite se dice ser de bajo encogimiento, o aceite negro, de acuerdo con McCain (1990). Si la RGA esta entre 2,000 y 3,000 se dice que el aceite es de alto encogimiento o aceite volátil. Alternativamente el aceite crudo se puede clasificar como convencional, pesado y extra pesado de la siguiente forma (Dowd y Kuuskraa, 1988):

Crudo convencional: Viscosidad < 10,000 cP, °API > 20

Crudo pesado: Viscosidad < 10,000 cP, 10 < °API < 20

Crudo extra pesado: °API < 10

Una clasificación más detallada es la siguiente:

Aceite Crudo	Densidad (g/ cm ³)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 – 39
Superligero	< 0.83	> 39

Instituto Mexicano del Petróleo

Componentes del Aceite Crudo

El petróleo crudo, o aceite, contiene cientos de miles de distintos componentes químicos; es una mezcla muy compleja que, se describe bajo los porcentajes promedios de algunas características importantes tales como densidad ($^{\circ}$ API), curvas de destilación (rangos de puntos de destilación), y así sucesivamente, preferente que utilizar como descripción, los componentes individuales y convencionales de mol o pesos fraccionales.

Los crudos varían enormemente. Varían desde crudos pesados, casi sólidos, aceites que se hunden en agua, hasta crudos que parecen gasolinas o keroseno solo cambian a un color más oscuro, esta variedad de crudo complica el procesamiento de campo.

El petróleo crudo de la cabeza del pozo generalmente contiene salmuera. Todos los aceite de echo son emulsiones (algunas trazas de salmuera permanecen dispersas entre la fase continua de la fase del aceite crudo, inclusive después del procesamiento de campo).

Aun en formaciones con poco o nada de empuje por agua, el agua intersticial, o congénita está presente y es producida. El agua congénita varía desde casi fresca a saturada con sólidos disueltos (principalmente NaCl). Si es agua salina tiene muy poco valor comercial (si es que tiene alguno), y contribuye a la excesiva caída de presión al juntar líneas (tuberías) y a la corrosión de equipo de acero en el campo.

El agua también incrementa los costos de transportación al incrementar la caída de presión y corrosión.

Después de la separación, la salmuera deberá ser desechada o dispuesta en una manera ambientalmente aceptable.

Los costos de desecho del agua pueden ser considerables. El empuje de agua incrementará la producción de agua.

Todas las clases de petróleo crudo contienen generalmente los mismos tipos de componentes pero en diferentes proporciones (Rossini 1960).

El petróleo crudo también contiene partículas coloidales, Sedimento y agua (S & W) o, como se les conoce formalmente Sedimento básico y agua (SB & W), y Sólidos.

Tabla 5. Espectro del petróleo

Tipo de Fluido	Iniciales Típicas		Líquido en Tanque de Almacenamiento	
	Encogimiento Bsto/res bbl	RGA pcs/bl	°API	Color
Aceite crudo de bajo encogimiento (bajo RGA, negro o ordinario)	> 0.5	< 2,000	<45	Muy oscuro en ocasiones negro
Aceite crudo de alto encogimiento (alto RGA, o volátil)	< 0.5	2,000-3,300	>40	Colorado usualmente café
Yacimiento de gas y condensado	-	3,300-50,000	50-60	Gota ligera hasta negro
Gas húmedo	-	> 50,000	> 50	Blanco agua
Gas seco	-	-	-	-

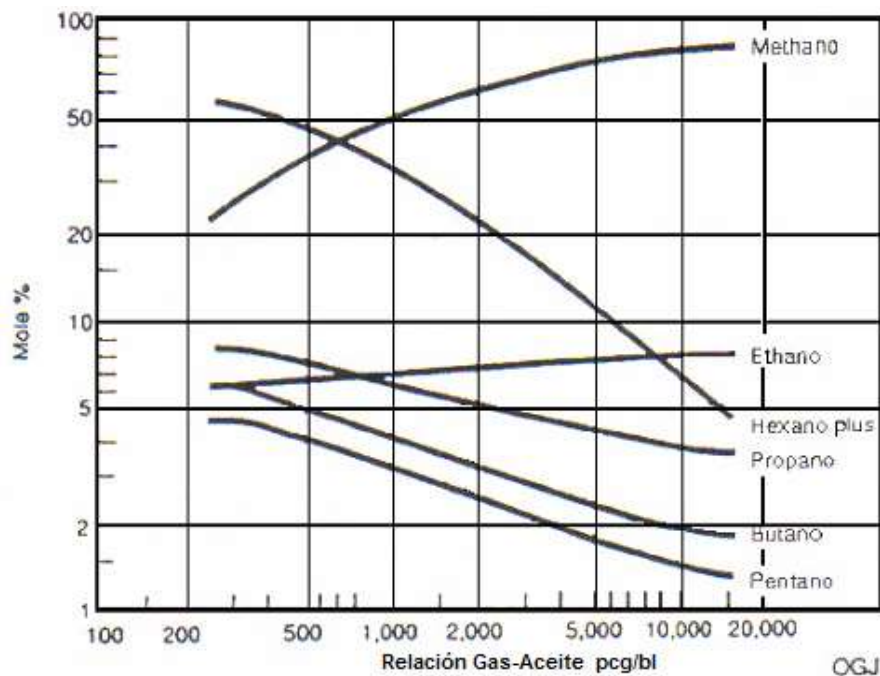


Fig. 3. Composición típica de un yacimiento

Hidrocarburos

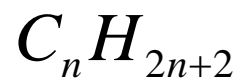
Los tres mayores grupos dentro de los hidrocarburos son:

1. Alcalinos o parafinas;
2. Naftenos;
3. Aromáticos

La mayoría de los componentes en el aceite crudo están compuestos de estos tres grupos, solos o en combinación.

1. Alcalinos o parafinas

Los hidrocarburos parafínicos o alifáticos, están compuestos de cadenas de átomos de carbono con hidrógenos adjuntos teniendo una fórmula tipo:



Ejemplos típicos son el butano normal y el isobutano.

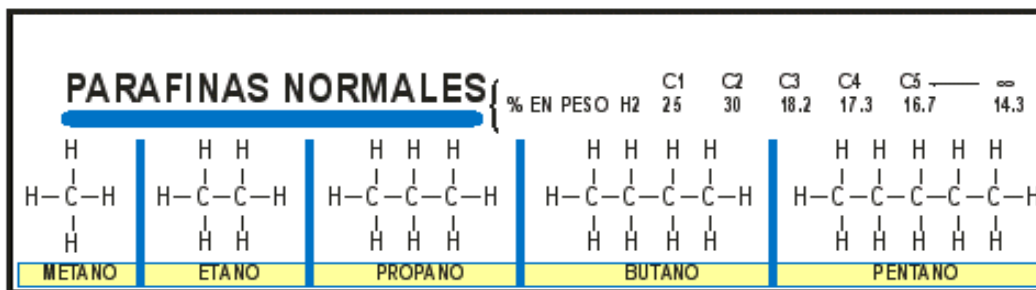
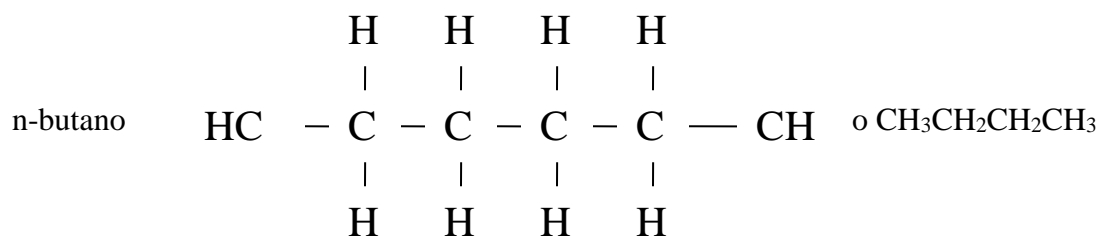
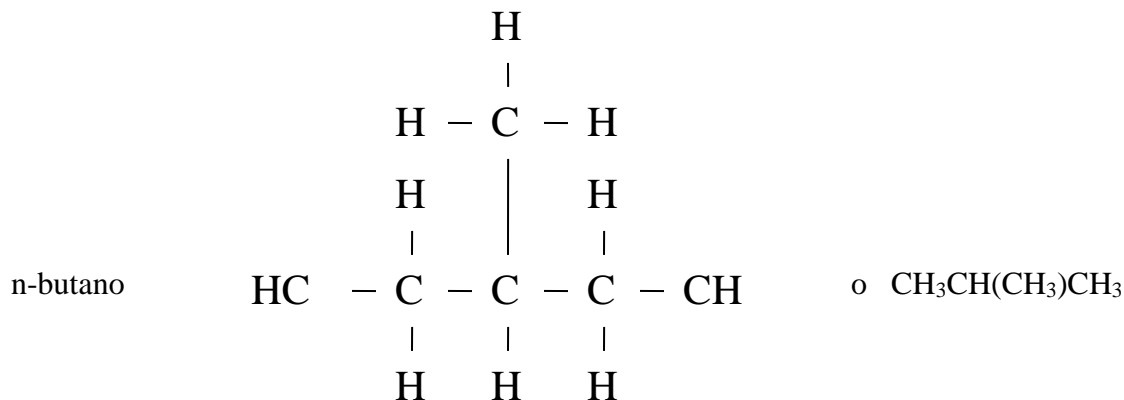


Figura 4. Ejemplos de Parafinas normales

Tabla 5. Componentes del aceite crudo

Componentes del Aceite Crudo		
Hidrocarburos	Parafinas	Cadena lineal Isoparafinas: Cadena ramificada
	Nafténicos	Alkil ciclopentano Alkil ciclohexano
	Aromáticos	Alkil benzeno Fluorenos aromatico-nafténicos Aromáticos polinucleares
Gases Disueltos		Nitrógeno Dióxido de carbono
Componentes del Sulfuro		Sufuro de hidrógeno mercaptanos
Componentes orgánicos del Nitrógeno		
Componentes orgánicos del Oxígeno		
Componentes orgánicos de los Metales		
Partículas Coloidales		Asfaltenos Resinas Ceras parafinas
Agua		Fresca (dulce) o Salina
Sólidos		Arenas producidas Residuos de tubería, suciedad Productos de corrosión





Nótese que el n- e i-butano tienen la misma fórmula empírica (C₄H₁₀), y el mismo peso molecular (58.123), por lo tanto son isómeros. Esta tabla muestra cuán rápido el número de posibles isómeros alifáticos se incrementa, conforme se va incrementando el número de átomos de carbono.

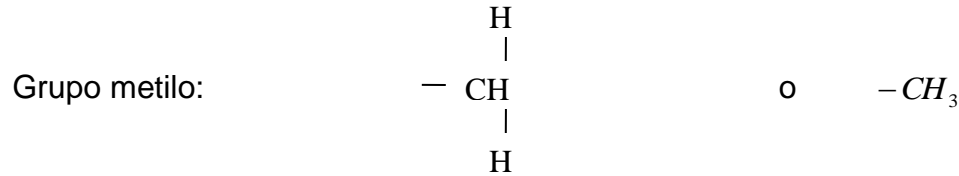
Este número tan grande de posibles isómeros confirma la aseveración previa que el crudo contiene cientos de miles de componentes individuales, obviamente la identificación de cada uno de ellos es técnicamente imposible y prohibitivamente costosa.

ISOPARAFINAS		No. DE ISOMEROS	% EN PESO H ₂ : IDEM									
			C4	C5	C6	C7	C8	C9	... C12	... C15	... C18	
		2	3	5	9	18	35	355	4347	60523		
ISOBUTANO	ISOPENTANO	NEOPENTANO	ISO OCTANO									

Figura 5. Ejemplos de Iso parafinas

Los hidrocarburos parafínicos también son llamados alcanos. Un alcano con un hidrógeno removido, o separado, (para que el átomo de carbón envuelto pueda ligarse a otro carbón) es llamado alkilo (grupo alkilo) y se le da el símbolo R.

El grupo más simple de los alquilos es el grupo metilo.



La cadena completa o hidrocarburos parafínicos normales de C1 a C33 se encuentran en el petróleo crudo (Rossini 1960), así que las llamadas ceras parafínicas consisten en alcanos del número 16 al 20. Ramas de cadenas de hidrocarburos se encuentran en las fracciones del gas y la gasolina, (ej. Números del carbono del 4 al 10).

El grupo del metilo tiene la cadena más común y está adjunta al segundo átomo de carbón en la cadena primaria, después al tercer carbón y después al cuarto.

2. Naftenos.

Los naftenos son similares a las parafinas, excepto que la cadena está unida al final para formar anillos de cinco o seis miembros, estos son los ciclos de carbonos. Los miembros básicos de la familia son los ciclopentanos y ciclohexanos.

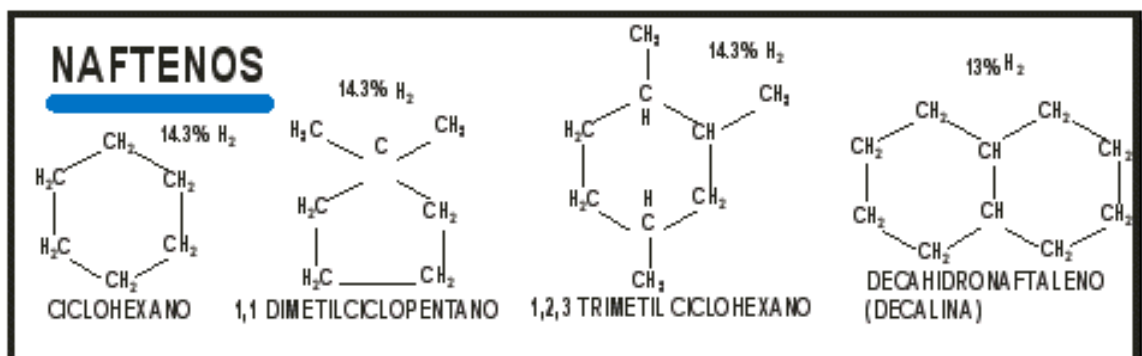
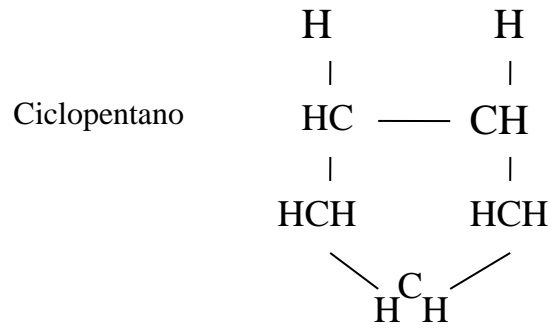


Figura 6. Ejemplos de Naftenos



3. Aromáticos.

Y cuando estos ciclos presentan dobles uniones alternas (anillo bencénico) se tiene la familia de los aromáticos. Siendo el miembro básico de los aromáticos el benceno

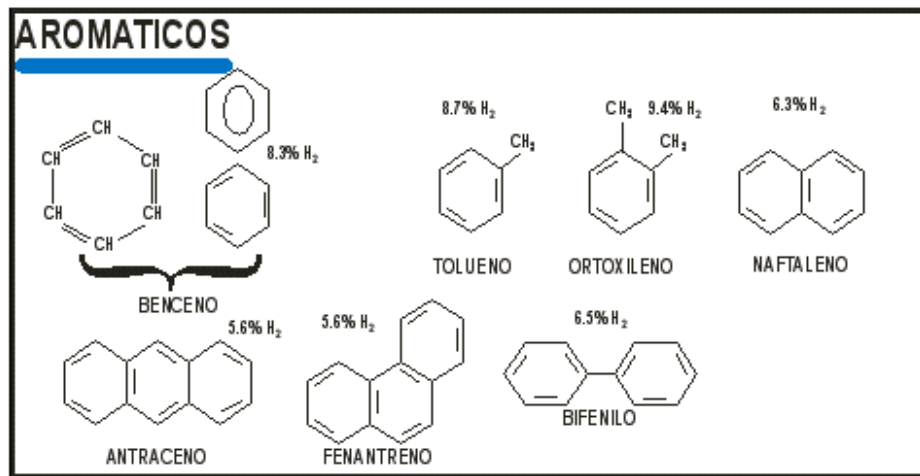


Figura 7. Ejemplos de Aromáticos

En el petróleo ocurren todas las posibles combinaciones de naftenos, anillos aromáticos, y grupos alquilos. Estas incluyen las siguientes:

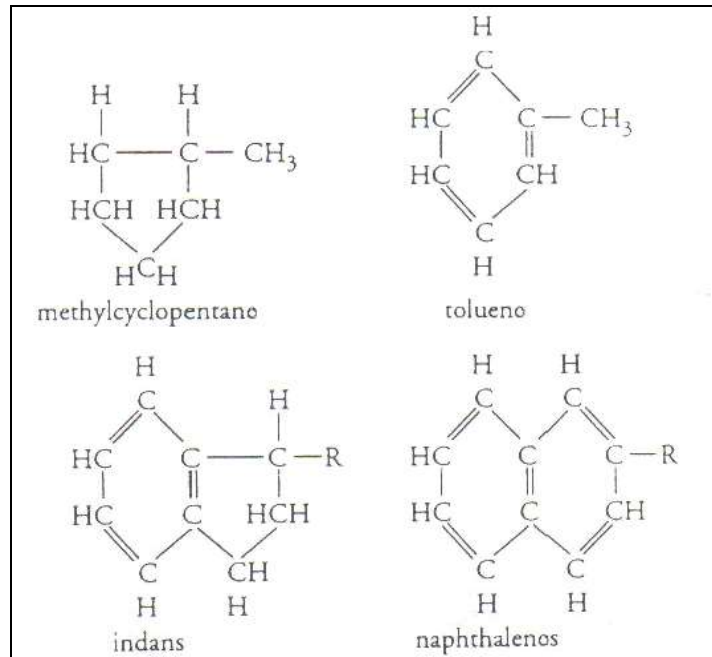


Fig. 8 Diferentes combinaciones moleculares en el petróleo

Los aromáticos tienen altos contenidos de octanos pero generan problemas de salud y ambientales. El benceno es un carcinógeno comprobado y un contaminante principal. Los aromáticos tienen pocos puntos de humo (se queman con una pequeña flama)

Oleofinas

Al presentarse dobles uniones entre los átomos de carbono se forman las oleofinas;

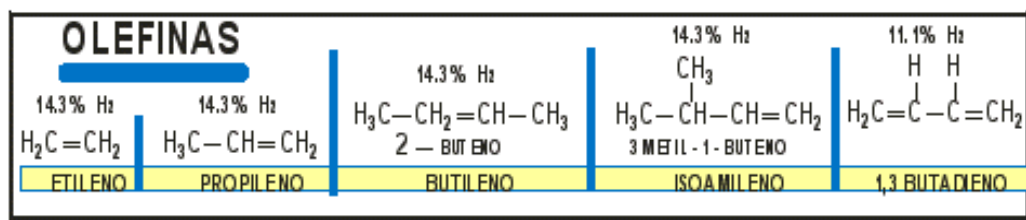


Figura 9. Ejemplos de Oleofinas

Componentes no Hidrocarburos del Aceite Crudo

Componentes de azufre

Los componentes de azufre se presentan en cierta medida en todos los crudos, aunque en algunos crudos se presente en muy pequeñas cantidades.

Los componentes del azufre son como veneno para muchas catálisis en refinerías y causan corrosión en el equipo de la refinería. Los componentes del azufre se oxidan generando dióxido de sulfuro, el cual es un contaminante atmosférico.

La refinación y el procesamiento de crudos con altos contenidos de azufre es altamente costoso, así como peligroso. El mayor problema es alcanzar los límites de azufre en productos refinados y cumplir con las normas y regulaciones de emisiones ambientales.

El proceso del ácido sulfúrico (H_2S) es extremadamente tóxico.

El aceite crudo es ácido, si el H_2S está presente en concentraciones mayores de 3,700 ppmv (Hatch & Matar).

Los componentes volátiles del sulfuro tales como el Hidrógeno sulfhídrico (sulfuro de hidrógeno) y los elementos de bajos pesos moleculares son removidos con los hidrocarburos ligeros en el procesamiento de campo.

El contenido de azufre en un crudo tiende a concentrarse en las fracciones de mayor ebullición.

Componentes de Nitrógeno

Los componentes del Hidrógeno se presentan en concentraciones relativamente pequeñas, usualmente con un peso porcentual menor a 0.1 tal como el N_2 . Como los componentes del azufre, el nitrógeno tiende a concentrarse en las fracciones de mayor ebullición.

Los componentes del nitrógeno, corroen metales nobles y afectan la catálisis del níquel en los procesos de refinación.

Componentes del Oxígeno

Los tipos de componentes del oxígeno que se presentan en los aceites crudos. La mayoría de los componentes del oxígeno son ácidos orgánicos, que por su acidez pueden ser removidos por medio de la neutralización.

Componentes Metálicos

Dos grupos de componentes metálicos se presentan en los aceites crudos. El primero son los metales ligeros que son los cationes en la salmuera que acompaña a la producción de aceite crudo; estos son básicamente Sodio con menores cantidades de calcio y magnesio. Jabones metálicos (metal soaps), conteniendo aniones orgánicos también se encuentran en el aceite crudo.

El segundo grupo de metales incluye al vanadio, níquel, cobalto, y hierro que se presentan en las fracciones de mayor ebullición del aceite crudo.

Los componentes de los metales se concentran en los residuos más pesados del crudo

Partículas

Los aceites crudos son sistemas coloidales más que soluciones homogéneas, partículas sólidas de dos tipos de material se encuentran suspendidas en la masa de solución importante del líquido: asfáltenos y resinas, cada simple partícula está compuesta de diversas moléculas. Las partículas del asfalteno permanecen suspendidas en el aceite ya que son suspendidas por las resinas de acuerdo con Leortaritis y Mansoori (1989).

Los componentes no-hidrocarburos del petróleo se encuentran altamente concentrados en las partículas de asfáltenos y resinas.

Los asfaltenos son mayores que las resinas en masa, mas largas en tamaño (10 – 35 nm), y tienden a contener el oxígeno y componentes de sulfuro, sales orgánicas e inorgánicas, y porphyrins (y estas los metales).

Las resinas son más pequeñas (<10 nm) y son principalmente hidrocarburos unidos uno a uno con componentes de nitrógeno (newman et al., 1981)

Sedimentación de Asfáltenos y Ceras

Es necesario comentar acerca de los problemas operativos ocasionados por dos componentes del aceite crudo llamados: asfáltenos y ceras parafinas; Ambos materiales se precipitan como sólidos durante el manejo del aceite crudo, o aún en al fondo del agujero. La depositacion de estos sólidos pueden ser tan significativos que pueden dañar el equipo en superficie y (en caso extremo) parar el flujo u generar una dificultad extrema para iniciar el flujo.

Como se planteo anteriormente, los asfáltenos son partículas que se encuentran disueltas en el aceite crudo por la presencia de resinas. Si por alguna razón las resinas son removidas, los asfáltenos se condensan incrementando su viscosidad y se unen entre si para formar depósitos.

Los cambios en la temperatura y presión del aceite crudo pueden resultar en una vaporización parcial del crudo. Cuando esto ocurre la composición de la fase del liquido cambia, y esto también puede generar lanosidad o coposidad. De cualquier forma, aunque la sedimentación no es capaz de bloquear el flujo totalmente puede causar diversos problemas operacionales.

Las ceras parafinas constan de C16 a C20 n-parafinas que se derriten a una temperatura mayor a la temperatura ambiente. La cera pura es un sólido blanquizco, pero puede ser una pasta, dependiendo de la composición o presencia del aceite liquido. La sedimentación de la cera causa una caída de presión excesiva en las líneas de flujo. Si se presenta la cantidad suficiente de cera en el

aceite y esta se cristaliza en la tubería, la línea puede taparse tanto que puede ser difícil o aun imposible reiniciar el flujo.

Dos factores pueden causar la sedimentación de la cera. El primero es simplemente la caída de temperatura del aceite hasta que la cera deje de ser solución en el aceite.

Este fenómeno se puede predecir en laboratorio “pour-point test” (ANSI/ASTM D 97). Segundo como en el caso de de asfáltenos, el flujo en baches del aceite puede producir la formación de ceras.

Arsénico y Mercurio

El arsénico y el mercurio son dos elementos que se presentan en la naturaleza y han causado problemas a la industria del gas natural.

De igual forma dichos componentes causan problemas en el procesamiento del aceite crudo ya que generan corrosión y dañan los filtros o catalizadores

IV.1.3 Muestreo y Análisis del Aceite Crudo.

La composición del aceite crudo es requerida para cualquier proceso de estudio o análisis que hayan de ser hechos al aceite.

Sin embargo es obvio que el mejor análisis es inútil si la muestra analizada no es representativa del aceite crudo por estudiarse, por esta razón el muestreo es discutido primero.

Muestreo

Dos tipos de muestreo se discuten. El primero es el muestreo del fluido de un yacimiento que será usado en métodos de simulación matemática para predecir el comportamiento de fluidos en la superficie y en la formación. El segundo tipo es el muestreo rutinario del aceite producido para transferencia de custodia.

Moses (1986) resaltó la importancia del hecho de que una vez que la presión del yacimiento cae o disminuye por debajo del punto de burbujeo inicial, o del punto de rocío, los fluidos de las muestras no serán más representativos de los fluidos originales del yacimiento. Por esta razón las muestras de fluido del yacimiento deberán de ser tomadas antes de que exista una declinación significativa de la presión del yacimiento.

Análisis del crudo

El petróleo crudo es una mezcla compleja de cientos de miles de hidrocarburos y componentes aliados, no necesariamente una mezcla multicomponente. La determinación de la composición real del aceite crudo es obviamente casi imposible.

Se utilizan métodos simplificados para caracterizar la composición de los aceites crudos. Para propósitos presentes se discute la composición del aceite crudo se

discute en términos de tres necesidades principales de caracterización de la composición.

- Pruebas o análisis al crudo,
- Simulación de yacimientos y
- procesamiento en superficie.

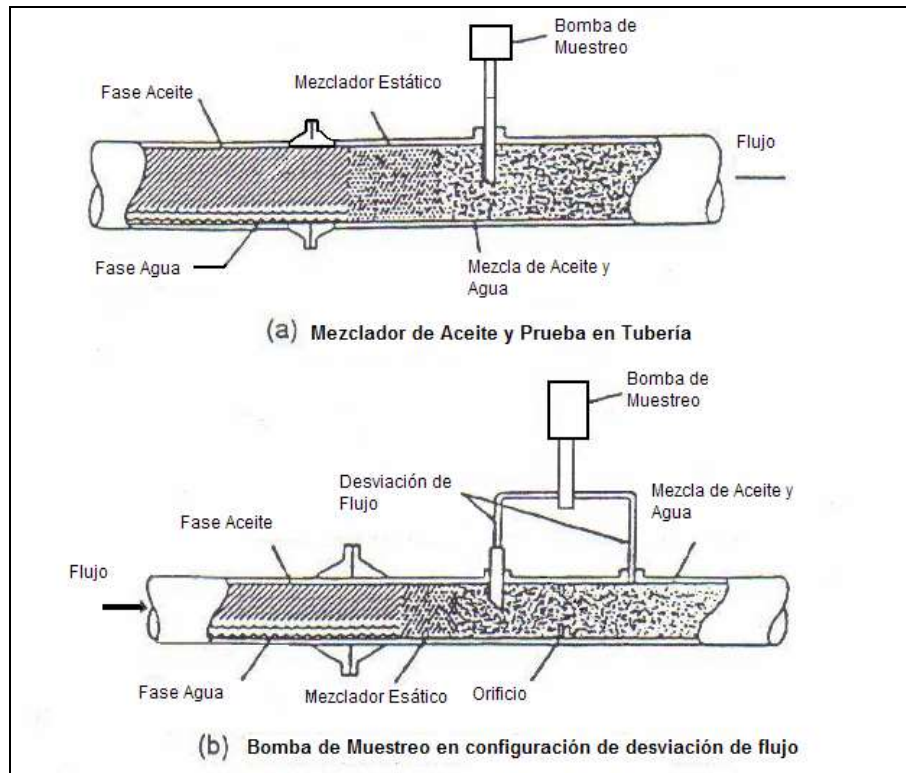


Figura 10. Sistemas de muestreo de Aceite Crudo (Parrott 1991).

Análisis del crudo

Los ingenieros de refinación deben evaluar los rendimientos o rentabilidades de varios cortes o productos obtenidos del petróleo crudo con el fin de determinar como el crudo ha de ser procesado en una refinería para producir numerosos productos comercializables.

Actualmente se utilizan métodos computacionales complejos en las refinerías, estos modelos requieren de un completo estudio y análisis del aceite crudo.

Los métodos analíticos para estimar rendimientos utilizados por diferentes compañías tienen algunas diferencias, sin embargo la mayoría incluye la combinación de dos métodos analíticos: “Cromatografía de gas” (gas chromatography), y el método de destilación “Punto de ebullición real (true boiling-point distillation TBP)”.

La cromatografía se utiliza para determinar el contenido de hidrocarburos ligeros, desde metano hasta pentanos y hexanos. La destilación por punto de ebullición real, se utiliza para definir los hidrocarburos más pesados en términos de graficar la temperatura de destilación vs. porcentaje de volumen destilado.

Procesamiento en superficie

Para el procesamiento en superficie, la necesidad de un análisis es para proveer la composición para cálculos de las propiedades termodinámicas, incluyendo densidad, entalpía, entropía, y relación de equilibrio de fases (valores de k). Los cálculos de los radios de equilibrio de fases se utilizan para predecir las cantidades de gas y líquido que fluyen del separador o en cualquier punto de la tubería para diferentes cálculos de caídas de presión. Las densidades son necesarias para dimensionar los separadores, tuberías y demás equipo. Las entalpías y entropías se requieren para predecir los requerimientos de energía para transformadores (intercambiadores) de calor y compresores.

El problema básico en los cálculos del procesamiento de campo es la representación de los materiales C7+

IV.1.4 Especificaciones del producto

Las especificaciones del aceite crudo son relativamente pocas y simples. Los cargadores deberán contener los análisis del petróleo crudo dentro de los requerimientos del transportista. Los análisis son pruebas de laboratorio que incluyen la gravedad API, la presión de vapor Reid, viscosidad, punto de cedencia contenido de agua y sedimentos, contenido de sal, contenido de sulfuro y sulfuro de hidrógeno. Por supuesto, una compañía que compra petróleo crudo deberá tener toda la información necesaria para evaluar el crudo en su modelo de simulación de refinación, requerirá inicialmente un análisis composicional completo apropiado al modelo. De cualquier modo, para la transferencia de custodia las especificaciones deberán incluir la gravedad API más agua y sedimento (ej. Las propiedades necesarias para calcular el flujo de aceite a partir de la medición del flujo total).

Si el aceite crudo no es medido de un tanque de almacenamiento atmosférico, su presión de vapor deberá ser especificada, Si el aceite es tal que tiende a congelarse, el punto de cedencia deberá especificarse. De igual forma si el agua contenida sostiene que es un factor crítico, una determinación del agua contenida más sofisticada deberá realizarse.

Durante el temprano desarrollo de la industria petrolera, las mediciones científicas en el campo eran algo primitivas sin embargo el negocio del procesamiento del aceite crudo tenía que continuar. Como resultado, las pruebas creadas para caracterizar el aceite y sus productos eran simples, pruebas empíricas se podían realizar en el campo por personal no entrenado. Algunas de estas pruebas se siguen utilizando, otras han sido reemplazadas por métodos más sofisticados.

En casi todo el mundo, los análisis y pruebas que se realizan al petróleo crudo son especificados y documentados por el Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en inglés). Otra Institución es la Sociedad Americana para Prueba de

Materiales (ASTM, por sus siglas en inglés) y el Instituto de Estándares Nacional Americano (ANSI)

Cuatro pruebas importantes para el manejo de campo son: gravedad API, Sedimento y agua (S & W), Presión de vapor Reid (RVP) y punto de cedencia.

Hacemos referencia una versión del ASTM o API Manual de Medición de Estándares Petroleros.

Gravedad Específica por Hidrómetro (ANSI/ASTM D 1298).

La muestra líquida (presión de vapor Reid 26 lb/pg² (Puig) o menos) se coloca en un cilindro de vidrio, y un hidrómetro de vidrio pesado con escala indicativa de un apropiado rango en un lado, se coloca en la muestra. La lectura de la escala se toma en el menisco del líquido. La temperatura de la muestra es medida. Se reduce la gravedad observada a 60°F por medio de tablas estandarizadas. La lectura de la escala a 60°F/60°F se llama gravedad API, y se relaciona a la gravedad específica actual por la ecuación:

$$^{\circ}\text{API} = (141.5 / \text{SG} @ 60^{\circ}\text{F} / 60^{\circ}\text{F}) - 131.5$$

Otros medios para determinar la gravedad específica directamente se utilizan en laboratorios, pero la gravedad específica del crudo es usualmente reportada como gravedad API.

Agua y Sedimento en Aceites Crudos (ANSI/ASTM D 96).

La muestra del líquido se coloca en un tubo de centrifugación estandarizado, con fondo de punta de diámetro pequeño marcado con subdivisiones. Se utiliza solvente de tolueno, calor, o desenmulsificante, dependiendo de las características de la muestra, el tubo se coloca en la centrífuga y se gira a la velocidad requerida por 3 minutos. El volumen (S & W) se lee al fondo del menisco sombreado. Las vueltas se repiten por intervalos de 1 minuto mientras el volumen es constante. El volumen de (S & W) se reporta en porcentaje.

Barrios (1989) recientemente discutió acerca de obtener el contenido de agua por métodos más sofisticados que el ASTM D 97 o D 4007 (de acuerdo al manual mencionado anteriormente), esto debido a que el contenido de agua es una cantidad demasiado importante al determinar el valor del aceite.

El reportó que para 212 MMbbl del aceite comprado por Loop Inc. La cantidad de agua obtenida por el método de centrifugación fue cero. La cantidad de agua fue determinada por destilación (ASTM D 95 o D 4406) y encontraron que era 0.111%. En esta base, 235,000 bbl de agua fueron comprados como aceite.

Presión de Vapor de Productos Petroleros (Método de Reid) (ANSI/ASTM D 323).

La muestra de líquido es colocada en un cilindro y una cámara de aire adjunta en la parte superior, una válvula de presión conectada a la cámara de aire en la parte superior, el aparato se coloca en baño de agua a 100° F y se mueve y agita periódicamente hasta que la presión de la válvula sea constante. La lectura de la válvula es la presión de vapor Reid (RVP) en lb/pg² (psia) ya que la válvula inicialmente lee 0 lb/pg² (psig) o 1 atm de aire. La presión de vapor Reid (RVP) es cercana pero un muy poco menor que la presión de vapor real (TVP) del aceite, ya que el método de Reid mide la presión de vapor real (TVP) de los hidrocarburos remanentes en el cilindro. Son los hidrocarburos más volátiles los que se evaporan preferencialmente.

La presión de vapor Reid (RVP) es indicativo de la habilidad para manejar un crudo de manera segura. Si la presión de vapor Reid es suficientemente baja, entonces el crudo puede ser manejado y almacenado de forma segura a presión atmosférica.

Precauciones apropiadas son usadas para prevenir la pérdida de vapor.

Punto de Cedencia de Aceites Petroleros (ANSI/ASTM D 97)

El punto de cadencia de un aceite petrolero es la temperatura más baja, cercana a los 5° F, en la cual se observa el movimiento del aceite.

El aceite está colocado en la celda de pruebas cilíndrica, con un termómetro en el aceite, la celda se coloca en una camisa y todo el aparato se enfría en un baño a un gasto preescrito. A una temperatura 15° F arriba de la temperatura esperada de punto de cadencia, el cilindro es removido rápidamente, inclinado para verificar en movimiento el menisco del líquido.

El punto de cadencia es la temperatura a la cual el menisco no se mueve en tiempo durante 5 segundos.

Pruebas de calidad que deberán realizarse a los diferentes tipos de petróleo crudo entregando al comprador, MAS ADELANTE EN EL CASO PRÁCTICO SE MUESTRAN EJEMPLOS DE LAS PRUEBAS

PRUEBA	UNIDADES	MÉTODOS
DENSIDAD (1)	° API	ASTM D- 287
DENSIDAD RELATIVA 20° /4 °C (1)	Adimensional	ASTM D-1298
AGUA Y SEDIMENTOS (2) ASTM D-4007	% en volumen	ASTM D-4007
AGUA POR DESTILACIÓN (1)	% en volumen	ASTM D-4006
SEDIMENTOS POR EXTRACCIÓN (3)	% en volumen	ASTM D-473
SALINIDAD (1)	lb/ M bl	ASTM D-3230
VISCOSIDAD A 37.8 °C (1)	SSU	ASTM D-88
	cst	ASTM D -445 o ASTM D -2161
AZUFRE POR RAYOS X (2)	% en peso	ASTM D-4294 o ASTM D -2622
PRESIÓN DE VAPOR REID (2)	lb/pulg2	ASTM D-323
METALES (Ni, V) (4)	ppm	ASTM D- 5863 o UOP-391/91
ACIDEZ (4)	mgKOH/gr muestra	ASTM D- 975
(1) Método para facturación diaria (2)Métodos de referencia. (3)Método para facturación semanal (4)Método de referencia, incluido durante análisis ASSAY con periodicidad acordada		

Tabla 6. Pruebas de calidad para compra de crudos

IV.1.5 Crudos Mexicanos

En México se producen una gran cantidad de crudo en las Diferentes cuencas petroleras del país.



Figura 11. Cuencas Petroleras de México

Las cuencas en México son las siguientes

Productoras

- 1) Sabinas
- 2) Burgos
- 3) Tampico
- 4) Misantla
- 5) Veracruz
- 6) Sureste
 - a) Salina del Istmo
 - b) Reforma-Comalcalco
 - c) Macuspana
 - d) Litoral de Tabasco
 - e) Sonda de Campeche

No-Productoras

Con Potencial medio-alto

- 7) Sierra Madre Oriental
- 8) Golfo de México Profundo

Con Potencial bajo

- 9) Sierra de Chiapas
- 10) California
- 11) Golfo de California
- 12) Chihuahua

Los diferentes tipos de crudo que se producen en México son:

Tipos crudo	Crudo	°API ^b	
SUPERLIGERO	PAPALOAPAN	45.7	} 15%
	OLMECA	38.6	
LIGERO	ARENQUE	34.1	} 20%
	ISTMO	32.7	
	POZOLEO	29.4	
	NARANJOS	26.5	
	MARFO	26.1	
	ALAMO	24.8	
PESADO	HORCON	22.3	} 65%
	MAYA	21.6	
	MURO	19.3	
EXTRA PESADO	TAMAULIPAS	17.6	}
	ALTAMIRA	17.1	
	CACALILAO	12.0	
TOTAL		3,382.4 mbl/d = 100%	

b. Clasificación del American Petroleum Institute

Tabla 7. Clasificación de los crudos por su tipo y origen

Clasificación de los crudos por su tipo v volumen

	miles de barriles diarios							
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total	3,022.2	3,070.5	2,906.0	3,012.0	3,127.0	3,177.1	3,370.9	3,382.9
Crudo pesado	1,567.1	1,658.9	1,563.5	1,774.3	1,997.0	2,167.6	2,419.0	2,458.0
Crudo ligero	881.5	848.5	806.1	733.1	658.7	551.6	512.4	789.6
Crudo superligero	573.7	563.1	536.4	504.6	471.4	457.9	439.4	135.3
Región Marina Noreste	1,540.2	1,641.5	1,554.3	1,763.2	1,985.8	2,151.6	2,416.3	2,440.8
Crudo pesado	1,511.0	1,605.4	1,516.3	1,730.5	1,953.7	2,127.1	2,380.9	2,412.0
Crudo ligero	29.2	36.1	38.0	32.7	32.1	24.4	35.4	28.8
Región Marina Suroeste	758.9	715.7	683.5	621.7	554.0	452.2	397.6	388.2
Crudo pesado	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
Crudo ligero	758.9	715.7	683.5	621.7	554.0	452.2	397.6	364.2
Crudo superligero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.8
Región Sur	626.9	620.8	587.2	549.6	508.7	498.4	483.3	472.7
Crudo pesado	0.6	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.1
Crudo ligero	52.6	57.5	50.8	44.9	37.3	40.5	43.9	354.1
Crudo superligero	573.7	563.1	536.4	504.6	471.4	457.9	439.4	111.5
Región Norte	96.3	92.4	81.0	77.5	78.5	74.9	73.6	81.2
Crudo pesado	55.5	53.3	47.2	43.7	43.3	40.5	38.1	38.6
Crudo ligero	40.8	39.1	33.9	33.7	35.2	34.4	35.5	42.6

Fuente: Base de datos institucional.

Fuente: PEP; Anuario Estadístico 2004

Tabla 7. Clasificación de los crudos por su tipo y volumen

Producción de Petróleo Crudo por Entidad Federativa.

	miles de barriles diarios							
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Petróleo crudo	3,022.2	3,070.5	2,906.0	3,012.0	3,127.0	3,177.1	3,370.9	3,382.9
Aguas territoriales	2,308.9	2,366.8	2,246.7	2,393.7	2,550.4	2,614.3	2,824.3	2,839.3
Frente a:								
Campeche	2,220.5	2,277.1	2,167.7	2,320.8	2,482.6	2,558.4	2,775.3	2,762.6
Tabasco	78.6	80.1	70.2	64.2	57.3	45.4	38.6	66.4
Tamaulipas	6.8	6.6	6.3	6.3	8.2	8.4	8.5	8.5
Veracruz	3.1	2.9	2.5	2.5	2.4	2.1	1.9	1.8
Tabasco	556.2	549.0	519.5	489.1	453.5	447.8	439.0	433.6
Veracruz	78.3	76.5	66.6	63.6	60.0	57.2	57.1	60.3
Chiapas	56.7	55.9	52.6	47.1	44.9	41.7	36.4	31.5
Tamaulipas	16.6	16.2	15.9	15.0	15.0	13.4	11.4	11.0
Puebla	4.7	5.4	4.0	2.7	2.4	2.1	2.2	6.6
San Luis Potosí	0.8	0.8	0.7	0.8	0.8	0.6	0.5	0.5
Hidalgo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente: Base de datos institucional.

Producción promedio de Hidrocarburos, costa fuera y terrestre en el 2004.



Figura 12. Producción promedio de Hidrocarburos, costa fuera y terrestre

Para exportación, en México se preparan tres variedades de petróleo crudo: Maya, Istmo, Olmeca. El análisis típico de los 3 crudos de México es el siguiente, sin embargo el objetivo del análisis típico de los crudos se especifica a detalle en el CASO PRÁCTICO.

ANÁLISIS TÍPICO DEL MAYA	
° API (Gravedad)	21.0-22.0
VISCOSIDAD (SSU 100° F)	320
AGUA Y SEDIMENTOS (%VOL)	0.5
AZUFRE (% PESO)	3.4
PVR (LIBRAS /PULG2)	6
PUNTOS DE ESCURRIMIENTO (° F)	-25
SAL, LBS /100 BLS	50

ANÁLISIS TÍPICO DEL ISTMO	
° API (Gravedad)	32.0-33.0
VISCOSIDAD (SSU 100° F)	60
AGUA Y SEDIMENTOS (%VOL)	0.5
AZUFRE (% PESO)	3.4
PVR (LIBRAS /PULG2)	6
PUNTOS DE ESCURRIMIENTO (° F)	-25
SAL, LBS /100 BLS	50

ANÁLISIS TÍPICO DEL OLMECA	
° API (Gravedad)	38.0-39.0
VISCOSIDAD (SSU 100° F)	38
AGUA Y SEDIMENTOS (%VOL)	0.5
AZUFRE (% PESO)	0.73-0.95
PVR (LIBRAS /PULG2)	6.2
PUNTOS DE ESCURRIMIENTO (° F)	-55
SAL, LBS /100 BLS	50

Tabla 10. Análisis típicos de los Crudos, Maya Istmo y Olmeca

Diferencias cualitativas de los crudos mexicanos

Los crudos tienen propiedades intrínsecas diferentes. Tradicionalmente se considerad Dos indicadores para determinar las calidades relativas: 1) los grados API y 2) El contenido de azufre.

Al ser procesado bajo un mismo esquema de refinación, el primer indicador tiene una relación con el tipo y cantidad de productos que se obtienen, mientras que el segundo se vincula con la calidad de los productos.

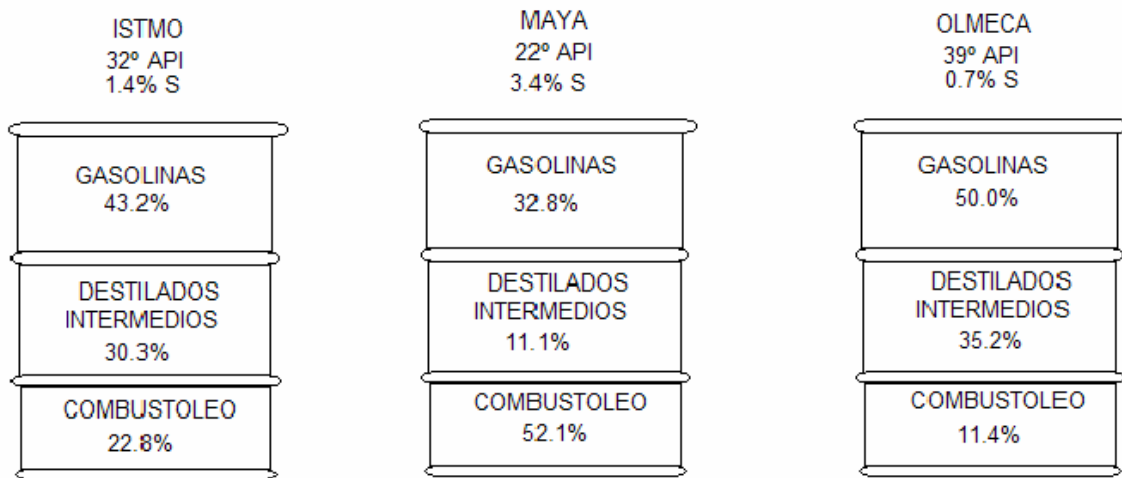


Fig. 13. Diferencias cualitativas de los crudos mexicanos

IV.1.6 Estabilización y Endulzamiento del Aceite Crudo

Introducción

El gas disuelto en el aceite crudo que se tiene en la cabeza del pozo debe ser removido, para su transporte, almacenamiento, o para cumplir con las especificaciones de presión de vapor Reid (RVP) en tanques. Cuando el aceite está esencialmente libre de gas natural, o “muerto”, entonces puede ser almacenado en un tanque ventilado sujeto a presión atmosférica, obviamente con las correspondientes regulaciones en materia de emisiones.

La presencia de los hidrocarburos más volátiles (C1, C2, C3, etc.) en el aceite crudo, incrementan la presión de vapor Reid dramáticamente. La remoción de estos componentes del gas natural es llamada Estabilización.

La presión de vapor Reid se pone o establece usualmente en el rango de 10 – 12 lb/pg² (psia), donde generalmente se tiene la presión de vapor real (TVP), o más propiamente, la presión de burbujeo a 100° F,

Regularmente una gran cantidad de gas se encuentra disuelta en el aceite.

A medida que se incrementan los grados API en un aceite crudo su precio se incrementa proporcionalmente.

La meta económica de la estabilización es maximizar la recuperación de aceite en tanques, cumpliendo con las especificaciones de presión de vapor y contenido de H₂S, de igual forma para los sólidos y el agua contenida (BS & W). El butano incrementa considerablemente la presión de vapor del aceite crudo, dado que la presión de vapor del i-C₄ y n-C₄ son 72.6 y 52.1 lb/pg² psia, respectivamente.

El control del contenido de butano en el aceite controla la presión de vapor Reid (RVP) y la presión de vapor real (TVP).

La meta técnica de la estabilización es remover C₁, C₂ y C₃ lo mayor posible dejando las mayores cantidades de C₄ (y C₅ y más pesados) en el aceite crudo.

El aceite crudo puede ser estabilizado al pasarlo a través de series de celdas flash (flash drums) o vasijas de separación de vapor –líquido hacia menores presiones sucesivamente.

Las torres de destilación con recalentadores (reboilers), se utilizan como alternativa o en conjunto con los separadores, algunos procesos de separación son utilizados ocasionalmente.

La estabilización puede también endulzar al aceite ya que el contenido principal de sulfuro o contaminante amargo, H₂S tiene un punto de ebullición de -76.5° F, intermedio al etano y al propano. Incidentalmente, el gas radon disuelto también será removido con los hidrocarburos ligeros; su punto de ebullición es -79.2° F. La radioactividad Radon deberá ser considerada muy cuidadosamente.

IV.1.6.1 Estabilización del aceite crudo

Separación Múltietapas

Existen dos aspectos importantes para optimizar las presiones de operación, en un sistema de separación gas-aceite por etapas:

1) Obtener en el tanque de almacenamiento la mayor cantidad de líquidos, que se encuentran estabilizados con la finalidad de que las pérdidas por vaporización sean mínimas.

2) Mínimos requerimientos de compresión.

La separación gas-aceite se inicia desde el momento del depresionamiento del aceite a partir del fondo del pozo hasta los separadores y se lleva a efecto en dos formas:

1) Separación diferencial.

2) Separación Flash

En la TP y tubería de descarga se presenta la separación flash. En las baterías de separación se presenta la separación diferencial o bien la (separación flash y diferencial) simultáneamente en el separador. Lo ideal sería que desde el fondo del pozo hasta los separadores se presenta la separación diferencial, ya que proporciona una mayor cantidad de líquidos y mejores condiciones de estabilización.

Máxima Recuperación de Líquidos

El método más común de liberar el gas disuelto del aceite crudo es por medio de la separación por etapas en una separación flash o vasijas para separar el vapor del líquido con presiones sucesivamente más bajas (separación múltietapa [multistage separation]). La figura 12 muestra un tren típico de tres fases de separación.

La presión del primer separador o separador de alta presión es determinada por la presión de formación o por la intención de inyectar el gas en un conducto a una presión razonablemente alta. El petróleo estabilizado tiene una gravedad API de 41.4 y una relación gas aceite (RGA) promedio de aproximadamente 500 (pcs/bl).

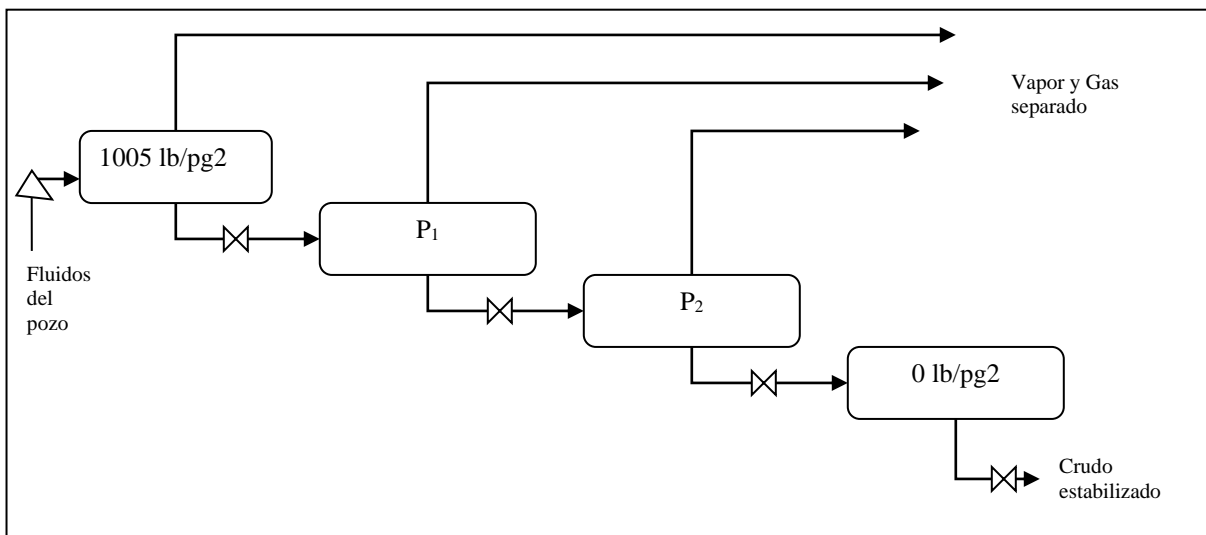


Fig. 14. Esquema básico de separación múltiple

Tabla 11. Ejemplo de una corriente de crudo que entra a un separador

Componente	Porcentaje Mol
N2	0.78
CO2	0.05
C1	33.86
C2	5.63
C3	4.4
iC4	1.21
nC4	3.42
iC5	1.85
nC5	2.44
C6	4.29
248F	9.96
340F	7.14
413F	6.11
472F	5.44
657F	13.42
Total	100
Gasto	12,298
Temperatura, °F	120
Presión Lb/pg ²	1019.7

Corriente de crudo que entra a un separador

B.P. Cut	B.P., °F	S.G.@60°F/60°F	Tc', °F	Pc' Psia	Mol. Wt.
248F	248	0.762	573	442	110
340F	340	0.793	673	370	141
413F	413	0.817	750	350	170
472F	472	0.835	807	295	195
657F	657	0.887	975	220	336

Donde: BP: punto de ebullición
 Tc': Temperatura crítica
 Pc': Presión crítica
 Mol Wt.: Peso molecular
 SG: Gravedad específica
 Psia: lb/pg²

Tabla 12. Propiedades de una corriente de crudo

Las presiones de la primera y segunda etapas se varían para determinar la máxima recuperación de líquidos en tanque, así como muestra la Figura.

El rendimiento máximo del crudo establecido es obtenido en teoría por la separación diferencial, la cual corresponde a un número infinito de fases de

separación. El efecto de una, dos y tres etapas de separación se capitalizará en el aumento del rendimiento líquido mientras varíe la cantidad de etapas. El beneficio de las fases adicionales es obvio. Rara vez se usa más de tres fases en la práctica.

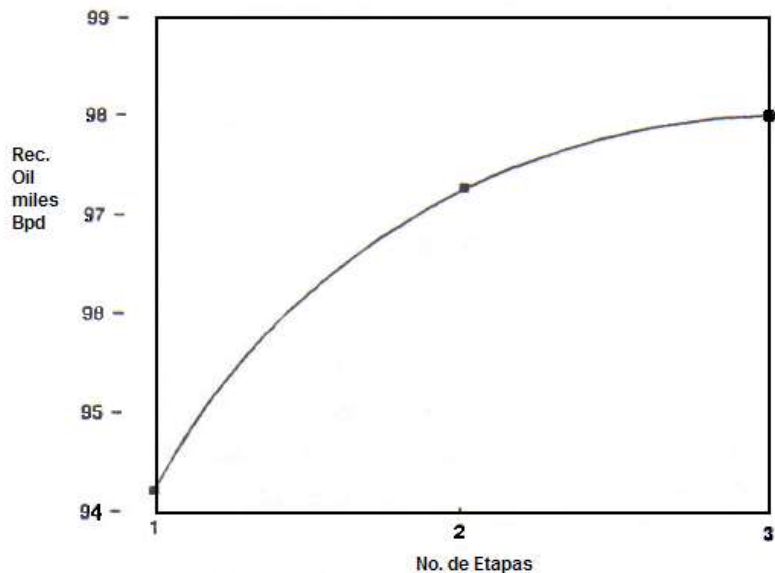


Figura 15. Efecto del número de etapas en el rendimiento del líquido

Se puede dar el caso de utilizar una Torre estabilizadora de destilación o de separación en lugar de la tercera o última fase de separación. La figura 14 es un esquema del proceso. Las torres estabilizadoras son columnas de charolas normalmente equipadas con charolas de cedazo o charolas de válvulas para el contacto entre el vapor y el líquido. El vapor, que se produce en la torre, fluye hacia arriba en la columna, sacando el gas metano, el etano, propano y suficientes butanos para producir un aceite crudo estabilizado. La separación obtenida es mucho mejor que con una separación flash sencilla. Por esta razón, más aceite crudo es producido que con la separación multietapas. Mientras más alta la presión de operación, más alto el rendimiento de aceite.

La temperatura de la torre estabilizadora o de separación, aumenta con el incremento de la presión de operación. Una fuente de calor capaz de proveer la temperatura requerida tiene que estar disponible. El vapor puede ser apropiado

para este servicio, si está disponible. Si no, entonces se requiere un calentador de fuego directo o un horno de aceite calentador. Para gastos más bajos, un calentador indirecto de baño de sal o baño de agua puede ser apropiado también.

Efecto del número de etapas en los parámetros de separación

Número de etapas	Crudo estabilizado	Gravdad del aceite API	Presión de las etapas lb/pg ²	RGA Total pcs/bl
1	94,215	39.64	0	601
2	97,307	41.07	69,0*	543
3	98,070	41.44	139,19,0*	503

*Máxima producción de líquidos

Tabla 13. Ejemplo de los Efectos en el número de etapas en la separación

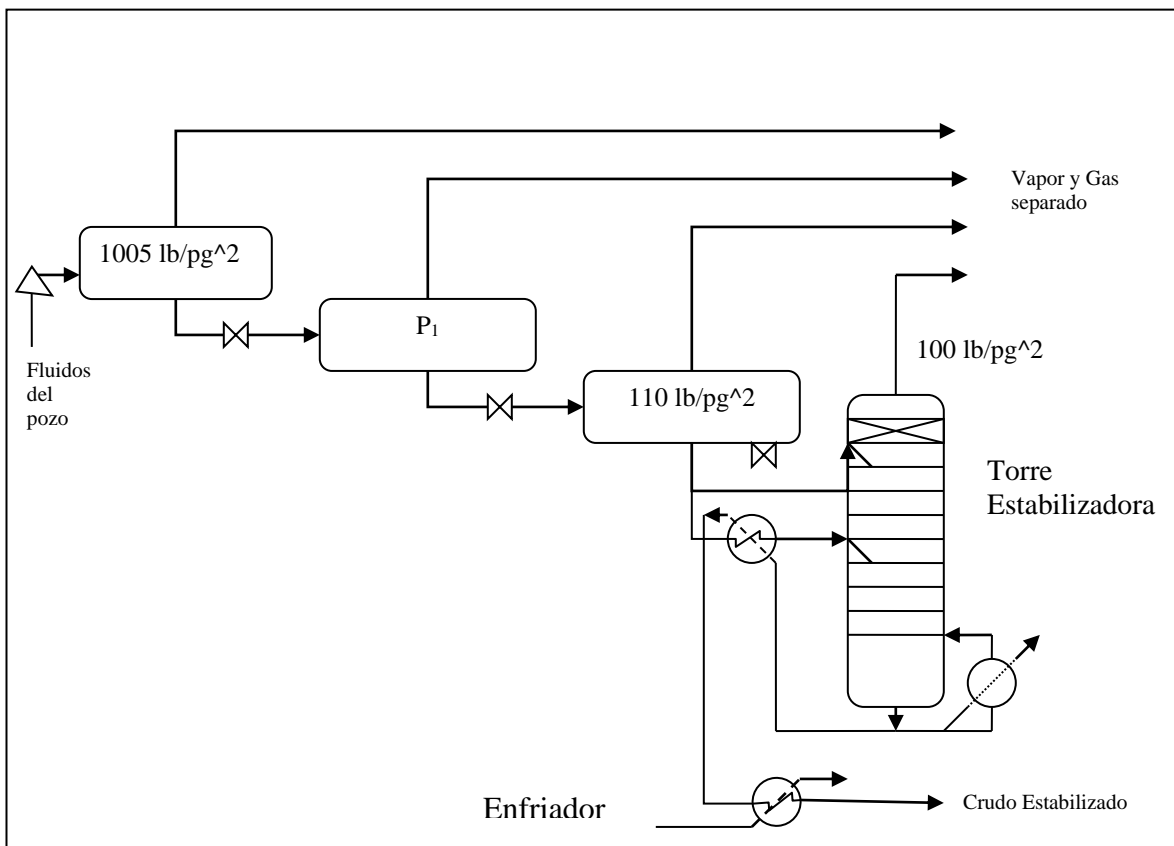


Figura 16. Separación múltiple con torre de separación.

Mínimos requerimientos de compresión

La asunción tácita en la discusión previa es que el gas producido es quemado o liberado a la atmósfera. No se considera la recompresión del gas. Los precios actuales del gas y/o la conservación de energía y las regulaciones ambientales actualmente prohíben tal desperdicio del gas asociado liberado.

En este caso el gas, deberá ser comprimido y descargado o transmitido en un gasoducto o reinyectado a la formación.

Cuando el gas producido ha de ser comprimido a presiones de tubería, la potencia de compresión (caballos de fuerza) deberá alcanzar la opción más económica, remarcamos que los mínimos caballos de fuerza significan también menor peso en una plataforma costafuera.

En general los costos para manejar el gas separado, resultan bastante significativos debido a los siguientes factores:

- Los volúmenes de gas que se separan en la central de recolección (Batería de Separación), son con frecuencia elevados, siendo esto más notable en las baterías donde se maneja aceite volátil, el cual se caracteriza por tener relaciones gas aceite mayores de 1000 pie³ /bl
- Es frecuente que la presión con la que debe llegar el gas a las plantas de tratamiento es del orden de 1 000 lb/pg² , por especificaciones del diseño de las propias plantas.
- Generalmente las distancias entre las baterías de separación y las plantas de tratamiento son considerables. Esto ocasiona la necesidad de cierta energía adicional para transportar el gas a la planta.

Por lo anterior, las presiones de separación de un sistema en etapas deben optimizarse a fin de minimizar la potencia de compresión requerida para transportar el gas separado.

Condensados

La condensación es muy probable de ocurrir en el compresor después de los enfriadores, esto produce corrientes condensadas que son inestables a la presión atmosférica estos líquidos deben ser tratados de cierta manera:

1. Transportar condensados separadamente por tubería, camión, buque petrolero.
2. Inyectar los condensados al aceite crudo.
3. Combinar los condensados con el gas en un gasoducto.
4. Reciclar los condensados al reinyectarlos al alimentador del separador.

Transporte del condensado separado.

El transporte de los condensados separados es generalmente una opción muy costosa. El almacenamiento y la transportación de un líquido con alta presión de vapor presentan dificultades de manejo. La alternativa es estabilizar los condensados en una torre estabilizadora, recalentando, de la misma manera en la que es estabilizado el aceite crudo.

IV.1.6.2 Endulzamiento del aceite crudo

El aceite conocido como crudo amargo, contiene H₂S y otros componentes sulfuros. Aún pequeñas cantidades de H₂S hacen el aceite extremadamente tóxico y corrosivo. Los otros componentes del sulfuro no son tóxicos ni tan agresivamente corrosivos, sin embargo algunos tienen los mismos olores fuertes.

La presencia de agua líquida exacerba la corrosión tal como el CO₂.

Algunos yacimientos producen aceite amargo desde el primer día, algunos otros lo producen después del empuje de agua.

El aceite crudo puede ser removido por algunos de los mismos químicos utilizados para remover H₂S y CO₂ de gases ácidos naturales. Aminos, cáusticos, sales de zinc, y otras bases y/o agentes oxidantes han sido considerados. Ya que el aceite crudo contiene muchos más contaminantes, procesos químicos líquido/líquido son muy raramente utilizados.

La remoción de H₂S es completada usualmente al removerlo por gases naturales fríos o calientes. La volatilidad del H₂S es intermedia a la del etano y propano, por lo tanto es volátil y tiende a irse con el vapor en el separador gas-aceite.

Moins (1980) también sugiere la estabilización por destilación. Resalta que el H₂S que no alcanza a ser removido de crudo a un nivel suficientemente bajo por las etapas de separación deberá ser removido por estabilización por calor. Éste método rechaza el H₂S hacia la corriente de gas, de donde es removido por algún tratamiento o endulzamiento.

Moins examina las capacidades de remoción del H₂S en seis procesos de estabilización:

1. Separación Multietapas (MMS).
2. Separación Multietapas (MMS) con recuperación de gas natural licuado NGL.
3. MMS con remoción por frío.
4. MMS con remoción por calor.
5. MMS con dos etapas de rectificación.
6. MMS con estabilización por reflujo.

Moins simula todos los esquemas previos usando un crudo de 28° API. Por definición el crudo endulzado y estabilizado tiene 10 RVP y 60 ppmw de especificaciones de H₂S. La composición de H₂S del aceite producido es variado

artificialmente de 50 – 5,000 ppmw para comparar las diferentes alternativas, la temperatura del agua se fija a 77° F.

Según los resultados obtenidos y a partir de la gráfica 9.16 se puede observar que la separación por frío es por mucho el método más económico. Cuando el yacimiento es demasiado amargo para la remoción por frío o por MSS para cumplir con las especificaciones de venta, entonces la remoción por calor es la siguiente más económica alternativa. Esto explica la popularidad de la remoción por frío o por calor.

De los resultados Moins concluye lo siguiente:

El MSS (método 1) y MSS con remoción por frío (método 3) no pueden cumplir las especificaciones de H₂S cuando el fluido del yacimiento contiene más de 2,000 ppmw de H₂S. La recuperación de crudo estable es al menos 1% menor que en los otros métodos.

El MSS con recuperación de gas natural licuado NGL (método 2) provee una buena recuperación cuando el fluido del yacimiento contiene menos de 2,000 ppmw de H₂S.

El MSS con remoción por calor (método 4) o con dos etapas de rectificación (método 5) proveen una buena recuperación de crudo y no están limitados por el contenido de H₂S.

En teoría, el método MSS con un estabilizador de reflujo ofrece varias ventajas: alta recuperación, flexibilidad, puede manejar crudos con altos contenidos de H₂S, y producir gas licuado a presión GLP. De cualquier forma no es apropiado para crudo pesados ya que la temperatura del fondo del estabilizador es muy alta.

IV.2 ALTERNATIVAS DE COMERCIALIZACIÓN. CASO PRÁCTICO

Comercialización de petróleo crudo de un yacimiento a explotar

Habiendo conocido los diferentes procesos que sigue un crudo para su estabilización, podemos intentar mostrar a partir de las prácticas comerciales actuales, las etapas mínimas de análisis técnico económicas que son requeridas para llevar a cabo la comercialización de un volumen de petróleo crudo obtenido de la explotación de un yacimiento hipotético, sin que ello implique que sean reglas a seguir. Ya que en la literatura especializada, es difícil encontrar algún procedimiento, método, ó secuencia lógica que indique cuales son las etapas o pasos necesarios para llevar a cabo la comercialización de un volumen de crudo.

Sin duda, la información obtenida de la exploración y producción es fundamental para planear en forma adecuada el manejo de la producción, el transporte, el almacenamiento y su comercialización interna o externa, según se presenten las condiciones de oferta y demanda, en el mercado petrolero internacional.

En esencia, las etapas mínimas necesarias para comercializar un volumen de petróleo son:

1. Garantía de suministro
2. Análisis Assay del crudo
3. Valoración típica del crudo
4. Referentes de precio
5. Esquemas de venta
6. Términos contractuales

1. Garantía de suministro

Normalmente, las prácticas comerciales a nivel internacional sugieren que la producción de un yacimiento de petróleo es factible de ser comercializado cuando se garantiza un suministro al mercado durante un tiempo mínimo de 10 años.

Por tanto, si consideramos que un cargamento promedio es de 500,000 barriles de crudo y se realizan 25 cargamentos por mes, esto implica que el yacimiento debe tener una reserva probada mínima de $500,000 \text{ bls/cargamento} * 25 \text{ cargamentos/mes} * 12 \text{ meses/año} * 10 \text{ años} = 1,500 \text{ MM barriles de petróleo crudo}$.

2. Análisis Assay (VER: ANÁLISIS DE CRUDO, ESPECIFICACIONES DEL PRODUCTO IV.1.4 Y CRUDOS MEXICANOS IV.1.5)

Uno de los aspectos más importantes y necesarios para comercializar un volumen de petróleo crudo es la determinación de las características fisicoquímicas del crudo, las cuales son fundamentales para establecer su precio como se explicará más adelante.

La manera más simple es relacionar su calidad con los grados API que tiene el producto. Sin embargo, esta evaluación no refleja en realidad su valor, ya que se trata de un mecanismo de ajuste lineal y no considera la calidad de los productos obtenidos en un proceso de refinación por el contenido de azufre en los mismos.

Otro mecanismo utilizado se basa en la evaluación del crudo de acuerdo con sus rendimientos, utilizando el método de Netback o de Márgenes brutos de refinación, y toma como referencia un tipo de crudo que puede considerarse como similar de acuerdo a su calidad y grados API.

Empero, el método más exacto conocer la calidad de un crudo es a través de un análisis o ensayo de laboratorio. Este análisis se denomina ASSAYS y tiene como objeto determinar las características fisicoquímicas del crudo y los rendimientos que se pueden obtener del mismo, esto es, establecen los cortes a los cuales se obtienen los productos de la destilación. En muchos casos, las diferentes concentraciones de azufre motivan que los rendimientos en los productos sean diferentes.

Muchos técnicos consideran que el análisis ASSAYS representa el “ADN” del crudo.

3. Valoración típica del crudo “X”

Con la información del análisis assays, se procede a efectuar la siguiente etapa que consiste en la valoración del crudo.

Antes de correr el modelo de simulación, es necesario establecer el esquema del proceso de refinación que se aplicará al crudo. Por tanto, es necesario de manera breve realizar una descripción de estos procesos.

Esquemas de Refinación

En forma general, se puede decir que el crudo tiene propiedades intrínsecas diferentes, a través de las cuales es factible su valoración. Tradicionalmente se consideran dos de ellas para tal fin. Estas son los grados API y el contenido de azufre. El primero de estos parámetros, es un indicador del tipo de crudo de que se trata (superligero, ligero o pesado), mientras que el segundo, está vinculado con la calidad de los productos que se obtendrán después de someter al crudo a un proceso determinado de refinación.

Aunque actualmente la estacionalidad ha perdido valor a causa de los inventarios de crudo y productos en los mercados internacionales, principalmente en los Estados Unidos de Norteamérica, se puede considerar que los refinadores han dividido el año en dos periodos “Summer y Winter” (verano e invierno). En el verano tradicionalmente el consumo de gasolinas y asfaltos se incrementa, y los refinadores tienden a procesar crudos más pesados, aun que esto conlleva un incremento en el consumo de energía para su proceso. De la misma manera, en el invierno el consumo de combustibles doméstico e industriales aumenta (calefacción), aquí los refinadores tienden a adquirir crudos más ligeros en los que el consumo de energía para su proceso es menor.

Como ejemplo, es posible establecer una comparación entre los productos que aproximadamente se obtienen al procesar un barril de los diferentes tipos de crudo, resulta fácilmente explicable las diferencias en precios que se observan

entre los diferentes tipos de crudo, como se muestra en la siguiente figura:

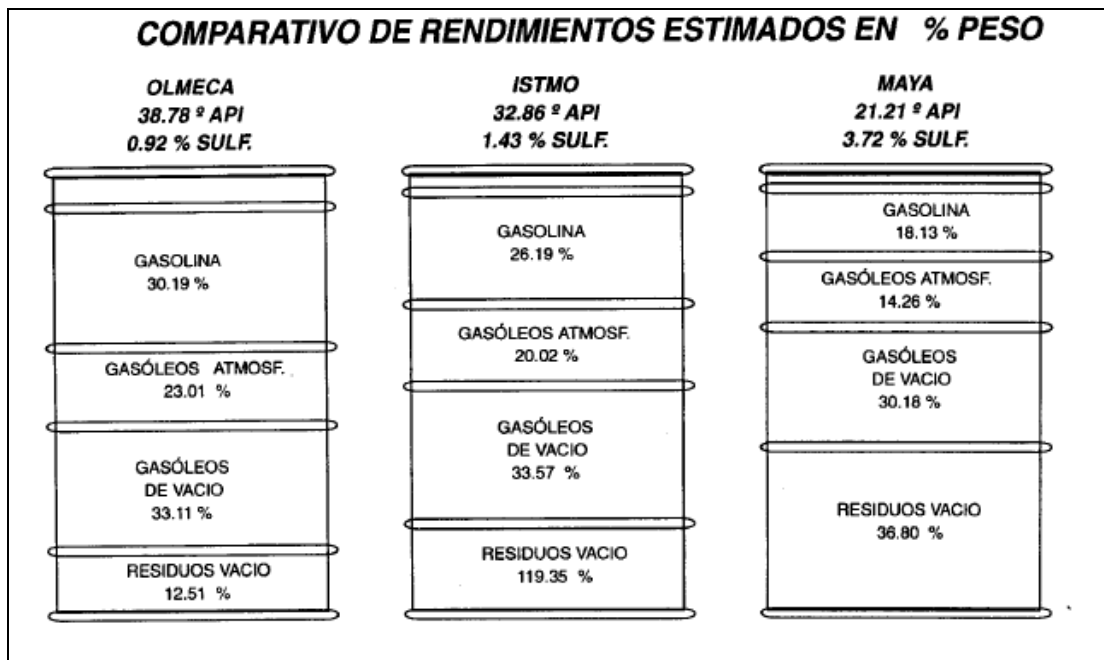


Figura 17. Comparativo de los rendimientos de los crudos mexicanos

Es claro que al obtener de un proceso de refinación, mayor volumen de los productos de mayor valor utilizando una menor cantidad de insumos adicionales, el crudo será más caro. Por esta razón el refinador, en función del esquema de refinación con el que cuente, elige dentro de una gama de crudos el más Idóneo para sus corridas en el proceso para obtener el mejor Margen Bruto de Refinación, el cual se define como la diferencia entre el precio que el refinador paga por adquirir un cierto tipo de crudo y la ganancia que obtiene por la venta de productos refinados, descontando los insumos requeridos para la operación de la refinería.

Por otro lado, el Margen Neto de Refinación, se obtiene al descontar los costos por concepto de transporte del crudo desde su lugar de producción hasta el punto de venta que se especifique en el contrato respectivo.

En los esquemas de refinación para el procesamiento de petróleo crudo se encuentran desde los procesos más sencillos hasta los de mayor complejidad o de

conversión profunda, conocidos como de conversión del fondo del barril. Esta clasificación obedece a las características de las plantas que poseen y al rendimiento de productos que pueden ser obtenidos de la transformación del petróleo en productos destilados.

CONVERSIÓN SENCILLA

Hydroskimming. Es la configuración mas simple de una refinería y básicamente consiste en la destilación primaria, destilación a vacío y la reformadora de naftas la cual tiene como propósito fundamental, el incremento del octanaje de las gasolinas. Este esquema, se caracteriza por la mayor producción de combustóleos de diferente concentración de azufre, ya que en este caso, los residuos de vacío y gran parte de los gasóleos de vacío, son incorporados a la corriente de combustóleos. Figura 18

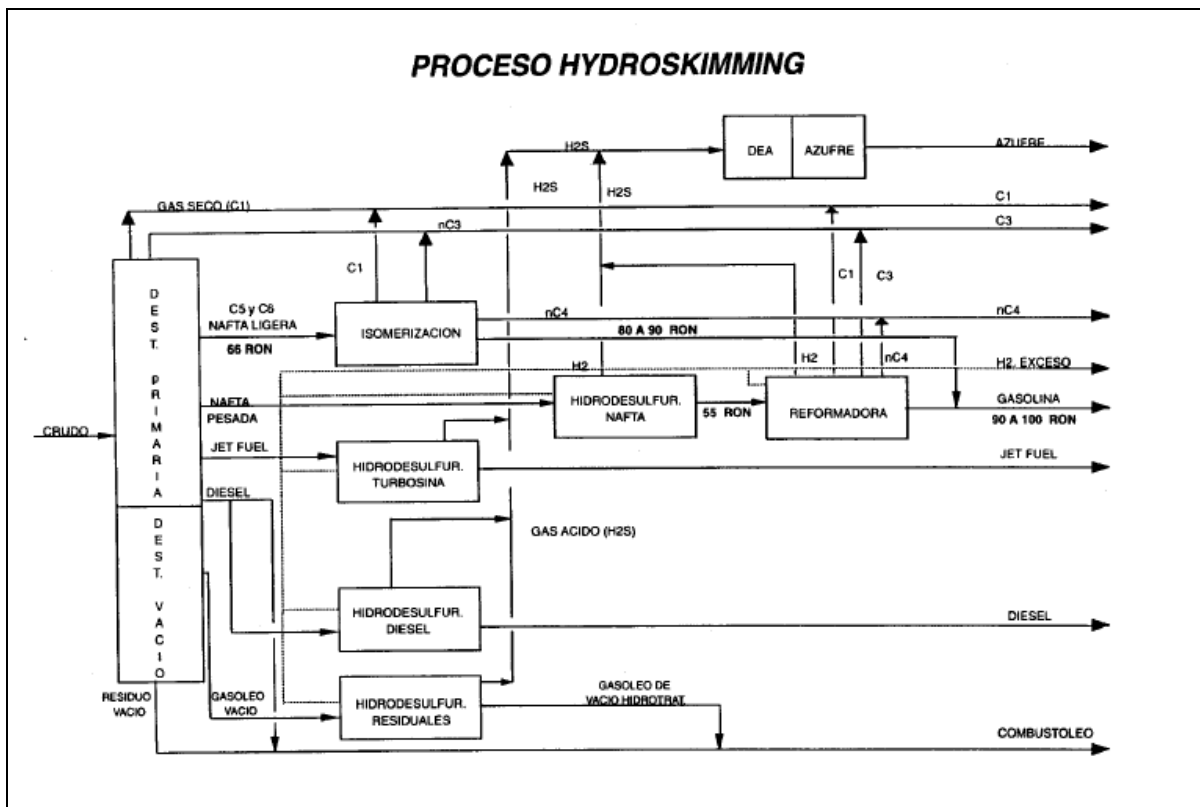


Figura 18. Esquema de refinación de conversión sencilla

MEDIANA COMPLEJIDAD

FCC (Desintegración Catalítica). Este esquema contiene además de la destilación atmosférica y de vacío, reformadora de naftas, una unidad de desintegración catalítica en la cual se aprovecha una cantidad de los gasóleos de vacío, en la formación de gasolinas y diesel. A diferencia del esquema de refinación de conversión sencillo, los rendimientos o volúmenes de gasolina obtenidos son mayores. Por lo que el valor económico obtenido por el refinador por la venta de los productos, es mayor. Figura 19

FCC/Asfaltadora. En este esquema el combustóleo producido por la FCC se utiliza para la formación de asfalto, lo cual resulta muy atractivo principalmente en la época de verano, durante el cual el precio de este producto se ve favorecido por su alto consumo

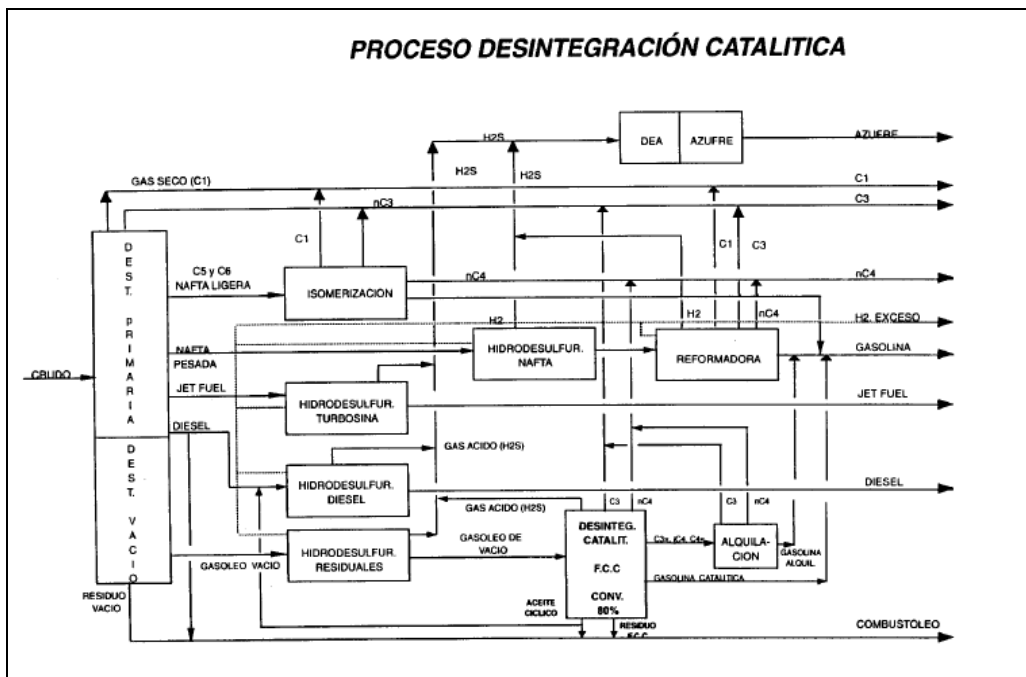


Figura 19. Esquema de refinación de complejidad mediana

CONVERSIÓN PROFUNDA

Coquización. Este esquema es el de más alta conversión, donde cualquier refinador obtiene premios intrínsecos. En este proceso, se obtienen además de los productos típicos un residuo pequeño de coque, ya que al contar con una coquizadora, el combustible pesado es convertido en productos de mayor valor como gas, gasolinas y algunos destilados intermedios que al ser incorporados al pool de corrientes finales, maximizan los márgenes obtenidos por la refinación.

Figura 20

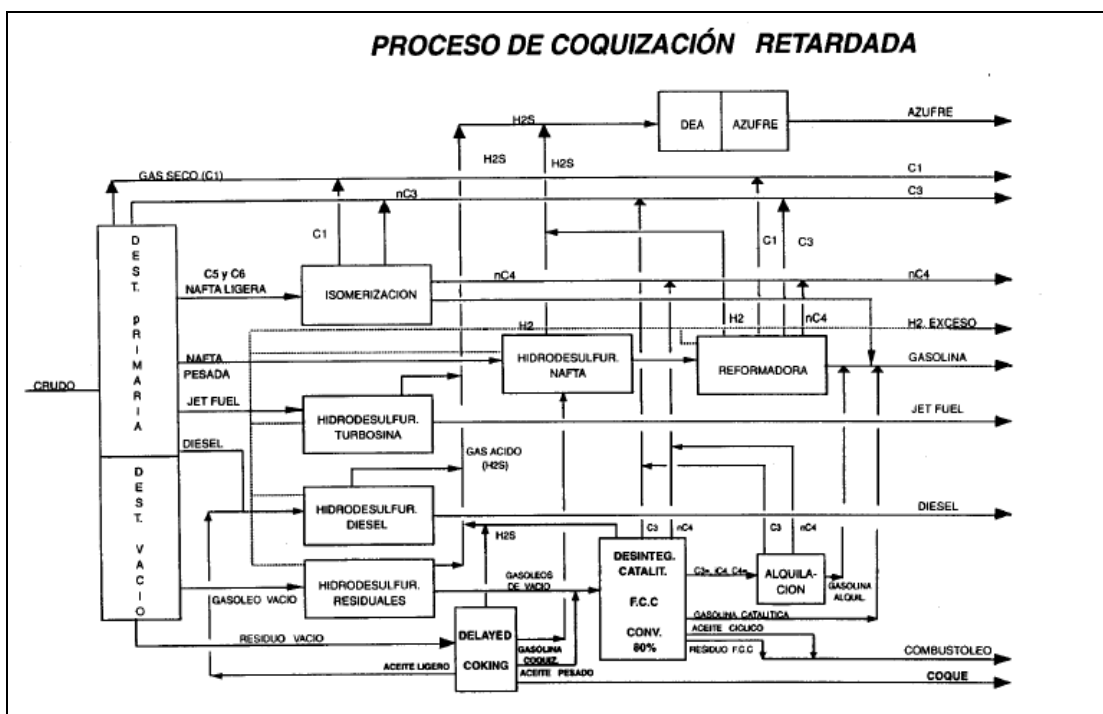


Figura 20. Esquema de refinación de conversión profunda

Una vez mencionados los posibles esquemas refinación del petróleo para la producción de refinados, la siguiente etapa es hablar del proceso de evaluación de la competitividad de un crudo con respecto a otra opción.

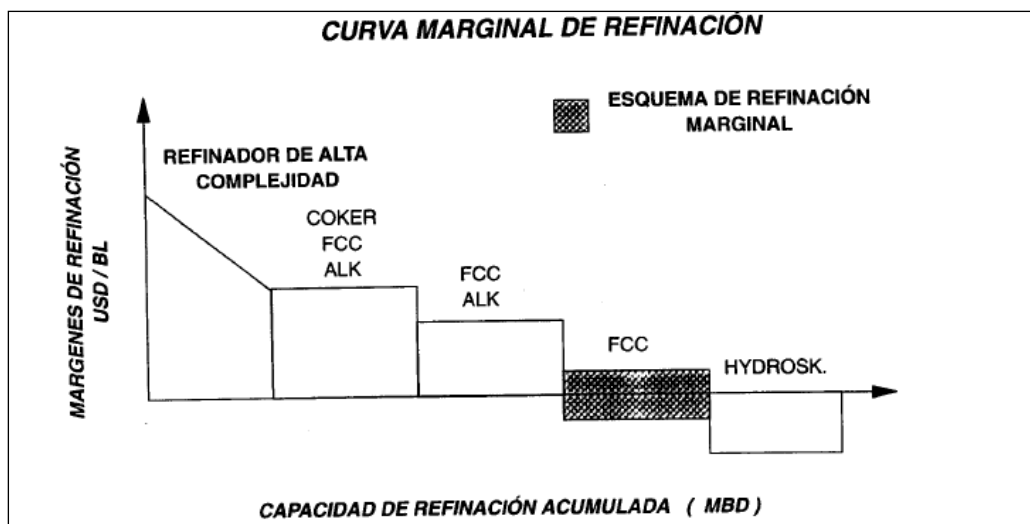
Competitividad de un crudo.

El propósito es evaluar la competitividad de un crudo frente a otras opciones, para ello, se realiza la simulación fijando una refinería hipotética, con objeto de establecer los productos que serán obtenidos una vez sometido el crudo a un

proceso de refinación y comparar los rendimientos de dicho crudo frente a otro ya sea de similar o diferente composición química. En las prácticas comerciales, se realiza la comparación con sus competidores en los mercados en que son vendidos. Ejemplo de ello, es el crudo mexicano pesado Maya compite con los crudos árabes pesados, árabe medio y Bachaquero 17. El crudo Istmo compite con el árabe ligero, el WTI, el LLS y el crudo Olmeca, compite con el Berri que es un árabe superligero y recientemente se ha enfrentado a los crudos colombianos como el Cusiana.

La competitividad o ventaja que tiene un crudo con respecto a otro son explicables ya que ciertos crudos como el Olmeca, por sus propiedades son utilizados para la producción de Lubricantes, el Maya es principalmente utilizado para La producción de asfaltos y coque y el crudo Istmo, es utilizado para la producción de gasolinas y destilados intermedios. De manera, que al comparar estos tipos de crudo en el mismo esquema de refinación, es de esperarse que el Olmeca sea mejor que el Istmo y este a su vez mejor que el crudo Maya. Sin embargo, la evaluación de un crudo siempre deberá hacerse con respecto a otro de características químicas similares, sólo de este modo, es posible determinar con precisión la Competitividad del crudo evaluado, frente a otras opciones.

En forma esquemática el proceso de competitividad se resume en la figura que se muestra a continuación.



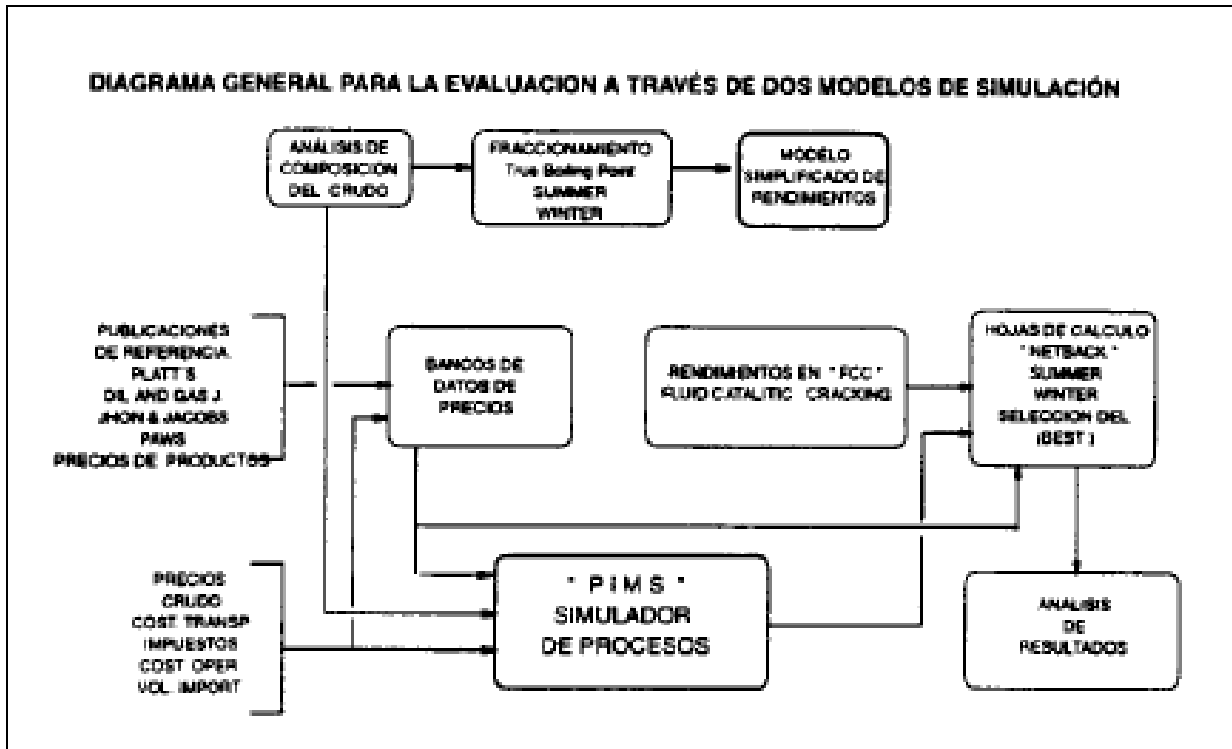


Figura 22. Diagrama general para la evaluación a través de simuladores

Modelos de Simulación

Una vez seleccionado el esquema de refinación, apoyados por los modelos de simulación técnico-económico, se realiza la evaluación de un crudo en el proceso seleccionado, con la finalidad de obtener los rendimientos de productos, los cuales son función de las características químicas del crudo alimentado al proceso, el precio a que serán vendidos los productos obtenidos y el balance de materia por cada planta.

Con base en el principio netback o de rendimientos brutos, es posible obtener como resultado de la simulación, los márgenes brutos de utilidad o de refinación que no son otra cosa que la ganancia que obtendría un refinador por procesar dichos crudos.

La etapa de valoración del crudo se realiza a través de software que permite la simular el proceso de destilación establecido en una refinería. En el mercado existen varios modelos de simulación que reflejan las condiciones existentes en un

proceso de destilación tipo. Uno de los más conocidos es el modelo PIMS, aunque se tienen otros como Hy-Sys, Haverly. Los escenarios de simulación pueden diferir en su forma, pero los resultados suelen ser aproximados. No obstante lo anterior. Por lo general, se selecciona uno para establecer las negociaciones comerciales.

Modelo PIMS (Process Industry Model System).

Este modelo emplea el método de programación lineal y fue desarrollado por la compañía Bechtel. Consiste básicamente en la simulación de las operaciones de una refinería planta por planta, donde el balance económico es determinante en la formación de los productos los cuales están regulados por las especificaciones comerciales finales impuesta para su consumo.

Los resultados que se obtienen son: los crudos a ser procesados y los insumos requeridos para su proceso, los productos obtenidos y su valor propuesto, las especificaciones de los productos obtenidos, el análisis assays y sus fracciones TBP, los rendimientos de los productos y los balances y recursión de cada una de las plantas de acuerdo al esquema de refinación seleccionado.

Procedimiento para valorar un crudo tipo.

1. Elaborar un análisis de las propiedades fisicoquímicas del petróleo crudo
2. Seleccionar el esquema de refinación y calibrar el modelo de simulación
3. Considerar en la evaluación que el crudo será entregado a precio mínimo
4. Establecer los productos y precios que serán obtenidos por el proceso
5. Establecer las especificaciones de los productos
6. Valorar los productos en base a la estacionalidad
7. Correr el modelo y obtener como resultado los rendimientos en productos y especificación de los mismos
8. Determinar los márgenes de refinación de acuerdo al método netback
9. Comparar el precio obtenido contra el referente establecido
10. Presentar los resultados

Los resultados del modelo permiten establecer la competitividad del crudo, considerando que para que un crudo sea atractivo para el comprador, éste deberá reflejar un margen de ganancia promedio entre los 1.0 a 1.5 usd/bls. Esta situación es variable y depende de muchos factores relacionados con la oferta y demanda tanto de crudos como de productos. Por lo general, los compradores o refinadores siempre buscaran el procesar los tipos de crudo que puedan ser ajustados a los patrones de la demanda.

Proyectos de mezclado.

En función de los cambios en los patrones de demanda, los simuladores permiten correr mezclas de crudos (ligeros, pesados y superligeros) buscando mejorar los rendimientos en los productos y su competitividad.

4. Referentes de precio

El precio por barril de petróleo crudo, es quizás la variable económica que tiene más impacto para el productor, así como el volumen que puede garantizar en el mercado. La industria petrolera es extremadamente rentable, ya que el costo por barril de petróleo puede ser tan bajo (en México el costo promedio es de aproximadamente 5-8 us/bl) que con los niveles de precios que se alcancen en el mercado, los diferenciales son considerables. Este indicativo, da una idea de la importancia de la comercialización del petróleo crudo.

Para determinar el valor comercial de la operación, es necesario revisar la información relativa al mercado en el cual se quiera colocar el crudo. Por lo general, esta información es establecida en los contratos comerciales y los mecanismos de precios se basan en publicaciones tales como *Platt's Oilgram*, *Buyers Guide* o *Petroleum Aarhus*. A nivel mundial, se ha generalizado al concepto de que Platt's es una de las mejores fuentes de información ya que esta se esfuerza por dar un resumen de las últimas transacciones registradas y las tendencias del mercado, (como ya lo vimos más especificado en el capítulo 2).

Las fórmulas están ligadas a una serie de crudos y productos de referencia que se les denomina crudos *marcadores* y *productos de referencia* y cuyas características principales para ser denominados como tales son:

Adecuación a los rendimientos. La fórmula adoptada, deberá reflejar fielmente los rendimientos de los crudos en la refinería marginal de cada región de destino, incluso ante la variación de precios relativos.

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.

Comercio activo. Los crudos y productos seleccionados, deben permanecer presentes en los mercados de referencia.

Cotizaciones diaria de precios. Es preciso que las cotizaciones de los crudos y productos de referencia seleccionados, sea confiable y diaria, a través de las publicaciones 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 los movimientos en los inventarios de crudo y productos, así como, por un balance en la oferta / demanda. El precio considerado debe reflejar el precio del mercado y las condiciones comerciales a las que se logre colocar.

Las condiciones de oferta y demanda en el mercado, la capacidad de almacenamiento con que se cuenta puede limitar el posicionamiento en el mercado petrolero. Incluso la colocación de volúmenes puede generar inestabilidad de los precios en el mercado petrolero.

Por lo que se pueden impulsar alianzas para impulsar procesos de refinación para que gradualmente incremente su capacidad de proceso de volúmenes para lograr un posicionamiento en los mercados.

En segundo lugar, incrementar la capacidad de almacenamiento, en alternativas de almacenamiento subterráneo tales como domos salinos o sistemas de almacenamiento flotantes, con el fin de dar evitar condiciones de sobreoferta o fluctuaciones de precios.

5. Esquema de venta

Alternativas de contratación

En la cadena exploración/extracción/refinación/distribución/comercialización, uno de los aspectos importantes es mantener los equilibrios entre lo que se puede suministrar con la infraestructura instalada y lo que los clientes necesitan. La demanda varía a lo largo del año y puede experimentar declinaciones o aumentos. Los combustibles competitivos ganan o pierden atractivo en términos de costo y disponibilidad y siempre es posible que se produzcan perturbaciones en el suministro de petróleo crudo o en los precios, tal vez por demoras de transporte o debido a acontecimientos políticos.

Así, el esquema de contratación constituye una forma de garantizar los cargamentos de crudo, las refinerías buscan nuevos tipos de crudo para fabricar diferentes productos a un costo ventajoso. Esto es posible ya que cada uno de los crudos que se venden tiene diferentes características químicas. Cada crudo al refinarse, produce una gama diferente de productos y un refinador puede encontrar ventajas al utilizar cierto tipo de crudo.

Ventas bajo contrato o bien a condiciones spot.

Venta contractual, es una transacción comercial mediante la cual se formaliza una operación de compraventa de petróleo crudo. Establece el periodo de tiempo determinado, la frecuencia, la fórmula de precios. Además, se fijan condiciones contractuales tales como: punto de entrega, calidad, formas de pago y penalizaciones. Estos esquemas proporcionan mayor seguridad a los clientes.

Venta spot, se basan en la disponibilidad de crudo y son más sensibles a las consideraciones del precio. A diferencia de las ventas contractuales, en este esquema el suministro es en periodo de tiempo corto, a precio acordado para entrega o recepción inmediata. Los cargamentos que se negocian pueden estar en tráfico hacia alguna zona comercial del mundo.

En las cláusulas de los contratos de compraventa de petróleo crudo, se especifica el volumen, la calidad y una cláusula sobre no garantía y que en forma textual dice: El vendedor no responde ni **garantiza** que el petróleo crudo sea idóneo para fin alguno. El comprador por este medio **libera al vendedor de cualquier tipo de garantía, incluyendo de manera ilustrativa y no limitativa, cualquier garantía implícita de comercialidad o idoneidad para cualquier propósito en particular.**

No obstante lo anterior la tendencia de todo vendedor siempre ha sido el conocer que es lo que los clientes están haciendo con su crudo (**esto es, las formas en que los procesan**) para descubrir en que momento éste está dejando de ser atractivo con respecto a otras opciones del comprador. Por la razón antes expuesta, es necesario conocer aspectos relacionados con la refinación de petróleo crudo.

En función de los acuerdos contractuales pactados con cada cliente, se establece el mecanismo mediante el cual el crudo será cobrado y facturado. En forma general se puede decir que existen 3 diferentes formas de cobrar. El hablar de cada uno de estos casos puede resultar confuso, sin embargo para los alcances que se pretenden con esta exposición, solamente nos referiremos a la valoración normal de los cargamentos destinados.

Para entender el proceso, es necesario revisar algunos conceptos que están ligados a la operación de carga de buquetanques como son:

Ventana convenida. Período de 3 días dentro de los cuales el buquetanque deberá arribar al puerto de carga.

Bill of lading. (Conocimiento de carga) Se refiere al día en que la carga es finalizada, sin importar si la misma inicio dentro o fuera de la ventana convenida.

Precio para valoración. Se refiere al precio que se aplicará al cargamento, en función del día en que el buquetanque haya iniciado su operación de carga.

Vencimiento.- Se refiere a la fecha en que se efectuará el pago de la factura correspondiente, sin que se recurra en intereses moratorios.

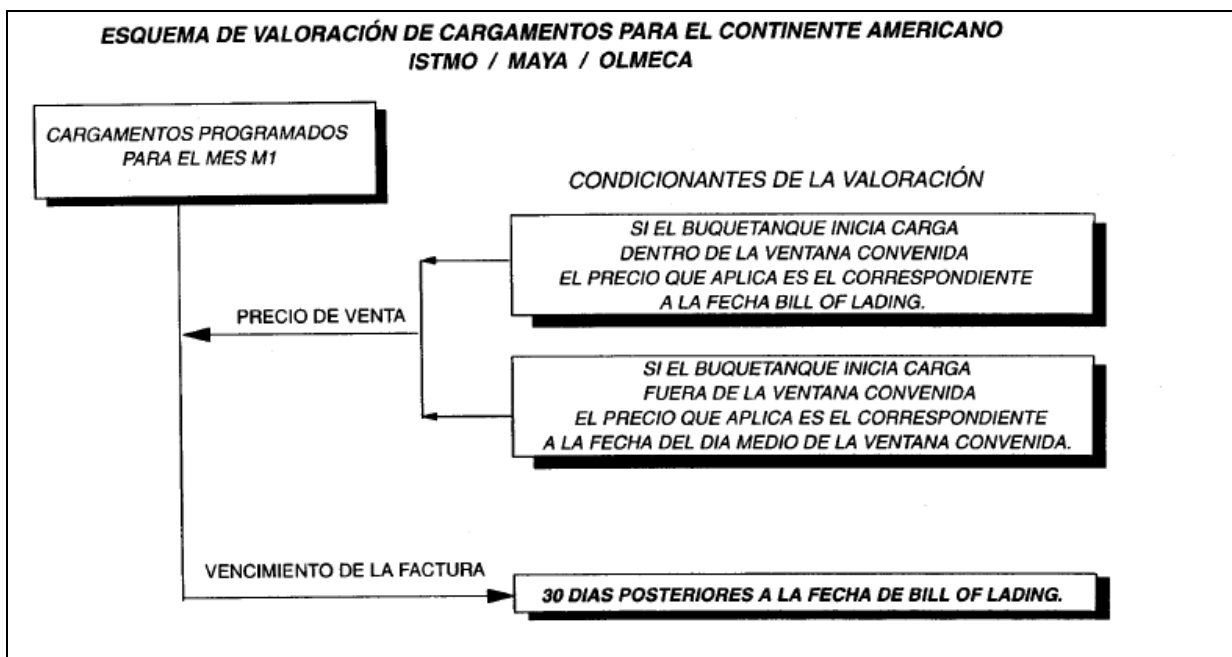


Figura 23. Esquema de valoración de cargamentos programados continente americano

Una vez realizado el análisis de los diferentes crudos marcadores disponibles en el mercado, la venta del crudo depende entre otras cosas de la disponibilidad del transporte.

6. Términos contractuales

Se negocian condiciones bajo las cuales se realizará la operación con consideraciones de seguridad en el suministro, oportunidad en el suministro, precio y calidad.

Estas condiciones se han estandarizado a nivel internacional y se les conoce como Incoterms (Internacional Commercial Terms).

Existen tres modalidades de contratos celebrados por PMI

- Contratos renovables que pueden darse por terminados mediante aviso expreso de alguna de las partes dado con tres meses de anticipación.
- Contratos de tiempo o número de cargamentos predeterminados.
- Contratos de largo plazo (mayores a un año).

En general se puede decir que existen en México, los contratos de compra-venta de corto y largo plazo.

Las cláusulas más importantes en un contrato de compraventa de petróleo crudo como son:

1. Volumen,
2. Medición
3. Tipo de crudo a entregar
4. Precio
5. Período de valoración
6. Término de pago
7. Condiciones de entrega/carga
8. Penalizaciones por calidad e incumplimiento
9. Confidencialidad
10. Caso fortuito y fuerza mayor
11. Límites de responsabilidad

IV.3 CASO PRÁCTICO

Para desarrollar el caso práctico utilizaremos casos hipotéticos de diferentes crudos, utilizando ejemplos de análisis para estudiar dichos crudos.

Este tipo de estudios se utilizan para conocer las diferentes alternativas de comercialización de un crudo de acuerdo a las características, calidades y

rendimientos de los crudos o para mantener actualizadas las calidades de un crudo ya comercializado ya sea para exportación o para transferencia interorganismo, y establecer los precios de dicho crudo en estudio.

1° CASO crudo superligero

Supongamos un yacimiento recién descubierto que lo llamaremos yacimiento “X” cuyo crudo “X” es superligero, el yacimiento asegura y garantiza el suministro de crudo por los próximos 10 años, el crudo cuenta con las siguientes características según el “assay” técnico.

PROPIEDAD	CRUDO "X"
API	38.10
Factor Kuop	11.98
Azufre Total, % Peso	0.899
Carbón Conradson, %peso	1.93
Insolubles en nC ₇ , %peso	0.36
Metales, mg/Kg:	---
Niquel	0.73
Vanadio	6.08

Cumple en su totalidad con las especificaciones de compra venta establecidas para este tipo de corriente como se muestra en la tabla siguiente:

PROPIEDAD	CRUDO "X"	ESPECIFICACIONES DE CORRIENTE (AÑO DE 2003)
Gravedad °API	38.10	38.0 MIN.
Agua y Sedimento, % Vol.	0.16	0.5 MAX.
Azufre Total, % Peso	0.899	0.95 MAX.
Presión de Vapor Reid, lb/plg ²	6.09	6.5 MAX.
Contenido de Sal, lb/1000 Bl	25.66	50. 0 MAX.
No. de Neutralización, mg KOH/g	0.21	0.10 MAX.
Insolubles en nC ₅ , %peso	0.45	0.58 MAX.
Niquel, mg/Kg	0.73	2.0 MAX.
Vanadio, mg/kg	6.08	9.0 MAX

Por las propiedades de factor K(UOP) y la gravedad API de este aceite crudo, este aceite es de tipo ligero de naturaleza parafinica, adecuado para producir productos refinados de tipo energético.

Debido a que se obtienen altos rendimientos de productos de tipo energético (gas, gasolina, turbo-quero y diesel), en este aceite crudo se obtiene un alto margen Bruto de refinación 3.87 USD/BL de crudo.

De los estudios según especificaciones se obtienen sus características.

CARACTERISTICAS DEL ACEITE CRUDO

PROPIEDAD	METODO	CRUDO "X"
Gravedad Especifica @ 60/60°F	ASTM D - 1298	0.8343
Gravedad °API	ASTM D - 1298	38.10
Viscosidad cSt @:	ASTM D - 445	---
15.5°C	---	5.39
21.1°C	---	4.70
25.0 °C	---	4.29
37.8 °C	---	3.27
Agua por Destilación, % Vol.	ASTM D - 4006	0.15
Agua y Sedimento, % Vol.	ASTM D - 4007	0.16
Sedimentos por extracción, %peso	ASTM D - 473	0.03
Carbón Conradson, %peso	ASTM D - 189	1.93
Carbón Ramsbottom, %peso	ASTM D - 524	1.76
Azufre Total, % Peso	ASTM D - 4294	0.899
Factor de Caracterización, (K _{UOP})	UOP - 375	11.98
Acido Sulfhidrico, mg/Kg	UOP-163	33
Mercaptanos, mg/Kg	UOP-163	73
Presión de Vapor Reid, lb/plg ²	ASTM D - 323	6.09
Temperatura de Escurrimiento, °C	ASTM D - 97	-48
Temperatura de Inflamación, °C	ASTM D - 93	<0
Contenido de Sal, lb/1000 Bl	ASTM D - 3230	25.66
No. de Neutralización, mg KOH/g	ASTM D - 664	0.21
Nitrógeno Total, mg/Kg	ASTM D - 4629	592
Nitrógeno Básico, mg/Kg	UOP-313	143
Insolubles en nC7, %peso	ASTM D - 3279	0.36
Insolubles en nC5, %peso	ASTM D - 3279	0.45
Cenizas, %peso:	ASTM D - 482	0.005
Poder calorífico, BTU/Lb	ASTM D - 240	---
Bruto	---	19307
Neto	---	18268
Metales, mg/Kg:	IMP -QA -006	---
Fierro	---	3.06
Cobre	---	0.14
Niquel	---	0.73
Vanadio	---	6.08

CONTENIDO DE GASES LIGEROS EN EL ACEITE CRUDO

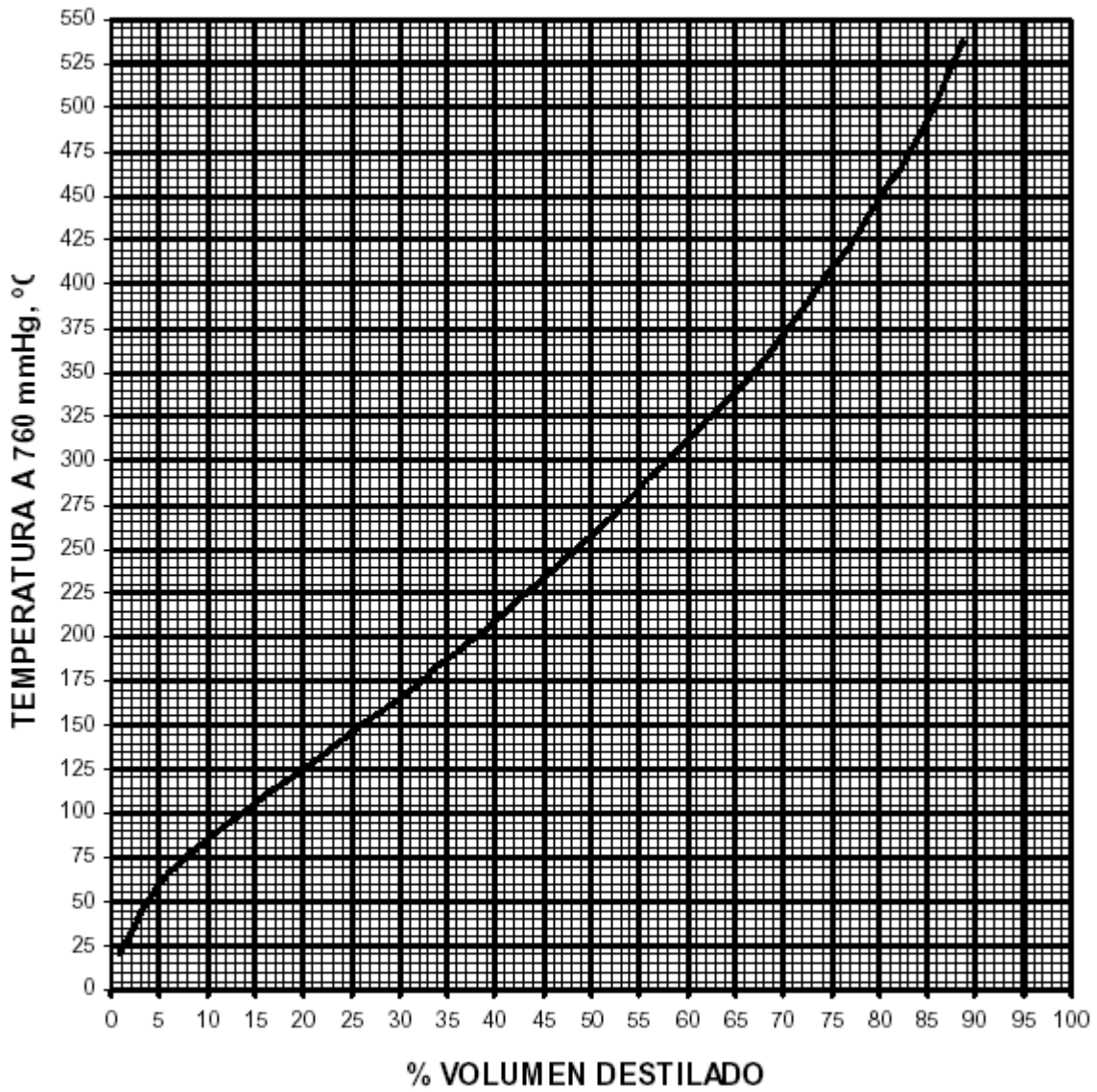
FRACCION	ACEITE CRUDO DE PROCEDENCIA "X"	
	% VOL	%PESO
METANO	0.002	0.001
BIOXIDO DE CARBONO	0.000	0.000
ETANO	0.006	0.003
PROPANO	0.057	0.035
ISOBUTANO	0.135	0.091
BUTANO NORMAL	0.622	0.435
TOTAL	0.822	0.565

CARACTERÍSTICAS DE FRACCIONES Y RESIDUOS

COMENTARIOS

- En el aceite crudo "X" se encontró un bajo valor del contenido de agua por destilación y agua y sedimento (0.15 y 0.16 % Vol.) y bajo contenido de sedimentos por extracción. (0.03 %peso).
- La destilación TBP del crudo "X", se reporta en base seca (libre de agua).
- El aceite crudo "X" presenta bajo rendimiento en contenido de gases ligeros de C₁ a nC₄ (0.822 %Vol.). Esto permite que el crudo presente una presión de vapor Reid (6.09 lb/pulg²) adecuada para su transporte y almacenamiento.
- Con respecto a los destilados totales hasta 538 °C el aceite crudo "X", presenta un rendimiento alto (88.59 %Vol.), superior al del crudo Istmo (82.33 %Vol.).
- El aceite crudo "X" presenta alto rendimiento en las fracciones de las naftas en el intervalo C₅-204°C (37.97 %Vol.), buen rendimiento de destilados intermedios de 204-316°C (22.03 %Vol.), regular rendimiento de gasóleo ligero de 316-343°C (4.998 %Vol.), buen rendimiento de gasóleo de vacío de 343-538°C (22.76 %Vol.) y bajo rendimiento de residuo de vacío 538 °C+ (11.41 %Vol.).
- El Residuo de vacío 538 °C+ presenta una gravedad API de 8.64 y alto contenido de de azufre (2.85 % peso), bajo contenido de níquel + vanadio (49.28 mg/Kg) y bajo en asfáltenos en nC₇ (2.59 %peso), que lo hacen adecuado para producir combustóleo de medio azufre.

CURVA DE DESTILACION TBP ACEITE CRUDO "X"



De los assays se tiene que de las diferentes fracciones a diferentes temperaturas se obtuvieron los siguientes componentes:

FRACCIÓN C5 @ 71 °C

CRUDO "X" , FRACCION C5 - 71 °C

COMPONENTE	% PESO	% VOL.
Propano	0.07	0.09
Isobutano	0.63	0.73
Butano normal	4.95	5.54
2,2-Dimetilpropano	0.03	0.04
Isopentano	14.43	15.08
Pentano normal	24.75	25.62
2,2-Dimetilbutano	0.59	0.59
Ciclopentano	2.13	1.86
2,3-Dimetilbutano	2.24	2.19
2-Metilpentano	13.39	13.29
3-Metilpentano	8.42	8.22
Hexano normal	19.74	19.42
Metilciclopentano	3.96	3.43
2,4-Dimetilpentano	0.28	0.27
2,2,3-trimetilbutano	0.03	0.02
Benceno	1.71	1.26
Ciclohexano	1.43	1.20
2-Metilhexano	0.56	0.54
C-1,3-Dimetilciclopentano	0.06	0.05
3-Metilhexano	0.28	0.26
T-1,3-Dimetilciclopentano	0.04	0.04
T-1,2-Dimetilciclopentano	0.02	0.01
3-Etilpentano	0.07	0.07
Heptano normal	0.15	0.14
Metilciclohexano	0.05	0.04

RESUMEN CRUDO X , FRACCION C5 - 71 °C

COMPONENTE	% PESO	% VOLUMEN
P	49.66	50.81
I	40.95	41.30
O	0.00	0.00
N	7.69	6.63
A	1.71	1.26
TOTAL	100.00	100.00

FRACCIÓN 71 - 177 °C

CRUDO "X" , FRACCION 71 - 177 °C

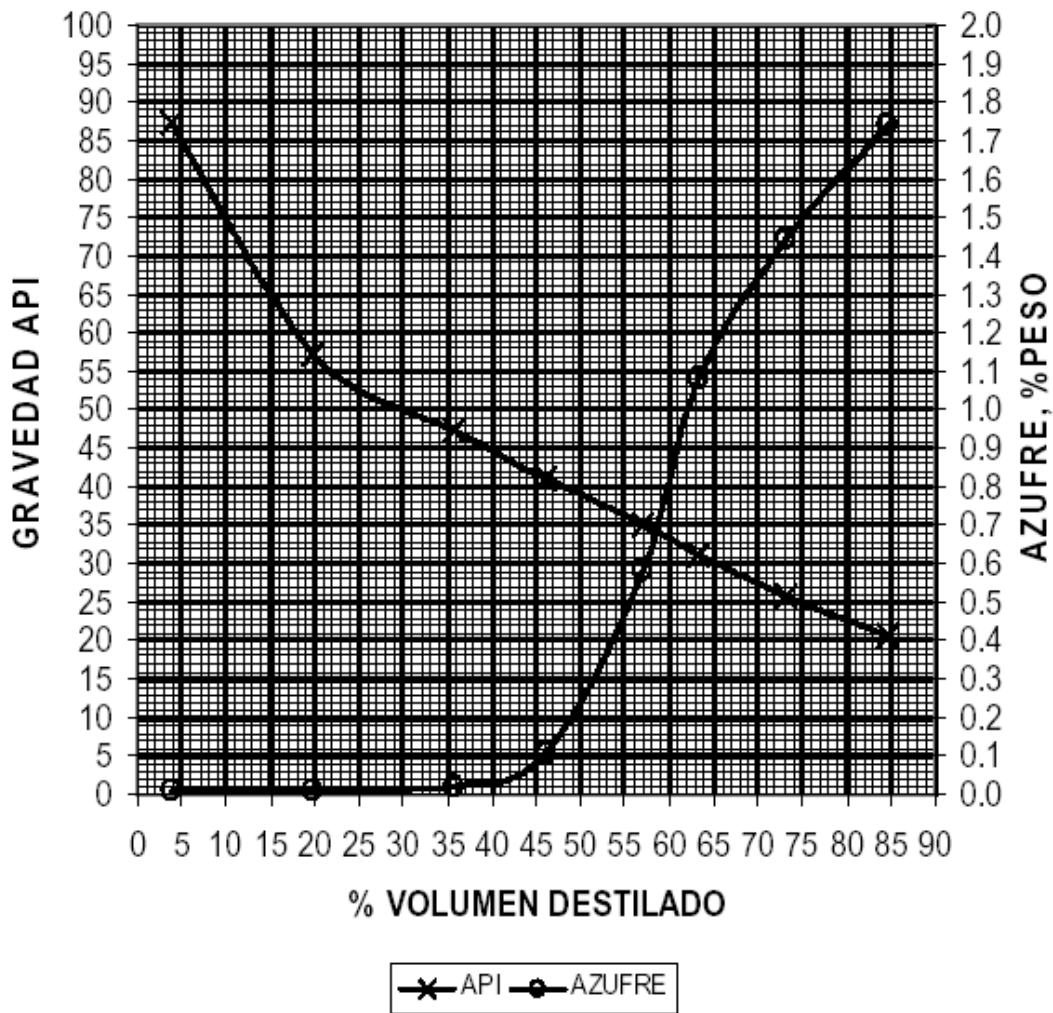
COMPONENTE	% PESO	% VOL.
Propano	0.01	0.01
Isobutano	0.03	0.04
Butano normal	0.17	0.22
Isopentano	0.17	0.21
Pentano normal	0.24	0.28
Ciclopentano	0.06	0.06
2,3-Dimetilbutano	0.11	0.12
2-Metilpentano	0.82	0.92
3-Metilpentano	0.78	0.86
Hexano normal	3.56	3.99
2,2-Dimetilpentano	0.12	0.13
Metilciclopentano	1.25	1.23
2,4-Dimetilpentano	0.29	0.32
2,2,3-Trimetilbutano	0.03	0.03
Benceno	0.52	0.44
Ciclohexano	1.78	1.69
2-Metilhexano	3.93	4.28
3-Metilhexano	3.09	3.32
C-1,3-Dimetilciclopentano	0.49	0.48
T-1,3-Dimetilciclopentano	0.47	0.45
2,2,4-Trimetilpentano	0.01	0.01
3-Etilpentano	1.10	1.18
Heptano normal	8.59	9.29
Metilciclohexano	4.18	4.01
2,2-Dimetilhexano	0.22	0.23
Etilciclopentano	0.53	0.51
2,5-Dimetilhexano	0.39	0.42
2,4-Dimetilhexano	0.58	0.61
T-C-1,2,4-Trimetilciclopentano	0.31	0.31
3,3-Dimetilhexano	0.13	0.14
T-C-1,2,3-Trimetilciclopentano	0.35	0.34
2,3,4-Trimetilpentano	0.13	0.13
Tolueno	3.98	3.40
2,3-Dimetilheptano	0.12	0.12
2-Metil-3-Etilpentano	0.80	0.82
2-Metilheptano	3.42	3.62

CONTINUACIÓN FRACCIÓN 71 - 177 °C

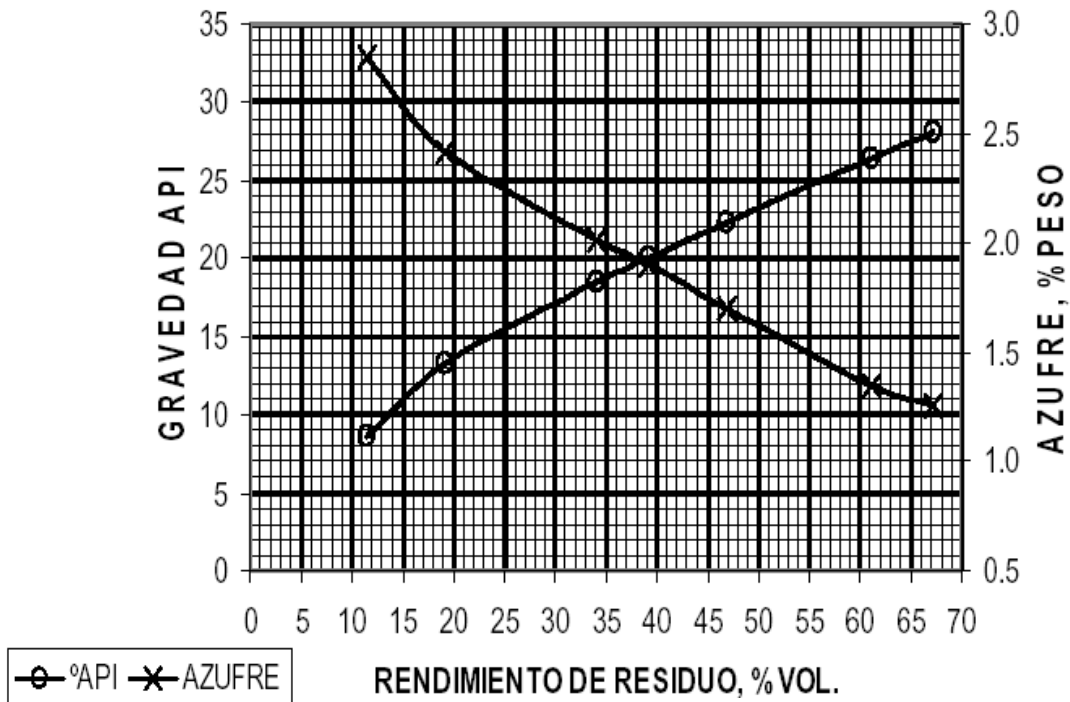
Olefina C9	0.14	0.15
Nonano normal	5.82	5.99
Olefina C10	0.06	0.06
T-1-Etil-3-Metilciclohexano	0.14	0.13
Isopropilbenceno	0.26	0.22
Parafinas C10	0.76	0.76
Secbutilciclopentano	0.30	0.28
3,5 Dimetiloctano D/L	0.30	0.31
N-Propilciclohexano	0.21	0.19
N-Butilciclopentano	1.10	1.02
2,6-Dimetiloctano	0.45	0.46
N-Propilbenceno	0.20	0.17
3,3-Dimetiloctano	0.68	0.69
Meta-Etiltolueno	1.05	0.89
Para-Etiltolueno	0.52	0.44
1,3,5-Trimetilbenceno	0.65	0.55
5-Metilnonano	0.21	0.22
4-Etiloctano	0.66	0.67
4-Metilnonano	0.63	0.64
Orto-Etiltolueno	0.63	0.54
3-Etiloctano	0.11	0.12
3-Metilnonano	0.65	0.67
1,2,4-Trimetilbenceno	1.23	1.05
Isobutilciclohexano	0.31	0.28
Nafteno C10	0.15	0.15
Isobutilbenceno	0.12	0.11
Decano normal	2.32	2.35
1,2,3-Trimetilbenceno	0.24	0.21
Parafina C11	0.36	0.36
1-Metil-3-Isopropilbenceno	0.10	0.09
Secbutilciclohexano	0.10	0.09
1-Metil-2-Isopropilbenceno	0.25	0.21
1,3-Dietilbenceno	0.08	0.08
1-Metil-3-Propilbenceno	0.17	0.14
N-Butilbenceno	0.08	0.07
1,3-Dimetil-5-etilbenceno	0.06	0.06
1,2-Dietilbenceno	0.04	0.03
1-Metil-2-Propilbenceno	0.09	0.07
4-Metildecano	0.05	0.05
1,4-Dimetil-2-Etilbenceno	0.10	0.10
1,3-Dimetil-4-Etilbenceno	0.05	0.05
1,2-Dimetil-4-Etilbenceno	0.05	0.04
1-Metil-4-Terbutilbenceno	0.04	0.03
Aromatico C11	0.01	0.01
1,2-Dimetil-2-Etilbenceno	0.02	0.02
Undecano normal	0.10	0.10
No identificados	2.23	2.21

RESUMEN "X" , FRACCION 71 - 177 °C		
COMPONENTE	% PESO	% VOLUMEN
P	29.19	30.99
I	31.57	33.25
O	0.37	0.38
N	18.96	18.07
A	17.68	15.10
NO IDENTIFICADOS	2.23	2.21
TOTAL	100.00	100.00

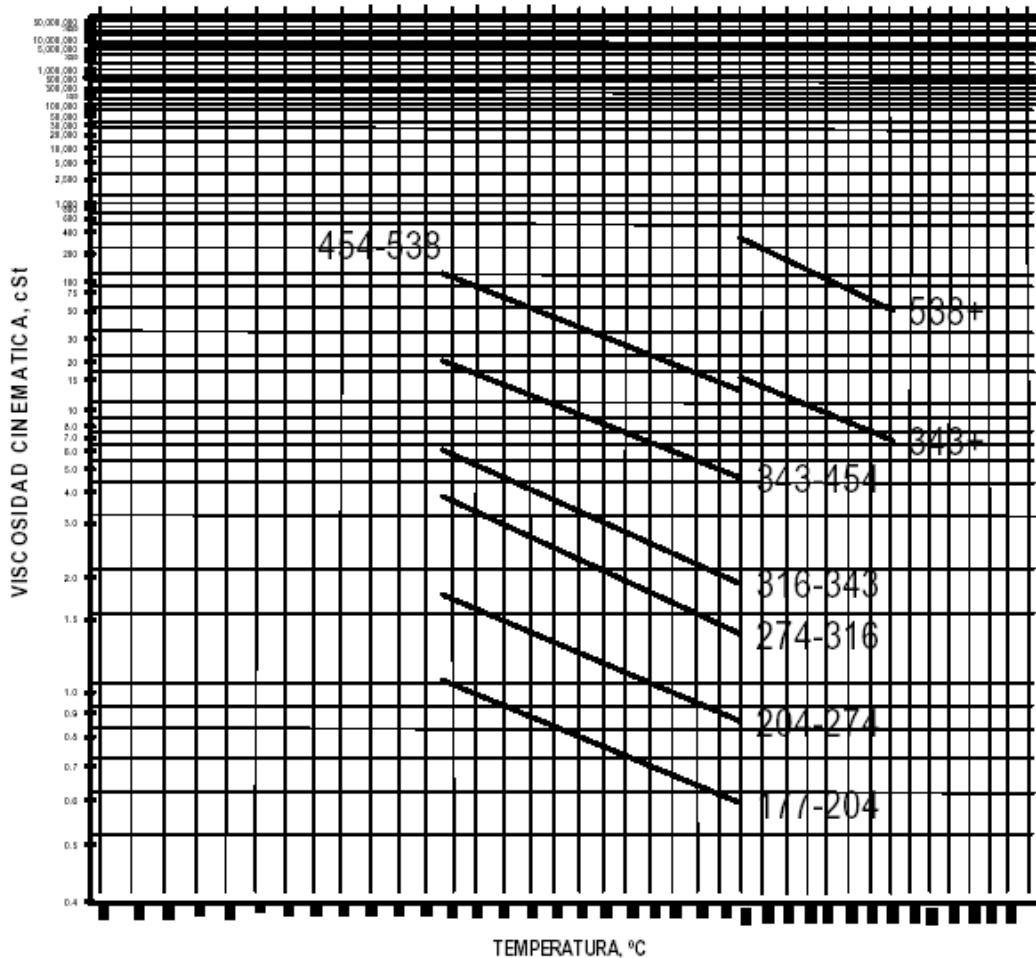
GRAFICAS DE CORRELACIONES (API Y AZUFRE EN DESTILADOS)



GRAFICAS DE API Y AZUFRE EN RESIDUALES



GRAFICAS DE VISCOSIDAD DE FRACCIONES Y RESIDUOS

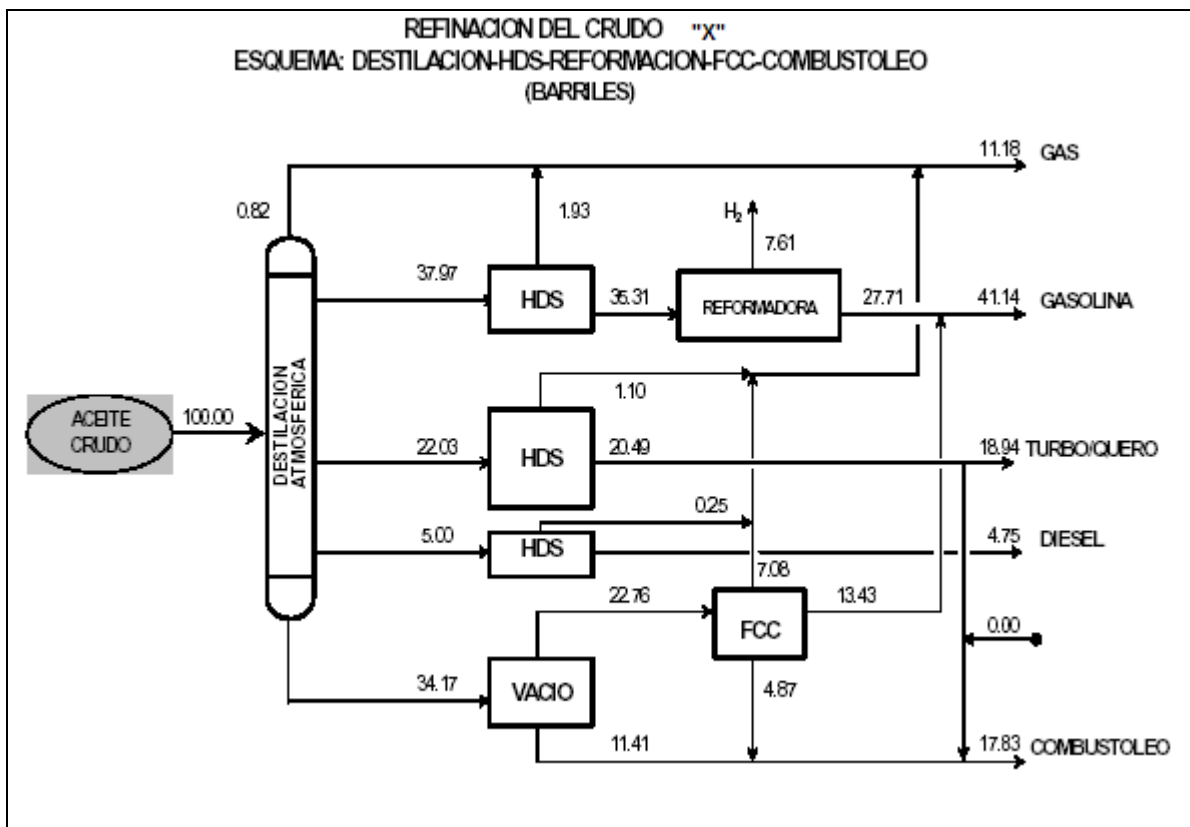


ALTERNATIVAS DE COMERCIALIZACIÓN

Al ser un crudo superligero, tiene mayor demanda, facilita su venta, y cumple en su totalidad con las especificaciones de compra-venta establecidas para este tipo de corriente, se podría vende como crudo OLMECA, para su comercialización y se propone lo siguiente:

ESQUEMA Y MARGEN BRUTO DE REFINACION

De acuerdo a las características, calidades y rendimientos del crudo se escoge el esquema de refinación.



MARGEN BRUTO DE REFINACION (MBR) = (INGRESOS – EGRESOS)/100

MBR = (5443.85 - 5057.00)/100 = **3.87 USD/BL DEL CRUDO "X"**

PRODUCTO	PRECIO (USD/BL)	PRODUCCION (BLS)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)
CRUDO	50.57	100.00	0.00	5057.00
GAS LP	46.99	11.18	525.47	0.00
GASOLINA	68.78	41.14	2829.40	0.00
TURBO/QUERO	67.09	18.94	1270.90	0.00
DIESEL	63.57	4.75	301.85	0.00
A. CICCLICO	59.77	0.00	0.00	0.00
COMBUSTOLEO	28.95	17.83	516.22	0.00
TOTAL	--	---	5443.85	5057.00

2° CASO crudo ligero

Supongamos un yacimiento al cual llamaremos yacimiento “Y” cuyo crudo “Y” es ligero, el yacimiento asegura y garantiza el suministro de crudo por los próximos años, el crudo cuenta con las siguientes características según el “assay” técnico.

PROPIEDAD	CRUDO "Y"
API	32.96
Factor Kuop	11.94
Azufre Total, % Peso	1.614
Carbón Conradson, %peso	4.02
Insolubles en nC ₇ , %peso	2.42
Metales, mg/Kg:	
Níquel	10.75
Vanadio	49.98

El aceite crudo “Y” no cumple en su totalidad con las especificaciones de compra venta establecidas para este tipo de corriente, ya que supera los límites máximos en acidez (no. de neutralización), asfaltenos en nC₅ y en el contenido de níquel, como se muestra en la tabla siguiente:

PROPIEDAD	CRUDO "Y"	ESPECIFICACIONES DE CORRIENTE (AÑO DE 2003)
Gravedad °API	32.96	32.0 MIN.
Agua y Sedimento, % Vol.	0.18	0.5 MAX.
Azufre Total, % Peso	1.614	1.6 MAX.
Presión de Vapor Reid, lb/plg ²	6.58	6.5 MAX.
Contenido de Sal, lb/1000 BI	23.21	50.0 MAX.
No. de Neutralización, mg KOH/g	0.32	0.21 MAX.
Insolubles en nC ₅ , %peso	3.05	1.20 MAX.
Níquel, mg/Kg	10.75	8.0 MAX.
Vanadio, mg/Kg	49.98	50.0 MAX.

Por las propiedades de factor K(UOP) y la gravedad API del aceite crudo "Y", este aceite es de tipo medio de naturaleza intermedia, adecuado para producir productos refinados de tipo energético.

Debido a que se obtienen buenos rendimientos de productos de tipo energético (gas, gasolina, turbo-queiro y diesel), en el aceite crudo "Y" se obtiene un alto margen Bruto de refinación **6.71 USD/BL** de crudo.

COMENTARIOS

- En el aceite crudo "Y" se encontró un valor bajo del contenido de agua por destilación y agua y sedimento (0.15 y 0.18 % Vol.) y bajo contenido de sedimentos por extracción. (0.05 %peso).
- La destilación TBP del crudo "Y", se reporta en base seca (libre de agua).
- El aceite crudo "Y" presenta bajo rendimiento en contenido de gases ligeros de C₁ a nC₄ (0.985 %Vol.). Esto permite que el crudo presente una presión de vapor Reid (6.58 lb/pulg²) adecuada para su transporte y almacenamiento.
- Con respecto a los destilados totales hasta 538 °C el aceite crudo "Y", presenta un rendimiento regular (82.33 %Vol.), inferior al del crudo "X" (88.59 %Vol.).
- El aceite crudo "Y" presenta regular rendimiento en las fracciones de las naftas en el intervalo C₅-204°C (30.997 %Vol.), buen rendimiento de

destilados intermedios de 204-316°C (19.71 %Vol.), regular rendimiento de gasóleo ligero de 316-343°C (4.41 %Vol.), buen rendimiento de gasóleo de vacío de 343-538°C (26.22 %Vol.) y regular rendimiento de residuo de vacío 538 °C+ (17.67 %Vol.).

- El Residuo de vacío 538 °C+ presenta una gravedad API de 6.19 y alto contenido de contaminantes como el azufre (4.30 % peso), el níquel + vanadio (287.66 mg/Kg) y en asfaltenos en nC₇ (11.42 %peso), que lo hacen adecuado para producir combustóleo de alto azufre.

De los estudios según especificaciones se obtienen sus características.

CARACTERISTICAS DEL ACEITE CRUDO

PROPIEDAD	METODO	CRUDO "γ"
Gravedad Especifica @ 60/60°F	ASTM D -1298	0.8604
Gravedad °API	ASTM D - 1298	32.96
Viscosidad cSt @:	ASTM D - 445	---
15.5 °C	---	12.55
21.1 °C	---	10.53
25.0 °C	---	9.37
37.8 °C	---	6.64
Agua por Destilación, % Vol.	ASTM D - 4006	0.15
Agua y Sedimento, % Vol.	ASTM D - 4007	0.18
Sedimentos por extracción, %peso	ASTM D - 473	0.05
Carbón Conradson, %peso	ASTM D - 189	4.02
Carbón Ramsbottom, %peso	ASTM D - 524	3.86
Azufre Total, % Peso	ASTM D - 4294	1.614
Factor de Caracterización, (K _{UOP})	UOP - 375	11.94
Acido Sulfhídrico, mg/Kg	UOP-163	99
Mercaptanos, mg/Kg	UOP-163	93
Presión de Vapor Reid, lb/plg2	ASTM D - 323	6.58
Temperatura de Escurrimiento, °C	ASTM D - 97	-46
Temperatura de Inflamación, °C	ASTM D - 93	<0
Contenido de Sal, lb/1000 BI	ASTM D - 3230	23.21
No. de Neutralización, mg KOH/g	ASTM D - 664	0.32
Nitrógeno Total, mg/Kg	ASTM D - 4629	1164
Nitrógeno Básico, mg/Kg	UOP-313	336
Insolubles en nC ₇ , %peso	ASTM D - 3279	2.42
Insolubles en nC ₅ , %peso	ASTM D - 3279	3.05
Cenizas, %peso:	ASTM D - 482	0.010
Poder calorífico, BTU/Lb	ASTM D - 240	---
Bruto	---	19233
Neto	---	18167
Metales, mg/Kg:	IMP -QA -006	---
Fierro	---	2.35
Cobre	---	0.35
Níquel	---	10.75
Vanadio	---	49.98

CONTENIDO DE GASES LIGEROS EN EL ACEITE CRUDO

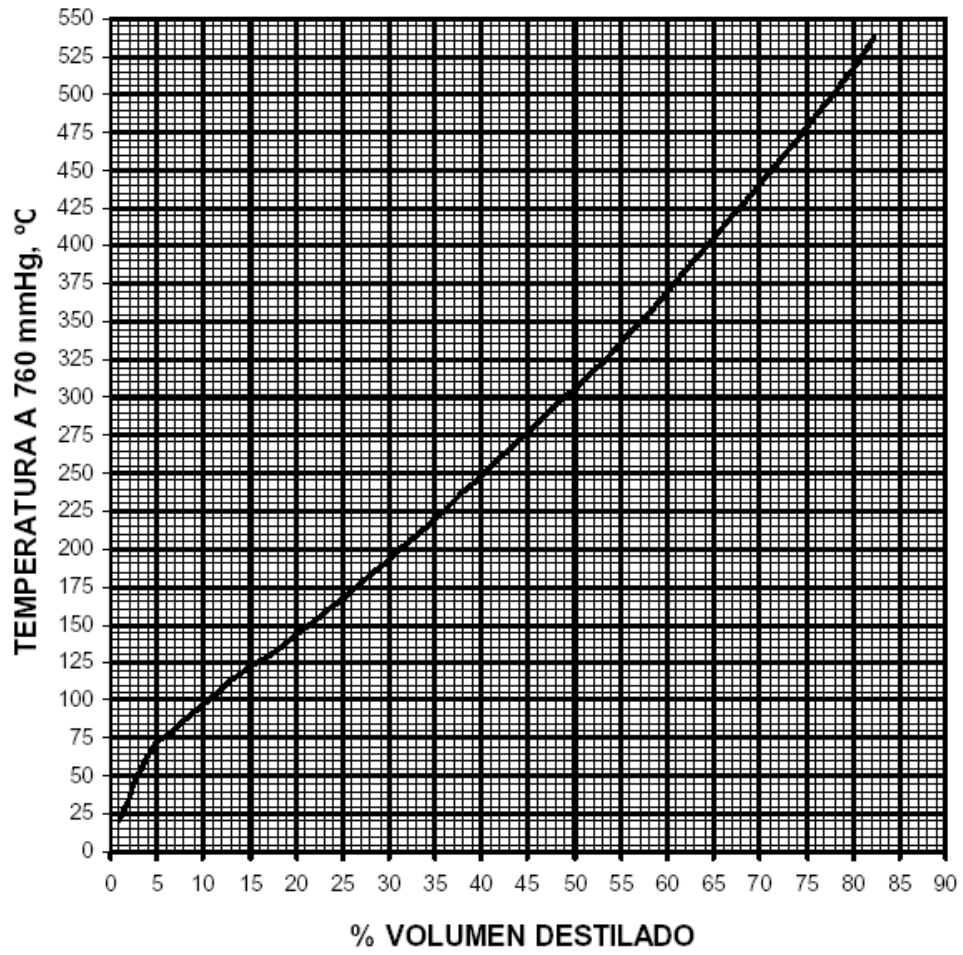
FRACCION	ACEITE CRUDO DE PROCEDENCIA	
	CRUDO "Y"	
	% VOL	% PESO
METANO	0.002	0.001
BIOXIDO DE CARBONO	0.000	0.000
ETANO	0.003	0.001
PROPANO	0.098	0.058
ISOBUTANO	0.165	0.108
BUTANO NORMAL	0.717	0.487
TOTAL	0.985	0.655

CARACTERÍSTICAS DE FRACCIONES Y RESIDUOS

CARACTERÍSTICAS DE FRACCIONES Y RESIDUOS

CRUDO Y	NAFTAS		DESTILADOS INTERMEDIOS		GASOLEOS		RESIDUO ATM.	RESIDUO VAC.
	Intervalo de Ebullición °C	C5-160	160-350	350-400	400-525	525-600		
Intervalo de Ebullición °C	71-177	177-204	204-274	274-316	316-343	343-454	454-538	538 °C+
Rendimiento, % Vol.	2.147	5.103	12.320	7.392	4.410	15.622	10.600	43.896
% Peso	19.241	4.691	11.743	7.300	4.460	16.375	11.508	48.984
Localización en el crudo, % Vol.	0.985 - 4.732	4.732 - 26.879	26.879 - 31.982	31.982 - 44.302	44.302 - 51.684	51.684 - 56.104	56.104 - 71.726	71.726 - 82.326
Temp. de Ebullición promedio, °C	53.20	130.20	185.80	234.20	266.80	320.60	404.20	492.40
PROPIEDADES								
Gravedad Específica 60/60°F	0.6626	0.7475	0.7909	0.8201	0.8532	0.8702	0.9019	0.9341
Gravedad API	62.05	57.80	47.41	41.04	34.35	31.11	25.39	19.98
Azufre Total, % Peso	0.025	0.039	0.077	0.305	0.810	1.427	1.743	2.167
Carbon Comulsion, % Peso	63.20	41.50	60.90	40.90	62.05	41.20	12.05	2.16
RONBASE	62.05	41.20	12.05	2.16	11.78	11.76	11.73	11.69
MONBASE	37.8°C	54.4°C	98.9°C	121.1°C	135.0°C	171.1°C	206.9°C	236.3°C
Presión de Vapor Reid, lb/inch ²	37.8°C	54.4°C	98.9°C	121.1°C	135.0°C	171.1°C	206.9°C	236.3°C
Factor de Caracterización, (K _{car})	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71
Viscosidad cSt @	37.8°C	54.4°C	98.9°C	121.1°C	135.0°C	171.1°C	206.9°C	236.3°C
Temperatura de Escurecimiento, °C	37.8°C	54.4°C	98.9°C	121.1°C	135.0°C	171.1°C	206.9°C	236.3°C
Parafinas, % Vol.	62.33	16.43	18.23	1.00	62.96	60.26	52.17	49.60
Aromáticos, % Vol.	18.23	0.66	0.90	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Nafténicos, % Vol.	19.44	83.91	80.84	98.00	98.04	98.04	98.04	98.04
Olefinas, % Vol.	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71
Benceno, % Vol.	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71
Índice diesel	62.96	60.26	52.17	49.60	47.41	44.30	41.04	37.89
Insolubles en nC ₁₀ H ₂₂ , % Peso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Punto de Humo, mm	19	2	2	2	2	2	2	2
Mitigación Básica, mg/kg	19	2	2	2	2	2	2	2
Hierro/Cobre, mg/kg	19	2	2	2	2	2	2	2
Níquel/Vanadio, mg/kg	19	2	2	2	2	2	2	2
Factor de aromaticidad AFC (BECHTEL)	19	2	2	2	2	2	2	2
BMC1	19	2	2	2	2	2	2	2
VGC	19	2	2	2	2	2	2	2
Destilación ASTM D-86 o D-1160, °C	34.0 / 42.0	88.0 / 103.0	173.0 / 179.0	212.0 / 222.0	276.0 / 280.0	308.0 / 313.0	357.0 / 368.0	455.0 / 458.0
11E5, % Vol.	45.0 / 46.0	107.0 / 112.0	183.0 / 181.0	223.0 / 225.0	281.0 / 282.0	315.0 / 316.0	374.0 / 384.0	462.0 / 469.0
10/20	47.0 / 49.0	117.0 / 122.0	183.0 / 184.0	227.0 / 230.0	283.0 / 284.0	318.0 / 319.0	390.0 / 394.0	478.0 / 485.0
30/40	52.0 / 54.0	128.0 / 135.0	185.0 / 186.0	233.0 / 236.0	296.0 / 287.0	320.0 / 321.0	399.0 / 408.0	493.0 / 500.0
50/60	57.0 / 60.0	142.0 / 149.0	188.0 / 190.0	239.0 / 244.0	299.0 / 291.0	323.0 / 325.0	418.0 / 428.0	506.0 / 514.0
70/80	65.0 / 67.0	157.0 / 164.0	193.0 / 196.0	249.0 / 254.0	195.0 / 206.0	327.0 / 330.0	440.0 / 448.0	523.0 / 530.0
90/95	71.0	173.0	203.0	260.0	303.0	332.0	468.0	543.0
TFE	98.4	98.5	98.5	98.6	98.5	98.6	98.6	98.6
%Vol Recuperado	98.4	98.5	98.5	98.6	98.5	98.6	98.6	98.6

CURVA DE DESTILACION TBP ACEITE CRUDO "Y"



De los assays se tiene que de las diferentes fracciones a diferentes temperaturas se obtuvieron los siguientes componentes:

FRACCIÓN C5 @ 71 °C

CRUDO "Y" , FRACCION C5 - 71 °C

COMPONENTE	% PESO	% VOL.
Propano	0.04	0.05
Isobutano	0.07	0.09
Butano normal	0.47	0.53
Isopentano	9.02	9.56
Pentano normal	26.21	27.48
2,2-Dimetilbutano	0.59	0.60
Ciclopentano	2.69	2.37
2,3-Dimetilbutano	2.34	2.32
2-Metilpentano	15.77	15.87
3-Metilpentano	9.46	9.36
Hexano normal	23.17	23.09
Metilciclopentano	4.96	4.36
2,4-Dimetilpentano	0.28	0.27
2,2,3-trimetilbutano	0.02	0.02
Benceno	2.29	1.71
3,3-Dimetilpentano	0.01	0.01
Ciclohexano	1.42	1.20
2-Metilhexano	0.48	0.46
C-1,3-Dimetilciclopentano	0.06	0.05
3-Metilhexano	0.24	0.23
T-1,3-Dimetilciclopentano	0.05	0.04
3-Etilpentano	0.08	0.07
2,2,4-Trimetilpentano	0.01	0.01
Heptano normal	0.19	0.18
Metilciclohexano	0.07	0.06

RESUMEN "Y" , FRACCION C5 - 71 °C

COMPONENTE	% PESO	% VOLUMEN
P	50.08	51.34
I	38.38	38.87
O	0.00	0.00
N	9.25	8.08
A	2.29	1.71
TOTAL	100.00	100.00

FRACCIÓN 71 - 177 °C

CRUDO "Y" , FRACCION 71 - 177 °C

COMPONENTE	% PESO	% VOL.
Propano	0.01	0.01
Isobutano	0.02	0.02
Butano normal	0.10	0.12
Isopentano	0.10	0.12
Pentano normal	0.18	0.22
Ciclopentano	0.06	0.06
2,3-Dimetilbutano	0.08	0.09
2-Metilpentano	0.72	0.82
3-Metilpentano	0.66	0.74
Hexano normal	3.20	3.60
2,2-Dimetilpentano	0.08	0.09
Metilciclopentano	1.25	1.24
2,4-Dimetilpentano	0.26	0.29
2,2,3-Trimetilbutano	0.02	0.02
Benceno	0.58	0.49
Ciclohexano	1.57	1.50
2-Metilhexano	3.29	3.60
3-Metilhexano	2.63	2.85
C-1,3-Dimetilciclopentano	0.53	0.53
T-1,3-Dimetilciclopentano	0.50	0.49
2,2,4-Trimetilpentano	0.01	0.01
3-Etilpentano	1.14	1.23
Heptano normal	7.49	8.14
Metilciclohexano	3.83	3.70
2,2-Dimetilhexano	0.25	0.26
Etilciclopentano	0.54	0.53
2,5-Dimetilhexano	0.32	0.34
2,4-Dimetilhexano	0.49	0.52
T-C-1,2,4-Trimetilciclopentano	0.36	0.36
3,3-Dimetilhexano	0.11	0.11
T-C-1,2,3-Trimetilciclopentano	0.42	0.41
2,3,4-Trimetilpentano	0.12	0.12
Tolueno	3.42	2.93
2,3-Dimetilheptano	0.12	0.13
2-Metil-3-Etilpentano	0.70	0.71
2-Metilheptano	3.10	3.31

**CONTINUACIÓN FRACCIÓN 71 - 177°C
CRUDO "Y" , FRACCION 71 - 177 °C (CONT. 1)**

4-Metilheptano	0.95	1.00
3-Metilheptano	2.72	2.86
C-1,3-Dimetilciclohexano	1.06	1.03
2,2,4,4-Tetrametilpentano	0.25	0.26
C-1-Etil-3-Metilciclopentano	0.28	0.27
T-1-Etil-2-Metilciclopentano	0.49	0.47
T-1,2-Dimetilciclohexano	0.59	0.57
C-C-1,2,3-Trimetilciclopentano	0.39	0.37
Olefina C8	0.34	0.35
Octano normal	6.94	7.34
Nafteno C8	0.07	0.07
2,4,4-Trimetilhexano	0.04	0.05
2,3,5-Trimetilhexano	0.04	0.04
C-1-Etil-2-Metilciclopentano	0.13	0.13
2,2 Dimetilheptano	0.12	0.13
2,2 Dimetil-3-etilpentano	0.36	0.37
C-1,2-Dimetilciclohexano	1.60	1.49
N-Propilciclopentano	0.94	0.90
2,6-Dimetilheptano	0.82	0.80
1,1,3--Trimetilciclohexano	0.10	0.10
3,5-Dimetilheptano	0.64	0.66
2,3,3-Trimetilhexano	0.20	0.21
3,3-Dimetilheptano	0.12	0.13
Etilbenceno	1.38	1.18
2,3,4-Trimetilhexano	0.44	0.46
Meta-Xileno	2.68	2.30
Para-Xileno	1.99	1.72
3,4-Dimetilheptano D/L	0.10	0.10
Nafteno C9	0.35	0.34
2,3-Dimetil-3-Etilpentano	0.16	0.16
4-Metiloctano	0.96	0.99
2-Metiloctano	1.26	1.31
3-Etilheptano	0.23	0.24
3-Metiloctano	1.48	1.52
Orto-Xileno	1.60	1.35
C-C,1,2,4-Trimetilciclohexano	0.02	0.02
1-Metil-2-Propilciclopentano	0.61	0.59
C-1-Etil-3-Metilciclohexano	0.19	0.18
T-1-Etil-4-Metilciclohexano	0.06	0.05
Isobutilciclopentano	0.04	0.04

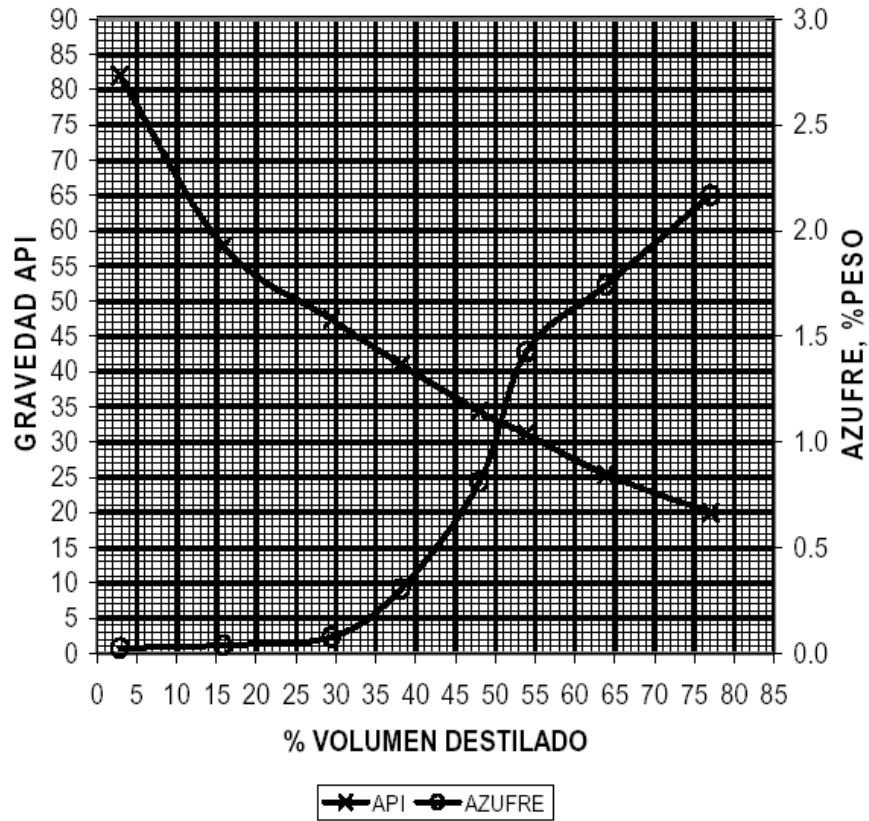
CONTINUACIÓN FRACCIÓN 71 - 177°C

CRUDO "Y" , FRACCION 71 - 177 °C (CONT. 2)

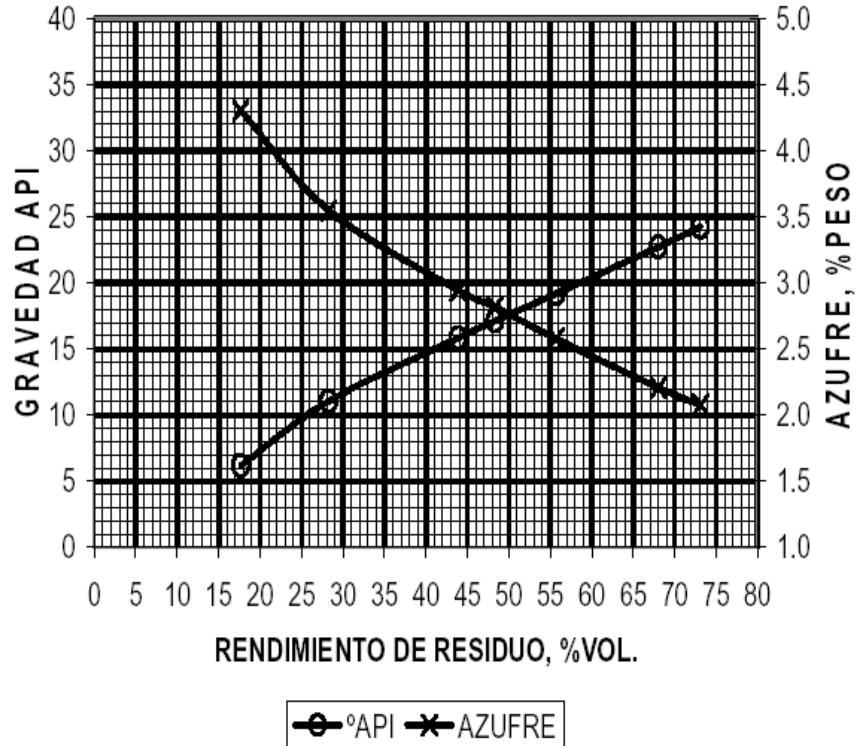
Olefina C9	0.17	0.17
Nonano normal	6.20	6.42
Olefina C10	0.14	0.14
T-1-Etil-3-Metilciclohexano	0.11	0.10
Isopropilbenceno	0.30	0.26
Parafinas C10	0.93	0.94
Secbutilciclopentano	0.34	0.32
3,5 Dimetiloctano D/L	0.31	0.31
N-Propilciclohexano	0.27	0.25
N-Butilciclopentano	1.26	1.17
2,6-Dimetiloctano	0.48	0.50
N-Propilbenceno	0.24	0.20
3,3-Dimetiloctano	0.98	1.01
Meta-Etiltolueno	1.01	0.86
Para-Etiltolueno	0.51	0.43
1,3,5-Trimetilbenceno	0.79	0.68
5-Metilnonano	0.26	0.27
4-Etiloctano	0.90	0.92
4-Metilnonano	0.49	0.51
Orto-Etiltolueno	0.84	0.71
3-Etiloctano	0.16	0.16
3-Metilnonano	0.85	0.87
1,2,4-Trimetilbenceno	1.53	1.31
Terbutilciclohexano	0.47	0.44
Isobutilciclohexano	0.09	0.08
Nafteno C10	0.26	0.25
Isobutilbenceno	0.16	0.14
Decano normal	3.40	3.46
1,2,3-Trimetilbenceno	0.38	0.34
Parafina C11	0.65	0.65
1-Metil-3-Isopropilbenceno	0.13	0.11
Secbutilciclohexano	0.19	0.18
1-Metil-2-Isopropilbenceno	0.46	0.40
1,3-Dietilbenceno	0.13	0.12
1-Metil-3-Propilbenceno	0.18	0.16
N-Butilbenceno	0.15	0.13
1,3-Dimetil-5-etilbenceno	0.10	0.09
1,2-Dietilbenceno	0.06	0.05
1-Metil-2-Propilbenceno	0.13	0.11
4-Metildecano	0.08	0.08

RESUMEN "Y" , FRACCION 71 - 177 °C		
COMPONENTE	% PESO	% VOLUMEN
P	29.23	31.03
I	29.62	31.30
O	0.65	0.66
N	18.97	18.23
A	19.15	16.43
NO IDENTIFICADOS	2.38	2.35
TOTAL	100.00	100.00

GRAFICAS DE CORRELACIONES (API Y AZUFRE EN DESTILADOS) DE ACEITE CRUDO "Y"



GRAFICAS DE API Y AZUFRE EN RESIDUALES DE ACEITE CRUDO "Y"

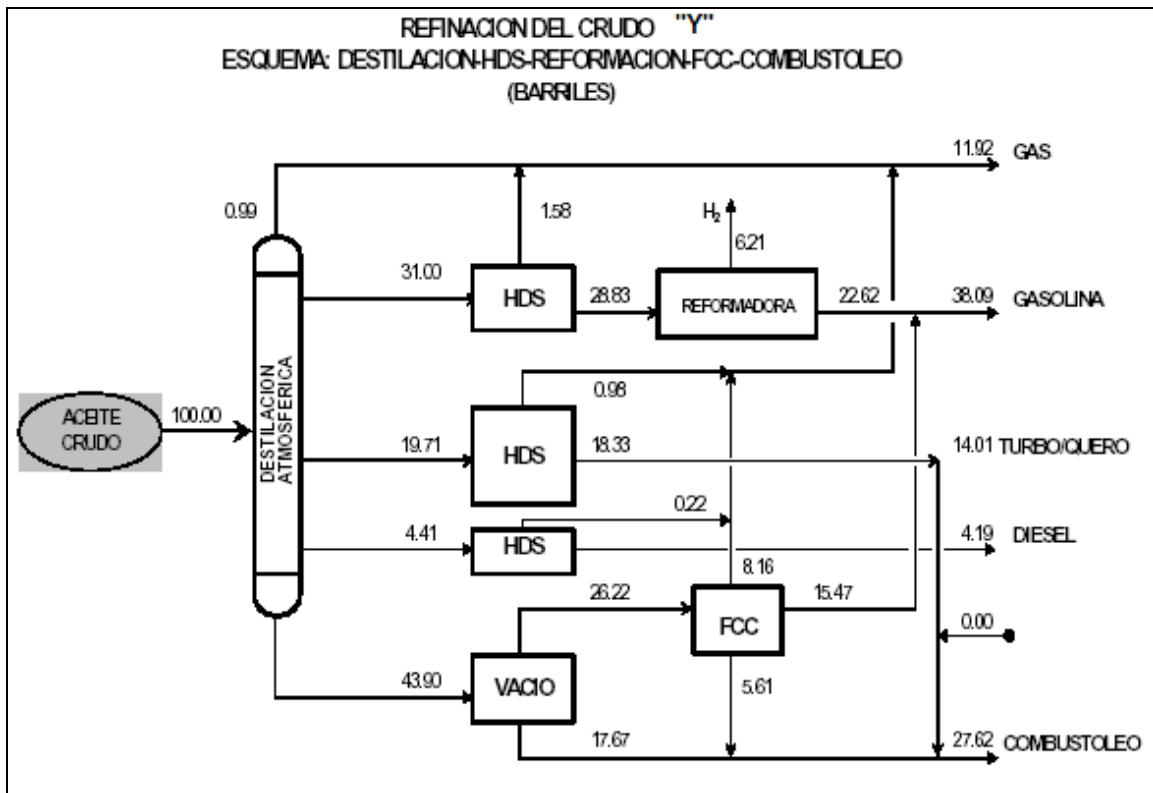


ALTERNATIVAS DE COMERCIALIZACIÓN

El crudo “Y” es un crudo ligero, sin embargo el aceite crudo “Y” no cumple en su totalidad con las especificaciones de compra venta establecidas para este tipo de corriente, como ya lo veíamos, por lo que se necesitan establecer las penalizaciones o condiciones en los contratos de compra-venta o procesarse dicho crudo para que cumpla con dichas especificaciones y se pueda comercializar como un crudo de exportación ISTMO o como un ISTMO sintético.

ESQUEMA Y MARGEN BRUTO DE REFINACION

De acuerdo a las características, calidades y rendimientos del crudo se escoge el esquema de refinación.



MARGEN BRUTO DE REFINACION (MBR) = (INGRESOS – EGRESOS)/100

MBR = (5185.30 – 4514.22)/100 = **6.71 USD/BL DE CRUDO**

PRODUCTO	PRECIO (USD/BL)	PRODUCCION (BLS)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)
CRUDO	45.14	100.00	0.00	4514.22
GAS LP	46.99	11.92	560.25	0.00
GASOLINA	68.78	38.09	2619.82	0.00
TURBO/QUERO	67.09	14.01	939.54	0.00
DIESEL	63.57	4.19	266.34	0.00
A. CICCLICO	59.77	0.00	0.00	0.00
COMBUSTOLEO	28.95	27.62	799.34	0.00
TOTAL	---	---	5185.30	4514.22

3° CASO crudo pesado

Supongamos ahora que el crudo que estamos produciendo es un crudo super pesado, al cual se le realizaron todos los estudios similares a los dos casos pasados y según los assays este crudo tiene una densidad de alrededor de 13° API, podemos suponer algunas alternativas de comercialización para dicho crudo, sin embargo al enfrentamos a un crudo superpesado se dificulta desde la producción, transporte y colocación dentro del mercado esto es su venta, algunas propuestas son:

Propuesta 1. Creación de un crudo Maya Sintético

Una propuesta, que resulta la más rentable es mantener la calidad actual del crudo Maya en el largo plazo, ya sea vía mezclas de crudo ligero, pesado y extrapesado, o bien por medio de un mejorador, esto es posible mediante el proceso llamado upgrading mediante el cual es posible la creación de un maya sintético para su comercialización.

Con esta propuesta es factible transportar crudos pesados mediante el mezclado con crudo ligero, maximizando el aprovechamiento de la infraestructura existente y minimizando la contrapresión a los sistemas de producción de pozos, con lo que es posible optimizar el sistema integral de producción.

Es necesario realizar pruebas que confirmen dicho proceso a esta prueba se le llama: Prueba semi-industrial de hidrogenación (Upgrading)

Upgrading : *El proceso de convertir un crudo pesado o el bitumen en un crudo sintético más ligero.*

En este punto podemos mencionar que se ha encontrado que los rendimientos de un crudo pesado al mezclarse con uno más ligero, mejoran de manera muy considerable, el incremento de rendimiento no se da de manera proporcional.

Propuesta 2.

Buscar un mercado específico para la comercialización directa del crudo pesado producido, sin tener la necesidad de crear un maya virtual.

Buscando aquellas refinerías que bajo sus esquemas de refinación, utilicen un crudo extra pesado, tal es el caso del crudo Altamira que por sus características de poseer grandes cantidades de asfaltenos, ha sido atractivo al mercado especialmente a los refinadores (FCC/asfalto) productores de asfalto.

De igual forma se podría encontrar un mercado específico para el crudo pesado producido, al renegociar con las grandes refinerías que procesan o han procesado grandes cantidades de crudo pesado como lo es el Maya, ofreciendo el crudo de alrededor de 13°API que tiene una densidad menor al crudo maya alrededor de 5 a 9 °API.

Propuesta 3.

Justo al ser producido el crudo, se podría coquizar esto es eliminar todos los residuos que densifican al crudo, eliminando así componentes pesados del crudo para dejar solo los componentes ligeros, y como consecuencia lograr un crudo de menor densidad.

Algunas desventajas de esta alternativa es que para poderlo coquizar es necesario transportar el crudo grandes distancias hasta la refinería, lo cual es muy complicado ya que el crudo que debemos transportar es de alta densidad y viscosidad (9-17° API) y ofrece una gran resistencia al flujo.

Capítulo V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Concluyendo para las hipótesis planteadas en el objetivo de este trabajo tenemos:

1. Conocer el flujo comercial del petróleo crudo en México, así como la posible generación de mercados alternos de comercialización para los crudos Mexicanos.
2. Analizar la valoración de los crudos Mexicanos en un marco internacional
3. Analizar las posibles alternativas de comercialización del crudo y su trayectoria desde la cabeza del pozo hasta su punto de venta, utilizando un caso hipotético.

Conclusión 1.

Consideramos que es necesaria la creación de mercados alternos para el crudo mexicano, ya que como vimos en el capítulo 3, el 79 % de nuestra producción de crudo se destina a Estados Unidos, esto nos hace dependientes al mercado petrolero estadounidense.

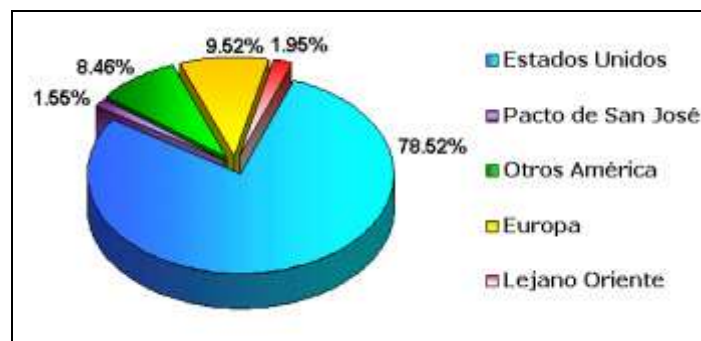


Fig. 1. Distribución de los crudos mexicanos de exportación

Aunque los crudos mexicanos han tenido buena aceptación dentro el mercado petrolero mundial y eso en buena medida a que nuestro vecino del norte es uno de los principales consumidores de crudo y consume la mayor parte de nuestra producción de crudo, es necesario diversificar nuestros crudos dentro del mercado mundial a fin de tener opciones de colocación de nuestro crudo ante cualquier

vicisitud o contingencia petrolera que reduzca la demanda de crudo en EU afectando de manera considerable las ventas del crudo Mexicano.

Tal es el caso de la temporada de huracanes del año pasado (mayo a octubre según la CENAPRED) en la cual varias refinerías en la unión americana cerraron su producción por causa de los huracanes generando obligando a México a disminuir su producción de crudo lo cual generó pérdidas incalculables.

Calculando las pérdidas ocasionadas por katrina, al no tener un mercado alterno:

Katrina hizo tierra en la región de Nueva Orleans, donde se ubican refinerías de gran escala. Hasta octubre del 2005 tres de ellas permanecían cerradas. Rita entró a tierra en los centros de refinación de Beaumont/Port Arthur y Lake Charles donde hasta octubre del 2005 permanecían cerradas cuatro refinerías. Adicionalmente, una refinería en Texas city permaneció cerrada al mismo tiempo, elevando la capacidad total no utilizada alrededor de 2.2 millones de barriles diarios según reportes de la AIE. La producción hasta octubre del 2005 ascendió a más de 900 mil barriles de gasolina, 500 mil de diesel y gasóleo, y 200 mil de turbosina. Muchas refinerías fueron cerradas por motivos precautorios o por causas ajenas a sus propias instalaciones. El efecto acumulativo de esta pérdida de capacidad ha sido mayúsculo.

El cierre de refinerías y terminales en la costa norteamericana del Golfo obligó a PEMEX a acumular inventarios de petróleo crudo e, incluso, a cerrar producción. PEMEX informó que se había suspendido embarques a esta región por un monto total de 20 millones de barriles, 11 de los cuales había sido colocados en otros mercados. Fue necesario contratar buque tanques en los que se almacenaron volúmenes excedentes, al igual que en instalaciones terrestres. En un momento dado, el volumen de producción cerrado o no producido rebasó los 300 mil barriles diarios (esto a octubre de 2005), pero realmente se desconoce el monto total acumulado que se ha dejado de producir por este motivo. De haber perdurado esta situación, quizá hubiera sido preferible que PEMEX aprovechara para dar mantenimiento a instalaciones marítimas en lugar de seguir acumulando

Anexo 1


Productos cuyo precio interorganismo se vincula con su precio al público

Productos	Precio Público	Otros	
Gas residual Propano alta pureza Butano puro Isobutano Pentanos a Minatitlán Solvente N	Precio al público	L.A.B. llenaderas L.A.B. llenaderas L.A.B. llenaderas	
Gasolina Pemex Magna Gasolina Pemex Premium Diesel desulfurado (automotriz) Pemex Diesel		Distribuidor 3 estrellas	
Diesel Industrial Turbosina Kerosina desulfurada			Distribuidor B
Gasnafta para reventa Combustóleo			Corresponde a clientes contractuales y distribuidores, en centro productor
Combustóleo a pañoses Intermedio 15 a pañoses Diesel marino especial Asfalto AC20			Precio al público (contrato) en centro embarcador Precio al público

Productos	Precio Público	Otros		
Lubricantes básicos: Parafínicos Solvent Neutral 500 Pesado 90 I.V. Solvent neutral 650 Solvent neutral 250 Solvent neutral 150 Bright stock Huso 90 I.V. Aceite parafinoso Solvent neutral 100	Precio al público a cliente más favorecido	Precio de contrato		
Acido muriático			Precio al público (precio de lista)	L.A.B. centro productor Pajaritos
Amoniaco			Precio al público (precio de lista)	Según centro productor
Aromina 100			Precio al público (precio de lista)	L.A.B. centro productor
Aromáticos pesados (C10)			Precio al público (precio de lista)	Centro embarcador Pajaritos
Azufre líquido y sólido			Precio ponderado de ventas internas y exportación – Margen comercial	Para reventa (margen de comercialización)
Butadieno crudo			Precio al público ponderado – Margen comercial	Para reventa (margen de comercialización)
Dicloroetano			Precio al público ponderado	L.A.B. centro productor
Fluoxil de alquitrán			Precio al público (precio de lista)	L.A.B. centro embarcador
Glicoles: Monoetilenglicol G.F. Monoetilenglicol Dietilenglicol Trietilenglicol			Precio de lista Precio al público ponderado Precio al público ponderado Precio al público (precio de lista)	L.A.B. centro productor

Productos	Precio Público	Otros
Heptano	Precio al público – Margen comercial	L.A.B. centro productor, para reventa (margen de comercialización)
Hexano		
Isopropanol	Precio al público (precio de lista)	L.A.B. centro embarcador
M. p. para negro de humo	Precio al público – Margen comercial	L.A.B. centro productor. Para reventa (margen de comercialización)
Metanol	Precio al público ponderado	Excepto a Pemex Refinación
Poliétilenos alta densidad	Precio al público por tipo y centro productor	Precio a distribuidores (en saco)
Poliétilenos baja densidad		
Concentrado P		
Tolueno	Precio al público (precio de lista)	L.A.B. centro productor
Xilenos 5º	Precio al público (precio de lista)	L.A.B. centro embarcador
Propileno GQ	Precio al público	
Metanol Concentrado P (saco)	Precio al público – Margen comercial	L.A.B. Centro prod. Independencia
Acrilonitrilo para reventa		L.A.B. Centro prod. Escolín y Reynosa
Oxido de etileno		L.A.B. Centro prod. Independencia
reventa etoxiladores 180<vol<3000 t/mes		L.A.B. Centro productor Morelos
reventa etoxiladores vol>3000 t/mes		L.A.B. Centro productor Morelos
reventa polioles SA de CV		L.A.B. Centro productor Cangrejera

Productos	Precio Público	Otros	
reventa IDESA planta glicoles	Precio al público – Margen comercial	L.A.B. Centro productor Morelos	
reventa IDESA planta aminas		L.A.B. Centro productor Morelos	
Poliétileno B.D.			
20020 P (saco)		L.A.B. centro productor Cangrejera	
20020 P (granel)		L.A.B. centro productor Cangrejera	
20020 P (supers.)		L.A.B. centro productor Cangrejera	
20020 X (saco)		L.A.B. centro productor Cangrejera	
20020 X (granel)		L.A.B. centro productor Cangrejera	
20020 X (supers.)		L.A.B. centro productor Cangrejera	
17070 L (saco)		L.A.B. centro productor Escolín	
17070 L (granel)		L.A.B. centro productor Escolín	
17070 L (supers.)		L.A.B. centro productor Escolín	
21200 I y 18450 G (saco)		L.A.B. centro productor Escolín	
21200 I y 18450 G (granel)		L.A.B. centro productor Escolín	
21200 I y 18450 G (supersaco)		L.A.B. centro productor Escolín	
22004 (saco)		L.A.B. centro productor Escolín	
22004 (granel)		L.A.B. centro productor Escolín	
22004 (supersaco)		L.A.B. centro productor Escolín	
Poliétileno A.D.			
50003 y 60003 (saco)		L.A.B. centro productor Escolín	
50003 y 60003 (granel)		L.A.B. centro productor Escolín	
50003 y 60003 (supersaco)		L.A.B. centro productor Escolín	
55010 (saco)		L.A.B. centro productor Escolín	
55010 (granel)		L.A.B. centro productor Escolín	
55010 (supersaco)		L.A.B. centro productor Escolín	

Productos	Precio Público	Otros
Polietileno A.D. 65050, 60120, 65080 y 60200 (saco) 65050, 60120, 65080 y 60200 (a granel) 65050, 60120, 65080 y 60200 (supersaco) 6002 T, 6003 PS, 6004 S y 6007 S (saco) 6002 T, 6003 PS, 6004 S y 6007 S (a granel) 6002 T, 6003 PS, 6004 S y 6007 S (supersaco)		I.A.B. centro productor Morelos L.A.B. centro productor Morelos L.A.B. centro productor Morelos L.A.B. centro productor Morelos L.A.B. centro productor Morelos L.A.B. centro productor Morelos

Anexo 2

Nomenclaturas

Acfm= Actual pie cúbico por minuto
ANSI= American National Standard Institute Formerly
API= American Petroleum Institute

$$^{\circ}\text{API} = (141.5 / \text{SG @ } 60/60 \text{ }^{\circ}\text{F}) - 131.5$$

ASTM= American Society for Testing Materials
bopd= Barriles de Aceite por Día
BS&W= Sedimento básico y Agua
BP= punto de burbujeo
bwpd= Barriles de Agua por Día
bsto= Barriles de aceite en tanques
CF= Factor de caracterización
cP= Centipoise
EOR= Recuperación Mejorada de Aceite
FVF o Bo= Factor de volumen del aceite
GOR= Relación Gas Aceite (RGA)
LET= Temperatura más baja esperada
MMS= Servicio de Administración de Minerales
MSS= Separación Multietapas
Pc= Presión Crítica
Ppmv= partes por millon de volumen
RVP= Presión de Vapor Reid
Res bbl= Barriles de reserva
SF= Factor de Encogimiento
S&W= Sedimento y Agua
SG= Gravedad Específica
Tb= Normal (1 atm estándar) Punto de Ebullición
Tc= Temperatura Crítica
TVP= Verdadera presión de vapor
TBP= Verdadero punto de burbujeo
UOP K= Factor Universal de Caracterización de Productos petroleros

Anexo 3

Definiciones

BTU: o Unidad Térmica Británica por sus siglas en inglés, se define como una unidad de calor equivalente a 252 calorías; cantidad de calor requerida para elevar una libra de agua 1°F

Valor Económico del crudo

El VEB de un crudo es la base para calcular netbacks, **márgenes de refinación y precios de equilibrio.**

Precio marginal de petróleo crudo

El menor precio promedio que reporta el mercado internacional de exportación de ese crudo en el periodo de referencia. Incluyen el margen comercial, que equivale a la comisión a PMI, y un costo de logística según el sitio de transferencia.

Aceite no estandarizado o malo

Aceite Crudo con contenido de BS&W en exceso o con componentes no Hidrocarburos.

Aceite Estabilizado

Aceite Crudo que a cualquier cambio de Presión y/o Temperatura no libera gas, también conocido como crudo muerto.

Presión Crítica

Presión necesaria para condensar un vapor a su temperatura crítica.

Aceite Crudo

Petróleo líquido no refinado

Emulsión

Combinación de dos líquidos inmiscibles. Uno se encuentra en gotas en una fase discontinua o dispersa o fase interna, y el otro envuelve o rodea la gotas en una fase continua o externa.

Deshidratación

El acto o proceso de remover agua de líquidos o gases (en este caso del crudo).

Desenmulsificantes

Químicos desenmulsificantes; mezclas de químicos utilizados para romper las emulsiones al romper las interfases de la gotas en fase discontinua.

Desalado

Proceso por medio del cual se remueve las sales de los aceites crudos

Mercaptanos

Componente en ocasiones encontrado en el gas y líquidos que debe ser removido o convertido a conformidad de las especificaciones. Cualquiera de la serie de componentes de la fórmula general RSH.

Petróleo

Hidrocarburos (gas y aceite) obtenido de yacimientos en el subsuelo.

Crudo o gas amargos

Crudo o gas que contienen H₂S o mercaptanos en mayor cantidad a los niveles especificados de concentración.

Anexo 4

Lista de Figuras

Capítulo 1

- Figura 1. Proyección del abastecimiento de energía mundial
- Figura 2. Uso Total Mundial de Energía por tipo de combustible
- Figura 3. La Cuenca Sedimentaria y El Sistema Petrolero
- Figura 4. Principales Megacuencas productoras de hidrocarburos
- Figura 5. Reservas probadas en el mundo a fines 2004
- Figura 6. Familia del petróleo
- Figura 7. Transformación del petróleo en productos derivados
- Figura 8. Ciclo de vida del negocio petrolero

Capítulo 2

- Figura 1. Reservas probadas Mundiales de Petróleo crudo
- Figura 2. Producción mundial de Crudo Países OPEP y No OPEP
- Figura 3. Proyección del Uso mundial de energía por tipo de combustible
- Figura 4. Consumo mundial de Petróleo crudo
- Figura 5. Mercado Mundial de consumo de energía por región
- Figura 6. Incremento anual en el consumo de productos petrolíferos de China
- Figura 7. Incremento anual en el consumo de productos petrolíferos de Estados Unidos
- Figura 8. Capacidad adicional disponible de producción OPEP
- Figura 9. Calidad de la Oferta de Crudos Disponibles 2005
- Figura 10. Precio del WTI e Inventarios del crudo en EUA
- Figura 11. Inventarios en EUA
- Figura 12. Principales Megacuencas de aceite en el Mundo
- Figura 13. Principales Transacciones de crudo en el Mundo
- Figura 14. Buque petrolero
- Figura 15. Esquema de un buque petrolero
- Figura 16. Tamaño de los petroleros a lo largo del tiempo
- Figura 17. Posición de los buques para la transferencia
- Figura 18. Evolución de los precios de acuerdo a eventos mundiales
- Figura 19. Evolución de los precios spot, 2004-2006
- Figura 20. Distribución de los crudos marcadores en el Mundo
- Figura 21. Volatilidad de los precios de crudo; NYMEX WTI (US\$/b)
- Figura 22. Distribución de los contratos del crudo NYMEX
- Figura 23. Mercado de futuros

Capítulo 3

- Figura 1. Reservas Probadas + Probables + Posibles de Aceite crudo en México al 2005
- Figura 2. Clasificación de Reservas
- Figura 3. Países con reservas más importantes en el Mundo
- Figura 4. Composición de las Reservas en México
- Figura 5. Producción de Aceite Crudo, por tipo de crudo en México
- Figura 6. Producción Nacional de Petróleo Crudo al 2004

- Figura 7. Volúmenes de exportación por destino del crudo Mexicano
- Figura 8. Volúmenes de exportación por tipo de crudo
- Figura 9. Contribución Fiscal de PEP
- Figura 10. Generación de divisas por exportación de crudo
- Figura 11. Estructura productiva de Petr6leos Mexicanos
- Figura 12. Distribuci6n de crudo 2004
- Figura 13. Terminal de exportaci6n ta'kuntah FSO
- Figura 14. Sistema de precios y tarifas interorganismos
- Figura 15. Estadística mensual promedio de la mezcla mexicana de exportaci6n
- Figura 16. Valor Econ6mico Bruto (VEB) en Refinería
- Figura 17. Valor Econ6mico del crudo, Rendimientos y Calidad de Exportaci6n
- Figura 18. Determinaci6n del T6rmino constante
- Figura 19. Costo marginal Crudos Exportables
- Figura 20. Costo marginal Crudos No Exportables

Capítulo 4

- Figura 1. Procesamiento típico de un campo
- Figura 2. Tren de separaci6n de aceite y gas
- Figura 3. Composici6n típica de un yacimiento
- Figura 4. Ejemplos de Parafinas normales
- Figura 5. Ejemplos de Iso parafinas
- Figura 6. Ejemplos de Naftenos
- Figura 7. Ejemplos de Aromáticos
- Figura 8. Diferentes combinaciones moleculares en el petr6leo
- Figura 9. Ejemplos de Oleofinas
- Figura 10. Sistemas de muestreo de Aceite Crudo (Parrott 1991)
- Figura 11. Cuencas Petroleras de México
- Figura 12. Producci6n promedio de Hidrocarburos, costa fuera y terrestre 2004.
- Figura 13. Diferencias cualitativas de los crudos mexicanos
- Figura 14. Esquema b6sico de separaci6n m6ltiple
- Figura 15. Efecto del n6mero de etapas en el rendimiento del líquido
- Figura 16. Separaci6n m6ltiple con torre de separaci6n
- Figura 17. Comparativo de los rendimientos de los crudos mexicanos
- Figura 18. Esquema de refinaci6n de conversi6n sencilla
- Figura 19. Esquema de refinaci6n de complejidad mediana
- Figura 20. Esquema de refinaci6n de conversi6n profunda
- Figura 21. Curva marginal de refinaci6n
- Figura 22. Diagrama general para la evaluaci6n a trav6s de simuladores
- Figura 23. Esquema de valoraci6n de cargamentos programados continente americano

Capítulo 5

- Figura 1. Distribuci6n de las exportaciones de crudos mexicanos

Lista de Tablas

Capítulo 1

Tabla 1. Composición básica del Petróleo

Tabla 2. Cadena de valor de una empresa exploración producción

Capítulo 2

Tabla 1. Incremento en la Producción de crudo 2004 -2005 países productores de crudo

Tabla 2. Demanda mundial de crudo

Tabla 3. Capacidad de los buques por tipo

Tabla 4. Costo de demoras por capacidad de buque

Tabla 5. Diferencias entre Forward y futuro

Capítulo 3

Tabla 1. Distribución del crudo producido en México

Tabla 2. Capacidad nominal de almacenamiento en México

Tabla 3. Valor de las ventas de PEP a otras empresas subsidiarias

Tabla 4. Valor de las compras de PEP a otras empresas subsidiarias

Tabla 5. Fuentes de información para el cálculo de precios

Capítulo 4

Tabla 1. Reservas probadas de aceite más importantes del mundo

Tabla 2. Productores mayores de petróleo crudo en el mundo

Tabla 3. Clasificación del aceite por su densidad

Tabla 4. Espectro del petróleo

Tabla 5. Componentes del aceite crudo

Tabla 6. Pruebas de calidad para compra de crudos

Tabla 7. Clasificación de los crudos por su tipo y origen

Tabla 8. Clasificación de los crudos por su tipo y volumen

Tabla 9. Producción de Petróleo Crudo por Entidad Federativa

Tabla 10. Análisis típicos de los Crudos, Maya Istmo y Olmeca

Tabla 11. Ejemplo de una corriente de crudo que entra a un separador

Tabla 12. Propiedades de una corriente de crudo

Tabla 13. Ejemplo de los Efectos en el número de etapas en la separación

inventarios o tener que ofrecer como ocurrió en el pasado sucesos descuentos adicionales al precio de los crudos mexicanos y abaratando los crudos mexicanos de exportación.

De tener un mercado alternativo o diversificado el crudo mexicano en el mercado mundial, se evitarían todas estas pérdidas y tendríamos una mayor estabilidad al presentarse cualquier contingencia.

Conclusión 2.

Analizar la valoración de los crudos Mexicanos en un marco internacional

Como estudiamos en el capítulo 3, los crudos mexicanos son valorados a partir de sus rendimientos en comparación con crudos marcadores, en otras palabras lo que se vende es la calidad del crudo.

México ha encontrado un esquema transparente por medio de sus fórmulas para fijar el precio del crudo mexicano la cual debe reflejar fielmente los rendimientos netos de los crudos mexicanos en la refinería marginal de cada región de destino (Valor Económico Bruto VEB), incluso ante variaciones de precios relativos y su calidad de exportación.

Los diferenciales que se tienen en los precios de los crudos mexicanos con respecto a los crudos marcadores como el WTI, obedecen entre otras cosas a los rendimientos y calidad de los productos y a la situación del mercado. Respecto de la mezcla mexicana el diferencial de su precio con el de WTI se ha ampliado de manera considerable. Mientras que en los últimos tres años el diferencial de precios promedio entre el WTI y la mezcla mexicana fue de seis dólares por barril, en el último año se incrementó a más de nueve dólares. Esto se explica por dos factores: la capacidad de producción excedente de Arabia Saudita, cuyos incrementos recientes de la oferta, fueron en su mayor parte de crudos pesados con características que compiten directamente con el petróleo mexicano; la situación de precios altos y capacidad de refinación al límite, rezagaron la

demanda hacia hidrocarburos ligeros. Cabe recordar que México produce en su mayor parte crudos pesados (72.5 %).

Consideramos que tales mecanismos y sistemas para fijar los precios de los crudos le dan una valoración correcta y transparente a los crudos mexicanos en el mercado internacional, dándole estabilidad a los crudos mexicanos, como consecuencia, otros países de Sudamérica (como Venezuela) han comenzado a utilizar prácticas similares a las utilizadas en México, a fin de evitar “reventar” su crudo.

Otro buen ejemplo es el crudo “Altamira” que es super pesado con 17 °API, y sin embargo ha encontrado un buen lugar en el mercado esto gracias a su gran contenido de asfáltenos, los cuales se utilizan para la construcción de carreteras y arterias viales, esto le ha dado una alta valoración al crudo Altamira.

Conclusión 3.

Analizar las diferentes alternativas de comercialización del crudo y su trayectoria desde la cabeza del pozo hasta el punto de venta, utilizando un caso hipotético.

Alternativas de comercialización de crudos Pesados

En los próximos años la producción de crudo pesado en México se incrementará de manera considerable, lo cual hace necesario definir alternativas que permitan el transporte y distribución de este hidrocarburo, tanto para la exportación como para refinación.

Como resultado del análisis, se muestra la factibilidad de transportar crudos pesados mediante el mezclado con crudo ligero, como mejor opción para su comercialización, maximizando el aprovechamiento de la infraestructura existente y optimizando los sistemas integrales de producción. La alternativa propuesta es de carácter integral y requiere de la colaboración de las instancias involucradas en los procesos de comercialización de petróleo crudo.

Conclusión Final

Al ser el petróleo crudo, actualmente, la fuente de energía mas importante en México y en el Mundo, es necesario prestar atención a las demandas que existen respecto a dicho hidrocarburo, garantizando la producción que satisfaga dicha demanda.

El gas natural es la fuente de energía fósil que ha conocido el mayor avance desde los años 70, ya que es el principal combustible en la generación de la electricidad en México. Actualmente en México, el 75 % de la producción de gas es asociado al crudo, lo que resalta la importancia del crudo como energético comprometiendo enormemente su producción.

Por lo que es necesario pues establecer estrategias y nuevo modelos y esquemas de ejecución que nos permitan, explotar nuevos campos y reactivar campos maduros, que nos aseguren la producción, sabiendo de antemano que cada vez más la producción de petróleo crudo representa un gran reto tecnológico para la industria petrolera.

Para reactivar la producción en campos maduros, debemos aplicar los métodos más adecuados para cada campo con la tecnología actual y eficientar los procesos de recuperación secundaria y mejorada que se aplican actualmente con el objeto de aumentar el factor de recuperación.

Conocemos que las expectativas del tipo de crudos a producir en los próximos años para México y en general en el mundo, son crudos pesados, la tendencia en México para encontrar nuevos campos nos ubica hacia aguas profundas y ultra profundas del golfo de México, en donde se espera encontrar crudos de alrededor de 8 a 10 °API, este tipo de crudos demandará entre otras cosas, Contar a corto plazo con la tecnología apropiada para explotar, transportar, manejar,

acondicionar y procesar crudos pesados y extrapesados, mejorando su calidad, con el propósito de maximizar la rentabilidad de los proyectos de inversión.

Y ya que las nuevas expectativas de producción sostenida de Petróleo crudo apuntan hacia la explotación de aguas profundas, procesando crudos pesados, es necesario planear la incorporación al mercado de dichos crudos, generando propuestas para la óptima comercialización de estos crudos.

Para poder explotar yacimientos en aguas profundas será necesario hacer convenios con empresas que tienen esta tecnología hasta donde lo permita el marco legal, para acelerar el conocimiento, y poder explotar en el mediano plazo los yacimientos en aguas profundas.

Ahora bien debemos pensar de manera paralela al aseguramiento de la producción y los procedimientos técnicos para lograr mayores recuperaciones, en la colocación de nuestros futuros crudos dentro del mercado internacional y nacional del petróleo crudo logrando un posicionamiento duradero de nuestros crudos en el mercado, y de esta forma maximizar el valor del crudo Mexicano.

El régimen fiscal para Petróleos Mexicanos, es uno de los principales factores que ha contribuido a la delicada situación financiera para la empresa, además de no favorecer la inversión.

Para mejorar estos aspectos es necesario determinar un nuevo régimen fiscal que permita a la empresa situarse en igualdad de circunstancias respecto de otras empresas petroleras en los mercados internacionales; que propicie una mayor rentabilidad de la inversión en proyectos de exploración y explotación de yacimientos de potencial diferente y fomente la inversión en la obtención de productos derivados que disminuya la dependencia del exterior que tiene el país para el suministro de estos productos.

Anexo 1


Productos cuyo precio interorganismo se vincula con su precio al público

Productos	Precio Público	Otros	
Gas residual Propano alta pureza Butano puro Isobutano Pentanos a Minatitlán Solvente N	Precio al público	L.A.B. llenaderas L.A.B. llenaderas L.A.B. llenaderas	
Gasolina Pemex Magna Gasolina Pemex Premium Diesel desulfurado (automotriz) Pemex Diesel		Distribuidor 3 estrellas	
Diesel Industrial Turbosina Kerosina desulfurada			Distribuidor B
Gasnafta para reventa Combustóleo			
Combustóleo a pañoses Intermedio 15 a pañoses Diesel marino especial Asfalto AC20			Precio al público (contrato) en centro embarcador Precio al público

Productos	Precio Público	Otros		
Lubricantes básicos: Parafínicos Solvent Neutral 500 Pesado 90 I.V. Solvent neutral 650 Solvent neutral 250 Solvent neutral 150 Bright stock Huso 90 I.V. Aceite parafinoso Solvent neutral 100	Precio al público a cliente más favorecido	Precio de contrato		
Acido muriático Amoniaco Aromina 100 Aromáticos pesados (C10) Azufre líquido y sólido			Precio al público (precio de lista) Precio al público (precio de lista) Precio al público (precio de lista) Precio al público (precio de lista) Precio ponderado de ventas internas y exportación – Margen comercial Precio al público ponderado – Margen comercial	L.A.B. centro productor Pajaritos Según centro productor L.A.B. centro productor Centro embarcador Pajaritos Para reventa (margen de comercialización) Para reventa (margen de comercialización)
Butadieno crudo			Precio al público ponderado	Para reventa (margen de comercialización)
Dicloroetano Fluoxil de alquitrán			Precio al público (precio de lista)	L.A.B. centro productor L.A.B. centro embarcador
Glicoles: Monoetilenglicol G.F. Monoetilenglicol Dietilenglicol Trietilenglicol			Precio de lista Precio al público ponderado Precio al público ponderado Precio al público (precio de lista)	L.A.B. centro productor

Productos	Precio Público	Otros
Heptano	Precio al público – Margen comercial	L.A.B. centro productor, para reventa (margen de comercialización)
Hexano		
Isopropanol	Precio al público (precio de lista)	L.A.B. centro embarcador
M. p. para negro de humo	Precio al público – Margen comercial	L.A.B. centro productor. Para reventa (margen de comercialización)
Metanol	Precio al público ponderado	Excepto a Pemex Refinación
Poliétilenos alta densidad	Precio al público por tipo y centro productor	Precio a distribuidores (en saco)
Poliétilenos baja densidad		
Concentrado P		
Tolueno	Precio al público (precio de lista)	L.A.B. centro productor
Xilenos 5º	Precio al público (precio de lista)	L.A.B. centro embarcador
Propileno GQ	Precio al público	
Metanol Concentrado P (saco)	Precio al público – Margen comercial	L.A.B. Centro prod. Independencia
Acrilonitrilo para reventa		L.A.B. Centro prod. Escolín y Reynosa
Oxido de etileno		L.A.B. Centro prod. Independencia
reventa etoxiladores 180<vol<3000 t/mes		L.A.B. Centro productor Morelos
reventa etoxiladores vol>3000 t/mes		L.A.B. Centro productor Morelos
reventa polioles SA de CV		L.A.B. Centro productor Cangrejera

Productos	Precio Público	Otros
reventa IDESA planta glicoles	Precio al público – Margen comercial	L.A.B. Centro productor Morelos
reventa IDESA planta aminas		L.A.B. Centro productor Morelos
Poliétileno B.D.		
20020 P (saco)		L.A.B. centro productor Cangrejera
20020 P (granel)		L.A.B. centro productor Cangrejera
20020 P (supers.)		L.A.B. centro productor Cangrejera
20020 X (saco)		L.A.B. centro productor Cangrejera
20020 X (granel)		L.A.B. centro productor Cangrejera
20020 X (supers.)		L.A.B. centro productor Cangrejera
17070 L (saco)		L.A.B. centro productor Escolín
17070 L (granel)		L.A.B. centro productor Escolín
17070 L (supers.)		L.A.B. centro productor Escolín
21200 I y 18450 G (saco)		L.A.B. centro productor Escolín
21200 I y 18450 G (granel)		L.A.B. centro productor Escolín
21200 I y 18450 G (supersaco)		L.A.B. centro productor Escolín
22004 (saco)		L.A.B. centro productor Escolín
22004 (granel)		L.A.B. centro productor Escolín
22004 (supersaco)		L.A.B. centro productor Escolín
Poliétileno A.D.		
50003 y 60003 (saco)		L.A.B. centro productor Escolín
50003 y 60003 (granel)		L.A.B. centro productor Escolín
50003 y 60003 (supersaco)		L.A.B. centro productor Escolín
55010 (saco)		L.A.B. centro productor Escolín
55010 (granel)		L.A.B. centro productor Escolín
55010 (supersaco)		L.A.B. centro productor Escolín

Productos	Precio Público	Otros
Polietileno A.D. 65050, 60120, 65080 y 60200 (saco) 65050, 60120, 65080 y 60200 (a granel) 65050, 60120, 65080 y 60200 (supersaco) 6002 T, 6003 PS, 6004 S y 6007 S (saco) 6002 T, 6003 PS, 6004 S y 6007 S (a granel) 6002 T, 6003 PS, 6004 S y 6007 S (supersaco)		I.A.B. centro productor Morelos L.A.B. centro productor Morelos L.A.B. centro productor Morelos L.A.B. centro productor Morelos L.A.B. centro productor Morelos L.A.B. centro productor Morelos

Anexo 2

Nomenclaturas

Acfm= Actual pie cúbico por minuto
ANSI= American National Standard Institute Formerly
API= American Petroleum Institute

$$^{\circ}\text{API} = (141.5 / \text{SG @ } 60/60 \text{ }^{\circ}\text{F}) - 131.5$$

ASTM= American Society for Testing Materials
bopd= Barriles de Aceite por Día
BS&W= Sedimento básico y Agua
BP= punto de burbujeo
bwpd= Barriles de Agua por Día
bsto= Barriles de aceite en tanques
CF= Factor de caracterización
cP= Centipoise
EOR= Recuperación Mejorada de Aceite
FVF o Bo= Factor de volumen del aceite
GOR= Relación Gas Aceite (RGA)
LET= Temperatura más baja esperada
MMS= Servicio de Administración de Minerales
MSS= Separación Multietapas
Pc= Presión Crítica
Ppmv= partes por millon de volumen
RVP= Presión de Vapor Reid
Res bbl= Barriles de reserva
SF= Factor de Encogimiento
S&W= Sedimento y Agua
SG= Gravedad Específica
Tb= Normal (1 atm estándar) Punto de Ebullición
Tc= Temperatura Crítica
TVP= Verdadera presión de vapor
TBP= Verdadero punto de burbujeo
UOP K= Factor Universal de Caracterización de Productos petroleros

Anexo 3

Definiciones

BTU: o Unidad Térmica Británica por sus siglas en inglés, se define como una unidad de calor equivalente a 252 calorías; cantidad de calor requerida para elevar una libra de agua 1°F

Valor Económico del crudo

El VEB de un crudo es la base para calcular netbacks, **márgenes de refinación y precios de equilibrio.**

Precio marginal de petróleo crudo

El menor precio promedio que reporta el mercado internacional de exportación de ese crudo en el periodo de referencia. Incluyen el margen comercial, que equivale a la comisión a PMI, y un costo de logística según el sitio de transferencia.

Aceite no estandarizado o malo

Aceite Crudo con contenido de BS&W en exceso o con componentes no Hidrocarburos.

Aceite Estabilizado

Aceite Crudo que a cualquier cambio de Presión y/o Temperatura no libera gas, también conocido como crudo muerto.

Presión Crítica

Presión necesaria para condensar un vapor a su temperatura crítica.

Aceite Crudo

Petróleo líquido no refinado

Emulsión

Combinación de dos líquidos inmiscibles. Uno se encuentra en gotas en una fase discontinua o dispersa o fase interna, y el otro envuelve o rodea la gotas en una fase continua o externa.

Deshidratación

El acto o proceso de remover agua de líquidos o gases (en este caso del crudo).

Desenmulsificantes

Químicos desenmulsificantes; mezclas de químicos utilizados para romper las emulsiones al romper las interfases de la gotas en fase discontinua.

Desalado

Proceso por medio del cual se remueve las sales de los aceites crudos

Mercaptanos

Componente en ocasiones encontrado en el gas y líquidos que debe ser removido o convertido a conformidad de las especificaciones. Cualquiera de la serie de componentes de la fórmula general RSH.

Petróleo

Hidrocarburos (gas y aceite) obtenido de yacimientos en el subsuelo.

Crudo o gas amargos

Crudo o gas que contienen H₂S o mercaptanos en mayor cantidad a los niveles especificados de concentración.

Anexo 4

Lista de Figuras

Capítulo 1

- Figura 1. Proyección del abastecimiento de energía mundial
- Figura 2. Uso Total Mundial de Energía por tipo de combustible
- Figura 3. La Cuenca Sedimentaria y El Sistema Petrolero
- Figura 4. Principales Megacuencas productoras de hidrocarburos
- Figura 5. Reservas probadas en el mundo a fines 2004
- Figura 6. Familia del petróleo
- Figura 7. Transformación del petróleo en productos derivados
- Figura 8. Ciclo de vida del negocio petrolero

Capítulo 2

- Figura 1. Reservas probadas Mundiales de Petróleo crudo
- Figura 2. Producción mundial de Crudo Países OPEP y No OPEP
- Figura 3. Proyección del Uso mundial de energía por tipo de combustible
- Figura 4. Consumo mundial de Petróleo crudo
- Figura 5. Mercado Mundial de consumo de energía por región
- Figura 6. Incremento anual en el consumo de productos petrolíferos de China
- Figura 7. Incremento anual en el consumo de productos petrolíferos de Estados Unidos
- Figura 8. Capacidad adicional disponible de producción OPEP
- Figura 9. Calidad de la Oferta de Crudos Disponibles 2005
- Figura 10. Precio del WTI e Inventarios del crudo en EUA
- Figura 11. Inventarios en EUA
- Figura 12. Principales Megacuencas de aceite en el Mundo
- Figura 13. Principales Transacciones de crudo en el Mundo
- Figura 14. Buque petrolero
- Figura 15. Esquema de un buque petrolero
- Figura 16. Tamaño de los petroleros a lo largo del tiempo
- Figura 17. Posición de los buques para la transferencia
- Figura 18. Evolución de los precios de acuerdo a eventos mundiales
- Figura 19. Evolución de los precios spot, 2004-2006
- Figura 20. Distribución de los crudos marcadores en el Mundo
- Figura 21. Volatilidad de los precios de crudo; NYMEX WTI (US\$/b)
- Figura 22. Distribución de los contratos del crudo NYMEX
- Figura 23. Mercado de futuros

Capítulo 3

- Figura 1. Reservas Probadas + Probables + Posibles de Aceite crudo en México al 2005
- Figura 2. Clasificación de Reservas
- Figura 3. Países con reservas más importantes en el Mundo
- Figura 4. Composición de las Reservas en México
- Figura 5. Producción de Aceite Crudo, por tipo de crudo en México
- Figura 6. Producción Nacional de Petróleo Crudo al 2004

- Figura 7. Volúmenes de exportación por destino del crudo Mexicano
- Figura 8. Volúmenes de exportación por tipo de crudo
- Figura 9. Contribución Fiscal de PEP
- Figura 10. Generación de divisas por exportación de crudo
- Figura 11. Estructura productiva de Petróleos Mexicanos
- Figura 12. Distribución de crudo 2004
- Figura 13. Terminal de exportación ta'kuntah FSO
- Figura 14. Sistema de precios y tarifas interorganismos
- Figura 15. Estadística mensual promedio de la mezcla mexicana de exportación
- Figura 16. Valor Económico Bruto (VEB) en Refinería
- Figura 17. Valor Económico del crudo, Rendimientos y Calidad de Exportación
- Figura 18. Determinación del Término constante
- Figura 19. Costo marginal Crudos Exportables
- Figura 20. Costo marginal Crudos No Exportables

Capítulo 4

- Figura 1. Procesamiento típico de un campo
- Figura 2. Tren de separación de aceite y gas
- Figura 3. Composición típica de un yacimiento
- Figura 4. Ejemplos de Parafinas normales
- Figura 5. Ejemplos de Iso parafinas
- Figura 6. Ejemplos de Naftenos
- Figura 7. Ejemplos de Aromáticos
- Figura 8. Diferentes combinaciones moleculares en el petróleo
- Figura 9. Ejemplos de Oleofinas
- Figura 10. Sistemas de muestreo de Aceite Crudo (Parrott 1991)
- Figura 11. Cuencas Petroleras de México
- Figura 12. Producción promedio de Hidrocarburos, costa fuera y terrestre 2004.
- Figura 13. Diferencias cualitativas de los crudos mexicanos
- Figura 14. Esquema básico de separación múltiple
- Figura 15. Efecto del número de etapas en el rendimiento del líquido
- Figura 16. Separación múltiple con torre de separación
- Figura 17. Comparativo de los rendimientos de los crudos mexicanos
- Figura 18. Esquema de refinación de conversión sencilla
- Figura 19. Esquema de refinación de complejidad mediana
- Figura 20. Esquema de refinación de conversión profunda
- Figura 21. Curva marginal de refinación
- Figura 22. Diagrama general para la evaluación a través de simuladores
- Figura 23. Esquema de valoración de cargamentos programados continente americano

Capítulo 5

- Figura 1. Distribución de las exportaciones de crudos mexicanos

Lista de Tablas

Capítulo 1

Tabla 1. Composición básica del Petróleo

Tabla 2. Cadena de valor de una empresa exploración producción

Capítulo 2

Tabla 1. Incremento en la Producción de crudo 2004 -2005 países productores de crudo

Tabla 2. Demanda mundial de crudo

Tabla 3. Capacidad de los buques por tipo

Tabla 4. Costo de demoras por capacidad de buque

Tabla 5. Diferencias entre Forward y futuro

Capítulo 3

Tabla 1. Distribución del crudo producido en México

Tabla 2. Capacidad nominal de almacenamiento en México

Tabla 3. Valor de las ventas de PEP a otras empresas subsidiarias

Tabla 4. Valor de las compras de PEP a otras empresas subsidiarias

Tabla 5. Fuentes de información para el cálculo de precios

Capítulo 4

Tabla 1. Reservas probadas de aceite más importantes del mundo

Tabla 2. Productores mayores de petróleo crudo en el mundo

Tabla 3. Clasificación del aceite por su densidad

Tabla 4. Espectro del petróleo

Tabla 5. Componentes del aceite crudo

Tabla 6. Pruebas de calidad para compra de crudos

Tabla 7. Clasificación de los crudos por su tipo y origen

Tabla 8. Clasificación de los crudos por su tipo y volumen

Tabla 9. Producción de Petróleo Crudo por Entidad Federativa

Tabla 10. Análisis típicos de los Crudos, Maya Istmo y Olmeca

Tabla 11. Ejemplo de una corriente de crudo que entra a un separador

Tabla 12. Propiedades de una corriente de crudo

Tabla 13. Ejemplo de los Efectos en el número de etapas en la separación

Referencias

1. BP Energy Outlook : *BP Statistical Review of World Energy 2005*.
2. PEP Estados Financieros dictaminados y Banco de México.
3. Finanzas y productos derivados; contratos adelantados futuros opciones swaps; Edgar Ortiz
4. Fuente POA Versión 12.2 m. Incluye Morelos
5. Reporte Annual 2004 Pemex Exploración Producción.
6. Energy Information Administration. Octubre de 2005. Sistema para el análisis de mercados de energías globales.
7. Purvin & Gertz. Global Petroleum Market Outlook. Agosto de 2005.
8. Goldman Sachs. Commodity Research. Enero 7, 2005
9. Pronóstico de precios del crudo y gas natural 2006-2015; PEMEX Subdirección de Planeación Económica
10. Dirección Corporativa de Finanzas Noviembre 23, 2005
11. Memoria de Labores PEMEX 2004
12. Introducción to physical crude oil training; Princeton Energy Programme
13. Oil Regulation; in 14 jurisdictions worldwide; A Global Competition Review
14. Oil and Gas journal, 12 junio 2000; Special Report Oil Price The New Dynamic
15. Presentación a la Subdirección de Planeación por la Gerencia de Enlace Comercial; PEMEX E&P 19 mayo 2001.
16. Energía Hoy; pag. 10; noviembre 2005
17. Foro: La refinación en México; Septiembre 2005 ; Canacintra México.
18. Presentación sobre el precio y segregación del crudo Perdiz, GECH, Gerencia de Enlace Comercial de Hidrocarburos 2005.
19. Mexico's Influence in the World's Oil and Gas Supply and Demand S. Rojas, SPE, PEMEX E&P; L. Saputelli, SPE, Halliburton, and U. of Houston; and M. Economides, SPE, U. of Houston

20. Oil Price Increases and the Energy Industry: What Role for the Majors?
D. Garis and M. Ohadi, The Petroleum Institute
21. Behavior of Crude Oil Spills: New Experimental Devices F.X. Merlin,
CEDRE; A. Poutchkovsky, TOTAL E&P
22. Presentación: Pronosticos de precios del crudo y gas natural 2006-2015;
Subdirección de Planeación Económica; Dirección Corporativa de Finanzas
Nov. 2005.
23. Presentación : El Futuro Energético del mundo ; Un reto para las nuevas
generaciones ; Semana SEIngeniería 2002, Dr. Luis Roca Schlumberger.
24. Presentación ; Expectativas de la Industria Petrolera Mexicana ; Facultad
de Ingeniería, UNAM ; MenI. José Ángel Gómez Cabrera.
25. Presentación ; BP Statistical Review of World Energy June 2004
Oil section, Oil slidepack.
26. Presentación; Sistema de Precios y Tarifas Interorganismos, Subdirección
de Planeación Económica, Gerencia de Precios Septiembre 18, 2003.
27. Curso Comercialización de Hidrocarburos Posgrado Ingeniería UNAM ;
MenI. José Ángel Gómez Cabrera.
28. Apuntes Conducción y manejo de la producción, Facultad de Ingeniería
UNAM, MenI. José Ángel Gómez.
29. Presentación ; Ciclo de vida del negocio Petrolero; Dr. Luis Vielma Lobo,
CDM sa de cv consultora de energía.
30. ASTM 1979 Method ANSI/ASTM D 96 Water and sediments, in crude oil,
31. ASTM 1979 Method ANSI/ASTM D 97 Pour Point of petroleum Oils,
ASTM 1979 Method ANSI/ASTM D 323 Vapor pressure of petroleum
products (Reid method), ASTM 1979 Method ANSI/ASTM D 1298, Density,
Specific Gravity, or API Gravity of crude petroleum and liquid petroleum
products by Hydrometer Method (International Version)
32. Rossini, Frederick 1960, « Hydrocarbons in petroleum » Journal of chemical
education, vol. 37 No. 11.
33. Reudelhuber, F.O. 1957 « Sampling Procedures for Oil Reservoir Fields »
Journal of petroleum technology. Vol. 9 No. 12.

34. Manning, Francis S. 1994 « Oilfield Handling of Natural Gas » Short Courses Notes, University of Tulsa, Tulsa OK.
35. Manning, Francis S. And Richard E. Thompson 1991 Oilfield processing of petroleum- Volume two Crude oil, Penn Well Books, Tulsa OK.
36. Moins, Georges 1980b, Stabilization Process Comparison Helps Selection, Oil & Gas Journal, Vol 78 No. 4 January 28.
37. Maddox, R. N., J. H. Erbar, and Ahmad Shariat, 1979, « Distillation crude stabilization boosts recovery » oil and gas journal vol. 77 No. 17 (apr. 23).
38. Stevens Paul, "Oil prices, The Start of an Era?", Centre for Petroleum and Mineral Law and Policy, University of Dundee, Dundee DDI 4 HN, UK, 1996.
39. Marco Martínez , Comentario al artículo Andrew McKillop: Fundamentals in the oil-pricing game
40. Fattouh Bassam, "The causes of crude oil volatility", Middle East Economic Survey, Vol. XLVIII, No. 13, 28 March 2005.
41. Stevens Paul, "Oil Markets", University of Dundee, Oxford review of economic policy, Vol. 21, No. 1, 2005.
42. Periódico Reforma, 9 de diciembre del 2005, "Propone OPEP mantener producción" por Reuters.
43. Periódico Reforma, 13 de diciembre del 2005, "Esperan recorte OPEP producción en enero" por AP.
44. Lajous Adrián, "Cambios estructurales en el mercado petrolero internacional", trabajo presentado en el 43 Congreso de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, México, Abril del 2005.
45. Lajous Adrián, "Contingencias petroleras", México, 8 de octubre de 2005.
46. Lajous Adrián, "Crisis petrolera", México, 28 de septiembre de 2005.
47. Stevens Paul, "The determination of oil prices, 1945 – 95", a diagrammatic interpretation, Centre for petroleum and Mineral Law and Policy. University of Dundee, Dundee DDI 4HN, UK, 1995.
48. Stevens Paul, "The future price of crude oil", The middle East Economic Survey, Vol XLVII, No. 37, Scotland, September 13th, 2004.

Páginas Web

- Secretaría de Energía: www.energía.gob.mx
- Secretaría de Economía: www.economia.gob.mx
- Petróleos Mexicanos: www.pemex.com.mx
- Energy Information Administration: www.eia.doe.gov
- PMI: www.pmi.com
- Comisión Federal de Electricidad: www.cfe.gob.mx
- Comisión Nacional para el Ahorro de Energía: www.conae.gob.mx
- Oil and Gas Journal: <http://ogi.pennet.com>
- US. Department of Energy: www.energy.gov
- British Petroleum: www.bp.com
- Instituto para el Desarrollo Técnico de las Haciendas Públicas
www.indetec.gob.mx
- Energía a Debate: http://blogs.ya.com/energiaadebate/c_1.htm