



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

T E S I S

**EL PETROLEO CRUDO EN MEXICO
Y SU COMERCIALIZACION**

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A
L U I S M A R T I N E Z M E L O**

**DIRECTOR DE TESIS:
M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA**

275-102





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-033

SR. LUIS MARTINEZ MELO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Angel Gómez Cabrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero :

EL PETROLEO CRUDO EN MEXICO Y SU COMERCIALIZACION

- I INTRODUCCION**
- II EXPLORACION Y PRODUCCION**
- III MEXICO Y SU POLITICA ECONOMICA**
- IV MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL**
- COMERCIALIZACION DEL PETROLEO CRUDO MEXICANO**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFIA**
- GLOSARIO DE TERMINOS**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 5 de junio de 1997
EL DIRECTOR



ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

DEPARTAMENTO DE EXPLOTACION DEL PETROLEO

TITULO:

EL PETROLEO CRUDO EN MEXICO Y SU COMERCIALIZACION

DIRECTOR DE TESIS:

M. I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA

PRESIDENTE: M.I. NESTOR MARTINEZ ROMERO

VOCAL: M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA

SECRETARIO ING. JESUS HECTOR DIAZ ZERTUCHE

1ER. SPTE DR. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO

2DO, SPTE. M.I. MAXIMINO MEZA MEZA

Handwritten signatures of the thesis committee members, including the President, Vocal, Secretary, and members of the Specialized Jury (SPTE).

Ciudad Universitaria, México D.F., Marzo 29 de 2000

AGRADECIMIENTOS

Al gran arquitecto del universo, creador de todas las cosas, que puso en mí la luz del entendimiento y me dió la razón de ser, ... gracias a Dios.

Al Sr. Herminio Martínez Hernández, que con temple de acero supo forjarme un espíritu de lucha y superación, en su momento supo escucharme y señalar mis errores, al que siempre me brindó su confianza y sus sabios consejos cuando la adversidad parecía vencerme como el más sincero de los amigos... mi padre.

A mis hermanos, que inusitadamente me dieron ánimos apoyándome en la medida de sus posibilidades para concluir mis estudios universitarios.

A la Facultad de Ingeniería y a mis maestros, por haberme transmitido sus conocimientos y experiencia profesional.

A la Sra. Mireya Fernández Silva, que con su apoyo pude disponer del tiempo necesario para concluir mi tesis.

Al M.I. José Angel Gómez Cabrera, por darme la oportunidad de contar con su asesoría y apoyo durante el desarrollo del trabajo de tesis. Por enseñarme, con su ejemplo, que se debe tener una visión amplia en el ámbito profesional, con responsabilidad y capacidad en el trabajo.

Muy especialmente a la Lic. Thelma Gutiérrez Sánchez, quien me brindó gran parte de su valioso tiempo y dedicación en el desarrollo de este modesto trabajo.

Al Ing. Enrique Garduño, que siempre estuvo en la mejor disposición para aclarar mis dudas y corregir mis errores.

A los amigos, que me apoyaron en el transcurso de mi carrera, a mi gran amigo Melchor, a Jorge y a todos los compañeros del Departamento de Administración Escolar.

Gracias...

**EL PETRÓLEO CRUDO EN MÉXICO
Y SU COMERCIALIZACIÓN**

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN

I. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	1
II. MÉXICO Y SU POLÍTICA ECÓNOMICA	45
III. MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL	62
IV. COMERCIALIZACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO MEXICANO	103
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	148
GLOSARIO DE TÉRMINOS	151
BIBLIOGRAFÍA	163

ÍNDICE DETALLADO**INTRODUCCIÓN**

I EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	1
I.1 Antecedentes	1
I.1.1 Presencia de los hidrocarburos en la naturaleza	3
I.1.2 Manifestaciones superficiales	3
I.1.3 Manifestaciones en el subsuelo	6
I.1.4 El petróleo en el espacio y el tiempo	7
I.1.5 Régimen de explotación	8
I.1.6 Composición del petróleo	9
I.1.7 Propiedades físicas y químicas del petróleo	13
I.1.8 Clasificación de los petróleos crudos	17
I.2 Exploración geológica y geofísica	19
I.3 Perforación	21
I.4 Explotación de pozos y yacimientos	23
I.5 Manejo de la producción	25
I.5.1 Separación del gas del aceite	25
I.5.2 Separación por etapas	26
I.5.3 Deshidratación de petróleo crudo	28
I.5.4 Eliminación de la sal del petróleo	29
I.5.5 Separación de sólidos en suspensión	29
I.6 Transporte de hidrocarburos	30
I.6.1 Transporte de petróleo crudo por oleoducto	30
I.6.2 Transporte de petróleo por buquestanque	32
I.6.3 Transporte de petróleo por ferrocarril	33

I.7 Almacenamiento de petróleo crudo	34
I.7.1 Tipos de recipientes para almacenar aceite	35
I.8 Reservas de hidrocarburos	37
I.8.1 Clasificación de Reservas	37
I.8.2 Reservas petroleras de México	39
I.8.2.1 Proyectos de incorporación de Reservas	40
I.8.2.2 Posición mundial de México	41
I.8.3 Producción petrolera de México	42
II. MÉXICO Y SU POLÍTICA ECONÓMICA	45
II.1 Antecedentes	45
II.2 Situación político-económica de México	49
II.3 Acuerdos comerciales de México con otras naciones	49
II.4 Política energética de México	50
II.5 Importancia de la industria petrolera en el desarrollo económico	52
II.6 Modernización de México y de Petróleos Mexicanos	52
II.6.1 Estrategia de conjunto	52
II.6.2 Pemex Exploración y Producción (PEP)	54
II.6.3 Acciones para el cuidado ambiental	57
II.6.4 Acciones en las entidades federativas	57
II.7 La Política petrolera de México y Venezuela	58
II.8 Política comercial como parte de la integración con el exterior	60

III. MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL	62
III.1 Antecedentes	62
III.1.1 Evolución de las corporaciones e instituciones petroleras	64
III.1.2 Integración vertical	65
III.2 Principales actores del mercado petrolero	68
III.3 Funcionamiento del mundo petrolero	70
III.3.1 Desarrollo y actividad del mercado petrolero de físicos	71
III.3.2 Desarrollo y actividad del mercado petrolero de futuros	74
III.4 Perspectivas del mercado petrolero internacional	77
III.5 Necesidad de una nueva política petrolera	80
III.6 Exportaciones petroleras de México	85
III.7 El Futuro del petróleo y la importancia de la fijación de su precio	89
IV. COMERCIALIZACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO MEXICANO	103
IV.1 Operación y distribución del petróleo crudo	108
IV.1.1 División Regional	110
IV.1.2 Utilidades de PEP	113
IV.1.3 Utilidades por Región	113
IV.2 Comercialización con Pemex Refinación	115
IV.2.1 Refinación del petróleo crudo	118
IV.2.2 Esquema de incentivos para el mayor proceso de crudo Maya	122
IV.2.3 Esquema de coordinación operativa	126
IV.2.4 Aplicación de los mecanismos	127
IV.2.5 Justificación del nuevo mecanismo	128

IV.3 Comercialización con PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V.	129
IV.3.1 Mercados de exportación del petróleo crudo mexicano	132
IV.3.2 Mecanismos de precios de transferencia de crudo	136
IV.3.3 Crudos exportables	136
IV.3.4 Crudos no exportables	139
IV.4 Almacenamiento, márgenes de refinación y competitividad de los crudos mexicanos	142
IV.4.1 Almacenamiento en terminales marítimas	144
IV.4.2 Almacenamiento en domos salinos	145
IV.4.3 Sistema de almacenamiento flotante	145
IV.5 Márgenes de refinación y competitividad de los crudos mexicanos	146
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	148
GLOSARIO DE TERMINOS	151
BIBLIOGRAFÍA	163

INTRODUCCIÓN

México, país rico en recursos naturales, eligió los hidrocarburos como la fuente principal de ingresos económicos. El concepto de comercialización de petróleo crudo a extensión nacional como internacional y las relaciones comerciales entre PEP, PMI para la exportación del petróleo crudo y Pemex Refinación para satisfacer el mercado interno, son el tema central de este modesto trabajo.

En los antecedentes se menciona la evolución de la industria petrolera, que muestra un panorama general de la importancia de los energéticos en la economía nacional e internacional.

En el primer capítulo, se presentan algunos datos históricos y conceptos básicos del petróleo. También se explican brevemente las actividades de exploración y de perforación. En cuanto al manejo de la producción, se explica en qué consiste y cómo se debe manejar la producción. Por otra parte, también se mencionan los diferentes medios empleados para transportar, almacenar y distribuir el petróleo crudo de acuerdo a las condiciones de oferta/demanda. Se pretende dar una idea del concepto de reserva y su clasificación técnica más aceptada. En cuanto a la exportación futura del petróleo, se hace un análisis para un mundo que hasta hoy, en su mayor parte, es energética y económicamente dependiente del petróleo.

En el segundo capítulo, se analiza el desarrollo de la crisis económica de los años setentas, una de las peores por las que ha cruzado el país y en cuyo contexto, el petróleo comienza a adquirir un carácter realmente significativo en la expansión económica de México, observando paralelamente el modo en que esta industria puede generar diversas formas de descentralización política y económica si no se adapta a los criterios que el mercado petrolero internacional en su conjunto exige.

En el tercer capítulo, se analizan básicamente los actores que destacan dentro de la industria petrolera a nivel mundial, explicando cómo el petróleo ha sido un elemento capaz de transformar modestas regiones en zonas prósperas y han promovido la industrialización impulsando la capacidad de desarrollo económico, haciendo una evaluación de la manera en que la industria se desarrolla en las principales regiones del mundo.

En el cuarto capítulo, se hace un breve recuento de cómo Pemex Exploración y Producción, mediante su Coordinación Ejecutiva Operativa Comercial, actúa como comercializador tanto con la filial Pemex Refinación para cubrir el consumo nacional, como con PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V. para apoyar la demanda internacional, considerando la gran importancia que tienen las características de las diferentes corrientes de crudo, el almacenamiento, los márgenes de refinación y su competitividad a nivel internacional.

Finalmente, en las conclusiones y recomendaciones se presentan opciones diferentes de comercialización del petróleo crudo tanto a nivel nacional como internacional.

El petróleo como se verá en las siguientes páginas es y ha sido uno de los elementos más importantes dentro de la agenda internacional, desde que reemplazó al carbón como fuente energética, hasta el momento y por lo menos hasta que no se encuentre otra fuente alterna que lo sustituya, su impacto en el desarrollo económico será altamente significativo.

I. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.

I.1 Antecedentes

Los hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos se conocen desde tiempos muy antiguos, ya que en la Biblia, se mencionan lagos de asfalto y columnas de fuego (gas natural). Los Fenicios calafateaban sus naves con asfalto; los Babilonios y Asirios utilizaban el petróleo como combustible y los Egipcios lo emplearon en sus prácticas de embalsamiento.

En Norteamérica, los indígenas recogían el petróleo para usos medicinales. En México, como medicina e incienso ritual, denominando al petróleo con el nombre azteca de “chapopoctli”.⁽¹⁾

Antes de la revolución industrial, los descubrimientos de aceite y gas eran accidentales, pues los hallazgos eran por medio de pozos de agua someros o manifestaciones superficiales. A partir de la mencionada revolución (fines del siglo XVIII), el aceite se hizo indispensable para la lubricación de la maquinaria. Primeramente, las necesidades de aceite se cubrían con aceite de origen animal (ballenas), el cual era escaso y caro, después se substituyó por aceite de carbón (destilación), que también era costoso. El descubrimiento del motor de combustión interna finalmente, marcó la pauta para utilizar el lubricante que se producía en mayor cantidad del petróleo.

El nacimiento de la industria petrolera se atribuye a cuatro hombres de E. U.: un financiero, un asesor científico (Prof. Silliman de la U. de Yale), un perforador y un superintendente (Coronel Edwin L. Drake). Este grupo perforó en 1859, el primer pozo en América, cerca de Titusville, Pensilvania del cual brotó aceite de un pozo de 23 m de profundidad, con una producción de 20 barriles diarios.

En México, como se mencionó, los aztecas conocían el petróleo y el asfalto. En 1569 Fray Bernardino de Sahagún, en su libro: “Historia de la Nueva España”⁽²⁾, habla del chapopoctli, que “es un betún que sale del mar”. El Frayle jesuita Francisco J. Clavijero, en 1767 menciona la gran abundancia de asfalto en las costas del este de México; sin embargo, a partir de la conquista el auge de la minería relega a un segundo lugar al petróleo.

⁽¹⁾ Geología del petróleo. (apuntes). Pag. 3. F.I., UNAM.

⁽²⁾ *Ibidem*, pag. 3.

Los primeros descubrimientos de petróleo en los E.U., se reflejaron rápidamente en México, ya que en 1864, Maximiliano otorga las primeras concesiones para explotar petróleo. Hacia el final del siglo XIX, la exploración del petróleo es muy activa. En México, para esas fechas se encuentran geólogos europeos que estudian las regiones potencialmente petroleras, se puede decir que una parte de la estratigrafía del este de México, fue establecida a principios del siglo XIX, por Geólogos de compañías petroleras extranjeras.

En la segunda mitad del siglo próximo pasado, de 1863 a 1889, se hicieron diversos esfuerzos para explotar, refinar y aún exportar petróleo mexicano. A partir de 1901 se produjeron pequeños volúmenes de aceite crudo y en 1904 se inicia bajo bases comerciales la industria petrolera mexicana cuando brotó petróleo del pozo La Pez No.1 (famoso por la tenacidad del Ingeniero Ezequiel Ordoñez) localizado en el hoy municipio de Ebano, San Luis Potosí.⁽³⁾

En 1908, el brote e incendio del pozo San Diego de la Mar No. 3, localizado en el municipio de Tantima, al Norte del estado de Veracruz, atrajo la atención de los intereses petroleros mundiales e influyó decisivamente en el desarrollo de la industria petrolera. Después de este accidente que tuvo resonancia mundial, se establecieron en México numerosas compañías extranjeras que perforaron intensivamente; de 1910 a 1921, se terminaron pozos de gran capacidad productiva como el Cerro Azul No. 4 y el Potrero del llano también No. 4, cuyas producciones fueron de doscientos sesenta y dos mil y ciento cincuenta mil barriles diarios, respectivamente.

A partir de 1915, la producción aumentó rápidamente y, en 1921, se produjeron más de quinientos veintiocho mil setecientos sesenta y siete barriles diarios que colocaron a México como segundo productor del mundo.

La producción declinó con rapidez de 1922 a 1923, año en el cual se obtuvo la mínima desde 1915. Esto debe atribuirse a la declinación de la producción en la faja de oro por la invasión de agua salada y a que no se descubrieron nuevos yacimientos con las exploraciones efectuadas. En esos mismos años las compañías suspendieron prácticamente sus inversiones en México y la producción mundial se incrementó excesivamente debido al descubrimiento de nuevos yacimientos en Texas, Oklahoma, California y Venezuela.

⁽³⁾ La expropiación petrolera. Pag. 3,4. Pemex.

De 1933 a 1937 la producción aumentó ligeramente con el descubrimiento de Poza Rica, en 1937 la producción fue de ciento veintiocho mil barriles diarios, la cuarta parte de la obtenida en 1921.

<i>Evolución de la producción y las reservas petroleras de México</i>		
Año	Producción Petrolera (BD)	Reservas Probadas de Petróleo (MMB)
1910	9 900	—
1911	24 200	—
1917	150 000	—
1921	529 900	—
1922	100 000	—
1930	100 000	—
1938	106 000	1 300
1970	487 000	5 600
1976	897 000	11 200
1982	2 700 000	72 000
1986	2 500 000	70 000

Fuente: Mexico's Strategy Meets the Changing World Oil Market, OPEC Bulletin, Viena, Abril de 1984, p.13.

1.1.1 Presencia de los hidrocarburos en la naturaleza

El crudo y el gas se encuentran en una gran variedad de formas en el subsuelo; las manifestaciones superficiales fueron evidencias importantes para detectar los yacimientos. Este tipo de indicios se debieron a la naturaleza de los hidrocarburos y al tipo de estructura de la trampa geológica.

1.1.2 Manifestaciones superficiales

La presencia de los hidrocarburos en la superficie se clasificó por dos tipos de manifestaciones.⁽⁴⁾

Manifestaciones directas: Son manifestaciones visibles las producidas por afloramientos de hidrocarburos, los cuales se clasificaron como: **activas y fósiles**.

Manifestaciones indirectas: Eran las manifestaciones en superficie de los hidrocarburos, sin que fueran visibles.

⁽⁴⁾ Geología del petróleo. (Apuntes). Pag. 9,10,11,12,13. F.I., UNAM.

Manifestaciones directas activas. Son aquéllas que muestran una circulación subterránea activa, donde intervienen el aceite vivo, el gas y el agua, su aspecto en la superficie varía por la naturaleza del producto y su caudal. Estas manifestaciones son conocidas como:

- (a) **Chapopoterías.**
- (b) **Lagos de asfalto.**
- (c) **Escapes de gas.**
- (d) **Volcanes de lodo.**

(a) **Chapopoterías:** Son filtraciones de petróleo o asfalto líquido a través de fracturas, fallas, planos de estratificación y discordancias. El escape es lento pero indica la existencia de un yacimiento. Muchos campos petroleros se han descubierto perforando en la proximidad de Chapopoterías; por ejemplo, los campos de la región de Ébano.

(b) **Lagos de asfalto:** Son chapopoterías asociadas a manantiales, en donde se observa claramente una película de aceite sobre el agua. Este tipo de manifestaciones son muy conocidas desde tiempos remotos; por ejemplo las que rodean al Mar Caspio; en la Región de Bakú, U.R.R.S, y el lago de asfalto de Hit, en Irak, en América existen lagos de asfalto en Trinidad, y Venezuela.

Las fugas de petróleo son comunes en el fondo del mar, como sucede en la plataforma continental del Golfo de México; recientemente, los yacimientos de la sonda de Campeche fueron descubiertos a consecuencia de las observaciones del Sr. Cantarell, quien siendo pescador informó de una gran mancha de aceite en el mar.

Sobre los dos tipos de manifestaciones: Chapopoterías y lagos de asfalto, es importante anotar que la presencia de hidrocarburos líquidos tiene aspectos diferentes, ya que los petróleos con base parafínica son ligeros y muy fluidos, y se evaporan en la superficie desapareciendo sin dejar huella; en climas áridos, estos hidrocarburos son imposibles de descubrir, a excepción de cierto olor a gasolina; en climas húmedos se puede localizar por la iridiscencia en la superficie del agua, aunque estas manifestaciones se pueden confundir con manchas de hidróxido de hierro. Los petróleos con base nafténica presentan indicios más visibles, ya que se evaporan más difícilmente.

(c) **Escapes de gas:** Son más frecuentes que las chapopoterías debido a la mayor fluidez del gas, el cual migra más fácilmente por conductos pequeños, de sitios más distantes y en cualquier tipo de roca; por ejemplo, cerca de Puerto Ángel, Oaxaca, se observan emanaciones de gas en rocas metamórficas y no se conoce todavía su origen, en climas áridos pueden pasar todavía desapercibidas si las emanaciones son de poca magnitud y no contienen agua. En climas húmedos afloran, generalmente formando burbujas. La presencia de gas en el campo se detecta porque produce ruido y en pocas ocasiones flama. En el fondo del mar los escapes de gas se pueden detectar con aparatos especiales, denominados "Sniffers", los cuales son arrastrados cerca del fondo marino.

(d) **Volcanes de lodo:** Son indicios asociados con acumulaciones de gas en el subsuelo, se forma por diapirismo de arcilla inyectada por el gas a alta presión. Su presencia es indicativa de un yacimiento de gas, localizado en el subsuelo cercano a estos volcanes, pero no siempre son indicadores de un yacimiento explotable y económicamente rentable.

Este tipo de manifestaciones se le llama volcanismo sedimentario, sus conos se presentan agrupados, con cráter y conos adventicios; las prominencias varían de pocos metros de altitud hasta 400 m (Bakú, U.R.S.S.). De ellos brota continuamente gas metano y en regiones volcánicas emana también, gas carbónico.

Manifestaciones directas fósiles. Estos indicios son todas las trazas de hidrocarburos fijos en la roca, generalmente se encuentran hidrocarburos sólidos y, rara vez, líquidos. Los hidrocarburos sólidos: asfalto, betún o brea impregnan las arenas y rellenan fisuras o espacios entre estratos, los líquidos se presentan en las cavidades de las rocas calcáreas.

(a) **Arenas bituminosas:** Son acumulaciones de petróleo en areniscas (rocas sedimentarias), que al aflorar, por la acción del oxígeno contenido en la atmósfera y en las aguas meteóricas y destruir los compuestos más ligeros, conservan solo la fracción más pesada del aceite. Estos sedimentos pueden cubrir grandes extensiones, las más famosas son las arenas bituminosas de Athabasca, y Alberta, en Canadá, las cuales constituyen las reservas no explotadas más grandes del mundo (cerca de 900 billones de barriles); para explotar el 50% aproximadamente es necesario usar técnicas, tales como: inyección de vapor a alta presión y temperatura.

(b) **Aceite muerto:** es un compuesto sólido de color café oscuro o negro, con fractura concoidal, se conoce de distintas maneras: grahamita, albertita, gilsonita, etc., los cuales varían ligeramente en su composición. Este aceite es la fracción más pesada del petróleo que quedó atrapado durante la migración en huecos y fracturas de las rocas o fósiles y que, posteriormente, fue oxidado. Este tipo de hidrocarburos no es susceptible de explotar. La presencia de aceite muerto no indica, necesariamente, la existencia de yacimientos explotables y económicamente rentables.

Manifestaciones indirectas. Las manifestaciones indirectas no son de hidrocarburos; por ello su reconocimiento e interpretación correcta es delicada y conlleva un riesgo, entre algunos indicios se pueden señalar:

(a) **Ácido sulfhídrico,** se encuentra asociado al petróleo y su aparición en la superficie como sulfuro de hidrógeno, puede indicar la presencia de una acumulación de petróleo. Pero también, la reducción de los sulfatos con formación de ácido sulfhídrico, puede producirse en materia orgánica, distinta del petróleo.

(b) **Formaciones superficiales de yeso,** blanco en superficie y marrón a profundidad, que contienen minerales sulfurosos y aragoníticos, producidos por la acción de bacterias sulfato reductoras sobre los compuestos azufrosos contenidos en los hidrocarburos.

(c) **La formación de algaritas,** sustancias orgánicas amarillentas, de aspecto córneo, que se encuentran fácilmente sobre los volcanes de lodo, esta sustancia es debida a la acción bacteriana sobre las parafinas o hidrocarburos.

1.1.3 Manifestaciones en el subsuelo

En una región petrolífera es común, al perforar, encontrar pequeñas manifestaciones de aceite vivo o gas, que pueden o no señalar depósitos económicos; para evaluar dichas manifestaciones es necesario realizar pruebas de producción en el intervalo donde ocurren, por esto los factores importantes que deben considerarse son:

- **Características de la roca almacenadora.**
- **Tipos de fluido en el subsuelo.**
- **Mecánica del yacimiento.**

Los depósitos económicos se clasifican en: yacimientos, campos y provincias.

Yacimiento: Es la acumulación de petróleo de la misma composición, comprendida en los mismos límites y sometida a un mismo sistema de presión.

Campo: Comprende dos o más yacimientos relacionados con determinadas condiciones geológicas.

Provincia: Comprende varios campos localizados dentro de una provincia geológica, en la cual se formaron los yacimientos y presentan condiciones regionales similares; por ejemplo, la provincia de la Costa del Golfo de México, constituida por Louisiana, Texas y la Cuenca de Burgos.

1.1.4 El petróleo en el espacio y en el tiempo

El petróleo y el gas están ampliamente distribuidos en el mundo. Casi todas las grandes cuencas sedimentarias han producido o producen hidrocarburos. Evidentemente en su primer siglo, la exploración petrolera se enfocó a las regiones ricas en manifestaciones superficiales, hoy llamadas “tradicionalmente petroleras”. Posteriormente, al intensificarse la exploración, se han encontrado hidrocarburos en cuencas muy pequeñas y en los lugares menos esperados.⁽⁵⁾

La más grande región petrolera ha sido tradicionalmente la de los países del Golfo Pérsico en el Medio Oriente: Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait, los Emiratos Árabes y Abu-Dhabi. Otra gran provincia petrolera es el Golfo de México, que incluye los ricos yacimientos de los campos costeros de E.U. (Louisiana y Texas) y la franja costera de México desde el Río Bravo hasta Yucatán, incluyendo la plataforma continental.

En Norteamérica existen otras cuencas, por ejemplo, en E.U, se tienen: la Cuenca Terciaria de California, la región central, la pendiente Norte de Alaska. En Canadá: la región de Alberta, los territorios noroccidentales y los nuevos desarrollos en las Islas Árticas.

⁽⁵⁾ Geología del Petróleo. (Apuntes). Pag. 15-19. F.I., UNAM.

Las áreas tradicionales en Europa son las rumanas y las rusas, cerca del Mar Caspio, las cuales se están agotando. Por otra parte, han tenido enorme desarrollo las nuevas áreas del Mar del Norte, por lo que Inglaterra ha pasado a ser el primer productor en Europa Occidental. Noruega comparte algunos de los yacimientos del Mar del Norte; Alemania y Holanda están en el límite meridional de esta provincia y producen principalmente gas. La ex-Unión Soviética que fue uno de los principales productores del mundo tiene ahora sus principales yacimientos en la región de los Urales, en Siberia. En Asia, las principales regiones se encuentran en China e Indonesia, productores menores son Malasia e India. En África del Norte encabezan la producción: Libia, Argelia y Egipto. En África Occidental: Nigeria, seguida por Gabón y Angola. En todas esas regiones, además de la porción terrestre, se está explorando en la plataforma continental.

1.1.5 Régimen de explotación

En los diferentes países productores de petróleo, el régimen político y económico de explotación es diferente. Se tienen los siguientes casos extremos:

- **Propiedad privada del subsuelo** (Estados Unidos): Si una compañía desea explorar o explotar el subsuelo, necesita el permiso del dueño y llegar a un acuerdo con él.
- **Régimen de concesión**: Cuando los terrenos son propiedad del Estado, éste puede otorgar concesiones por un determinado tiempo de explotación (en E.U. la plataforma continental se fracciona en lotes, que se ofrecen en subasta para concesión).

En países de tecnología incipiente y de recursos limitados, es frecuente la distribución de concesiones a compañías petroleras extranjeras. Estas concesiones son limitadas, como aquéllas otorgadas a compañías petroleras extranjeras, como es el caso de Ecuador; por ejemplo, la concesión actual es limitada, en el sentido de que este país la otorga pero mantiene el control de la explotación. Este régimen es adoptado con frecuencia, como en Argelia y otros países del tercer mundo.

- **Propiedad de los recursos petroleros por parte de la nación**: en este caso el Estado maneja directamente la industria petrolera, dirige la exploración, controla la explotación, y administra los recursos (caso de México).

Edad de los yacimientos. Tradicionalmente se designa la edad de los yacimientos conforme a la edad de la roca almacén; pero ésta no coincide necesariamente con la edad de la acumulación y menos con la edad de la roca generadora. En términos de producción, a extensión mundial, las rocas almacenadoras más ricas en hidrocarburos son las del Terciario, después las del Cretácico (en México este es el caso), en menor grado las del Jurásico y por último las del Paleozoico.

El petróleo raramente se encuentra en rocas precámbricas, debido a los diferentes episodios de diastrofismo y metamorfismo que efectuaron estas formaciones. Tampoco es frecuente encontrar petróleo en rocas recientes (pleistoceno), ya que la ausencia de deformaciones estructurales dificulta el entrampamiento y la poca compactación favorece la migración de los hidrocarburos.

1.1.6 Composición del petróleo

El petróleo es una mezcla compleja de compuestos orgánicos, que puede existir en los tres estados: sólido, líquido y gaseoso, conforme a las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentre sujeto. Los compuestos orgánicos, esencialmente formados por átomos de carbono e hidrógeno, se denominan hidrocarburos (parafinas).⁽⁶⁾

La característica principal de los átomos de carbono reside en la capacidad de combinarse entre sí, para formar cadenas, anillos y estructuras moleculares complejas. Las uniones entre los átomos de carbono pueden ser simples o múltiples. El carbono se sitúa en el cuarto grupo de la tabla periódica de los elementos, lo que quiere decir que tiene cuatro electrones en su capa externa. Los elementos que tienen 8 electrones en la capa externa son los más estables. El carbono puede adoptar esta estructura compartiendo electrones, particularmente con el hidrógeno.

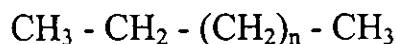
El carbono puede unirse con el hidrógeno (reducción) y con el oxígeno (oxidación), en el primer caso se forma el metano, CH_4 , y en el segundo el bióxido de carbono, CO_2 . El carbono es siempre tetravalente y sus valencias pueden ser saturadas con iones, radicales orgánicos, hidrógeno, nitrógeno, oxígeno u otros elementos.

⁽⁶⁾ Geología del Petróleo. (Apuntes). Pag. 20-25. F.I., UNAM.

Constituyentes del petróleo. El petróleo crudo está constituido, principalmente, por compuestos de hidrocarburos.

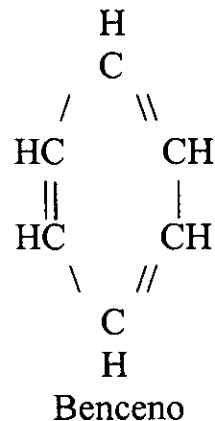
Hidrocarburos: son cadenas de átomos de carbono e hidrógeno exclusivamente, que de acuerdo a su arreglo estructural en la molécula, se pueden clasificar en:

Cadena abierta o acíclicos.



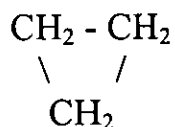
n-alcanos

Cadena cerrada o cíclicos.



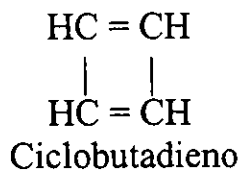
Conforme al tipo de enlace entre los átomos de carbono en la molécula pueden ser:

Saturados o de enlace covalente sencillo.

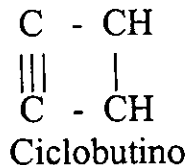


Ciclopropano.

No saturados o de enlace covalente doble o triple.



ó



Hidrocarburos saturados. Son aquéllos donde cada uno de los átomos de carbono tiene su enlace cubierto por un átomo de hidrógeno (enlace sencillo), estos hidrocarburos son estables, no reaccionan fácilmente y se subdividen en:

- Alcanos (parafinas).
- Cicloalcanos o cicloparafinas.

Los alcanos conforme a su contenido de carbono e hidrógeno se presentan en las siguientes fases físicas:

- | | |
|---|---------------------------------------|
| 1. Gaseosa: de CH ₄ a C ₄ H ₁₀ . | $C_n H_{2n+2}$ para $1 \leq n \leq 4$ |
| 2. Líquida: de C ₅ H ₁₂ a C ₁₇ H ₃₆ . | $5 \leq n \leq 17$ |
| 3. Sólida : mayor de C ₁₇ H ₃₆ . | $17 \leq n \leq 36$ |

Los naftenos, son compuestos que presentan una estructura de cadena cerrada o anillo, la fórmula general es C_n H_{2n}.

Hidrocarburos no saturados. Los hidrocarburos no saturados son aquéllos donde los átomos de carbono muestran enlaces covalentes dobles o triples, como son los: alquenos, alquinos, y los aromáticos. Los enlaces múltiples, en los alquenos y alquinos, paradójicamente son puntos de debilidad, menos fuertes que los enlaces simples, por lo que los hidrocarburos de estos grupos son inestables y muy reactivos, su permanencia en el subsuelo es de corta duración.

Los compuestos aromáticos, por el contrario debido a su resonancia tienen una gran estabilidad química y resisten el ataque bacteriológico, produciendo ruido bioquímico celular de tal manera que algunos de ellos, se ha comprobado, producen cáncer (benceno, antraceno, fenantreno, etc.). El nombre de aromático proviene del olor agradable de gran parte de dichos compuestos.

Otros compuestos del petróleo crudo

Resinas y asfaltenos. Son compuestos policíclicos con alto peso molecular, que se encuentran normalmente en el petróleo. Se separan entre sí por su distinto punto de ebullición y constituyen la parte más densa del petróleo. Comprenden los miembros más pesados de las series nafténica y aromática, incluyendo moléculas heteroatómicas de nitrógeno, azufre y oxígeno, por lo cual se le llama también "grupo NSO". Estos elementos pueden sustituir a los átomos de carbono en la estructura molecular.

Compuestos de azufre. El azufre se encuentra en la fracción media y pesada del petróleo. Por lo común, su cantidad promedio es de 0.65%. El petróleo crudo con un porcentaje de azufre mayor al 1%, se considera con alto contenido de azufre. Los yacimientos en rocas carbonatadas contienen, generalmente, mayor cantidad de azufre, encontrándose asociado con los compuestos aromáticos.

Compuestos oxigenados. Los principales compuestos oxigenados son los ácidos grasos; también los ácidos nafténicos son notorios en algunos petróleos crudos (nafténicos).

Compuestos nitrogenados. El contenido de nitrógeno en el petróleo crudo es generalmente bajo, su porcentaje es menor de 0.25%. El nitrógeno se encuentra en la fracción más pesada del petróleo o sea en el asfalto.

Compuestos organometálicos. El petróleo crudo contiene trazas de metales, principalmente de Níquel (Ni) y Vanadio (V) en cantidades variables entre 0.01 y 125 ppm. En general, dichos metales son más abundantes en los petróleos crudos ricos en azufre y se encuentran en la fracción pesada (resinas y asfaltenos). También se han observado trazas de hierro (Fe), zinc (Zn), cobre (Cu), plomo (Pb), arsénico (As), molibdeno (Mo), cobalto (Co), manganeso (Mn) y cromo (Cr).

Compuestos varios. En el petróleo se encuentran impurezas, tales como restos de vegetales (radiculares y esporas) y animales. Es frecuente también encontrar diferentes sales disueltas en las aguas de formación como el cloruro de sodio (NaCl), derivado de las aguas congénitas de la formación y que se precipitan al disminuir la presión; a veces es tan abundante este compuesto que se necesita desalar el petróleo crudo.

Composición promedio de un petróleo crudo.	
Hidrocarburos saturados	56.00 %
Hidrocarburos aromáticos	27.10 %
Resinas y asfaltenos	14.20 %
Agua y sedimentos*	2.75 %
Total	100.00 %

*Sólidos sedimentables, suspendidos y disueltos (N de la R.).
Fuente: Geología del petróleo, pag. 26; F. I., UNAM.

1.1.7 Propiedades físicas y químicas del petróleo

Propiedades físicas. El petróleo crudo se presenta en la naturaleza con características físicas notorias, entre las que se pueden citar:

Color: En los hidrocarburos líquidos en cuanto mayor es el peso molecular, el petróleo es más oscuro. Los colores que presenta varían de amarillo a pardo rojizo o verdoso y de pardo a castaño oscuro.

Olor: Depende de los componentes químicos que predominen en el petróleo crudo, por ejemplo:

- Olor a gasolina, indica abundancia de componentes ligeros.
- Olor agradable, señala mayor cantidad de aromáticos.
- Olor a azufre, indica contenido de azufre.

Densidad: En la industria petrolera se utilizan comúnmente los grados API; en el sistema métrico decimal, la densidad absoluta es la relación entre la masa y el volumen que ocupa cierta cantidad de materia (m/v); el peso específico es la relación entre cuerpos de igual volumen y de cualquier sustancia con pesos diferentes en iguales condiciones de presión y temperatura.

Los grados API (American Petroleum Institute) corresponden a la densidad relativa del crudo medida en grados API, con ella se manejan los diferentes tipos de petróleo y su escala es gradual, conforme a la siguiente relación:

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

donde: ρ_r = densidad relativa.

De acuerdo a la fórmula anterior, los valores altos en grados API corresponden a valores bajos de densidad relativa y viceversa.

Algunos países, conforme a los grados API de los petróleos que producen, han dado nombres de uso común a su petróleo para usarlos en las transacciones de compra-venta de crudo; algunos nombres típicos y densidades se presentan enseguida:

<i>País</i>	<i>Tipo</i>	<i>°API</i>	<i>Densidad relativa</i>
México	Maya	21 a 22	0.927868 a 0.921852
México	Istmo	32 a 33	0.865443 a 0.860182
Arabia Saudita	Árabe Ligero	34	0.854985
Reino Unido	Brent	36	0.844776
México	Olmeca	38	0.834808
México	Papaloapan	44 a 53	0.806267 a 0.766937

Volumen: El petróleo crudo puede presentar diferentes volúmenes. El volumen calculado a condiciones de yacimiento es distinto de aquel calculado a condiciones de superficie. Esta diferencia se debe a la cantidad de gas disuelto que contiene.

Viscosidad: Es la propiedad que controla la capacidad de un fluido para fluir (escurrir). A mayor viscosidad, menor fluidez. La viscosidad de los hidrocarburos varía de acuerdo a su densidad. La viscosidad se mide en poises, siendo la unidad de viscosidad, la de una sustancia contenida en un recipiente con sección de 1 cm², que sometida a una fuerza de 1 dina, se mueve hacia adelante con una velocidad de 1 cm/seg. Como se notará, un poise es una cantidad impráctica para medir la capacidad de fluir de los fluidos en un medio poroso, por esta razón, en la industria petrolera se adoptó como medida los centipoises (cp). La viscosidad depende de:

- La composición; los aceites más pesados presentan mayor viscosidad.
- La temperatura; a mayor temperatura menor viscosidad.
- El contenido de gas disuelto; el gas incrementa el volumen y por tanto disminuye la densidad, por consiguiente la viscosidad disminuye también.

Fluorescencia: Esta propiedad permite reconocer huellas de aceite en rocas superficiales, recortes de perforación y núcleos o lodos de perforación, dado que todos los petróleos fluorescen bajo la luz ultravioleta, principalmente los hidrocarburos aromáticos. La fluorescencia varía de amarillo claro a oscuro con tonalidades verdosas y azulosas.

Actividad óptica: La mayor parte de los hidrocarburos presentan lo que se conoce como actividad óptica, que consiste en la rotación del plano de polarización de la luz. Esta actividad óptica es característica de las sustancias orgánicas, conforme a ello, constituye una evidencia más del origen orgánico del petróleo.

Índice de refracción: El índice de refracción es inversamente proporcional a las velocidades de la luz en medios adyacentes de distinta densidad. El índice de refracción del petróleo varía de 1.39 (en los ligeros) a 1.49 (en los pesados). Esta propiedad es comúnmente utilizada en las refinerías para caracterizar las distintas fracciones de destilación.

Punto de escurrimiento: Es la temperatura a la cual comienza a fluir el petróleo.

Punto de inflamación: Es la temperatura a la cual se encienden los vapores del petróleo. Este punto es un dato importante para establecer las medidas de seguridad en el manejo de los hidrocarburos.

Valor calorífico: Es la propiedad más importante, desde el punto de vista de valoración de la calidad de los hidrocarburos; éste, se mide en calorías o Btu's (British thermal unit) por volumen de aceite. Recuérdese que una caloría es la cantidad de calor que necesita 1 g-m de agua para aumentar de 3.5 a 4.5 °C de temperatura. Un Btu es la cantidad de calor que requiere una lb-m de agua para aumentar de 59.5 a 60.5 °F su temperatura.⁽⁷⁾

Los aceites ligeros son más ricos en hidrógeno y tienen un poder calorífico más alto, por ejemplo:

<i>Densidad relativa</i>	<i>°API</i>	<i>Valor calorífico</i>
0.7022	70.0	11700 cal/g
0.8017	45.0	11100 cal/g
0.9001	25.7	10875 cal/g

⁽⁷⁾ Ingeniería termodinámica, Pag., 104.

Propiedades químicas. Dentro de las propiedades químicas que presenta el petróleo crudo se pueden citar:

Oxidación: Los compuestos orgánicos se oxidan fácilmente por la presencia del oxígeno contenido en la atmósfera o en las aguas meteóricas, la reacción química da lugar a bióxido de carbono (CO_2) y agua (H_2O). La oxidación en el petróleo modifica su composición y presenta un aumento en el porcentaje de fracciones pesadas.

Reducción o hidrogenación: Es el procedimiento inverso de la oxigenación o sea en este caso se elimina el oxígeno y se agrega el hidrógeno. En particular, los compuestos no saturados (con enlaces dobles o triples), tienden a saturarse formando enlaces sencillos.

Polimerización: Bajo determinadas condiciones fisico-químicas, algunas moléculas pueden reaccionar entre sí y formar mediante su unión grandes moléculas complejas llamadas polímeros. Este proceso petroquímico de polimerización es la base de la fabricación de plásticos, algunos lubricantes y aditivos.

Rompimiento térmico (cracking): Recibe este nombre el proceso que utiliza altas temperaturas sobre los componentes más pesados y complejos del petróleo, para dar origen a moléculas más pequeñas por ruptura de enlaces entre carbonos, obteniendo así compuestos con menor número de carbonos y por ello más ligeros y reactivos. El rompimiento térmico en la naturaleza es un proceso importante en la evolución del crudo donde se genera aceite y gas.

Procesos bioquímicos: En los hidrocarburos se desarrollan mediante organismos vivos, principalmente bacterias: las aeróbicas que viven en el ambiente oxigenado y las anaeróbicas que se desarrollan en ambientes sin oxígeno atómico. Uno de los procesos bioquímicos más importantes que pueden actuar sobre el petróleo es la biodegradación. Ésta se realiza por medio de bacterias que se alimentan, selectivamente, con hidrocarburos de determinados números de carbonos. Las bacterias presentes en el agua meteórica oxigenada, metabolizan preferentemente a grupos de los alcanos, que pueden sufrir eliminación parcial; por consiguiente, la composición de un petróleo crudo biodegradado muestra en forma característica la escasez o ausencia de ciertas cadenas de alcanos de determinado número de carbonos.

Isótopos: La reacción isotópica de los elementos está dada por el núcleo (compuesto por neutrones y protones) y los electrones, que compensan la carga positiva de los protones. La suma de las masas de los protones y de los neutrones constituyen el peso atómico de un elemento. El número atómico es característico de un elemento y lo constituye el número de protones. El peso atómico de un mismo elemento puede cambiar debido a que el número de neutrones puede variar; por lo tanto, los elementos que tienen igual número atómico pero distinto peso atómico se denominan isótopos; por ejemplo: el carbono contiene siempre 6 protones, pero el número de neutrones puede variar, como es:

C_{12}	tiene 6 protones y 6 neutrones
C_{13}	tiene 6 protones y 7 neutrones
C_{14}	tiene 6 protones y 8 neutrones

De esta manera, el C_{12} y C_{13} son elementos estables y se encuentran, comúnmente, en la naturaleza; el C_{14} es inestable y se forma por el bombardeo de los rayos cósmicos sobre el hidrógeno. La relación C_{13}/C_{14} se utiliza para evaluar las rocas conforme a su contenido orgánico e incluso de petróleo; en general, los carbonatos contienen mayor cantidad de C_{13} que es más pesado; los compuestos orgánicos incluyendo al petróleo presentan mayor abundancia de C_{12} . Por otra parte el carbono orgánico marino contiene más C_{13} que el carbono orgánico terrestre. La relación isotópica del carbono C_{13}/C_{12} , permite algunas deducciones favorables sobre el origen orgánico del petróleo.

1.1.8 Clasificación de los petróleos crudos

Conforme a las diferentes aplicaciones y tipos de actividades en donde son procesados los petróleos crudos existen diversas clasificaciones. En la refinación de los productos, la clasificación se basa en los porcentajes de las fracciones obtenidas en la destilación, esto es:⁽⁸⁾

⁽⁸⁾ Geología del Petróleo. (Apuntes). Pag. 34,35.. F.I., UNAM.

<i>No. de Carbonos</i>	<i>Nombre</i>	<i>Punto de ebullición</i>
C ₅ a C ₁₀	Gasolinas	15° a 200 °C
C ₁₁ a C ₁₂	Keroseno	200° a 260 °C
C ₁₃ a C ₂₀	Gasóleo	260° a 332 °C
C ₂₀ a C ₄₀	Aceite lubricante	332° a 421 °C
➤ a C ₄₀	Residuo	

Desde el punto de vista químico, existe una clasificación de los petróleos crudos, que se basa en la proporción relativa de tres componentes principales: parafinas, naftenos y aromáticos (Clasificación Según Tissot y Welte, 1978), los cuales constituyen en forma general los siguientes compuestos:

- **Parafínicos:** Aceites ligeros; generalmente líquidos con excepción de algunas ceras con altos números de carbonos; su viscosidad es baja y el porcentaje de azufre es también bajo. El contenido de resinas y asfaltenos es menor del 10%; por ejemplo, algunos aceites de Libia, Indonesia y México.
- **Parafínico - nafténico:** Son aceites cuya densidad y viscosidad son un poco mayor a las del grupo anterior. El porcentaje de resinas y asfaltenos va del 5 a 15% y el contenido de azufre es bajo; por ejemplo, algunos aceites de Ecuador.
- **Nafténicos:** Petróleos crudos poco comunes, se cree que derivan de aceites parafínicos biodegradados; por ejemplo los aceites del Golfo de México.
- **Aromáticos:** Constituyen la clase más abundante de los petróleos crudos. Los aceites son pesados y el contenido de azufre es mayor al 1%. El porcentaje de resinas y asfaltenos varía del 10 al 30%; por ejemplo: Medio Oriente, Cuenca Pérmica de E.U., Venezuela y Canadá.
- **Aromáticos - nafténicos y asfálticos:** Aceites pesados y con alta viscosidad, generalmente se trata de aceites biodegradados.

1.2 Exploración geológica y geofísica

El propósito de la exploración petrolera es localizar en el subsuelo trampas estructurales o estratigráficas que contengan acumulaciones comerciales de aceite y gas. Para alcanzar este objetivo, es necesario llevar a cabo un registro de los datos en mapas geológicos del subsuelo semejantes a los que se realizan en los reconocimientos geológicos superficiales.⁽⁹⁾

Exploración geológica. El conocimiento de cualquier región con fines petroleros, generalmente sigue la secuencia lógica que va desde un estudio de características geológicas superficiales a características no expuestas en la superficie, es decir, que subyacen en su interior. La exploración geológica del subsuelo puede dividirse a grosso modo, en tres fases que se traslapan. Cada una se distingue por la cantidad y calidad de la información disponible, de la cual dependerá la interpretación de las condiciones geológicas de la región.

En la primera fase se dispone únicamente de datos escasos y generalmente dispersos para sustentar la evaluación de áreas de interés. El estudio de afloramientos distantes de rocas sedimentarias y la extrapolación de la información, junto con el análisis de los datos proporcionados por pozos previamente perforados (a veces solo uno), así como la utilización de investigaciones geofísicas aún inconclusas, puede llegar a conclusiones optimistas acerca de la posible presencia de rocas almacenadoras de hidrocarburos.

La segunda fase es un estudio de ingeniería de detalle. Después de que una región ha sido explorada intensamente en toda su extensión, se puede disponer de una cantidad de información considerablemente mayor, y mediante el control y la utilización adecuada de la información técnica proveniente de los pozos perforados y de los levantamientos geofísicos de semidetalle y de detalle, se puede llevar a cabo el análisis estructural y estratigráfico del área de interés; la preparación y construcción de secciones y de planos estructurales, de isopacas, de facies, paleogeológicos a escala local como regional. Estos datos se interpretan y se integran mediante una concepción geológica imaginativa, pero clara, y se llega a conclusiones que pueden ser positivas acerca de las probabilidades de nuevos hallazgos petroleros en una región y entonces puede programarse la perforación exploratoria de nuevos prospectos favorables dentro de esa provincia petrolera.

⁽⁹⁾ Geología de explotación. Pag. 1-3

La tercera fase es la aplicación práctica de la geología del subsuelo al desarrollo y posible extensión de un campo existente.

Exploración geofísica. Los estudios geofísicos constituyen una parte integral del programa de reconocimiento sistemático del subsuelo. Los levantamientos geofísicos: gravimétricos, magnéticos, sísmicos y en 3D, son de hecho una forma de registro sistemático del subsuelo, realizado desde la superficie. Estos trabajos se realizan a partir de la medición de parámetros relacionados con diversas propiedades físicas de las rocas, tales como densidad, transmisibilidad de energía, radioactividad, susceptibilidad magnética y otros que pueden ser traducidos a datos geológicos que proporcionan información relativa a la estructura, estratigrafía, profundidad y posición de las rocas del subsuelo.

La información geofísica debe ser combinada con toda la información disponible del subsuelo y toda la información generada debe integrarse y sintetizarse en un mapa de detalle completo. Esta síntesis se hace más importante a medida que un estudio se hace con más detalle o que el tamaño del área en estudio es más limitada, debido a la menor confianza que se pueden conceder a los caracteres estructurales menores o de detalle, particularmente cuando las medidas están cerca o abajo de los límites de precisión de los instrumentos.⁽¹⁰⁾

Es indispensable conocer los estudios previos realizados sobre las áreas en producción porque, del estudio previo de estas áreas, de la cantidad y calidad de la información disponible sobre muestras de recortes de la formación y de núcleos, y de la obtención y análisis de registros de pozos de buena calidad, se pueden obtener y conocer las relaciones estratigráficas de las formaciones, la posición y naturaleza de las discordancias, los cambios de los plegamientos con la profundidad, el tiempo de plegamiento o afallamiento y la naturaleza de las rocas potencialmente almacenadoras.

Otra información adicional útil, incluye: la naturaleza de los hidrocarburos presentes; los efectos de los fluidos contenidos en los yacimientos sobre los registros geofísicos de pozos ya sean eléctricos, radioactivos, acústicos, etc.; los probables factores de recuperación y de ahí, deducir la mejor manera para su extracción.

⁽¹⁰⁾ Geología de explotación. Pag. 5.

1.3 Perforación

Cualquier sistema efectivo de perforación de pozos de petróleo debe ofrecer, en primer lugar, un medio seguro para penetrar fracturando o desgastando por rozamiento las formaciones suprayacentes para alcanzar el yacimiento; y segundo, debe tener una manera de extraer el material suelto del pozo a medida que la perforación progresa. Además, se debe evitar en alguna forma que las paredes del pozo se derrumben y contar con elementos para sellarlas y aislarlas del agua y del gas. El pozo debe ser lo suficientemente seguro para llegar al depósito de aceite y tener la sección adecuada para permitir la introducción de la herramienta necesaria durante la perforación, su terminación y explotación del pozo.

Los pozos petroleros varían de diámetro dentro de límites estrechos. Los pozos de exploración, que se perforan para información, más que para producir, pueden terminarse con un diámetro pequeño de 5 a 7 in. En los métodos convencionales los diámetros iniciales por lo común, varían de 20 a 30 in dependiendo de la profundidad a que se va a llegar; el número de reducciones de diámetros necesarios y el tamaño con el que se considera deseable terminar el pozo. Este último factor depende a su vez, de la productividad del yacimiento. En la práctica los diámetros de terminación son de 3 a 8 in y la mayoría de los operadores prefieren un espacio libre para trabajar de, por lo menos, 4 a 5 in.⁽¹¹⁾

La profundidad máxima a la que puede perforarse un pozo con equipo moderno dependerá, de las características de la formación que se va a penetrar, el tamaño y peso del equipo usado, la fuerza disponible y la pericia del perforador. La profundidad es el factor determinante en las operaciones de perforación. El límite económico por profundidad varía con la calidad del aceite, el precio que prevalece en el mercado, la productividad del pozo, el costo de perforación y otros factores.

Parecería razonable esperar que más de 90 años de desarrollo de equipo de perforación para la industria petrolera, hubiera dado por resultado una perfección y normalización de un tipo de equipo que fuera universalmente aceptado y empleado. Este, sin embargo, no es el caso y parecería que los cambios en el diseño han sido mucho más revolucionarios en las últimas dos décadas. Esto es especialmente cierto en el equipo rotatorio que se emplea ahora profusamente.

⁽¹¹⁾ Desarrollo de los campos petroleros, pag 16,107.

Además de los cambios para mejorar la portabilidad del equipo y para ahorrar tiempo y dinero, al moverlo de una localización a otra, ha habido cambios radicales en los métodos para generar y aplicar la fuerza en las operaciones de perforación de pozos. La máquina de vapor que era el tipo preferido de máquina motriz al inicio de la revolución industrial, fue sustituida rápidamente, por las máquinas de combustión interna.

La perforación en horizontes más profundos, ha requerido el diseño de equipo más potente y pesado. La perforación en racimos por métodos de desviación, que permite tener más de un solo pozo en cada localización, es preferida por algunas empresas como medio para reducir: costos de cimentación, construcción de caminos de acceso, suministro de agua y fuerza motriz, costos de traslado y simplificación de los requerimientos de operación tanto técnicos como para el cumplimiento de la normatividad ecológica. Las terminaciones en varios horizontes de la formación para permitir que los pozos produzcan simultáneamente, son una manera de disminuir los metrajes perforados y los costos de tuberías de revestimiento empleadas.

El uso de un motor eléctrico o de una turbina hidráulica para mover una barrena rotatoria soportada en la parte inferior de una columna estática de tubería de perforación, constituyó una innovación radical que se aparta del método convencional de la perforación rotaria y que es muy práctico con ciertas ventajas bien definidas. La aplicación de la fuerza a una barrena de perforación por medio de la vibración sónica, representa una posibilidad muy interesante para el futuro.⁽¹²⁾

La aplicación de presiones hidráulicas muy altas a las formaciones mediante la barrena de perforación, puede reducirlos a una condición plástica que ofrezca menos resistencia a la abrasión. El uso de explosivos, especialmente las “cargas conformadas”, para ayudar a la desintegración de la roca y avance de la barrena, es positivamente ventajosa en las formaciones duras. También se ha sugerido que la aplicación de altas temperaturas creadas por el arco eléctrico o por la combustión de combustibles gaseosos, puede hacer que se fundan los materiales en el fondo del pozo para que se puedan desintegrar en forma líquida. Algunas de estas ideas pueden considerarse imprácticas, pero están siendo estudiadas detenidamente en laboratorios de investigación de la industria petrolera de más alta tecnología como es la de los Estados Unidos de Norteamérica.

⁽¹²⁾ Desarrollo de los campos petroleros, pag. 125,127.

1.4 Explotación de pozos y yacimientos

Una vez que se ha comprobado la existencia de un yacimiento por la perforación de un pozo productivo comercialmente, el interés se fija inmediatamente en el problema de determinar su extensión, esto es, el área dentro de la cual se obtendrá producción y la posición de las secciones más productivas.

El proyecto del programa de desarrollo requiere la consideración cuidadosa de un gran número de factores relacionados entre sí, entre los cuales están desde el espaciamiento, el arreglo de los pozos, el ritmo de desarrollo de la perforación, el costo de capital de la tierra y del equipo, la productividad y el término de declinación de los pozos, hasta el porcentaje de interés que debe asignársele a la inversión y el precio de venta futuro probable del aceite.

El pozo descubridor prueba que el aceite existe en cantidades comerciales y proporciona información importante en cuanto a la secuencia y naturaleza de los estratos penetrados y de los horizontes en los cuales se encuentra el aceite. La posibilidad de obtener producción en áreas inmediatas al pozo inicial será solo cuestión de conjeturas hasta que se hayan perforado otros pozos. El tipo de estructura, su magnitud y extensión, la inclinación de sus flancos y el eje axial serán factores importantes para determinar la localización del segundo, tercero y más pozos exploratorios así como la distancia a la cual deben espaciarse del pozo descubridor.⁽¹³⁾

Por lo general el operador estará ansioso de comprobar la mayor área posible con el menor número de pozos pero sin correr el riesgo de colocar uno más allá de los límites del yacimiento y perforar un pozo seco. No debemos pensar en planear un programa de perforación para una zona productora de petróleo como un procedimiento que requiere sólo arreglos superficiales; es un problema tridimensional. Debemos pensar en el metraje que se perforará, la profundidad de penetración de los pozos, y el arreglo subsuperficial que determina el intervalo de la formación o intervalos de los que producirán. Algunos yacimientos tienen gran espesor de formación productora, raras veces uniformemente saturada. Frecuentemente cuerpos continuos de roca impermeable separan dos o más zonas de producción bien definidas y pueden intervenir intervalos que contienen agua en estratos que contienen aceite.

⁽¹³⁾ Desarrollo de los campos petroleros, pag. 54,55.

En esos casos, debemos decidir para cada pozo la profundidad que tendrá, el intervalo o intervalos que se dejarán abiertos para producir y el arreglo de tuberías de revestimiento, empacadores, tapones de cemento y otros elementos necesarios para excluir el agua, controlar la producción y evitar la mezcla de fluidos de diferentes horizontes. Los métodos de explotación, de los campos petroleros en competencia, han sido responsables muchas veces de un exceso de producción de petróleo mayor a la demanda del mercado.

Bajo el estímulo de la competencia, el productor está dominado por la necesidad de extraer el petróleo dentro de la influencia de drenaje de sus pozos lo más pronto posible. Las necesidades del mercado están subordinadas a las necesidades de la competencia y una vez que se ha sacado a la superficie el petróleo debe venderse, porque almacenarlo es caro y las pérdidas por evaporación son altas.

De este modo, el petróleo es producido desafiando las leyes fundamentales de la producción económica, sólo respondiendo remotamente a la demanda y precios. El resultado algunas veces es una sobreproducción persistente y como consecuencia la entrega del excedente de aceite a un mercado saturado, a precios inferiores del valor intrínseco del producto. La sobreproducción ocasiona un derrumbe de precios a niveles inferiores al costo de la producción, y conduce al desánimo general en la industria petrolera.

Gran parte de la falta de eficiencia de la industria petrolera actual se atribuye al bajo precio asignado al producto. Mucho aceite se deja actualmente en el yacimiento porque los métodos más eficientes de recuperación secundaria y mejorada no dejan un buen margen de utilidad.

La sobreproducción ha influido tan seriamente en el bienestar de la industria petrolera que los productores han recurrido a métodos de cooperación, destinados a proporcionar, en cierta medida, el control de la producción de yacimientos.

1.5 Manejo de la producción

El petróleo líquido, como se produce en la cabeza del pozo, generalmente está asociado con gas natural y frecuentemente con agua y sólidos en suspensión en su mayor parte arena y esquisto. El aceite debe liberarse de esas impurezas antes de que esté listo para embarcarse al mercado. Los pozos difieren mucho en las cantidades de gas, agua y sólidos que son producidos con el aceite. Algunos pozos pueden producir aceite prácticamente limpio, con solo trazas de otros materiales. El agua producida con el aceite puede ser un porcentaje importante de los líquidos del pozo, y la cantidad de sólidos en suspensión, que llega a la superficie puede ser grande. Algunos pozos producen muy poco gas, mientras que otros producen volúmenes inmensos (alta RGA).⁽¹⁴⁾

El contenido de agua y de sólidos en suspensión, que sea necesario eliminar, dependerá de los requerimientos de los refinadores, de las compañías que lo transportan por oleoductos y de los compradores, así como de las costumbres de la localidad. Casi todas las compañías operadoras de oleoductos requieren que el aceite que se ofrece para transportarlo no contenga más de 2 o 3 por ciento de agua y sólidos en suspensión.

1.5.1 Separación del gas del aceite

El gas natural se separa, generalmente, del petróleo crudo con la ayuda de un separador de gas apropiado o de un separador de aceite y gas, localizado cerca de la cabeza del pozo. El gas debe separarse inmediatamente del aceite al llegar a la superficie, ya que los fluidos no pueden manejarse satisfactoriamente en las mismas instalaciones de recolección y almacenamiento. Si hay mucha arena en el fluido del pozo, ésta también se permitirá que se asiente en un depósito o tanque situado en el pozo o cerca de él, antes de que el aceite pase al sistema de recolección. Una gran cantidad del agua libre puede también separarse en los separadores, tanques u otras instalaciones de almacenamiento colocadas corriente abajo de la cabeza del pozo, pero el agua emulsionada y los sólidos más finos, que tienden a permanecer en suspensión en el aceite, no pueden eliminarse inmediatamente, sobre todo si se encuentran en cantidades moderadas y son, con frecuencia transportados con el aceite a las plantas deshidratadoras.⁽¹⁵⁾

⁽¹⁴⁾ Explotación de los campos petroleros, pag. 680.

⁽¹⁵⁾ *Ibidem*, pag. 688.

Un pozo que produzca solo unos cuantos cientos de barriles de aceite por día, con una relación gas-aceite común a presión moderada, podría requerir un solo separador API. Los pozos más grandes pueden requerir dos o más separadores dispuestos en serie o paralelo recibiendo cada uno parte de la producción. En este caso, un cabezal adecuado deberá instalarse en la línea de descarga, con válvulas de control para garantizar una distribución uniforme del fluido entre los separadores.

Si el pozo descarga su producción a alta presión, los separadores y los tanques de flujo pueden estar alejados del pozo, pero si la presión de salida es baja, los tanques colectores deben estar cerca con objeto de evitar al pozo la necesidad de forzar su producción a través de largas líneas superficiales. Cuando lo permiten las condiciones, es conveniente agrupar los separadores y los tanques colectores que sirven a un grupo de pozos en una localización central, facilitando así la inspección, la regulación y el control, mientras están en servicio.

Cuando los pozos son pequeños productores, uno o más separadores localizados centralmente pueden servir para varios pozos. Los separadores de baja presión se instalan convenientemente a una elevación de 6 a 9 m arriba de la cabeza del pozo, tal vez en una plataforma de la torre o en una torre separada a un lado de la otra. Si se coloca así el aceite puede fluir por gravedad a los tanques recibidores cercanos y el separador puede operarse a presión atmosférica o cercana a ella, y aun, a unos cuantos centímetros de mercurio de vacío si se desea.

1.5.2 Separación por etapas

Si los pozos descargan su producción a alta presión, es conveniente recurrir a la separación por etapas. En ésta, el aceite pasa por dos o tres separadores arreglados en serie, cada uno operado a una presión sucesivamente más baja. Por ejemplo, si se usan tres etapas, la primera puede diseñarse para operar a una presión de digamos, 35 kg/cm^2 . El gas que se separe del aceite a esta presión fluye un sistema de recolección de gas de alta presión, puede entonces pasar a un separador de presión media, diseñada y regulada para operar a unos 3.5 kg/cm^2 . Más gas, en su mayor parte disuelto en el aceite, se desprende en esta etapa, debido a la reducción de presión. Este gas fluye del separador de presión media a un segundo sistema de recolección.

El aceite de esta segunda separación puede entonces pasarse a una tercera etapa operada a la presión atmosférica o a vacío. Aquí se desprende más gas en solución del aceite y es pasado a un tercer sistema de recolección. El aceite, finalmente liberado de su gas asociado y de los constituyentes de alta presión de vapor, fluye a los tanques de almacenamiento. Se usa un regulador de presión en la línea de gas de cada separador, ajustado en cada caso para mantener la contrapresión requerida. Se pueden sustituir los separadores de baja presión por un sistema de recuperación de vapores en los tanques de almacenamiento de aceite.⁽¹⁶⁾

El gas del separador de alta presión, generalmente de bajo contenido en gasolinas, puede usarse directamente, sin recompresión, para operaciones de producción por inyección de gas para mantenimiento de presión, ya que puede fluir a un punto distante para su uso, a través de gasoductos. Las líneas de recolección que reciben gas de los separadores de presión media pueden pasarlo al segundo paso de una compresora de dos etapas, mientras que los gases de baja presión y los vapores se pasan por ambas etapas. Los vapores de gasolinas se condensan y recuperan en la planta de compresores o en una planta de absorción por la que pasa el gas después de comprimirlo. El gas seco, del que se ha recuperado la gasolina está entonces disponible para operaciones de producción por inyección al yacimiento u otros usos.

La separación por etapas es ventajosa desde varios puntos de vista. Se evita la necesidad de comprimir gran parte del gas con el consiguiente ahorro que se tendría que gastar en recompresión. Se facilita la recuperación de la gasolina natural, porque la planta de gasolina puede manejar un volumen más grande de gas a la presión más alta. Las contrapresiones altas mantenidas en los pozos con frecuencia son benéficas, ya que dan por resultado una cuota de producción más uniforme, reduciendo la relación gas-aceite, aumentando el rendimiento total, restringiendo la producción de arena y disminuyendo la tendencia a emulsionar el agua si se encuentra en el fluido del pozo.

El aceite se entrega al almacenamiento con una pérdida mínima de fracciones ligeras e incremento de su densidad, que puede ser apreciable cuando el aceite se somete a la liberación instantánea de su gas disuelto con la rápida reducción de la presión. Todas las fracciones de alta presión de vapor se separan del aceite, de modo que puede almacenarse sin una pérdida seria por evaporación posterior.

⁽¹⁶⁾ Explotación de los campos petroleros, pag.689.

1.5.3 Deshidratación de petróleo crudo

La deshidratación es una parte necesaria de la rutina del manejo de la producción en todas las regiones productoras de aceite. Aun cuando las dificultades, por alto contenido de agua, se presentan al principio de la vida productiva de muchos campos, este problema en sus aspectos más amplios, es característico de los períodos posteriores o de declinación de la productividad; cuando la presión de gas de la formación y la producción de aceite están disminuyendo, y la corrosión de las tuberías de ademe ha progresado y las cementaciones defectuosas han permitido que el agua invada al yacimiento y al pozo.⁽¹⁷⁾

La mayoría de los compradores de petróleo crudo requieren que el porcentaje de agua y sólidos suspendidos que se encuentren en el aceite se reduzcan a menos del 0.5%. Si el aceite contiene más de esta cantidad de agua, debe sujetarse a un proceso de tratamiento destinado a reducir su contenido por abajo del límite prescrito. Se pueden clasificar los métodos empleados para deshidratar las emulsiones de petróleo crudo en seis grupos como sigue: 1) asentamiento por gravedad, 2) tratamiento térmico, 3) tratamiento eléctrico, 4) tratamiento químico, 5) centrifugación, y 6) filtración.

De estos seis diferentes métodos de tratamiento, los primeros cuatro se han aplicado extensamente en la industria petrolera americana; el quinto ha recibido pruebas completas en varias instalaciones de campos, pero se usa menos que los otros cuatro métodos; y el sexto método se ha empleado hasta un grado limitado, principalmente en pruebas experimentales, más que en condiciones rutinarias de operación de plantas. Cada uno de estos diferentes métodos, constituye en condiciones favorables, un medio para obtener una separación razonablemente completa del agua emulsionada en el aceite (hasta el 95 %); pero en muchas plantas deshidratadoras, se emplean simultánea o consecutivamente dos o más procesos diferentes, produciendo un resultado que es superior al de cualquiera de ellos por separado. Aun cuando no se tienen estadísticas de la cantidad de agua emulsionada producida en los campos petroleros, se sabe que el tratamiento de ese aceite para obtener su deshidratación completa representa un renglón importante en los gastos de operación de la producción de aceite. También se sabe que grandes cantidades de aceite emulsionado nunca llega a las refinerías porque sus productores carecen de las instalaciones o los medios para lograr su deshidratación económica.

⁽¹⁷⁾ Explotación de los campos petroleros, pag., 690.

1.5.4 Eliminación de la sal del petróleo

La sal se presenta en diferentes concentraciones en el petróleo crudo, al grado que su desalación en el campo se hace necesaria. La sal en el petróleo crudo es resultado de la composición del agua salada en el yacimiento, que deja algún contenido de sal en el aceite. La presencia de sal en el petróleo lo hace corrosivo y destructor para la infraestructura del transporte y el equipo de refinación. La sal en el crudo se puede eliminar desemulsificando el aceite (hasta 100 libras de sal por cada mil barriles de aceite y 1% de agua, para manejarse en oleoductos y 10 libras de sal por cada mil barriles de aceite y 0.1% de agua, para refinería o exportación)⁽¹⁸⁾, es decir, eliminando el agua que disuelve (contiene) la sal al deshidratarla por cualquiera de los métodos sugeridos.

1.5.5 Separación de sólidos en suspensión

La arena y el esquisto que se encuentran en el aceite producido de formaciones poco cementadas, son el origen de problemas y gastos en la producción de crudo. La cantidad de material sólido que se saca a la superficie en suspensión en el aceite puede variar dentro de amplios límites, desde cantidades apenas apreciables hasta el 0.6 % del volumen bruto. Si no contiene agua, la arena fina y el esquisto pueden fluir libremente con el aceite, pero si también hay agua en el fluido, la arena tiende a empacarse y se vuelve excesivamente difícil su manejo.

La arena es a veces tan fina que pasa fácilmente a través del cedazo de la tubería y se acumula dentro del pozo, restringiendo así la producción subsecuente de aceite. Por ello el operador prefiere sacarla del pozo con el aceite, aun cuando al hacerlo así resulte mayor desgaste en el mecanismo de bombeo.

Si la cantidad de sólidos en suspensión es tal que su extracción de los tanques sea cara, puede ser necesario llevar el fluido, al ser descargado del pozo, a un depósito abierto en el que se asiente la arena y del que el aceite se drena o toma de la capa superficial por gravedad. Esos depósitos, con frecuencia, están equipados con instalaciones especiales o diseñados de manera que se facilite la remoción de los sólidos asentados.

⁽¹⁸⁾ Manejo de la producción en superficie (Apuntes), Pag, VII.15. F.I. UNAM.

1.6 Transporte de hidrocarburos

El transporte de aceite y gas empieza en el pozo. El aceite tiene que moverse de la cabeza del pozo mediante ducto a través de separadores, tanques colectores; es decir, el sistema de recolección, una etapa de deshidratación a los tanques de almacenamiento y de ahí el aceite lo entrega el productor al comprador quien lo transporta por oleoductos a barcostanque hacia el refinador. El gas natural producido asociado con el petróleo líquido se mueve de la cabeza del pozo o separador de gas por ductos, el sistema de recolección, con frecuencia a una planta cercana de extracción de condensados. El gas (natural) seco despojado de su contenido de gasolinas, se puede enviar entonces, en algún porcentaje, de regreso a los pozos para operaciones de bombeo neumático o mantenimiento de presión, o para generar potencia eléctrica en el campo.⁽¹⁹⁾

Este movimiento de gas y aceite consiste en ingeniería de gran magnitud. Una industria que comúnmente se considera como una gran división independiente de la industria del petróleo. La fase de transporte de la industria del petróleo también puede considerarse que incluye el movimiento de los productos refinados de la refinería al consumidor, pero hay una línea natural que separa el transporte de aceite crudo y gas natural por un lado y los productos refinados por el otro.

I.6.1 Transporte de petróleo crudo por oleoducto

Aunque el buque tanque tiene importancia en el negocio del transporte del petróleo crudo, el más importante, por gran margen, en el transporte moderno de petróleo crudo es el oleoducto. Prácticamente todo el movimiento del aceite desde la cabeza del pozo al punto de embarque se ejecuta por líneas de recolección en el campo, y una gran parte del crudo se mueve por líneas principales desde los puntos de comercialización a las refinerías.

El descubrimiento de nuevos campos en muchas regiones del mundo y la necesidad de distribuir petróleo entre muchos centros industriales, ha producido gradualmente el desarrollo del sistema actual de ductos. Sólo cuando existe una considerable diferencia de elevación entre los dos extremos de un ducto y hay un declive descendente continuo, puede el aceite fluir por él sin ayuda del bombeo.

⁽¹⁹⁾ Explotación de los campos petroleros, pag., 867, 868.

Generalmente, se debe aplicar presión mediante bombeo en ductos ascendentes en el extremo inferior, creando así una presión diferencial entre los extremos de toma y descarga de la línea que provoque el flujo a la velocidad deseada. La presión, así impuesta, se pierde contrarrestada por las pérdidas por fricción, que son directamente proporcionales a la distancia recorrida, a la rugosidad de la tubería e inversamente proporcionales al diámetro interno de la tubería. Si la línea es larga, se instalan estaciones de bombeo adicionales a intervalos convenientes para incrementar la presión del aceite.

Cuando el aceite se bombea a través de una tubería, a su transmisión se opone la resistencia al flujo por fricción, que es el producto de dos factores. El primero de éstos es la resistencia friccional desarrollada entre la pared interior de la tubería y el cilindro exterior del aceite que hace contacto con ella. El segundo se debe a la resistencia interna del aceite al movimiento, es decir a la fricción del fluido que resulta de las diferentes superficies de aceite que se deslizan unas sobre otras en toda la sección transversal de la tubería. La viscosidad es la medida de la resistencia interna del fluido que se opone al movimiento de sus partes con respecto a cada una de las otras. La magnitud de la resistencia ofrecida por estas fuerzas friccionales dependerá de la longitud de la tubería a través de la cual se bombea el aceite, la velocidad de flujo, la condición de la superficie interior de la tubería y la viscosidad del aceite. Además de la resistencia por fricción, se gasta energía al elevar el aceite.

Los elementos de esta última fase del problema incluyen la altura o elevación y la densidad del aceite. Estos parámetros los contiene la ecuación de Bernoulli.⁽²⁰⁾

$$\frac{P_1}{\gamma} + Z_1 + \frac{v_1^2}{2g} = \frac{P_2}{\gamma} + Z_2 + \frac{v_2^2}{2g} + h_L$$

donde: P = presión en los puntos 1 y 2, (lb/in²).

g = gravedad, (32.2 ft/seg²)

γ = peso específico del fluido, (lb/ft³).

Z = altura en los puntos 1 y 2, (ft).

V = velocidad en los puntos 1 y 2, (ft/seg).

h_L = carga de energía, (ft).

⁽²⁰⁾ Mecánica de fluidos, (Apuntes), Pag., 116-118.

El agente que motiva que el aceite pueda vencer estas diferentes resistencias al flujo es la bomba, que imparte una presión inicial al aceite en virtud de la cual se mueve a través de la tubería hasta que la presión ejercida por la bomba se consume enteramente contra las fuerzas de resistencia. Para una velocidad de flujo determinada en una línea de tubería dada, el aceite puede transportarse solo una distancia fijada por la resistencia de la línea de tubería. Si se desea moverlo más, se debe dar al aceite nuevo ímpetu pasándolo por una segunda bomba, o, debemos conformarnos con una velocidad de flujo menor.

La pérdida de presión por unidad de longitud de tubería, se ve que es una cantidad de primera importancia en todos los cálculos de líneas de tuberías. Cuando ésta se conoce para un tamaño dado de tubería, la velocidad de flujo, la viscosidad y la densidad del aceite, será posible calcular la distancia a través de la cual puede transmitirse el aceite con una presión inicial dada, o se puede determinar la presión inicial necesaria para ejecutar una transmisión sobre una distancia dada.

$$\text{Fórmula de potencia}^{(21)} : \text{HP} = \frac{\gamma QH}{550}$$

donde: γ = peso unitario de fluido, en (lb/ft³).
Q = gasto, en (ft³/seg).
H = carga de energía en (ft).

1.6.2 Transporte del petróleo por Buquestanque

El transporte de petróleo en buques cisterna es el segundo método después de los oleoductos en la industria del transporte del petróleo crudo. Desde un punto de vista internacional, este método de transporte es el primero. Además de un gran movimiento costero doméstico en otros países, prácticamente todo el comercio exterior de petróleo crudo y sus productos se hacen en buquestanque. También una gran parte de la distribución de petróleo y de sus productos sobre todo en los Estados Unidos de Norte América, se ejecuta con el uso de chalanes o barcazas que operan en los grandes ríos, canales y lagos.⁽²²⁾

⁽²¹⁾ Mecánica de fluidos, (Apuntes), Pag., 119,120.

⁽²²⁾ Explotación de los campos petroleros, Pag., 906,907.

Al 1° de Enero de 1966 la flota de buques tanque consistía de 3130 navíos que sumaban 273.66 millones de ton métricas de peso muerto. Más de la mitad de los productos refinados en Estados Unidos y cerca de 10 MMBD de los 30 MMBD que se producen en el mundo, de aceite crudo, se mueve por vía marítima y fluvial. Para viajes largos el costo de transporte por este método es el menor de todos. Cuesta menos mover crudo de los puertos de la costa de México a los centros refinadores de la costa Atlántica de los Estados Unidos de Norteamérica por buquetanque que por oleoducto.

El transporte de petróleo por buquetanque muy raras veces es un asunto que interesa directamente al productor. El productor generalmente no tiene responsabilidad en la carga y operación de esos navíos y no tiene interés directo más allá de los tanques que constituyen el almacenamiento necesario en el punto de embarque, y las tuberías que sirven para conectar los tanques con las instalaciones para cargar los buquestanque en las terminales marítimas o lejos de la costa, mar adentro.

1.6.3 Transporte de petróleo por ferrocarril

El carro tanque de ferrocarril fue el tercero en importancia como transportador de petróleo crudo en bruto y actualmente juega un papel importante en la distribución de productos refinados o intermedios de las refinerías a los muchos centros de petroquímica o distribución tierra adentro.

Los carro tanque petroleros de ferrocarril varían considerablemente en tamaño y en condiciones de diseño. Las capacidades varían de 22,710 a 54,882 lts. El recipiente de aceite consiste en un tanque horizontal cilíndrico con extremos cóncavos o esféricos sujetos con zunchos a la superficie de uno u otro de los varios tipos de plataformas de ferrocarril. El cilindro está sólidamente construido con placas de acero remachadas o soldadas, diseñado para resistir todos los esfuerzos a los que ordinariamente se someten. Estos incluyen no solamente las cargas muertas del aceite y los esfuerzos debidos al carro, sino además se da una tolerancia para una presión de 4 kg/cm^2 que puede generarse en el interior del carro como consecuencia de la presión generada por los vapores liberados de los líquidos conducidos.

El aceite se carga dentro del tanque por medio de una conexión en una torreta. Esta torreta sirve también para dejar un espacio de aire sobre la masa principal del aceite en el que puede expandirse el aceite en caso de que se someta a temperaturas más altas de las que predominen en el lugar y al tiempo de cargarlo.

El gas liberado del aceite durante el transporte también se acumula en este espacio y se le permite escapar por medio de una válvula de escape conectada para el caso de que la presión exceda aquélla de diseño. El aceite se descarga del tanque por una válvula en el fondo, colocada ya sea en el centro o a un extremo. Debido al alto costo del transporte por ferrocarril, este método de embarque se usa sólo cuando no se dispone de transporte por oleoductos o por vías acuáticas.

1.7 Almacenamiento de petróleo crudo

El productor de petróleo se encuentra con que es necesario disponer de facilidades de almacenamiento para hacerse cargo del aceite después de que llega a la superficie, durante el tiempo que se somete a tratamiento para eliminar impurezas o mientras se entrega al comprador o la agencia de transporte. La necesidad de contar con facilidades de almacenamiento se presenta tan pronto como el aceite es descargado en la superficie y continúa durante la recolección, etapas de estabilización, deshidratación, medición y embarque.⁽²³⁾

Cuando se descarga aceite del separador entra a un tanque colector. En éste se dejan asentar parte de las impurezas del aceite y se permite escapar el gas arrastrado que no se separó, antes de que el aceite entre al sistema de recolección. También se puede hacer la medición en ellos para determinar la producción individual por pozo. De los tanques colectores, el aceite se mueve, tal vez, a una planta central deshidratadora en la que se instalan tanques de aforo para almacenar temporalmente aceite húmedo antes de admitirlo a tanques de tratamiento. En éstos se calienta o se sujeta a tratamiento químico para quitarle el agua. Después de la deshidratación, el aceite, suficientemente liberado de sus impurezas para ajustarse a los requisitos de los oleoductos puede moverse a tanques de almacenamiento en donde el producto se acumula durante algún tiempo antes de transferirlo por oleoductos al comprador. En ese caso, el aceite se mide en patines de medición, especialmente dispuestos para facilitar el muestreo y la medida de los volúmenes de aceite.

⁽²³⁾ Explotación de los campos petroleros, Pag., 807-809.

El comprador provee tanques de almacenamiento o depósitos para almacenar el aceite en tránsito (por ejemplo, a los buquestanque) en terminales con facilidades de embarque. También tiene que proporcionar almacenamiento la compañía de refinación en el extremo de entrega del oleoducto. Grandes patios de tanques diseñados para este objeto y controlados por los interesados en el embarque o refinadores, con frecuencia tienen capacidad para almacenar millones de barriles de aceite. El petróleo almacenado de esta manera tiene una influencia benéfica para comparar fluctuaciones de estación y de otras clases en el abastecimiento y en la demanda.

Se verá claramente que el problema de almacenamiento de aceite es de gran importancia económica, que afecta no solo al productor, sino también a quienes están dedicados, al transporte, a la refinación y ventas como fases de la industria petrolera. Se han gastado grandes sumas para suministrar esas facilidades de almacenamiento, y el equipo físico usado para este objeto debe diseñarse técnicamente y mantenerlo para dar seguridad máxima contra riesgos de incendio y explosión y reducir las pérdidas que resultan por evaporación y derrames.

1.7.1 Tipos de recipientes para almacenar aceite

Los recipientes para almacenar petróleo crudo pueden clasificarse convenientemente en dos grupos: (1) tanques, y (2) depósitos. Los tanques pueden hacerse de madera o acero, o concreto reforzado y se pueden construir en muchos tipos diferentes y gran variedad de tamaños y capacidades. Los depósitos de concreto reforzado de gran capacidad, se consideran favorables por su costo más bajo por unidad de volumen de capacidad, pero son adecuados solo para almacenar los aceites menos volátiles.

Los tanques de lámina de acero se usan generalmente y por lo general se prefieren para almacenamiento de petróleo. Los tanques de poca capacidad apropiados para usarlos como tanques colectores con frecuencia se hacen de lámina de acero galvanizadas lisas. Los tanques de tamaño chico y regular, también se fabrican de lámina negra de acero, remachándose las láminas unas a otras para formar un ruedo o anillo o sección con juntas de bridas que se pueden atornillar unas a otras en el campo. Pueden ser de la variedad atornillada, tanques de hasta 2,500 barriles, pero los de mayor tamaño deben generalmente armarse con placas que tengan remaches en todas las juntas o de juntas soldadas.

Para reducir a un mínimo las pérdidas de evaporación de los aceites volátiles que tienen alta presión de vapor, se han desarrollado tanques especiales con techos flotantes, conocidos como tanques con techos de diafragma; otros son de forma esférica o esferoidal para resistir mejor las altas presiones internas. Otro tipo de tanque conocido como el tanque con cubierta de agua, está equipado con un techo plano que soporta unos centímetros de agua, cuyo propósito es mantener el espacio de vapor de la parte superior del tanque más frío de lo que de otra manera estaría. En tanques de techo flotante, el techo flota en el aceite y no permite acumulaciones de vapor.

El tanque de concreto reforzado parece tener ciertas ventajas definidas sobre el tanque de acero. Esos tanques no están sujetos a corrosión, y por lo tanto, no requieren protección contra los agentes que forman óxido, ya sea arriba o bajo el suelo. El material no está sujeto a electrólisis. Los tanques de concreto reforzado pueden diseñarse con mayor margen para resistir presión externa debida a la presión de la tierra o a la carga hidrostática que en los suelos provocan las aguas subterráneas. Los tanques de concreto se pueden construir rápidamente en cualquier forma poco usual que pueda exigir el terreno u otros objetos fijos en la vecindad de la localización seleccionada. La baja conductividad del material aísla el aceite almacenado en esos tanques contra los cambios de temperatura extremos, retardando las pérdidas por evaporación en el verano y haciendo más fácil el bombeo del aceite en el invierno. Además de mantener temperaturas más uniformes, las pérdidas por evaporación pueden reducirse aún más, ya que un techo de concreto puede hacerse prácticamente hermético, mientras que un techo de acero a veces no lo es.

Como resultado de temperaturas más bajas del aceite, menor conductividad de calor y menos fugas de gas, y también porque el material no atrae los rayos como lo hace el acero, los riesgos de incendio del aceite almacenado en tanques de concreto se reducen substancialmente. Además, los materiales que se usan en la construcción con concreto con frecuencia se encuentran localmente, eliminando las demoras que se originan en el embarque de tanques de acero prefabricados, desde un centro de abastecimiento distante. El mantenimiento y las reparaciones como pintura y calafateo, a veces renglones importantes si se trata de tanques de acero, son por supuesto, innecesarios en el caso del concreto. Un tanque de concreto probablemente tiene una vida más larga que uno de acero. La práctica aceptada parece favorecer la forma circular de los tanques que es más simple en diseño y es menos susceptible a grietas por extensión que resultan de los esfuerzos y a las variaciones de temperatura.

1.8 Reservas de hidrocarburos

Se llama así al volumen de hidrocarburos, que se espera recuperar, económicamente, con los métodos y los sistemas de explotación adecuados, evaluada a cierta fecha, a condiciones atmosféricas y bajo las normas gubernamentales.

Las reservas no incluyen los volúmenes de hidrocarburos que se mantienen en inventario ni los hidrocarburos y sustancias asociadas producidas no comercializadas. Incluyen a aquéllas que pueden ser producidas por los mecanismos naturales de empuje de los yacimientos, por los procesos de recuperación secundaria y mejorada, y por los sistemas artificiales de producción.

Se debe hacer notar que los datos de las reservas de hidrocarburos no son fijos, sino que tienen un carácter dinámico debido a un ajuste continuo, a medida que se cuenta con mayor y mejor información. Puesto que la exactitud de las reservas depende de la calidad y cantidad de los datos disponibles, su valor más cercano a la realidad se obtendrá a medida que transcurra la vida productiva del yacimiento.

1.8.1 Clasificación de Reservas

Las reservas de hidrocarburos, se clasifican en:⁽²⁴⁾ **Reservas probadas y Reservas no probadas.**

Reserva probada. Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas, y que han sido identificados por medio del análisis de información geológica y de ingeniería.

Reserva no probada. Son volúmenes de hidrocarburos y sustancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas, que resultan de la extrapolación de las características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de la razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que están en operación o planteados en un proyecto. Las Reservas no probadas se dividen en: *Reservas probables y Reservas posibles*

⁽²⁴⁾ Las reservas de Hidrocarburos de México. Pag 16-18, PEP, Pemex, Enero de 1999.

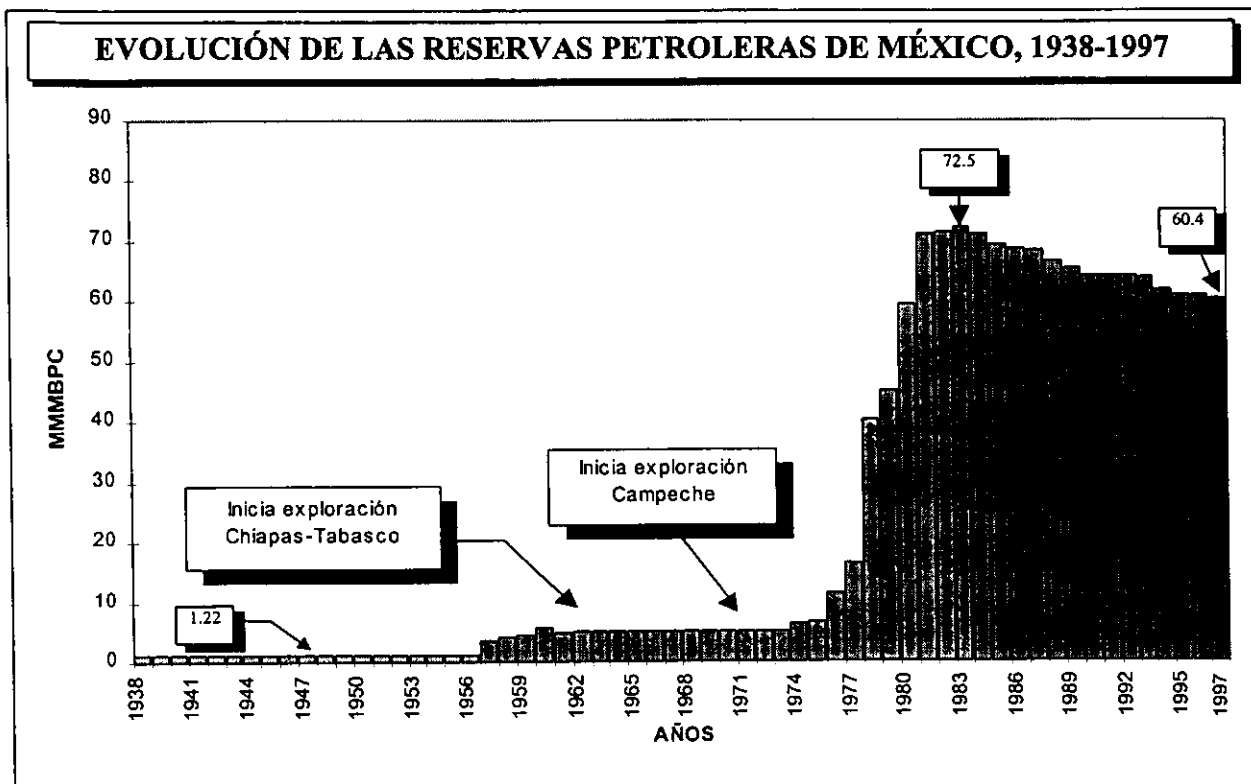
Reserva probable. Son aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si son usados métodos probabilísticos para su evaluación, habrá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades actualmente recuperadas sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más las probables. Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, y donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También, se incluyen aquellas reservas en formaciones que parecen ser productoras en base a registros geofísicos pero carecen de datos de núcleos, o pruebas definitivas, y no son análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.

Reserva posible. Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando se usan métodos probabilísticos, la suma de las reservas probadas, más las probables, más las posibles, tendrá al menos una probabilidad de 10% de que las cantidades actualmente recuperadas sean iguales o mayores. En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

- a) Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables y en el mismo yacimiento.
- b) Reservas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, basados en análisis de núcleos y registros de pozos, pero pueden no ser comercialmente productivas.
- c) Reservas por incremento debido a perforación intermedia que está sujeta a incertidumbre técnica.
- d) Reservas por incremento atribuidas a mecanismos de recuperación mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no en operación.

1.8.2 Reservas petroleras de México

Durante el período 1938-1996, las reservas probadas evolucionaron de 1,220 MMBPCE en 1940 a un valor máximo de 72,500 MMBPCE en 1983. En el período de 1984-1995, se tuvo una producción acumulada de 15,571 MMBPCE y una incorporación de 3,500 MMBPCE en nuevas reservas, y 1,671 MMBPCE por revisión de campos, de tal manera, que a diciembre de 1996, se tenía una reserva de 60,900 MMBPCE.⁽²⁵⁾



Fuente: Anuarios estadísticos y memorias de labores de Pemex.

Nuestro país forma parte de la megacuenca del Golfo de México, la tercera en importancia en el panorama mundial, sólo superada por el Golfo Pérsico que contiene más de la mitad de los recursos petroleros mundiales y por la Cuenca de Siberia Occidental. La cuenca del Golfo de México contiene aproximadamente el 9% de los líquidos del petróleo y el 11% del gas recuperable que se conocen actualmente a nivel mundial.

⁽²⁵⁾ Ingeniería Petrolera, Agosto de 1997. Pag. 28,29,30,31.

A la fecha, en esta cuenca se han descubierto reservas probadas por más de 240 mil millones de barriles de petróleo equivalentes a crudo, de los cuales se han extraído aproximadamente 160 mil millones. México ha producido 31 mil millones, quedando más de 80 mil millones como reserva probada, de los cuales más de dos terceras partes corresponden a México. Se estima además, que esta megacuenca en su porción mexicana, contiene un volumen adicional de más de 100 mil millones de barriles de petróleo equivalentes a crudo de reservas potenciales

Es en los márgenes de la Cuenca del Golfo de México, principalmente en la planicie costera y en la plataforma continental, donde se ha desarrollado la exploración y se ubican las reservas probadas de México. Por tanto, existe una gran área de oportunidad para incorporar volúmenes substanciales de hidrocarburos en la porción marina, cuyas características geológicas se conocen de manera general.

1.8.2.1 Proyectos de incorporación de reservas

La cartera de proyectos de incorporación de reservas comprende 20 proyectos, de los cuales 15 son terrestres y los 5 restantes son marinos. La mayoría de ellos se han explotado ya por varias décadas y aún así, se considera que no todos han alcanzado su etapa de madurez. Los proyectos más notables están ubicados en la Sonda de Campeche, en la región Chiapas-Tabasco y en la Cuenca de Burgos.

Mediante la utilización de tecnologías exploratorias adecuadas, para definir con claridad las trampas estructurales y estratigráficas, tales como sismología 3D, la interpretación interactiva y la subsecuente perforación exploratoria, podrán descubrirse aún campos con reservas significativas. Durante el período se espera evaluar reservas probables del orden de 8,000 MMBPCE en estas áreas, que tienen un factor de riesgo geológico que varía de 1:1.5 a 1:4, por lo que se estima incorporar aproximadamente 2,666 MMBPCE.

Se tienen en cartera 14 proyectos, de los cuales la mayor parte se ubican en áreas frontera del golfo de México, en las que se evaluará inicialmente su potencial petrolero y en las que se cree que en el futuro se concentrarán las actividades petroleras de México. En conjunto, para estos proyectos se estima la existencia de una reserva potencial de 98,000 MMBPCE. De estos 14 proyectos, 6 se encuentran en la planicie costera con una reserva potencial de 16,000 MMBPCE. Asimismo, 4 en la plataforma continental con una reserva potencial de 21,000 MMBPCE y 4 en el talud continental, con una reserva de 61,000 MMBPCE.

Para la evaluación inicial de estas áreas, se harán levantamientos sísmicos regionales 2D, modelos sedimentarios, muestreo y modelado geoquímico del fondo marino, mapas estructurales regionales, sismología tridimensional y perforación de pozos exploratorios. Con estos estudios, se definirán las localizaciones exploratorias a perforar, lo que permitirá, en la siguiente etapa exploratoria, definir las áreas con mejores posibilidades para contener hidrocarburos y orientar la perforación a su descubrimiento y explotación.

En el período 1997-2001 se estima evaluar una reserva potencial de 7,731 MMBPCE, a un costo de exploración y producción de 0.24 dólares/barril, con una inversión de 37 mil millones de pesos.⁽²⁶⁾

1.8.2.2 Posición mundial de México

El país ocupa el noveno lugar en reservas probadas de petróleo crudo y el vigésimo primero en reservas de gas natural. Las reservas totales a principios de 1996 ascendían a 62,058 MMB. De estas reservas casi 79% (48,796 MMB) corresponden a crudo y condensados, y el resto a gas natural (67.7 billones de pies cúbicos).

Las reservas probadas de hidrocarburos aumentaron a partir de 1976, lo cual permitió alcanzar un valor máximo de 72,500 al inicio de 1984. A partir de entonces, las reservas han declinado a una tasa media anual del 1.3% y se ubicaron en 62,058 MMB al inicio de 1996.⁽²⁷⁾

La siguiente tabla muestra la distribución de las reservas de crudo para 1999 y la posición de México a nivel mundial:

⁽²⁶⁾ Ingeniería Petrolera, Agosto de 1997, Pag. 37.

⁽²⁷⁾ Oportunidades de Inversión en el Sector de la Energía de México, Pag. 11.

Reservas probadas de petróleo crudo en principales países, 1999		
Posición	País	millones de barriles
1	Arabia Saudita	259,000
2	Irak	112,000
3	Emiratos Arabes Unidos	97,800
4	Kuwait	94,000
5	Irán	89,700
6	Venezuela	72,600
7	Comunidad de Estados Independientes	57,000
8	Libia	29,500
9	México	28,399^(a)
10	China	24,000
11	Estados Unidos de Norteamérica	22,546
12	Nigeria	22,500
13	Noruega	10,913
14	Argelia	9,200
15	Brasil	7,106

(a) Incluye condensados.

Fuente: Oil and Gas Journal/Anuario estadístico de PEMEX 1999.

1.8.3 Producción de petróleo crudo en México

La producción comercial de petróleo a gran escala se inició en México a principios de este siglo, pasó de 9,900 BD en 1910 a 150,000 BD en 1917.

En 1921, la producción comercial llegó a 529,900 BD, y México se convirtió en el segundo productor de petróleo del mundo. Después de 1921, la producción de petróleo empezó a disminuir hasta alcanzar los 100,000 BD en 1930.

Después de la nacionalización, Pemex aumentó considerablemente su producción con ayuda externa. La producción de crudo y productos refinados de 1950 superó en casi 80% a la de 1938. Sin embargo, los precios internos de los derivados de petróleo eran muy bajos para sostener las actividades de exploración, que se mantuvieron también a un nivel bajo. Esta situación se prolongó hasta los años sesentas.

En consecuencia, se produjo una aguda escasez de petróleo dentro del país. Hubo necesidad de importar petróleo, al grado de que en 1973 México se convirtió en un importador neto de petróleo.

A principios de los años setentas, se hicieron grandes descubrimientos de petróleo en el área de Reforma en los Estados de Chiapas y Tabasco. En 1975, siguieron otros descubrimientos cerca de Veracruz. Estos descubrimientos en el Sur y Sureste del país al igual que las drásticas alzas en los precios del petróleo en 1973 y 1979, dieron a México un nuevo impulso para realizar ambiciosos programas de industrialización. La importancia de estos descubrimientos petroleros puede apreciarse en la enorme producción diaria.⁽²⁸⁾

En los primeros años de la década de los ochentas concluyó la fase de expansión para la producción de petróleo crudo. El mayor nivel se obtuvo en 1982, con 2,746 MBD. La restricción de recursos impidió mantener el ritmo creciente de la extracción. Con excepción de 1986, año en que la producción bajó sensiblemente por la crisis del mercado petrolero internacional, en el período de 1983-1994, el perfil de la producción petrolera muestra variaciones moderadas, pasando de un mínimo de 2,507 MBD en 1988, a un máximo de 2,685 MBD en 1994.

La estabilidad relativa de la producción de petróleo crudo contrasta con los cambios significativos en el origen de la misma. La producción costa afuera (hoy Región marina) muestra en el período una creciente importancia con relación a la de otras regiones, hasta representar actualmente 75% del total. La extracción en la Región Norte ha tendido a estabilizarse, históricamente, a un nivel bajo, alrededor de 100 MBD. La producción de la Región Sur ha venido declinando a partir de 1979; pero el comportamiento de la producción de la Región marina logró compensar gran parte de la declinación de la producción terrestre. El incremento de los recursos asignados al desarrollo de campos en los últimos dos años permitió mantener el nivel global de la producción en el corto plazo.

La siguiente tabla muestra la producción mundial de petróleo crudo y la posición de México como país productor:

⁽²⁸⁾ Determinación del Precio Internacional del Petróleo. Pag. 176,177,178,179.

<i>Producción de petróleo crudo en principales países, 1998</i>		
<i>Posición</i>	<i>Países</i>	<i>miles de barriles diarios</i>
1	Arabia Saudita	8,284
2	Comunidad de Estados Independientes	7,094
3	Estados Unidos de Norteamérica	6,344
4	Irán	3,608
5	China	3,200
6	Venezuela	3,122
7	México	3,070
8	Noruega	3,015
9	Reino Unido	2,631
10	Emiratos Arabes Unidos	2,282
11	Nigeria	2,116
12	Irak	2,110
13	Kuwait	2,075
14	Canadá	2,014
15	Libia	1,392

Fuente: Oil and Gas Journal y Anuario Estadístico de PEMEX 1999.

<i>Producción de gas natural en principales países, 1998</i>		
<i>Posición</i>	<i>Países</i>	<i>Millones de Pies cúbicos diarios</i>
1	Comunidad de Estados Independientes	67,758
2	Estados Unidos de Norteamérica	54,564
3	Canadá	18,217
4	Reino Unido	9,281
5	Holanda	7,147
6	Indonesia	6,573
7	Argelia	5,659
8	México	4,791
9	Noruega	4,206
10	Arabia Saudita	3,437
11	Irán	3,277
12	Australia	2,930
13	Argentina	2,864
14	Venezuela	2,643
15	Emiratos Arabes Unidos	2,365

Fuente: Oil and Gas Journal y Anuario Estadístico de PEMEX 1999.

II. MÉXICO Y SU POLÍTICA ECONÓMICA

II.1 Antecedentes

Las dramáticas experiencias de la nacionalización petrolera de 1938, el bloqueo subsecuente del petróleo mexicano en los mercados extranjeros, la convicción ampliamente compartida de que la riqueza energética del país era muy escasa, y las exigencias de la estrategia de industrialización mediante la sustitución de importaciones, definieron la política energética mexicana, centrada en los hidrocarburos, durante los 38 años posteriores a la expropiación (1938-1976).

A partir de 1938, los hidrocarburos mexicanos habrían de ser desarrollados por mexicanos y exclusivamente para México, con base en tres prioridades: 1) el suministro de los energéticos procedentes de los hidrocarburos para las industrias manufactureras, el transporte y la demás infraestructura física a precios subsidiados, 2) la creación de capacidad tecnológica autónoma y la ampliación de los conocimientos operativos en el sector petrolero, 3) el mejoramiento del bienestar de los trabajadores petroleros, deprimido por más de 30 años, durante el control de los campos petroleros y las refinerías por las empresas extranjeras.⁽¹⁾

El primero de estos objetivos no ha sido fácil de cumplir en un país donde la demanda de hidrocarburos creció en el período posterior a la expropiación en un promedio de 10 % al año. Reconstruir la industria petrolera nacionalizada exigía, en las primeras etapas, un sinnúmero de decisiones difíciles y a la vez conflictivas entre sí, en lo referente a la distribución de los escasos recursos financieros para: la exploración, la extracción del crudo, la construcción de refinerías, la expansión de las redes de distribución y, después de 1960, el establecimiento de la industria petroquímica primaria. La aplicación de las políticas petroleras definidas inmediatamente después de la nacionalización de 1938 procedió sin mayores dificultades sólo por algún tiempo.

El primer estudio detallado de las perspectivas del desarrollo económico de México elaborado en 1952 por un grupo de trabajo conjunto del Banco Mundial y del gobierno mexicano, ofrece un cuadro de la expansión de Petróleos Mexicanos en la década de los cuarentas, lograda sin ayuda externa alguna, en la producción total, tanto de crudo como de productos refinados, la empresa excedió en 1950 el nivel del año de la nacionalización (1938) en más del 80%.

⁽¹⁾ Problemas del sector energético en México. Pag. 15,16.

No sólo se satisfizo la demanda del mercado interno, que seguía creciendo a un ritmo de 9.1% al año; sino que la industria petrolera pudo exportar en los años cuarenta en términos netos 24 millones de barriles de crudo para financiar las importaciones de bienes de capital y pagar también, una parte considerable de la deuda negociada con las compañías petroleras extranjeras, por causa de la nacionalización.

Las decisiones de política operativa de Pemex, en los cincuentas, se improvisaban sólo en el momento en que aparecía escasez aguda en la exploración, producción, transformación y distribución, respectivamente, y se tomaban sin una visión macroeconómica adecuada. Por otro lado, frente a un crecimiento muy lento de los ahorros internos de la industria petrolera, debido tanto a los niveles de los precios como al aumento incontrolable de los costos, la competencia por los fondos de inversión procedentes del presupuesto federal se volvía cada vez más aguda.

Sin embargo, por razones políticas hasta 1956, el gobierno federal continuó negándose a ajustar los precios de los combustibles de acuerdo con las necesidades crecientes de los gastos operativos y de inversión de Pemex. En estas circunstancias, la empresa no tuvo posibilidades económicas para elaborar un programa de exploración a largo plazo, a pesar de que la disponibilidad de energía continuaba considerándose como el pilar de la industrialización. Por el contrario, la política petrolera siguió los cauces de una secuencia de decisiones improvisadas y de limitado alcance, dirigidas a solucionar los constantes y ubicuos problemas de la industria a corto plazo. A pesar de la revisión de precios de 1956, los gastos en actividades de exploración se sacrificaron una vez más durante los sesentas en favor de las inversiones en distribución y transformación del crudo, como respuesta al dramático aumento de la demanda de combustible, estimulada por la política anterior de precios bajos.

La lentitud de las actividades de exploración en los decenios de los cincuentas y sesentas también obedeció a factores tecnológicos: el país no logró construir con bastante anticipación la capacidad de elaborar y absorber internamente la información procedente de las etapas iniciales de exploración. Además, la abundancia y extremo bajo costo del crudo en los mercados internacionales no creaba ningún ambiente de emergencia.

En tales condiciones, aun el aumento considerable de la inversión federal destinada a Pemex en los sesentas, apoyada en un creciente endeudamiento externo (una vez que el sector petrolero mexicano recuperó su respetabilidad como prestatario internacional) no permitió cerrar la brecha constantemente creciente, entre la demanda y la oferta interna de hidrocarburos. En consecuencia, a fines del mismo decenio México presenció una aguda crisis de la oferta petrolera interna y en 1971-1972 se convirtió en un importador petrolero neto, por primera vez en su historia.

Afortunadamente, la escasez interna del crudo, acompañada por el rápido crecimiento de las importaciones, tanto de crudo como de productos petroleros, surgió antes del primer "choque petrolero internacional" de 1973-1974. Si México no hubiera respondido en 1970 al impacto de su crisis petrolera interna mediante la ampliación de los recursos financieros y tecnológicos para buscar más petróleo en su territorio, el crecimiento económico del país hubiera sido paralizado por los aumentos internacionales de los precios de los hidrocarburos ya en el año de 1974. Sin embargo en vísperas de esa crisis, México no sólo logró volver a la autosuficiencia energética, sino que tuvo la capacidad de iniciar la exportación de crudo en 1977. Al llegar la crisis económica y financiera de 1975-1976, el nuevo régimen sustituyó en parte alternativas planteadas por el uso del petróleo para salir más rápidamente de esta crisis.

El rápido paso de la escasez a la superabundancia dio lugar, con el cambio de gobierno, al súbito afloramiento de ideas sobre la posibilidad de hacer de los hidrocarburos el pilar del futuro desarrollo económico del país, tanto en el sentido físico como en el financiero.

Las expectativas eran muy optimistas: la riqueza petrolera iba a ofrecer al Estado mexicano la capacidad casi mágica de solucionar rápidamente los ancestrales problemas económicos y sociales, así como la capacidad financiera, prácticamente ilimitada, procedente de la expansión petrolera, que haría posible eliminar los problemas estructurales más difíciles. ⁽²⁾ Las exportaciones petroleras permitirían, al mismo tiempo, un crecimiento sostenido y acelerado de la economía en su conjunto mediante la inversión ampliada en los sectores clave de la economía, la disminución del endeudamiento externo y la mejoría considerable del bienestar de la sociedad.

⁽²⁾ Problemas del sector energético en México. Pag. 18,19.

De mediados de 1980 a mediados de 1981, el síndrome petrolero se adueñó de México por completo. Entre otros factores, fue el resultado del gasto público desmesurado, tendiente a sostener las mayores tasas de crecimiento económico del país y del mundo en un ámbito de recesión mundial cada vez más aguda; a la pérdida completa del control del gasto de inversión pública y privada; al crecimiento considerable de la cuenta de las importaciones necesarias para resolver de inmediato los cuellos de botella en la infraestructura y el aparato productivo y suplir, a la vez, la demanda tanto de alimentos básicos como de bienes de consumo suntuario (importaciones para cuyo pago no bastaban los crecientes ingresos petroleros en divisas), y a la defensa a ultranza de la paridad del peso.⁽³⁾

Visto desde la perspectiva de 1982, el año en que la tasa de crecimiento económico del país bajó casi a cero, con estas políticas se cumplieron todos los pronósticos acerca de los costos de la petrolización progresiva de México y apenas unos cuantos sobre sus beneficios. El "síndrome petrolero" hubiera durado en el país, tal vez algún tiempo más, si a mediados de 1981 no se hubiese presentado con toda su fuerza, un cambio básico en el panorama energético mundial, y cuya aparición no fue tan inesperada como se pensaba, en los países con muy poca experiencia en asuntos petroleros internacionales, entre ellos México.

Ya desde 1980, los observadores cuidadosos del escenario mundial veían tendencias claras hacia la disminución de la demanda del crudo en todos los países industrializados de occidente, en función de la crisis económica y del ahorro de energéticos, la sustitución creciente del petróleo por el gas natural y otras fuentes energéticas primarias, así como el estancamiento del consumo de hidrocarburos en las regiones subdesarrolladas (con excepción del Medio Oriente). Todos estos acontecimientos estuvieron acompañados por el constante crecimiento de la oferta de hidrocarburos y de otros energéticos en escala mundial.

Para bien o para mal, e independientemente de si se considera a México como un país petrolero o un país con petróleo, la magnitud de sus recursos de hidrocarburos es tal, que seguirá siendo un actor significativo en el escenario energético internacional.

⁽³⁾ Problemas del sector energético en México. Pag. 24,25..

II.2 Situación político-económica de México

La Población Económicamente Activa de México (PEA) para 1997 fue de aproximadamente 36 millones de personas, quienes representan el 39% del total. De ésta cifra, el 50.4% se concentra en el sector de servicios, 22.7% en el industrial y el 26.9% en agrícola.⁽⁴⁾ México se encuentra actualmente en un proceso de reformas estructurales que buscan el crecimiento económico estable y el desarrollo de largo plazo.

Después de un período de ajustes, reformas económicas, medidas de estabilización y políticas de apertura comercial, realizadas durante los años 80's y principios de los 90's, la economía mexicana logró al inicio de la presente década, tasas de crecimiento económico superiores a la de la población. Empero, a finales de 1994 y durante 1995 experimentó una severa crisis financiera.

Esta situación se ha ido corrigiendo con un programa de austeridad y estabilización apoyado por la comunidad financiera internacional. A partir de la aplicación del programa, la tasa de inflación mensual ha decrecido gradualmente, se ha restablecido la confianza de los inversionistas extranjeros, se ha reducido la volatilidad del tipo de cambio, se ha corregido el déficit en la balanza comercial, el panorama financiero presenta mejores escenarios, y las finanzas públicas se encuentran en equilibrio.

II.3 Acuerdos comerciales de México con otras naciones

A pesar de la crisis reciente, las actividades comerciales del país no se han estancado, ya que actualmente la economía está fuertemente orientada a las exportaciones, las cuales han aumentado en calidad y competitividad durante los últimos años y cuenta con un acceso privilegiado a diversos mercados mundiales.

El ingreso de México al Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio (GATT) en 1986, el Tratado de Libre Comercio de Norteamérica (TLC) y los acuerdos comerciales con diferentes países, aseguran la participación de los productos mexicanos en una gran variedad de mercados. México es miembro de instituciones internacionales que le facilitan el comercio a nivel mundial, tales como:

⁽⁴⁾ Oportunidades de inversión en el sector de la energía de México. Pag. 5.

La Organización Mundial de Comercio (OMC), y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE).⁽⁵⁾

Asimismo, tiene tratados comerciales con Bolivia, Chile, Costa Rica, Colombia y Venezuela, y se encuentra en negociaciones con otros países, a la vez que busca entendimientos comerciales para integrar el Mercado Común del Cono Sur.

El acuerdo de liberación comercial a largo plazo alcanzado por los países del mecanismo de Cooperación Económica Asia-Pacífico (APEC) permitirá a México, que recientemente ingresó a este grupo, participar en el año 2002 en un mercado de 2 mil millones de personas, que representará aproximadamente el 40% del comercio mundial.

Mención especial merece el TLC, en vigor a partir de 1994. Desde su inicio, el comercio entre México, Estados Unidos y Canadá se ha incrementado debido a la eliminación de diversas tarifas y aranceles, así como al trato nacional que se le otorga a la inversión proveniente de aquellos países. Adicionalmente, la Ley de Inversión Extranjera, la promulgación de reglas claras sobre derechos de autor y propiedad industrial, y la apertura del sector financiero, son factores que permiten prever durante los próximos años el aumento de la inversión extranjera.

II.4 Política energética de México

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos consagra, en sus artículos 27 y 28, la facultad exclusiva de la Nación para explotar los hidrocarburos, prestar el servicio público de energía eléctrica y manejar los combustibles nucleares, entre otras actividades.⁽⁶⁾

El Estado tiene el derecho y la obligación de asegurar el uso y explotación racional de los recursos energéticos del país mediante la fijación de políticas por parte de la Secretaría de Energía y la conducción de los organismos del sector. La forma en que el Estado ejerce la rectoría sobre el sector energético ha evolucionado de un papel preponderantemente moderador hacia otro más normativo, regulador, promotor del empleo y de la participación de los particulares.

⁽⁵⁾ Oportunidades de inversión en el sector de la energía de México, Pag. 6.

⁽⁶⁾ *Ibidem*, Pag. 7.

De esta manera, la Secretaría de Energía se encarga, entre otras tareas, de:

- Conducir la política energética del país.
- Ejercer los derechos de la nación en los subsectores petrolero, eléctrico y nuclear.
- Llevar a cabo la planeación estratégica a mediano y largo plazos, así como fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético paraestatal.
- Promover y vigilar las actividades de los particulares en la generación y aprovechamiento de energía.
- Otorgar permisos y autorizaciones en la materia.
- Preparar y expedir normas oficiales mexicanas sobre la materia.
- Llevar el catastro petrolero.

Para facilitar y coordinar la explotación, manejo y aprovechamiento de los hidrocarburos y la petroquímica básica, el gobierno federal cuenta con un organismo descentralizado: Petróleos Mexicanos (Pemex), el cual, a su vez consta de cuatro subsidiarias coordinadas por un corporativo. Estas son:

Pemex Exploración y Producción, Pemex gas y Petroquímica Básica, Pemex Refinación y Pemex Petroquímica.

Con el fin de promover el desarrollo eficiente de las actividades de uso y aprovechamiento de los recursos energéticos, salvaguardar la prestación de los servicios en la materia, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y prestación de los servicios, existe un organismo desconcentrado de la Secretaría de Energía, denominado Comisión Reguladora de Energía (CRE), que regula las actividades de los operadores públicos y privados en materia de energía eléctrica y gas y otorga los permisos que señala la legislación en la materia.

Para establecer las políticas que garanticen el uso y aprovechamiento eficiente de los recursos energéticos, la Secretaría de Energía cuenta con la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), órgano desconcentrado encargado de elaborar y expedir, cuando resulte procedente, las normas oficiales mexicanas relacionadas con el ahorro energético, así como observar su aplicación y verificación.

II.5 Importancia de la industria petrolera en el desarrollo económico de México

La industria petrolera mexicana constituye una pieza fundamental para el crecimiento económico nacional. Su capacidad de respuesta estratégica y la eficiencia de sus operaciones han contribuido a superar la crisis económica del país. Pemex ha concentrado sus esfuerzos fundamentalmente en las actividades de exploración y producción primaria.

La ampliación de la plataforma petrolera y el suministro oportuno, confiable y de alta calidad de combustibles industriales ha sido su máxima responsabilidad. Los precios establecidos conforme a las políticas emitidas por el gobierno federal han evitado caer en rezagos y se ha podido eliminar en forma importante los subsidios implícitos en casi todos sus productos. Con estas políticas se promueve la competitividad y al mismo tiempo se propicia el uso racional, la conservación de los recursos y la asignación óptima de inversiones.

La industria petrolera ha constituido un elemento de soporte de la economía, en la medida en que ha mantenido el abasto eficiente de hidrocarburos a los sectores industrial y doméstico. Ha dispuesto de producción excedente para su comercialización en el exterior, con lo cual cumple con la importante misión de generar divisas que mejoran la balanza comercial del país, aumentan los ingresos del Gobierno Federal y apoyan el saneamiento de las finanzas públicas.

II.6 Modernización de México y Petróleos Mexicanos

II.6.1 Estrategia de conjunto

La estrategia para la reestructuración y desarrollo de la industria petrolera se orienta a conseguir la maximización del valor económico a largo plazo. Para ello, Pemex debe ser transformado en una organización cada vez más moderna, integrada y eficiente, propiedad del Estado, que se encuentre en condiciones de competir a nivel internacional.

La instrumentación de una estrategia así definida, supone políticas y acciones (tomadas del PDRSE) orientadas principalmente a :⁽⁷⁾

- Desarrollar las reservas de hidrocarburos a un ritmo mayor que el actual, congruente con la capacidad de la economía para aprovechar eficientemente los recursos resultantes. La oportunidad de generar valor económico a través del desarrollo de los recursos petroleros del país, en especial los que se encuentran en la Región Marina es excelente, pues supone rendimientos elevados sobre las inversiones.
- Mejorar significativamente la eficiencia operativa en el conjunto del organismo. Las brechas están identificadas y, por su magnitud y trascendencia, es urgente eliminarlas. Esta mejora incluye, entre otras acciones, el aumento de la eficiencia energética, el incremento de la productividad laboral, la optimización operativa del sistema y el pleno aprovechamiento de la innovación tecnológica.
- Continuar mejorando la calidad de los productos y servicios ofrecidos por Pemex, para atender un mercado cada vez más exigente y enfrentar un ámbito de competencia cada vez más amplio y demandante.
- Otorgar prioridad al cuidado del ambiente, al incremento de la eficiencia en el uso de la energía y a la seguridad en operaciones e instalaciones, para responder a las demandas de la sociedad.
- Fortalecer el cambio de cultura en todos los niveles del organismo. Funcionarios, empleados y trabajadores deben acentuar el cambio en su filosofía de trabajo, para dar mayor énfasis a obtener resultados económicos positivos y responder a las exigencias de los mercados.
- Ampliar significativamente la capacidad de gestión autónoma de Pemex y de sus organismos subsidiarios, a través de una desregulación que elimine controles administrativos y requisitos obsoletos en su relación con las autoridades gubernamentales y que, de manera oportuna y adecuada, revise y reforme la actividad presupuestal que se le aplica.

⁽⁷⁾ Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía (1995-2000) . Pag.74,75.

En materia de precios de los productos petrolíferos ya está en marcha la estrategia de establecer precios de transferencia interorganismos de PEMEX basados en costos de oportunidad internacionales que permiten evaluar el desempeño de actividades seleccionadas y apreciar de manera más clara los niveles de competitividad del organismo.

Se deberán fijar mecanismos que emitan las señales económicas apropiadas, a través de sistemas de precios que reflejen costos de oportunidad en una economía abierta y permitan reproducir soluciones de mercado en el ámbito de Pemex. Se establecerán niveles de precios competitivos en relación a los que prevalecen en los mercados con los que compite la empresa petrolera estatal. Los mecanismos de fijación de precios deberán ser lo suficientemente ágiles y flexibles, de modo que permitan responder a cambios en las condiciones variables de oferta y demanda de productos petrolíferos.

En caso de permitirse la permanencia de subsidios, deberán asegurarse que lleguen efectivamente a los beneficiarios directos y buscar su eliminación gradual. Se armonizarán los sistemas de precios interorganismos, precios productor y precios consumidor de modo que se generen resultados consistentes en los organismos subsidiarios. Los precios se determinarán a través de mecanismos institucionales, en forma tal que se reduzca el poder discrecional de autoridades y operadores. Se ampliará igualmente la gama de instrumentos comerciales diversificando el tipo de transacciones y sentando las bases para el establecimiento de relaciones contractuales a largo plazo.

II.6.2 Pemex-Exploración y Producción (PEP)

En congruencia con el cambio estructural de Pemex en su conjunto, los esfuerzos de PEP, se han enfocado al objetivo de materializar las enormes oportunidades del valor económico de los yacimientos de hidrocarburos mexicanos, a través de una serie de iniciativas estratégicas agrupadas en cuatro ejes básicos de acción: aplicación eficiente de los recursos de inversión, modernización de la estructura organizativa, reducción de restricciones tecnológicas y de recursos humanos, y mejoramiento de la eficiencia operativa.⁽⁸⁾

Los recursos de inversión se orientarán a:

⁽⁸⁾ Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía (1995-2000), Pag. 74,75.

- Lograr incrementos en la producción, mediante su canalización al desarrollo y optimización de los campos de mayor rendimiento. En los que se concentran las oportunidades de generar valor económico, y a la eliminación de los estrangulamientos de operaciones existentes.
- Integrar una cartera de proyectos cada vez de más alta calidad, a través del estudio sistemático de los campos prioritarios y a la evaluación de las alternativas tecnológicas de explotación, del enlace de las estrategias de exploración y producción; privilegiar la exploración destinada a delimitar reservas ya descubiertas, y atender la exploración de fronteras en nuevas áreas geológicas.
- Incrementar la confiabilidad de sistemas de producción, abatiendo los rezagos operativos existentes, sosteniendo los niveles internacionalmente aceptados de protección ambiental y seguridad industrial e incorporando los criterios de confiabilidad del sistema en proyectos de incremento de la producción.

Para modernizar la estructura organizativa se aplicarán criterios de descentralización regional y de especialización operativa. Por una parte, se integrarán unidades regionales que tengan la responsabilidad y autoridad integrales sobre la administración de los yacimientos y los resultados económicos de cada campo o cuenca petrolífera, así como sobre la formulación y ejecución de los proyectos que le correspondan.

Al mismo tiempo las funciones de servicios: perforación, ingeniería, construcción, logística y mantenimiento de pozos e instalaciones, corresponderán a unidades específicas, que contratarán con las unidades regionales, transparentando las relaciones de costos y resultados.

En la reducción de las restricciones tecnológicas y de recursos humanos se buscará:

- Identificar los desarrollos tecnológicos disponibles a nivel internacional y fomentar su asimilación por unidades regionales y las de servicios.

- Establecer vínculos con universidades y centros de investigación, en México y en el exterior, para estimular su actividad en la investigación tecnológica avanzada y aprovechar las innovaciones.
- Otorgar prioridad a los programas de capacitación técnica y directiva de trabajadores, técnicos y funcionarios, a través de planes de carrera, programas continuos y sistemas de incentivos.

Para mejorar la eficiencia operativa y alcanzar niveles de desempeño equiparables a los internacionales, se mantendrá un sistema permanente de evaluación frente a esos estándares, a través de proyectos piloto “llave en mano”, medición más exacta y objetiva de los niveles de eficiencia y fomento del ahorro y uso eficiente de energía. En condiciones de disponibilidades limitadas de recursos de inversión, se ha jerarquizado estrictamente la cartera de inversión de proyectos de PEP. Para ello, se han atendido los siguientes criterios:

- Concentrar la inversión en proyectos de alto rendimiento para incrementar la producción, con un enfoque integral de desarrollo de campos que incluye: extracción primaria, recuperación secundaria, sistemas artificiales y optimización de instalaciones.
- Se han determinado los recursos de inversión que serían necesarios en el período 1996-1998, para llevar adelante los proyectos prioritarios de la cartera de inversiones durante el primer año y financiarlos en los años subsecuentes, además de asignar recursos a los proyectos en ejecución iniciados en años anteriores.

II.6.3 Acciones para el cuidado ambiental

De manera aún más acusada que en el pasado, Pemex instrumentará estrategias de protección del ambiente, orientadas a cumplir con requerimientos ambientales más estrictos, restaurar las áreas dañadas y ofrecer productos menos contaminantes.⁽⁹⁾

Pemex Exploración y Producción afinará una estrategia orientada a incorporar las acciones de cuidado ambiental en las prácticas cotidianas del organismo; a diseñar nuevas metodologías de análisis de proyectos de inversión que incluyan los costos ambientales, y a instrumentar programas intensivos de capacitación, difusión y sensibilización que aumenten el nivel de conocimientos y la cultura ambiental de los trabajadores. Por otra parte, PEP formuló desde 1993 un proyecto ecológico integral que permitirá modernizar instalaciones que fueron diseñadas cuando los conceptos de protección ambiental no tenían la prioridad que hoy se les asigna.

El plan de negocios de Pemex-Gas y Petroquímica Básica prevé el estricto cumplimiento de las normas ambientales como parte de sus objetivos estratégicos. El organismo se prepara para continuar satisfaciendo la demanda de gas natural y de gas LP, combustibles cuyo consumo redundará en menores contaminantes arrojados al ambiente, pues su combustión es más limpia, comparativamente.

Por su parte, el programa de inversiones de Pemex-Refinación se orienta, en buena medida, a mejorar la calidad de los productos y a minimizar el impacto ambiental de sus instalaciones. Este programa sigue concentrando sus esfuerzos en la eliminación del azufre y el abatimiento de la producción de residuales.

II.6.4 Acciones en las entidades federativas

Ha sido una demanda permanente de las entidades federativas en las que se extrae y procesa petróleo y gas, expresada reiteradamente en los foros de consulta popular, tener una mayor participación de los beneficios que estas actividades generan. Se demanda también mayor cuidado del medio ambiente. Son estas exigencias las que deben atenderse. Se prevén acciones como las siguientes:

⁽⁹⁾ Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía (1995-2000), Pag. 84.

- Implantar fórmulas adecuadas y efectivas de participación de los Estados y municipios en los beneficios generados por la industria petrolera.
- Asegurar el cuidado del ambiente, en estrecha coordinación con las autoridades estatales y municipales.
- Fortalecer los vínculos de Pemex con los gobiernos estatales y municipales, redefiniendo los términos de relación con ellos.
- Procurar que se aumente el empleo directo de los habitantes de las localidades y, cuando sea apropiado, promover una mayor participación de las ofertas locales en los insumos de la empresa.

II.7 La Política petrolera de México y Venezuela.

Un componente central de la política petrolera de todos aquellos países que disfrutan de excedentes exportables de petróleo crudo, y que además cuentan con una empresa petrolera paraestatal, es su política comercial la cual comprende a los lineamientos generales que rigen la forma en que estos excedentes se colocan en el mercado petrolero internacional, pero también a las medidas específicas que las empresas paraestatales instrumentan con el fin de facilitar esta labor de colocación. La razón por la cual la política comercial es tan importante para estos países es obvia: las exportaciones de petróleo siguen siendo responsables de la salud de sus respectivas balanzas de pagos, así como de una proporción variable, pero siempre grande, de los ingresos fiscales de sus respectivos gobiernos. Ahora bien, tres son los tipos de condicionantes que circunscriben el espacio dentro del cual se mueven los responsables de formular la política comercial de un país: en primer lugar, están las que se derivan de rasgos estructurales del sistema político; en segundo lugar, están las que tienen que ver con factores económico-políticos coyunturales (un país que atraviesa una crisis de balanza de pagos presenta un comportamiento comercial muy distinto al de un país solvente); en tercer y último lugar están las que tienen que ver con la morfología del tipo de petróleo crudo del país (es decir, las relacionadas con el perfil físico de los crudos que el país tiene que vender).

Para entender cómo influyen las características de las corrientes exportables de un país sobre la política comercial del mismo, conviene tener en mente los siguientes principios elementales de la economía de la refinación:

- a) El término “Petróleo Crudo” comprende todos aquellos hidrocarburos líquidos libres de gas cuya viscosidad es menor o igual a diez mil milipascales-segundo a la temperatura original, a una presión de una atmósfera (World Petroleum Congress, 1984, pag. 5). Esta designación es lo suficiente amplia como para abarcar las segregaciones provenientes del campo noruego Ekofisk (44° API sin azufre ni metales, y con rendimientos de gasolina en destilación simple superiores al 50 por ciento) y del campo venezolano Boscán (10.5° API, 5.5% de contenido de azufre, 1,407 partes por millón de vanadio en el residuo, y rendimientos de gasolina en destilación simple inferiores al cinco por ciento). Por lo mismo, tiende a enmascarar las enormes distancias – en términos tanto de propiedades como de rendimientos – que separan a los crudos pesados.
- b) La refinación del petróleo crudo, no es un proceso, es una combinación seriada de diferentes procesos físicos y químicos, encaminados ya sea a fraccionar el petróleo crudo en sus componentes útiles o bien a remover elementos indeseables en estos componentes. Cada uno de estos procesos se lleva a cabo en una planta especializada.
- c) El mercado del petróleo crudo está compuesto por un gran número de refinerías que difieren entre sí, en términos de cuantas plantas tienen, cuales son sus dimensiones, que tipo de tecnología y que metalurgia utilizan, cuales son las restricciones operacionales que pesan sobre cada una, etc. Debido a esto y al hecho de que cada crudo tiene rendimientos de productos diferentes a los de los demás, las funciones de demanda de todos los refinadores son muy distintas entre si (la “mezcla ideal” de crudo para cada refinería es altamente individualizada). Por lo mismo, el valor que cada usuario final concede a los distintos crudos difiere radicalmente. Las preferencias de insumos de cada uno de los refinadores del mercado se pueden representar mediante un sistema de curvas de indiferencia.
- d) El hecho de que las preferencias de insumos de los refinadores sean tan variadas quiere decir que la competencia más fuerte en el mercado petrolero es la que se presenta entre crudos con características similares, en el interior de grupos de compradores constituidos por refinadores cuyas plantas tienen una configuración que se presenta para procesar crudos de cierto tipo (ligeros amargos, medianos dulces, pesados amargos, etc.). En pocas palabras, el mercado de crudo está fuertemente segmentado.

- e) El universo de compradores de crudo pesado (especialmente en los Estados Unidos) se ha visto restringido cada vez más al segmento de refinadores con plantas de alta conversión (o, en verano, a los que producen asfaltos). Esto se debe a que los márgenes de refinación de este tipo de crudo en configuración más simple (hydroskimming o FCC), son negativos la gran mayoría del tiempo, en parte porque no rinden muchos productos ligeros al destilar, pero también porque contienen fuertes cantidades de elementos indeseables como el azufre, vanadio y níquel. En términos numéricos, el conjunto de refinerías que pueden procesar rentablemente crudos pesados es considerablemente menor que el conjunto de refinerías que pueden correr crudos ligeros; esto es una consecuencia lógica del enorme costo de las plantas de alta conversión.

A partir de estos puntos se puede llegar a un par de generalidades en torno a la conformación estructural de los mercados de crudos ligeros y pesados. La primera es que el mercado para los crudos ligeros es muy amplio, ya que en él concurren un gran número de vendedores y compradores. En contraste, el mercado de crudos pesados está compuesto por un número muy pequeño de compradores y vendedores, cuyo valor de uso en instalaciones especializadas es muy alto (y muy bajo en instalaciones no especializadas). Esto virtualmente obliga a las contrapartes a mantener relaciones contractuales a largo plazo.

II.8 Política comercial como parte de la integración con el exterior

Aunque tradicional y fundamentalmente orientado a la satisfacción de la demanda interna, desde finales de los años sesenta han ganado importancia las acciones internacionales en el sector de la energía, en especial la posición de México como exportador de petróleo. Para consolidar su reestructuración y desarrollo, el sector mexicano de energía debe integrar un número y diversidad crecientes de acciones internacionales en los campos del intercambio comercial y de la cooperación técnica internacional.⁽¹⁰⁾

⁽¹⁰⁾ Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía (1995-2000), Pag. 85.

México ocupa un lugar importante en el mercado mundial de petróleo. La oferta de crudo mexicano de exportación debe disminuirse o mantenerse, pero no ampliarse en los próximos años, para continuar captando ingresos de divisas por este concepto, que contribuyan al financiamiento del desarrollo. La estrategia exportadora debe tener en consideración, en todo momento, la situación y perspectivas del mercado petrolero internacional, cuidando de contribuir a su estabilidad y predictibilidad. Para ello es importante mantener y acrecentar las consultas informales con otros participantes en el mercado: gobierno y empresas, exportadores e importadores. Más allá de la actividad exportadora, la internacionalización de Pemex es un proceso de largo plazo que se ha intensificado en el pasado reciente y que se debe profundizar, con objeto de capturar los beneficios de una integración eficaz a los mercados externos, entre los que se cuentan:

- Asegurar la colocación de las exportaciones y garantizar el suministro económico de las importaciones.
- Contribuir a optimizar el sistema nacional de refinación , a través de operaciones de comercio exterior de productos petrolíferos, al tiempo que se amplían las opciones de refinación y exportación, mediante coinversiones y alianzas estratégicas en el exterior.
- Mejorar la capacidad técnica, con apoyo en las tecnologías de punta que ofrecen las empresas internacionales y enriquecer la capacidad gerencial, a través de una mayor y más intensa relación con empresas de reconocido prestigio.

III. MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL

III.1 Antecedentes

La expansión internacional de algunas de las grandes paraestatales petroleras generalmente iniciaron con una remembranza acerca del papel determinante que jugó la integración vertical en la consolidación de la hegemonía de Exxon, Texaco, Mobil, Chevron, Gulf, Royal Dutch/Shell y British Petroleum (mejor conocidas como Las Siete Hermanas) evento que marcó las grandes transformaciones de las estructuras de la Industria Petrolera Internacional.

Los detalles de la integración vertical de las Siete Hermanas¹ continúan fascinando a los analista del mercado petrolero; después de todo, estas empresas son consideradas, con justa razón, como las organizaciones de mayor éxito en los negocios y su estructura organizacional indudablemente jugó un papel clave en su ascenso a la cumbre. Sin embargo, la integración vertical de estas compañías refleja, ciertos imperativos organizacionales derivados de un entorno económico caracterizado por la gran incertidumbre inherente en la exploración petrolera; enormes requerimientos de capital y la necesidad imperiosa de asegurar flujos continuos a través de refinerías y oleoductos pero, sobre todo, por la inexistencia de cualquier institución parecida a lo que hoy conocemos como el mercado petrolero internacional.

No obstante que grandes volúmenes de crudo han cambiado de manos y traspasado fronteras a todo lo largo de este siglo, el mercado petrolero internacional representa un movimiento de orígenes relativamente recientes. Esta afirmación puede sonar exagerada, pero hay que considerar que aunque no hay un consenso entre los economistas industriales respecto a la cuestión de cómo definir los límites de un mercado o inclusive un mercado en sí, no existe entre ellos una diferencia similar en torno a cuales son los fines de este tipo de institución: por un lado, ser un medio de difusión de información respecto a la escasez relativa de productos y servicios, y por el otro, servir como superficie de contacto para facilitar el intercambio entre compradores y vendedores que hayan manifestado libremente su voluntad de comerciar con estos bienes. Por lo tanto, si no hay compradores y vendedores, no se puede hablar de la existencia de un mercado como tal.

¹ Las grandes corporaciones son las ocho compañías que para los años cuarentas habían llegado a dominar el comercio internacional del petróleo, las compañías que ahora conocemos como Exxon, Shell, British Petroleum, Gulf, Texaco, Chevron, Mobil y total (la Compañía Francesa de Petróleo), si se excluye esta última compañía.

Es esta condición la que nos permite hablar de los “orígenes recientes” del mercado petrolero internacional ya que, hasta finales de la década de los años sesentas, la difusión de la información y asignación de recursos en la industria petrolera internacional fueron determinados casi exclusivamente por los mecanismos de transferencia interna de las grandes empresas integradas y no por la interacción constante entre compradores y vendedores independientes.

Durante la mayor parte de este siglo, los gobiernos productores de petróleo han tenido una importancia marginal en la administración de la industria petrolera internacional. Fueron las grandes compañías las que controlaron dicha industria, en parte por sí mismas y en parte con la ayuda de los gobiernos en una alianza de interés implícita. Esta alianza sostuvo la estructura hasta 1970, y dentro de ella podemos identificar ciertos cambios claros de las relaciones. Desde el inicio de la búsqueda del petróleo hubo una participación creciente de los gobiernos, estimulada por la Guerra de 1914-1918 y culminada por las frecuentes luchas diplomáticas de la posguerra por los derechos petroleros, sobre todo en el Medio Oriente. Este período inicial tuvo cierta conclusión con el Acuerdo de la Línea Roja de 1928¹

El segundo período, de 1928 a 1939, se caracterizó por una participación relativamente escasa de los gobiernos, aunque hubo cierta actitud diplomática limitada, derivada del deseo de una o dos compañías Norteamericanas de reciente participación para obtener posiciones en Arabia Saudita y los diversos reinos del Golfo Pérsico. No obstante, los problemas internacionales del petróleo ocupaban un lugar relativamente bajo en las agendas de los gobiernos, y las tres grandes compañías más importantes de la época, Jersey, Anglo-Persas y Shell estaban lo bastante libres de supervisión oficial para establecer el Acuerdo de Achnacarry de 1928 que con diversas adiciones subsecuentes, reguló la competencia entre los signatarios. Sin embargo, este acuerdo clandestino y sus sucesores produjeron una ética anticompetitiva reflejada en empresas conjuntas tales como Caltex, Stanvac, Shell-BP en Europa, que persistió hasta los años sesenta y setenta (informe Church, 1974, IPC, Tugendhat y Hamilton, 1975; Louis Turner).

¹ En este trato, las principales compañías interesadas en el petróleo del Medio Oriente aceptaron que ninguna de ellas realizaría operaciones independientes en un área aproximadamente equivalente al antiguo imperio otomano, a menos que las otras estuvieran de acuerdo. El efecto práctico fue un freno al desarrollo de nuevas fuentes de petróleo en áreas tales como la de Arabia Saudita y Bahrein, que caían dentro de la Línea Roja trazada por Gulbenkian para demostrar su entendimiento de las fronteras otomanas anteriores a 1914.

El decenio que siguió a Achnacarry fue Probablemente el período en que la industria petrolera internacional se vio más libre de toda forma de control gubernamental, aunque las condiciones no eran buenas como las de fines de los años cincuenta y principios de los sesenta (por esta razón, el período mencionado se considera generalmente como el de la “Edad de Oro” de la Industria petrolera).

III.1.1 Evolución de las corporaciones e instituciones petroleras.

- 1860 Descubrimiento de petróleo crudo en Titusville, Pennsylvania.
- 1870 John D. Rockefeller funda Standard Oil Company.
- 1880 Se forma el consorcio de Standard Oil.
Los Rotschids entran en el negocio petrolero de Rusia.
La Compañía Royal Dutch descubre crudo en Sumatra
- 1890 Marcus Samuel inicia Shell.
- 1910 Royal Dutch/Shell se fusionan.
La empresa Anglo-Persa (BP) descubre petróleo crudo en Persia.
Se disuelve el consorcio Standard Oil (creación de las llamadas 7 hermanas).
El gobierno británico adquiere el 51% de la empresa de petróleo crudo Anglo-Persa (BP).
- 1920 Inician las exportaciones venezolanas.
- 1938 México nacionaliza su petróleo.
- 1950 Se inician intercambios comerciales con el Medio Oriente.
- 1960 Se funda la OPEP.
- 1970 Inicia la producción de petróleo crudo del Mar del Norte.
- 1975 Inician las inversiones petroleras venezolanas.
- 1980 Revolución Iraní.
Guerra Irán-Irak.
- 1985 Alianzas comerciales petroleras internacionales.
- 1990 Guerra del Golfo Pérsico.
- 1995 Exxon-Mobil.
Shell-Texaco.
British Petroleum-Amoco.
Total-Petrofina.
Ultramar-D.Sham Rock.

III. 1.2. Integración vertical.

Para las empresas petroleras, la opción de organizar sus operaciones de una forma verticalmente integradas, se hizo muy atractiva apenas la refinación dejó de ser una tarea que requería tan solo de equipos deteriorados se convirtió en la actividad más demandante (tecnológica y económicamente hablando) de cuantas componen la cadena industrial del petróleo. La creciente complejidad y costo de las refinerías ocasionaron una contracción sensible en el número de participantes en este segmento, con lo cual la industria petrolera adoptó la forma de un reloj de arena.

Los refinadores norteamericanos que sobrevivieron al proceso de racionalización de finales del siglo XIX descubrieron, en buen grado, de terceros (como los ferrocarriles que transportaban sus suministros de petróleo crudo, o los mayoristas que distribuían sus productos), los cuales podrían aprovechar su posición para extraer rentas monopólicas por sus servicios. El atractivo de la integración vertical se hizo aún más evidente después de que las primeras compañías comenzaran a integrarse, ya que con esta acción alteraron drásticamente las condiciones de competencia en la industria petrolera.

No se necesitan argumentos muy complejos para darse cuenta de las razones por las cuales la forma de organización verticalmente integrada se transplantó al resto del mundo. En principio, basta con recordar que Standard Oil fue la primera empresa petrolera con operaciones internacionales. Sus políticas de precios (posibles gracias a su alto grado de integración) forzaron a sus competidores (los Nobel y los Rotschild en Rusia; Shell en las Indias orientales holandesas) a integrarse también. La disolución forzosa de Standard Oil en el año de 1911 trajo consigo la aparición de un buen número de empresas cuyas operaciones no estaban tan bien balanceadas como las de su antecesora, y este hecho (que coincidió con el estallido de la Primera Guerra Mundial) hizo que el mercado petrolero se convirtiera en un medio menos hostil para aquellas empresas que producían petróleo crudo para exportación fuera de los Estados Unidos y que no estaban integradas verticalmente. Pero este interludio llegó a su fin en la década de los años veinte, con la firma de los acuerdos Achnacarry (los cuales limitaron severamente el acceso a los mercados de productos a quienes no eran partícipes de los mismos). Posteriormente, la posición comercial de las Siete Hermanas se volvió casi inoperable cuando se hicieron de los vastos depósitos de petróleo crudo del Medio Oriente.

Ahora bien, el predominio cuestionable de la integración vertical sólo podía durar mientras los únicos lugares donde se reflejara la escasez relativa de petróleo crudo fueran las intersecciones de las curvas internas de demanda y oferta de estas empresas. Es por eso que se puede decir que la decadencia de la integración se volvió inevitable a partir del momento en que compañías domésticas estadounidenses como Marathon u Occidental descubrieron enormes cantidades de petróleo en Libia, comparables a las que controlaban las Siete Hermanas en el Medio Oriente y Venezuela. Estas compañías no contaban con sistemas de refinación y comercialización comparables a los de las Siete Hermanas, por lo que se vieron forzadas a colocar su crudo en Europa a través de canales no integrados.

El surgimiento del mercado libre del petróleo a principios de los años cincuentas, aunado a la desintegración del sistema integrado establecido de las siete grandes compañías petroleras a principios de los años sesenta, formó el contexto general dentro del cual pudo desarrollarse el mercado petrolero de físicos y, en menor medida, el mercado petrolero de futuros. Desde entonces la industria petrolera internacional en conjunto ha experimentado cambios profundos en términos de la distribución de su propiedad y de las estructuras del mercado, de modo que los mercados petroleros de físicos y de futuros han cobrado una importancia considerable en términos de su función, su volumen y su repercusión política.⁽¹⁾

A fines de 1984, el mercado petrolero internacional empezó a adoptar una perspectiva de corto plazo. Esta nueva perspectiva se derivó de un mercado competitivo donde los cambios en las prácticas de precios estaban operando como una respuesta a las fluctuaciones de los precios en una situación de exceso de oferta en el mercado. Durante este período, la competencia en precios entre los productores de petróleo sería la regla y no la excepción. Esta situación se reflejaba en las diferentes formas de las prácticas de precios que se utilizaban en todas las transacciones realizadas en los mercados petroleros internacionales.

Al término de 1985, la creciente oferta petrolera, así como la persistencia de la competencia en precios para ganar o recuperar una parte del mercado, se intensificó hasta el punto en que la presión descendente de los precios se volvió inevitable. La competencia de precios entre los productores miembros de la OPEP y los demás productores no pretendía llegar a un punto en el que pudiera influir en el derrumbe en el precio del petróleo.

⁽¹⁾ Determinación del Precio Internacional del petróleo. Pag. 38

Sin embargo, en la práctica, tanto las trampas como las diferencias en las estrategias de precios utilizadas en las transacciones, así como la decisión tomada en 1985 por Arabia Saudita de abandonar el papel de productor de ajuste, contribuyeron al agravamiento de la presión decreciente sobre los precios del petróleo. Estos acontecimientos se reflejaron de inmediato en el mercado con el desplome en los precios internacionales del petróleo en 1986; generaron además, incertidumbre y contribuyeron al cambio en el proceso de determinación de los precios. Por ejemplo, se modificó la relación entre precios de petróleo físicos y de futuros. Mientras que a principios de los años ochentas los precios de físicos influían en gran medida sobre los precios de futuros, ahora ya no ocurre esto. Esa situación se revirtió y permanecería así hasta que desapareció la incertidumbre en el mercado petrolero y las enormes fluctuaciones en los precios, provocando que los precios del petróleo se estabilizaran dentro de límites estrechos.

El impacto económico de los acontecimientos mencionados anteriormente se transmitió de inmediato a la industria petrolera en general, a las economías de países productores de petróleo dentro y fuera de la OPEP, y al comercio internacional en particular. El escenario petrolero internacional se volvió oscuro e imprevisible. La mayoría de los países exportadores de petróleo dependen de los ingresos petroleros para apoyar y financiar el gasto público. México es uno de esos países. Por lo tanto, es importante que México vigile con cuidado las condiciones cambiantes de los mercados petroleros internacionales y tome las medidas políticas adecuadas y eficaces para maximizar sus ingresos por concepto de petróleo.

En 1996, el comportamiento del mercado petrolero internacional fue muy favorable para los países exportadores de crudo. En los primeros cuatro meses del año, los precios internacionales del crudo registraron una tendencia alcista, siendo en abril cuando se llegó al punto más alto desde el conflicto ocurrido en el Golfo Pérsico. En ese mes, el crudo WTI se cotizó en el mercado de Houston en 23.51 dólares por barril, el Arabian Light en 20.94 y el Brent en 20.93. Las causas que contribuyeron al alza en los precios fueron, en términos generales, las siguientes: la larga duración del invierno en el hemisferio Norte, que provocó un incremento en la demanda de combustible para calefacción en Estados Unidos y Europa; la existencia de posibles problemas en las pláticas entre Iraq y la ONU para permitir el reingreso del crudo Iraquí a los mercados internacionales; y, los bajos niveles de inventarios que mantuvieron los refinadores respecto a los de 1995, con el propósito de disminuir costos ante los reducidos márgenes de ganancia.

Todo ello provocó una oferta limitada de productos y por ende, presiones alcistas en el mercado, lo que a su vez brindó soporte al precio del crudo.⁽²⁾

Durante el trimestre abril-junio, los precios mostraron una reducción generalizada, debido básicamente a la expectativa de retorno de Iraq al mercado petrolero. A partir del segundo semestre, la tendencia de los precios del crudo fue marcadamente ascendente, hasta alcanzar en diciembre 25.41 dólares por barril para el WTI, 22.26 para el Arabian Light y 23.89 para el Brent. Estas cotizaciones estuvieron soportadas por los bajos niveles de inventarios de crudo y petrolíferos en Estados Unidos y Europa, la continuación del conflicto en el Norte de Iraq, el inicio de la temporada de mantenimiento en varias refinerías de Estados Unidos y la posible inestabilidad política en Rusia.

El fortalecimiento de los precios del crudo en el mercado petrolero internacional ubicó el precio de exportación de la mezcla de crudos mexicanos en 18.94 dólares por barril, 3.24 dólares por arriba del precio promedio que prevaleció en 1995. Sobresalió el incremento de 3.99 dólares por barril en el precio del crudo Olmecca.

III.2 Principales actores del mercado petrolero

Desde fines de los años veinte hasta 1970 el sistema de comercialización internacional de petróleo estuvo dominado por siete grandes compañías petroleras multinacionales, altamente integradas, conocidas como “Las Siete Hermanas” que dominaban el mercado petrolero internacional, y la compañía francesa CFP Total, menos importante que las otras siete en esa época, pero que sin embargo era propietaria de una porción considerable de la producción del Medio Oriente.

“Las Siete Hermanas” comprende cinco grandes compañías petroleras estadounidenses, una compañía petrolera británica y una empresa conjunta británica-holandesa, Así pues, este término se refiere a las compañías petroleras siguientes: a)La Standard Oil Company de Nueva Jersey (Ahora Exxon), b)La Standard Oil Company de California (SOCAL); c)La Mobil Oil; d)La Gulf Oil Company; e)La Texaco Oil Company; f)La British Petroleum Company (BP), y g)La Royal Dutch Petroleum Company and Shell Transport Trading (Shell 60% holandesa y 40% británica).⁽³⁾

⁽²⁾ Memorias de labores de Pemex, 1996, pag. 13

⁽³⁾ Determinación del Precio Internacional del Petróleo, pag.13.

Durante este tiempo, la producción de crudo estuvo en gran medida bajo la propiedad y control de estas compañías. El flujo internacional de petróleo crudo se confinaba a un circuito cerrado de canales internacionales, de acuerdo con los intereses del cartel. El comercio con terceros era una actividad secundaria y sólo se realizaba bajo contratos a largo plazo, a precios cotizados por esas compañías. En los años cincuentas, el surgimiento de nuevos comerciantes de petróleo - el grupo de compañías productoras independientes y el de los nuevos compradores de petróleo que trataban de negociar fuera de los canales de Las Siete Hermanas - aunado al incremento en la producción de petróleo de la Unión Soviética creó el contexto general en el que pudo desarrollarse un mercado marginal de petróleo crudo.

Las compañías independientes podían dividirse en tres grupos: a) compañías independientes no estadounidenses, como la *Burmah Oil Company*, *CFP*, *Petrofina*, etc., b) compañías independientes estadounidenses (*Continental Oil*, *Marathon Oil* y *Philips Oil Companies*, c) compañías petroleras estatales como *Ente Nazionale Idrocarburi (ENI)*.

La producción de petróleo crudo de los recién llegados deterioró gravemente la estructura de precios establecida y administrada por las compañías integradas.

En 1959, algunos países exportadores de petróleo decidieron formar una asociación que fortaleciera decisivamente su poder sobre sus recursos energéticos naturales; fue así como se formó la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). La OPEP fue formalmente creada en 1960, a raíz de la conferencia de Bagdad, por cinco países; más tarde, se unieron a la organización otros ocho países. Su objetivo es la coordinación y unificación de las políticas petroleras entre los miembros a fin de fijar precios justos y estables del petróleo. Los países miembros de la OPEP son: Arabia Saudita (1960), Argelia (1969), Ecuador (1963), Emiratos Árabes Unidos (1967), Gabón (1975), Indonesia (1962), Irán (1960), Irak (1960), Kuwait (1960), Libia (1962), Nigeria (1971), Katar (1961) y Venezuela (1960).

III.3 Funcionamiento del mundo petrolero

A fines de los años sesenta, los miembros de la OPEP y los gobiernos de los países productores y exportadores de petróleo iniciaron un proceso de reorganización interna y progresivamente nacionalizaron las concesiones otorgadas a las compañías petroleras o negociaron ciertos acuerdos con ellas. Los gobiernos empezaron a asumir el papel de fijadores de precios del petróleo. Esto significaba que las compañías petroleras deberían comprar una porción creciente de su petróleo crudo a los gobiernos productores, a los precios fijados por estos últimos.⁽⁴⁾

Todo esto propició las condiciones para que pudiera surgir este mercado marginal de petróleo mencionado anteriormente. Aunque este mercado siguió siendo marginal, sin rebasar nunca 15% del volumen de petróleo comercializado internacionalmente, su existencia marcó el inicio de grandes cambios en la estructura de la industria y el mercado petrolero internacional.

Estos cambios se intensificaron cuando los países de la OPEP trataron de diversificar los canales de distribución de su petróleo crudo mediante ventas directas a los gobiernos de los países consumidores y a los refinadores independientes, aprovechando las oportunidades creadas para los negociantes petroleros que fungían como intermediarios en el mercado, entre productores y refinadores.

De esta situación surgieron dos mercados petroleros distintos. Uno fue el mercado a plazo o por adelantado, que involucra contratos a corto y a largo plazo, dominado por miembros de la OPEP, y el otro fue el mercado a corto plazo de carga única, también conocido como mercado petrolero de presentes, dominado por los pequeños productores e intermediarios, donde el precio del mismo petróleo podía diferir en varios dólares. La diferencia de estos arreglos y mercados depende del precio que se fije al petróleo, del tiempo y el lugar de la entrega y del monto y de la continuidad de los abastos, mismos que dependen de las especificaciones contractuales.

⁽⁴⁾ Determinación del Precio Internacional del Petróleo, pag.14.

III.3.1 Desarrollo y actividad del mercado petrolero de físicos

El mercado petrolero de físicos (mercado Spot) ha experimentado diversas etapas en las que han ido cambiando su función y su importancia en términos del volumen negociado y aún de las repercusiones políticas. Las transacciones petroleras de físicos a precios del mercado han existido desde que existe esta industria. Sin embargo, en los años cincuentas y sesentas, la industria petrolera altamente integrada dominaba el mercado. Las transacciones de mercado fuera de la estructura de la industria integrada solo existían en sentido residual. El funcionamiento del mercado petrolero de presentes, era el de un mercado residual, en vista de los volúmenes insignificantes de petróleo que se negociaban fuera de los canales integrados.⁽⁵⁾

Durante los años cincuentas y sesentas, el comercio residual de físicos, en el puerto de Rotterdam condujo entonces al desarrollo del mercado Spot de Rotterdam. Este desarrollo se hizo posible porque las compañías petroleras multinacionales habían construido refinerías en este puerto, destinadas a los mercados de Europa continental, y tanques de almacenamiento que podían rentarse. La capacidad de cabotaje era suficiente, y las oportunidades de obtener beneficios atraían a un gran número de negociantes. Así pues, el mercado de Rotterdam actuaba como un conducto para que las grandes compañías petroleras multinacionales distribuyeran los excedentes, que no podían vender por sus propios canales integrados, impulsando la actividad de los negociantes independientes.

Estos últimos, desempeñaron un papel muy importante en el desarrollo del mercado Spot porque actuaban como un mecanismo de equilibrio, dado que tomaban el producto de los sistemas integrados o proveían a tales sistemas y especulaban con las existencias del petróleo y los movimientos en los precios según la época del año.

A principios de los años sesenta se abandonó el papel residual del mercado petrolero Spot por un papel marginal en el comercio petrolero. Este cambio es el resultado del creciente establecimiento de compañías independientes, del papel desempeñado por la oferta petrolera de la Unión Soviética, de los diferentes intereses económicos y políticos de la OPEP y de los países no miembros de la OPEP, y del creciente papel de los negociantes de petróleo en el mercado residual de físicos.

⁽⁵⁾ Determinación del Precio Internacional del Petróleo, Pag. 39, 40, 41.

El cambio de un papel de mercado residual de físicos al de mercado marginal ocurrió de 1975 a 1978, cuando la industria petrolera utilizaba precios de físicos bajos como una indicación de las condiciones de mercado. Este suceso creó el marco dentro del cual surgió el mercado petrolero marginal libre y en consecuencia operaban los precios de mercado Spot en el mercado petrolero internacional. Sin embargo, estos mercados en diversos lugares geográficos eran lejanos y resultaba difícil obtener y reunir datos sobre los precios de operaciones marginales.

Así pues, el mercado petrolero Spot existía sólo en un sentido marginal. Además, a mediados de los años sesentas, las compañías petroleras nacionales de los países miembros de la OPEP, y poco después, también las de los países no miembros de la OPEP, como el Reino Unido y México, comenzaron a vender petróleo en forma directa y rápidamente creciente a las compañías que no eran concesionarias. Desde entonces, el mercado petrolero Spot ha cobrado una importancia considerable en la escena del mercado petrolero internacional y se ha convertido en el centro de atención de compradores y vendedores.

Tras el aumento de precios del petróleo en 1973-1974, surgieron mercados de futuros del petróleo paralelos a los mercados de físicos. Sin embargo, su importancia no era entonces tan grande como lo es ahora. A principios de los años ochentas, las transacciones relacionadas al mercado Spot, es decir, relacionando de alguna forma los precios de físicos, cobraron importancia a causa de su notable crecimiento. A fines de 1984 empezó a dominar en el mercado una nueva perspectiva de corto plazo. Surgieron formas nuevas y diferentes de los precios de competencia. Para 1985, se estimaba, que las transacciones de presentes y relacionados representaban del 85 a 90 % del total del comercio internacional del petróleo.

El rápido crecimiento del mercado petrolero Spot es el resultado del exceso de capacidad existente en la industria refinadora que obligó a los refinadores a luchar por su supervivencia. Esta situación modificó sus transacciones petroleras. La compra de crudo de presentes se volvió mas flexible y conveniente que los contratos con precios rígidos en los arreglos de plazo. Así, el exceso de oferta en el mercado internacional obligaba a los refinadores a comprar o vender en el mercado Spot mientras pudieran cubrir sus costos de operación.

Además, el rápido crecimiento se atribuyó también a la estructura cada vez mas fragmentada del mercado en el que la OPEP también empezó a ver reducida su participación, de modo que inició las llamadas “ventas relacionadas al mercado Spot” para recuperar las ventas perdidas. Se agravó el exceso de oferta en el mercado internacional en la segunda mitad de 1985, cuando Arabia Saudita introdujo los “tratos de realización” para recuperar su participación en el mercado.

En resumen, el surgimiento del mercado libre a principios de los años cincuentas, y la desintegración del sistema integrado establecido por las siete grandes compañías a principios de los años sesentas, crearon el ámbito general en el que pudieron desarrollarse el mercado petrolero Spot, y en menor medida, el mercado de futuros. Desde entonces han cobrado una importancia considerable ambos mercados en términos de su función, su volumen y su repercusión política.

En la actualidad el nombre del mercado petrolero Spot “de Rotterdam” se debe al hecho de que éste fue el lugar donde nació el mercado petrolero Spot y que se caracteriza por ser el mercado de más actividad. Este mercado está relacionado con todas las acciones de físicos realizadas en los países del noroeste europeo. Además se refiere a todas las transacciones de físicos realizadas en otras partes del mundo, pero que se relacionan con el petróleo crudo o sus derivados almacenados en Rotterdam, Holanda.

En la práctica, el petróleo físico negociado y los participantes involucrados (compañías petroleras, negociantes y corredores) pueden ubicarse en cualquier parte del mundo o en los alrededores de los grandes centros de comercio tales como Rotterdam, Londres, Nueva York, Singapur o el Caribe. Además, estos grandes centros de población, ofrecen buenas capacidades de refinación y almacenamiento, y es probable que sean considerados como focos de las transacciones de físicos y de las cotizaciones de precios.⁽⁶⁾

El mercado petrolero Spot de Rotterdam, comprende dos tipos de comercio petrolero distintos, pero relacionados. Primero, el comercio de cargas o envíos internacionales en buques-tanque que se realiza entre Rotterdam y los puertos de prácticamente todo el mundo, pero en particular los del área del Mar del Norte; y segundo, el comercio de cabotaje de Amberes-Rotterdam-Amsterdam (ARA) y el delta del Rin hasta los consumidores de los Países Bajos, Alemania Occidental, Bélgica, Suiza y Francia.

⁽⁶⁾ Determinación del Precio Internacional del Petróleo, pag.43, 44.

Por lo tanto, se considera que este mercado Spot es el corazón de la actividad comercial de físicos y se ha vuelto el más importante en términos de volumen, productos negociados y calidad en la documentación de precios. Las actividades del mercado petrolero Spot de Rotterdam están bien documentadas en informes especializados de precios como el Platt's Oilgram Price Service. Esta publicación de precios Spot de Rotterdam proporciona a los participantes información acerca de los parámetros de la oferta y la demanda mundiales de petróleo, sobre los acuerdos comerciales que se hacen todos los días en el mercado, y respecto de cualquier movimiento en los precios. Los precios de Rotterdam han planteado importantes interrogantes económicas y políticas acerca de sus efectos sobre los países importadores y exportadores de petróleo.

Los precios de físicos de Rotterdam, representan el punto de referencia para el análisis del mercado y para muchos acuerdos comerciales. Sin embargo, Rotterdam ya no es el único mercado Spot importante, pues, el precio del crudo West Texas Intermediate (WTI) en la Bolsa Mercantil de Futuros de Nueva York, BMNY (New York Mercantile Futures Exchange, NYMEX) ha desviado en alguna medida la atención que se prestaba a los precios de físicos de Rotterdam. Este cambio es resultado del rápido crecimiento del mercado de futuros de petróleo en los Estados Unidos de Norteamérica, derivado a su vez de los cambios ocurridos en la estructura de precios, como respuesta a la competencia en los precios del petróleo.

III.3.2 Desarrollo y actividad del mercado petrolero de futuros

La búsqueda de contratos más flexibles, con arreglos en precios y entregas más flexibles y con la posibilidad de vender estos contratos a terceros, conduce a la introducción de mercados de futuros. La necesidad de planear, de reducir el riesgo de cambio de precio y de descubrir las expectativas futuras del precio del petróleo, propició el surgimiento y el desarrollo del mercado de futuros del petróleo. Estos mercados ofrecen flexibilidad en precios y opciones para transferir contratos, al mismo tiempo se permite que los contratos se basen en condiciones de entrega a largo plazo y con precio fijo.⁽⁷⁾

⁽⁷⁾ Determinación del Precio Internacional del Petróleo, pag.46.

El desarrollo de los futuros del petróleo es una respuesta natural a la inestabilidad de precios Spot a principios de los años sesenta. Los futuros del petróleo se introdujeron por primera vez en 1974, con un contrato de petróleo crudo negociado en la Bolsa Algodonera de Nueva York, BANY (New York Cotton Exchange, NYCE), un Bunker C y un contrato de gas de petróleo en la Bolsa Mercantil de Nueva York (BMNY).

La idea de organizar un mercado de valores para la negociación de petróleo, se propuso por primera vez a principios de 1979, con el fin de impedir la inestabilidad de precios en el mercado Spot y asegurar, que las cotizaciones de físicos, fuesen auténticas y no manipuladas.

En 1983, la BMNY introdujo los contratos de petróleo crudo. Su éxito provocó que la industria petrolera tomara en serio la negociación de futuros del petróleo, en vista de su interacción con el mercado Spot, y en virtud de que los futuros del petróleo pronto se convirtieron en un canal de señales que indicaba el precio para los negociantes del petróleo crudo sobre todo en Estados Unidos.

El mercado de futuros no se refiere al comercio petrolero físico, sino a los contratos de petróleo conocidos como “barriles de papel o electrónicos”. Si algunas negociaciones de futuros conducen a la entrega física, el propósito primordial de este mercado de futuros es proteger, a compradores y vendedores, contra el riesgo financiero de los cambios bruscos de precios. En los mercados de futuros, un “mercado” puede ser o no un sitio central donde se reúnan físicamente a compradores y vendedores para realizar transacciones mercantiles.

Un contrato de futuros no es una transacción de compraventa, sino un acuerdo para comprar y vender en una fecha posterior. No hay ninguna entrega, pago, ni cambio de propiedad; a menos que el comprador o el vendedor lo decidan, durante el período de entrega especificado en el contrato. Los contratos de futuros más exitosos han sido los del petróleo crudo WTI, introducido en 1983, y recientemente los del petróleo Brent.⁽⁸⁾

La negociación con los contratos de futuros permite realizar cinco funciones básicas: descubrir el precio, proteger, asegurar márgenes entre los diferentes tipos de crudos y los derivados del petróleo, y proveer para entregas futuras, para la especulación y para el arbitraje.

⁽⁸⁾ Determinación del Precio Internacional del Petróleo, pag.68, 69.

(a) *Descubrimiento del precio:* Ya que todas las transacciones se realizan abiertamente a través de una bolsa de productos y, porque los precios de futuros se generan diariamente, por hora y aún por minuto, se difunden de inmediato por todo el mundo, mediante diversos sistemas de redes de computación electrónica, pantallas de presentación en línea - como los de Reuters y Telerate - o diariamente, en los informes especializados de precios de Platt's y, recientemente, de Petroleum Argus.

(b) *Protección o Hedging:* Es una posición que sirve como sustituto temporal de una transacción "en efectivo" (entrega y pagos reales) que se quiere hacer en otro mercado. Se tiene así una protección contra un cambio desfavorable en los precios, pero también se renuncia a todo beneficio derivado de un cambio favorable en los precios. Esta actividad la realizan compradores y vendedores a fin de "atrapar" el precio corriente para transacciones futuras, evitando así las consecuencias de movimientos desfavorables en los precios. Pero el mercado de futuros no ofrece una protección completa, ya que solo cubre el comercio de dos crudos (WTI Y Brent), dos derivados (gasolina y petróleo para calefacción) y en tres sitios (Oklahoma, Nueva York y Rotterdam). La variación de los crudos y los derivados del petróleo impide que la protección sea completamente compensatoria. Sin embargo los compradores y vendedores que participan en este mercado disponen de otro instrumento más en su cartera que puede evitarles enormes pérdidas económicas.

(c) *Administración de los márgenes entre el crudo y los derivados:* Esto es particularmente útil para los refinadores. Es similar a la fijación de un precio estimado condicionado. Esta estrategia requiere que los refinadores vendan contratos de futuros para productos refinados que se aproximen al rendimiento del crudo refinado. Los costos del crudo pueden calcularse a partir de los costos efectivos de la compra o de acuerdo con el costo de futuros del crudo. Al comprar crudo a un costo fijo y vender futuros de productos refinados se fija por adelantado el margen bruto de la refinación. Sin embargo, existe un riesgo, en el hecho de que exista diferencia entre el precio del bien especificado en el contrato y el precio del bien físico que se compra o vende. La variación del crudo y de los derivados del petróleo en las negociaciones de futuros impide que la negociación compensatoria sea perfecta.

(d) *Entrega física*: La mayoría de las entregas del crudo se basan en los contratos de Intercambio por Físico (IPF). Estos contratos permiten que el comprador y el vendedor basen su precio en el precio de futuros para el mes especificado más una diferencia convenida que refleja las diferencias de calidad y de ubicación entre el petróleo físico y el que se especifica en el contrato de futuros. En este caso, las dos partes establecen un producto físico mediante un acuerdo de futuros que protege el precio de la entrega física.

(e) *Especulación y arbitraje*: Puesto que este mercado es muy transparente y los contratos se compran y se venden con gran anticipación, ofrece la oportunidad de especular o de invertir cuando cambian los precios, la especulación involucra la toma de una posición en el mercado de futuros sin ninguna posición física compensatoria. La estrategia no consiste en protegerse contra los cambios que ocurran en el nivel de los precios, sino en el deseo de beneficiarse de tales cambios de modo que las ganancias o las pérdidas están indefinidas. El arbitraje es la compra y la venta simultánea del mismo producto o de productos similares, en diferentes momentos o mercados, ya se trate del mercado de futuros o del mercado físico. El arbitraje asegura que los precios de futuros reflejen los costos prevalecientes en el mercado, puesto que éste proporciona un flujo entre el mercado de futuros y el mercado físico, y entre mercados regionales.

III.4 Perspectivas del mercado petrolero internacional

Durante los años cuarenta, las estimaciones de reservas de hidrocarburos aumentaron de 500×10^9 barriles a 3000×10^9 barriles a principios de los años setentas. En los años sesentas y setentas, se creía, en general, que había un desequilibrio entre la disponibilidad de recursos esenciales y su demanda futura.⁽⁹⁾

El incremento en las estimaciones puede explicarse por medio de la creciente fragmentación de la industria petrolera internacional, que a su vez llevó a otras compañías petroleras, privadas y públicas, a preocuparse más por la futura disponibilidad del petróleo y por conocimientos acerca de la ocurrencia o posibilidad de encontrar más yacimientos petrolíferos y el mejoramiento de las tecnologías para su descubrimiento, producción y extracción.

⁽⁹⁾ Determinación del Precio Internacional del Petróleo, pag. 140, 146, 147..

Sólo hasta hace poco, se han incrementado las estimaciones convencionales de recursos petrolíferos, incluyendo en éstas, el potencial de los recursos petrolíferos de ambientes geológicos no convencionales, muy extensos en términos geográficos, como son: el petróleo de arenas alquitranadas de Canadá y la URSS, la franja con petróleo pesado de Venezuela y el Canadá y el de arcillas petrolíferas en Estados Unidos, Brasil y Zaire. Actualmente, con las tecnologías de producción que se han desarrollado, y cuando el valor o precio del crudo se eleve en el mercado, convertirán grandes cantidades de petróleo no convencional, como las mencionadas, en un recurso efectivo, económicamente explotable.

La creencia de que había un desequilibrio, entre la disponibilidad del recurso petrolero y su demanda futura, estaba generalizada a fines de los años sesentas y principios de los años setentas. Las políticas energéticas de todo el mundo occidental se basaban en esta suposición. En el corto plazo, es probable que esta visión siga ocurriendo, dada la dominación y el control ejercido por la OPEP sobre la oferta petrolera y de las posibles interrupciones que habría en el abasto por factores políticos y de otra índole. Sin embargo, no ocurre así para el mediano y largo plazos.

Después de los años ochentas, los pronósticos actuales de la escasez de petróleo se basan en factores diferentes, tales como los pronósticos de crecimiento económico y del uso de energéticos por encima de lo que justificarían las condiciones cambiantes.

El hecho de que no se reconozca una perspectiva más modesta para el uso futuro del petróleo en comparación con los patrones de consumo de petróleo del pasado, conduce a una sobrestimación. Los estudios que consideran sólo la elevada tasa de crecimiento de uso de los energéticos sobrestiman la tasa de agotamiento de la reserva de recursos petrolíferos y la rapidez con la que se encontrarán y probarán nuevas reservas.

Los estudios que no consideran un extenso conjunto de tasas de crecimiento, en el uso del petróleo, resultan inútiles si se quieren evaluar las perspectivas del petróleo y de la industria petrolera en el futuro. Por otra parte, las consideraciones acerca de la demanda, constituyen un elemento esencial e incierto en el futuro del petróleo.

A largo plazo, las perspectivas de los mercados y la industria del petróleo dependerán de las percepciones, las actitudes, los precios, y las políticas de los países, industrializados y menos industrializados, en lo referente a la ventaja de usar petróleo barato como la fuente más apropiada de energía para un sistema económico en expansión, por lo menos durante los próximos 25 años. Es poco probable que esto ocurra, a menos que una reducción significativa en el precio real, vaya acompañada del restablecimiento de la confianza, entre los países consumidores e importadores, en cuanto a la seguridad y a la fácil disponibilidad del abasto del petróleo en el largo plazo.

La actual precipitación de los precios del petróleo crudo en el mercado mundial da una idea muy clara de la enorme y desfavorable correlación de fuerzas existentes en los países subdesarrollados en general, pero en especial en los países exportadores de petróleo. O, si se quiere ver en otra forma, en el curso de los últimos 16 años las transnacionales han fortalecido su enorme poder en el mercado petrolero internacional, mientras que Estados Unidos, el Reino Unido y Francia han consolidado, por un plazo que es difícil determinar, su dominio compartido de la zona petrolera más importante del mundo: el Medio Oriente.

El Dr. Subroto, uno de los más destacados presidentes de la OPEP, estimó que las inversiones requeridas para cubrir las necesidades de una demanda creciente del crudo en escala mundial son verdaderamente astronómicas: alrededor de 500 000 millones de dólares. Millones más o millones menos, lo cierto es que en la actualidad los países subdesarrollados exportadores de petróleo no están en condiciones de financiar inversiones de tal magnitud.

Es el caso de las naciones que están sufriendo las penurias de las guerras en el Medio Oriente, la guerra Irak-Irán, la invasión de Kuwait y el conflicto de Estados Unidos con Irak. Pero no sólo estos países se encuentran en esa situación de penuria, pues también se ha sumado la otra muy rica Arabia Saudita. En otros meridianos, Venezuela, México, Nigeria, Gabón, Argelia, Egipto, Ecuador, también exportadores de petróleo, están padeciendo el pesado fardo que significa el pago de sus deudas externas. Lo mismo se puede decir de Rusia, antes fuerte exportador de crudo. Los únicos países que libran esta situación son: los Emiratos Árabes Unidos, Libia, China, y los minúsculos estados de Katar y Bahrein.⁽¹⁰⁾

⁽¹⁰⁾ Momento Económico, Pag. 22.

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

Frente al panorama descrito, muchos gobiernos de países exportadores de petróleo, que han caído en ruina financiera, están recurriendo a la privatización de sus entidades petroleras, para que puedan ser adquiridas nuevamente, a precios de remate, por las grandes empresas petroleras internacionales. Si la perspectiva que ofreciera el mercado mundial del petróleo consistiera en que por algún tiempo habría sobreoferta internacional, a pesar de que haya incremento en la demanda, pero no hasta el punto de que rebasara a la oferta, entonces, cabría suponer que, por algún tiempo no habría elevación real de los precios del crudo en el mercado petrolero internacional.

III.5 Necesidad de una nueva política petrolera

Todos los esfuerzos realizados por Pemex después de la nacionalización de la industria petrolera en 1938, estuvieron dirigidos al cumplimiento de dos objetivos prioritarios, marcados a la empresa por el Estado Mexicano: la satisfacción de la demanda interna y la puesta en práctica de precios bajos en la venta de productos petroleros y gas natural.

Con esto Pemex, no sólo propició una mayor instalación de nuevas industrias y una ampliación substancial del sistema de transportes, lo cual sentaba las bases para el posterior desarrollo económico del país, sino que además, estaba creando un importante mercado interno que garantizaba la expansión de la producción de la empresa petrolera y por ende su existencia, asegurando así, el crecimiento de una industria tan importante, que había pasado definitivamente de la iniciativa privada extranjera, a manos del Estado. Sin embargo, puesto que los precios internos de los derivados del petróleo eran muy bajos, las actividades de exploración se mantenían también a un nivel bajo. Esta situación se prolongó hasta los años sesentas. En consecuencia, se produjo una aguda escasez de petróleo en el país, al grado que en 1973, México se convirtió en un importador neto de petróleo. Al mismo tiempo, el programa de desarrollo del país, iniciado en los años cincuentas, no lograba sus objetivos.

Para la industria petrolera mexicana, y en particular, para las relaciones comerciales de Pemex con el exterior, el año de 1974 significó un punto de inflexión por las nuevas condiciones, externas e internas, que se definieron. El rápido desarrollo de los campos petroleros, recientemente descubiertos, hizo posible revertir la situación de dependencia del mercado internacional para el abastecimiento interno del crudo, al producir excedentes exportables de este recurso.⁽¹¹⁾

⁽¹¹⁾ El comercio Exterior de Hidrocarburos y sus Derivados en México (1970-1985), Pag.44,45.

El carácter conservador-nacionalista sobre el tema de las exportaciones petroleras se mantendría hasta fines del sexenio del presidente Luis Echeverría Álvarez, cuyo gobierno definió las siguientes políticas para las operaciones de Pemex:

- Procurar la mayor diversificación posible de los compradores y dar especial atención a los países en desarrollo, particularmente los de América Latina; y
- Evitar que las exportaciones mexicanas contribuyeran a deprimir los precios internacionales del crudo, en detrimento de la economía propia o la de otros países del tercer mundo.

A pesar de que en ese momento la política exterior del gobierno del Lic. Luis Echeverría Álvarez podía dar a pensar que México estrecharía vínculos con un organismo defensor de los intereses de un bloque de países petroleros del tercer mundo, el temor de comprometer sus relaciones diplomáticas con Estados Unidos de Norteamérica, fue un elemento de peso en la decisión de no afiliarse a la OPEP.

En 1975 y 1976 la producción de crudo excedía con amplio margen a los requerimientos internos; mientras la construcción de las refinerías de Salina Cruz y Cadereyta, así como la del complejo petroquímico de la Cangrejera, Ver., constituyeron algunos de los principales proyectos orientados a eliminar las importaciones de derivados que todavía tenían un peso importante en la balanza comercial de Pemex. En contraste con la halagüeña situación de la industria petrolera, el país atravesaba por una severa crisis financiera, como consecuencia de la agudización de los problemas estructurales de la economía.

En 1976, José López Portillo asumió la presidencia de México. Al poco tiempo de haber iniciado su mandato expresó: “Tenemos necesidad de exportar más. Si no podemos hacerlo porque no tenemos productos más elaborados, para poder importar equipos hay que exportar lo que tenemos, es decir petróleo crudo”.

Dos factores importantes favorecían la adopción de la nueva política de comercio exterior de hidrocarburos. El primero, era el aumento considerable de las reservas probadas y la alta probabilidad de su crecimiento en un futuro cercano. El segundo, lo constituían las condiciones favorables del mercado petrolero mundial, no solo en términos de precios, sino también por cuanto a su permeabilidad a la entrada de nuevos productores que disminuían la dependencia de los compradores, de la producción de la OPEP.

En el ámbito internacional, se pretendía utilizar el petróleo como instrumento de negociación para alcanzar un mayor grado de independencia respecto a Estados Unidos de Norteamérica y conseguir ciertos objetivos económicos y políticos concretos, tendientes a apoyar el proyecto interno. Más significativo aun, en la política de comercialización externa de hidrocarburos, fue el compromiso adquirido por José López Portillo junto con el presidente de Venezuela para coadyuvar a aliviar la crítica situación económica de los países de la Cuenca del Caribe, mediante el suministro de crudo con ciertas facilidades financieras.

El Programa de Cooperación Energética para Países de Centroamérica y del Caribe incluyó a Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá, República Dominicana, Jamaica, Barbados (Haití se incorporó en 1981), conocido como "El Acuerdo de San José" entró en vigor en Agosto de 1980 y se renovó anualmente desde entonces. Con él, México y Venezuela se propusieron atender el consumo interno de petróleo de origen importado de países del área, destinando un volumen total de hasta 160 MBD, aportado en partes iguales, por las dos naciones suscriptoras del acuerdo. Se otorgó un crédito a los países beneficiarios por el 30% de sus respectivas facturas petroleras, con un plazo de cinco años y una tasa de interés anual del 4%.

El programa contemplaba, además, la posibilidad de convertir dichos créditos en otros de hasta 20 años, con una tasa de interés del 2% anual, si los recursos se destinaban a proyectos prioritarios de desarrollo económico, en particular aquellos relacionados con el sector energético. En general, el Acuerdo de San José formaba parte de la renovada política exterior de México, mediante la cual, el gobierno se comprometía en la búsqueda de soluciones a los problemas energéticos de la región. También, estaban a punto de concluirse, nuevos convenios con Gran Bretaña, Suecia, Italia, Portugal, India, Corea, Filipinas, y Colombia.

A fines de 1980, algunos clientes de Pemex empezaron a manifestar su inconformidad respecto a la estrategia comercial mexicana; debido en particular a los elevados niveles de precios y a la creciente participación de crudo pesado en las mezclas exportadas. Para entonces se vislumbraba un cambio, en el mercado mundial de hidrocarburos, derivado de un exceso de oferta de crudo, que vendría a modificar drásticamente el poder negociador de México con su petróleo.

En el sexenio de Miguel de la Madrid Hurtado (1982-1988), la política petrolera de México buscó conciliar la apremiante necesidad de divisas con la defensa de cierto equilibrio en el mercado mundial. Aunque sólo en una ocasión y por un período muy limitado (un mes, noviembre de 1984) Pemex restringió deliberadamente sus exportaciones por debajo de su plataforma de 1.5 MMBD, en solidaridad con la OPEP; tampoco intentó ampliar su participación en el mercado, cuando las condiciones técnicas internas y de demanda de sus clientes hubieran posibilitado una decisión en este sentido.

Pero fue principalmente en materia de política de precios que el gobierno mexicano mantuvo, en los años 1983-1984, una especial cautela en no tomar ninguna acción que pudiera propiciar la caída de las cotizaciones a nivel internacional tal como había sucedido a mediados de 1981.

La administración del Presidente Carlos Salinas de Gortari (1988-1994), se caracterizó desde un principio por una política moderna dirigida a lograr la modernización de México, considerando a la industria petrolera nacional como parte de este proceso.

Para 1990, con base en un diagnóstico, elaborado con la finalidad de analizar la situación energética del país en comparación con la del contexto internacional, se formó el Programa Nacional de Modernización Energética 1990-1994, el cual estableció básicamente lo siguiente: ⁽¹²⁾

- Garantizar la suficiencia energética.
- Fortalecer la relación existente entre el sector energético y la economía, así como también con la sociedad y la protección al medio ambiente.
- Pero ante todo hacer de dicho sector, un sector más moderno e integrado.

Es importante señalar aquí que la reorganización y reestructuración por la que Pemex tuvo que atravesar, se dio como resultado de las políticas de modernización energética, que el programa mencionado exigía. Así, a mediados de 1992 surgieron dos acontecimientos.

En primer lugar, por decreto presidencial, se crearon cuatro organismos descentralizados con personalidad jurídica y patrimonio propios:

⁽¹²⁾ El Petróleo, Actor Político Económico en el Desarrollo de las Relaciones Internacionales. El caso de Petróleos Mexicanos. Pag. 41, 42, 43, 44.

1. *Pemex Exploración y Producción*, se formó con la finalidad de sostener los niveles de producción que permitan seguir contribuyendo al desarrollo del país, garantizando el suministro de productos que requiere la economía nacional y cumpliendo con los compromisos internacionales de exportación de crudo.

2. *Pemex Refinación*, cuyo compromiso es incrementar el abasto de productos petrolíferos para hacer frente al crecimiento de la demanda nacional, que además requiere de productos de mayor calidad. Para tal efecto, se previó la construcción de nuevos trenes de refinación, así como la conversión de las refinerías existentes. Al mismo tiempo, se concretaron alianzas estratégicas para procesar petróleo crudo, además de abrir nuevos mercados para nuestros productos.

3. La creación de *Pemex Gas y Petroquímica Básica*, así como la reclasificación de los productos petroquímicos, facilitaron la optimización de los procesos productivos y el aprovechamiento de un importante recurso natural, ya que es de esperarse que el gas, sea el energético que más espacio gane en el consumo mundial por sus beneficios técnicos y de rentabilidad.

4. Por último, la Industria *Petroquímica* Nacional persigue, el entrar en una etapa de consolidación en la que Pemex y el sector privado emprendan proyectos de manera independiente o conjunta, en áreas no reservadas o exclusivas del estado. La finalidad que persigue, es lograr una mayor capacidad de competitividad para la industria.

En segundo lugar, se hacía notoria la presencia de la inversión extranjera, particularmente de Japón, Estados Unidos y Canadá. Era evidente el incremento acelerado de la importación de productos, reflejado en la oferta comercial y en el déficit de nuestra balanza de pagos, que resultó ser de 20, 607 millones de dólares hacia 1992. Tales acontecimientos hicieron impostergable acelerar y reforzar el proceso de modernización de la industria más importante de México: Petróleos Mexicanos.

En 1995, ya iniciada la gestión del C. Presidente Ernesto Zedillo Ponce de León, con base en las directrices del Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000, se crea el Programa de Desarrollo y Reestructuración de la Energía 1995-2000, que tiene como objetivo fundamental “Fortalecer al sector energético nacional, a fin de incrementar su aportación a un desarrollo económico y social vigoroso, sustentable y equitativo, garantizando la rectoría del Estado en la materia y por esa vía contribuir a crear un México más próspero y soberano”. Para ello, el programa contemplaba ocho objetivos específicos:⁽¹³⁾

- Propiciar una expansión rápida y eficiente del sector.
- Contribuir a la competitividad global de la planta productiva.
- Aprovechar la ventaja relativa de México en materia energética.
- Contribuir a un desarrollo regional más equilibrado.
- propiciar el adecuado desenvolvimiento de las empresas públicas del sector.
- Propiciar el ahorro y uso eficiente de energía.
- Impulsar el desarrollo de las actividades relacionadas directamente con el sector.
- Mejorar las condiciones de trabajo de quienes laboran en el sector, mediante el impulso a la productividad.

Estos objetivos pretenden alcanzarse complementando los esfuerzos e inversiones del sector público con recursos privados que apoyen e impulsen su crecimiento. Específicamente, se busca reafirmar el papel central de Pemex en los aspectos estratégicos exclusivos de exploración, explotación, refinación y procesamiento de los hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos. Para ello, se han promovido reformas legales que proporcionan un marco transparente y confiable para la actuación de los particulares y delimitan con precisión las fronteras de la intervención estatal.

III.6 Exportaciones petroleras de México

En México, las relaciones comerciales con el exterior en materia de hidrocarburos se iniciaron a principios de este siglo, cuando el petróleo se consolidaba como fuente principal de energía en el mundo. En 1911, la explotación de nuevos yacimientos dio lugar a un período de auge de la industria petrolera mexicana. En 1921, la producción alcanzó 530 MBD convirtiendo a México en el segundo productor mundial.

⁽¹³⁾ Oportunidades de Inversión en el Sector de la Energía de México, Pag. 14, 15.

De 1916 a 1921 las exportaciones representaron en promedio cerca del 90% de la producción y en ese último año, México suministró una cuarta parte de la demanda mundial de petróleo. A principios de los años veintes, el petróleo mexicano se exportaba a veintisiete países, aunque la mayor parte se dirigía a los puertos Norteamericanos (de donde era parcialmente reexportado a Europa) e ingleses. A partir de 1922, la producción de crudo decreció en forma continua hasta promediar 100 MBD en la mayor parte de los años treintas.⁽¹⁴⁾

En vísperas de la expropiación de 1938, las exportaciones de crudo ya solo representaban el 61% de la producción. En el transcurso de este año, Estados Unidos cerró prácticamente su mercado a las exportaciones petroleras mexicanas y en las principales potencias europeas, estas se vieron obstaculizadas, a excepción de Alemania e Italia, que por su propio interés se negaron a apoyar el bloqueo contra México.

Al estallar la segunda guerra mundial, México perdió sus mercados petroleros en Alemania e Italia, debido al bloqueo naval inglés contra los países del eje. Para ese entonces, Estados Unidos de Norteamérica empezó a aflojar el bloqueo y en 1940, absorbió las tres cuartas partes de las ventas petroleras externas de Pemex.

En la siguiente década, la situación de Pemex se agravó, las exportaciones de crudo cayeron de un máximo de 37.6 MBD en 1951 a 0.3 MBD en 1959, debido al descenso en el ritmo de crecimiento de la producción, como consecuencia de insuficientes descubrimientos de yacimientos. A finales de la década de los sesentas, el desarrollo de importantes yacimientos de petróleo permitió disponer de volúmenes crecientes para la exportación.

Fue hasta 1974, cuando el país pudo exportar nuevamente, alcanzando un promedio de 55 MBD en el último trimestre de ese año, y en los dos siguientes las exportaciones promediaron 94 MBD. El destino de las exportaciones estuvieron encauzadas hacia los Estados Unidos de Norteamérica, ante el interés inmediato de varias compañías norteamericanas y transnacionales. De 1977 a 1982 los volúmenes de exportación de crudo se mantendrían dentro de una plataforma establecida de 1,500 MBD.

⁽¹⁴⁾ El Comercio Exterior de Hidrocarburos y Derivados en México (1970-1985), Pag. 13, 14, 15.

En 1983, se exportaron 1,537 MBD de petróleo crudo, la cifra más alta del período 1980-1994. En ese año se adoptó la política de mantener relativamente el nivel de exportaciones. Sin embargo, el ritmo de la producción no permitió cumplir plenamente esa meta, y al mismo tiempo, satisfacer el incremento de la demanda interna. Entre 1985 y 1994, la producción total de crudo, sólo aumentó 54 MBD, en tanto que el consumo interno creció 186 MBD y por lo tanto, las exportaciones se redujeron en 132 MBD.

<i>Exportaciones de petróleo crudo 1980-1994</i>							
<i>(miles de barriles diarios)</i>							
Tipo de crudo	1980	1985	1990	1991	1992	1993	1994
Maya	370	832	827	877	923	857	800
Istmo	458	607	293	329	287	262	179
Olmecca	0	0	157	163	158	218	328
Total	828	1,439	1,277	1,369	1,368	1,337	1,307

Fuente: Petróleos Mexicanos.

El valor de las exportaciones de crudo del país se redujo significativamente de 16,400 millones de dólares, alcanzado en 1982, a 6,624 millones de dólares en 1994. El perfil de exportación de petróleo crudo mexicano se ha modificado en los últimos años, sobre todo por la venta de mayor cantidad de crudo superligero Olmecca (39 °API) en lugar del Istmo, así como mayores ventas a Estados Unidos de Norteamérica, las que crecieron a más del 60% del crudo disponible para exportación entre 1986 y 1995, y experimentaron otro fuerte incremento a principios de 1996.

<i>Exportaciones petroleras de México por destino geográfico y tipo de crudo (miles de barriles diarios)</i>							
<i>Años</i>	<i>1992</i>	<i>1993</i>	<i>1994</i>	<i>1995</i>	<i>1996</i>	<i>1997</i>	<i>1998</i>
<i>Total</i>	<i>1367.8</i>	<i>1337.1</i>	<i>1307.4</i>	<i>1305.5</i>	<i>1543.9</i>	<i>1721</i>	<i>1717.9</i>
América	914.2	970.5	1030.4	1094.2	1335.3	1470	1483.3
E.U.A.	798.0	879.3	960.8	1037.1	1209.7	1335	1318.1
Otros	116.2	91.2	69.6	57.1	125.6	135	165.2
Europa	361.4	286.2	195.8	134.0	121.7	176	190.4
Lejano Oriente	92.2	80.4	81.2	77.2	86.9	63	31.5
Africa						13	12.8
<i>Olmeca</i>	<i>157.5</i>	<i>218.4</i>	<i>328.0</i>	<i>428.7</i>	<i>491.5</i>	<i>485</i>	<i>458.6</i>
América	157.5	218.4	328.0	428.7	491.5	483	457.8
E.U.A.	156.0	213.4	305.6	406.3	464.7	457	451.9
Otros	1.5	5.1	22.4	22.4	26.8	26	5.9
Europa							
Africa						2.2	0.8
<i>Istmo</i>	<i>287.0</i>	<i>262.3</i>	<i>179.4</i>	<i>157.8</i>	<i>189.1</i>	<i>216</i>	<i>196.3</i>
América	166.6	156.8	90.9	80.6	103.0	131	117.1
E.U.A.	107.8	102.7	61.4	66.7	67.3	88	72.0
Otros	58.8	54.1	29.4	13.9	35.7	43	45.1
Europa	52.6	42.4	18.0	11.4	9.2	21	44.8
Lejano Oriente	67.8	63.0	70.5	65.8	76.9	57	23.5
Africa						6	11.0
<i>Maya</i>	<i>923.3</i>	<i>856.5</i>	<i>800.0</i>	<i>719.0</i>	<i>863.3</i>	<i>1020</i>	<i>1062.9</i>
América	590.1	595.3	611.5	585.0	740.8	856	908.4
E.U.A.	534.2	563.3	593.8	564.1	677.8	790	794.2
Otros	55.9	32.0	17.8	20.9	63.0	66	114.2
Europa	308.8	243.8	177.8	122.6	112.6	155	145.5
Lejano Oriente	24.4	17.4	10.7	11.4	10.0	6	8.0
Africa						4	0.9

Fuente: Anuario Estadístico, 1999.

III.7 El Futuro del petróleo e importancia en la fijación de sus precios.

Evolución histórica (1976-1996)

La política petrolera mexicana, sufrió un cambio radical a partir de 1976, debido a los nuevos descubrimientos, y a la decisión política de convertir a México en un exportador neto de petróleo crudo, que en ese año se le llamó crudo tipo Mexicano. Elaborado con base en una mezcla de la producción nacional. En ese año, las ventas de petróleo crudo tipo Mexicano predominaron en la estructura de exportación, ya que representaron casi el 100% del valor de las ventas totales al mercado internacional a un precio promedio anual de 11.78 USDB.

A fines de septiembre de 1980 se inició el conflicto bélico entre Irak e Irán, que dio lugar a la suspensión de las exportaciones de estos países, causando un déficit de aproximadamente 4 millones de barriles diarios en la oferta mundial, así como un desajuste temporal en el mercado. El pánico inicial, originado por la inseguridad en el abasto, provocó una fuerte actividad en el mercado petrolero internacional, que tuvo por consecuencia que el precio del petróleo crudo alcanzara más de 40 USDB.

En ese mismo año, los precios internacionales del petróleo crudo sufrieron alta volatilidad, registrándose para el crudo Arabe Ligero (ARL) marcador internacional de esa época, variaciones de hasta 21.98 USDB. El ARL pasó de 16.24 USDB en enero de 1979, a 38.13 USDB en enero de 1980, y el precio de la mezcla mexicana se situó de 13.90 USDB en el mismo mes de 1979, a 28.17 USDB en enero de 1980. En 1981, para continuar en el mercado y lograr una posición competitiva, se ajustaron a la baja los precios de los crudos mexicanos de exportación. El crudo Istmo pasó de 38.50 USDB en enero de 1981, a 34.89 USDB en diciembre del mismo año; el crudo pesado tipo Maya bajó durante ese año de 34.50 USDB a 28.50 USDB.

En 1986, el mercado petrolero internacional vivió uno de sus años más críticos, la mezcla mexicana del petróleo crudo se desplomó de 26.52 USDB en enero de 1985, a 8.60 USDB en julio de 1986. La causa principal de este debilitamiento fue, la adopción de Arabia Saudita de aplicar mecanismos de precios ligados a los rendimientos del crudo "netback" (rendimiento del crudo, calculado con base a los yields o rendimientos de los productos comerciales obtenidos de este, multiplicado por los precios del crudo spot de los mismos, menos los costos de operación y menos los costos de transporte).

Este mecanismo garantizaba un margen a los refinadores. A partir de entonces, la OPEP mostró interés por recortar su producción con el propósito de que las cotizaciones del crudo alcanzaran un nivel medio de 18.00 USDB. En este año, Petróleos Mexicanos para mantener su participación en el mercado competitivo, instrumentó la aplicación de fórmulas para calcular el precio de los crudos de exportación. Dichas fórmulas, se encuentran ligadas hasta la fecha a los precios de crudos de referencia internacional y que participan en forma directa en los mercados de América, Europa y el Lejano Oriente.

En 1988, el exceso de oferta mundial de petróleo, explicó la baja de las cotizaciones debido fundamentalmente a los incrementos de la producción en algunos países miembros de la OPEP como Arabia Saudita, Kuwait, y los Emiratos Arabes Unidos ; así como, la falta de una cuota para Irak. Lo que demostró que el principal objetivo de esta organización fue obtener máximos ingresos, sin importar el nivel de producción. El precio promedio de la mezcla de exportación se ubicó en 12.24 USDB, en este año. Los marcadores internacionales promediaron 15.02 USDB (Brent) y 16.02 USDB (WTI).

En 1990, se presentó una volatilidad extrema en el mercado petrolero internacional, tanto por factores internos como externos, sobresaliendo en ambos casos el conflicto desencadenado en el Medio Oriente por la invasión armada de Irak a Kuwait del 2 de Agosto, y las consecuencias de éste. El comportamiento del mercado, previo a la invasión Iraquí, se caracterizó por la amplia disponibilidad de crudo en el mercado y en la formación de inventarios comerciales, que llegaron a ubicarse en cifras nunca antes registradas.

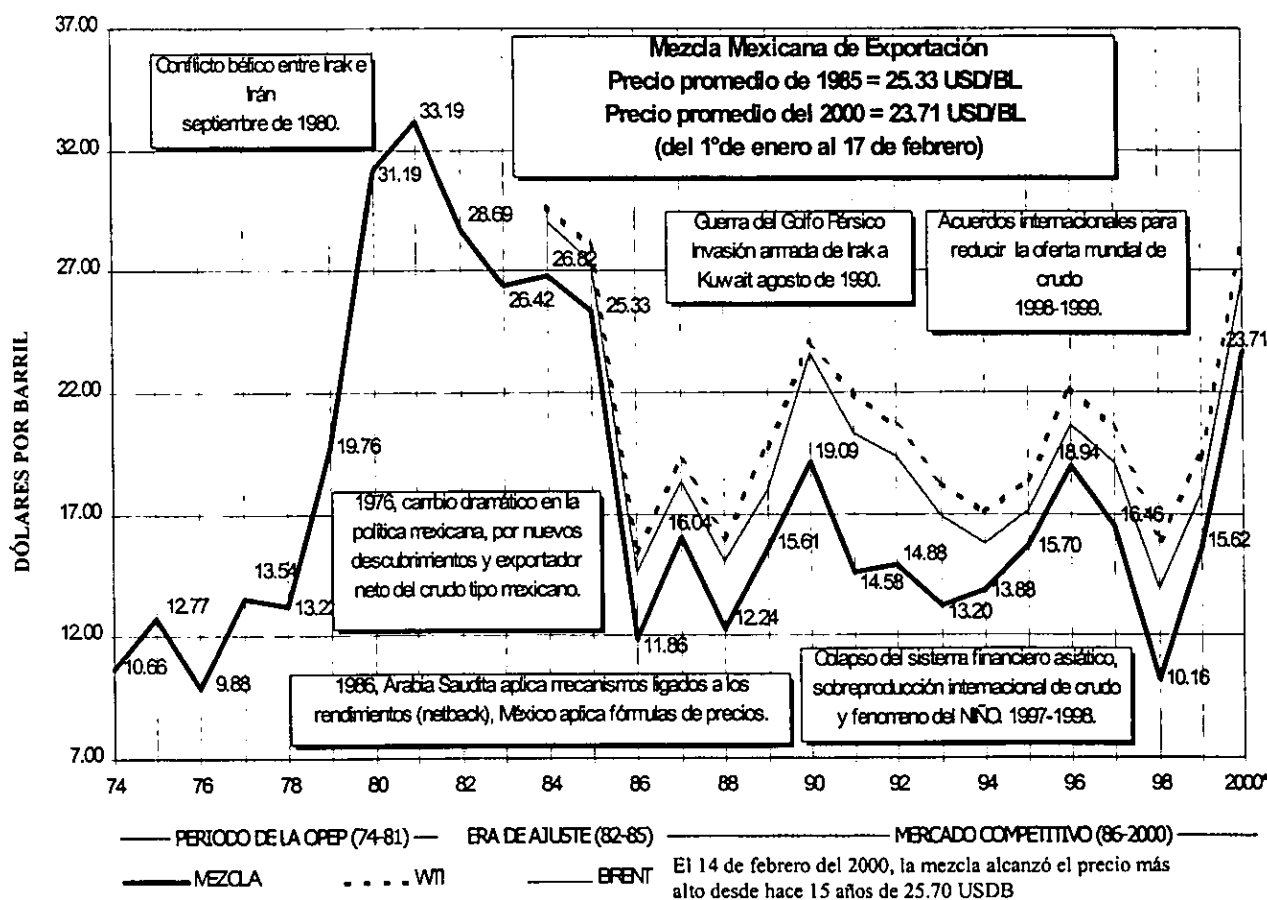
Estos niveles de amplia oferta mundial condujeron al mercado a una guerra de precios, donde el precio promedio del crudo Brent del Mar del Norte, se debilitó hasta 15.65 USDB. Al estallar la guerra (Irak-Kuwait) del Golfo Pérsico en agosto, el precio del Brent se disparó al alza (en un mes 9.14 USDB) para ubicarse a 26.53 USDB, su nivel más alto promedio mensual del año llegó a 39.33 USD/BL y el de la mezcla mexicana alcanzó los 29.15 USDB.

En 1994, el precio de la mezcla mexicana de petróleo crudo llegó a 11.31 USDB, el nivel más bajo de los últimos 4 años. Las causas principales de esta situación fueron la oferta excedente de crudo, la posibilidad de que Irak regresara al mercado y la poca efectividad de la OPEP para defender los precios del petróleo.

En 1995, una huelga del sector petrolero brasileño redujo de manera significativa los inventarios de gasolina y destilados de los mercados Norteamericanos y europeos otorgando soporte a los precios.

Al inicio de 1996, los precios de los principales crudos marcadores se mostraron relativamente bajos, pero a partir de marzo los precios iniciaron su recuperación, por una parte de debió a clima muy frío, a la larga duración del invierno, y a la alta demanda de gasolina. En esos momentos los precios llegaron a los niveles más altos de los últimos 5 años: el crudo Brent alcanzó los 24.16 USD/BL, y el precio de la mezcla mexicana alcanzó los 22.18 USDB, en octubre de ese año.

DATOS HISTÓRICOS DE LOS PRECIOS PONDERADOS DE LA MEZCLA DE CRUDO DE EXPORTACIÓN Y MARCADORES WTI, BREND, 1974-1999



Fuente: PEP, PEMEX. Precios en USD corrientes

Período 1997-1998

En el primer trimestre de 1997, la mezcla mexicana del petróleo crudo de exportación cerró en 1.59 USDB por encima de 1996, para alcanzar un precio promedio de 18.49 USDB. Debido principalmente a la incertidumbre sobre el balance entre oferta y demanda. Los mantenimientos en las refinerías, el crecimiento de los inventarios a nivel mundial y algunas especulaciones en torno a Irak y Rusia, fueron dirigidas a bajar las cotizaciones del mercado petrolero internacional.

Durante el segundo trimestre de 1997, la mezcla mexicana del petróleo crudo de exportación se ubicó en 2.05 USDB por debajo de 1996, para colocarse en un valor promedio de 15.88 USDB. Debido a una sobreoferta de crudo en la Cuenca del Atlántico y aumentos en la producción de crudo de América Latina y del Mar del Norte entre otros.

Para el tercer trimestre de 1997, la mezcla mexicana del petróleo crudo de exportación se ubicó en 13.09 USDB por debajo de 1996, para posicionarse en un precio promedio de 16.02 USDB. Debido a problemas técnicos en los campos del Mar del Norte; por ataques a oleoductos en Colombia, y por menores corridas de refinación e importaciones por problemas en algunas plantas (tipo FCC) productoras de gasolina.

En el cuarto trimestre de 1997, la mezcla mexicana del crudo de exportación cerró en 6.17 USDB por debajo del año anterior para situarse en 15.42 USDB. Lo anterior, debido a: 1) la inquietud por los problemas del sistema financiero asiático, colocando al crudo marcador West Texas Intermediate (WTI) en 19.88 USDB; 2) el 27 de octubre estalla el "Efecto Dragón"; 3) Irak expulsa a los inspectores de la ONU; 4) el 11 de noviembre, Estados Unidos de Norteamérica anuncia a la ONU un ataque a Irak, ubicando el precio del WTI en 20.52 USDB; 5) El 24 de noviembre de 1997, quiebra el Yamaichi (cuarto banco de inversiones de Japón), colocando al WTI, en 19.49 USDB; en este mismo mes la OPEP acuerda en Viena, subir sus cuotas de producción de crudo, hecho que tres meses después desplomaría el precio internacional casi 6.00 USDB; 6) En diciembre el Bank of Tokio/Mitsubishi, sufre las pérdidas más fuertes en seis meses, y coloca el precio del WTI en 17.64 USDB; 7) El 21 de diciembre Irak logra el acuerdo de intercambio de alimentos por petróleo. La mezcla mexicana cierra el mes de diciembre a 13.41 USDB.

Para el primer trimestre de 1998, el precio promedio, al 13 de marzo, de la mezcla mexicana de petróleo crudo de exportación, cierra a 7.77 USDB por debajo de su similar de 1997, para situarse en 10.73 USDB, debido principalmente a: 1) El anuncio de Estados Unidos de Norteamérica de estar dispuesto a atacar Bagdad, ubicando el precio del WTI en 17.21 USDB, 2) El 18 de febrero se alcanza el precio más bajo en cuatro años (WTI 16.28 USDB), 3) El 23 de febrero se lleva a cabo un acuerdo entre la ONU, Irak y Estados Unidos de Norteamérica, colocando el precio del WTI en 15.26 USDB, 4) El 9 de Marzo se agudiza el acuerdo (entre Venezuela y Arabia Saudita) al interior de la OPEP sobre los límites de producción ubicando el precio del WTI en 14.49 USDB, 5) después de todo lo anterior el 13 de marzo se presenta el precio más bajo de 10 años (WTI 14.19 USDB) y la mezcla mexicana se ubica en 8.72 USDB. Por su parte el crudo Maya se desploma a 7.05 USDB.

Los principales factores que explicaron las grandes pérdidas en el precio del petróleo crudo y continuaron deprimiendo a éste, se debieron a:

- El colapso de la demanda en Asia (compras limitadas a compromisos contractuales)
- Menor demanda de heating oil en lo que queda del invierno en la Cuenca del Atlántico como consecuencia del efecto climatológico conocido como “El Niño”.
- Excesiva oferta esperada de crudo, como reflejo de cuotas más altas de la OPEP y crecimiento en la producción de países independientes.
- El aumento potencial de las exportaciones de crudo iraquí para ayuda humanitaria (5.2 mil millones de USD equivalentes en crudo cada seis meses).
- Los desacuerdos y acusaciones recíprocas entre Arabia Saudita y Venezuela sobre los temas de sobreproducción. Puede citarse el caso del Ministro de Energía de Venezuela, quien comentó que no aceptaría una invitación de la OPEP para atender una reunión de emergencia a fines de marzo, a menos que se realizara un acuerdo para reducir la oferta de los países productores OPEP y no-OPEP.

Todo lo anterior, parecía indicar que ante la evidente sobreoferta de crudo y la falta de demanda de petrolíferos, la recuperación de los precios internacionales del petróleo crudo solo podría lograrse, mediante el acuerdo concertado para reducir la producción (oferta) de crudos de los países OPEP y no-OPEP (bloque en el que se sitúan países del Mar del Norte, Rusia, China, Estados Unidos de Norteamérica, Canadá, Colombia, y México entre otros). Cabe mencionar que el 16 de marzo de 1998 el precio del Maya se ubicó en 6.59 USDB y la mezcla en 8.17 USDB. Sin embargo, el 18 de marzo de 1998, 60 aniversario de la expropiación petrolera, hubo dos eventos relevantes :

- Venezuela solicitó un acuerdo entre todos los productores de petróleo, OPEP y no-OPEP, con el objetivo de recortar la producción mundial de crudo.
- Por otra parte, el Director General de Pemex Lic. Adrián Lajous Vargas, hizo un llamado a los países productores para hacer frente al desplome de los precios del petróleo crudo, enfatizando que es tiempo para los productores de crudo de moderar la oferta, producción con fines de exportación.

Después de darse a conocer este acuerdo, el WTI cerró 0.83 USDB al alza para colocarse en 14.15 USDB; el Brent subió 0.76 USDB para cerrar en 12.08 USDB; y la mezcla mexicana de crudo de exportación, ganó 0.57 USDB. El 19 de marzo, el mercado de futuros de New York (NYMEX) abrió en 0.10 USDB a la baja, pero se recuperó hasta el momento con substanciales ganancias, impulsado por la noticia de que el Secretario de Energía de México Luis Téllez Kuenzler, viajaría a Zurich (Suiza), para entrevistarse con ministros de países productores europeos y del Medio Oriente, con la intención de concretar acuerdos que apoyen el fortalecimiento de los precios internacionales de petróleo crudo.

Ante la desesperación del mercado por la dramática caída de los precios, el 22 de marzo tuvo lugar la noticia más importante del período, la del acuerdo entre productores de la OPEP y no-OPEP, conocido como el Pacto de Riyadh. Dicho pacto, logrado originalmente gracias a los esfuerzos de negociación entre México, Arabia Saudita y Venezuela, planteaba que la oferta mundial disminuyera aproximadamente 1.5 MMBD, de acuerdo a los compromisos anunciados hasta ese momento. Debido a la naturaleza sorpresiva de la noticia, los precios registraron mejorías inmediatas de dos dólares el 23 de Marzo. La decisión de los países productores detuvo, al menos temporalmente, la caída de los precios, que alcanzaba ya niveles altamente preocupantes.

En cuanto a los recortes de la producción mundial, a las promesas ya conocidas de recortes se unieron países como Rusia, que se comprometió con una disminución de 61 MBD, a partir de junio. La cifra, sin embargo, era menor de los 100 MBD esperados y se piensa que la decisión fue motivada por problemas políticos con Letonia y por razones operativas (al igual que China), y no necesariamente por la voluntad política de ejercer disciplina de producción. En el caso de la participación de Noruega en el esfuerzo concertado para sostener los precios, el parlamento de dicho país aprobó una disminución de 3% (100 MBD) en la producción, una vez que los recortes de Riyadh se confirmaran en la oferta global de abril de 1998.

El 24 de junio tuvo lugar en Viena la reunión ministerial de la OPEP. Esta reunión presentó a los productores una vez más la oportunidad de anunciar un recorte de producción que pudiera representar un soporte para los precios del crudo (este recorte sería de 500 MBD). En esta reunión, representantes de países independiente a la OPEP (México y Rusia), apoyaron un recorte a la oferta, ya que ayudaría a elevar los precios o por lo menos a detener su deterioro. Por otra parte, el plan de distribución iraquí contemplaba ventas de crudo de hasta 4 mil millones de dólares, a pesar de que la ONU aprobó en febrero la realización de ventas equivalentes a 55.2 mil millones de dólares. El Ministro de Relaciones Exteriores de Irak declaró que exportaría el equivalente a 3 mil millones de dólares en los siguientes seis meses (1.3 o 1.4 MMBD). Por otra parte, existía una alta demanda de combustóleo, debido al cierre de algunas hidroeléctricas derivada de grandes sequías a nivel mundial.

Durante el mes de junio, acontecieron varios eventos relevantes que afectaron al mercado de los hidrocarburos, los elevados niveles de inventarios de crudo y productos mantuvieron los precios deprimidos y causaron preocupación en la industria. Grandes volúmenes de crudo de Europa y Sudáfrica llegaron a Estados Unidos con lo que aumentaron los inventarios a niveles no observados en los últimos cinco años. En Estados Unidos los crudos dulces domésticos continuaron presionados debido a los altos niveles de inventarios provocando una saturación en los oleoductos. Además, el exceso de crudo alcanzó niveles tales que se comenzaron a fletar barcos para almacenamiento flotante. Por otra parte, el 24 de junio en Viena en la reunión ministerial de la OPEP, se anunció un recorte de producción de 2.6 MMBD*, y el objetivo de la producción sería de 24.387 MMBD (excluyendo la producción iraquí, de 2.0 MMBD).

* Incluye el primer recorte de marzo en Riyadh 1,245 MBD; y el segundo recorte del 4 de junio en Amsterdam 1,355 MBD.

Considerando los recortes de los países independientes (257 MBD)^{*}, se esperaba que la producción mundial disminuyera en al menos 3.0 MMBD comparado con los niveles que se tenían en febrero de ese mismo año. Resultó interesante, considerar los siguientes puntos como resultado de los acuerdos: 1) el primer acuerdo logró prácticamente el regreso a las cuotas de la OPEP previas a noviembre de 1997; 2) Arabia Saudita y Venezuela contribuyeron al acuerdo del recorte con proporciones mayores que el resto de los países de la OPEP; 3) a pesar de las presiones, México realizó un recorte adicional manteniendo su compromiso de recortar 200 MBD a sus exportaciones; 4) la participación de Arabia Saudita, Venezuela y México fue fundamental, ya que son los principales proveedores del mercado Norteamericano; 5) Indonesia y Nigeria viven crisis internas económicas y políticas, por lo cual es improbable que cumplan los recortes en su totalidad.

En el mes de julio, la saturación de los inventarios en la Cuenca del Atlántico, tanto de crudo como de productos, ejercieron tal presión en los precios, que a pesar de que éstos se encontraron por arriba del promedio del mes anterior, no lograron repuntar como se esperaba. Sin lugar a duda, la reducción en la oferta por los compromisos de Riyadh y Viena se empezó a sentir en el mercado. A principios del mes, los precios bajos del Brent Dated y el Contango del mercado, abrieron el arbitraje con Estados Unidos, con lo que se dio un apreciable flujo de cargamentos hacia América. Sin embargo muchos de los cargamentos del Mar del Norte y de crudos africanos tuvieron que ponerse en almacenamiento flotante ante la falta de almacenamiento disponible en el saturado mercado americano.

Por otra parte, en Colombia, la producción del crudo Caño Limón se vio afectada por el constante ataque de las guerrillas a los oleoductos. En Africa, la situación política de Nigeria empezó a reflejar un clima de aparente estabilidad. En cuanto a Japón, siguió generando preocupación. En la actualidad, los proveedores de crudo y productos en Asia estuvieron pendientes de las líneas de crédito extendidas a compañías comercializadoras japonesas, ante la dudosa credibilidad crediticia de los bancos de este país.

^{*} México 200 MBD, Omán 20 MBD y Rusia 37 MBD.

Durante el mes de agosto de 1998, la debilidad de los factores fundamentales del mercado internacional del petróleo presionaron negativamente la cotización de los principales crudos marcadores. Aunque existieron noticias que pudieron haber tenido un impacto positivo en el mercado, tales como la reducción en las exportaciones nigerianas, el cierre de refinerías de plataformas por tormentas y huracanes en el Golfo de México, o la reducción en la producción de crudo en China por las inundaciones de los campos.

El mercado permaneció básicamente pesimista ante el recrudescimiento de la crisis asiática, los problemas de Rusia, el crecimiento más lento en las economías de la OCDE, la falta de almacenamiento disponible para productos y el deterioro de los márgenes de refinación. El aumento global de los inventarios y de la producción están concentrados principalmente en la Cuenca del Atlántico, por lo que los mercados de Occidente continúan presionados por el excedente de crudo. Por otra parte los Ministros de Energía de Arabia Saudita, México y Venezuela pospusieron la reunión que se tenía programada para el 28 de agosto, ya que consideraron conveniente esperar un poco más para poder realizar un análisis más profundo de los efectos de los recortes en el comportamiento del mercado antes de reunirse.

En el transcurso del mes de septiembre, los principales factores que motivaron al alza del nivel de precios se debieron a: 1) un mayor cumplimiento en los recortes de la producción de los países miembros de la OPEP y algunos países independientes como México; 2) la reunión del 16 de septiembre, entre Arabia Saudita, Katar y Kuwait para insistir en el cumplimiento estricto asumido en Riyadh y Viena, y el 2 de octubre, entre Arabia Saudita, Venezuela (que por el momento no existe la intención de reducir nuevamente la oferta de crudo) y México que prolongó hasta junio de 1999 sus exportaciones reducidas a 1.644 MMBD; 3) las diversas tormentas del Huracán "Georges" que afectaron la Costa del Golfo durante todo el mes; 4) y los problemas en las exportaciones rusas y de Nigeria por problemas económicos.

Por otra parte, el diferencial WTI-Brent se amplió durante las dos primeras semanas de septiembre, para después estrecharse y alcanzar un mínimo de 0.91 USDB. Sin embargo, en promedio, el diferencial se situó en 1.54 USDB, lo que permitió que el arbitraje trasatlántico estuviera abierto casi todo el mes, por lo que varios cargamentos de crudo del Mar del Norte se ofrecieron en la Costa del Golfo.

No obstante lo positivo de la medida, los recortes anunciados plantean los siguientes problemas para su efectiva implantación:

- En el caso de Irán, el monto de la reducción equivaldría, al volumen de su cuota fijada por la OPEP. Que dicho sea de paso, este país no está en posibilidades de alcanzar por problemas técnicos.
- El caso de China es diferente. Su límite se debe a la falta de tanques de almacenamiento y no a medidas políticas.
- El mercado, asimismo, se muestra escéptico ante el compromiso de Venezuela, que como país tiene una historia reciente caracterizada por falta de respeto a sus compromisos de cuotas con la OPEP.
- Cabe mencionar que la mayoría de los recortes tendrán lugar en países miembros de la OPEP; una vez más, el precio del crudo en el futuro próximo, estará íntimamente relacionado con las políticas productoras de estos países.
- En cuanto a Irak, no efectuará ningún recorte de producción, es más, posiblemente se le autorice un pequeño incremento, dado el carácter humanitario de la venta de crudo, controlada por la ONU.

Para la mayoría de los analistas, aventurarse a evaluar el efecto a largo plazo es prematuro, hasta que no se perciba una reducción real en los mercados físicos. Los factores fundamentales continuarán siendo débiles, en vista del descenso esperado de la demanda en la primavera.

No existe ninguna seguridad de que los precios vayan a mejorar como se espera durante todo el año. Se requieren evidencias concretas de las reducciones de producción anunciadas recientemente.

Recortes anunciados por los países exportadores de petróleo, abril de 1998				
Países Exportadores	Producción Actual, MBD	Recortes Anunciados MBD	Producción Esperada MBD	Cuotas de la OPEP MBD
OPEP	26,980	1,245	25,735	27,50000
Arabia Saudita	8,700	300	8,400	8,76053
Venezuela	3,360	200	3,160	2,58326
Irán	3,620	140	3,480	3,94224
Kuwait	2,210	125	2,085	2,19013
Argelia	0,880	50	0,830	0,90850
Emiratos Arabes Unidos	2,450	125	2,325	2,36644
Libia	1,450	80	1,370	1,52214
Nigeria	2,260	125	2,135	2,04230
Katar	0,680	30	0,650	0,41394
Indonesia	1,370	70	1,300	1,45644
no-OPEP				
México	3,420	200	3,320	
Omán	0,900	30	0,870	
Egipto	0,840	30	0,810	
Noruega	3,420	100	3,320	
Rusia	6,140			
Malasia	0,720			
Yemen	0,370	10	0,360	
China		160		
Total	42,590	1,565*	34,415	

Nota: *Se incluye la reducción de 160 MBD recientemente anunciada por China y 100 MBD de Noruega.

Fuente: Gerencia de Enlace Comercial, Pemex.

SITUACIÓN DEL MERCADO ANTES DEL PRIMER ACUERDO PARA REDUCIR LA OFERTA MUNDIAL DE CRUDO

En el último trimestre de 1997, los precios del petróleo crudo en el mercado internacional experimentaron una marcada tendencia a la baja, cayendo el precio de exportación hasta 13.41 dólares por barril en diciembre del mismo año. Los problemas en octubre del sistema financiero asiático, la quiebra del Yamaichi, (cuarto banco de inversiones de Japón) y las pérdidas del Bank of Tokio/Mitsubishi, fueron acontecimientos que redujeron la demanda internacional del petróleo crudo. Por otra parte, en noviembre la OPEP acordó en Viena subir sus cuotas de producción de crudo y en diciembre, Irak logró continuar exportando mediante el Acuerdo de intercambio de petróleo por alimentos.

ESCENARIO POSTERIOR A LOS ACUERDOS DE REDUCCIÓN DE LA OFERTA MUNDIAL DE CRUDO

El primer acuerdo de recortes a la oferta mundial de crudo entre países de la OPEP y países independientes se dio el 22 de marzo de 1998 por la dramática caída de los precios y tuvo lugar en Riyadh. Dicho acuerdo, se logró gracias a los esfuerzos de negociación entre México, Arabia Saudita y Venezuela para disminuir la oferta mundial en 1.5 MMBD. Ante la naturaleza sorpresiva de la noticia, los precios registraron mejorías inmediatas de 2 dólares al día siguiente. La decisión de los países productores detuvo, al menos temporalmente, la caída de los precios del petróleo, que alcanzaba ya niveles altamente preocupantes. El precio de la mezcla mexicana de exportación se ubicó en 9.64 dólares por barril.

ACUERDOS DE RESTRICCIÓN A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO, MBD

PAIS	Producción base nov 97	1er recorte Riyadh mar 98	2° recorte Viena jun 98	3er recorte La Haya mar 99	Total de recortes	Nivel de Producción Actual**	NIVEL DE CUMPLIMIENTO A LOS RECORTES	
							Argus, PIRA Platt's	AIE, MEES PIW
OPEP**	26,960	1,245	1,355	1,720	4,320	22,900	82%	56%
Saudita	8,750	300	425	585	1,310	7,440	87%	75%
Venezuela	3,370	200	325	125	650	2,720	93%	90%
Otros**	14,674	745	605	1,010	2,360	12,740	63%	54%
No-OPEP								
México*	1,845	100	100	125	325	1,520	95%	
Noruega		100						

*Reducción con base a exportaciones

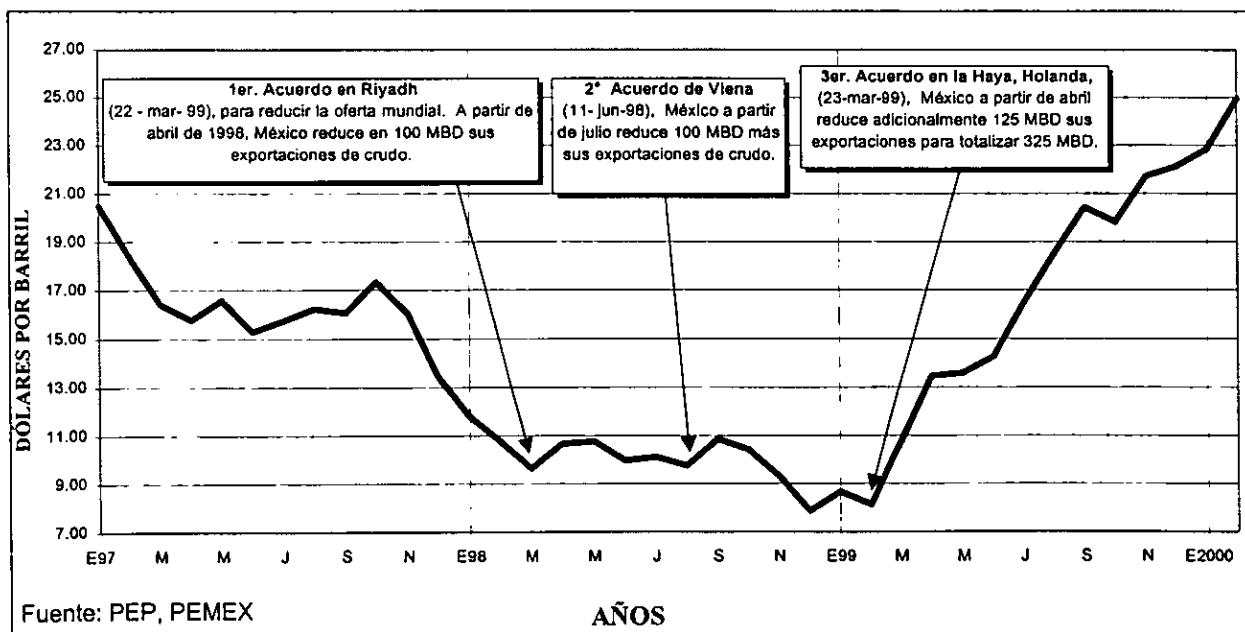
** A partir de marzo de 1999 se consideró una nueva base de producción para Irán de 3.9 MMBD vs 3.62 MMBD.

El 24 de junio de 1998, tuvo lugar en Viena la reunión ministerial de la OPEP, en la que se anunció el segundo acuerdo de recorte a la oferta mundial de crudo para dar un mayor soporte a los precios del petróleo crudo que continuaban bajos (9.96 dólares por barril para la mezcla), debido al colapso de la demanda en Asia que provocó compras limitadas a compromisos contractuales; la menor demanda de heating oil, registradas en el invierno en la Cuenca del Atlántico, como consecuencia del efecto climatológico conocido como "El Niño", y el escaso nivel de cumplimiento del primer acuerdo mantuvieron los precios bajos. Noruega participó en el esfuerzo concertado para sostener los precios, aprobando el parlamento de dicho país, una disminución de 3% (100 MBD) en la producción.

Sin embargo, durante diciembre de 1998, la marcada sobreoferta de crudo en el mercado internacional continuó debilitando la demanda de productos y los precios de la mezcla de exportación (7.87 dólares por barril). La recesión económica mundial y el pesimismo del mercado respecto al persistente desequilibrio entre la oferta y la demanda, continuaron manteniendo bajos los precios del petróleo crudo.

En febrero de 1999, los precios nuevamente se debilitaron debido a una menor demanda de crudo por recortes en las corridas ante los reducidos márgenes de refinación y los mantenimientos programados; no obstante que febrero presentó temperaturas por debajo de las registradas en 1998 y se sintió más frío, esto no fue suficiente para reducir el gran excedente de destilados en la Cuenca del Atlántico.

PRECIOS MENSUALES DE LA MEZCLA DE CRUDO DE EXPORTACIÓN 1997-2000



El tercer acuerdo de reducción de la oferta alcanzado el 11 de marzo en La Haya, Holanda, se confirmó en la reunión de la OPEP en Viena el 23 de marzo, imprimiendo un efecto positivo a los precios. Por otra parte, en diciembre de 1999 las fuertes heladas que se presentaron principalmente en el noreste de los Estados Unidos ayudaron a los refinadores y comercializadores a colocar gran parte de sus inventarios de destilados que tenían acumulados y a su vez la reducción de la producción por mantenimientos en varias refinerías, dieron gran soporte a los precios, fortaleciendo la mezcla hasta 22.12 dólares por barril.

La fortaleza en los precios observados durante 1999, fue un resultado muy positivo de los ajustes a la oferta acordados por México, Arabia Saudita y Venezuela; el acuerdo firmado en Viena tiene vigencia de un año, con el fin de disminuir la producción y la oferta mundial y repercutió en el incremento de los precios. Los resultados del tercer acuerdo, se han reflejado en un mejor balance en la oferta y demanda, en la reducción en los inventarios del petróleo crudo principalmente en Estados Unidos, que aunque se ubicaron levemente por arriba del cierre de 1996, estuvieron por debajo de los últimos diez años.

El año 2000 muestra actualmente un desequilibrio entre la oferta y la demanda puesto que los inventarios del API en petróleo crudo y productos se ubicaron en niveles muy por debajo del año anterior, fortaleciendo aún más los precios; los inventarios del crudo se ubican en 48 MMB, los destilados en 44 MMB y la gasolina en 35 MMB, todas estas cifras por debajo del nivel de inventarios de 1999. Se tiene la expectativa de que en la reunión ministerial de la OPEP del próximo 27 de marzo del presente, los productores opten por la estrategia de mantener estables los precios, dosificando de manera racional el flujo de crudo hacia el mercado, sin embargo, no se descarta la prórroga del pacto de recortes de producción por otros seis meses, que posiblemente mantendrían muy altos los precios del petróleo crudo.

IV. COMERCIALIZACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO MEXICANO

Los crudos marcadores como el WTI, el Brent y el Dubai son en esencia indicadores del comportamiento de las cotizaciones de una región petrolera productora, estas cotizaciones marcan un efecto tanto en los mercados de físicos (precios actuales) como en los mercados de futuros, ejerciendo una presión comercial a medida que van sufriendo cambios en sus cotizaciones, existe una relación muy estrecha entre estos indicadores ya que dependiendo de sus cotizaciones los mercados reaccionan en aspectos comerciales y operativos. El crudo WTI ejerce una influencia comercial en el hemisferio occidental, mientras que el Brent crudo producido en el mar del Norte ejerce un efecto comercial en Europa, por su parte el Dubai marca de manera comercial una influencia en la región del Medio Oriente, de estas cotizaciones se apoyan día a día las cotizaciones comerciales de los crudos producidos en cada región, se puede decir que el mercado petrolero en cuanto a sus cotizaciones se refiere, está regulado en estos tres crudos. Los productores árabes, kuwaities y mexicanos son los únicos que sus términos contractuales se basan en los tres principales indicadores para establecer los precios de sus crudos en los diferentes mercados, esto se deriva de cada productor en cuanto a su política comercial, ya que permite medir la competitividad de los crudos que el mercado petrolero exige.

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 de transporte. El área comercial negociará las condiciones en las que se realizará la operación, bajo las siguientes consideraciones:

- Seguridad en el suministro
- Oportunidad en el suministro
- Precio
- Calidad
- Optimización/Maximización de los ingresos
- Bajos costos de operación
- Bajos riesgos

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

Los *Incoterms* tienen por objetivo, establecer una serie de normas internacionales de carácter facultativo para precisar el exacto sentido de los principales términos utilizados en los contratos de venta en el extranjero. Están destinados a los hombres de negocios que prefieren la certeza de las reglas uniformes a la incertidumbre que producen las múltiples interpretaciones dadas a los mismos términos en diferentes países. Frecuentemente los contratantes ignoran la disparidad que existe entre las costumbres comerciales de sus respectivas naciones. Esta variedad de significados entorpecen los intercambios dando origen a malentendidos, diferencias y conflictos que ocasionan pérdidas de tiempo y dinero.

Con el fin de poner a disposición de los exportadores e importadores un instrumento capaz de eliminar las causas principales de esas dificultades, la Cámara de Comercio Internacional publicó en 1936 un Manual de Reglas Internacionales para interpretar los términos comerciales, conocidos bajo el nombre de *Incoterms* 1936. Posteriormente se consideró necesario revisar la edición original para incorporarle nuevas reglas, de acuerdo a las utilizadas por la mayoría de los comerciantes dedicados a negociar con el extranjero, las revisiones han sido realizadas en los años 1953, 1967, 1976, 1980 y la última en 1990.

Las principales dificultades encontradas por los importadores y exportadores son de tres clases, primeramente la incertidumbre en cuanto a la ley que se debe aplicar al contrato, la escasez de datos y por último, la diversidad de interpretaciones. El empleo de *Incoterms* puede reducir considerablemente estos problemas. Al usar los *Incoterms* en un contrato las partes podrán tener la seguridad de estar definiendo sus respectivas obligaciones, de una forma simple y segura, reduciendo el riesgo y la probabilidad de malos entendidos que puedan originar un conflicto entre las partes, además de que son aplicables para cualquier operación comercial.

Toda disposición de las reglas debe supeditarse a los compromisos adoptados entre las partes en el contrato. Las partes pueden referirse a los *Incoterms* 1956 como base general de su contrato, pero pueden también agruparse o modificarse de acuerdo con las circunstancias o por propia conveniencia. Así, puede ocurrir en algunos casos que el cliente pida a su proveedor mercancía CIF con seguro contra riesgo de guerra, además del seguro de transporte marítimo. En tales circunstancias, el comprador puede especificar "*Incoterms* 1953 CIF más seguro contra riesgos de guerra". El vendedor podrá entonces establecer sus precios sobre estas bases.

Los comerciantes deberán ser muy cuidadosos cuando en sus contratos de venta usen los términos C&F y CIF, como en la expresión “C&F y CIF mercancía retirada de la aduana y derechos de aduana pagados”. El carácter de un contrato puede cambiar radicalmente al añadirse una sola palabra o una letra a las siglas C&F o CIF. Por consiguiente, es más seguro establecer explícitamente en cada contrato las obligaciones y gastos que cada parte debe asumir.

Los comerciantes que adopten las reglas del *Incoterms* en sus contratos, deberán tener en cuenta que las mismas son aplicadas únicamente entre comprador y vendedor y que ninguna de sus cláusulas puede afectar directa o indirectamente sus relaciones con el transportista, las cuales son establecidas en el contrato respectivo. En las reglas se emplea el término “Bill of Lading” para significar el documento o “conocimiento de embarque” emitido por el transportador y que constituye la prueba del contrato de transporte y que la mercancía se cargó a bordo del buque-tanque.

Un “conocimiento” puede ser extendido como “flete pagado” o “flete pagadero en destino”. En el primer caso, el “conocimiento” solo puede obtenerse después de haber pagado el flete. Para poder cobrar la factura, mediante una transferencia bancaria o bien por algún instrumento financiero de garantía (carta de crédito), la parte vendedora deberá presentar aparte del conocimiento de embarque, la siguiente documentación:

- Certificado de origen
- Estado de hechos (reporte de acontecimientos en el transcurso de la carga)
- Reporte de inspección
- Manifiesto de carga
- Documento que ampare el Aviso de listo (Notice of readiness)

Tipos de *Incoterms*

Para precisar el exacto sentido de los principales términos utilizados en los contratos comerciales en los mercados internacionales, estas normas internacionales se han clasificado en cuatro grupos:

Grupo E Mínima obligación para el vendedor ya que éste pone los bienes a disposición del comprador en sus propias instalaciones.
EXW En fábrica (Ex Works).

Grupo F El vendedor entrega los bienes a un transportista señalado por el comprador.

FCA-franco Transportista (Free Carrier).

Grupo C El vendedor contrata el transporte de los bienes pero sin responsabilidad por riesgo de pérdida o daño de los bienes o costos derivados de eventos posteriores a la entrega de los bienes al primer transportista.

CFR-Costo y Flete (Cost and Freight).

CIF-Costo, Seguro y Flete (Cost, Insurance and Freight).

CPT-Transporte pagado hasta (Carriage Paid To) y,

CIP-Transporte y Seguro Pagado hasta (Carriage and Insurance Paid to).

Grupo D El vendedor es responsable de todos los gastos y riesgos para hacer llegar los bienes al país de destino.

DAF-Entrega en Frontera (Delivered At Frontier).

DES-Entrega sobre Buque (Delivered Ex Ship).

DEQ-Entrega en Muelle (Delivered Ex Quay).

DDU-Entrega Derechos no Pagados (Delivered Duty Unpaid y,

DDP-Entrega Derechos Pagados (Delivered Duty Paid).

Obligaciones

Estos *Incoterms* dependiendo del tipo de contrato pactado por ambas partes, estarán sujetos a las siguientes obligaciones:

1. Mercancía, factura y documentos necesarios.
2. Empaque y embalaje .
3. Acarreo (de fábrica al lugar de exportación).
4. Aduana (documento, permisos, requisitos e impuestos).
5. Gastos de exportación (almacenaje, agente aduanal y maniobras).
6. Flete (de lugar de exportación al lugar de importación).
7. Seguros
8. Gastos de importación (maniobras, almacenaje, agentes aduanales).
9. Aduana (permisos, requisitos, impuestos y otros documentos).
10. Acarreo y Seguro (de lugar de importación a planta).
11. Demoras
12. Pagos de la mercancía.

Durante 1997, Pemex Exploración y Producción vendió 2 987.7 MBD de petróleo crudo, cantidad 6% superior a la realizada el año previo. Esta variación se debió al mayor volumen transferido a PMI Comercio internacional (1, 721.2 MBD) para su colocación en el mercado exterior. Pemex Refinación recibió 1 266.5 MBD de petróleo crudo, volumen compuesto por 35.4% de crudo pesado, 62.8% de ligero, y la porción restante de crudo superligero. El volumen de crudo transferido a ese organismo subsidiario para su proceso fue menor en 9.6 MBD al reportado en 1996, pero aumentó la participación del crudo pesado en la composición de la canasta, al pasar de 33.9% en 1996 a 35.4% en el año que se informa.⁽¹⁾

En el período septiembre de 1997-agosto de 1998, las ventas de petróleo crudo de Pemex Exploración y Producción ascendieron a 2 995 MBD, cantidad mayor en 68.2 MBD a la del período similar anterior. El mayor volumen transferido a PMI Comercio Internacional para su colocación en el mercado internacional por 100.8 MBD explica la variación, ya que Pemex Refinación recibió 1238.7 MBD de petróleo crudo, inferior en 32.6 MBD. El volumen vendido a este último organismo subsidiario se integró por 34.30% de crudo pesado, 64% de ligero y 1.7% de crudo superligero.

Petróleos Mexicanos desarrolla en forma permanente una política comercial integral a través de sus organismos subsidiarios en un ambiente de mayor apertura y de mejor servicio al cliente. Así, Pemex Refinación, con base en su Plan de Negocios, se propuso la instrumentación de una política comercial que desarrollará nuevos canales de distribución y optimizará su combinación a efecto de maximizar los ingresos del organismo.

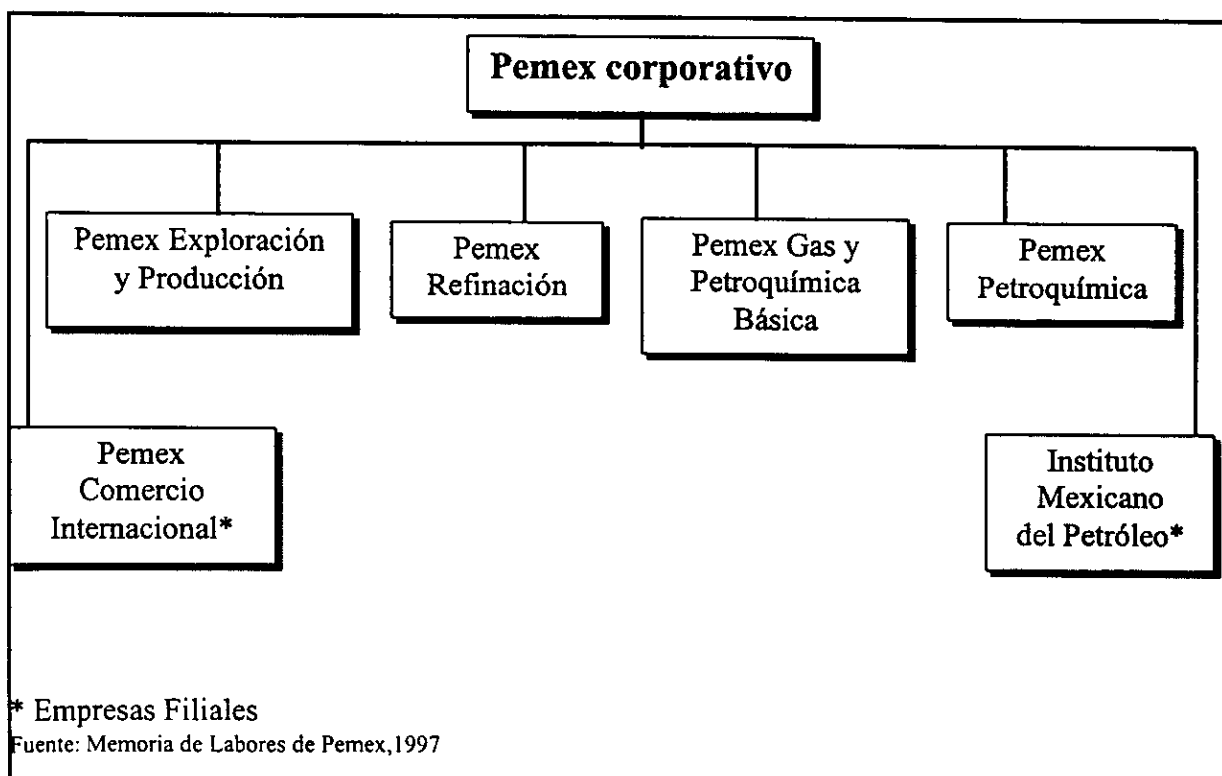
Se determinaron nuevos aumentos a los márgenes de comercialización, para continuar alineándolos con los que se registran en las terminales de almacenamiento y distribución que operan en la Costa Norteamericana del Golfo de México. Ello permite incrementar la rentabilidad de las operaciones comerciales al aumentar la captura económica mínima. Asimismo, se formalizan contratos para el suministro de combustibles a clientes directos, industriales y con distribuidores genéricos y del sector transporte.

⁽¹⁾ Informe de labores de Pemex 1997-1998, Pag. 79, 80, 81.

IV.1 Operación y distribución de petróleo crudo

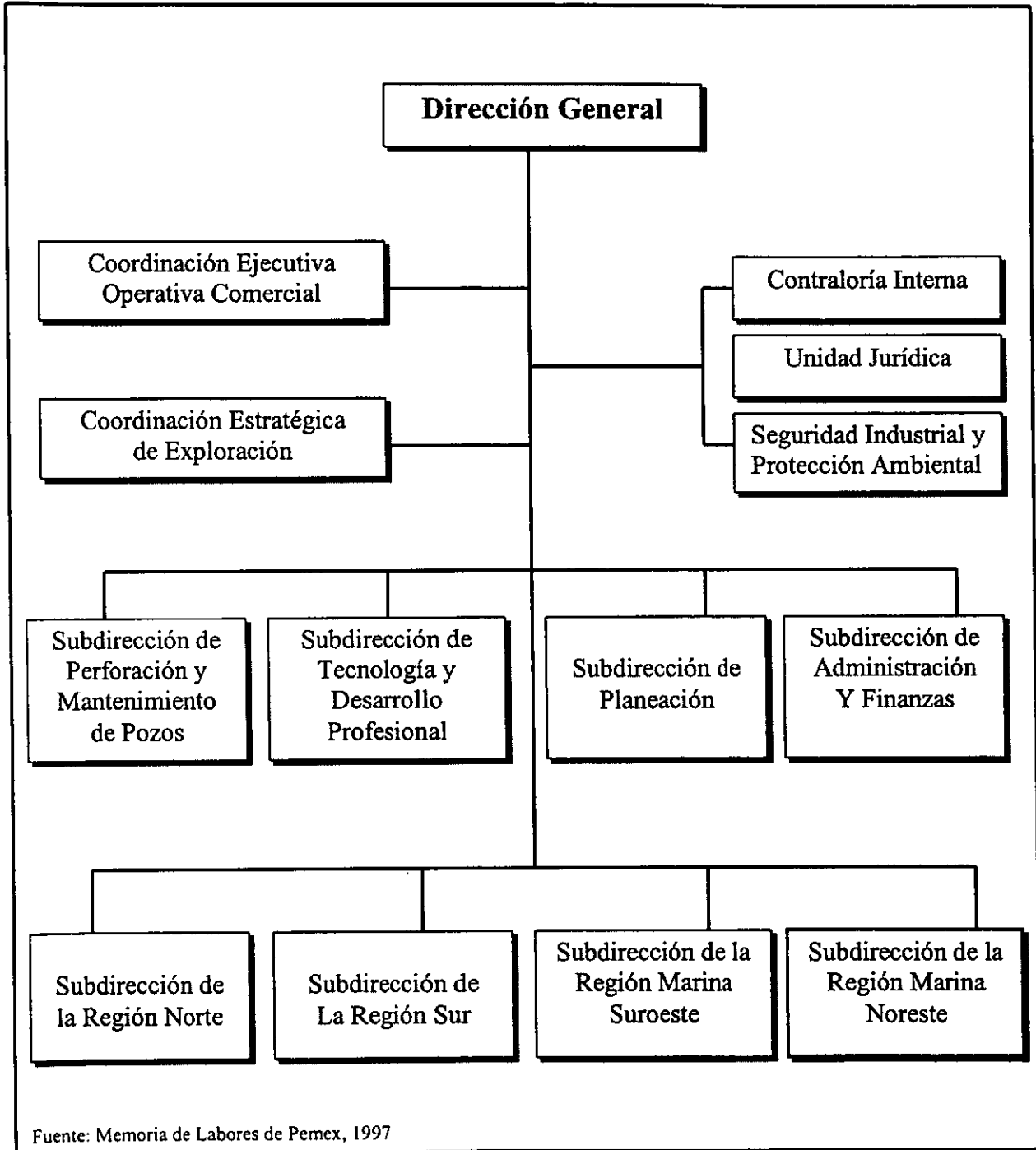
Pemex Exploración y Producción (PEP), es un organismo descentralizado del gobierno federal que fue creado mediante decreto de la Ley orgánica de Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios, emitido por el Congreso de la Unión el 13 de Julio de 1992 con el objeto de explorar y explotar el petróleo y el gas natural, su transporte, almacenamiento en terminales y su comercialización.⁽²⁾

ORGANIGRAMA DE PETRÓLEOS MEXICANOS



⁽²⁾ Programa de inversión de PEP para 1996, Pag. 75, 76.

ORGANIGRAMA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN



IV.1.1 División Regional.

En la presente administración, Pemex Exploración y Producción ha emprendido un proceso de modernización organizacional en congruencia con las directrices del Plan Nacional de Desarrollo y los lineamientos de Petróleos Mexicanos, cuyo propósito fundamental, es maximizar el valor económico de la exploración y explotación de las reservas de hidrocarburos de la nación.

Las actividades de Pemex Exploración y Producción que estaban ubicadas en tres Regiones, la Norte, la Sur y Marina, cuentan a partir del día 2 de enero de 1996, con una nueva región, la Marina Noreste, que comprende la Sonda de Campeche; la Región Marina Suroeste abarca una franja costera de los Estados de Campeche y Tabasco, la Región Norte comprende, desde la frontera con los Estados Unidos, hasta el río Papaloapan y la Región Sur, cubre el resto de la extensión continental del país. La sede se encuentra en la ciudad de México, D. F.

El beneficio principal esperado de la nueva Región, es la concentración de la atención en el diseño de explotación de cada yacimiento, con el fin de maximizar el volumen de hidrocarburos extraídos del subsuelo.

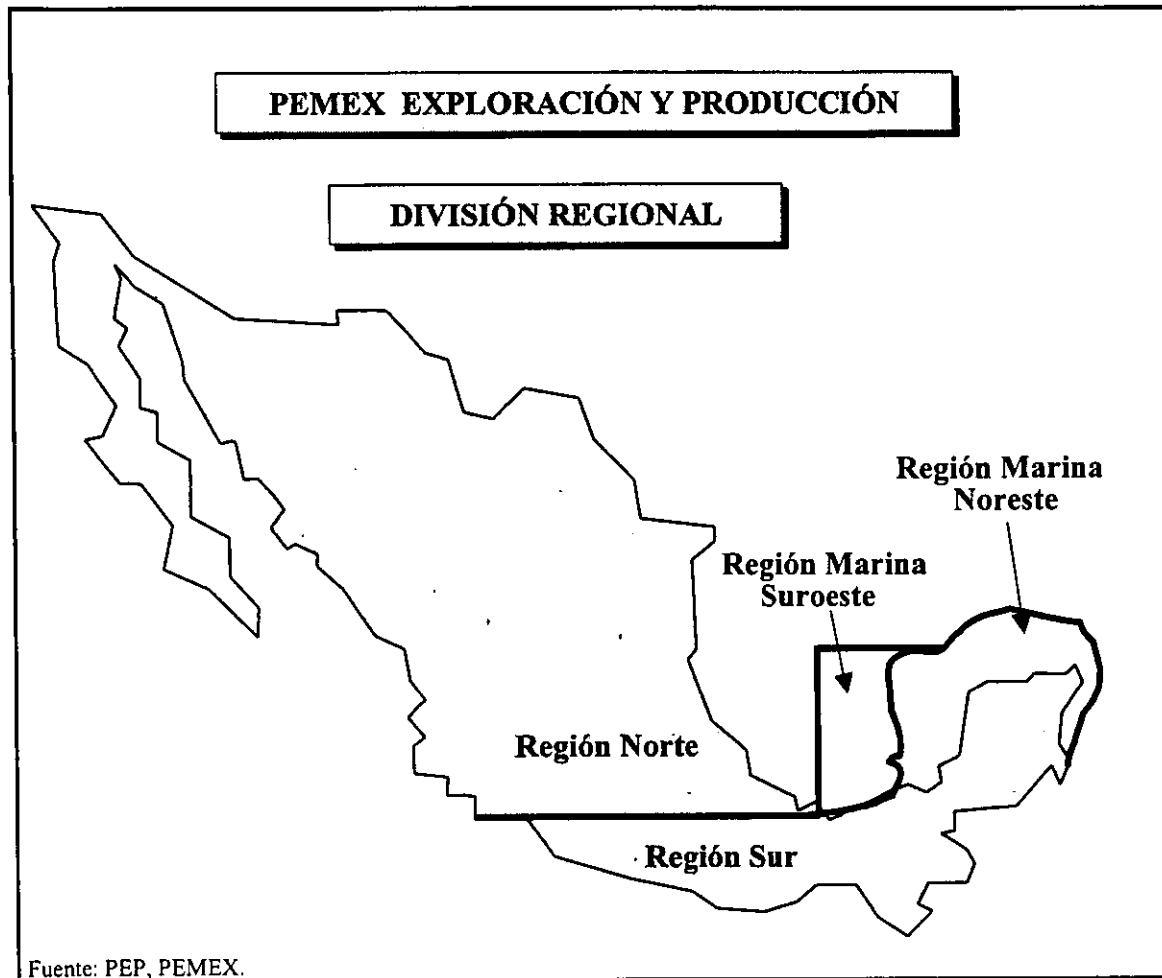
Actualmente la sede lleva a cabo el proceso de descentralizar y desconcentrar hacia las Regiones, las funciones y recursos de la exploración, la perforación, la producción, y los servicios técnicos.

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR REGIONES 1997-1998

<i>Concepto</i>	<i>sept.96/ago.97</i>	<i>Sept.97/ago.98</i>	<i>Var. %</i>
Petróleo crudo (MBD)	2 951.3	3 106.0	5.2
Pesado	1 481.8	1 684.2	13.7
Ligero	894.8	854.5	-4.5
Superligero	574.7	567.3	-1.3
Región Marina Noreste	1 457.5	1 660.2	13.9
Región Marina Suroeste	769.4	726.5	-5.6
Región Sur	627.7	624.5	-0.5
Región Norte	96.7	94.8	-2.0

Fuente: Informe de Labores 1997-1998, Pemex.

En el mapa siguiente, se muestra la distribución de las cuatro regiones que integran Pemex-Exploración y Producción.⁽³⁾



La parte Sureste en el Golfo de México y las riveras de Tabasco y Campeche, son muy ricas en petróleo y gas. Es una abundancia que fue descubierta hace apenas un cuarto de siglo; en 20 años aproximadamente se han instalado una serie de plataformas marinas de las que se obtiene mas del 75% del petróleo que se produce en México.

La producción de petróleo en la Sonda de Campeche se obtiene de 9 complejos que comprenden 175 plataformas. El tirante marino va de 40 a 70 m dependiendo de la topografía del lecho marino. Los pozos petroleros alcanzan en esa área hasta 4000 m de profundidad.

⁽³⁾ Programa de inversión en PEP para 1996, Pag. 90.

Durante 1997, la disponibilidad de crudo de Pemex Exploración y Producción ascendió a 3 024.9 MBD integrados por la producción de crudos, naftas y condensados. A refinerías se enviaron 1 072.6 MBD de petróleo crudo, 56.2% de crudo ligero 41.9% de pesado y la producción restante de superligero.

Al Complejo Petroquímico La Cangrejera le fueron enviados 194 MBD, representados casi en su totalidad por crudo ligero; al Centro Petroquímico La Venta 0.3 MBD y a terminales de Exportación se destinaron 1 730.5 MBD. Volumen conformado por 59.3% de crudo pesado 28.1% de crudo superligero y el complemento por crudo ligero. Cabe mencionar que se consideran movimientos de inventarios y diferencias estadísticas en el total de la disponibilidad por 27.5 MBD.

En el período septiembre de 1997 a agosto de 1998, la disponibilidad de crudo fue de 3 108 MBD y se distribuyó de la forma siguiente:⁽⁴⁾

- A refinerías se enviaron 1 121.5 MBD, cantidad que significó el 36.1% de la disponibilidad total de crudo. Este volumen se integró por 56.4% de crudo ligero, 37.9% de pesado y la proporción restante de superligero. Con respecto al período similar el envío a refinerías fue mayor en 5.8%, equivalente a 61.7 MBD.
- Al Complejo Petroquímico La Cangrejera le fue enviado el 6.4% de la disponibilidad total, equivalente a 174 MBD, representando casi en su totalidad por crudo ligero. Este volumen resultó menor en 37.5 MBD con relación al observado en el período similar anterior.
- A las terminales de exportación se destinaron 1 780.2 MBD, volumen conformado por 61.5% de crudo pesado, 26.5% de superligeros y el complemento estuvo compuesto por el crudo tipo ligero.
- La proporción restante, está representada por la transferencia al Centro Petroquímico La Venta, empaque, movimiento de inventarios y diferencias estadísticas.

⁽⁴⁾ Informe de labores de Pemex 1997-1998, Pag. 54, 55.

IV.1.2 Utilidades de PEP

En el tercer trimestre de 1998, las utilidades antes de costos financieros, variación cambiaria y de derechos e impuestos, ascendieron en términos reales a 19 mil 854 millones de pesos, equivalentes a 2 mil 245 millones de dólares.⁽⁵⁾

En los primeros nueve meses de 1998, la utilidad de operación generada ascendió a 65 mil 185 millones de pesos, es decir, 41% inferior a lo previsto en el programa y 46% por debajo del valor alcanzado en el mismo período de 1997. Dicho monto fue equivalente a 7 mil 551 millones de dólares. La disminución de utilidades se explica principalmente por la caída del valor de las ventas. En el tercer trimestre los ingresos ascendieron a 30 mil 15 millones de pesos, equivalentes a 3 mil 366 millones de dólares, 38% menos que lo programado.

En el período de enero a septiembre los ingresos ascendieron a 96 mil 447 millones de pesos, equivalentes a 11 mil 111 millones de dólares. Con respecto a lo programado, los ingresos fueron 31% inferiores por efecto de la disminución de los precios de venta en 29% y de los volúmenes de venta de crudo y gas en 4.2 y 5.6%, respectivamente. Los egresos de operación en el tercer trimestre ascendieron 10 mil 162 millones de pesos, 4% inferior a lo previsto en el programa. De enero a septiembre los egresos de operación incurridos fueron 31 mil 262 millones de pesos, equivalentes a 3 mil 560 millones de dólares y registraron un incremento de 0.9% en relación al programa.

Respecto al valor de 1997, los egresos aumentaron 12% en términos reales, debido al efecto de la incorporación del ISPT en el salario a partir de agosto de 1997, el incremento de las cuotas para declinación de campos y reserva laboral, así como por el impacto de la revaluación del activo fijo sobre la depreciación y amortización.

IV.1.3 Utilidades por región

El efecto de la baja de precios se resintió en mayor medida en la Región Norte, al descender su utilidad de operación en 62% en términos reales, respecto a lo programado. Las Regiones Marinas Noreste, Marina Suroeste y Sur registraron utilidades 49, 34, 30% inferiores a la meta prevista, respectivamente.

⁽⁵⁾ Resultados de Operación y Costos, PEP, Pag. 12.

Medido en pesos constantes, el costo unitario por barril registró un incremento de 4.5% respecto al observado en similar período de 1997. Dicho costo cuantificado en dólares tuvo una variación de 8.1% en relación al del año previo, debido al efecto monetario causado por la brecha inflacionaria entre México y Estados Unidos no reflejada totalmente en la variación del tipo de cambio entre las monedas de ambos países.

La Región Norte, impulsada por el dinamismo de los resultados alcanzados en la Cuenca de Burgos, registró una importante disminución en sus costos, en contraste con lo observado en otras regiones. El precio promedio de la mezcla de crudo durante el período enero a septiembre de 1998 fue de 10.51 USDB, 6.23 dólares menos que en el mismo período de 1997. Es decir, la cotización fue 37.2 % menor a la del año pasado y 3.7% inferior a la que se programó para 1998. El precio promedio de la mezcla de crudo que el organismo vende a PMI para exportación promedió 10.49 USDB.⁽⁶⁾

PEP facturó a PMI para exportación un volumen promedio de 1 743 MBD de crudo, es decir, 122 MBD menos que lo programado como resultado del cumplimiento del acuerdo de México para reducir su oferta internacional: 100 MBD, aplicado a partir de abril y otros 100 MBD más a partir de julio, respecto al promedio del primer trimestre. PEP obtuvo ingresos de 4 mil 989 millones de dólares por ventas a PMI, los cuales fueron 2 mil 880 millones de dólares inferiores a los del programa, debido al efecto combinado de la disminución del precio y menor volumen exportado.

Durante enero-septiembre los ingresos por ventas a Pemex Refinación disminuyeron 32.7% respecto de lo programado, y las compras realizadas a esta subsidiaria fueron 14.7% inferiores. La facturación operativa de PEP a Pemex-Gas y Petroquímica Básica, disminuyó 18.3% respecto de lo previsto en el programa y las compras realizadas a ese organismo se ubicaron 4.9% por debajo del programa.

En resumen:

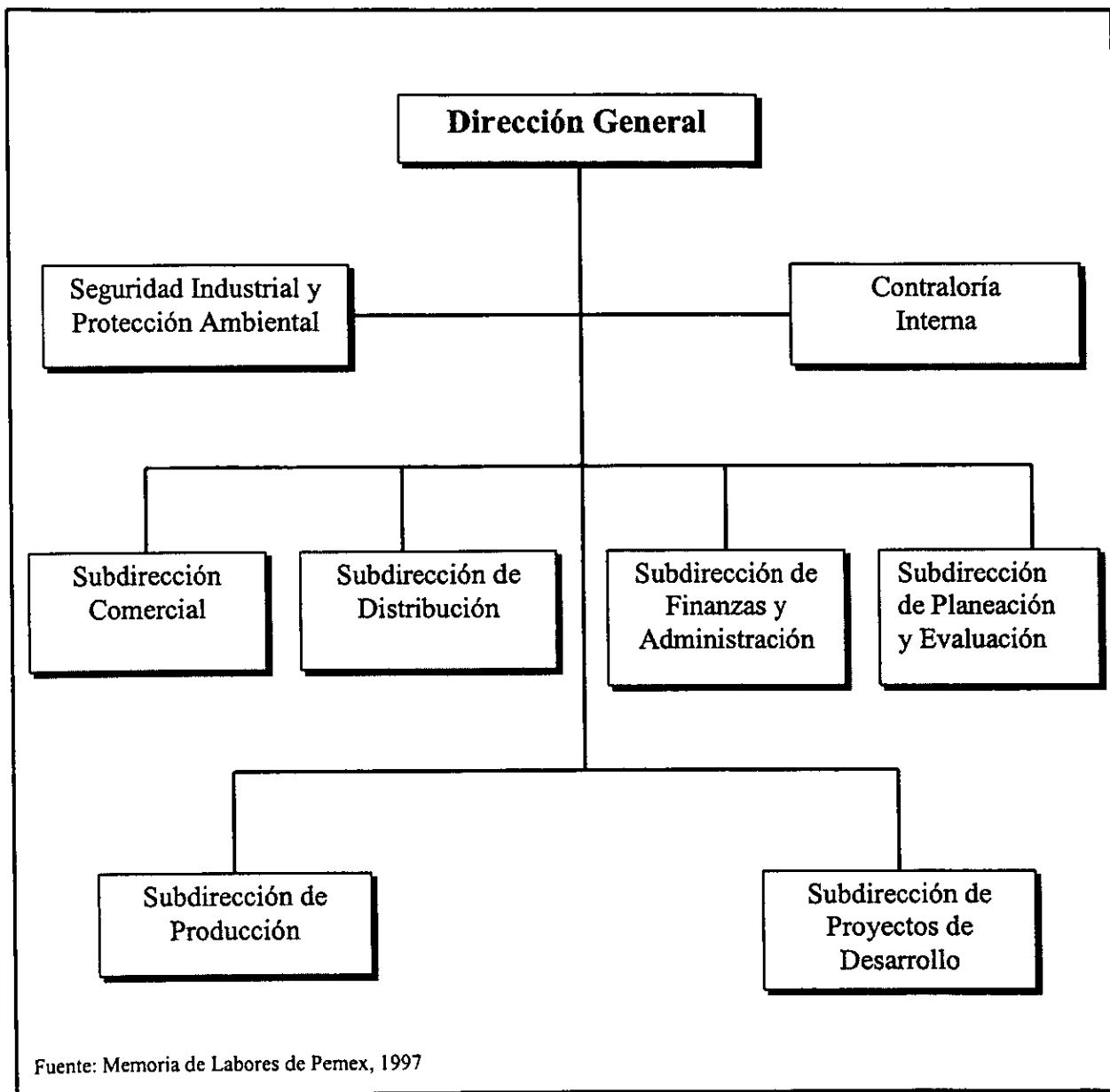
- Las utilidades del tercer trimestre fueron equivalentes a 2 mil 245 millones de dólares. De enero a septiembre ascendieron a 7 mil 551 millones de dólares.
- El costo de producción en el trimestre se ubicó en 2.96 USDB de petróleo crudo equivalente.

⁽⁶⁾ Resultados de Operación y Costos, PEP, Pag. 12.

IV.2 Comercialización con Pemex-Refinación

Las funciones básicas de Pemex Refinación son los procesos industriales de refinación, elaboración de productos petrolíferos y derivados del petróleo, su distribución, almacenamiento y su comercialización.

ORGANIGRAMA DE PEMEX REFINACIÓN



La Subdirección Comercial de Pemex Refinación realiza la planeación, administración y control de la red comercial, así como la suscripción de contratos con inversionistas privados mexicanos para el establecimiento y operación de las redes de servicio integrantes de la franquicia Pemex para atender al mercado de menudeo de combustibles y lubricantes automotrices.

La presencia de Pemex en el mercado se nota al abastecer los combustibles automotrices que demanda la sociedad mexicana. En las estaciones de servicio es donde Pemex interactúa cotidianamente con los clientes, en las miles de operaciones que día a día se realizan a lo largo del país, es ahí donde se encuentran también los retos más amplios y la razón de ser de Pemex Refinación.

Pemex Refinación enfrenta los desafíos que la sociedad le impone, al realizar inversiones e innovaciones para satisfacer al mercado de combustibles automotrices, aumentando la capacidad de respuesta en calidad y variedad de productos.

La red de producción-distribución de Pemex Refinación se constituye de: 6 refinерías que tienen una capacidad nominal de procesamiento de crudo de 1.5 MMBD, una extensa red de ductos para distribución de productos, 78 terminales de almacenamiento y distribución y cinco Gerencias Comerciales de Zona en las que se proporciona información y se atienden directamente las solicitudes de incorporación a la franquicia Pemex.

Las ventas de gasolinas realizadas por la red comercial son en promedio de 492 MBD, de ellos el 91% es gasolina sin plomo y al ritmo que se realiza la sustitución y la mayor conciencia de los consumidores para preservar el medio ambiente hace prever que se adelantará dos años la sustitución total de esta gasolina. Las ventas de diesel para fines automotrices realizada por el sistema son de 218 MBD.

En 1997, Pemex Refinación generó pérdidas por 539 millones de dólares. Si bien los márgenes de refinación se recuperaron en el transcurso del año, no lo hicieron con la suficiente fuerza para compensar otros factores que incidieron sobre los resultados, algunos de ellos de carácter excepcional.⁽⁷⁾

⁽⁷⁾ Memoria de Labores de Pemex, 1997, Pag. 6, 7.

Tanto en la Costa Norteamericana del Golfo de México como en el Sistema Nacional de Refinación, SNR, los precios de los productos en las puertas de las refinerías disminuyeron a un ritmo inferior al de la caída de los precios del crudo, lo que se tradujo en mejores márgenes variables. Sin embargo, el incremento en costos asociados al pasivo laboral, gastos de operación y en el valor de las importaciones ampliaron las pérdidas de esta empresa.

En el transcurso de este mismo año, se aceleró el proceso de sustitución de la gasolina con plomo, logrando su conclusión al término del año. El ritmo de su salida al mercado generó fuertes presiones operativas sobre SNR y redujo substancialmente su flexibilidad operativa. Para lograr el objetivo ambiental y de salud adoptado en esta materia, fue necesario intensificar la importación de gasolina y sus componentes.

Así se exportaron durante el año 67 MBD de gasolinas de bajo octano y gasolinas naturales y se importaron 127 MBD de gasolinas terminadas y componentes de alto octano. De esta manera se cubrió el déficit de octanaje que ocurrió al pasar de la gasolina Nova a la Magna y a la Premium. A su vez, las refinerías aumentaron sensiblemente el número de octanos de la gasolina producida, lo que puso a prueba diversas unidades de proceso.

El renovado dinamismo del mercado de productos petrolíferos reflejó el rápido crecimiento económico y la expansión de la actividad industrial registrados en 1997. El volumen de las ventas internas de productos petrolíferos y de gas natural, aumentó 5.9%. Las ventas de combustibles industriales crecieron 8.4%, las de diesel al 7.6% y las de gasolina al 3.6%. Sobresale el explosivo incremento de más del 10% en las ventas de combustóleo para la generación de energía eléctrica.

IV.2.1 Refinación del petróleo crudo

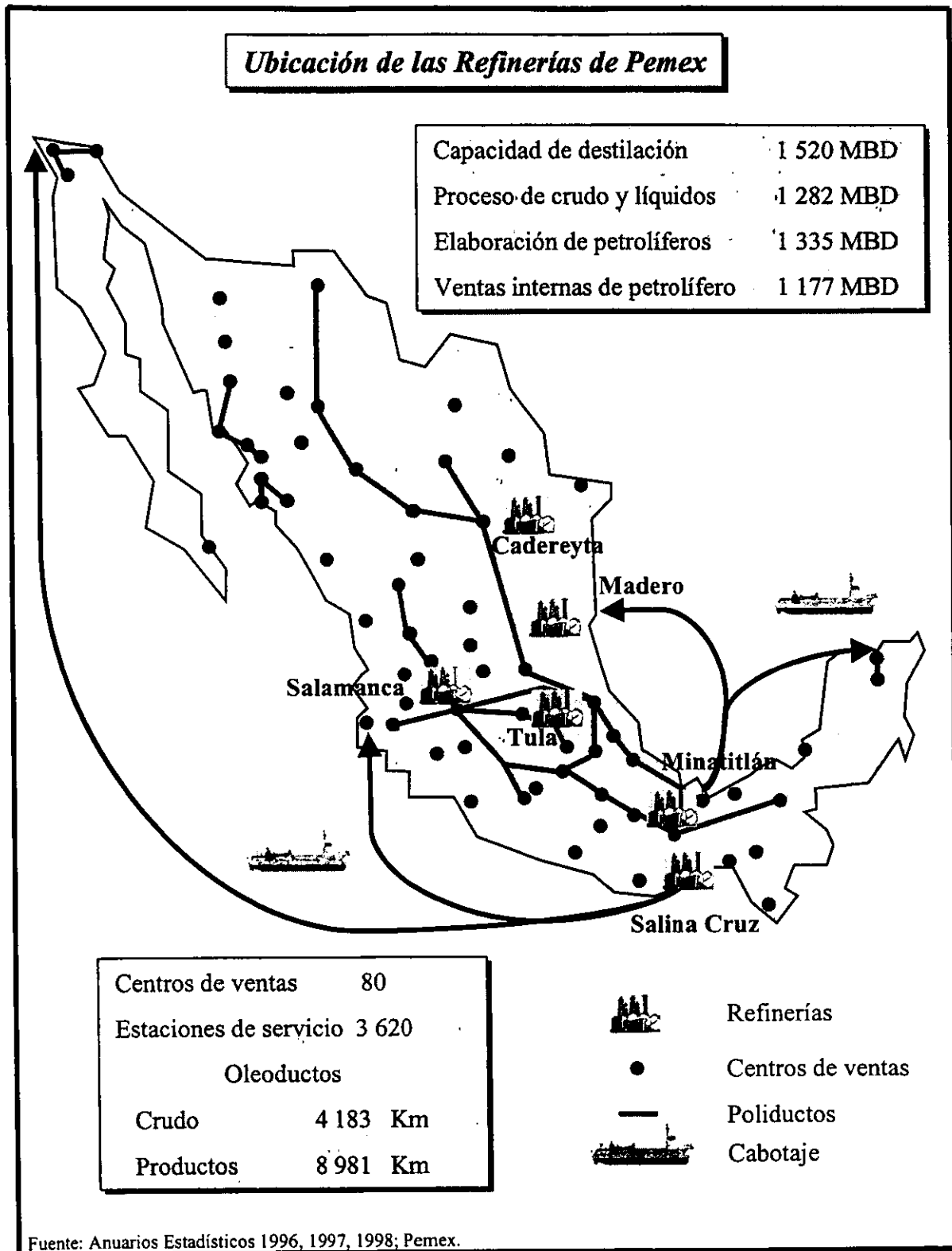
En la refinería, la primera operación a la que se somete el petróleo crudo es la “destilación”, ésta separa el petróleo en “fracciones”, la mayoría de las cuales sufren un tratamiento posterior. La gasolina destilada contiene gran proporción de parafinas de cadena lineal, que producen la detonación cuando se quema en un motor de combustión interna, éste efecto se puede aumentar añadiendo a la gasolina parafinas de cadenas ramificadas e hidrocarburos cíclicos aromáticos, esta operación de mezclado es conocida como *blending*. Para producir estos compuestos cíclicos y ramificados se realizan tres procesos que son: el craqueo catalítico, la polimerización y alquilación el reformado. Calentando a temperaturas elevadas los compuestos orgánicos, cuyas moléculas constan de muchos átomos, éstos se descomponen dando compuestos de moléculas más pequeñas. Este proceso, llamado “craqueo catalítico”, es donde se rompen los aceites de alto punto de ebullición y se obtienen compuestos más volátiles, que se pueden añadir a la gasolina.

Para facilitar estos cambios químicos, se utilizan catalizadores, por lo cual el proceso es llamado “craqueo catalítico”. Además de dar compuestos adecuados para la formación de gasolina, también se producen hidrocarburos gaseosos. Estos últimos, que contienen uno, dos, tres o cuatro átomos de carbono por molécula, se obtienen tanto en la etapa de destilación como en las de craqueo catalítico. Algunos de estos compuestos, especialmente los hidrocarburos no saturados, propileno y butileno, se utilizan en reacciones de “polimerización” y alquilación, para obtener hidrocarburos ramificados mayores, que al ser añadidos a la gasolina, le confieren propiedades antidetonantes y elevan su índice de octano. Estos gases son también la materia prima para la industria petroquímica.

Para comprender el proceso de refinación del petróleo crudo, es necesario estudiar las principales plantas de proceso con las cuales se conforma una refinería:

- a) Planta de Destilación (UD) y Alto Vacío (VAC)
- b) Planta de Reformado (REF)
- c) Planta de Fraccionamiento de craqueo catalítico (FCC)
- d) Planta de Coquización (COKER)
- e) Planta de Mezclado (BLENDING)

En el esquema siguiente, se aprecia la ubicación y la distribución de las refinerías, así como los poliductos y centros de distribución que integran el SNR.



Los precios de los productos petrolíferos siguieron muy diversos patrones de comportamiento. Los precios de los combustibles automotrices tendieron a mantenerse constantes en términos reales, mientras que los precios de los combustibles industriales declinaron también significativamente. Los primeros son administrados por las autoridades y están sujetos a impuestos indirectos, mientras que los segundos están vinculados a la evolución de cotizaciones internacionales de referencia.

Durante 1997, Pemex Refinación de acuerdo con su plan de negocios, continuó implantando sus iniciativas estratégicas, a saber:⁽⁸⁾

- Establecimiento de la política comercial. La estrategia comercial adoptada se orientó a abolir la intermediación innecesaria y a otorgar condiciones comparables a los clientes directos. Se determinaron nuevos aumentos a los márgenes de comercialización y se avanzó de manera relevante en el programa de franquicias.
- Planeación de la oferta de productos. Es un factor determinante en el desarrollo del mercado nacional de petrolíferos y su impacto económico es decisivo en la maximización del margen de Pemex Refinación. Con el fin de mejorar la calidad de los productos que se ofrecen al mercado, se llevaron a cabo algunas acciones específicas entre las que destacan: la mayor penetración de la gasolina Pemex Premium y el retiro de la gasolina con plomo, la completa sustitución del diesel desulfurado por Pemex Diesel, y el manejo de grados más limpios de combustóleo.
- Para cerrar los rezagos de la eficiencia operativa de los procesos de operación, distribución y comercialización se propuso el desarrollo e implantación de un programa de mejoramiento del desempeño operativo, bajo el cual se han identificado y puesto en marcha las acciones necesarias para mejorar el desempeño de las refinerías del sistema, de la red de ductos, del transporte marítimo y de los centros de ventas, a fin de minimizar los costos de producción y suministro.

⁽⁸⁾ Memoria de Labores de Pemex, 1997, Pag. 62, 63.

- Además de la mejora independiente de cada una de las áreas que participan en la cadena de producción, distribución y comercialización, la orientación hacia la maximización del valor económico en Pemex Refinación implica una estrecha coordinación entre ellas. Para ello se desarrolló el modelo de operación de suministro de productos petrolíferos, el cual permitió definir los niveles de proceso en cada refinería, la asignación de los tipos de crudo y la logística más adecuada para la distribución de los productos.
- En materia de seguridad industrial y protección ambiental, el organismo se propuso alcanzar niveles internacionales y terminar con los rezagos existentes; con este propósito, se centró la atención en el programa de auditorías integrales y en el cumplimiento de sus recomendaciones.

La balanza comercial desfavorable de la unidad de Pemex Refinación es un problema derivado principalmente del creciente aumento de las importaciones de gasolinas y combustóleos. Con la finalidad de afrontar el desafío de llevar la balanza comercial de Pemex Refinación a un nivel normal y sostenible, se preparó un programa de inversiones de tres años para modernizar la configuración del SNR. Dicho programa comprende la construcción de 42 plantas y la modernización de otras 18. En total, las modificaciones planeadas al SNR resultarán en la producción adicional de 565 MBD de gasolinas para el año 2001.

El desafío para Pemex Refinación es que el procesamiento de crudos pesados en sus refinerías deberá aumentar substancialmente por encima del nivel actual de 36%. La industria petrolera continúa en una fase expansiva, a pesar de la saturación del mercado mundial y los bajos precios bajos del petróleo. La expansión se está dando en términos de inversión en proyectos de producción petrolera, refinación y procesamiento de gas, e incluso en términos de la producción de hidrocarburos.

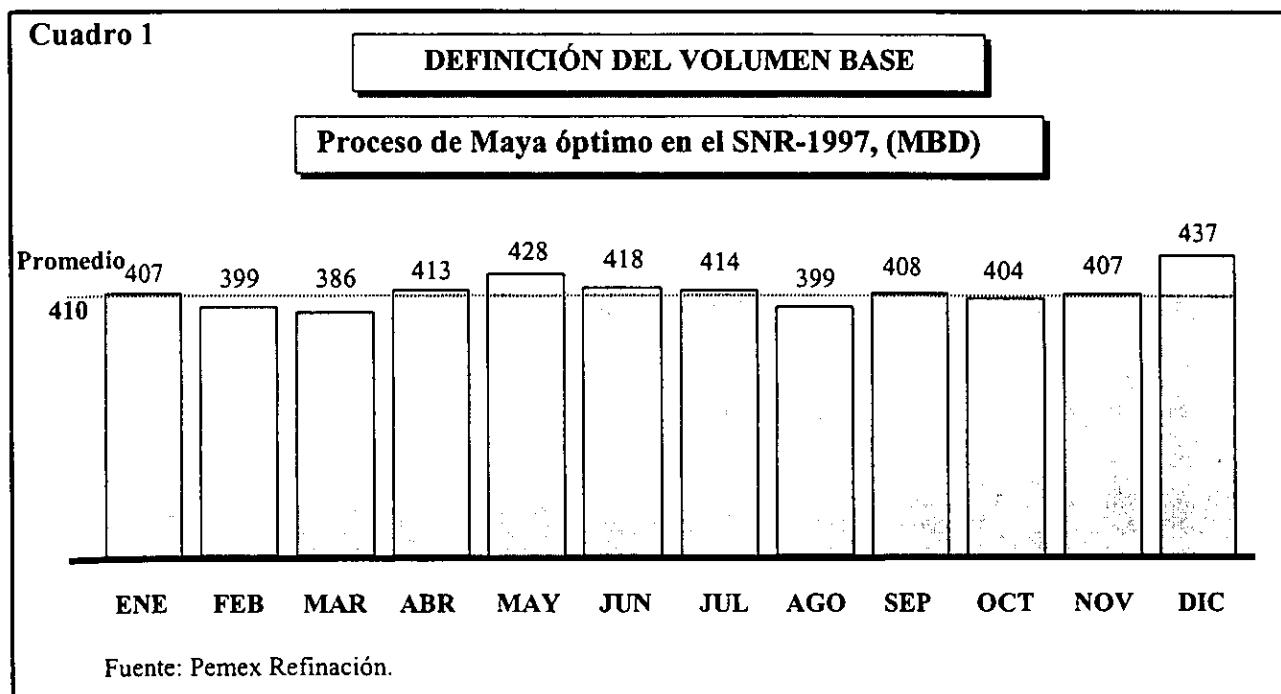
Uno de los objetivos de Pemex era alcanzar una producción de petróleo crudo cercana a 3.2 MMBD a fines de este año. Con el compromiso mexicano de reducir su oferta de petróleo al exterior y la situación de los precios del petróleo, Pemex tendrá que encauzar los 200 MBD hacia sus refinerías, donde se están incrementando los volúmenes reales procesados para satisfacer un dinámico crecimiento de la demanda de petrolíferos en el mercado doméstico, que es del orden del 9% anualmente.⁽⁹⁾

⁽⁹⁾ Petróleo Internacional, Julio-Agosto de 1998, Pag. 26, 27.

IV.2.2 Esquema de incentivos para el mayor proceso de crudo Maya.

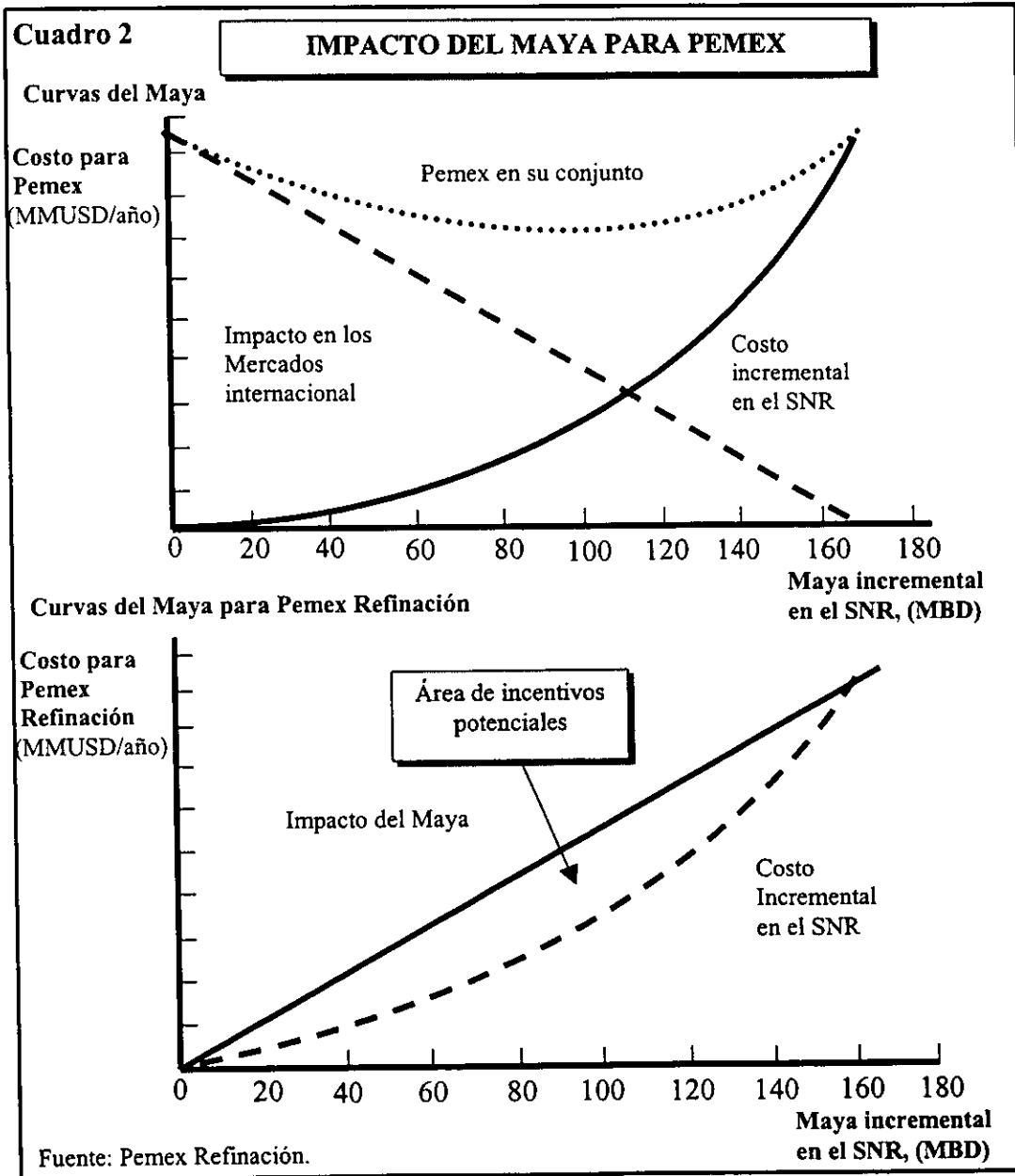
Debido al crecimiento gradual pero continuo de crudo Maya a partir de 1998, es conveniente para Pemex ofrecer un incentivo a Pemex Refinación para que procese mayores volúmenes de crudo Maya y se minimicen los efectos desfavorables de precios en los mercados internacionales de petróleo. La propuesta del incentivo a Pemex Refinación tiene por objeto promover el consumo adicional de crudo Maya. Sin embargo, en todos los casos el costo para el SNR deberá de ser menor al impacto que se obtendría de aumentar las exportaciones de Maya, con lo que se afectarían considerablemente los precios en los mercados internacionales. Las particularidades para la aplicación del incentivo son:⁽¹⁰⁾

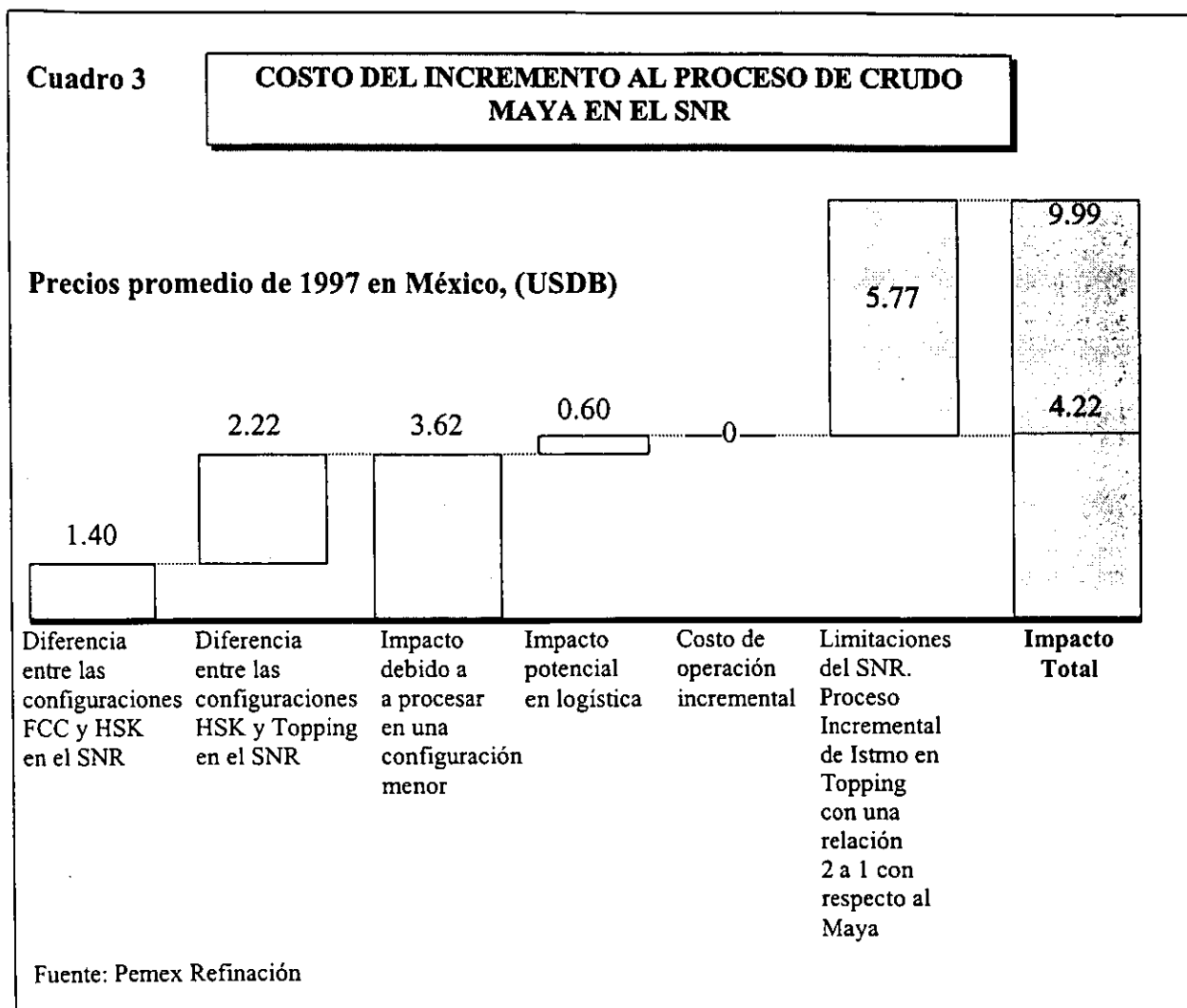
- Se establece un volumen base al cual no se aplica incentivo alguno. Durante 1997, el volumen óptimo de proceso de crudo Maya en el SNR fue de 410 MBD (ver cuadro 1). Entonces, para volúmenes de proceso de hasta 410 MBD no se aplicará ningún incentivo o descuento. Cualquier esfuerzo que realice Pemex Refinación para procesar volúmenes adicionales de Maya se reconocerá como mérito operativo del SNR y por tal motivo el volumen base no será ajustado mensualmente.



⁽¹⁰⁾ Precios de Transferencia de Crudos, Pemex, Abril de 1998.

- El incentivo a Pemex Refinación deberá de estar acotado en el nivel inferior por el incremento de los costos incurridos en el SNR por el proceso adicional de crudo Maya, y en el límite superior por el costo de reducir los precios en los mercados internacionales para colocar mayores volúmenes de crudo Maya (ver cuadro 2). El incentivo propuesto se estimó con base en el costo de procesar Maya para el SNR, comprado en un precio con referencia a la configuración marginal FCC y procesado en una configuración *Topping* (ver cuadro 3). Dados los límites del incentivo, se establece una tabla de incentivos en función del volumen de Maya comprado por Pemex Refinación. El cuadro 4 contiene los incentivos recomendados.





Un incentivo de 4.5 USDB sería suficiente para cubrir el impacto esperado en el SNR, de no requerirse procesar Istmo incremental.

Al saturar las plantas de procesamiento en esquemas de refinación tipo FCC y Coker, los volúmenes adicionales de crudo a proceso tienden a producir una mayor cantidad de combustóleo, en lugar de la producción de destilados ligeros e intermedios, los cuales tienen un mayor valor económico en el mercado, por lo que para mantener los márgenes de refinación, sería necesario una disminución en el precio del crudo.

Cuadro 4

**TABLA DE INCENTIVOS A PEMEX REFINACIÓN
PARA MAYOR CONSUMO DE CRUDO MAYA**

Volúmenes de los segmentos (MBD)					
<i>Inicial</i>	<i>Final</i>	<i>Referencia*</i>	<i>Incremental con respecto al base</i>	<i>Descuento acumulado** \$/Barril</i>	<i>Impacto*** MMUSD/a</i>
0	410				
410.1	435	416.3	6.3	-0.068	-10.3
435.1	460	441.3	31.3	-0.319	-51.4
460.1	485	466.3	56.3	-0.543	-92.5
485.1	510	491.3	81.3	-0.745	-133.5
510.1	535	516.3	106.3	-0.926	-174.6
535.1	560	547.3	131.3	-1.092	-215.7
560.1	585	566.3	156.3	-1.242	-256.7
585.1	610	591.3	181.3	-1.380	-297.8
610.1	635	616.3	206.3	-1.506	-338.8
635.1	Abierto	641.3	231.3	-1.623	-379.9

* Volumen al 25% del Segmento. Este volumen se considera para el cálculo de los descuentos y el impacto

** Descuento acumulado = Volumen incremental con respecto al base. 4.5 entre volumen de referencia.

*** Impacto = Volumen incremental con respecto al base. 450 entre 0.365.

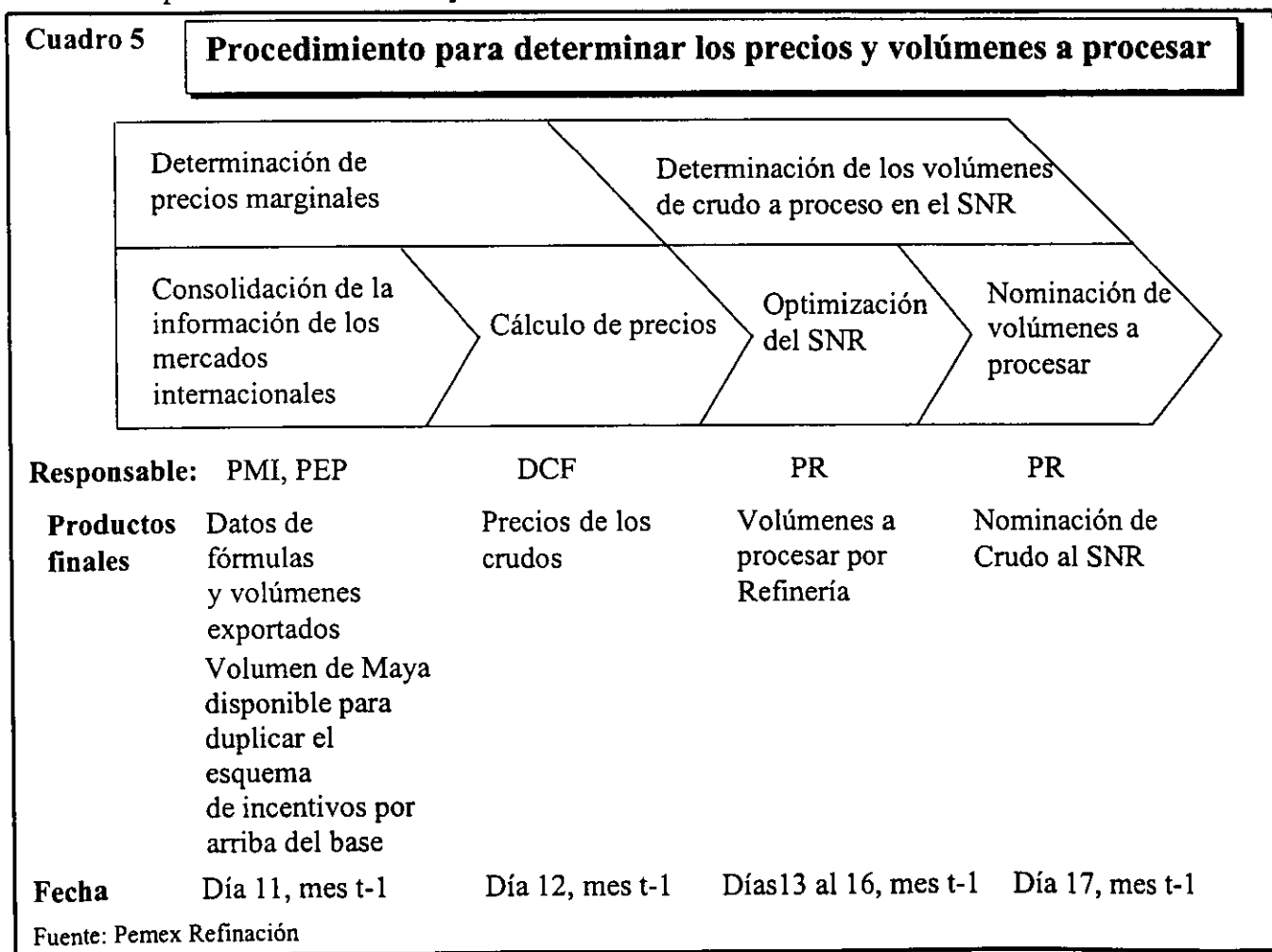
Fuente: Pemex Refinación.

- Los incentivos y el volumen base deberán de ser revisados cada seis meses para asegurar que sean apropiados dadas las condiciones de los mercados internacionales. El volumen base se evaluará considerando el volumen que Pemex Refinación hubiera procesado de no contar con el incentivo de mayor consumo. La DCF será la que determine los ajustes futuros con base en las herramientas e información proporcionada por las áreas.
- El esquema de incentivos del Maya aplicará sólo para las nominaciones mensuales de Pemex Refinación y no para compras adicionales de crudo en el transcurso del mes. En caso de que se ofrezca crudo adicional a Pemex Refinación se considerará como volumen extraordinario, y si por el contrario, Pemex Refinación solicita crudo adicional se aplicará el precio marginal.

IV.2.3 Esquema de coordinación operativa

Con la finalidad de garantizar que las condiciones de los mercados internacionales y que se optimiza a Pemex en su conjunto, es necesario establecer mecanismos de coordinación y transferencia de información entre las partes involuntarias. Es importante considerar las siguientes precisiones operativas.

- Los valores de los incentivos deberán de mantenerse fijos por períodos de seis meses. Sin embargo, dadas las condiciones de los mercados internacionales, se podría dar que para un mes en particular no fuera óptimo para Pemex estimular procesos considerablemente altos de crudo Maya en el SNR. Cada mes, PEP y PMI establecerán la cantidad de crudo Maya disponible a ofrecer a Pemex Refinación aplicando el esquema de incentivos. Pemex Refinación seguirá manteniendo preferencia sobre la nominación de crudo sin incentivo. El Cuadro 5, describe el procedimiento para determinar el precio del crudo Maya con incentivos.



- Pemex Refinación deberá de recibir la oportunidad de adquirir cualquier cargamento extraordinario ofrecido por PEP y PMI para exportación. Pemex Refinación será considerado como un cliente adicional y deberá de responder a PEP y PMI en tiempos y condiciones similares a otros compradores potenciales para el cargamento en cuestión.
- Para el ofrecimiento de los volúmenes extraordinarios a Pemex Refinación se deberá de seguir un procedimiento acordado por las partes.
- Pemex Refinación tiene el compromiso de recibir todo el volumen nominado. Sin embargo, en caso de que por causas imputables a Pemex Refinación, no se recibiera el total del crudo nominado al principio de mes, se hará el ajuste correspondiente de precio promedio del crudo Maya acorde al volumen recibido.
- Es necesario revisar y fortalecer los compromisos establecidos en el contrato de suministro de crudo entre Pemex Exploración y Producción y Pemex Refinación. Se deberán de establecer penas convencionales para ambas partes y que reflejen los costos incurridos por incumplimiento de la contra parte. Los tiempos y procedimientos en los contratos deben ser ajustados para establecer la nominación para el día 17 de cada mes.
- Dados los esquemas de precios e incentivos descritos y con la finalidad de incrementar la flexibilidad operativa de Pemex en su conjunto, es necesario reforzar la participación de PEP en los comités referentes a la venta de crudo tanto en el mercado internacional como doméstico. PEP podría evaluar la conveniencia de ajustar su oferta de crudo ante las condiciones del mercado.

IV.2.4 Aplicación de los mecanismos

Los mecanismos de precios e incentivos se aplicarán en forma retroactiva. Los aspectos relacionados a la aplicación son:⁽¹¹⁾

- El mecanismo de precios marginales para crudos exportables y no exportables será retroactivo a partir del mes de marzo de 1998.

⁽¹¹⁾ Precios de Transferencia de Crudos, Pemex, Abril de 1998.

- El esquema de incentivos del Maya será retroactivo a partir del mes de marzo de 1998.
- En el catálogo de precios interorganismos del mes de mayo se incorporarán los precios y mecanismo de incentivos descritos.
- Durante el mes de mayo se aplicará el proceso de definición de precios y mecanismo de incentivos para calcular los precios del mes de junio.

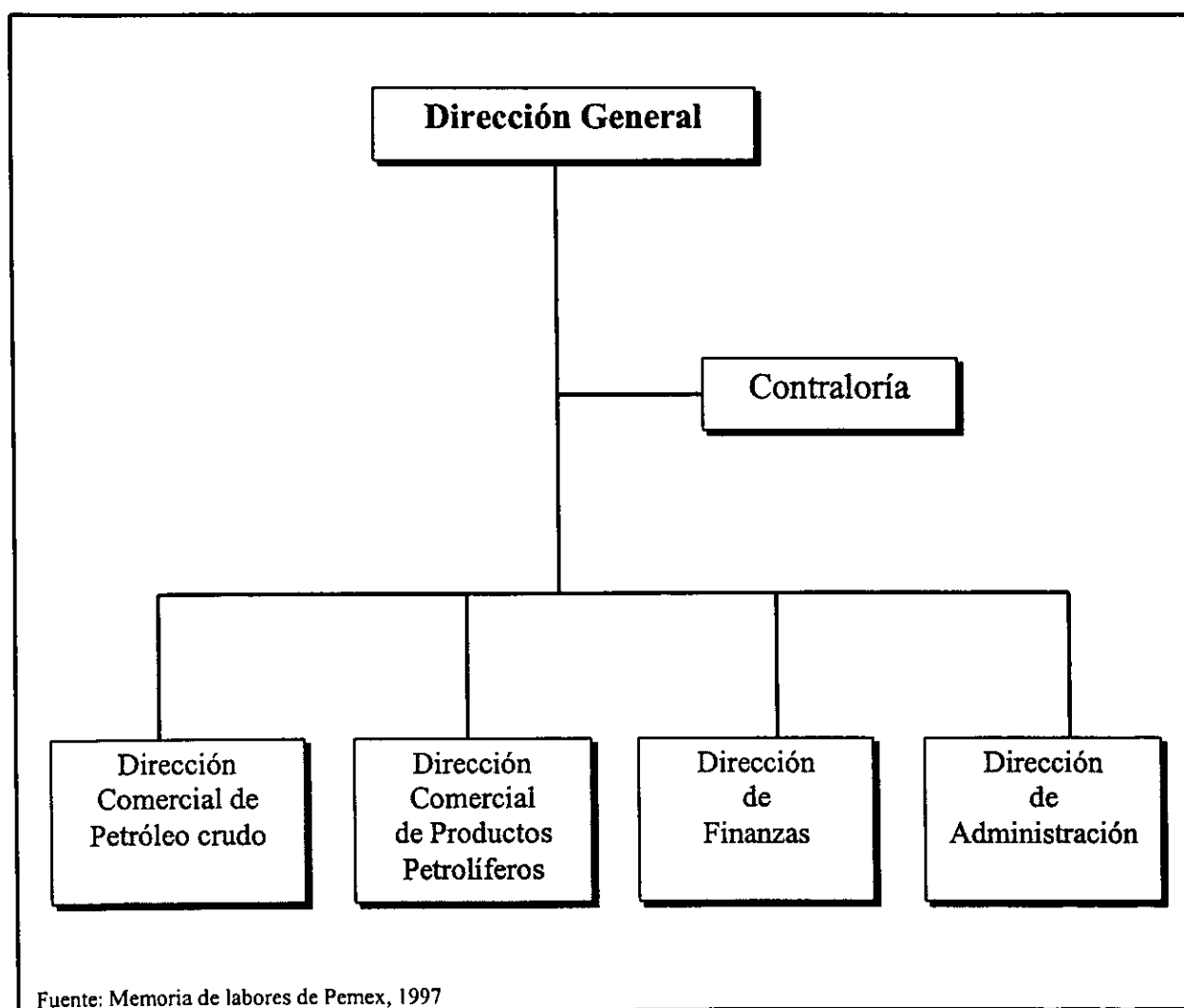
IV.2.5 Justificación del nuevo mecanismo

- Disminución de la oferta de Crudo Maya en el mercado internacional, liberando presión sobre su precio.
- Evitar la venta de cargamentos extraordinarios (distressed cargoes), los cuales ponen en riesgo los volúmenes y precios contractuales.
- Dado que Pemex Refinación es el principal cliente de PEP (mayor que cualquier cliente internacional), se le debe considerar un precio preferencial.
- Debido a la oferta incremental de Crudo Maya a partir de 1998, es conveniente para Pemex ofrecer incentivos a Pemex Refinación para que procese volúmenes adicionales de Crudo Maya, y así se minimicen efectos desfavorables de precios en el mercado petrolero internacional.
- Permitirá programar algunas libranzas oportunamente y evitar la posibilidad de un cierre eventual en la producción.
- Mantener el compromiso de México de disminuir en 200 MBD el volumen de crudo que se vierte al mercado petrolero internacional.

IV.3 Comercialización con PMI Comercio Internacional S.A. de C.V.

En 1989 se crea PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V. como una empresa filial de Pemex destinada a llevar a cabo las operaciones comerciales de los productos y crudos mexicanos a nivel internacional buscando alcanzar entre otros objetivo: transparencia económica, flexibilidad operativa y optimización fiscal.

ORGANIGRAMA DE PEMEX INTERNACIONAL



Originalmente PMI tenía el manejo del 90% de las operaciones de comercio exterior de energéticos de México realizando operaciones comerciales por cuenta y orden de Pemex a cambio de un pago determinado (0.15 USDB para el caso de la comercialización de productos refinados y 0.04 USDB para el caso de la comercialización de petróleo crudo). Tal misión se ve incrementada significativamente dos años después, en 1991, con la creación de PMI Trading cuyo principal objetivo fue llevar a cabo operaciones comerciales asumiendo el riesgo implícito en las mismas. Poco a poco, México se va convirtiendo en un exportador neto de petróleo crudo a la vez que un importador neto de productos refinados, principalmente gasolina sin plomo y combustóleo de bajo azufre.

La evolución de PMI es rápida y en mayo de 1992, se lleva a cabo la primera operación de terceros (third party trade) en la que México sirve de intermediario entre Aruba y Cuba, en una operación de compra-venta de combustóleo.

El primero de julio de 1992, se crea PMI Trading como parte de PMI Comercio Internacional, y la nueva misión comercial que al respecto tendrá. Tanto para el comercio internacional mexicano como para el resto del mundo, se buscará alcanzar una gran flexibilidad comercial, entre otros aspectos, con los siguientes objetivos:⁽¹²⁾

- Mantener y llevar a cabo una consolidación en la seguridad volumétrica de la exportación y el abasto de Pemex.
- Establecer las formas de comercialización y de organización, para alcanzar un mejoramiento del ámbito económico del comercio internacional de Pemex, y por ende, de México.
- Emplear el acceso a los mercados internacionales como un medio para alcanzar la optimización de las ventas.

La ponderación de ventas en el mercado de físicos o Spot y de las ventas contractuales (con precios acordes al mercado de futuros), dependerá entre otras cosas, de las características de calidad del tipo de crudo o producto y de la demanda por el mismo. Por otro lado la determinación sobre las ventas ocasionales vs. ventas contractuales depende de:

⁽¹²⁾ El Mercado de Futuros: Una alternativa para garantizar las utilidades devengadas al procesar crudo mexicano en el exterior. Pag. 36, 37.

La infraestructura física y organizacional de cada país. Si se lleva a cabo una mejora en la infraestructura física y organizacional de un país, al realizar una venta ocasional se reduce el riesgo (siempre presente) de inestabilidad volumétrica, aunque se presenta la desventaja de estar incurriendo en altos costos.

La posición de los crudos de exportación en el mercado internacional de crudo. Al analizar los crudos mexicanos de exportación Maya, Istmo, Olmeca y Altamira, el crudo principal es el Maya, que constituye el 60% del total exportado, con la desventaja de que por sus características, es un crudo de bajo precio, aunque muchas refinерías pueden refinarlo. Por otro lado, el crudo Olmeca, presenta una situación opuesta a la del crudo Maya, es decir, es un crudo dulce, superligero y el de mejor precio, que por ofrecerse un menor volumen al exterior, mejora su posición en los mercados Spot y de futuros; esto, aunado a su similitud con los crudos Brent y WTI (crudos ligeros y dulces) lo vuelven un crudo de fácil colocación en el mercado, logrando un mejor resultado en la administración del riesgo y cobertura de precios y la aplicación de otros mecanismos relativos al mercado de futuros. Finalmente al analizar el crudo Istmo, se puede concluir que dado que su presencia en la canasta de crudos de exportación ha venido disminuyendo al mismo tiempo que su producción, su cantidad lo limita al mercado Spot.

En 1997, P.M.I. Comercio Internacional adecuó su estructura administrativa a fin de cumplir con sus objetivos y responsabilidades, contribuyendo de esta manera a la maximización de las utilidades de Pemex. Asimismo, ha contribuido en la estrategia de diversificar exportaciones, ingresando a nuevos mercados como el de la Costa Oeste de Estados Unidos (USWC), Sudáfrica e Israel, de acuerdo con el incremento en la disponibilidad de crudo para exportación, además de mantener la apertura en los mercados asiáticos (Japón), de la costa del Golfo (USGC) y resto de América.

P.M.I. Trading Limited cubrió los requerimientos comerciales de Pemex y organismos subsidiarios, realizando importaciones y exportaciones de petrolíferos y petroquímicos; y además, realizó operaciones de compraventa con terceros, capitalizando el conocimiento de los mercados y su flexibilidad operativa para la obtención de ganancias en arbitrajes geográficos o de calidad. Del mismo modo, cumplió con las estrategias comerciales planteadas al principio del año, enfocándose al desarrollo de las funciones de fletamiento y administración de riesgos acorde a las necesidades de la empresa y a la situación del mercado internacional, en armonía con el cuidado del medio ambiente.

En este mismo año P.M.I. Comercio Internacional S.A. de C.V. logró un ingreso antes de impuestos de 31 millones de pesos, correspondiente a un incremento de 109.4%, con respecto a 1996. El rendimiento neto del ejercicio, después del pago de impuestos y la participación de los trabajadores en las utilidades, fue de 6 millones de pesos.

Los ingresos de PMI por conceptos de ventas llegaron a 81 792 millones de pesos, ligeramente superiores a los del año anterior. El margen de comercialización se ubicó en 243 millones de pesos, ya que el costo de ventas llegó a 81 549 millones de pesos. Esta variación por 108 millones de pesos, fue resultado de un mayor volumen de exportación de productos que fue compensado por la baja de los precios internacionales de los mismos.

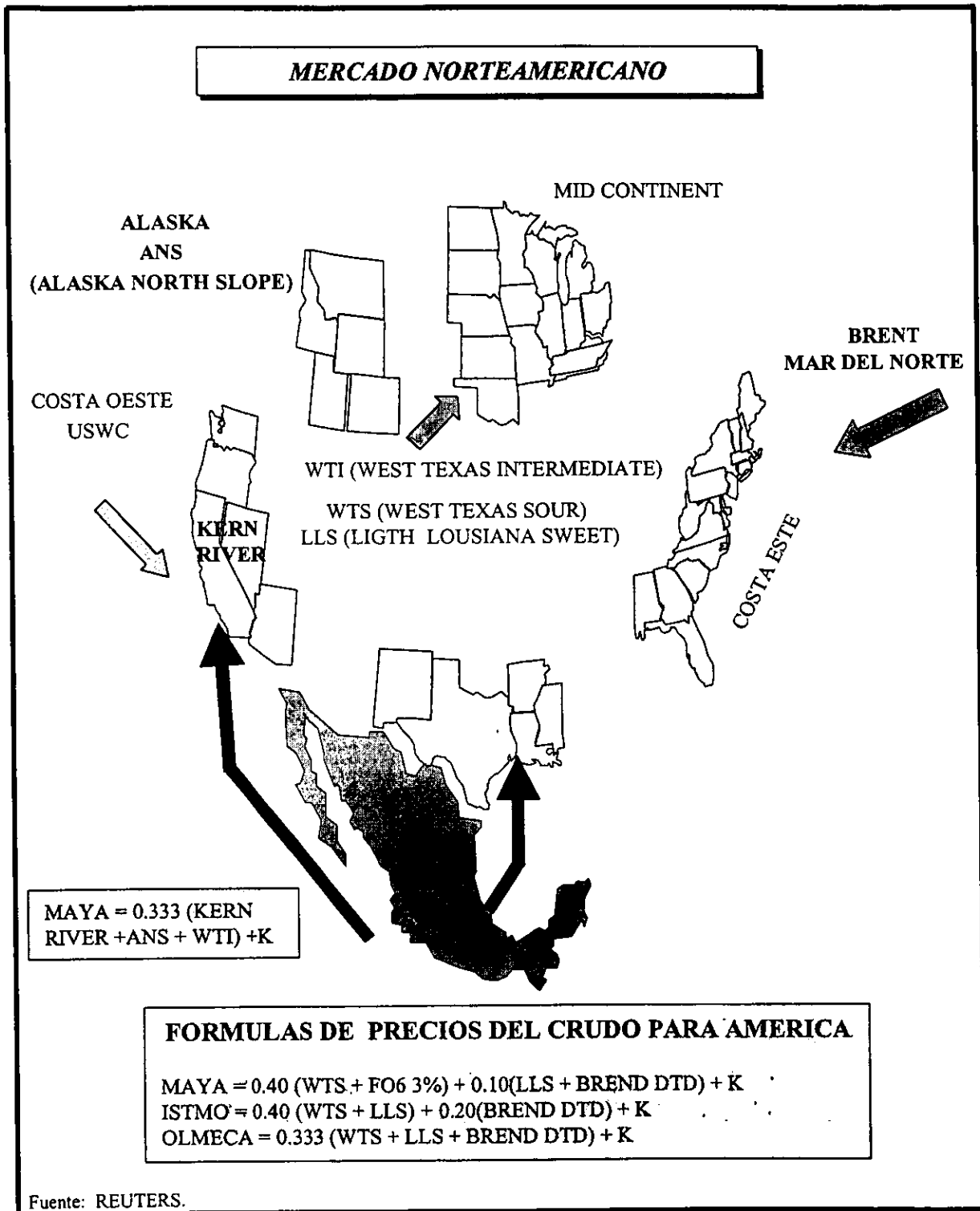
P.M.I. Trading Limited tuvo un rendimiento antes de impuestos de 694 millones de pesos, reportando un incremento de 17.9% con relación al año anterior. Los ingresos por ventas ascendieron a 31 130 millones de pesos y el costo de lo vendido a 30 371 millones de pesos, lo que arrojó un margen de comercialización de 759 millones de pesos. Los gastos de venta y administración ascendieron a 141 millones de pesos, se pagaron 192 millones de pesos de impuestos y se obtuvieron 76 millones de pesos por concepto de productos financieros, obteniendo un rendimiento neto del ejercicio de 502 millones de pesos.

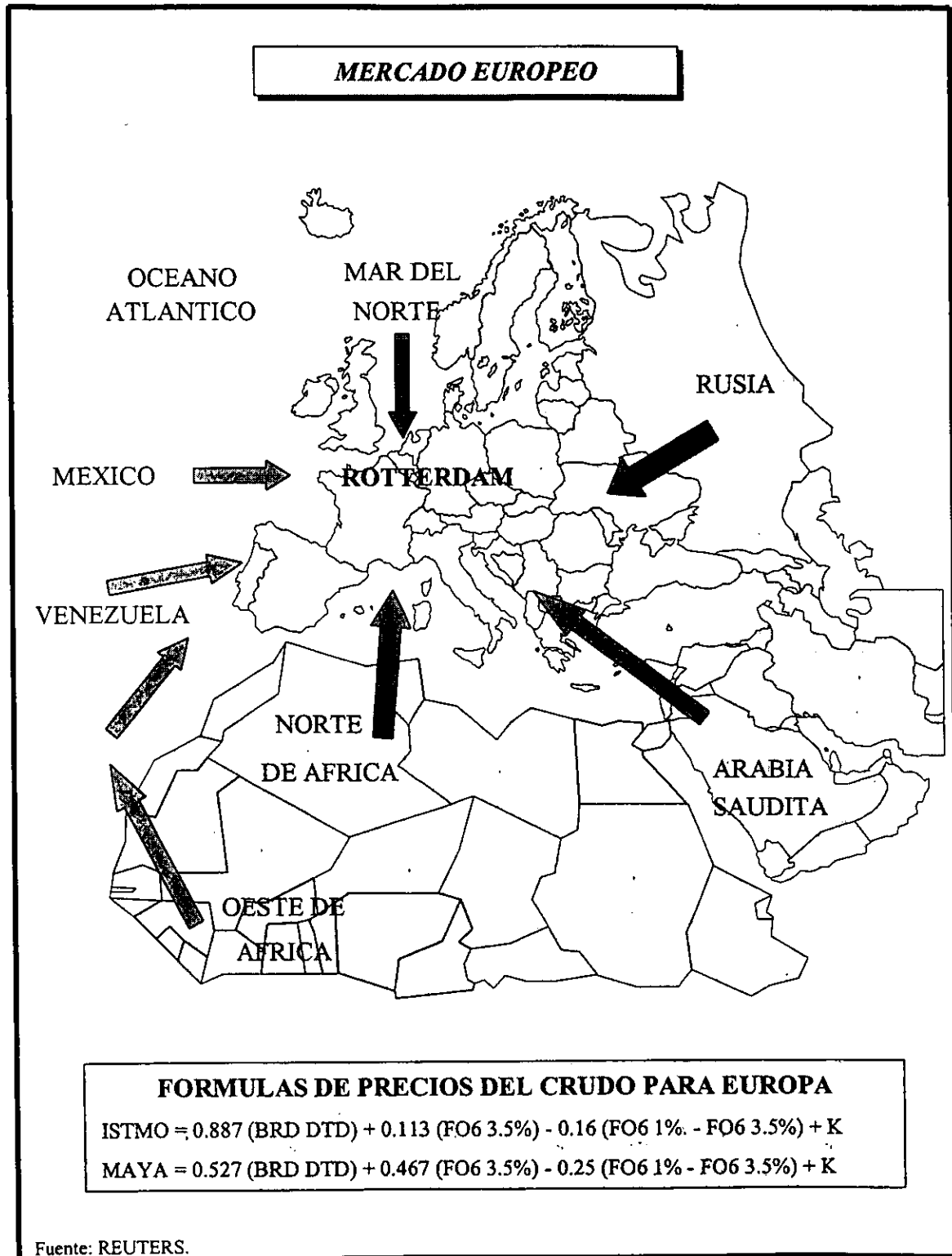
IV.3.1 Mercados de exportación del petróleo crudo mexicano.

En las operaciones de ventas al exterior destaca la exportación de 1 721 MBD de petróleo crudo, integradas por 1 020 MBD de Maya y 216 MBD de Istmo, con crecimiento de 18.2 y 14.3% respectivamente, con relación a 1996, y 485 MBD de crudo Olmeca con decremento de 1.4% con respecto también a 1996.

De las exportaciones realizadas por área geográfica, el 77.6% tuvo como destino Estados Unidos con 1 335 MBD. El 10.02% a Europa con 176 MBD, el 7.8% al resto de América con 135 MBD, el 3.7% al Lejano Oriente con 63 MBD y el 0.8% restante al Continente Africano con 13 MBD.

En los mapas siguientes se muestran los mercados de petróleo crudo donde convergen las exportaciones de México y otros países:







IV.3.2 Mecanismos de precios de transferencia de crudos

Como parte de la revisión de los mecanismos de precios de transferencia de Pemex, se evaluaron los precios de transferencia de los crudos comercializados entre las subsidiarias Pemex Exploración y Producción, Pemex Refinación. Con base en los resultados de las presentaciones a la Dirección General y de las reuniones de trabajo con la Dirección Corporativa de Finanzas (DCF), con Pemex Exploración y Producción (PEP), y PMI comercio internacional, se han complementado los análisis realizados referentes a las alternativas e implicaciones de los precios de los crudos nacionales exportables y no exportables.⁽¹⁴⁾

IV.3.3 Crudos exportables

Las recomendaciones de esta sección se aplican para el cálculo de los precios de cualquier crudo que se exporte y del cual se tenga un precio internacional de referencia (Maya, Istmo, Olmeca y posiblemente Pánuco, Tamaulipas y Arenque). En el caso de los crudos exportables, pero que no se exportan regularmente (Pánuco, Tamaulipas y Arenque) se manejarán algunas consideraciones especiales que se presentan en la sección de crudos no exportables.

Anteriormente, los precios de transferencia se establecían con base en el promedio ponderado de los precios de cada crudo en los mercados de exportación, por lo que en la mayoría de los casos se vendía crudo en algún mercado internacional con un precio menor al que se le vendía a Pemex Refinación. En la actualidad se está aplicando el precio del mercado marginal; sin embargo, hace falta precisar algunos aspectos complementarios para su determinación mensual.

Los mercados a ser considerados, como el mercado marginal deben de cumplir con ciertas características que aseguren que son representativos y que son vistos por Pemex como opciones marginales de colocación. El precio considerado en cada mercado debe reflejar el precio promedio que se obtiene de aplicar la fórmula de precios y las condiciones comerciales a las que se esté vendiendo. Las precisiones para el cálculo de los precios de crudos exportables son:

- Para cada crudo, un mercado se define por la aplicación de una fórmula de precios y una condición comercial (por ej., venta complementaria de otro crudo).

⁽¹⁴⁾ Precios de Transferencia de Crudos, Abril 1998, Pemex.

- En la clasificación de los volúmenes exportados a los mercados se manejan las consideraciones siguientes:

De fórmula. Volúmenes de crudo exportados aplicando las fórmulas internacionales establecidas por PMI y que se aplican en forma genérica a los clientes de cada mercado.

Estratégico. Volúmenes de crudo colocados por motivos estratégicos, como podría ser la diversificación de mercados. Estos mercados serán establecidos por un grupo interorganismos (PMI, PEP, DCF). En cada uno de ellos se definirá un volumen máximo contractual a ser considerado como estratégico, volúmenes superiores a este límite o adicionales al contrato serán considerados como de fórmula o especiales. Inicialmente sólo se considerará como estratégico el Mercado del Lejano Oriente con un límite contractual máximo estratégico de 40 MBD.

Especial. Exportaciones de crudo que se realizan con la finalidad de anticipar problemas en la colocación de crudo o por administrar los niveles de inventario. Se aplica una fórmula distinta a la genérica para cada mercado, la cual es negociada en lo particular con cada cliente. Estas ventas se realizan con varias semanas de anticipación por lo que no pueden ser considerados como cargamentos extraordinarios (Distressed Cargoes).

Extraordinario (Distressed Cargoes). Cargamentos disponibles adicionales a los volúmenes considerados al momento de las nominaciones mensuales de Pemex Refinación y que se ofrecen con descuentos por la dificultad de colocarlos.

- El mercado marginal de petróleo crudo, es el mercado internacional que reporta el menor precio promedio (aplicando la fórmula) de ese crudo en el período de referencia. El precio de los mercados se calcula aplicando el mecanismo vigente, ajustando las constantes y los descuentos aplicados por mercados.
- En caso de existir un incentivo adicional a los clientes de algún mercado internacional, el precio calculado con la fórmula deberá de ser ajustado. El ajuste debe reflejar el beneficio que se le esté otorgando a los clientes con respecto a su siguiente mejor alternativa de mercado.
- Para el precio del mes t , el período de referencia se considerará del día 11 del mes $t-2$ al día 10 del $t-1$.

- Para la determinación del tamaño de los mercados se considerarán los cargamentos del día 11 del mes t-4 al día 10 del mes t-1, con lo que se suavizan los efectos por entrega de cargamentos a principio o finales del período.
- El precio de transferencia de los crudos exportables será calculado con base en el precio marginal de exportación de los volúmenes de fórmula y especiales menos un margen comercial, que es igual a la comisión de PMI. Los volúmenes estratégicos y extraordinarios (Distressed Cargoes), no se consideran para la estimación del precio marginal. Sin embargo, todos los volúmenes extraordinarios, no originados por causas imputables a Pemex Refinación, deben de ser ofrecidos a Pemex Refinación en igualdad de condiciones que a los clientes internacionales.
- Asimismo, los volúmenes de crudo vendidos en los mercados internacionales con la finalidad de ayudar en la venta de otro crudo, no serán considerados para la determinación del mercado marginal.
- Cualquier mercado para poder ser considerado como marginal debe haber recibido por lo menos un volumen de 10 MBD de un crudo en particular durante el período de referencia para la determinación del tamaño. Este volumen mínimo sólo se aplica para los tipos de crudo Maya, Istmo y Olmeca.
- Los mercados estratégicos con volúmenes superiores al límite contractual máximo estratégico en el período de referencia, serán considerados para la estimación del precio marginal. Sin embargo, el volumen adicional tendrá que ser de por lo menos 10 MBD de un crudo en particular para poder ser considerado.
- Con base en la información de los volúmenes vendidos por PMI en el período de referencia, la Gerencia de Precios de la Dirección Corporativa de Finanzas determinará el mercado marginal para cada crudo y su precio interorganismo. La información necesaria incluye los volúmenes vendidos, la fórmula de precio, las condiciones comerciales y los volúmenes adicionales en los mercados estratégicos.

- La información a ser utilizada para la estimación de precios del crudo será manejada con un alto nivel de confidencialidad. Sin embargo, en caso de existir alguna controversia, la Gerencia de Precios revisará la información original y los cálculos realizados y los analizará con las partes interesadas.

IV.3.4 Crudos no exportables

Para poder maximizar el valor de los petrolíferos para Pemex, se debe de utilizar como precio interorganismo, el costo de oportunidad internacional. Sin embargo, al no ser algunos de estos crudos exportados, no se puede tener una referencia precisa de su valor internacional. Con la finalidad de utilizar un mecanismo sencillo y acorde con el costo de oportunidad para Pemex, se recomienda que se utilice una fórmula basada en las diferencias de rendimientos en la configuración marginal típica de los mercados de referencia con respecto a los crudos nacionales exportables. Las consideraciones particulares son:

- Se continuará aplicando la fórmula de rendimientos diferenciales de los crudos no exportables con referencia a los crudos exportables (i.e., Maya e Istmo). El ajuste de rendimientos se hará con base en los precios de los productos con la logística nacional y el precio marginal de los crudos. En la actualidad, la fórmula incluye un factor que multiplica el precio obtenido por diferencias de rendimiento. Dicho factor, ajusta el costo de oportunidad internacional al valor para Pemex Refinación. Sin embargo, debido a la variabilidad operativa del SNR, este no ajusta adecuadamente la diferencia en valor real que se tendría para cada mes en particular. El factor del SNR no se seguirá aplicando.
- Si los crudos no exportables hoy en día, se exportan en el futuro; entonces, se deberá de aplicar el mecanismo de los crudos exportables. Sin embargo, si para un mes en particular Pemex Refinación es forzado a procesar el crudo, se aplicará el mínimo de los dos precios (el internacional y el de la fórmula de rendimientos). En caso de que el nivel de proceso sea establecido por Pemex Refinación se aplicará el del Mercado Internacional.

**VOLÚMENES CONTRACTUALES DE CRUDO POR
MERCADO DE DESTINO**

MERCADO: AMERICA

EMPRESA	(MBD)
	TOTAL 1 269
MOBIL	269
DEER PARK (SHELL - PEMEX)	140
EXXON	123
CHEVRON	121
COASTAL PETROLEUM	102
PECTEN	89
CONOCO	82
AMOCO	63
CITGO	62
CLARK	58
FINA OIL	36
BASIS PETROLEUM (EX FHIBRO)	33
KOCH	29
MARATHON	20
ASHLAND	18
PETROCANADA	16
HUNT	9
SHELL CANADA**	5

**TERMINÓ CONTRATO EN AGOSTO 97

MERCADO: EUROPA

EMPRESA	(MBD)
	TOTAL 137
CEPSA	20
REPSOL PET.	78
PAZ OIL*	20
SOCAP (ELF)*	15
PETROFINA	13
OEMV*	10
PETROGAL	10
B.P.OIL INTERNACIONAL	10
TOTAL	6

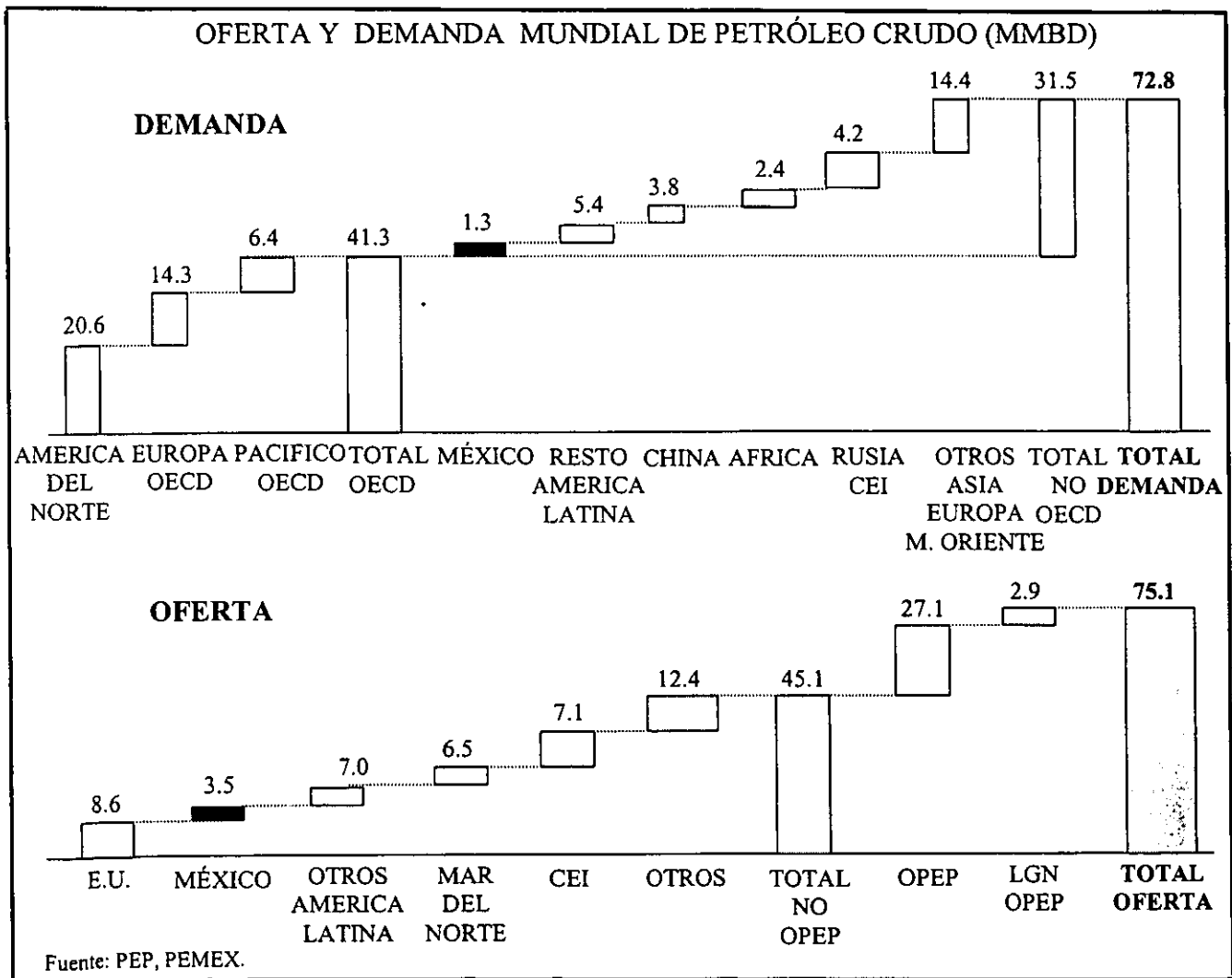
*CONTRATO SUSPENDIDO

Fuente: PEP, PEMEX.

MERCADO: AMERICA LATINA	
EMPRESA	(MBD)
TOTAL	30
BRASIL*	20
PACTO DE SAN JOSE	
R. DOMINICANA	18
JAMAICA	12
COSTA RICA*	8.5
EL SALVADOR*	8
GUATEMALA*	6
HONDURAS*	4
*CONTRATO SUSPENDIDO	

MERCADO: LEJANO ORIENTE	
EMPRESA	(MBD)
TOTAL	68
MEP	68
KUKDONG*	12
*CONTRATO SUSPENDIDO	

Fuente: PEP, PEMEX.



IV.4 Almacenamiento, márgenes de refinación y competitividad de los crudos mexicanos

El almacenamiento de petróleo crudo es parte integral del sistema de distribución primario, conformado por una sucesión de procesos que se originan en la cabeza del pozo y terminan en los centros refinación. Consiste de ductos, tanques, buquestanque, carrostanque y camionestanque (pipas), los cuales trasladan el petróleo crudo o los productos, desde las áreas de producción o terminales marítimas de carga hacia las refinерías; en otras palabras, es aquella parte del sistema integral de la distribución que hace la operación más eficiente, flexible e independiente.

Balancear la oferta de los productos con la demanda de los consumidores es un problema para cualquier empresa petrolera. Cuando la oferta es mayor que la demanda, el exceso se envía al almacenamiento. Por el contrario, cuando la demanda excede la oferta, se transporta el producto del almacenamiento al mercado.

El problema de balancear la oferta y la demanda, es significativo en la industria petrolera, si se considera la actual gran fluctuación en la demanda del producto, en los volúmenes almacenados de petróleo crudo producido y los complejos problemas de transporte.

El almacenamiento del petróleo crudo puede dividirse en dos sectores principales, el primero corresponde al almacenamiento en superficie y el segundo al almacenamiento en el subsuelo.

El almacenamiento en superficie se lleva acabo principalmente en los siguientes sitios:

- Áreas de producción.
- Estaciones de bombeo.
- Terminales marítimas.
- Refinerías.

El incremento de la demanda del petróleo crudo y de los productos derivados de este durante los últimos años, ha dado como resultado la necesidad de almacenar grandes volúmenes, por ello desde principios de los años cincuentas la industria petrolera ha ido cambiando su forma de almacenamiento por el de las cavernas subterráneas construidas en formaciones salinas.

Para esos grandes volúmenes de almacenamiento, las cavernas subterráneas ofrecen bajos costos de construcción, mayor seguridad y son más aceptadas ambientalmente que los tanques superficiales.

Como puede verse, el problema de almacenamiento de aceite es de gran importancia económica, ya que afecta no sólo al productor, sino también a quienes se dedican al transporte, refinación, distribución y ventas, como diferentes fases de la industria petrolera. Se han invertido grandes sumas para suministrar esas facilidades de almacenamiento, el equipo utilizado para este objeto debe diseñarse adecuadamente y mantenerlo para dar seguridad máxima contra riesgos de incendio o explosión y reducir las pérdidas que resulten de evaporación o escurrimiento.

El almacenamiento de crudo para los países productores y/o industrializados es de vital importancia, ya sea para efectos comerciales o para garantizar su consumo interno.

México en su carácter de productor, exportador y consumidor de petróleo crudo, se ha quedado a la zaga en la capacidad de almacenamiento. A finales de 1988, se tenía una capacidad de almacenamiento de 6.9 MMB de petróleo crudo (5.0 MMB en la terminal marítima de Dos Bocas y 1.9 MMB del buquetanque cautivo en Cayo Arcas).

Actualmente, la capacidad de almacenamiento no es suficiente para manejar los volúmenes de crudo distribuidos cuando se presentan situaciones en los que se suspende la entrega de crudo; principalmente debido a los fenómenos meteorológicos cuya frecuencia y duración no siempre pueden pronosticarse con exactitud.

IV.4.1 Almacenamiento en terminales marítimas

Las terminales marítimas del sistema nacional son: Dos Bocas, Cayo Arcas, Pajaritos y Salina Cruz, en cada una de ellas existe una diferente capacidad de almacenamiento.

Terminal marítima de Cayo Arcas. La Región Marina Noreste tiene a su cargo esta terminal; se ubica en el mar, a 160 Km al noreste de Ciudad del Carmen, en un tirante de agua de 431 m. Emplea una plataforma de medición para el suministro y aforo de crudo a buquestanque para exportación. En Cayo Arcas no existe infraestructura para almacenamiento de crudo. El crudo se recibe por dos oleoductos de 36 in de diámetro y 83 Km de longitud, del complejo Akal J; y cuenta con tres trenes de medición con capacidad de 1.5 millones de barriles de crudo por día cada uno; de ahí se envía a dos monoboyas, a través de ductos de 36 in de diámetro, que se localizan a una distancia de 2.134 y 3.325 Km, respectivamente.

Terminal marítima de Dos Bocas. Esta terminal pertenece a la Región Marina Suroeste, se localiza en la costa del Estado de Tabasco a 70 Km al Noreste de Villahermosa. Cuenta con tanques para almacenamiento, grandes bodegas y patios para resguardar equipo y materiales, una planta para generar la energía eléctrica que consume la terminal, y muelles para carga y descarga de barcos. La infraestructura para almacenamiento de petróleo crudo consiste en 14 tanques de 500 MB cada uno, y una capacidad nominal total de 7000 MMB, el crudo de exportación se envía a través de dos oleoductos de 20 in a dos monoboyas que se encuentran a una distancia de 21 Km de la costa.

Terminal marítima de Pajaritos. En esta terminal la infraestructura para almacenamiento de crudo consiste de 14 tanques con capacidad nominal de 200 MB cada uno, de los cuales solo operan 10 tanques que en conjunto suman una capacidad nominal de 2 MMB, en ocho de ellos se almacena crudo Olmeca y en los restantes crudo Maya.

Terminal marítima de Salina Cruz. La infraestructura para almacenamiento de crudo se realiza mediante dos tanques de 100 MB, dos tanques de 200 MB y once tanques de 500 MB, conjuntamente se cuenta con una capacidad nominal de 6.1 MMB.

IV.4.2 Almacenamiento en domos salinos

Las cavernas subterráneas proporcionan la facilidad de almacenar grandes volúmenes bajo presión a una fracción del costo de los tanques superficiales sin tener que cubrir la superficie con grandes cantidades de tanques de acero. Las cavernas pueden almacenar muchos millones de barriles con sólo la presencia de un árbol de válvulas en la superficie.

Tal es el caso del domo salino de Tuzandépetl, que reúne las características ideales en cuanto a profundidad y proximidad de las principales instalaciones de distribución y proceso de crudo. Se dispone de doce cavidades con una capacidad aproximada de almacenamiento de 750 MB de crudo cada una. De ellas, una almacena crudo Olmeca, tres están destinadas para el almacenamiento de crudo Istmo y ocho para almacenamiento de crudo Maya.

En 1993 se concluyó como proyecto, creándose las doce cavidades con sus correspondientes instalaciones superficiales; con ellas se incrementó en 9.3 MMB la capacidad de almacenamiento de crudo para las operaciones de producción y distribución, equivalente a un crecimiento del 40% con respecto a la capacidad instalada, y un incremento en la capacidad útil de almacenamiento desde 4.6 hasta 7.8 días de producción; en las condiciones actuales de operación se pueden manejar hasta 450 MBD, tanto para el llenado como para la extracción.

IV.4.3 Sistema de almacenamiento flotante

El sistema de almacenamiento flotante es un buquetanque llamado "TA'KUNTAH" – que en Maya significa "almacenador"–, y que próximamente entrará en operación, incrementando el almacenamiento de hidrocarburos para facilitar la exportación de crudo de las instalaciones de Pemex en la Sonda de Campeche.

El buquetanque TA'KUNTAH fue construido en el astillero Kockums, de Suecia en 1978, y su conversión a sistema flotante de almacenamiento fue realizado en este año por la firma Jurong Shipyard LTD en Singapur. Cuenta con una eslora-incluyendo torreta - de 390 metros, manga de 60 metros y un calado de 22.30 metros.

El sistema flotante de almacenamiento TA'KUNTAH, cuenta con una capacidad de almacenamiento de 2 342 MB y puede recibir un máximo de crudo estabilizado de 800 MBD. Está diseñado para operar en condiciones extremas de mal tiempo como la presencia de huracanes, con vientos de hasta 215 Km/hora y olas de 16 metros de altura.

El TA'KUNTAH, operará con mayor seguridad en la sonda de campeche a través de este sistema flotante que complementará las instalaciones de almacenamiento que se tienen en las terminales marítimas de Cayo Arcas, Camp. y Dos Bocas, Tab.

Como parte de las instalaciones de este buquetanque de almacenamiento, se cuenta con un sistema de control y medición que certifica la calidad de la mezcla del crudo de exportación que se carga al buquetanque. Asimismo, cuenta con la capacidad para cargar dos buquetanque simultáneamente y con equipo de medición de hasta 120 MB por hora, que es el más alto ritmo de carga en el mundo.

Entre sus ventajas, destaca la reducción significativa de los gastos de Pemex en los siguientes años, comparados con los costos que implicaría la construcción de instalaciones de almacenamiento de crudo en tierra, así como la disminución en tiempo para llevar a cabo los trabajos de modernización e instalación de bombas para exportación ubicadas en los complejos ya existentes en las terminales marítimas de Cayo Arcas, Camp. y Dos Bocas, Tab.

El sistema flotante TA'KUNTAH será operado por un grupo integrado por la empresa japonesa Modec, Inc., y la compañía mexicana CCC, que resultó ganadora del concurso que convocó PEP para contratar dichos servicios por un período de 15 años, con opción de compra a partir del décimo año.

IV.5 Márgenes de refinación y competitividad de los crudos mexicanos.

En el primer trimestre de 1998, los márgenes variables de refinación derivados del procesamiento de una mezcla similar de crudos en el Sistema Nacional de Refinación, SNR, y en una refinería con configuración FCC, ubicada en la Costa Norteamericana del Golfo de México, CNGM, representaron para el SNR un promedio de 3.27 USDB, que comparado con el de similar lapso de 1997, significó un incremento de 85.8% equivalente a 1.51 USDB.⁽¹⁵⁾

⁽¹⁵⁾ Informe de Labores 1997-1998, Pemex, Pag. 90, 91.

Esto se originó por un decremento en los precios del crudo, mayor al registrado por las cotizaciones de los productos petrolíferos. Al mismo tiempo, los márgenes registrados en la CNGM, se elevaron en 1.37 dólares, ascendiendo de 0.63 a 2.00 USDB.

Una forma de evaluar el desempeño del SNR, consiste en comparar los márgenes obtenidos con los desarrollados por una refinería ubicada en la CNGM. La diferencia entre los márgenes comparados pasó de 1.13 USDB en el primer semestre de 1997, a 1.27 dólares en el período que se informa, lo que significa un incremento de 0.14 USDB, ello se traduce como una ventaja competitiva del SNR con relación al de la costa norteamericana.

La desviación entre los márgenes de refinación derivados de diferencia de precios entre la mezcla de crudos mexicanos con los de WTS, obtenidos ambos bajo una configuración FCC localizada en la CNGM, interpretada como un indicador de competitividad de los crudos nacionales, ha presentado un comportamiento variable desde 1994. En este año el margen de la mezcla resultó superior al del WTS, pero en los dos años siguientes se ubicó en un nivel inferior.

Durante 1997, el margen de la canasta de crudos mexicanos se igualó con el del crudo de referencia en 1.24 USDB. En el transcurso del primer semestre de 1998, la mezcla mexicana mejoró su posición frente al WTS, al presentar un margen de 2 USDB, en comparación al 1.36 dólares del crudo de referencia.

En un entorno de estrechos márgenes para la mayoría de los refinadores de la CNGM que hizo que esta actividad fuera un negocio atractivo solo para los mejores operadores, Pemex Refinación avanzó en sus metas, aumentando su eficiencia y mejorando la calidad de sus productos.

En el período 1997-1998, el organismo subsidiario logró mejorar su rentabilidad respecto a otros refinadores de la CNGM, no obstante la desventaja de costos frente a los mejores operadores de la región, gracias a las acciones desarrolladas para elevar su eficiencia y productividad, así como a las fluctuaciones del precio internacional del petróleo crudo y de los productos refinados.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Una de las actividades más importantes dentro de la industria petrolera, es sin lugar a dudas, la exploración y la producción; de la cantidad y calidad de la información que se obtenga, tanto geológica y geofísica, como del aceite crudo y gas producidos, se podrá planear en forma adecuada el manejo de la producción, su transporte, su almacenamiento y su venta interna o al exterior, según se presenten las fuerzas del mercado, de oferta y la demanda, en el mercado petrolero internacional.
- Es innegable que México es un país rico en recursos naturales, pero dentro de esos recursos el que mayor impacto económico ha tenido, tanto en el ámbito social, como en el político es el petróleo. Es así como, con base en las exigencias de una sociedad y al amparo de la constitución política de los Estados Unidos Mexicanos, es que de manera conjunta, Gobierno e industria, crearon un organismo público descentralizado del gobierno federal conocido como Comisión del Petróleo para más tarde darle forma y llegar a lo que hoy es Petróleos Mexicanos, Pemex. La forma en que el Estado ejerce la rectoría sobre los hidrocarburos, es a través de la Secretaría de Energía, órgano responsable de vigilar la aplicación correcta de las políticas que rigen la industria petrolera mexicana.
- El mercado petrolero internacional, es el lugar donde vendedores y compradores realizan transacciones de compra-venta de petróleo bajo condiciones específicas contractuales. Es ahí, donde México ha logrado una posición respetable como país exportador de petróleo, ya que en la actualidad ocupa el séptimo lugar como exportador de petróleo crudo y noveno lugar en reservas probadas de petróleo. En los contratos, una de las especificaciones determinantes y trascendentales es el precio por barril de crudo, variable económica que más impacto ha tenido en los países exportadores dependientes de su petróleo y que desde hace un par de años, se precipitó al nivel más bajo en los últimos 25 años debido a las condiciones de sobreoferta del crudo y a otros factores de importancia mundial, ocasionando caos político, económico y social, principalmente en países emergentes o en vías de desarrollo, como es el caso de México.

- Una de las actividades fundamentales de la industria petrolera mexicana, es la comercialización de hidrocarburos. Para lograr maximizar sus ganancias y disminuir riesgos en sus transacciones, Pemex cuenta con el apoyo de una empresa filial denominada PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V. encargada de realizar contratos de compra-venta de petróleo crudo para exportación bajo estricto apego y vigilancia de Pemex. Aunque las condiciones de mercado y los precios del petróleo no siempre son favorables, Pemex se considera como una industria extremadamente rentable, ya que el costo por barril de petróleo con la infraestructura que se tiene, promedia 3 USDB, por lo tanto, aunque el precio más bajo de la mezcla de petróleo crudo haya sido de 7.50 USDB, al día jueves 3 de diciembre de 1998, la diferencia son ganancias. Este indicativo, nos da una idea de la importancia que la comercialización de petróleo crudo tiene para nuestro país, cumpliendo con el propósito de generar divisas, financiar el gasto público y mejorar la balanza comercial del país.
- Aunque la infraestructura de la industria petrolera mexicana es de gran importancia, es insuficiente aún, ya que en condiciones de sobreoferta de petróleo en el mercado, la capacidad de almacenamiento con que cuenta nuestro país es muy limitada y no cubre los volúmenes excedentes por falta de posicionamiento en el mercado petrolero. Este excedente de crudo, tampoco puede ser absorbido por Pemex Refinación, puesto que la infraestructura con que actualmente cuenta el Sistema Nacional de Refinación, no es capaz de procesar tal cantidad, dadas las malas condiciones de las instalaciones y las enormes cantidades de inversión que esta industria requiere para que sea económicamente rentable.

RECOMENDACIONES

- Debido a la inestabilidad de los precios en el mercado petrolero; como se expuso en forma detallada, y las variaciones en volúmenes de petróleo que rigen la oferta y la demanda, es recomendable considerar dos alternativas:

Primeramente, impulsar de manera significativa el sistema nacional de refinación con inversiones estratégicas, para que gradualmente incremente su capacidad de proceso de volúmenes excedentes de crudo y de esta manera ser autosuficientes en el consumo nacional de combustibles y competitivos para lograr un posicionamiento respetable en los mercados del exterior. Sin tener que recurrir al esquema de incentivos para mayor proceso de crudo Maya.

En segundo lugar, incrementar considerablemente la infraestructura de almacenamiento de crudo, recurriendo a alternativas de almacenamiento subterráneo tales como domos salinos, con el fin de dar una firme solución a problemas de sobreoferta o fluctuaciones de precios en el mercado petrolero internacional.

- En el mercado petrolero internacional las condiciones de oferta y demanda se reflejan en las fluctuaciones de los precios del crudo, por lo que es imperativo buscar mecanismos de negociación que garanticen precios estables, pues tan perjudicial es el precio bajo del crudo para los países exportadores como perjudicial es el precio alto para la economía de algunos países compradores ocasionando déficit en la balanza comercial y recesión económica mundial.

Se debe recordar que el petróleo es un recurso no renovable y que tiende a agotarse, por lo que es necesario buscar fuentes alternas de energía que ayuden a racionar su uso, ya que los grandes países industrializados, así como los que están en vías de desarrollo se han convertido en grandes consumidores de petróleo y sus derivados. En este sentido poco interés se había prestado al gas como energético, sin embargo actualmente esta situación está cambiando y el incremento de su uso podría ser una alternativa interesante, debido a que su combustión es más limpia; además de cumplir con las normas ecológicas ambientales, es abundante y más económico que el petróleo crudo; es por esto que PEMEX, trabaja en el Programa Estratégico de Gas Natural (PEGN) para atender la demanda del mercado interno y externo.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

ACEITE ESTABILIZADO: Es aquel cuya presión de vapor se ajusta de tal forma que, ésta siempre sea menor que la atmosférica a la temperatura máxima esperada para que el aceite no experimente pérdidas substanciales por evaporación durante su almacenamiento o manejo.

AGUA EMULSIONADA: Es el agua que contiene una gran cantidad de partículas dispersas de aceite, que aunque son dos líquidos no miscibles forman una sola mezcla que se conoce como emulsión.

AGUAS CONGÉNITAS: Su nombre proviene del latín “congénito” que significa nacido al mismo tiempo. En realidad no se creó al mismo tiempo que la roca sedimentaria que la contiene, pero formó parte del depósito original.

AGUAS DE FORMACIÓN: Es el agua que se encuentra en la roca que contiene al yacimiento petrolero

APEC: Cooperación Económica Asia-Pacífico

°API: Los grados API (American Petroleum Institute) corresponden a la densidad relativa del crudo medida en grados API, con ella se denominan los diferentes tipos de petróleo y su escala es gradual, conforme a la siguiente relación:

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

donde: ρ_r = densidad relativa.

De acuerdo a la fórmula anterior, los valores altos en grados API corresponden a valores bajos de densidad relativa y viceversa.

ARABIAN LIGHT: Arabe ligero, crudo marcador de la década de los ochentas de los países del Medio oriente con densidad de 34°API

ARAGONÍTICOS: Son aquéllos que tienen la misma composición química que la calcita pero difieren de ella en su forma cristalina. Es menos común en ocurrencia que la calcita y no tienen importancia especial como roca mineral

BACTERIAS ANAERÓBICAS: Son las bacterias que pueden vivir sin el aire, especialmente sin el oxígeno

BACKWARDATION: Precios puntuales más altos que los precios esperados

BALANZA COMERCIAL: Es la diferencia entre lo que se exporta y lo que se importa, es una forma de medimos con el exterior

BILL OF LADING: El conocimiento de embarque o guía de transporte, es un documento comercial que desempeña una compleja serie de funciones. Es la prueba de que la mercancía ha sido embarcada. En su forma moderna se le define como recibo firmado por el porteador o una persona que actúa en representación del mismo, expedido al cargador, en el que se reconoce que han sido embarcadas en determinado medio de transporte y con determinado destino las mercancías que en el se describen

BIODEGRADACIÓN: Es el proceso mediante el cual, las bacterias presentes en el agua o en el aire se alimentan selectivamente de los componentes más ligeros del petróleo ocasionando una reducción total o parcial de parafinas, por consiguiente la composición de un petróleo biodegradado es muy distinta a la que originalmente se tenía.

BRENT: Crudo marcador que se produce en la región del Mar del Norte con una densidad de 38 °API

BTU's: Es la cantidad de calor que requiere una lb-m de agua para aumentar de 59.5 a 60.5 °F su temperatura

BUNKER: Combustible de uso marítimo compuesto de una mezcla de combustóleo y diesel. Las proporciones de estos productos varían en diferentes mercados, pero en general son cercanos al 70 y 30%, respectivamente.

CALORÍA: Una caloría es la cantidad de calor que necesita 1 g-m de agua para aumentar de 3.5 a 4.5 °C su temperatura

C & F (Cost and Freight), costo y flete: El vendedor debe pagar los costos y fletes necesarios para llevar la mercancía al punto de destino. El riesgo de pérdida o daño, así como el de cualquier aumento de los costos se transfiere del vendedor al comprador, cuando la mercancía pasa la borda del buque en el puerto de embarque.

CIF (Cost, Insurance and Freight), costo seguro y flete: Este término es parecido a C&F, pero el vendedor tiene que adquirir, además, un seguro marítimo contra el riesgo de pérdida o daño de la mercancía durante el embarque

CNGM: Costa norteamericana del Golfo de México

COCEP: Comité de Comercio Exterior de Petróleo

CONAE: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía

CONFIGURACIÓN FCC (Fluid Catalytic Cracking): Es el proceso de refinación más importante y ampliamente utilizado para convertir los crudos pesados en productos más ligeros y más valiosos como la gasolina. En este proceso se rompen las largas cadenas de moléculas más pesadas en otras cadenas de moléculas más pequeñas por la acción del calor y con la adición de un catalizador sin utilizar hidrógeno

CONFIGURACIÓN HSK (Hidroskimming): Es el proceso de eliminación del azufre del petróleo crudo o destilados que lo contienen, mediante la acción del hidrógeno presurizado más un catalizador, el cual reacciona con el azufre, nitrógeno, oxígeno, halogenuros y con las trazas de metales contenidos en las corrientes de alimentación de estas plantas.

CONFIGURACIÓN TOPPING: Este tipo de refinación es el de destilación estándar en el cual se obtiene gasolina, keroseno, diesel, etc., a partir de petróleo crudo, hasta dejar un aceite residual o un bitúmen asfáltico. La destilación separa la mezcla de hidrocarburos cuando las temperaturas de sus componentes alcanzan sus correspondientes puntos de ebullición.

CONOS ADVENTICIOS: Es un cráter abierto en el flanco de un gran cono volcánico. Estos conos se presentan en la naturaleza formando extensas cadenas montañosas

CONTANGO: Precios puntuales más bajos que los precios esperados.

CRACK SPREAD: Comparación de precios de productos contra crudos. Puede ser el precio de gasolina, gasóleo o una combinación de productos menos el precio del petróleo crudo

CRE: Comisión Reguladora de Energía

CRETÁCICO: Período superior de la era mesozoica que transcurrió a lo largo de 76 millones de años. Aparecen los primeros mamíferos placentados y las angiospermas comienzan su desarrollo

CHAPOPOCTLI O CHAPOPOTE: Son filtraciones de petróleo o asfalto líquido a través de fracturas, fallas, planos de estratificación y discordancias. El escape es lento pero indica la existencia de un yacimiento. Muchos campos petroleros se han descubierto perforando en la proximidad de chapopoteras; por ejemplo, los campos de la región de Ébano

DCF: Dirección Corporativa de finanzas

DENSIDAD ABSOLUTA: Es la relación que indica la concentración de materia, expresado como la masa por unidad de volumen (la masa es igual al peso dividido entre la aceleración de la gravedad)

DENSIDAD RELATIVA: Es la relación de la densidad de un líquido entre la densidad del agua

DIAPIRISMO: Son anticlinales en que un núcleo móvil ha sido capaz de romper a través de rocas suprayacentes más frágiles, como ejemplo domos salinos, domos arcillosos y domos lutíticos

DIASTROFISMO: El o los procesos por el cual la corteza de la tierra es deformada produciendo continentes o cuencas oceánicas, plataformas, montañas, pliegues de estratos y fallas

DISCORDANCIA: Es la superficie de erosión sepultada que separa rocas jóvenes de otras más antiguas

EJE AXIAL: Es la parte de un anticlinal que separa lo más simétricamente posible aun pliegue y se aplica también a un sinclinal

ENLACE COVALENTE: Ocurre en algunas sustancias cuando éstas comparten dos o tres valencias para combinarse entre sí

ENLACE SENCILLO: A la capacidad de un elemento de combinarse con otros se le llama valencia; estas valencias forman compuestos por medio de enlaces intercambiando electrones, de esta manera cuando se une el carbono con el hidrógeno forman un enlace sencillo dando como resultado el metano CH₄

ESTRUCTURA GEOLÓGICA: Se originan cuando ocurre un movimiento en la corteza terrestre y dan lugar a rasgos característicos estructurales llamados pliegues, fallas, juntas y discordancias

FACTOR DE RECUPERACIÓN: Para calcular las reservas necesitamos conocer el volumen original de hidrocarburos y el factor de recuperación. El factor de recuperación se calculará a una fecha determinada ya que es el cociente de la producción acumulada de hidrocarburos entre el volumen original medidos a condiciones de superficie esto es N_p/N o G_p/G . Dependerá de las variaciones en las propiedades físicas de la roca, del tipo de fluido, del mecanismo de empuje que predomine en el yacimiento y del ritmo de extracción

FALLAS: Fractura de una roca por presiones laterales. Ante estas presiones las rocas se comportan de forma elástica, plástica o bien fracturándose cuando se supera su límite de resistencia

FOB (Free on Board), libre a bordo: El vendedor coloca a bordo de un buque la mercancía en el puerto de embarque convenido en el contrato de compra-venta. Se transfiere el riesgo de pérdida o daño del vendedor al comprador cuando la mercancía ha pasado la borda del buque

GAS ASOCIADO: Es el gas asociado al crudo

GRUPO NSO: Grupo que comprende los elementos Nitrógeno, Azufre y Oxígeno

IN: Unidad inglesa conocida como pulgada que es equivalente a 2.54 cm.

IRIDISCENCIA: Es la exhibición de los colores primarios en el interior o en la superficie de un mineral; esto ocurre también con el petróleo que al contacto con la luz muestra en la parte superficial múltiples colores que cambian constantemente

JURÁSICO: Período intermedio del Mesozoico que transcurrió a lo largo de 54 millones de años. El clima era del tipo tropical, los reptiles alcanzaron su máximo desarrollo y se adaptaron a todos los medios: marino, terrestre y aéreo

LAS SIETE HERMANAS: “Las Siete Hermanas” fueron cinco grandes compañías petroleras estadounidenses, una compañía petrolera británica y una empresa conjunta británica-holandesa, Así pues, este término se refiere a las compañías petroleras siguientes: a)La Standard Oil Company de Nueva Jersey (Ahora Exxon), b)La Standard Oil Company de California (SOCAL); c)La Mobil Oil; d)La Gulf Oil Company; e)La Texaco Oil Company; f)La British Petroleum Company (BP), y g)La Royal Dutch Petroleum Company and Shell Transport Trading (Shell 60% holandesa y 40% británica)

MAPA GEOLÓGICO: Mapa en el que vienen indicados los accidentes del terreno mediante curvas que unen los puntos situados a la misma altura sobre el nivel del mar, además otras curvas indican la situación, naturaleza de los materiales y estructuras tectónicas a partir del cual se puede reconstruir la historia geológica del lugar

MARGEN: Netback - Precio del crudo

MARGEN NETO: Margen - Costo operación - Costo de transporte

MARGEN DE UTILIDAD: Margen del Istmo – Margen del Brent

MBD: Miles de barriles diarios

MERCADO DE FUTUROS: El mercado de futuros no se refiere al comercio petrolero físico, sino a los contratos de petróleo conocidos como “barriles de papel o electrónicos”. Si algunas negociaciones de futuros conducen a la entrega física, el propósito primordial de este mercado de futuros es proteger, a compradores y vendedores, contra el riesgo financiero de los cambios bruscos de precios

MERCADO SPOT: También conocido como el mercado de Físicos. En este tipo de mercado se realizan contratos de entrega inmediata y no se contemplan cambios en los volúmenes y precios que se establecen

METAMORFISMO: Proceso mediante el cual las rocas sufren cambio físicos o químicos, o ambos hasta quedar en equilibrio, en condiciones diferentes a aquéllas bajo las que se formaron originalmente

MMBD: Millones de Barriles Diarios

MMBPCE: Millones de Barriles de Petróleo Equivalentes a Crudo

NAFTÉNICOS: Son aceites que provienen de aceites parafínicos biodegradados

NETBACK: Rendimiento físico de cada producto obtenido de un Yield por el precio marcador del producto

NOTICE OF READINESS, aviso de listo: Notificación que hace el capitán de un buque o su agente naviero al embarcador, de que el buque ha llegado al lugar convenido y está listo para efectuar cualquier operación de carga y/o maniobra

NÚCLEOS DE FORMACIÓN: Son recortes de la formación que se extraen con barrenas especiales durante la perforación de pozos para realizar estudios litológicos y de fluidos y de esta manera determinar la existencia de un yacimiento petrolero

NYMEX: New York Mercantil Exchange, intercambios mercantiles en Nueva York, mercado de Futuros

OFFICIAL LAYDAYS: Ventana convenida, Término con el que se designa al lapso acordado entre las dos partes contratantes, para que un transporte, sea buque, carrotanque o autotanque, llegue a un punto determinado para la carga o descarga de las mercancías

OCDE: Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico

OMC: Organización Mundial de Comercio

ONU: Organización de las Naciones Unidas

OPEP: Organización de Países Exportadores de Petróleo

PALEOZOICO: También conocido como era primaria o era de los Trilobites, transcurrió 340 millones de años. Aparecen los primeros vertebrados y las plantas terrestres

PARAFÍNICOS: Aceites ligeros, generalmente líquido con excepción de algunas ceras con alto número de carbonos, su viscosidad es baja y el contenido de azufre también es bajo

PDRSE: Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía

PEMEX: Petróleos Mexicanos

PEP: Pemex Exploración y Producción

PETRÓLEO CRUDO: Excluye la producción de condensados y la de líquidos del gas natural obtenidos en las plantas de extracción de licuables. El petróleo crudo producido se considera pesado o ligero según los siguientes criterios:

Pesado: Petróleo crudo con densidad API igual o inferior a 27°. La mayor parte de la producción de este tipo de petróleo crudo provienen de yacimientos de la sonda de Campeche

Ligero y otros: Petróleo crudo con densidad API superior a 27°. Este tipo de petróleo crudo se produce tanto en la sonda de campeche como en otros yacimientos en explotación en el país.

Para el mercado de exportación se preparan tres variedades de petróleo crudo con las siguientes calidades típicas:

Istmo: Petróleo crudo ligero con densidad 33.6° API y 1.3% de azufre en peso

Maya: Petróleo crudo con densidad de 22° API y 3.3% de azufre en peso

Olmeca: Petróleo crudo muy ligero con densidad de 39.3° API y 0.8% de azufre en peso

PIB: Producto Interno Bruto

PLANO DE FACIES: Una facie es un término que denota la suma de las características litológicas y paleontológicas expuestas en un depósito sedimentario, ejemplo: facies aluviales, facies glaciales, facies litorales o facies sedimentarias. Sin dejar de existir las variedades aplicadas en un cuerpo ígneo que difiere en estructura o composición de la masa de roca de tipo normal. También se define como la combinación de características físicas y geológicas expuestas por una formación geológica en un punto particular; es frecuente hablar de un cambio de facies como ejemplo: decir cambio de facies de arena a lutita. El plano de facies es el plano o representación consecuencia de dos o más secciones, es decir, dos puntos forman una línea y tres puntos representan un plano

PLANO DE ISOPACAS: son líneas trazadas sobre un mapa a través de puntos de igual espesor correspondiente a un estrato o yacimiento

PLANO ESTRUCTURAL: La configuración representativa de pliegues, fallas, discordancias, etc. en tres dimensiones como consecuencia de tres o más secciones estructurales que son la representación geológica estructural en corte vertical de los objetivos anteriores

PLANO PALEOGEOLÓGICO: Es el plano representado con motivo del estudio evidente de una edad o época geológica antigua, es decir pensando en la etimología de la palabra

PLANO DE ESTRATIFICACIÓN: Superficie que separa capas de rocas sedimentarias. Cada plano marca la terminación de un depósito y el principio de otro carácter diferente, tal como la superficie que separa una capa de arena de una lutita. La roca tiende a separarse o romperse fácilmente a lo largo de los planos de estratificación

PLAT'S OILGRAM PRICE SERVICE: Esta publicación de precios proporciona información acerca de los parámetros de la oferta y la demanda mundiales de petróleo, sobre los acuerdos comerciales que se hacen todos los días en el mercado, y respecto de cualquier movimiento en los precios del petróleo

PLEGAMIENTO: Flexión o doblez en las rocas producido cuando las rocas estaban en estado plástico

PMI: Pemex Internacional

PR: Pemex Refinación

PRECÁMBRICO: En la escala del tiempo geológico ocupa la edad más antigua y el tiempo de ocurrencia fue hace 600 millones de años; para darnos una idea las rocas más antiguas tienen 3, 300 millones de años ya que existe una casi completa ausencia de restos fósiles

PRESIÓN DE VAPOR: Es la que ejerce sobre un líquido su vapor, en condiciones de equilibrio

PRESIÓN DE VAPOR REID: Indica el grado de estabilización de un líquido y es siempre menor que la presión de vapor verdadera del líquido

PRESIÓN ÓPTIMA DE SEPARACIÓN: Es aquella a la cual se recupera el máximo volumen de líquidos a condiciones estándar por volumen de fluidos producidos del yacimiento

PRUEBAS DE PRODUCCIÓN: Consiste en determinar la variación del gasto al variar el diámetro del estrangulador con la finalidad de determinar el diámetro óptimo del estrangulador, para ello se recomienda realizar por lo menos tres pruebas, variando el gasto, la RGA y el diámetro del estrangulador

RECORTES DE FORMACIÓN: Son las partículas que la barrena desprende al perforar la roca y que son expulsados hacia la superficie por el fluido de perforación

REGIONES: Ambito geográfico correspondiente a la división administrativa de Pemex Exploración y Producción integrado por cuatro Regiones: la Región Norte y la Región Sur, La Región Marina Suroeste y la Región Marina Noreste. Las cabeceras Regionales se ubican a lo largo de la Costa del Golfo de México : Poza Rica, Ver. (Región Norte), Villahermosa Tab. (Región Sur), y Ciudad del Carmen, Camp. (Región Marina Noreste y Región Marina Suroeste)

RELACIÓN GAS-ACEITE: Son los pies cúbicos de gas producido por cada barril de aceite producido medidos ambos volúmenes a condiciones estándar, Las condiciones de separación como presión, temperatura y etapas, afectan el valor de dicha relación

RELACIÓN GAS-AGUA: Son los pies cúbicos de gas producido por cada barril de agua producido medidos ambos volúmenes a condiciones estándar

RENDIMIENTO NETO: Son los Netback

REUTER: Agencia especializada en informes sobre precios de petróleo y condiciones del mercado petrolero internacional, estos informes se difunden de inmediato por todo el mundo, mediante diversos sistemas de redes de computación electrónica o pantallas de presentación en línea

ROCA ALMACEN: Es la roca que contiene al yacimiento *in situ*

ROCA GENERADORA: Es la roca donde originalmente ocurrió la acumulación de la materia orgánica que debido a las condiciones de presión y temperatura dieron como resultado al petróleo

ROCA IMPERMEABLE: Es la roca que por sus características de arreglo interno de poros y granos no permite el paso de un fluido a través de ella

ROCA PERMEABLE: Es la propiedad que permite el movimiento de fluidos a través de ella debido a la intercomunicación de sus poros o sus fracturas

SE: Secretaría de Energía

SNR: Sistema Nacional de Refinación

TERCIARIO: Era equivalente a la Cenozoica, pero como ahora se prefiere considerar a la antigua era cuaternaria no como era geológica, si no como un período más del Cenozoico, entonces el término terciario se utiliza para designar la base del Cenozoico

TLC: Tratado de Libre Comercio

TRAMPA ESTRATIGRÁFICA: Ocurre cuando existe una variación de permeabilidad en un mismo estrato de roca que impida el escape o migración de los hidrocarburos

TRAMPA ESTRUCTURAL: Son resultado de movimientos de la corteza terrestre como las fallas y los anticlinales, siendo estos últimos los más importantes ya que el 80% del petróleo producido se ha extraído de este tipo de trampas

TRAMPAS GEOLÓGICAS: Son receptáculos cerrados y son cuerpos de rocas almacenadoras de petróleo completamente rodeadas por rocas impermeables, o sea la trampa es el obstáculo que impide el escape o migración de los hidrocarburos

YIELD: Rendimiento físico del crudo

USDB: Dólares Estadounidenses por Barril

WTI (West Texas Intermediate): Es el crudo marcador que se produce en el Estado de Texas, E.U. cuya densidad corresponde a 40 °API

BIBLIOGRAFÍA

LA EXPROPIACIÓN PETROLERA

Asociación de Ingenieros Petroleros de México

EDUARDO CERVERA DEL CASTILLO

Invierno de 1987

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

Ediciones Omega, S.A.

KENNETK. LANDES

1972

APUNTES DE GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

Facultad de Ingeniería, UNAM

EDUARDO RODRIGUEZ SANTANA

Julio de 1985

THE RPI (RESOURCE PROGRAMS INC.) PRIMER OF OIL EXPLORATION, DRILLING AND PRODUCTION

Copyright by Resource Programs Inc.

1976

GEOLOGÍA DE EXPLOTACIÓN

El papel de la geología de subsuelo en la Exploración y Explotación petrolera

CARLOS CASTILLO TEJERO

1997

RESERVAS PETROLERAS Y DISPONIBILIDAD

Revista de la Ingeniería Mexicana

Facultad de Ingeniería, UNAM

CARLOS CASTILLO TEJERO

Abril-Junio, 1991

INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

Desarrollo de los campos petroleros

Compañía Editorial Continental, S.A.

LESTER CHARLES UREN

1964

EL PETRÓLEO MEXICANO EN LA ESTRUCTURA ENERGÉTICA MUNDIAL

Instituto de Investigaciones Económicas. UNAM

RAMÓN MARTÍNEZ ESCAMILLA

1971

PROBLEMAS DEL SECTOR ENERGÉTICO EN MÉXICO

El Colegio de México
MIGUEL S. WIONCZEK
1983

PROGRAMA DE DESARROLLO Y REESTRUCTURACIÓN DEL SECTOR DE LA ENERGÍA 1995 - 2000

Poder Ejecutivo Federal
SECRETARÍA DE ENERGÍA
Diciembre de 1995

OPORTUNIDADES DE INVERSIÓN EN EL SECTOR DE LA ENERGÍA DE MÉXICO

SECRETARÍA DE ENERGÍA
JESUS REYES HEROLES
Diciembre de 1995

**INFORME DE LABORES DE PEMEX 1995 -1996, 1996-1997, 1997-1998
PEMEX**

Diciembre de 1995, 1996 y 1997

**MEMORIA DE LABORES DE PEMEX
PEMEX**

1995, 1996, 1997, 1998

DETERMINACIÓN DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO

Opciones para México

Fondo de cultura económica
ALEJANDRO ALMEIDA GARZA GALINDO
1994

APUNTES DE MECÁNICA DE FLUIDOS

Facultad de Ingeniería, UNAM
ROBERTO A. CASTRO FLORES
RAÚL LEÓN VENTURA
RAFAEL RODRIGUEZ NIETO
1986

LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS DE MÉXICO

Pemex Exploración y Producción
Volumen I
Enero de 1999

INGENIERÍA PETROLERA

Agosto de 1997

AIPM

MOMENTO ECONÓMICO

Instituto de Investigaciones Económicas

Abril de 1998

EL COMERCIO EXTERIOR DE HIDROCARBUROS Y SUS DERIVADOS EN MÉXICO (1970 – 1985)

El Colegio de México

MICHEL SNOECK

1987

TESIS: EL PETRÓLEO, ACTOR POLÍTICO ECONÓMICO EN EL DESARROLLO DE LAS RELACIONES INTERNACIONALES

El caso de Petróleos Mexicanos.

ALBA CECILIA

1994

PROGRAMA DE INVERSIÓN DE PEP PARA 1996

PEMEX

RESULTADOS DE OPERACIÓN Y COSTOS DE PEP, 1998

PEMEX

PETRÓLEO INTERNACIONAL

Julio – Agosto de 1998

MECANISMOS DE PRECIOS DE TRANSFERENCIA DE CRUDOS

PEMEX

Abril de 1998

TESIS: EL MERCADO DE FUTUROS: UNA ALTERNATIVA PARA GARANTIZAR LAS UTILIDADES DEVENGADAS AL PROCESAR CRUDO MEXICANO EN EL EXTERIOR

JORGE ALUM KAHWAGI

Octubre de 1992

INGENIERÍA TERMODINÁMICA

GORDON VAN WILLEM

RICHARD SONNTAG

Editorial Limusa

1973

DICCIONARIO ENCICLOPÉDICO

VOX LEXIS 22

Mineralogía-Geología

1992

THE TANKER REGISTER

CLARKSON

Research Studies

1996

FUNDAMENTOS DE GEOLOGÍA FÍSICA

L. DON LEET

SHELDON JUDSON

Editorial Limusa

1982

TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS

COLEGIO DE INGENIEROS PETROLEROS DE MÉXICO

ING. FRANCISCO GARAICOCHEA PETRIRENA

ING. CESAR BERNAL HUEICOCHEA

ING. OSCAR LOPEZ ORTIZ

1991

DICCIONARIO DE TÉRMINOS GEOLÓGICOS

C.M. RICE

Eduards Brothers, Inc.

PETROLEUM REFINING

Technology and Economics

Third Edition

JAMES H. GARY

GLEN E. HANWERK

1994

Páginas Web

<http://www.iea.org> (página oficial de la Agencia Internacional de Energía)

<http://www.bpamoco.com> (página oficial de BP Amoco)

<http://www.inegi.gob.mx> (página oficial del Instituto de Estadística Geografía e informática)

<http://www.pemex.com> (página oficial de Petróleos Mexicanos)

<http://www.primer enfoque.com.mx> (Primer Enfoque, síntesis informativa)