

2
2ej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**VISIÓN GENERAL SOBRE LA CAPACIDAD
DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO CRUDO
Y SUS COSTOS ASOCIADOS EN EL
SISTEMA PETROLERO NACIONAL**

TESIS PROFESIONAL

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA

ALBA CORONA HERNÁNDEZ

DIRECTOR DE TESIS: M. en I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA



MÉXICO, D.F. ABRIL 1999.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

274291



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-022

SRITA. ALBA CORONA HERNANDEZ
Presente

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

**VISION GENERAL SOBRE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE PETROLEO
CRUDO Y SUS COSTOS ASOCIADOS EN EL SISTEMA PETROLERO NACIONAL**

- INTRODUCCION**
- I PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE CRUDO**
- II ALMACENAMIENTO DE CRUDO EN EL SISTEMA PETROLERO NACIONAL**
- III DETERMINACION DE LOS COSTOS DE ALMACENAMIENTO**
- IV ANALISIS COMPARATIVO**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

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 29 de junio de 1998
EL DIRECTOR

ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RELR*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

VISIÓN GENERAL SOBRE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO CRUDO Y SUS COSTOS ASOCIADOS EN EL SISTEMA PETROLERO NACIONAL.

DIRECTOR DE TESIS: M. en I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

REALIZADA POR: ALBA CORONA HERNÁNDEZ

JURADO DE EXÁMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: ING. JESÚS HECTOR DÍAZ ZERTUCHE

VOCAL: M. en I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

SECRETARIO: M. en I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

1er. SUPLENTE: M. en I. MAXIMINO MEZA MEZA

2º. SUPLENTE: ING. JOSE CARLOS PACHECO LEDEZMA

A large, complex handwritten signature or scribble is positioned on the right side of the page, overlapping several horizontal lines. The signature is highly stylized and difficult to decipher, appearing to be a cursive or shorthand form. It spans across the vertical space of the text area, partially overlapping the names of the jury members.

Ciudad Universitaria, Abril 1999.

Agradezco al Instituto Mexicano del Petróleo la oportunidad de participar en su programa de apoyo a la titulación en el programa de beca-tesis, el cuál fue una gran motivación para concluir con el presente trabajo.

Deseo expresar mi sincera gratitud a las siguientes personas quienes en diversas formas me han orientado y apoyado en momentos difíciles y a las cuales les debo en gran parte este logro...

Al M. en I. José Ángel Gómez Cabrera por brindarme siempre su apoyo y conocimientos; por todos aquellos consejos tan importantes que siempre llevaré conmigo y que aplicaré cuando sea necesario; además, quiero felicitarlo por su energía y entrega hacia la actividad docente, gracias a la cuál varias generaciones de ingenieros petroleros hemos tenido la oportunidad de contar con un gran profesor.

Al M. en C. Iván Barón Ruiz por su amplia colaboración en el desarrollo del presente trabajo.

Al M. en I. Enrique Garduño Navarro, por sus acertadas y múltiples observaciones, por sus consejos y por la alegría que siempre está dispuesto a brindar a los demás, siga así siempre.

Al Ing. Javier E. Gurrión García Mier por su amistad y apoyo, por su crítica constructiva y por ser una magnífica persona.

A todo el personal de la Gerencia de Enlace Comercial, principalmente al Ing. Sergio Yedra, la Lic. Thelma Gutiérrez y el Lic. Gustavo Vaca, quienes siempre me han brindado sus conocimientos a pesar de sus múltiples actividades y con quienes compartí muy gratos momentos.

A mis sinodales, por otorgarme un espacio para leer el presente trabajo y cuyas observaciones indudablemente lo han mejorado.

A mis padres Ma. Cristina y Aurelio, por darme la oportunidad de elegir el rumbo de mi vida, por la confianza que siempre han depositado en mí, por el apoyo incondicional que me han brindado en los momentos difíciles y principalmente por haberme brindado el maravilloso don de la vida.

A Karen Ixchel, por otorgar mucho del tiempo que te correspondía de cuidados y juegos para que pudiera emplearlo en estudio y trabajo, gracias por tu comprensión; eres mi felicidad y mi mayor orgullo, no lo olvides.

A mi hermano Marco Aurelio quién siempre me ha brindado su apoyo, te quiero mucho.

A mis compañeros Ingenieros de la Línea de Análisis de Negocios del Instituto Mexicano del Petróleo; Marco Antonio Gómez, Julio Almanza, Alejandro Soto, Andrés Padrón y al Lic. Noé Vargas de quienes aprendí muchas cosas importantes para mi desarrollo profesional; chicos, muy buena suerte y sigan siempre adelante.

A mis compañeros de carrera con quienes compartí clases, por su amistad sincera.

A la Facultad de Ingeniería y a la Universidad Nacional Autónoma de México, por brindarme la oportunidad de estudiar en sus aulas, bibliotecas y jardines; siempre será un gran orgullo para mí ser Universitaria.

A todos ustedes mil gracias.

VISIÓN GENERAL SOBRE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO CRUDO Y SUS COSTOS ASOCIADOS EN EL SISTEMA PETROLERO NACIONAL

INTRODUCCIÓN

I. PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE CRUDO	2
I.1 Producción por región y tipo de crudo	6
I.2 Distribución y manejo	8
I.3 Consumo nacional	12
I.3.1 Número de refinerías y capacidad nominal de refinación	13
I.3.2 Productos principales	16
I.3.3 Conceptos básicos de refinación	17
I.3.3.1 Breve descripción de los principales procesos	19
I.3.3.2 Rendimiento por tipo de crudo	24
I.3.3.3 Márgenes de refinación	25
I.3.3.4 Simuladores PIMS, SNR	28
I.4 Exportaciones	30
I.4.1 Mercados internacionales de crudo	31
I.4.2 Volúmenes y mezclas de exportación por mercado	35
I.5 Determinación de los precios de los distintos crudos de exportación.	35
Bibliografía	40
II. ALMACENAMIENTO DE CRUDO EN EL SISTEMA PETROLERO NACIONAL	42
II.1 Importancia del almacenamiento	42
II.2 Evolución histórica	44
II.3 Almacenamiento en Terminales Marítimas	46
II.3.1 Características principales	46
II.3.2 Capacidades de almacenamiento y bombeo	56
II.3.3 Determinación de la capacidad de almacenamiento	60
II.4 Almacenamiento en cavernas hechas en domos salinos	61
II.4.1 Características principales	62
II.4.2 Capacidades de almacenamiento y bombeo	66
II.5 Capacidad de almacenamiento en centros de distribución	69
Bibliografía	71

III. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE ALMACENAMIENTO	73
III.1 Elementos básicos en la determinación de costos	74
III.1.1 Características de los costos	74
III.1.2 Concepto de costo	75
III.1.3 Clasificación de los costos	76
III.2 Metodologías de costeo	78
III.2.1 Costeo directo e indirecto contemplando costos fijos y variables	78
III.2.2 Costeo absorbente o total	80
III.3 Cálculo de los costos de almacenamiento	81
III.3.1 Proceso descriptivo	83
III.3.1.1 Proyecto de gran visión	84
III.3.1.2 Proyecto ejecutivo e ingeniería de detalle	85
III.3.1.3 Obtención de materiales y equipo	86
III.3.1.4 Etapa de construcción	86
III.3.1.5 Etapa de operación y mantenimiento	89
III.3.2 Cálculo del valor actual del equipo, herramientas y servicios	91
III.3.3 Aplicación de la metodología de costeo directo e indirecto con la subclasificación de costos fijos y variables	93
III.3.3.1 Clasificación en costos directos e indirectos y gastos de administración	93
III.3.3.2 Clasificación en costos fijos y variables	97
III.3.4 Costos de almacenamiento anuales y mensuales	100
III.3.4.1 Análisis financiero	100
III.3.4.2 Análisis de rentabilidad	111
Bibliografía	117
IV. ANÁLISIS COMPARATIVO	119
IV.1 Clasificación de los sistemas de almacenamiento	120
IV.2 Almacenamiento estratégico	121
IV.3 Proyectos y expectativas	124
Bibliografía	126

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

ÍNDICE DE TABLAS Y FIGURAS

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo de tesis se plantean como principales objetivos conocer y analizar la capacidad de almacenamiento de petróleo crudo a extensión nacional, determinar el costo por barril de crudo almacenado mediante un ejemplo de instalación de tanques de almacenamiento con fines estratégicos, para posteriormente hacer un análisis comparativo con relación a las ventajas operativas y comerciales de contar con instalaciones de almacenamiento y finalmente presentar la tendencia del mercado internacional en cuestión del almacenamiento de crudo.

En el primer capítulo se hace mención a todo el proceso de producción y distribución de crudo desde que llega a la superficie hasta que es entregado en los puntos de venta tanto nacionales como de exportación, presentando además, los volúmenes destinados a cada uno, no sin antes hacer referencia a la obtención de los crudos de exportación, sus características físicas y el mecanismo de valoración de los precios de estos crudos.

En este mismo capítulo se abordan brevemente temas sobre procesos, capacidades, cálculo de rendimientos y márgenes de refinación, debido a que los conceptos anteriores están estrechamente ligados al cálculo de los precios en los distintos mercados con los que ha celebrado contratos México.

En el segundo capítulo se presenta una breve semblanza de la evolución del almacenamiento de crudo en el ámbito internacional, desde sus orígenes hasta nuestros días, realzando su importancia; además, se presenta la capacidad de almacenamiento nacional en terminales marítimas, domos salinos, barcos cautivos y centros de distribución, mencionando sus características principales.

En el tercer capítulo se desarrolla la metodología de cálculo de costos, mencionando al inicio de éste, los conceptos básicos y las principales metodologías aplicables a su determinación. El cálculo de los costos de almacenamiento planteado sigue las bases de la evaluación de proyectos de inversión tanto en el proceso descriptivo, como en los elementos para determinar un costo real, tomando en cuenta el tiempo de recuperación de la inversión con una tasa de interés.

En el cuarto y último capítulo se presentan datos de volúmenes de crudo en inventarios a nivel internacional, haciendo breve referencia a aquéllos que se tienen en otros países productores/consumidores y se mencionan al final de este capítulo, proyectos y expectativas en el país y un panorama general de la situación mundial referente al almacenamiento de crudo.

Se ha considerado relevante el apoyo que esta información pueda prestar en caso de que se requiera hacer algún estudio posterior concerniente al almacenamiento de crudo.

CAPÍTULO I

PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE CRUDO

CAPÍTULO I

PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE CRUDO

En toda la planicie costera del Golfo de México, se localizan actualmente las provincias geológicas y las grandes áreas petroleras con que cuenta el país; en cada cuenca se encuentran yacimientos de hidrocarburos con características propias cada uno. Las principales provincias productoras de crudo son:

Cuenca de Tampico-Tuxpan
(a ésta pertenece la Faja de Oro, Terrestre y Marina)
Cuenca de Veracruz y Plataforma de Córdoba
Cuencas Terciarias del Sureste
(Salina del Istmo y Cuenca de Macuspana)
Mesozoico Chiapas-Tabasco
Sonda de Campeche

La exploración, explotación, producción, manejo y venta del petróleo crudo producido en dichas cuencas, se encuentra a cargo de Pemex Exploración y Producción; que para la mejor administración de sus activos se divide en cuatro regiones:

Región Marina Noreste,	RMNE
Región Marina Suroeste,	RMSO
Región Sur,	RS
Región Norte,	RN

Los campos petroleros que se localizan en estas regiones producen crudos que van desde los 12 hasta los 48 ° API, considerados de tipo pesado, ligero y superligero.

En las figuras I.1 y I.2 pueden observarse las provincias petroleras y las regiones antes mencionadas ^{1, 2 *}.

* Referencias al final del capítulo.

Figura I.1 Provincias petroleras productoras de crudo en la República Mexicana.

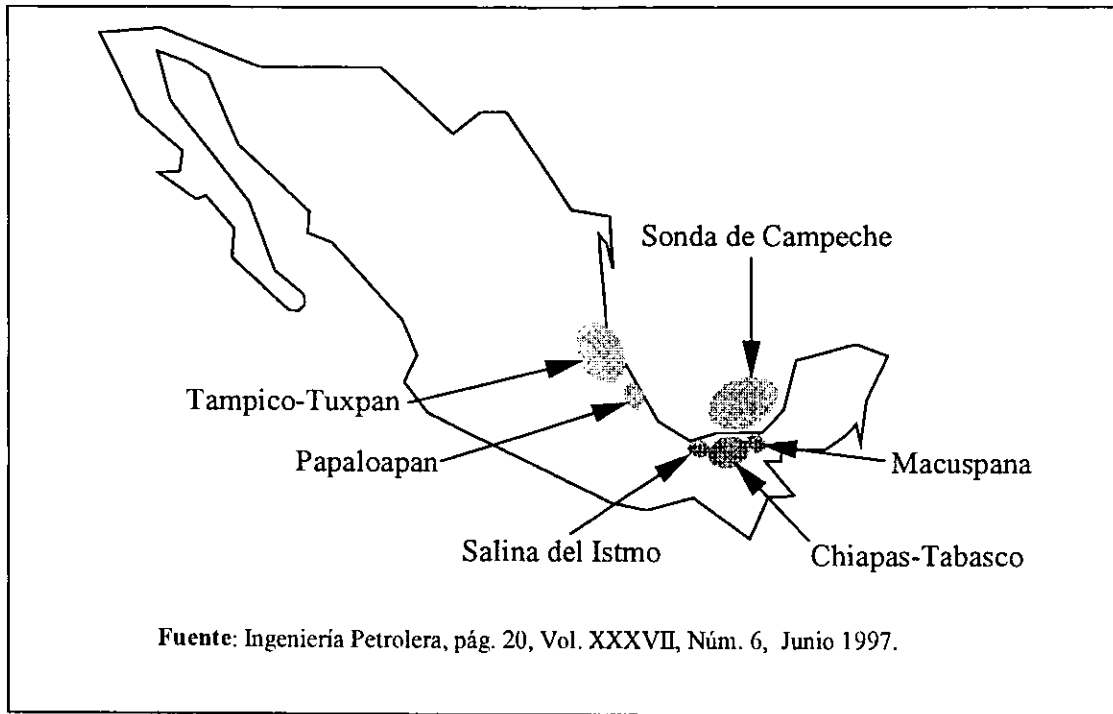
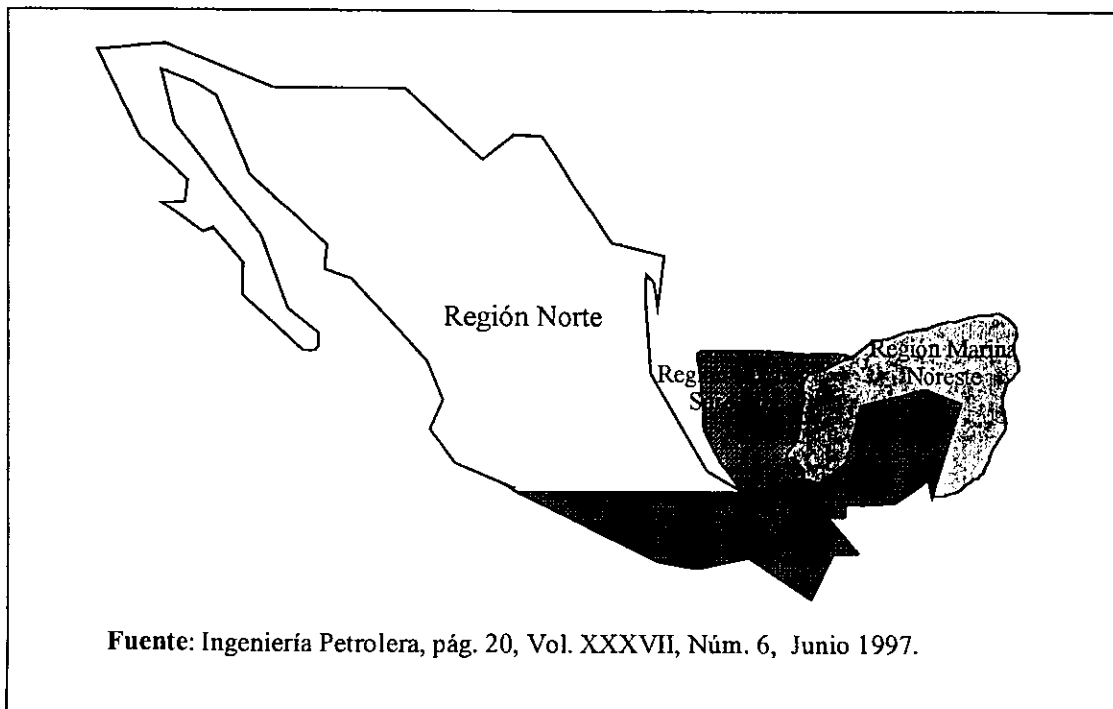


Figura I.2 Regiones para la administración de los activos, Pemex Exploración y Producción.



Las propiedades físicas y químicas que sirven para clasificar a los crudos producidos en los campos petroleros, son: presión de vapor, presión de vapor Reid (PVR), salinidad, contenido de agua y sedimentos, contenido de azufre y la densidad relativa; ésta es la más utilizada y se acostumbra medir en la industria petrolera en grados American Petroleum Institute, °API.^{2,7}

La densidad relativa puede expresarse en °API¹³. Ésta es una escala arbitraria que expresa la densidad de los distintos tipos de petróleo crudo y se determina mediante la siguiente relación:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\rho_r @ 60^{\circ}\text{F} / 1 \text{ atm}} - 131.5;$$

Donde:

ρ_r Es el valor de la densidad relativa; definida como la relación existente entre la masa y el volumen que ocupa cierta cantidad de materia, cuando es medida a una temperatura de 60 °F con relación a la densidad del agua (libre de sólidos) medida también a 60 °F, ambas a 1 atmósfera de presión (Condiciones Estándar).

De la ecuación anterior se infiere que, materiales con densidades relativas “altas” les corresponde un valor “bajo” en °API y viceversa, por lo tanto, los crudos pesados con altas densidades relativas, corresponderán a valores bajos en °API.

Si se conoce la densidad relativa, es posible tener una idea aproximada del rendimiento de fracciones ligeras (gasolinas) que tendrá el crudo una vez procesado; en el mercado se prefieren los crudos que cedan mayores volúmenes de destilados intermedios. Debido a ello se puede atribuir a los crudos un mayor valor comercial; por lo tanto, se tienen clasificaciones de petróleo crudo con base en su densidad relativa expresada en grados API. La tabla I.1 muestra una clasificación general de crudos :

Tabla I.1. Clasificación general de crudos.

Tipo de Crudo	Densidad °API	Densidad Relativa
Pesado	12 a 28	0.9861 a 0.8871
Ligero	29 a 35	0.8816 a 0.8499
Superligero	36 a 42	0.8448 o 0.8156

Fuente : Oil Literacy, Poten & Partners, New York.

El grado de estabilización de un hidrocarburo líquido se mide por su *presión de vapor Reid (PVR)* ⁹, que es una medida de la presión de vapor, y que se emplea frecuentemente para identificar el grado de volatilidad de gasolinas y crudo; se define como la presión absoluta que ejerce una mezcla determinada a 100 °F y con una relación de volúmenes vapor - líquido igual a 4. Un crudo se considera estable con PVR abajo de 12 a 13 psi (de 0.84 Kg/cm² a 0.91 Kg/cm²).

Los procesos de deshidratación, desalado y estabilización, deben realizarse con eficacia para no afectar negativamente el valor de los crudos.

La *deshidratación*, es necesaria para evitar corrosión, erosión, taponamientos e incrustaciones de sales y otros sólidos en el equipo de destilación, intercambiadores de calor y en líneas de conducción.

El *desalado*, se lleva a cabo conjuntamente con la deshidratación, debido a que las distintas sales como son las de sodio, calcio, litio, magnesio, etc.; están disueltas en el agua y se eliminan en esta operación que utiliza reactivos químicos.

El *contenido de Ácido Sulfhídrico (H₂S)* en los crudos mexicanos es significativo porque afecta la calidad del crudo e impone diferentes métodos de eliminación, con sus costos asociados. Además, este ácido compuesto combinado con el agua y los cationes y aniones de sales que ésta contiene, forma una mezcla de ácidos (Ácido Sulfurico, H₂SO₄ y Ácido Clorhídrico, HCl) sumamente corrosiva que daña las partes mecánicas de los sistemas de manejo superficial del crudo. Todos los crudos contienen azufre, la cantidad puede variar en un rango de unos pocos mg/lit de aceite (una unidad frecuentemente expresada como partes por millón en peso) a una parte o más¹⁰.

I.1 Producción por región y tipo de crudo^{3, 4}

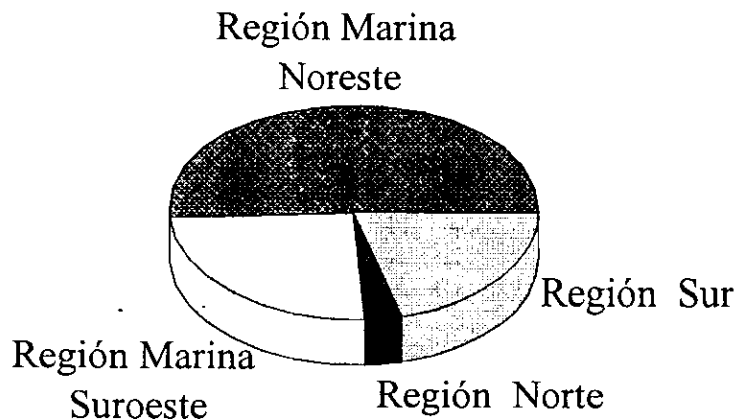
La producción de crudo obtenida en 1998 promedió 3,070 MBD, como puede observarse en la tabla I.2, dónde se desglosan los volúmenes aportados por las diferentes regiones:

Tabla I.2. Producciones aportadas por las regiones del sistema nacional en 1998.

Región	Volumen (MBD)	Porcentaje
Marina Noreste	1,641	53.45
Marina Suroeste	716	23.32
Sur	621	20.21
Norte	92	3.02
Total	3,070	100.00

Fuente: Memoria de Labores, PEMEX, 1998.

Figura I.3 Participación por región en la producción de crudo en 1998.



Fuente: Memoria de Labores, PEMEX, 1998.

Hasta el mes de Febrero de 1999, la producción de crudo era de 3,020 MBD⁵.

En la tabla I.3 se pueden observar las producciones por región y tipo de crudo en 1998:

Tabla I.3. Producciones por región y tipo de crudo en 1998.

Region	Tipo de Crudo	Volumen Producido (MBD)
Marina Noreste	Pesado	1,605
	Ligero	36
Marina Suroeste	Ligero	716
Sur	Pesado	0
	Ligero	57
	Superligero	563
Norte	Pesado	53
	Ligero y Otros	39
Sistema	Todos	Total 3,070

Fuente : Memoria de Labores, PEMEX, 1998.

Hasta el mes de febrero de 1999 la producción por tipo de crudo se encontraba de la siguiente manera :

Tabla I.4. Producción por tipo de crudo para febrero de 1999.

Tipo de Crudo	Volumen Producido (MBD)
Pesado	1,641
Ligero	834
Superligero	545
Total	3,020

Fuente : Internet. <http://www.PEMEX.com.mx>

Las cifras anteriores ilustran la importancia de la producción de crudo para satisfacer las demandas tanto del consumo interno como de las exportaciones.

Regiones Marinas¹²

Las regiones marinas, Noreste y Suroeste, produjeron en 1998 aproximadamente el 77 % de la producción nacional; ambas poseen crudo pesado y ligero. En la Marina Noreste predomina el crudo pesado y sólo en los campos Ek, Ixtoc y Balam se encuentra aceite ligero, con densidades de 27 a 32°API; la producción se compone del 98 % de crudo pesado y de 2 % de crudo ligero, siendo Cantarell el campo con la reserva más grande de aceite de esta región, el cual posee crudo pesado de 19 a 22°API.

En los campos de la Región Marina Suroeste se produce básicamente aceite ligero; Abkatún es el campo más importante, cuenta con crudo de 28°API y su producción es de casi 100% aceite ligero.

La producción global de las regiones marinas es 32 % de aceite ligero y 68 % de aceite pesado (1998). Para sostener la plataforma nacional de producción de crudo y gas, las regiones marinas han desempeñado un papel muy importante durante cerca de 20 años, ya que su aportación ha tenido una tendencia moderada pero creciente en todo ese período.

Regiones Sur y Norte¹²

La Región Sur produce casi 100 % de crudos ligero y superligero. Por su parte, la Región Norte produjo 92 MBD (en 1998), de los cuales el 58 % fue de crudo pesado y el 42 % de crudo ligero.

1.2 Distribución y manejo^{3,5}

Las regiones marinas comparten instalaciones terrestres y los ductos principales para el transporte, distribución y manejo del crudo. El 71 % de la producción de crudo pesado de la RMNE se exporta por la terminal marítima de Cayo Arcas, del 29 % restante, el 25 % se exporta por la terminal marítima de Dos Bocas, por la terminal marítima de Pajaritos el 3 % y por la terminal marítima de Salina Cruz, el 1 %.

Toda la producción de crudo ligero de la RMSO, el 29% de crudo pesado producido en la RMNE que no se exporta por la terminal marítima de Cayo Arcas y la corriente de crudo ligero de la RMNE se separa en el complejo de producción Akal C, se bombean hacia la terminal marítima de Dos Bocas.

En Dos Bocas se estabilizan y se envían al centro comercializador de crudo “Palomas”, ahí se distribuyen: a la estación de rebombeo de Nuevo Teapa, para entregar a las refinerías del sistema; a exportación por las terminales marítimas mencionadas; se almacena ahí mismo o se envía a los domos salinos de Tuzandépetl.

Manejo de crudo en la terminal marítima de Cayo Arcas

En Cayo Arcas se recibió crudo pesado de la Región Marina Noreste para su exportación en un volumen promedio de 820 MBD en 1997; a través de dos oleoductos de 36 pulgadas de diámetro, procedentes del complejo de producción Akal J.

Para 1998, la capacidad de manejo de crudo en esta terminal fue de 960 MBD; debido a que cuenta con una protección natural contra el mal tiempo puede operar al 95% en los meses de invierno, contrastando con el resto de las terminales del Golfo de México, que laboran sólo el 50%, debido al mal tiempo que prevalece en dicha estación. Con el barco cautivo Ta-Kuntah, a partir de junio de 1998 se ampliaron el margen de exportación y el tiempo de operación de la terminal hasta 100%, a través del sistema de almacenamiento costa afuera, denominado FSO (Facilities Storage Offshore), se maneja un volumen de 593 MBD.

Manejo de crudo en la terminal marítima de Dos Bocas

El manejo de crudo en esta terminal se inicia en una área de recepción conocida como zona de llegada o de trampas, que distribuye toda la producción de crudo ligero (817.5 MBD, de 34.5 °API) y parte del crudo pesado (650 a 850 MBD, de 21.4 °API) a la plataforma elevada de estabilización, cuya capacidad es de 900 MBD para crudo ligero y 1,000 MBD para crudo pesado, obteniendo así una capacidad total de 1,900 MBD.

En los complejos marinos de producción se llevan a cabo las dos primeras etapas de separación a 7 y a 1 Kg/cm², respectivamente, al llegar las corrientes de crudo pesado y ligero a esta terminal, se lleva a efecto una última etapa de separación para acondicionar el petróleo crudo que se envía a almacenamiento y distribución. El crudo superligero se recibe a través de un oleoducto de 16 pulgadas, procedente de la Central de Almacenamiento y Bombeo de Cunduacán, Tab.

Manejo de crudo en la terminal marítima de Pajaritos

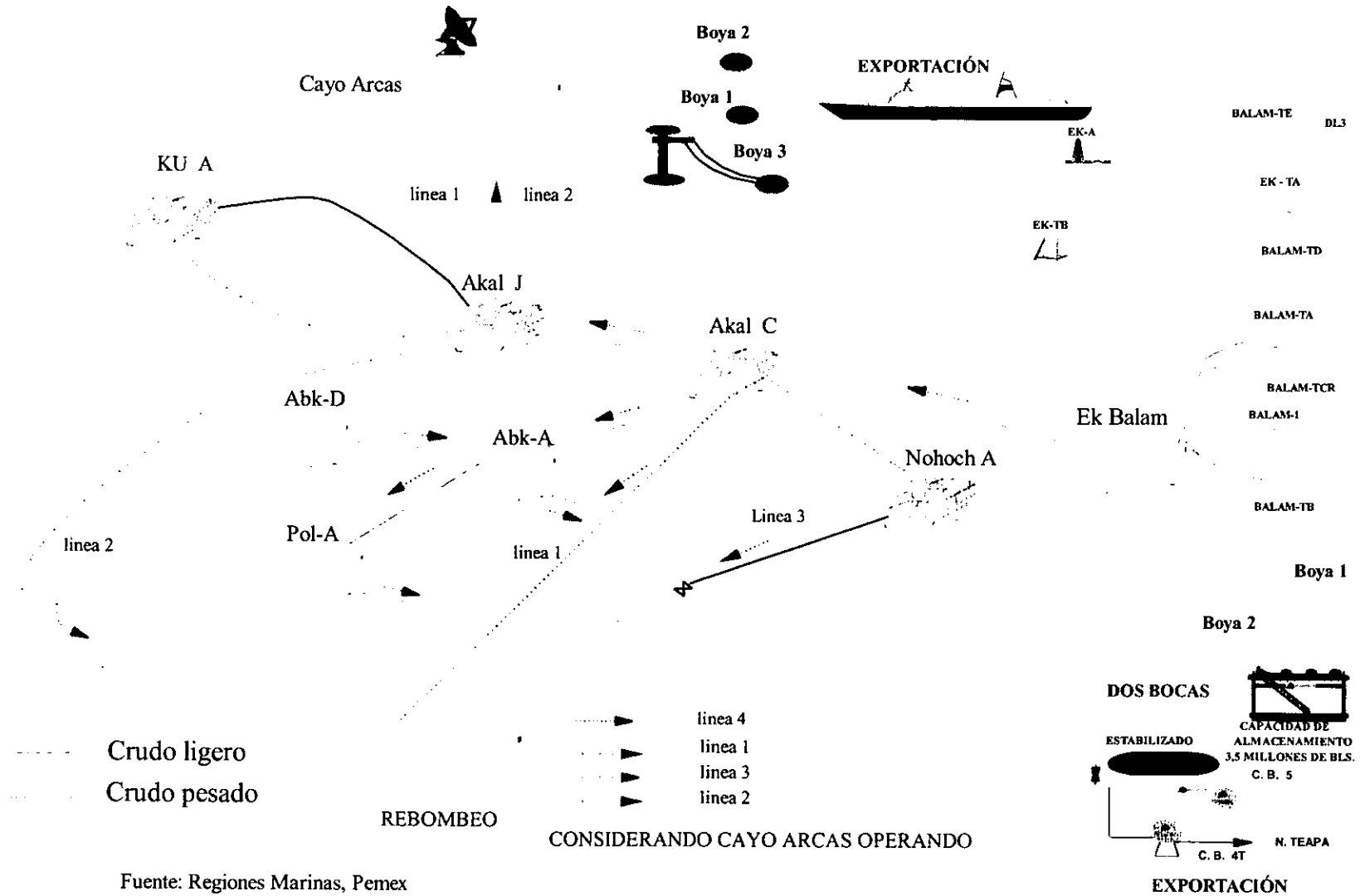
Originalmente se contaba con trece tanques de almacenamiento para manejar los tres crudos de exportación; sin embargo en la actualidad solamente se exporta crudo Olmeca en un volumen de 390 MBD.

Manejo de crudo en la terminal marítima de Salina Cruz

A través de esta terminal se exportó un volumen de 300 MBD de crudo Istmo y un volumen de 22 MBD de crudo Maya durante 1997.

En la figura I.4 se observa la distribución de crudo en las regiones marinas ¹²

Figura I.4. Distribución de crudo en las regiones marinas.



I.3 Consumo nacional ^{3,5}

El sistema nacional de distribución representa el medio de aprovisionamiento de petróleo crudo desde los campos y activos de producción, hasta los puntos de venta o entrega comerciales, donde se inicia el contacto con los mercados nacional e internacional.

El crudo que se destina al consumo nacional lo absorbe Pemex Refinación, organismo que está integrado por seis refinerías y el complejo petroquímico de Cangrejera en Veracruz.

En 1998, Pemex Refinación recibió un volumen de 1,318 MBD, (43 % de la producción total nacional para ese año), integrados por 38 % de crudo pesado, 61% de crudo ligero y el 1 % de crudo superligero, en sus instalaciones se producen principalmente productos petrolíferos y productos petroquímicos. Además de procesar petróleo crudo, las refinerías procesan los denominados líquidos, que están compuestos de propano, butano y naftas obtenidas de los procesos primarios aplicados al crudo.

En la tabla I.5 se pueden observar los volúmenes de productos petrolíferos, combustibles y productos petroquímicos usados para consumo interno en 1998.

Tabla I.5. Consumo interno de petrolíferos y combustibles en 1998.

Consumo Interno	(MBD)
Gasolinas	513
Pemex Magna	481
Pemex Premium	30
Gasaviones	1
Otras	1
Querosenos (turbosina)	52
Diesel	276
Pemex Diesel	226
Marino	18
Industrial	33
Combustible industrial	6
Combustóleo	489
Gasóleo doméstico	1
Asfaltos	17
Lubricantes	5
Parafinas	1
Coque	1
Productos petroquímicos (mt)	51

Fuente : Memoria de labores, PEMEX, 1998.

I.3.1 Número de refinerías y capacidad nominal de refinación ⁴

Las seis refinerías con que cuenta el país, son :⁴

Cadereyta, N. L.; Cd. Madero, Tamps.; Minatitlán, Ver.; Salamanca, Gto.; Tula, Hgo.; y Salina Cruz, Oax.; en la figura I.5 se puede observar la ubicación aproximada de cada una de las refinerías mencionadas.

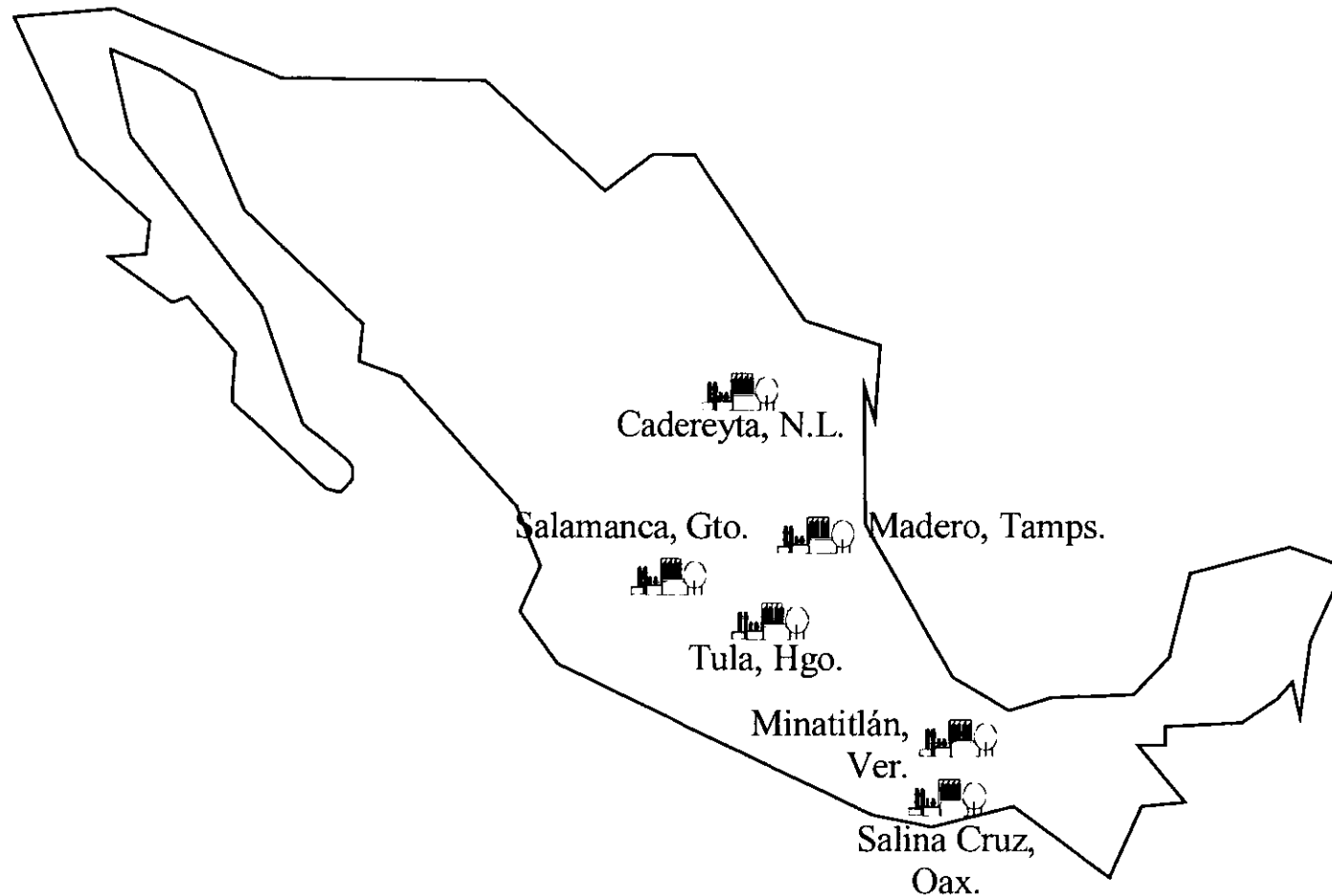
A fines de 1997 se emprendió un nuevo programa de inversión de tres años, diseñado específicamente para satisfacer las crecientes necesidades energéticas internas hasta la primera mitad de la próxima década. Este esfuerzo tiene dos objetivos principales: elevar la capacidad de proceso de crudos pesados y elevar los actuales rendimientos, impulsando la producción de combustibles de alto valor.⁴

Este programa de modernización inició con la construcción de diez plantas nuevas y la reconfiguración de diez plantas adicionales en la refinería de Cadereyta, entre las cuales cabe destacar la instalación de una planta nueva de coquización que incrementará la capacidad de la refinería para convertir crudo pesado en destilados de alto valor; se han elaborado planes similares para mejorar y reconfigurar las otras cinco refinerías del sistema nacional.⁴

Las instalaciones de las refinerías de Madero y Salina Cruz, también contarán con plantas de coquización para desintegrar el combustóleo pesado, así como con mejoras en sus trenes de destilación primaria para aumentar la producción de gasolinas y diesel. En las refinerías de Tula y Salamanca se incrementará la producción de octanos y otros componentes necesarios para la reformulación de gasolinas a través de nuevos proyectos.⁴

La capacidad de refinación por proceso del país en 1998 se muestra en la tabla I.6:

Figura I.5 Ubicación aproximada de las refinerías en el país.



Fuente: Anuario Estadístico, PEMEX, 1997.

Tabla I.6. Capacidad de refinación por tipo de proceso en 1997.

Tipo de Proceso	Capacidad Nominal (MBD)
Destilación Atmosférica de Crudo	1,525.0
Destilación al Vacío	761.7
Desintegración Catalítica y Térmica	402.0
Reducción de Viscosidad	141.0
Reformación de Naftas	227.8
Hidrodesulfuración	698.0
Fraccionamiento de Líquidos (propano, butanos, naftas)	71.0
Total	3,826.5

Fuente : Anuario Estadístico, PEMEX, 1997.

En la tabla I.7 se observa la capacidad de refinación por refinería:

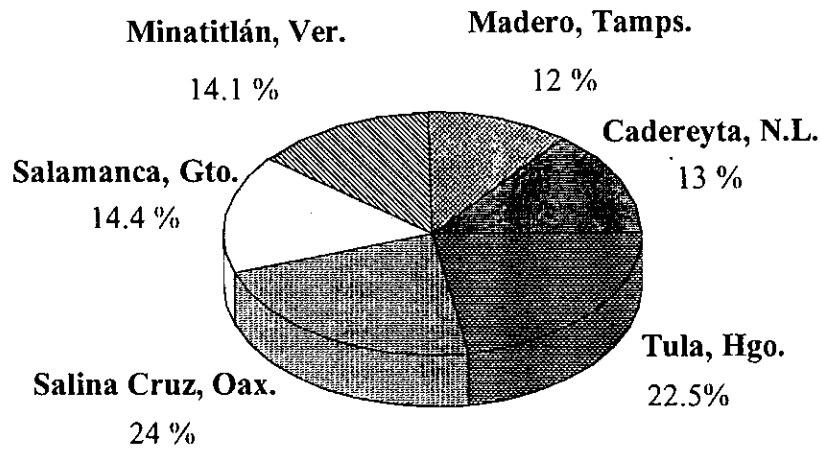
Tabla I.7. Capacidad de proceso y elaboración de petrolíferos por refinería en 1998.

Refinería	Proceso (MBD)	Elaboración (MBD)
Cadereyta	167	172
Madero	148	148
Minatitlán	181	186
Salamanca	185	185
Salina Cruz	307	327
Tula	295	310
Total	1,283	1,328

Fuente: Memoria de Labores, PEMEX, 1998.

La capacidad de proceso de crudo y líquidos, se muestra en la figura I.6:

Figura I.6 Distribución porcentual de la capacidad total de proceso (1,283 MBD) de crudo y líquidos para 1998.



Fuente : Memoria de Labores, PEMEX , 1998.

I.3.2 Productos principales ⁵

Los procesos de refinación están encaminados a obtener productos petrolíferos y productos petroquímicos. Los productos petrolíferos principales que se obtienen son combustibles para transporte y obtención de calor, se presentan en la tabla I.8:

Tabla I.8. Productos petrolíferos principales.

Petrolíferos Elaborados	Petrolíferos Elaborados
Gasolinas	Gas seco
Pemex Premium	Gas licuado
Pemex Magna	Gasóleo industrial
Gasaviones	Combustóleo
Diesel	Asfaltos
Marino	Lubricantes
Pemex Diesel	Parafinas
Industrial	Turbosina

Fuente : Internet. <http://www.PEMEX.com.mx>

Los productos petroquímicos principales están compuestos por uno o dos hidrocarburos puros, algunos de ellos se muestran en la tabla I.9:

Tabla I.9. Productos petroquímicos principales.

Petroquímicos	Petroquímicos
Hexano	Anhídrido carbónico
Hidrógeno	Amoniaco
Isopropanol	Azufre
Propano propileno	Butadieno
Propileno	Butano butileno
Tetrámetro	Ciclohexano
Materia prima para negro de humo	Tetrámetro de propileno

Fuente : Memoria de labores, PEMEX, 1998.

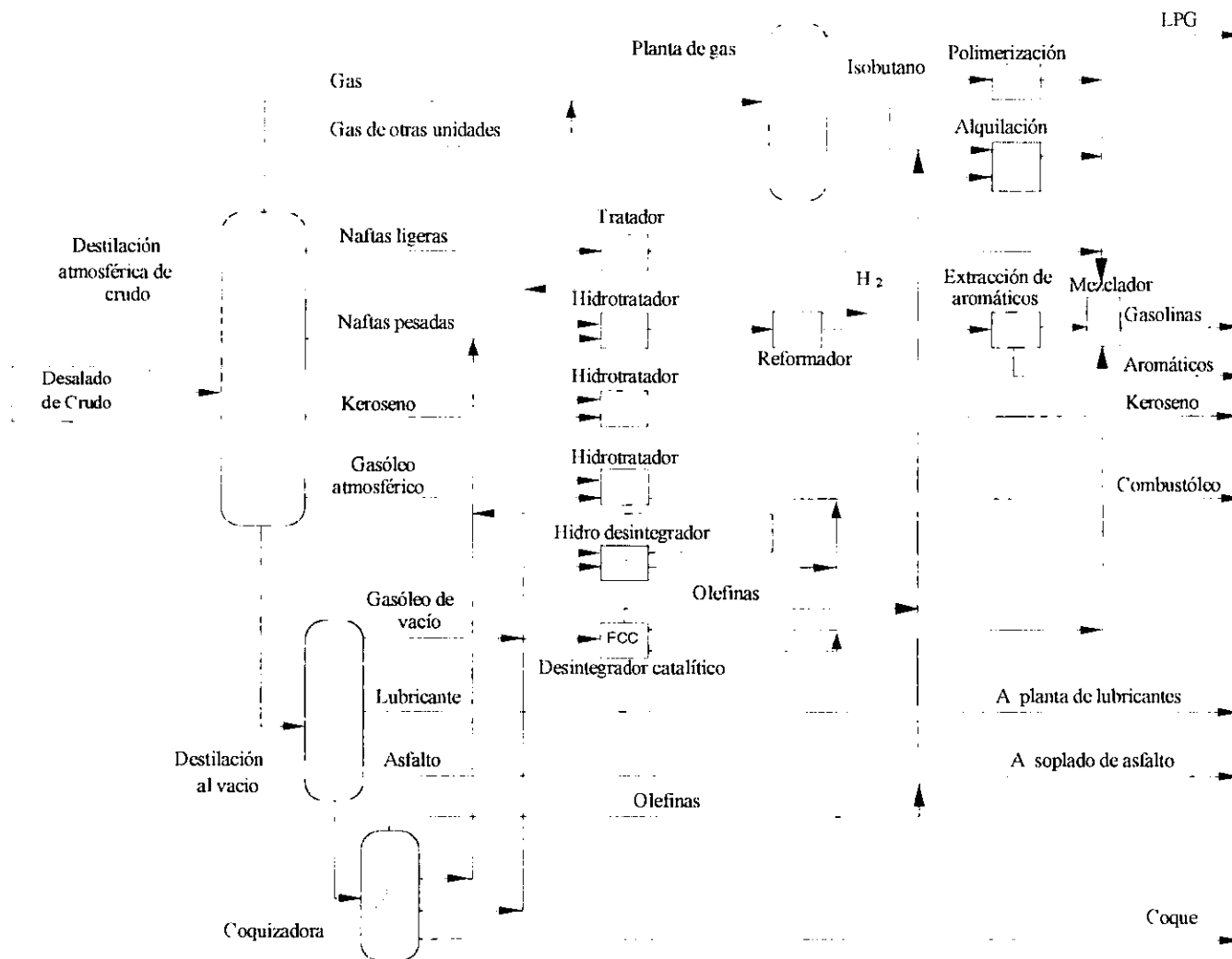
I.3.3 Conceptos básicos de refinación ^{6,7,8,9,10}

Una *refinería* es una instalación que elabora productos terminados a partir del petróleo crudo, hidrocarburos no terminados (naftas, aceites ligeros, keroseno, gasóleos ligeros, pesados y residuos), líquidos del gas natural, otros hidrocarburos y alcohol. Es una gran red de contenedores, equipos y líneas de conducción, en donde el esquema total puede dividirse en un variado número de procesos unitarios⁷

El número y tipo de procesos unitarios requeridos son numerosos, dependerá de los tipos de crudos disponibles, de las demandas locales de productos y de los requerimientos de calidad regionales, que son sólo algunos de los factores que influyen en la elección de un esquema de refinación específico. Cada refinería tiene un rango de requerimiento por tipo de crudo que adquiere para su proceso y obtiene así diversos productos que satisfacen la demanda local, así pues, se tienen esquemas de refinación de alta conversión (coquizadoras y procesos de hidrogenación tal como hidrodésintegración) y de mediana conversión (Desintegración Catalítica o Fluid Catalytic Cracking (FCC); alquiladoras y producción de lubricantes)^{7,8}.

En la figura I.7 se presenta un esquema de refinación de alta conversión que incorpora los procesos más utilizados en las refinerías y los principales productos obtenidos.

Figura I.7 Esquema de refinación de alta conversión.



Fuente: Petroleum Processing Handbook, J.J. Macketta, University of Texas at Austin.

I.3.3.1 Breve descripción de los principales procesos

Destilación atmosférica de crudo. Después del desalado, el petróleo crudo se bombea a través de una serie de cambiadores de calor y se eleva su temperatura hasta cerca de los 550°F (288°C); más adelante en un calentador se vuelve a elevar su temperatura hasta los 750°F (399°C) y se envía a la zona de flasheo de los fraccionadores atmosféricos (se les llama atmosféricos, debido a que la presión de trabajo de éstos es la presión atmosférica en el lugar de proceso); la temperatura en la descarga del horno es suficientemente alta para causar la vaporización de todos los productos (650°F-750°F, 343°C-399°C) dependiendo de la naturaleza del petróleo crudo y los productos deseados. Normalmente se obtienen de 30 a 50 fracciones^{7,8,9}.

Este tipo de destilación es un proceso de refinación estándar en el cual se obtiene la gasolina, el keroseno, etc., a partir del petróleo crudo, hasta dejar un aceite residual o un bitumen asfáltico. La destilación separa una mezcla de hidrocarburos, como el petróleo crudo, de acuerdo con las temperaturas donde las moléculas de sus componentes alcanzan el punto de ebullición. En el caso de tener compuestos que destilan en puntos de ebullición altos, como los aceites lubricantes, ésta se completa con la destilación al vacío⁸.

Destilación al vacío. Una gran cantidad de productos, como los aceites lubricantes, tienen puntos de ebullición que exceden los 650°F (344°C), la mayor parte de la separación se lleva a cabo en la destilación atmosférica, pero, si se opera una segunda destilación al vacío, las partes más pesadas del petróleo crudo pueden continuar siendo divididas en productos más ligeros⁷.

La destilación al vacío se lleva a cabo con presiones manométricas en la zona de flasheo de la torre de 25 a 40 mmHg (0.034 Kg/cm² a 0.054 Kg/cm²). Para mejorar la vaporización, la presión efectiva se baja hasta 10mmHg (0.0135 Kg/cm²) mediante la adición de una corriente en la entrada al horno y en el fondo de la torre de vacío⁹.

Esta técnica permite la producción de destilados a más bajas temperaturas de las necesarias en la destilación atmosférica, por lo tanto, se evita la formación de coque¹⁰.

Desintegración catalítica y térmica. La desintegración catalítica, es el proceso de refinación más importante y más ampliamente usado para convertir los crudos pesados en productos ligeros más valiosos como la gasolina, es un proceso que rompe las largas moléculas de los aceites pesados en otras más pequeñas por la acción del calor y con la adición de un catalizador sin utilizar hidrógeno ¹⁰.

La unidad para este proceso se caracteriza por contar con dos enormes contenedores, uno para la reacción del material con un catalizador caliente y el otro para regenerar el catalizador empleado mediante la combustión de carbón con aire ⁷.

La temperatura promedio de un reactor alcanza el rango de 900 a 1,000°F (482.2 a 537.8 °C), originalmente el proceso se complementaba en forma térmica, pero actualmente se ha reemplazado la desintegración térmica, debido a que se obtenían gasolinas con un grado de octano más alto, se perdían aceites combustibles y se producían gases ligeros con una menor cantidad de olefinas que los obtenidos mediante desintegración catalítica, el uso del agente catalizador ayuda a mejorar los rendimientos de la gasolina a partir del petróleo crudo⁹.

Reformación de naftas. Es un proceso enfocado a la conversión de fracciones nafténicas para obtener productos con un valor de octano más alto. Esencialmente la reformación térmica es un proceso aplicado a las naftas pesadas para producir un incremento en los rendimientos de los hidrocarburos en el rango del punto de ebullición de la gasolina. Consiste primariamente de la deshidrogenación de los naftenos para convertirlos en aromáticos, se utiliza un variado número de catalizadores, entre ellos el platino ⁹.

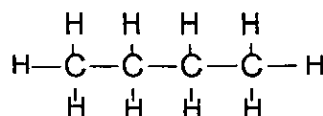
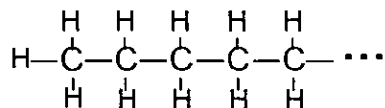
Hidrodeshulfuración. Es el proceso de eliminación del azufre de las cadenas de moléculas de crudo que lo contienen o de los destilados que también lo contienen, mediante la acción del hidrógeno presurizado más un catalizador, el cual reacciona con el azufre, nitrógeno, oxígeno, halógenos y con las trazas de metales contenidos en las corrientes de alimentación a estas plantas (feedstocks) ⁹.

Feedstock. Se refiere a cualquier producto del petróleo o gas adecuado para suministrarse a una unidad de proceso para el mejoramiento de su calidad mediante la separación o transformación ⁸.

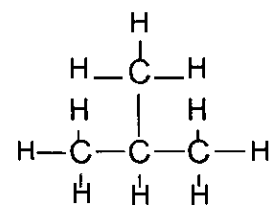
En general, cada etapa del proceso de refinación de los hidrocarburos considera al material que recibe para su proceso como feedstock y elabora productos con dicho material. Una reformadora toma a la nafta como su feedstock y los rendimientos reformados como su producto; a su vez, los rendimientos reformados son el feedstock para una planta de extracción de aromáticos en la cual se obtiene isobenceno como producto⁸.

Química del petróleo. El petróleo crudo está constituido por varios miembros de una serie homóloga de hidrocarburos y en menor proporción, por compuestos inorgánicos de estructura compleja; pequeñas diferencias en la composición pueden afectar grandemente las propiedades físicas y el tipo de proceso requerido para su refinación. Los hidrocarburos presentes en el petróleo crudo son clasificados en tres tipos generales: parafinas, naftenos y aromáticos, existe un cuarto tipo, las olefinas, que se forman durante el proceso de deshidrogenación de las parafinas y los naftenos (reacción típica de los procesos de cracking)^{8,9}.

Parafínicos. La serie de los hidrocarburos parafínicos está caracterizada por la regla de que los átomos de carbono están conectados por un enlace simple y los otros enlaces están saturados con átomos de hidrógeno, la parafina más simple es el metano, seguido por la serie homóloga del etano, propano, normal isobutano, normal isopentano, etc.⁹

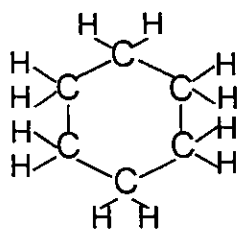


N-butano
(Parafina normal)

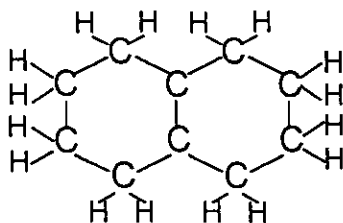


Isobutano
(Isoparafina)

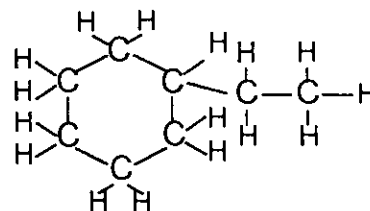
Naftenos (cicloparafinas). En los hidrocarburos nafténicos prevalecen las estructuras anilladas de seis átomos de carbono unidas entre sí por un enlace simple formando un hexágono, los átomos de carbono están saturados con hidrógenos⁸.



Ciclohexano

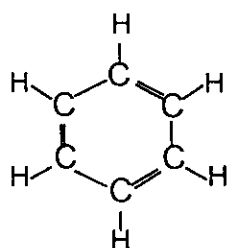


Deca-hidronaftaleno

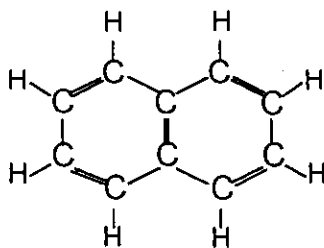


Etil-ciclohexano

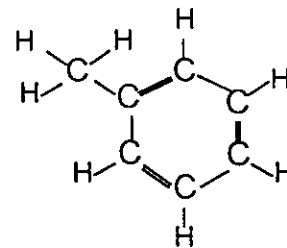
Aromáticos. Contienen un anillo de benceno el cual no está saturado, pero es muy estable y frecuentemente se comporta como un componente saturado; están unidos por tres enlaces dobles distribuidos en un anillo de seis átomos de carbono; por naturaleza, el petróleo contiene una concentración considerable de aromáticos mayor que la concentración de parafinas⁸.



Benceno

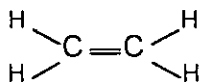


Naftaleno

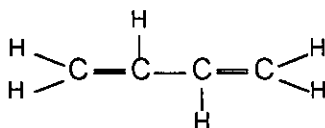


Tolueno

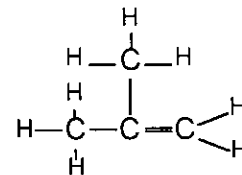
Olefinas. No se encuentran en forma natural en los hidrocarburos pero se forman durante el proceso de refinación; son muy similares a las parafinas, pero por lo menos dos de los átomos de carbono están unidos por doble enlace; tienen grandes números de octano y altos rangos de reacción con los componentes atmosféricos con los cuales forman contaminantes⁸.



Etileno



Butadieno



Isobutileno

Muchos de los refinadores, actualmente prefieren un crudo heterogéneo, nafténico en las fracciones más ligeras, y moderadamente parafínico. Por otra parte, esto dependerá de la cantidad y del precio de los productos que se puedan obtener de él y cuánto costará su procesamiento ¹⁰.

Número de octanos. Es la medida de la capacidad de un combustible para evitar la detonación (golpeteo por explosión). El número de octanos de una gasolina se determina en una máquina con un cilindro donde se pueden controlar varias condiciones de combustión. Esta máquina de prueba se ajusta para dar registros de detonaciones de un combustible desconocido; se realizan varias mezclas de iso-octanos (2,2,4-trimetil pentano) y heptano normal para encontrar el rango de referencia entre dos combustibles los cuales dan la misma intensidad de detonación que el combustible desconocido que se está probando⁸.

Dando al iso-octano un número de octano 100 y al heptano normal un número de octano de 0, el porcentaje volumétrico de iso-octano en el heptano el cual referencia la detonación del combustible desconocido se reporta como el número de octanos del combustible. Por ejemplo, 90% en volumen de iso-octano y 10% en volumen de heptano normal establece un número de octano 90 para el combustible de prueba ⁸.

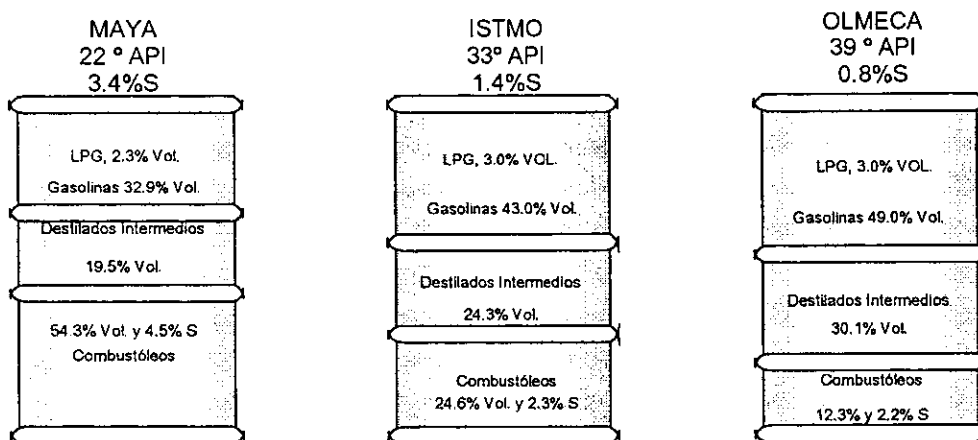
Se especifican dos rangos de número de octanos, ambos métodos usan los mismos combustibles de referencia y esencialmente la misma máquina de prueba, únicamente son distintas las condiciones de operación. En el primero, llamado método de investigación, se fija el avance de la chispa, la temperatura del aire en 125°F (51.7 °C) y la velocidad de la máquina en 600 rpm.; en el segundo, llamado método del motor, se usa un tiempo de chispa variable, a una temperatura de mezclado más alta (300 °F - 148.9 °C) y una velocidad de la máquina mayor de 900 rpm ⁸.

Las condiciones más severas del método de motor tienen una mayor influencia en las mezclas comerciales que en los combustibles de referencia. Por lo que, un número de octano obtenido en el método de motor de una mezcla comercial tiende a ser menor que el número de octano obtenido en el método de investigación; recientemente se ha tomado la práctica de etiquetar las gasolinas con un promedio aritmético de ambos rangos ⁸.

1.3.3.2 Rendimiento por tipo de crudo

Es la cantidad y/o calidad de los derivados que se pueden obtener en un determinado proceso de refinación; en la industria petrolera se manejan rendimientos de naftas a partir del crudo, rendimientos de etileno a partir de las naftas, rendimientos de gasóleo a partir de residuos pesados, etc. El uso de procesos tecnológicos más complejos generalmente incrementa la utilidad de la refinería y la producción de combustibles; en la figura I.8 se ejemplifican los rendimientos en volumen de los crudos de exportación^{7, 10}.

Figura I.8 Rendimientos en volumen de los crudos mexicanos de exportación basados en un esquema de refinación de desintegración catalítica (FCC) en EUA (verano).



Rendimiento bruto. Para calcularlo, se hace una sumatoria de los productos obtenidos de multiplicar los volúmenes de cada una de las diferentes fracciones obtenidas a partir de un barril de crudo, por los precios existentes en el mercado para cada una de ellas (también conocido como Gross Product Value (GPV)), menos la sumatoria de los costos de los volúmenes de feedstocks utilizados en los distintos procesos para incrementar la calidad y cantidad de los productos que se obtienen en el proceso, tales como oxigenante de gasolina, aceite de dilución, etc., menos el costo de operación de la planta (a la suma de los costos de feedstocks más los costos de operación de la planta, se les conoce como costos marginales de operación)¹⁰:

$$\begin{aligned} \text{Rendimiento bruto} &= (\text{volumen fracción}_1 * \text{precio}_1) + (\text{volumen fracción}_2 * \text{precio}_2) + \dots \\ &+ (\text{volumen fracción}_n * \text{precio}_n) - \sum \text{feedstocks (oxigenante, aceite de dilucion, etc.)} \\ &- \text{costo de operación de la planta.} \end{aligned}$$

$$\text{Costo marginal de operación} = \sum \text{feedstocks} - \text{costo de operación de la planta}$$

Rendimiento neto (netback). Para calcular el rendimiento neto se debe restar al rendimiento bruto los costos generados durante el transporte marítimo, como son: carga, pago de seguros y mermas que dependerán del tamaño del buquetanque empleado ⁸.

$$\begin{aligned} \text{Rendimiento neto} &= \text{rendimiento bruto} - \text{costos de transporte} \\ &(\text{netback}) \end{aligned}$$

$$\text{Costos de transporte} = \text{costos de carga} + \text{pago de seguros} + \text{pago de mermas}$$

Los rendimientos brutos conocidos como volumétricos o yields, se obtienen de pruebas de laboratorio, denominadas assays; dichas pruebas reportan y describen en detalle la calidad de los diferentes grados de crudos examinados. Los datos presentados incluyen cantidades de otros compuestos, densidad, porcentaje en contenido de azufre, naftenicidad, punto de fusión, viscosidad, destilación e información de la calidad de las fracciones individuales; le informan a un refinador cuales productos puede obtener de un crudo en particular ¹⁰.

I.3.3.3 Márgenes de refinación¹⁰

Representan la ganancia o pérdida monetaria marginal o incremental, asociada con el tipo de proceso de un barril de petróleo crudo que un refinador elija. El propósito de esta aproximación es analizar el incentivo (para un refinador) de incrementar o disminuir el rendimiento total del crudo y por lo tanto contribuir a entender uno de los factores que afectan a los niveles de rendimiento total de las refinerías regionales.

Se calculan varios tipos de márgenes, de acuerdo con el tipo de crudo procesado y la región de estudio, los principales son los de operación de destilación primaria y los de operación de desintegración catalítica (FCC).

Ambos procesos de refinación se llevan a cabo a condiciones de presión y temperatura típicas de la región en la que estén ubicadas y sólo se procesa el crudo marcador elegido sin que existan efectos de sinergia con otros crudos procesados.

El rendimiento del producto calculado para esos procesos de refinación se toma como válido para el período definido, representando la situación típica de oferta/demanda marginal para la región en estudio; el margen de refinación está entonces definido como:

$$\text{Márgen de refinación} = \text{rendimiento neto (netback)} - \text{precio del crudo}$$

Como ya se mencionó, para cada región se calculan márgenes específicos, así pues se tienen márgenes distintos para el mercado de Rotterdam, Mediterráneo, Costa del Golfo en U.S.A., Singapur, etc., dependerá de cuáles son los productos derivados que se requieran en dichas regiones.

En la tabla I.10 se muestran márgenes de refinación en dólares por barril, para los principales crudos marcadores y los crudos mexicanos de exportación en el mercado de Rotterdam, en el esquema de refinación FCC que es empleado en ese mercado, para el período del 28/12/98 al 1/01/99.

Tabla I.10. Márgenes de refinación en el mercado de Rotterdam, esquema de refinación FCC, para el período 28/12/98 al 01/01/99.

Crudo	Precio USD/BI	Netback USD/BI	Flete USD/BI	Márgen USD/BI
Maya	7.09	8.18	0.69	1.09
Istmo	9.25	10.33	0.64	1.08
Arabe pesado	7.01	4.00	1.40	0.99
Kirkuk	9.04	9.98	0.62	0.94
Kuwait	7.61	8.55	1.40	0.94
Arabe ligero	8.37	9.27	1.36	0.90
Olmecca	9.94	10.83	0.62	0.89
Iranian light	9.52	10.05	0.70	0.54
Iranian heavy	9.10	9.52	0.71	0.42
Urales	10.22	10.66	-	0.45
Brent	10.59	10.94	0.43	0.35
Forties	10.87	10.90	0.43	0.03
Bonny light	10.80	10.66	0.97	-0.14
Dubai	10.36	9.33	1.34	-1.03

Fuente: REUTERS, PLATT'S, México, 1999.

Tabla I.11. Márgenes de refinación en el mercado de Houston, esquema de refinación CK/FCC/ALK, para el período 28/12/98 al 01/01/99.

Crudo	Precio USD/BI	Netback USD/BI	Flete USD/BI	Márgen USD/BI
Maya	6.60	10.63	0.41	4.04
Istmo	9.68	11.12	0.39	1.43
Arabe pesado	6.12	9.64	1.47	3.52
Kirkuk	8.26	10.21	1.56	1.96
Kuwait	6.92	9.77	1.47	2.85
Arabe ligero	8.23	10.08	1.43	1.85
Olmecca	10.78	11.55	0.37	0.76
Urales	11.40	10.03	1.47	-1.37
Brent	10.59	10.96	0.92	0.37
Bachaquero 17	6.85	9.92	0.72	3.07
Bonny light	10.80	10.64	1.13	-0.16
LLS	11.80	11.66	0.45	-0.14

Fuente: REUTERS, PLATT'S, México, 1999.

Tabla I.12. Márgenes de refinación en el mercado de Singapur, esquema de refinación HSK/FO, para el período 28/12/98 al 01/01/99.

Crudo	Precio USD/BI	Netback USD/BI	Flete USD/BI	Márgen USD/BI
ANS	8.45	9.92	2.12	1.47
Maya	8.05	9.29	0.99	1.24
Istmo	10.35	11.54	0.92	1.19
Arabe Pesado	9.60	10.14	0.91	0.54
Arabe Ligero	10.45	11.35	0.88	0.90
Olmecca	11.15	12.01	0.89	0.87
Iranian Light	10.25	11.25	0.91	1.01
Iranian Heavy	9.90	10.75	0.92	0.82
Omán	10.13	11.48	1.51	1.35
Bonny Light	10.80	11.55	0.97	0.75
Dubai	10.36	11.29	0.85	0.93

Fuente: REUTERS, PLATT'S, México, 1999.

En México el margen de refinación obtuvo en 1998 una notoria mejoría con respecto a 1997, (de 2.14 a 3.20 dólares por barril) lo anterior debido a un mayor proceso de crudo, una mejor operación en la logística y capacidad de operaciones comerciales además del incremento en la diferencial de precios entre productos e insumos en el mercado internacional.

Si los márgenes son positivos, los refinadores incrementarán la capacidad utilizada, generando mayor producción que bajará los precios de los productos, hasta que se equilibren la oferta y la demanda. Por el contrario si los márgenes son negativos, los refinadores reducirán la utilización de su capacidad marginal y la oferta de productos, incrementando así sus precios.

Mediante el análisis de los márgenes de refinación se puede observar la competitividad de los crudos mexicanos de exportación en dicho mercado, y mediante su correcta evaluación tomar medidas para incrementar dicha competitividad.

I.3.3.4 Simuladores PIMS, SNR ¹⁴

Hoy en día, muchas compañías de refinación analizan el crudo de dos diferentes maneras: ejecutan y elaboran programas lineales en computadoras, algunas veces modelos de planeación u optimación, los cuales les indican la mejor forma de usar sus plantas de proceso y las ganancias netas (función objetivo) que pueden obtener con el proceso de ciertos grados de crudos. La función objetivo es altamente sensible a los precios de los productos y del petróleo crudo que se procese. También ejecutan programas breves, llamados modelos de negocios o de decisión, los cuales emplean supuestos comerciales sobre una variedad de crudos de interés, su personal de investigación de mercados mantiene bajas las expectativas sobre la calidad, las capacidades y los costos asociados con la industria para obtener una mejor aproximación a las condiciones del mercado.

El simulador PIMS (Process Industry Modeling System), es una herramienta para la planeación económica de las industrias de proceso; el sistema está diseñado para ejecutarse en el escritorio del usuario en una computadora personal.

PIMS emplea una técnica de programación lineal para optimar la operación y el diseño de refinerías, plantas petroquímicas u otras instalaciones industriales, puede ser usado para una amplia variedad de propósitos de planeación estratégica a corto plazo, como:

- Evaluación del rendimiento del uso de feedstocks alternativos
- Dimensionamiento de las unidades de proceso
- Optimación de mezclas de productos para un feedstock candidato
- Evaluación de configuración de plantas de proceso
- Planeación de los inventarios de feedstocks y productos

Este sistema incluye una base de datos de assays realizadas a crudos de uso frecuente y una base de datos de los modelos de procesos de refinación y petroquímicos más empleados. Esto permite al usuario modelar refinerías complejas y plantas petroquímicas que incluyen procesos de desintegración catalítica, hidrodésintegración, coquización, reformación catalítica, isomerización, separación de etileno, producción y recuperación de aromáticos y muchos otros.

El factor clave del sistema es el uso integrado de los programas comunes de hojas de cálculo para suministrar y actualizar los datos del usuario.

Por su parte el SNR, conocido como Sistema Nacional de Refinación; aplica un sistema multi PIMS, esto es, los elementos que intervienen no son sólo una unidad de proceso o sólo un esquema de refinación, si no que interviene todo el conjunto de refinerías del sistema nacional de refinación y toda la diversidad de plantas con las que se cuente; además, intervienen los costos de logística para realizar la optimación general del sistema de refinerías.

I.4 Exportaciones ³

El volúmen de crudo para exportación proveniente de las diferentes regiones petroleras, se vende a PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V., organismo responsable de comercializar el crudo mexicano en el exterior. Conviene mencionar que en 1998 se envió a exportación un volumen promedio de 1,718 MBD, de los cuales 1,053 MBD correspondieron al tipo Maya, 459 MBD al Olmeca y 196 MBD al Istmo.

En la tabla I.13 se pueden observar los volúmenes exportados por terminal y por tipo de crudo :

Tabla I.13. Volúmenes de los distintos tipos de crudos exportados por las terminales marítimas del sistema petrolero nacional durante 1997.

Terminal Marítima	Crudo Maya (MBD)	Crudo Istmo (MBD)	Crudo Olmeca (MBD)	Total (MBD)
Cayo Arcas	820	0	0	820
Dos Bocas	253	152	97	502
Salina Cruz	22	65	0	87
Pajaritos	0	0	390	390
Total	1,095	217	487	1,799

Fuente: Región Marina Suroeste; Anuario Estadístico, Pemex, 1997.

Cuando se va a vender un crudo, se debe cumplir con las especificaciones de venta pactadas; por lo cual es importante conocer las características que pueden impactar un crudo para su venta. Si un refinador vende más gasolina que cualquier otro producto, naturalmente preferirá los crudos con un alto grado API.

Los crudos pesados tienen menores rendimientos de productos ligeros, y requieren de procesos de refinación más complejos y costosos; presentan mayores dificultades para deshidratarse, pero si la demanda de combustóleo en el mercado es grande, el refinador preferirá un crudo pesado.

En México, las mezclas que se realizan con los crudos producidos en los diferentes activos, tienen el objetivo principal de maximizar su valor económico y generar los crudos contractuales que se exportan o que se venden a Pemex Refinación, para el consumo nacional.

Tabla I.14. Tipos de crudos mexicanos para exportación.

Tipo de Crudo	Densidad ° API	Contenido de Azufre % en peso	Contenido de Agua %	Contenido de Sal lb
Olmecca	39	0.8	0.5	50
Istmo	33	1.3	0.5	50
Maya	22	3.3	0.5	50

Fuente : Anuario Estadístico, PEMEX, 1997

En general, los crudos mexicanos de exportación son de base intermedia, con mayor naturaleza parafínica.

I.4.1 Mercados internacionales de crudo ^{3,4}

Existen cuatro mercados principales en el mundo, con los cuales México tiene contratos de venta de petróleo crudo: El mercado de Estados Unidos de Norte América con tres regiones principales, Costa del Golfo, Costa Este y Costa Oeste; el mercado de América Latina (principalmente Ecuador, Nicaragua, Antillas Holandesas); el mercado de Europa (España, Portugal, Francia, Gran Bretaña, Bélgica) y el mercado del Lejano Oriente (Japón).

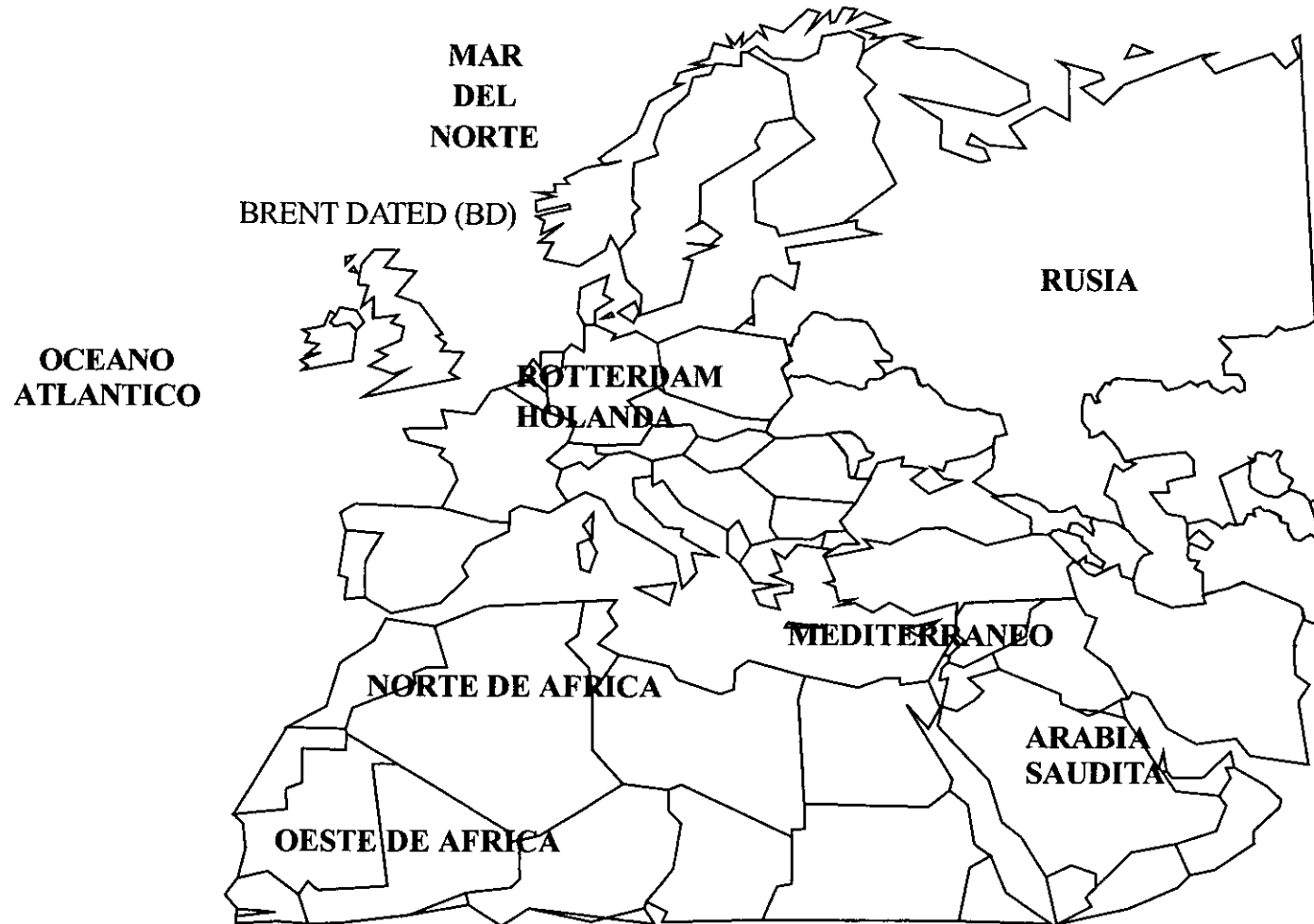
En las figuras I.9, I.10 y I.11, puede observarse la ubicación geográfica de estos mercados con mayor detalle.

Figura I.9 El mercado Estadounidense.



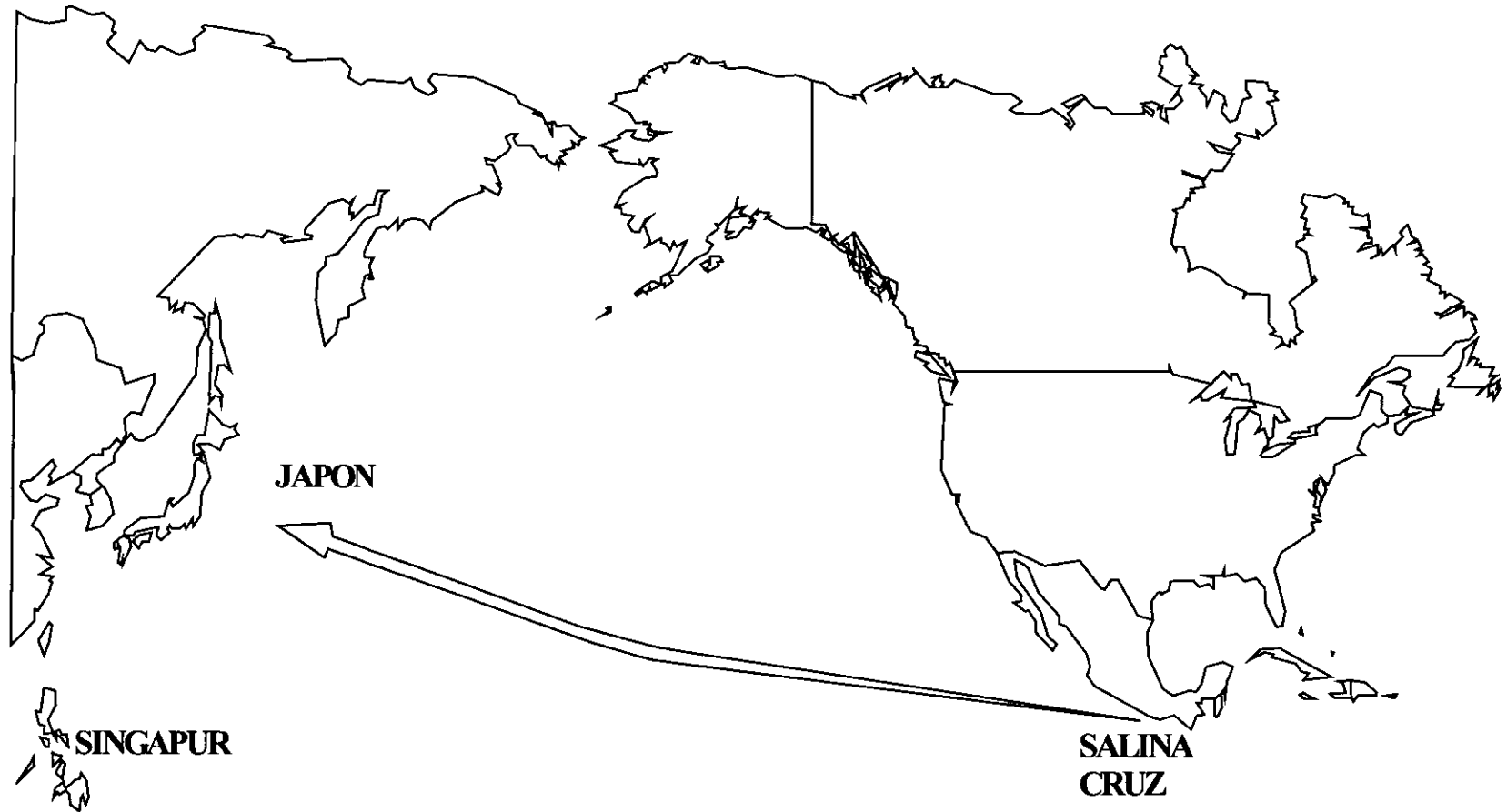
Fuente: Pemex Exploración y Producción, 1997.

Figura I.10 El mercado Europeo.



Fuente: Pemex Exploración y Producción, 1997.

Figura I.11 El mercado del Lejano Oriente.



Fuente: Pemex Exploración y Producción, 1997.

I.4.2 Volúmenes y mezclas de exportación por mercado ^{3,4}

En cada mercado se venden diferentes tipos de crudo y diversos volúmenes a las compañías petroleras:

Tabla I.15. Exportaciones en MBD por mercado y tipo de crudo durante 1998.

Mercado	Maya	Istmo	Olmeca	Volumen Total
Estados Unidos de Norteamérica	794	72	452	1,318.0
América otros	114	45	6	165
Europa	146	45	-	190
Lejano Oriente	8	23	-	32
Africa	1	11	1	13
Total	1,063	196	459	1,718

Fuente: Memoria de labores, PEMEX, 1998.

El volumen total de crudo exportado en 1998 fue de 1,718 MBD. Estados Unidos captó el 77 %, España el 8 %, Antillas holandesas 5 %, Convenio de San José 3 %, Canadá 2 % y Japón 2 %, el complemento de las exportaciones se destinó al resto de América y a Europa. El volumen de las exportaciones de crudo en 1998 mostró un decremento de 3 MBD con respecto a 1997. ³

I.5 Determinación de los precios de los distintos crudos de exportación ^{3,10}

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

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

En la tabla I.16 se muestra la clasificación de algunos crudos marcadores con base en su contenido de azufre y su composición química:

Tabla I.16. Clasificación de crudos marcadores por su contenido de azufre.

Contenido de Azufre	Superligeros		Ligeros		Pesados
	Parafínicos	Nafténicos	Parafínicos	Nafténicos	Nafténicos
Dulces (menos de 0.5)	Saharan Blend (Algeria)	West Texas Intermediate (USA)	_____	Bonny Medium (Nigeria)	Duri (Indonesia)
Intermedios (de 0.5 a 1)	Murban (Abu Dhabi)	Cormorant (Mar del Norte)	_____	Prudhoe Bay (USA)	Kern River (USA)
Amargos (arriba de 1.0)	Arab Light (Arabia Saudita)	West Texas Sour (USA)	Arab Heavy (Arabia Saudita)	BCF 24 (Venezuela)	Bachaquero 17 (Venezuela)

Fuente : Oil Literacy, Poten & Partners, Inc., New York.

Muchos factores afectan el precio del crudo día con día; entre esos factores se encuentran los técnicos, los políticos, los económicos e inclusive los climáticos, entre ellos su calidad, el precio establecido para los crudos marcadores, las políticas de producción y consumo y otros fenómenos estructurales del mercado de hidrocarburos en una dinámica mundial; un ejemplo de ello se tiene cuando las temperaturas invernales son muy bajas y se incrementa la demanda de productos combustibles; por lo tanto, se eleva su precio; mientras que en el verano la demanda de gasolinas tiende a incrementarse, y de igual manera la demanda de crudo, manteniendo estables los precios de los crudos.

La producción y las ventas interactúan para incrementar o disminuir la presión sobre los precios del crudo. La información del mercado sobre los volúmenes de producción, las ventas y las existencias permite inferir el balance entre la oferta y la demanda y con base en esa inferencia se estiman los precios para el crudo.

Originalmente, los precios del petróleo crudo se fijaban en forma trimestral, global para todos los países, antes de pasar a un sistema de precios diferenciales por región (Europa, América y Lejano Oriente).

A partir de 1986 Arabia Saudita empezó a aplicar mecanismos de precios ligados a los rendimientos del crudo; en ese mismo año, México instrumentó la aplicación de fórmulas para calcular el precio de sus crudos de exportación con el objeto de competir tanto con los crudos marcadores, así como con otros crudos comercializados con base en sus rendimientos netos, estos mecanismos de cálculo de precios se caracterizan por su capacidad de respuesta a la evolución del mercado:

- Las fórmulas relacionan cargamento por cargamento, los precios de los crudos mexicanos a otros crudos comercializados activamente en los distintos mercados.
- Aplicación de períodos de referencia que eliminan los riesgos inherentes al transporte de crudo hacia mercados lejanos.
- Las fórmulas incluyen valores constantes que reflejan las diferencias de valor o costo entre los crudos mexicanos y las canastas de crudos y productos seleccionados.
- Con lo anterior se asegura la competitividad en sus precios.

La fórmula adoptada debe reflejar fielmente los rendimientos netos de los crudos mexicanos en la refinería marginal de cada región de destino; las fórmulas vigentes en los distintos países productores se encuentran publicadas en Platt's Oligram Price Report; dichas fórmulas son aplicables a los crudos mexicanos en los mercados mencionados, en dólares/barril, son:

Para América:

$$\text{MAYA} = 0.40(\text{WTS} + \text{FO3}\%S) + 0.10(\text{LLS} + \text{BRD}) + \text{Ki} \dots\dots(a)$$

$$\text{ISTMO} = 0.40(\text{WTS} + \text{LLS}) + 0.20\text{BRD} + \text{Ki} \dots\dots(b)$$

$$\text{OLMECA} = 0.333(\text{WTS} + \text{LLS} + \text{BRD}) + \text{Ki} \dots\dots(c)$$

Para Europa:

$$\text{MAYA} = 0.527\text{BRD} + 0.467\text{FO3.5}\%S - 0.250((\text{FO1}\%S) - (\text{FO3}\%S)) + \text{Ki} \dots(d)$$

$$\text{ISTMO} = 0.887\text{BRD} + 0.113\text{FO3.5}\%S - 0.160((\text{FO1}\%S) - (\text{FO3}\%S)) + \text{Ki} \dots(e)$$

Para Lejano Oriente:

$$\text{MAYA} = \frac{(\text{OMAN} + \text{DUBAI})}{2} + \text{Ki}$$

$$\text{ISTMO} = \frac{(\text{OMAN} + \text{DUBAI})}{2} + \text{Ki}$$

Donde:

WTS	Precio Spot del crudo West Texas Sour (Midland E.U.)
LLS	Precio Spot del crudo Louisiana Light Sweet (St. James, E.U.)
FO3%S	Precio Spot del crudo combustóleo No. 6, con 3% de contenido de azufre en Houston, Texas, E.U.
BRD	Precio Spot del crudo Brent Dated (Sullom Voe, Gran Bretaña)
FO1%S	Precio Spot del combustóleo No. 6, con 1% de contenido de azufre (Rotterdam)
FO3.5%S	Precio Spot del combustóleo No. 6, con 3.5% azufre en (Rotterdam)
OMAN	Precio Spot del crudo Oman (Golfo Pérsico)
DUBAI	Precio Spot del crudo Dubai (Golfo Pérsico)
Ki	Constante de precio que determina el Comité de Comercio Exterior de Petróleo cada mes.

La fuente de información de los precios también es Platt's Oligram Price Report; sin embargo, Platt's proporciona por cada crudo y combustóleo una cotización máxima y mínima durante el día de referencia, por lo que se efectúa un promedio aritmético entre estas cotizaciones para determinar el precio del día. Platt's es un organismo internacional que presta servicios de información de precios y de mercado a nivel mundial; además, mediante Reuters se obtiene información política y económica de todo el mundo, para que al determinar la constante que aparece en cada fórmula se tomen en cuenta todos la problemática actual y las perspectivas de las fórmulas de precios.

Los precios promedio de exportación para los crudos mexicanos durante los años de 1994 a 1998 se presentan en la tabla I.17:

Tabla. I.17 Precios históricos por tipo de crudo y año (1994-1998).

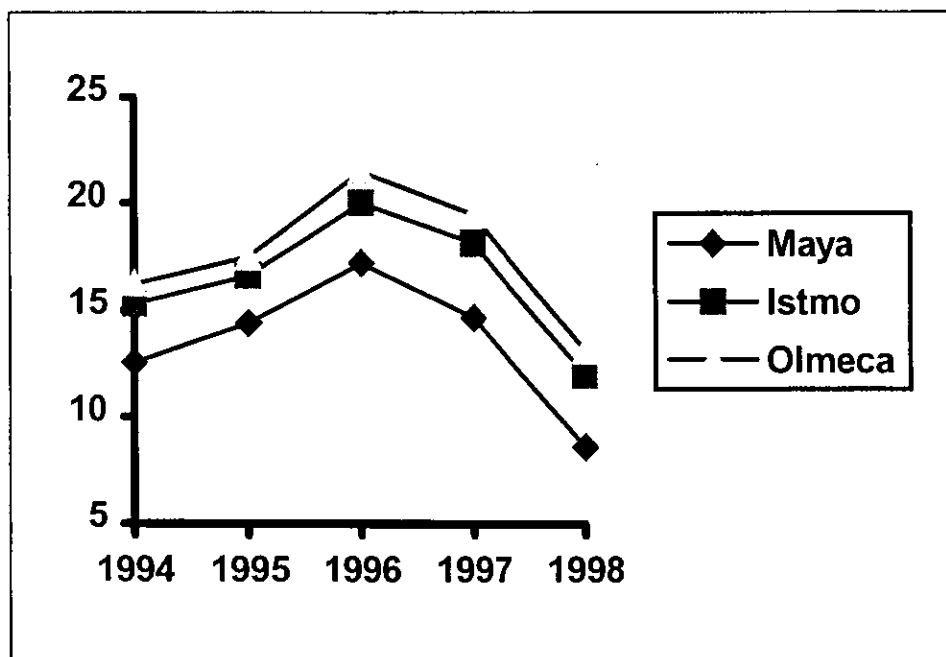
Año	Maya	Istmo	Olmeca
1994	12.57	15.33	16.27
1995	14.41	16.66	17.51
1996	17.25	20.02	21.50
1997	14.65	18.19	19.52
1998	8.56	11.87	13.14

Fuente: Anuario Estadístico, Pemex, 1998.

Desde los últimos meses de 1997, y hasta finales de 1998 la industria petrolera internacional atravesó por una de las etapas más críticas de su historia y las perspectivas de corto y mediano plazo hacen prever que el crecimiento de la oferta de crudo será superior a su consumo. Los precios alcanzados a finales del año fueron similares en términos reales a los que prevalecían hace más de 25 años.

De acuerdo con información preliminar, la oferta de petróleo crudo superó en promedio a la demanda en 2.1 MMBD, éste desequilibrio entre la oferta y la demanda mundiales de petróleo crudo ocasionó una distorsión en los precios.

Figura 1.12 Comportamiento de los precios de los crudos mexicanos de exportación en los últimos 5 años.



Fuente: Anuario Estadístico, Pemex, 1998.

El debilitamiento general de los precios en el mercado internacional ubicó el precio promedio de exportación de la canasta de crudos mexicanos en 10.16 dólares por barril en 1998, 6.30 dólares por abajo del precio promedio de 1997 y 8.78 dólares abajo del precio promedio de 1996..

Para el 25 de marzo de 1999 se observó una recuperación de los precios del crudo; debido principalmente al acuerdo de los países miembros de la OPEP de retirar 1.716 MMBD de la oferta y cuatro países independientes: México, Noruega, Rusia y Omán, retirarán otros 388 MBD, llevando la reducción a los 2.1 MMBD. Con ello se espera lograr un precio del barril del petróleo de 18 USD/bl.

- ¹ **“GEOLOGÍA PETROLERA DE MÉXICO”**, J. Santiago Carrillo B. y B. Martell A., Petróleos Mexicanos.
- ² **“INGENIERÍA PETROLERA”**, Organo de Divulgación Técnica e Información de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A.C., Vol. XXXVII, No. 5, Junio 1997, p.20.
- ³ **“MEMORIA DE LABORES 1998”**, Unidad de Planeación Corporativa de Petróleos Mexicanos, Abril 1999.
- ⁴ **“ANUARIO ESTADÍSTICO 1998”**, Gerencia Corporativa de Evaluación e Información, Petróleos Mexicanos.
- ⁵ Página de Petróleos Mexicanos en Internet, **“[http:// www. pemex.com.mx](http://www.pemex.com.mx)”**.
- ⁶ **“PETROLEUM PROCESSING HANDBOOK”**, John J. McKetta, The University of Texas at Austin, Marcel Dekker, Inc. 1992.
- ⁷ **“PETROLEUM MARKETER’S HANDBOOK”**, Glosary of Section, Definitions of Petroleum Products and Other Terms.
- ⁸ **“PETROLEUM REFINING”**, James H. Gary, Glenn. E. Handwerk, Technology and Economics, Second Edition, Marcel Dekker, Inc.
- ⁹ **“OIL LITERACY”**, Poten & Partners, Inc., New York.
- ¹⁰ **“OIL MARKET REPORT”**, User’s Guide, Refinning Glosary, Energy.
- ¹¹ **“REGIONES MARINAS”**, Subgerencia de Evaluación, Pemex.
- ¹² **“REGIÓN MARINA SUROESTE”**, Pemex, 1997.
- ¹³ **“MANEJO DE LA PRODUCCIÓN EN SUPERFICIE”**, José A. Gómez Cabrera, Facultad de Ingeniería UNAM, 1984.
- ¹⁴ **“PIMS USER’S MANUAL”**, Bechtel Corporation, Inc., Houston Texas, 1995.
- ¹⁵ **“REUTERS, PLATT’S OLIGRAM PRICE REPORT”**, México, 1999.

CAPÍTULO II

ALMACENAMIENTO EN EL SISTEMA PETROLERO NACIONAL

CAPÍTULO II

ALMACENAMIENTO EN EL SISTEMA PETROLERO NACIONAL

II.1 Importancia del almacenamiento ^{1, 2, 4, 6*}

El productor de petróleo debe disponer de instalaciones para almacenamiento con el objetivo de manejar el aceite después de que éste llega a la superficie, durante el tiempo en que se somete a tratamiento para eliminar impurezas o mientras espera su entrega al comprador o a la agencia de transporte. La necesidad de contar con tanques de almacenamiento se presenta tan pronto como el aceite es descargado en la superficie y continúa durante las etapas de recolección, separación, deshidratación, desalado, medición y embarque.

De igual manera, el comprador tiene que disponer de tanques de almacenamiento o depósitos para almacenar aceite en tránsito o esperando su envío en terminales marítimas. También tiene que proporcionar almacenamiento la empresa refinadora en el extremo de entrega del oleoducto. El petróleo almacenado de esta manera, tiene una influencia benéfica para comparar fluctuaciones de estación en el abastecimiento y en la demanda.

Balancear la demanda requerida por los consumidores con la oferta proporcionada por los productores, es un problema muy viejo para cualquier negocio. Cuando la oferta de producción es mayor que la demanda, el exceso del bien ofrecido se envía a almacenamiento, incrementando su costo operativo y posteriormente, cuando la demanda excede la oferta, se transporta del almacenamiento al mercado, pero con un costo nominal de producción mayor, lo cual disminuye la ganancia al productor.

El problema de balancear la oferta y la demanda es significativo en la industria petrolera si se considera la gran fluctuación en las demandas de productos, en los volúmenes almacenados de petróleo crudo producidos, los cientos de diferentes tipos de inventarios y los complejos problemas de transportación.

* Referencias al final del capítulo.

Por ejemplo, el propano es el combustible más comúnmente usado en los sistemas de calefacción; por lo tanto la demanda de propano es más alta en los meses de invierno y más baja en los meses de verano, pero el propano se produce mientras se procesa el gas natural, lo que ocurre a todo lo largo del año . El resultado es una sobreproducción de propano en los meses de verano, la cual se tiene que almacenar.

El almacenamiento de petróleo crudo forma parte del sistema de distribución primario, el cual es una cadena que se origina en la cabeza del pozo y termina en los centros de refinación, consiste de ductos, tanques, buquetanques, carros tanque y camiones tanque, los cuales trasladan el petróleo crudo desde las áreas de producción hacia las terminales marítimas de carga y a las refinerías; facilita el mezclado para obtener las especificaciones del producto, en otras palabras, es aquella parte del sistema integral de distribución que hace la operación más flexible.

El almacenamiento tiene los siguientes propósitos:

1. Recibir y mantener grandes cargamentos que se dividen en volúmenes menores los cuales se utilizan continuamente.
2. Almacenar los cargamentos con anticipación al llenado de buquetanques o movimientos en ductos.
3. Realizar registros y análisis estadísticos para identificar picos de demanda temporales.
4. Segregar diferentes grados y calidades de petróleos crudos, y productos terminados.
5. Almacenar productos y petróleo crudo durante los períodos planeados de mantenimiento.
6. Manejar eventos ineludibles pero anticipados, algunos de los cuales son emergencias y otros el resultado de cambios en los programas de operación.

El almacenamiento de petróleo crudo puede dividirse en tres partes principales, la primera, corresponde al almacenamiento en superficie, la segunda al almacenamiento bajo tierra y la tercera al almacenamiento costafuera, conocido también como Offshore Storage.

El almacenamiento en superficie se lleva a cabo principalmente en los siguientes sitios:

- Áreas de producción en tanques
- Estaciones de bombeo
- Terminales marítimas
- Refinerías

El incremento en la demanda de petróleo crudo y de productos derivados de éste durante los últimos años, ha resultado en la necesidad de almacenar grandes volúmenes; por ello, desde principios de los años cincuenta la industria petrolera ha ido cambiando ésta forma de almacenamiento por el de cavernas subterráneas construidas en domos salinos y en formaciones rocosas.

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

El problema del almacenamiento de aceite es de gran importancia económica, porque afecta no sólo al productor, sino también a quienes están dedicados al transporte, la refinación y las ventas, como fases complementarias de la industria petrolera. Se han gastado grandes sumas para suministrar esas instalaciones de almacenamiento, y el equipo físico usado para este objeto debe diseñarse adecuadamente y mantenerlo en óptimas condiciones para dar máxima seguridad contra riesgos de incendio y explosión y reducir las pérdidas que resultan de evaporación y escurrimiento.

II.2 Evolución histórica ^{1,6}

La industria petrolera inicia en agosto 27 de 1859, cuando el coronel Edwin Drake perfora el pozo descubridor "Drake", cerca de Titusville, Pensylvania. Con el descubrimiento llegó la necesidad del almacenamiento de petróleo crudo. La historia registró que la producción del pozo Drake se recogía en contenedores de aceite de pescado con una capacidad de 8 barriles .

Después de ello, se utilizaron tanques de madera cada vez más grandes, hasta que en Septiembre de 1864, se instaló un gran tanque de una capacidad estimada de 8,000 barriles en Oil City, Pensylvania.

Para 1873, ya se utilizaban extensamente los tanques de acero de 8,000 barriles; típicamente, los tamaños variaban desde 25 hasta 35,000 barriles de capacidad. El primer tanque atornillado de acero se introdujo en 1913. En 1918 se fabricó un tanque de acero con duelas u hojas de cerca de 60 pg. (1.52 m.) de ancho y 8 pies (2.44 m.) de alto cada una. Estos tanques fueron los pioneros de los tanques con remaches del API.

La introducción de la soldadura eléctrica con arco a principios de los años treinta hizo posible construir tanques completos. Desde entonces los tanques para almacenar aceite han sido mejorados vertiginosamente en las áreas de eliminación de la evaporación y la protección contra incendios. El desarrollo más importante en ellos ha sido el techo flotante (1922), el hecho sobresaliente de este sistema es la facilidad de los techos de los tanques a ajustarse a las variaciones del nivel del líquido, siempre manteniendo en contacto sus superficies. Las instalaciones de este tipo se utilizaron en refinerías desde 1927 y se usaron conjuntamente con los tanques convencionales de techo fijo.

Por otra parte, la primera evidencia que se tuvo del almacenamiento de hidrocarburos en una caverna sin que ésta tuviera éxito, fué en una mina de sal abandonada cerca de Cleveland, Ohio; para el almacenamiento de gas a finales del siglo. En 1916, una compañía Alemana obtuvo una patente cubriendo el uso de cavernas en domos salinos por disolución para el almacenamiento de crudo.

En 1940 se almacenó aceite en una caverna minada de roca dura en Suiza; en 1950 se construyó la primera caverna de sal con el propósito de almacenar condensados. En 1961 se almacenó por primera vez gas natural en una caverna subterránea en U.S.A.

Los productos petrolíferos, el gas natural y el petróleo crudo se almacenan en cavernas que operan en 27 de los 50 estados de la unión americana; y en México, Canadá, Inglaterra, Francia, Alemania, Holanda, Suiza, Noruega, Finlandia, Dinamarca, Africa del Sur, y otros países en todo el mundo.

Hoy en día, por seguridad y por prudentes propósitos operativos cada compañía trata de no acumular más inventarios de los que necesita, debido a los costos de oportunidad del mercado.

En el mercado de hidrocarburos no es posible obtener un balance entre la oferta y la demanda; si la oferta excede a la demanda, la producción en alguna parte de la cadena productiva deberá suspenderse mientras se restablece el balance en los puntos de abastecimiento, por lo tanto, los inventarios se han convertido en uno de los indicadores más observados en la industria.

II.3 Almacenamiento en terminales marítimas ¹

Los tanques superficiales utilizados para almacenamiento de grandes volúmenes de petróleo crudo se localizan principalmente en las terminales marítimas y en las refinerías de petróleo donde encontramos tanques superficiales de techo fijo o flotante de distintas capacidades.

II.3.1 Características principales ^{2,3,9}

Los tanques de acero, contenedores de petróleo crudo se clasifican atendiendo al propósito general del tanque, tal como producción o almacenamiento.

Los tanques de producción han sido usados en los campos productores para almacenar el aceite que proviene del pozo. Se les conoce comúnmente como “tanques de flujo”, su construcción está estrictamente apegada a las normas establecidas por el API, vigentes en ese ramo; dichas normas, son:

- API 12F Para tanques de acero de capacidad 90-500 Bl.
- API Spec. 12D Para tanques de acero de capacidad 500-10,000 Bl.
- API Standard 650 Para tanques de acero de capacidad mayor a 10,000 Bl.

Los tanques de almacenamiento son de techo fijo cónico y techo flotante, el material del cual están contruidos, posee características de resistencia a la corrosión, al intemperismo, a la tensión, presión, etc., se destina un volumen para líquidos y otro para vapores, este último no excede el 20% del volumen total del tanque.

Como su nombre lo indica, los techos flotan en la superficie del aceite, el techo flotante se mueve hacia arriba o hacia abajo dentro del armazón del tanque cuando el nivel de líquido cambia.

Se construye una base o plataforma para proporcionar una área estable, con buen drenaje y con suficiente capacidad para soportar el tanque y su contenido. En tanques pequeños generalmente se usan bases de tierra, con una capa delgada de arena para propósitos de nivelado y drenaje; para tanques más grandes se pueden necesitar bases de tierra con paredes de concreto alrededor de ellas las cuales encierran y estabilizan completamente el cimiento para proveer un soporte uniforme a todo el tanque.

Una vez que la base está preparada, la siguiente operación en la construcción del tanque es colocar el fondo. Las placas de fondo descansan sobre la base y se unen temporalmente mediante remaches soldados. Una vez que está soldado el fondo del tanque por completo, se prueba el espesor de la soldadura y si se encuentra alguna fuga, las soldaduras defectuosas se quitan y se reemplazan.

Después de que la prueba del fondo del tanque se realiza satisfactoriamente, empieza la instalación de las partes restantes. El espesor de las placas del armazón se incrementa con el diámetro del tanque, de igual manera, a medida que se incrementa la altura.

Se instala un durmiente fijo cerca de la parte superior del tanque, el cual le da la rigidez al armazón del tanque y proporciona un soporte circunferencial a la parte superior de éste cuando el techo flotante está abajo.

Enseguida se instala el techo del tanque, usualmente consiste de un número de estructuras de acero o columnas de tuberías de acero espaciadas de manera uniforme en el área del tanque. Estas columnas descansan en el fondo y soportan las placas del techo mediante un arreglo de rejas de acero. Los tanques pequeños, de tamaño similar a los tanques de producción, tienen únicamente una columna central, sin rejas. Los tanques más grandes usualmente tienen muchos anillos de rejas, dependiendo del diámetro del tanque.

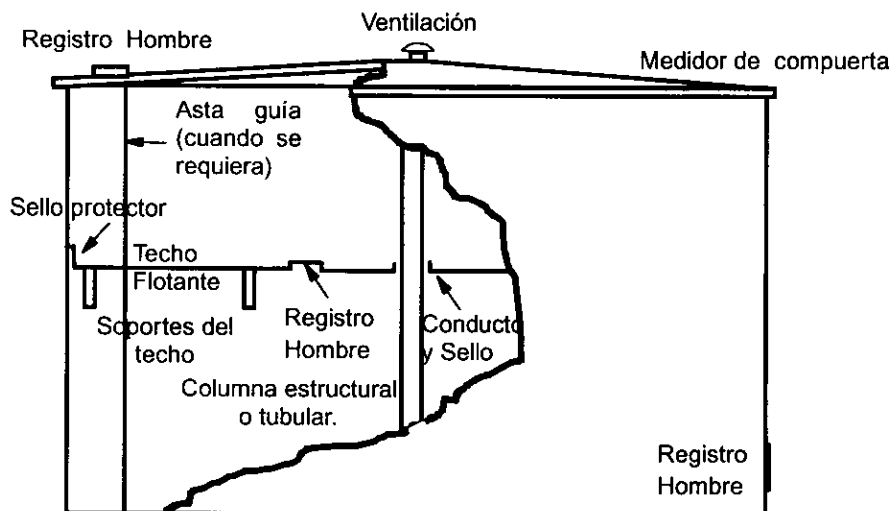
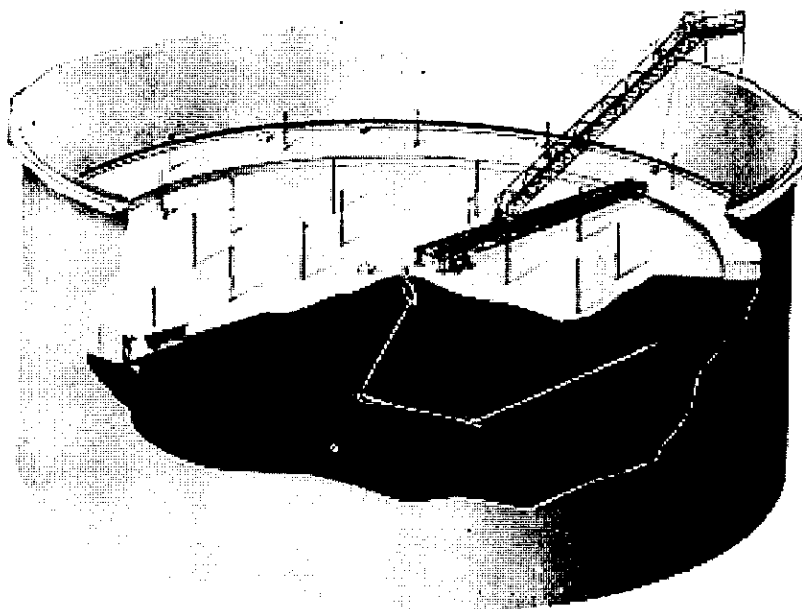
La mayoría de los tanques de almacenamiento cuentan con accesorios y equipo adicional, ya sea para control, medición, llenado o vaciado y para sello; este equipo adicional está compuesto por indicadores de nivel, mecanismos de relevo de presión, mecanismos de venteo, normal hacia fuera y doble hacia adentro; mecanismos de gasificación, escaleras, tuberías, plataformas, poleas interiores, barandales, boquillas, registros hombre y en ocasiones conexiones eléctricas.

En la figura II.1 se presenta un esquema de un tanque de almacenamiento de techo flotante típico y sus partes componentes principales.

Al terminar la instalación del tanque se realizan pruebas al armazón y a los techos, el armazón se prueba generalmente por espesor usando agua (prueba hidrostática), la prueba al techo se hace mediante el bombeo de aire abajo de éste hasta alcanzar una presión de cerca de una libra por pulgada cuadrada.

Los reglamentos de las leyes establecidas por el gobierno, determinan que se requiere un dique o una pared contrafuego que debe tener el área suficiente para contener por lo menos volumen y medio del tanque que esté dentro del área cerrada por el dique.

Figura II. 1 Esquema de un tanque de techo flotante interno.



Fuente: Storage and Handling of Petroleum Liquids, p. 207, 1990.

Pintura y recubrimientos ²

Las superficies exteriores de los tanques se pintan o se recubren para protegerlas de la corrosión y formación de herrumbre. Los tanques se pintan usualmente de blanco, color aluminio o de algún otro color reflejante, que tienda a limitar la absorción de calor debida a la radiación solar, si el líquido que se va a almacenar es corrosivo, se debe aplicar un recubrimiento interior tal como un epóxico.

Una vez terminado el tanque se realiza una medición la cual proporciona sus dimensiones; a partir de estos datos se elaboran tablas las cuales permiten calcular el volumen del líquido en los tanques a cualquier profundidad que sea medida; por lo general, incluye: circunferencia, profundidad, espesor de las paredes del tanque, espacio no utilizable y conexiones de líneas.

Mantenimiento

Se les debe dar mantenimiento a los tanques y sus accesorios para garantizar la seguridad y la eficiencia de las operaciones. A continuación se listan las prácticas principales mediante las cuales se les da mantenimiento a los tanques:

- Aplicar pintura al tanque.
- Aplicar e instalar mecanismos para disminuir la corrosión.
- Llevar a cabo un programa periódico de limpieza.
- Verificar las alturas máximas y mínimas de llenado de los tanques.
- Reparar los fondos (en caso de ser necesario).
- Reparar las fugas (en caso de ser necesario).

Capacidad de llenado de los tanques. Muchos de los tanques de almacenamiento ya sean de techo fijo o de techo flotante, tienen una cierta cantidad de espacio la cual no está disponible para el almacenamiento. Así, un tanque de techo fijo de 50 MB puede tener cerca de 3 pies (0.91 m) de espacio no disponible, en general no será posible usar todo el espacio volumétrico de diseño.

El límite más bajo de operación permite que el techo del tanque permanezca flotando todo el tiempo. Para tanques con techo flotante interno, se usa que este límite se localice tres pies abajo de la línea de rebosamiento.

Las capacidades nominales de los tanques se ven restringidas a las capacidades reales y útiles, a continuación se describen dichas capacidades:

Capacidad nominal. Es el volumen total para el cual fue diseñado el tanque.

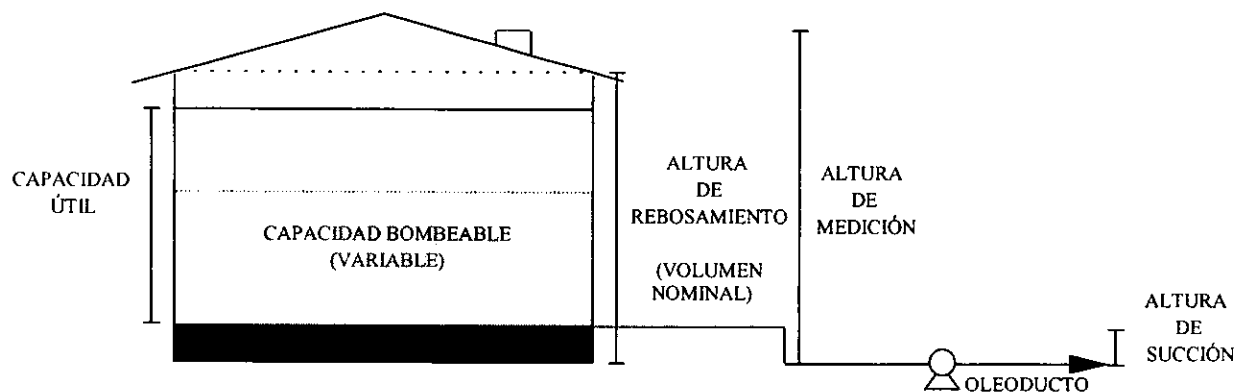
Capacidad útil. Es la capacidad nominal menos un factor de seguridad, este factor se aplica para dejar un margen volumétrico de operación y con ello evitar derrames.

Fondaje. Es un volumen del tanque el cual está destinado para contener los sólidos depositados después del tiempo de reposo que los crudos deben cumplir antes de ser enviados a su venta, dicho volumen estará determinado por el tipo de crudo que va a almacenar y los sólidos que éste lleve; es una cifra que se determina durante la misma operación.

Capacidad bombeable. Es la capacidad resultante de restar a la capacidad útil el volumen destinado al fondaje, esta capacidad es con la cual se opera y es variable.

En la figura II.2 se muestran las capacidades de almacenamiento y los diferentes niveles de inventarios; se puede observar la diferencia entre los inventarios mínimos y máximos de operación que resultarán en el volumen neto disponible para almacenamiento.

Figura II. 2 Esquema de capacidades manejadas en un tanque de almacenamiento.



Fuente: "Bulk Storage of Petroleum Liquids", p.167, 1993.

Pérdidas por llenado y evaporación

Las pérdidas por evaporación durante el almacenamiento de hidrocarburos líquidos se deben principalmente a cambios de temperatura, agitación, llenado y descarga del tanque, y no sólo traen consigo la reducción en el volumen almacenado, sino que además, presentan las siguientes desventajas:

1. Reducen el valor de los hidrocarburos líquidos, ya que son los vapores o fracciones ligeras de mayor costo las que se evaporan.
2. Contaminación ambiental.
3. Riesgos de explosión.
4. Aumento de la corrosión en el área del tanque destinada a los vapores.

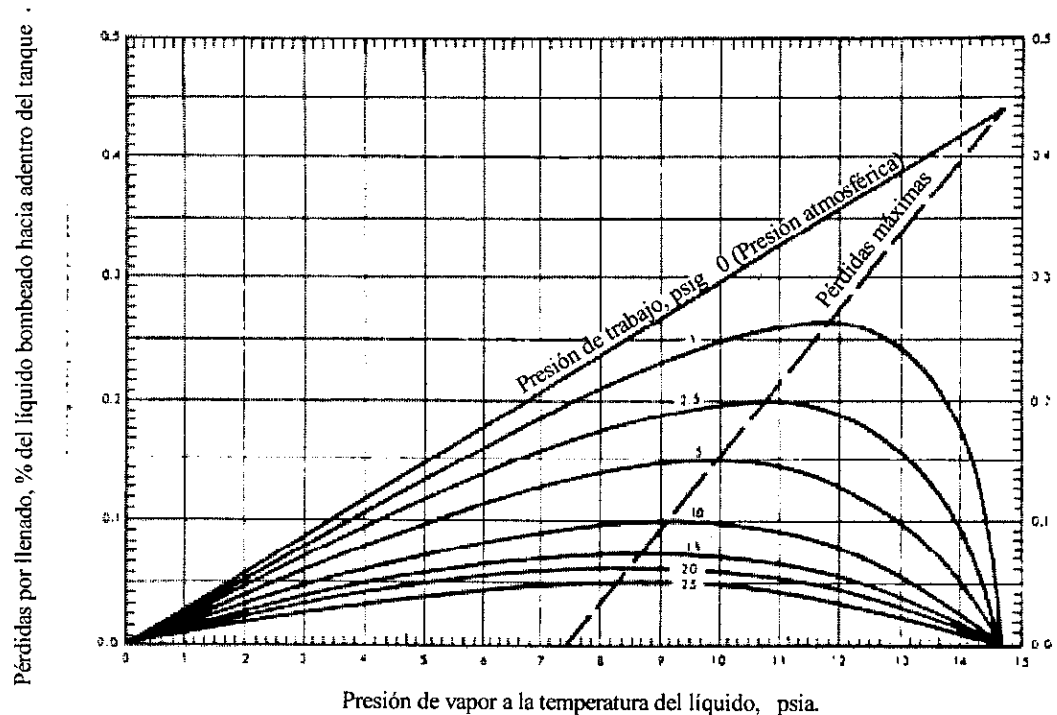
Los vapores emitidos por los venteos y/o las válvulas de alivio de un tanque de almacenamiento se generan de dos maneras:

- son empujadas hacia fuera del tanque durante las operaciones de llenado
- son generadas por la vaporización del líquido almacenado en el tanque

Pérdidas por llenado

Un tanque no se vacía totalmente, a menos que se le vaya a realizar una limpieza o reparación, siempre queda un volumen de fondaje; los vapores sobre el líquido remanente en el tanque se expandirán hasta llenar el espacio disponible y alcanzar la presión de vapor del líquido almacenado a la temperatura de almacenamiento. En la medida que el tanque se llena, los vapores son comprimidos en un espacio menor, mientras se alcanza la presión de ventilación.

También hay algunas pérdidas que están asociadas con la expansión del líquido en todo el tanque, la figura II.3 muestra una gráfica para estimar las pérdidas por llenado con relación al porcentaje del líquido que está siendo bombeado dentro del tanque.

Figura II.3 Pérdidas por llenado en tanques de almacenamiento.

Fuente: Petroleum Engineering Handbook, Chap. 11, SPE, 1995.

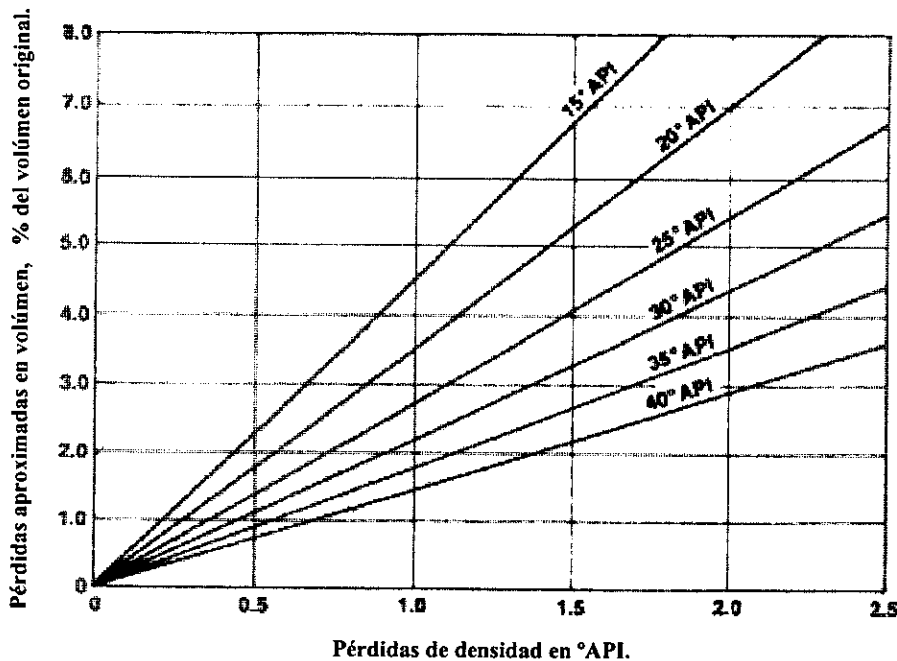
Pérdidas por evaporación

Están definidas como la generación de vapores mediante la absorción de calor a través de las paredes, fondo y techo del tanque. El calor total absorbido es la suma de las manifestaciones de energía calorífica, radiación, conducción y convección, este tipo de pérdida es especialmente predominante en hidrocarburos líquidos ligeros, también está presente pero en menores cantidades en el petróleo crudo estabilizado y en productos terminados, los vapores pueden recuperarse con el uso de un sistema de recuperación de vapores.

Control de la evaporación y conservación de la densidad en tanques de almacenamiento

Los petróleos crudos y los condensados están compuestos de diferentes parafinas como el propano que es el hidrocarburo más ligero que se puede encontrar en una mezcla líquida y es el que tiene una mayor tendencia a evaporarse. Cuando el propano y otros hidrocarburos ligeros pasan a la fase gaseosa mediante vaporización, el volumen del líquido almacenado disminuye, y debido a que esos hidrocarburos ligeros no están presentes en sus cantidades iniciales, la densidad en °API del crudo disminuye. Hay una relación definida entre la pérdida de densidad en °API y el volumen disminuido, que dependerá de las características del crudo. En la figura II.4, se muestra una gráfica que permite obtener de una manera aproximada la disminución en densidad en °API de un crudo con relación a la reducción en el volumen almacenado.

Figura II.4 Pérdidas de densidad en grados API contra el porcentaje de reducción en volumen almacenado.



Fuente: Petroleum Engineering Handbook.

Factores que contribuyen a las pérdidas de densidad por evaporación

Entre los factores principales que contribuyen a las pérdidas de densidad en °API por evaporación, tenemos las propiedades del producto almacenado y las características de los tanques:

- Presión de vapor y temperatura del producto almacenado
- Área superficial y agitación del producto almacenado
- Presión del tanque de almacenamiento
- Pérdidas por llenado
- Pérdidas por venteo
- Tamaño de los tanques
- Color de la pintura exterior de los tanques

Mucho puede hacer el productor para prevenir las pérdidas por evaporación del crudo, el producto debe ser introducido en el tanque de almacenamiento tan lentamente como sea posible y mantenerlo de esta manera. Se pueden emplear algunos tipos de intercambiadores de calor entre el tratamiento de emulsión y los tanques para optimar las condiciones del crudo antes de que entre al tanque de almacenamiento. Si se usa el intercambiador de calor, se debe emplear un programa de mantenimiento para evitar la deposición de parafinas, sal, etc., que son comunes en muchos fluidos producidos.

Los tanques deben seleccionarse de diámetros pequeños, lo más altos posible y de menores capacidades, estas características proporcionarán relativamente al producto almacenado menores áreas y espacios para los vapores que deben ser tan cortos como el tiempo de almacenamiento.

Todas las aberturas de los tanques deben mantenerse cerradas y la presión del tanque debe ser tan alta como sea práctico, por lo menos media pg. de columna de agua.

II.3.2 Capacidades de almacenamiento y bombeo ^{2,4}

En México se tienen 4 terminales marítimas: Cayo Arcas (TMCA); Dos Bocas (TMDB); Pajaritos (TMP); y Salina Cruz (TMSC), donde se manejan, almacenan y miden los volúmenes de los diferentes tipos de crudo para exportación.

Terminal marítima de Cayo Arcas

La Región Marina Noreste tiene a su cargo esta terminal, está ubicada en el Golfo de México, 160 Km. al Noreste de Ciudad del Carmen, Camp., con un tirante de agua de 43 m. Emplea una plataforma de medición para el suministro y aforo de crudo a buquetanques, para exportación. y cuenta con tres trenes de medición con capacidad de 1.5 millones de barriles de crudo por día cada uno. En actualidad para almacenar crudo en Cayo Arcas se cuenta con el barco cautivo Ta-Kuntah, cuya capacidad de almacenamiento de crudo maya es de 2.4 MMB.

Terminal marítima de Dos Bocas

Esta terminal pertenece a la RMSO, se localiza en la costa del Estado de Tabasco, a 70 Km. al noreste de Villahermosa. Además de los tanques para almacenamiento, cuenta con grandes bodegas y patios para resguardar equipo y materiales, una planta para generar la energía eléctrica que consume la terminal, y con muelles para carga y descarga de barcos.

Se tienen 14 tanques verticales de cúpula flotante de 500 mil barriles de capacidad nominal cada uno, un tanque se maneja en mantenimiento en forma permanente, por lo que en conjunto hacen un total de 6.5 millones de barriles de capacidad de almacenamiento. En la Tabla II.1 se puede observar el número de tanques destinados a cada producto y los volúmenes de operación.

Tabla II.1. Almacenamiento de crudo en la terminal marítima de Dos Bocas (volúmenes en miles de barriles).

Número de Tanque	Producto Crudo	Capacidad Nominal	Capacidad Útil	Capacidad Bombeable	Fondaje
1	Istmo	500	460	392	68
2	Istmo	500	460	390	70
3	Istmo	500	460	389	71
4	Istmo	500	460	392	68
5	Maya	500	460	392	68
6	Maya	500	460	405	55
7	Maya	500	460	386	74
8	Maya	500	460	392	68
9	Maya	500	460	403	57
10	Maya	500	460	405	55
11	Maya	500	460	405	55
12	Olmeca	500	460	390	70
13	Olmeca	500	460	398	62
14	Olmeca	500	460	392	68
Totales		6,500	5,980	5,139	841

Fuente: Región Marina Suroeste, Pemex, 1997.

Terminal marítima de Pajaritos

Está localizada en las afueras de la ciudad de Coatzacoalcos, en la costas del Estado de Veracruz y es propiedad de Pemex-Refinación; se tienen 10 tanques con capacidad nominal de 200 mil barriles cada uno, y en conjunto se cuenta con una capacidad de almacenamiento de 2 MMB; en ocho de ellos se maneja crudo Olmeca y en los dos restantes crudo Maya. En la Tabla II.2 se pueden observar los volúmenes manejados.

Tabla II.2. Almacenamiento de crudo en la terminal marítima de Pajaritos (volúmenes en miles de barriles).

Número de tanque	Producto Crudo	Capacidad Nominal	Capacidad Útil	Capacidad Bombeable	Fondaje
1	Maya	200	103	78	25
2	Maya	200	199	173	26
3	Olmeca	200	199	174	25
4	Olmeca	200	200	180	20
5	Olmeca	200	199	173	26
6	Olmeca	200	199	173	26
7	Olmeca	200	198	173	25
8	Olmeca	200	195	170	25
9	Olmeca	200	195	153	42
10	Olmeca	200	195	153	42
Totales		2,000	1,882	1,600	282

Fuente: Región Marina Suroeste, Pemex, 1997.

Terminal marítima de Salina Cruz

Es la única terminal marítima que se tiene en la costa del Océano Pacífico, está localizada en el Estado de Oaxaca y sus instalaciones son propiedad de Pemex Refinación. Cuenta con once tanques de 500 mil barriles que conjuntamente tienen una capacidad de almacenamiento de 6.1 millones de barriles; cuatro tanques están destinados para manejar crudo maya y siete para manejar crudo Istmo; en la Tabla II.3 se pueden observar las capacidades de los tanques de esta terminal.

Tabla II.3. Almacenamiento de crudo en la terminal marítima de Salina Cruz (volúmenes en miles de barriles).

Número de Tanque	Producto Crudo	Capacidad Nominal	Capacidad Útil	Capacidad Bombeable	Fondaje
1	Maya	500	479	441	38
2	Maya	500	479	441	38
3	Maya	500	479	441	38
4	Maya	500	479	441	38
5	Istmo	500	479	441	38
6	Istmo	500	479	441	38
7	Istmo	500	479	441	38
8	Istmo	500	479	441	38
9	Istmo	500	479	441	38
10	Istmo	500	479	441	38
11	Istmo	500	479	441	38
Totales		6,100	5,727	5,196	531

Fuente: Región Marina Suroeste, Pemex, 1997.

En México, a finales de 1988 se tenía una capacidad total de almacenamiento de petróleo crudo de 6.9 MMB (5.0 MMB en la terminal marítima de Dos Bocas y 1.9 MMB del buquetanque cautivo en Cayo Arcas). Actualmente, a partir de la renta el barco cautivo Ta-Kuntah, se ha incrementado la capacidad de almacenamiento total, tal como se muestra en la tabla II.4, dónde se puede observar el resumen de la capacidad de almacenamiento total en las terminales marítimas del sistema petrolero nacional en 1998:

Tabla II.4. Capacidad de almacenamiento en las terminales marítimas del sistema petrolero nacional en 1998.

Terminal Marítima	Capacidad (MMB)
FSO Ta-Kuntah	2.4
Dos Bocas	6.5
Pajaritos	2.0
Salina Cruz	6.1
Total	16.6

Fuente: Región Marina Suroeste, Pemex, 1997.

II.3.3 Determinación de la capacidad de almacenamiento ²

Algunos de los factores importantes que se deben tomar en cuenta para realizar dicha determinación, son los siguientes:

Inventario mínimo de operación. Este nivel de inventario está compuesto del llenado de los fondos de los tanques y el llenado de las líneas, así, el petróleo adicional producido puede contar con rutas de salida.

Inventario máximo de operación. Este nivel de inventario debe dejar el espacio necesario para la recepción de producción. Un tanque de petróleo crudo puede no descargar mientras la capacidad de otro tanque está vacío para recibir crudo, este espacio representa cerca de la mitad del volumen operativo. También, el espacio se prevé para eventos inevitables, como emergencias y cambios en los programas. Si los inventarios se llevaran hasta el nivel máximo de operación, existiría la posibilidad de no tener suficiente espacio vacío en el sistema para recibir la producción sin una baja o interrupción en el sistema.

Inventario no disponible. Este inventario consiste del llenado de líneas y almacenamientos similares. Está clasificado como capital de trabajo y no se recupera mientras el sistema o el ducto está fuera de operación y lleno con agua.

Es indispensable entonces conocer los volúmenes de inventarios mínimos y máximos de cada terminal, porque de ello dependerá la eficiencia de las operaciones que se realicen.

II.4 Almacenamiento en cavernas hechas en domos salinos ^{1,4}

Un tanque de seis barriles puede proveer un adecuado almacenamiento de combustible para una casa habitación y un tanque de 476 barriles puede ser suficiente para una estación de venta al menudeo. Pero para una compañía petrolera que requiere cientos de miles de barriles de capacidad, el almacenamiento en tanques puede ser extremadamente caro, requiere una área muy grande y los riesgos ambientales son significativos.

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

En México las instalaciones en el domo salino de Tuzandépetl se diseñaron para poder utilizar las cavidades con fines estratégicos de almacenamiento, como apoyo a la distribución y transporte, para cumplir oportunamente con la comercialización nacional e internacional. El almacenamiento en domos se utiliza por las siguientes situaciones:

1. Cierre de terminales por condiciones climatológicas adversas a la navegación
2. Retraso de arribo de buquetanques
3. En apoyo a la distribución de petróleo crudo en el interior y para exportación
4. Almacenamiento debido a la baja demanda, bajo precio o a solicitud de clientes
5. En apoyo al mantenimiento de instalaciones superficiales y de proceso
6. En caso de accidentes en instalaciones superficiales en el sistema de producción, distribución y/o proceso

Las tres primeras situaciones, son las que principalmente han motivado el uso de las cavidades, evitando el cierre de pozos, y los consecuentes problemas técnicos y económicos que esto puede ocasionar. Cuando no se pueden operar las terminales de exportación por malos tiempos, la producción de crudo maya proveniente de la Sonda de Campeche se envía hacia los centros de proceso, a las instalaciones en Dos Bocas y a las cavidades de Tuzandépetl, se da preferencia a estas últimas para ubicar el crudo en una posición más cercana a los centros de proceso y exportación.

II.4.1 Características principales ^{4, 5, 6}

Las estructuras salinas, por sus características, constituyen la mejor opción geológica para confinar y asegurar el almacenamiento subterráneo. Afortunadamente, estos accidentes geológicos existen en varios lugares de la República Mexicana, incluso algunos de ellos cercanos a los centros productores, terminales marítimas de exportación y refinerías de petróleo.

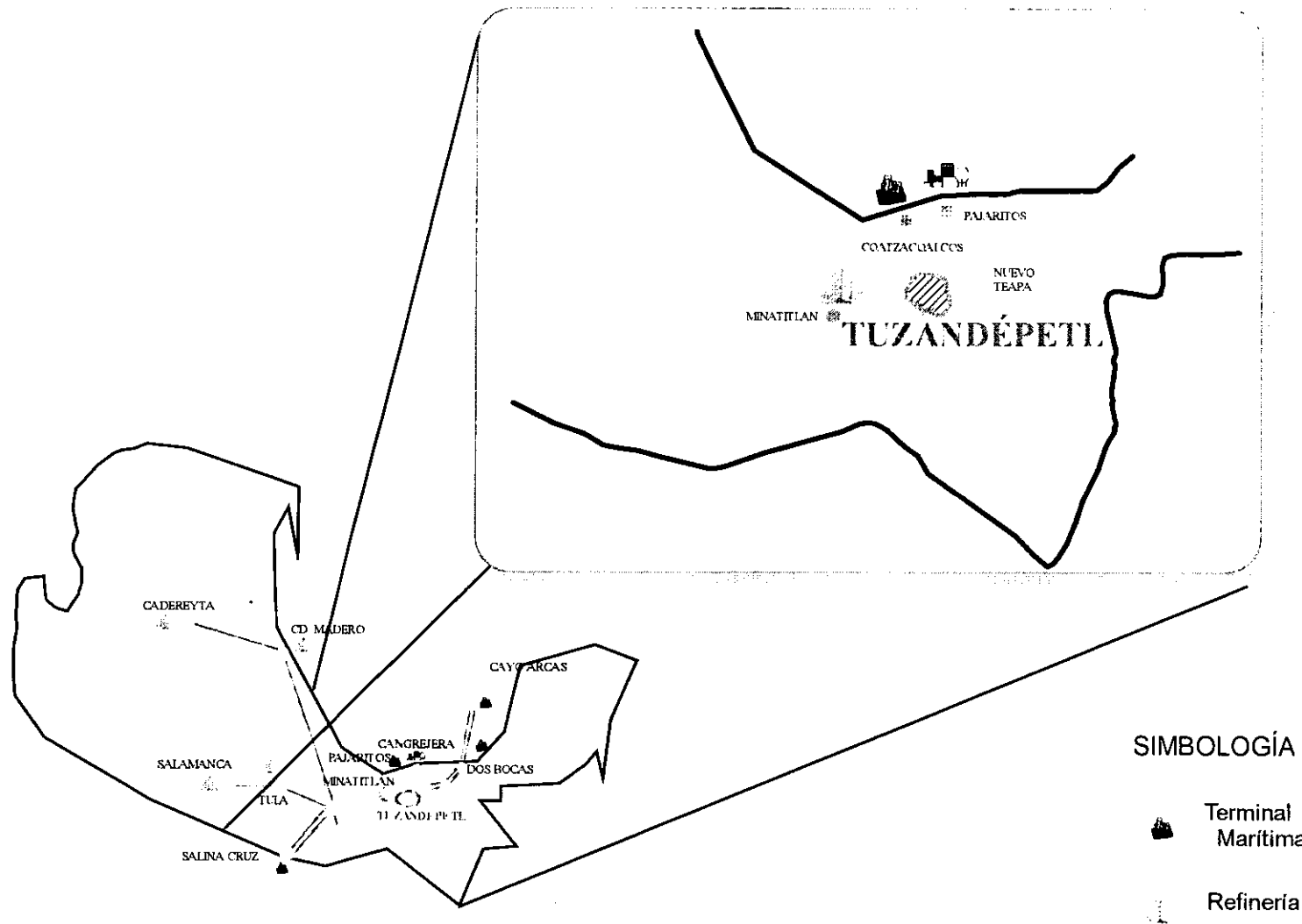
Tal es el caso del domo salino de Tuzandépetl, que reúne características ideales en cuanto a su profundidad y proximidad a las principales instalaciones de distribución y proceso de crudo; para exportación y cabotaje Dos Bocas, Pajaritos y Salina Cruz; para proceso Cangrejera, Minatitlán, Salina Cruz y las refinerías del altiplano; en las que se maneja casi el 80% de la producción nacional. En la figura II.5 se observa la localización aproximada del domo salino de Tuzandépetl y las principales instalaciones de distribución y proceso de crudo. En 1993 se terminó el proyecto, creándose las 12 cavidades con sus correspondientes instalaciones superficiales.

Un domo salino está compuesto esencialmente de halita con manifestaciones dispersas de arena y anhidrita, las cuales frecuentemente presentan entre 5 y 10% de la masa total, estas impurezas de arena se presentan en bandas negras. Los espesores de las capas pueden variar desde unos pocos hasta unos cientos de metros y se encuentran a distintas profundidades bajo la superficie. En muchos casos, la sal está intercalada con arcillas o capas de anhidritas.

Frecuentemente se encuentra en domos someros, un techo de roca compuesto principalmente de anhidrita, yeso y calizas; en domos profundos, si se encuentra, es de un espesor delgado. Por lo general se encuentra en profundidades que van desde los 300 a los 400 pies (aproximadamente 91 m a 122 m) pero se pueden encontrar a profundidades mayores de 1,000 pies (304 m).

Una vez que la exploración determina la posible existencia de un domo salino, las cavernas se construyen en dos etapas, la perforación y el proceso de lixiviación. El primer paso en la construcción de una cavidad en un domo salino, es perforar un pozo en dicha formación.

Figura II.5 Localización aproximada del domo salino de Tuzandépetl.



Fuente: Almacenamiento de hidrocarburos en domos salinos, PEP, 1996.

Se instalan en el pozo tuberías de revestimiento y se cementan para proteger las formaciones de agua subterránea y proporcionar un sello para que el producto no pueda fugarse de la caverna. Se suspenden dos sartas de tubería más desde la superficie, una dentro de la otra, hasta el fondo del pozo en la formación de sal. El agua se bombea entonces hacia abajo a través de la tubería de producción y disuelve la sal.

La salmuera resultante se bombea hacia la superficie a través de la tubería de producción y se almacena en una presa de salmuera. Cuando es necesario extraer crudo de la caverna, la salmuera se bombea hacia abajo a través de la tubería de producción, desplazándolo hasta la superficie a través del espacio anular, por diferencia de densidades el aceite se coloca en la superficie de la salmuera por lo que ocupa la parte superior de la caverna.

Las cavidades se encuentran espaciadas entre sí 225 m., a una profundidad promedio de 600 m. y su volumen útil tiene unas dimensiones de aproximadamente 200 m. de altura y entre 30 y 40 m. de diámetro, en la figura II.6 se observan las operaciones de llenado y extracción de crudo en una caverna hecha en un domo salino.

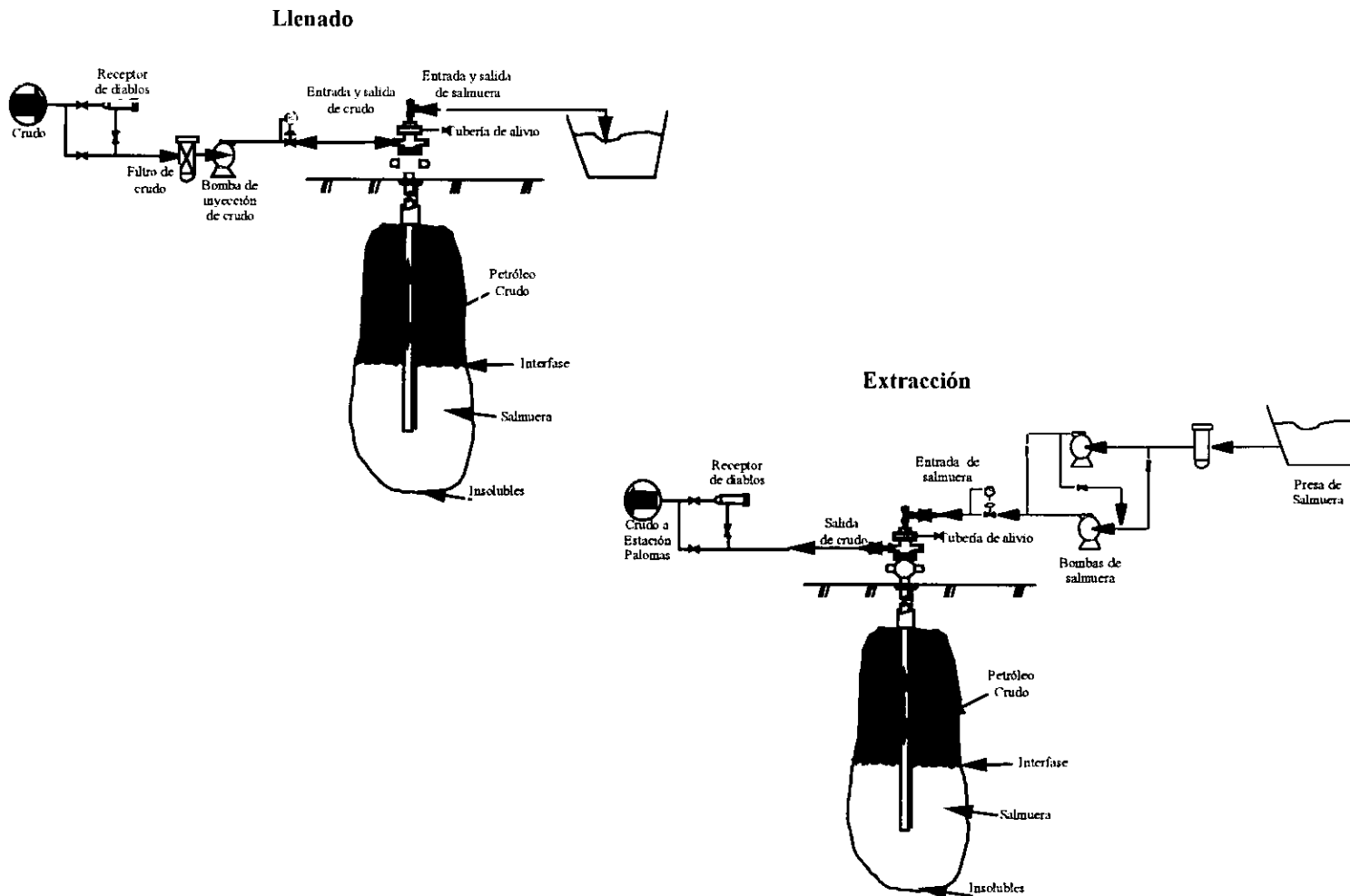
Operación y mantenimiento

Ya que el oxígeno debe estar presente para que exista la combustión, y en este tipo de almacenamiento es físicamente imposible su presencia, no puede iniciarse una ignición, disminuyendo el riesgo de quema o explosión del crudo almacenado en una caverna subterránea.

El almacenamiento subterráneo tiene las siguientes características sobresalientes, además de las ya mencionadas.

1. La confinación subterránea disminuye también los riesgos de fuga.
2. Los controles superficiales de las cavidades son a prueba de explosión y fuego exterior, reduciendo riesgos.
3. Los equipos, circuitos y válvulas, están protegidos por dispositivos electrónicos que permiten una respuesta inmediata para la corrección de fallas.

Figura II.6 Operaciones de llenado y extracción de crudo en una caverna hecha en un domo salino.



Fuente: Almacenamiento de hidrocarburos en domos salinos, PEP,1996.

II.4.2 Capacidades de almacenamiento y bombeo ^{4,5}

Con la construcción de las cavernas se incrementó a 9.3 millones de barriles 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, con un incremento en la capacidad útil de almacenamiento de 3.2 días de producción. En las condiciones actuales de operación se pueden manejar hasta 450 MBD, tanto para el llenado como para la extracción. Cada caverna tiene una capacidad de almacenamiento promedio de 750 MB de crudo cada una.

De las 12 cavidades, dos almacenan crudo Olmeca, tres están destinadas a almacenamiento de crudo Istmo y ocho para almacenamiento de crudo Maya. En la Tabla II. 5 se presentan sus características:

Tabla II.5. Principales características de las cavernas construídas en el domo salino de Tuzandépetl.

NUMERO DE CAVERNA	PRODUCTO CRUDO	CAPACIDAD NOMINAL (MB)	CAPACIDAD UTIL (MB)	CAPACIDAD BOMBEABLE (MB)	VOLUMEN DE SELLO (MB)	DIAMETRO PROMEDIO (m)	PROFUNDIDAD (m)
1	Maya	743	572	278	294	37	880
2	Olmeca	1258	860	844	16	40	800
3	Maya	770	525	494	31	35	930
4	Olmeca	1017	734	726	8	30	950
5	Maya	788	835	816	19	35	835
6	Istmo	976	740	727	13	38	870
7	Istmo	1141	930	918	12	38	905
8	Istmo	1170	635	617	18	40	840
9	Maya	1196	980	963	17	40	805
10	Maya	1321	900	840	60	45	810
11	Maya	1258	1080	1048	32	40	750
12	Maya	818	400	387	13	50	635
Totales		1,2456	9,191	8,658	533	-	-
Promedio		1,038	765.92	721.5	12	39	850

Fuente: Almacenamiento de hidrocarburos en domos salinos, PEP, 1996.

Para el llenado de cavidades se cuenta con 8 bombas de inyección de crudo de 150 MBD cada una, trabajan a una presión de 50 Kg/cm² con un motor de 2,200HP. Para la extracción de crudo se tienen 13 bombas para la inyección de salmuera; 5 bombas de 150 MBD con presión de descarga de 9 Kg/cm² y motor de 500 HP y 8 bombas de 150 MBD con presión de descarga de 18 Kg/cm² y motor de 900 HP.

Se puede recibir crudo pesado a un ritmo máximo de 600 MBD, así también se puede extraer simultáneamente crudo ligero a una capacidad máxima de 350 MBD de esta manera, se está en posibilidad de manejar simultáneamente tanto en extracción como en llenado un caudal de 950 MBD.

Es muy importante la presencia de la presa de salmuera en la superficie, ya que ésta proporciona la flexibilidad operativa de las cavernas, tiene una capacidad de 5.3 MMB.

Análisis estructural

En su forma más simple, el almacenamiento en cavernas salinas involucra el almacenamiento de líquidos o gases presurizados (fluidos) en un contenedor de pared gruesa. La caverna, al llenarse por el fluido, ejerce una presión que ayuda a sostener las paredes de ésta, oponiéndose a las fuerzas de presión ocasionadas por la formación salina. La estabilidad mecánica de la caverna es función de la presión interna y de las fuerzas geostáticas in situ, la geometría del contenedor y las propiedades mecánicas de la sal que la rodea. Se deduce entonces que hay una presión de almacenamiento mínima y máxima. La presión mínima ayuda a equilibrar las fuerzas in situ y mantiene la estabilidad de la caverna. Si las presiones no se mantienen dentro de la caverna, los esfuerzos in situ pueden causar la falla y el colapso de la caverna.

Inestabilidades de la caverna

Hay cinco posibles inestabilidades mecánicas:

- Subsistencia subsuperficial.
- Subsistencia de tuberías.
- Colapso de la caverna.
- Fracturas superficiales y movimiento de bloques.
- Fracturas profundas.

Las fallas en una caverna pueden ser una combinación de todos estos factores; sin embargo, son raras, con excepción del colapso de la caverna.

Generalmente, la forma óptima de la caverna varía de esférica a elipsoidal. Pero por requerimientos de espacio y características de la sal, la forma más común es la de un cilindro largo; deberá además, ser función del fluido, ya sea que almacene un gas o un líquido.

Colapsamiento de la caverna. La sal tiene alta resistencia y estabilidad cuando se somete a pruebas longitudinales en la superficie; pero bajo cargas triaxiales y temperaturas elevadas, puede fluir como deformación plástica. El colapso lo determinan dos factores principales; las propiedades del material de la roca salina y el esfuerzo lateral que actúa sobre la caverna. El esfuerzo lateral es función directa de la profundidad.

Es importante considerar algunas de las fuerzas dinámicas y estáticas que se aplican al almacenamiento para mantener en perspectiva los límites operacionales de la caverna.

La presión que puede ser alcanzada en una caverna por disolución, tiene una magnitud cercana a la de la presión geostática de la formación, antes de almacenar aceite, ya que de sobrepasar esta presión, el aceite se puede perder a través de fracturas hidráulicas. Las fuerzas geostáticas ejercidas por la sobrecarga, son normalmente cercanas a 1 psi/pie para los domos salinos y un poco menores para capas salinas.

Operación y mantenimiento

Bombas. Se usan dos principales instalaciones, bombas sumergidas y bombas secas. Las bombas sumergidas son usualmente de tipo centrífugo.

Calentamiento. En el caso de almacenar petróleo crudo con alta viscosidad, se usa un sistema de calentamiento, en el cual se incrementa la temperatura de un volumen de agua y se envía a través de un intercambiador de calor y finalmente se inyecta a la caverna. De la misma manera, el aceite puede calentarse directamente.

Hay dos problemas asociados con el almacenamiento de petróleo crudo en domos salinos. Uno, los sedimentos y dos, la generación de vapor.

Sedimentos. La acumulación de sedimentos puede reducir sustancialmente la capacidad de almacenamiento. Por lo tanto, la experiencia actual con cavernas ha sido actuar desde que la acumulación de sedimentos parece ser despreciable. El principal criterio para disolver los sedimentos, es la agitación en forma continua. El método de inyección de aceite, especialmente si se usan jets, puede jugar un papel efectivo en la disminución de la formación de lodo y su constante extracción.

Las *pérdidas de vapor* debidas al llenado pueden ser significativas para grandes cavernas de almacenamiento. Una solución ha sido conectar cavernas vecinas para que las presiones de vapor puedan igualarse.

Control de niveles y medición del volumen. usualmente controlan la superficie del producto con medidores flotantes y contactos de alarmas de niveles altos y bajos. Estas alarmas están conectadas a la línea de bombeo para el llenado y la bomba de descarga, respectivamente.

II.5 Capacidad de almacenamiento en centros de distribución ⁴

Por su parte, los centros de distribución, son aquéllos a donde llega el crudo, se mide y entrega al comprador, Pemex Refinación (PR) para el consumo nacional. En la Región Sur el principal de estos centros es la estación Palomas, donde se manejan 1,700 MBD de petróleo crudo que corresponde al 62% de la distribución a nivel nacional.

Este centro cuenta con equipos de tecnología de vanguardia, supervisión de personal altamente especializado, tiene capacidad de respuesta inmediata para atenuar cualquier represionamiento o eventualidad que afecte el sistema de bombeo y transporte, en este centro se realizan las mezclas que son enviadas a los distintos puntos de proceso y exportación. Cuenta con siete patines de medición en los que se mide la producción enviada a las cavidades en Tuzandépetl, a exportación por la terminal marítima de Pajaritos y a la estación de rebombeo de Nuevo Teapa, para de ahí ser enviada a exportación por la terminal marítima de Salina Cruz y/o su entrega a Pemex Refinación.

En Palomas no se tienen instalaciones para el almacenamiento de crudo, pero sí se tienen en las centrales de recolección y mezclado, como Cunduacán, Samaria, Cactus y Cárdenas, entre otras. En ellas se realizan actividades de mezclado de crudo y se bombean a Palomas.

Aunque se tiene capacidad de almacenamiento en centros de distribución, no es en cantidad suficiente como para cumplir con volúmenes para exportación.

En la Tabla II.6 se presentan las capacidades de almacenamiento en los centros mencionados:

Tabla II.6. Almacenamiento de crudo en las centrales de recolección, en la Región Sur (miles de barriles MB).

Central	Capacidad Nominal	Capacidad Útil	Capacidad Bombeable	Fondaje
Cactus I	55	50.36	45.72	4.64
	55	45.79	36.58	9.21
Samaria II	55	34.34	13.68	20.66
	55	48.08	41.16	6.92
Samaria III	55	48.08	41.16	6.92
	55	50.36	45.72	4.64
Cárdenas	55	50.36	45.72	4.64
	55	50.36	45.72	4.64
Cunduacán	55	50.36	45.72	4.64
	55	50.36	45.72	4.64
Totales	550	478.45	406.90	71.55

Fuente: Almacenamiento de Hidrocarburos, PEP, 1996.

La capacidad de almacenamiento total con la que cuenta el país tanto en terminales marítimas como en cavernas en domos salinos se muestra en la tabla II.7:

Tabla II.7 Capacidad nominal total de almacenamiento en el sistema petrolero nacional en 1998.

	Capacidad Nominal (MMB)
FSO Ta-Kuntah	2.4
Dos Bocas	6.5
Pajaritos	2.0
Salina Cruz	6.1
Tuzandépetl	1.2
Total	18.2

-
- ¹ **“STORAGE IN THE INTERNATIONAL OIL MARKET”**, The Economist Publications Limited, 1987.
 - ² **“PETROLEUM STORAGE PRINCIPLES”**, Alex Marks, Penn Well Publishing Company, 1982.
 - ³ **“MANEJO DE LA PRODUCCIÓN EN SUPERFICIE”**; José A. Gómez Cabrera; Facultad de Ingeniería UNAM; 1984.
 - ⁴ **“ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS EN DOMOS SALINOS”**, Pemex Exploración y Producción, 1996.
 - ⁵ **“UNDERGROUND CAVERNS FOR HYDROCARBON STORAGE”**, Appendix B, Oil & Gas Journal, Oct 1995.
 - ⁶ **“STORAGE AND HANDLING OF PETROLEUM LIQUIDS”**, John R. Huges, Second Edition, Charles Griffin & Co. Ltd., London & High Wycombe, Chap. 76, p. 206-239.
 - ⁷ **“BULK STORAGE OF PETROLEUM LIQUIDS”**, p. 132-175, 1993.
 - ⁸ **“REGIÓN MARINA SUROESTE”**, Pemex, 1997.
 - ⁹ **“PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK”**, Howard B. Bradley, et. al., Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, 1987.

CAPÍTULO III

DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE ALMACENAMIENTO

CAPÍTULO III

DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE ALMACENAMIENTO

El término almacenamiento define a todas las instalaciones y elementos necesarios para proporcionar el servicio de guardar o almacenar petróleo crudo, ya sea para medir los volúmenes que se enviarán a venta, para acondicionar el crudo y cumplir con las especificaciones de los contratos de venta o simplemente para propósitos estratégicos.^{1*}

La determinación de costos que se realiza en el presente capítulo, sigue el proceso descriptivo de desarrollo de un proyecto de inversión, a través de sus distintas etapas y realizando la clasificación de costos bajo la metodología de clasificación en directos e indirectos con la sub-clasificación en costos fijos y variables. Incluye además, todos los costos asociados con el establecimiento sobre la superficie de cuatro tanques de almacenamiento “operables” de 1.25 MMB de capacidad nominal para fines estratégicos; desde la elección del sitio adecuado, hasta su puesta en marcha y operación.

Se determina que el horizonte de estudio será de 10 años, ya que es en este tiempo aproximadamente, que los tanques requieren mantenimiento mayor en pintura y recubrimientos, con base en esto se calcula el valor anual equivalente de la inversión aplicando una tasa de retorno que se obtiene de datos históricos de las principales tasas de interés que se aplican en el país, obteniendo al final, el costo por barril de crudo almacenado y realizando además, el análisis de rentabilidad del proyecto.

* Referencias al final del capítulo.

III.1 Elementos básicos en la determinación de costos ⁷

La contabilidad de costos se ocupa de la clasificación, control y asignación de costos a través de un registro adecuado y preciso, a medida que se originan en el curso del proceso productivo.

Los costos ofrecen una base para determinar la utilidad, para hacer la planeación de ingresos y para el control y la toma de decisiones; sin embargo, se requiere conocer diferentes costos para alcanzar distintos objetivos.

Se debe tener en cuenta que el control del comportamiento contable de un proyecto es un elemento esencial y que su registro es una fuente de información útil para la elaboración y control de proyectos futuros.

III.1.1 Características de los costos ²

Las características principales del análisis de costos desde el punto de vista económico, son las siguientes:

- Es específico
- Es dinámico
- Puede elaborarse inductiva o deductivamente
- Está precedido de costos anteriores y a su vez, es integrante de costos posteriores

El costo es específico, debido a que cada proceso constructivo se integra con base en condiciones particulares de tiempo, lugar y secuencia de eventos, un costo directo para una sección dentro de un proceso productivo, puede ser indirecto para otra sección perteneciente al mismo proceso productivo, por ello el costo no puede ser genérico.

El mejoramiento constante de materiales, equipos, procesos constructivos, técnicas de planeación, organización, dirección, control, perfeccionamiento de sistemas, de prestaciones sociales, etc., permite visualizar la necesidad de una actualización constante de los análisis de costos, esto les otorga un carácter dinámico.

El análisis de costos puede elaborarse inductiva o deductivamente, esto es, si la integración de un costo, se inicia por sus partes conocidas, de los hechos inferimos el resultado, estaremos analizando el costo inductivamente.

Si por el contrario, a través del razonamiento partimos del todo conocido, para llegar a las partes desconocidas, estaremos analizando el costo deductivamente.

Una característica muy importante de los costos como parte de la cadena de proceso que define la productividad de una empresa, es que están precedidos de costos anteriores y a su vez son integrantes de costos posteriores. El costo de algún ducto, lo constituyen los costos del acero, de las soldaduras, etc.; este acero a su vez, se integra de costos de extracción, de costos de explosivos, de costos de equipo, etc., dicho ducto puede a su vez ser parte del costo de una red de distribución y ésta, parte de un complejo de producción y a su vez parte de una red de producción más grande.

III.1.2 Concepto de costo ^{7,10}

*“Costo es un desembolso en efectivo o en especie, hecho en el pasado, en el presente o en el futuro, por un bien o servicio”.*¹

*El “costo” representa una suma de erogaciones, es decir, el costo inicial de un activo o servicio adquirido se refleja en el desembolso de dinero en efectivo y otros valores, o sea, un pasivo incurrido.*²

*“Costo es lo que tenemos que pagar por algo”.*³

Es necesario distinguir los conceptos de costo y gasto. El “costo” representa una parte del precio de adquisición de un artículo o servicio, el costo mencionado se recupera una vez que se vende el producto o servicio. El activo fijo y los inventarios, son ejemplos de estos costos.

Los “gastos” son costos que no tienen relación directa con la producción, como son: gastos de ventas, publicidad, etc.; sin embargo son importantes y necesarios para la comercialización de un producto o un servicio.

III.1.3 Clasificación de los costos ^{2, 6, 10}

El análisis de un costo es en forma genérica, la evaluación de un proceso determinado. Los costos pueden definirse de formas muy diversas de acuerdo con la perspectiva bajo la cual se les contemple.

A continuación se enuncian algunas de las principales clasificaciones de costos, pero sin duda, las más relevantes son aquellas que clasifican los costos en función de su actividad y su comportamiento.

1) De acuerdo con su identificación con una actividad, departamento o producto (son una subdivisión de los costos de producción en relación con el producto).

- a) *Costo directo*
- b) *Costo indirecto*

2) De acuerdo con su comportamiento.

- a) *Costos variables*
- b) *Costos fijos*
 - b.1 *Costos fijos discrecionales*
 - b.2 *Costos fijos comprometidos*
- c) *Costos semivARIABLES o semifijos*

3) De acuerdo con su función.

- a) *Costos de producción. Son los que se generan en el proceso de transformación de la materia prima en producto terminado.*
 - a.1 *Costo de la materia prima*
 - a.2 *Costo de la mano de obra*
 - a.3 *Gastos de fabricación indirectos*
- b) *Costos de distribución o venta*
- c) *Costos de administración*

4) De acuerdo con el tiempo en que fueron calculados.

- a) *Costos históricos*
- b) *Costos predeterminados*

5) De acuerdo con el tiempo en que se cargan o se confrontan a los ingresos.

- a) *Costos del período*
- b) *Costos del producto*

- 6) De acuerdo con la autoridad sobre la incurrancia de un costo.**
- a) *Costos controlables*
 - b) *Costos no controlables*
- 7) De acuerdo con la importancia sobre la toma de decisiones.**
- a) *Costos relevantes*
 - b) *Costos irrelevantes*
- 8) De acuerdo con el tipo de costo incurrido.**
- a) *Costos desembolsables*
 - b) *Costo de oportunidad*
- 8) De acuerdo con el cambio originado por un aumento o disminución en la actividad.**
- a) *Costos diferenciales*
 - a.1 *Costos decrementales*
 - a.2 *Costos incrementales*
 - b) *Costos sumergidos*
- 10) De acuerdo con su relación a una disminución de actividades.**
- a) *Costos evitables*
 - b) *Costos inevitables*

En la tabla III.1, se resumen los criterios de clasificación de costos:

Tabla III.1. Criterios de clasificación de costos.

Por funciones de la empresa	Por producto, actividad o departamento	En relación al volumen de producción	Para planeación y control	Útiles para el análisis económico
Producción	Directos	Variables	Relevantes	Evitables
Distribución y Venta	Indirectos	Fijos	Irrelevantes	Inevitables
Administración	Periódicos	Semivariantes o Semifijos	Diferenciales	Históricos
	Del Producto		Sumergidos	Predeterminados
	Controlables		Desembolsables	
	No Controlables		De oportunidad	

Fuente: Análisis Económico de Proyectos de Ingeniería, Facultad de Ingeniería, UNAM.

III. 2 Metodologías de costeo ^{4,2}

El objetivo principal de las metodologías de costeo es asignar los costos parciales correspondientes a cada una de las actividades realizadas en las diferentes etapas de producción de un bien o servicio. Existen dos metodologías de costeo aplicables a todas las ramas de la actividad industrial y son las siguientes:

III.2.1 Costeo directo e indirecto contemplando costos fijos y variables ⁴

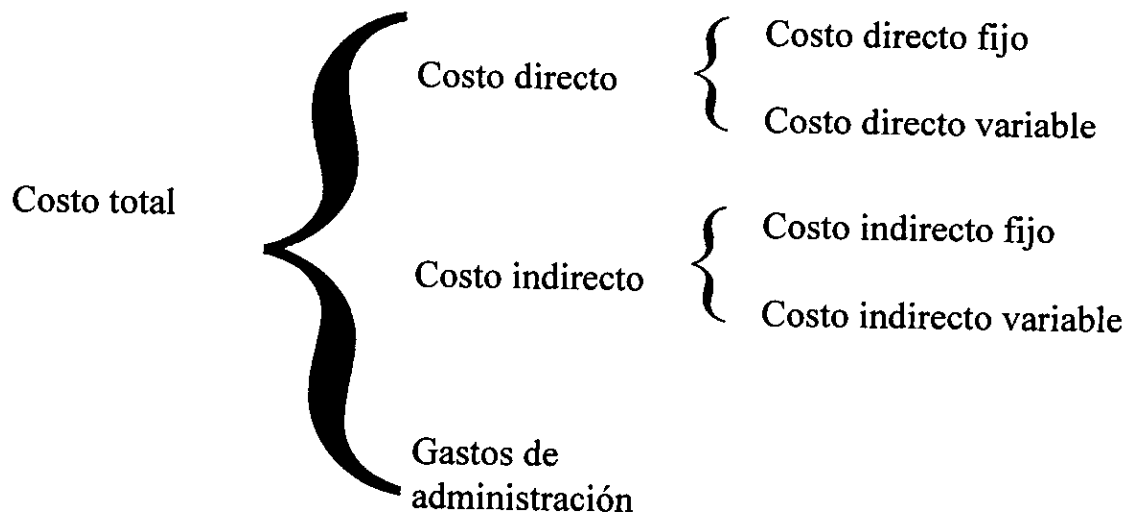
Esta metodología de costeo, identifica a los costos directos e indirectos, que intervienen en la producción de un bien o servicio, posteriormente realiza una nueva asignación pero ahora de costos fijos y variables; en la figura III.1 se muestra con detalle la asignación de costos antes mencionada.

El costo total (CT) de un bien o servicio se determina sumando los costos directos (CD) más los costos indirectos (CI) más los gastos de administración (GA), los tres términos mencionados a su vez se dividen en costos fijos y variables.

$$CT = CD + CI + GA$$

Los gastos de administración provienen de las actividades de administrar el producto o servicio, como son los gastos originados por el departamento de mercadotecnia en caso de existir, etc.

Figura III.1 Asignación de costos mediante la metodología de costeo directo e indirecto, contemplando costos fijos y variables.



Fuente: Análisis Económico de Proyectos de Ingeniería, Facultad de Ingeniería, UNAM.

El *costo directo* es el que se identifica plenamente con una actividad, departamento o producto; mano de obra directa, materia prima directa, etc.

El *costo indirecto* es el que no se puede identificar con una actividad determinada, por ejemplo, con relación al producto, la depreciación de la maquinaria o el sueldo del director de producción.

Métodos para asignar los costos indirectos ²

Los costos indirectos presentan una mayor dificultad para identificar qué actividad los origina y en qué proporción, ya que no es visible de una manera clara su origen, para asignar los costos indirectos actualmente se utilizan los siguientes métodos:

- Método de prorrateo simple
- Método de prorrateo múltiple, y
- Método ABC: Activity Based Cost (costeo basado en las actividades)

En general, su amplia aplicación se debe a que son métodos recientes y además permiten asignar los costos indirectos en una forma más equitativa.

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

En general, su amplia aplicación se debe a que son métodos recientes y además permiten asignar los costos indirectos en una forma más equitativa.

El método de *prorratio simple* consiste en repartir el total de los costos indirectos mediante un promedio aritmético entre el número de productos o servicios obtenidos; esto ofrece la posibilidad de estar asignando un valor más elevado o menor a cada uno de los productos o servicios, sin saber realmente el costo que generó cada uno.

El método de *prorratio múltiple* asigna el total de los costos indirectos de una manera más equitativa, tomando algún criterio como base, por ejemplo, la mano de obra, las horas máquina, el volumen de producción, etc.

El método *ABC* identifica las actividades que originan los mayores costos indirectos, por lo cual permite asignar en una forma correcta el costo generado a la actividad que lo genera.

III.2.2 Costeo absorbente o total ²

Dentro de la contabilidad de costos tradicional, todos los costos de fabricación se incluyen en el costo de un producto para propósitos de costos de inventario, así como se excluyen todos los costos que no son de fabricación. Este método de costos se conoce como costeo absorbente o costeo total. La característica básica del sistema de costos por absorción es la distinción que se hace entre el producto y los costos del período; es decir, entre los costos de fabricación y aquellos costos que no son de fabricación. Esta metodología es aplicada principalmente por contadores para llevar el registro de los costos.

La metodología de costeo absorbente como se mencionó, es aplicable únicamente en la elaboración de registros de costos para fines contables. Esto indica que se puede aplicar cuando ya se tiene establecido y en producción el bien o servicio, para integrar los estados financieros, por lo cual no es aplicable para costear el proyecto de instalación de lo que puede ser un bien o servicio.

Dado que el objetivo del presente trabajo es presupuestar el costo de almacenamiento, desde las actividades iniciales de la instalación de tanques hasta su operación y mantenimiento, se utilizará la **metodología de costeo directo e indirecto, contemplando costos fijos y variables** debido a que esta metodología sí es aplicable para presupuestar el costo de almacenamiento de crudo mediante la asignación de costos que maneja.

III.3 Cálculo de los costos de almacenamiento

Es necesario que la propuesta de desarrollo del proyecto sea adecuada y que se evite omitir algún elemento con el fin de que el cálculo sea lo más aproximado posible a la realidad.

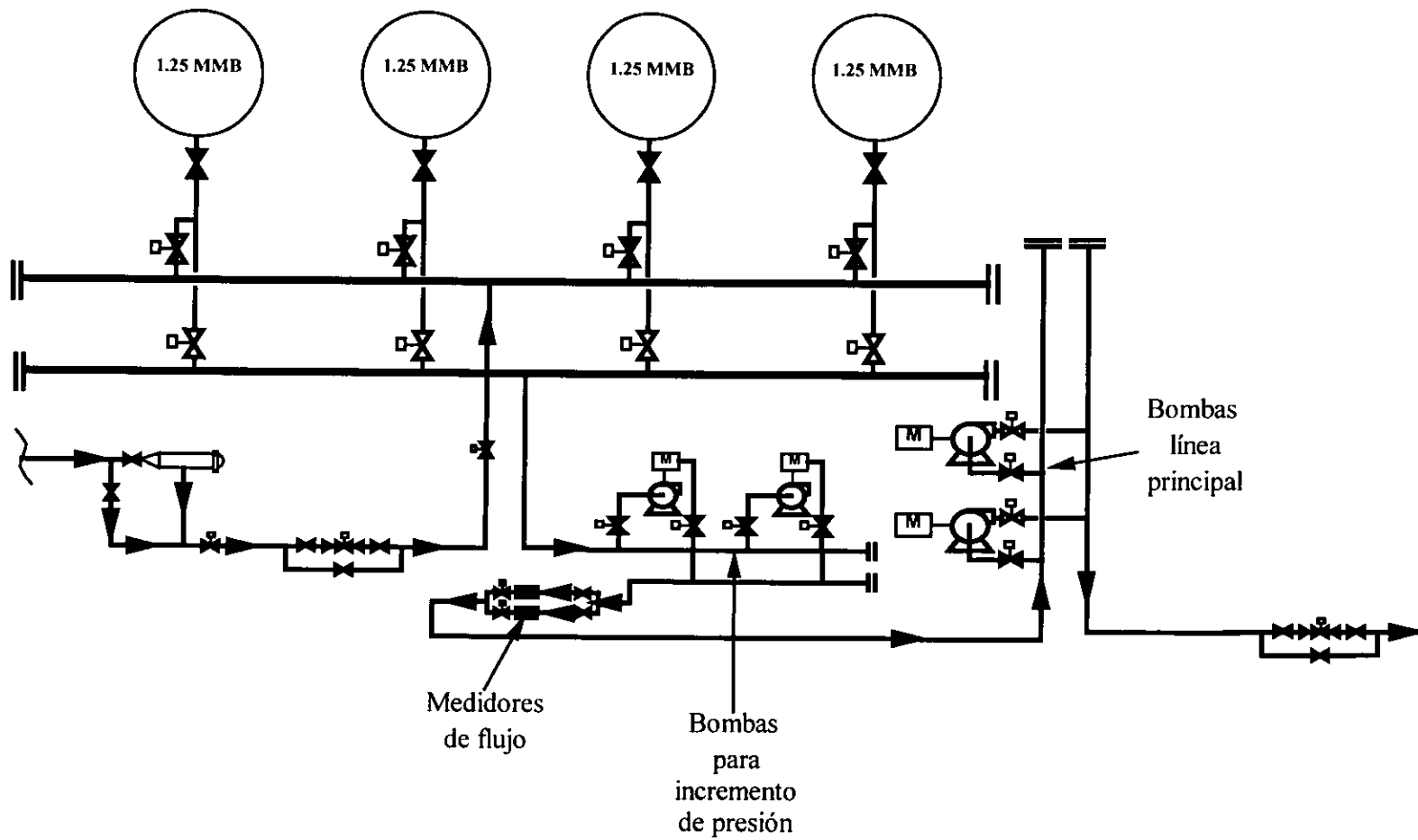
Debido a las políticas de las empresas que prestan los servicios y proporcionan los materiales necesarios para establecer las instalaciones de almacenamiento, no es posible contar con información de costos reales, por lo que se tomarán los costos de un estudio de almacenamiento realizado por el Department of Energy (DOE) de Estados Unidos de América en el año de 1982 y se calculará su valor presente en el año de 1998.

Es importante establecer con claridad las consideraciones que se harán para el cálculo y son las siguientes:

- Los tanques tendrán capacidad nominal de 1.25 millones de barriles, doble techo flotante de acero API 650, con dimensiones de 56 pies de alto (17.07 m) por 400 pies de diámetro (121.92 m).
- No existirán pérdidas por volatilización de componentes ligeros debido a que el crudo que se va a almacenar estará completamente estabilizado y además los tanques son de techo flotante adecuados para ajustarse a las variaciones de nivel del crudo almacenado y disminuir las pérdidas por volatilización.
- Las condiciones de instalación de los tanques son iguales, por lo que el costo de instalación es el mismo para todos.
- No se tomará en cuenta operación alguna de carga a buquetanques o envío a algún complejo comercializador, ya que no son parte del almacenamiento.

En la figura III.2 se observa el esquema de la instalación con los cuatro tanques de almacenamiento mencionados.

Figura III.2 Esquema de las instalaciones de almacenamiento y sus componentes principales.

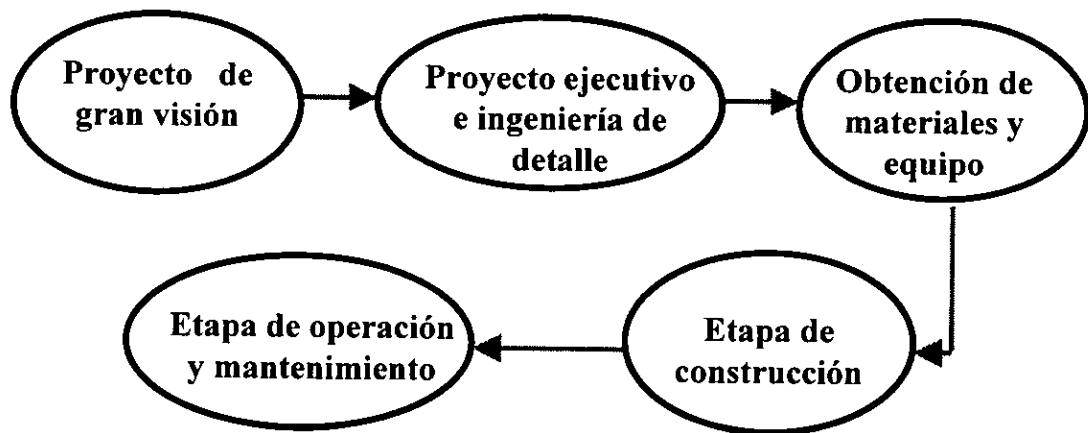


III.3.1 Proceso descriptivo ¹

El establecimiento de las instalaciones de almacenamiento como todo proyecto, se puede dividir en cinco etapas principales, cada una de ellas genera un costo que forma parte del costo total generado, las etapas mencionadas se explican en el proceso descriptivo (figura III.3):

- Proyecto de gran visión
- Proyecto ejecutivo e ingeniería de detalle
- Obtención de materiales y equipo
- Etapa de construcción
- Etapa de operación y mantenimiento

Figura III.3. Diagrama del proceso descriptivo del establecimiento de las instalaciones de almacenamiento.



Fuente : Cost Estimates for Above-Ground Crude-Oil Storage, DOE, USA.

A continuación se desglosarán las etapas del proceso descriptivo describiendo y listando las actividades fundamentales que se realizan en cada una con su costo correspondiente en **miles de USD (MUSD)** en el año de 1982.

III.3.1.1 Proyecto de gran visión

En esta etapa se realiza la estimación de costos incluyendo la mano de obra y los gastos asociados con la conceptualización de las instalaciones de almacenamiento, realizando la identificación de necesidades y una amplia revisión de condiciones geológicas e investigaciones de campo, con el objeto de localizar el sitio óptimo de establecimiento de los tanques. Los costos asociados con este aspecto incluyen las requisiciones de provisiones, órdenes de compra, control de materiales y equipo para asegurar que se encuentren oportunamente en el lugar de trabajo.

El costo de las investigaciones preliminares y la preparación de un reglamento ambiental con revisiones subsecuentes, lo determina una compañía ambiental quien también proporciona el servicio. Incluyen además, costos por el establecimiento de una oficina de proyecto, organización de los procedimientos del proyecto, los criterios de diseño, la planeación, programas y mecanismos de control y otros sistemas los cuales son parte de las funciones de dirección y administrativas; en esta etapa el intervalo de error en las estimaciones es más amplio.

A continuación se listan los costos que se consideran en esta etapa, separando los costos de material de los de mano de obra:

Tabla III.2. Costos del proyecto de gran visión.

Proyecto de gran visión	Material MUSD 1982	Mano de obra MUSD 1982
Selección del sitio óptimo de localización	(Incluido en ingeniería de detalle)	
Análisis de muestras de suelo	0	48.0
Estudio de impacto ambiental	0	7.0
Obtención del terreno	2,040.0	25.0
Reconocimiento del sitio de instalación	0	34.0
Almacén	3.0	1.5
Sub-total proyecto de gran visión	2,043.0	115.5
Total proyecto de gran visión		2,158.5

III.3.1.2 Proyecto ejecutivo e ingeniería de detalle ¹

En esta etapa se proporciona a todas las disciplinas las actividades que tendrán que desarrollar como son, el establecimiento del proceso y la filosofía de control, estudios hidráulicos, especificaciones de los tanques para almacenamiento de petróleo crudo, dimensionamiento del equipo, especificaciones de todos los materiales, investigación de detalle de las características mecánicas del suelo, diseño de los sistemas de protección contra el fuego, diseño de los sistemas de seguridad, preparación de todos los planos de construcción, preparación de los contratos para los contratistas y preparación de los manuales de operación y mantenimiento, todos los costos anteriores se presentan en la tabla III.3

El costo que se presenta es únicamente el originado por el diseño integral del establecimiento de los tanques, no incluye ni la obtención de materiales ni la construcción de éstos, los costos por obtención de materiales y de construcción forman parte de las siguientes etapas del proceso descriptivo.

Tabla III.3. Costos del proyecto ejecutivo e ingeniería de detalle.

Proyecto ejecutivo e ingeniería de detalle	Mano de obra MUSD 1982
Dirección y administración del proyecto	241.5
Diseño de tanques incluyendo sus bases	32.2
Diseño civil y estructural Limpieza y delimitación del sitio de ubicación y carreteras Bases de los tanques para crudo y diques alrededor de estos Número y características de tanques para crudo Plataformas y pasos de peatones	402.5
Diseño mecánico y líneas Número y características de las bombas Tuberías, válvulas y controladores Mezcladores de crudo para tanques Servicio de agua, electricidad, alcantarillado, comunicaciones	322.0
Diseño eléctrico y de sistemas de control e instrumentación Conexiones y distribución del servicio de potencia Sub-estaciones Interruptores del equipo y control central de motores Sistema ininterrumpido de energía y de emergencia Protección catódica, alumbrado y bases del alumbrado, diagramas de procesos e instrumentos Estaciones de control de válvulas Contadores y rectificadores, Instrumentación Paneles de control, SCADA y sistemas de comunicación	322.0
Sub total 1 proyecto ejecutivo e ingeniería de detalle	1,320.2

Tabla III.3. Costos del proyecto ejecutivo e ingeniería de detalle.
(continuación)

Proyecto ejecutivo e ingeniería de detalle	Mano de obra MUSD 1982
Diseño de los sistemas de protección contra fuego y de seguridad. Distribución de los hidrantes Sistema de espuma Sistema de detección y alarma Extintores, químicos secos, etc.	289.8
Sub-total 2 proyecto ejecutivo e ingeniería de detalle	289.8
Sub-total 1 proyecto ejecutivo e ingeniería de detalle	1,320.2
Total proyecto ejecutivo e ingeniería de detalle	1,610.0

III.3.1.3 Obtención de materiales y equipo ¹

Los costos para el equipo y materiales se deben obtener casi exclusivamente de los vendedores, proveedores y contratistas, después de consultas y negociaciones.

Esta etapa incluye el costo del establecimiento de ciertos procedimientos de compra, la recepción de especificaciones y facturas de materias con la preparación de cotizaciones, expedición, inspecciones de compra y tráfico, para confirmar la disponibilidad del equipo y materiales necesarios en el sitio de trabajo y la subsecuente evaluación comercial de los presupuestos recibidos.

III.3.1.4 Etapa de construcción ¹

En esta sección se calculan los costos originados al instalar las oficinas temporales, movilización de la fuerza de trabajo de los contratistas, del equipo y la pre-carga de las áreas destinadas para la base de los tanques.

Los costos de instalación de los tanques deben ser proporcionados por los fabricantes, además son ellos quienes los erigen completamente excluyendo sus bases y pintura. El diseño de las bases requiere un estudio especial por ingenieros estructurales e ingenieros de costos. Los costos de eliminación de polvo, pulido, limpieza, protección anticorrosiva y pintura de los tanques, los debe proporcionar una compañía de recubrimientos.

Además, están incluidas en esta etapa las actividades post-construcción, como son: calibración de instrumentos, equipo rotatorio, ciclo de válvulas, paquetes de patines de medición, verificación del sistema lógico y puesta en marcha de las facilidades de almacenamiento.

En la tabla III.4 se pueden observar los costos de adquisición de materiales y los costos de construcción que aparecen como mano de obra:

Tabla III.4. Costos obtención de materiales y equipo.

Obtención de materiales y equipo	Materiales MUSD 1982	Mano de obra MUSD 1982
Materiales para el terreno		
Mejoras del terreno (limpieza y nivelación, durmientes/soportes para tuberías, material de relleno) Servicio de agua, electricidad, alcantarillado	185.0	597.7
Carreteras, bordes de aceras y caminos	106.2	31.7
Plataformas	158.3	26.7
Drene del lugar	88.5	192.8
Sub-total 1 materiales, equipo y construcción	538.0	848.9
Materiales para los tanques incluyendo bases y diques		
Bases de los tanques	244.0	278.0
Fabricación y establecimiento de los tanques (Incluye prueba hidrostática)	3,600.0	2,400.0
Mezcladores para tanques	75.0	1.0
Manómetros y calibradores para tanques	12.5	12.5
Diques	109.7	112.2
Limpieza con arena a presión, recubrimientos y pintura	286.0	662.0
Sub-total 2 materiales, equipo y construcción	4,327.2	3,465.7
Materiales diseño mecánico		
Bombas para línea principal	50.0	3.0
Bombas para incremento de presión	9.2	2.2
Válvulas esféricas	513.0	186.0
Válvulas de mariposa	336.4	120.0
Válvulas check	1.2	0.5
Tuberías	481.0	173.0
Contenedores para líquidos derramados en tanques y bombas	13.3	14.7
Válvulas y tuberías auxiliares	17.3	8.5
Bombas de agua contra fuego	35.8	1.7
Válvulas y tuberías contra fuego	226.2	190.0
Pozos de agua y bombas	20.8	281.7
Protección contrafuego (Químico seco, espuma, extintores, etc.)	103.7	3.3
Separación agua-aceite	22.3	37.7
Otras bombas (para agua, sumideros)	8.3	1.7
Sub-total 3 materiales, equipo y construcción	1,838.5	1,024.0

Tabla III.4. Costos obtención de materiales y equipo.
(continuación)

Obtención de materiales y equipo	Materiales MUSD 1982	Mano de obra MUSD 1982
Materiales eléctricos e instrumentación		
Válvulas de control	3.7	0.5
Medidores y calibradores	228.0	3.3
Distribuidor de energía	31.8	30.0
Sub-estación eléctrica	15.8	15.0
Interruptor de energía para el equipo	20.8	16.7
Centro de control de motores	97.8	91.7
Panel de control de la estación	5.8	5.0
Iluminación del área	30.3	27.5
Conductores de acero y cable	236.3	208.3
Generadores de emergencia	63.8	58.3
Sistema de suministro ininterrumpido de potencia	16.7	15.8
Protección catódica	17.7	16.7
Instrumentos	5.8	5.8
SCADA	200.0	200.0
Comunicaciones	9.2	8.3
Sub-total 4 materiales, equipo y construcción	983.5	702.9
Sub-total 1 materiales, equipo y construcción	538.0	848.9
Sub-total 2 materiales, equipo y construcción	4,327.2	3,465.7
Sub-total 3 materiales, equipo y construcción	1,838.5	1,024.0
Sub-total materiales, equipo y construcción	7,687.2	6,041.5
Total materiales, equipo y construcción		13,728.7
Misceláneos		
Laboratorio de muestras de crudo	0.8	0.2
Seguridad	300.0	200.0
Pre-carga del lugar	586.5	521.3
Cercado y puertas	33.5	14.3
Sub-total misceláneos	920.8	735.8
Total misceláneos		1,656.6

III.3.1.5 Etapa de operación y mantenimiento ¹

Los costos asociados con estas dos actividades se deben desarrollar basándose principalmente en los costos proporcionados por contratistas, incluyen actividades como nivelación, pintura y cualquier rehabilitación de las instalaciones existentes. Se deben incluir, además, los costos ocasionados por la contratación de expertos en tecnologías, comunicaciones, asuntos legales, etc.

Las instalaciones para almacenamiento de petróleo crudo no son entidades solas, son elementos integrantes del sistema de producción y venta de petróleo crudo.

Operación de los tanques ¹

Debido a que la instalación de los tanques es con fines de almacenamiento estratégico, el modo de operación será *estático* ya que los tanques permanecerán sin recibir o descargar aceite durante largos periodos de tiempo, por lo tanto, las actividades operacionales requieren de 24 horas por día, durante toda la semana, aunque son mínimas.

Los costos de estas actividades se convierten relativamente constantes con excepción de los costos de potencia consumidos durante el descenso de nivel originado por el uso de bombas de líneas principales, bombas de impulso o de incremento de presión y mezcladores de los tanques, cuando se requiere vaciar o llenar los tanques.

El principal costo de mantenimiento es el del tanque y los recubrimientos de las líneas. La limpieza apropiada, la aplicación primaria de protecciones al metal en el momento de su construcción y la aplicación de sistemas de recubrimiento de protección, produce un sistema libre de mantenimiento en aproximadamente 10 años, después de transcurridos estos 10 años, las superficies externas de los tanques y líneas requieren de una nueva aplicación de pintura.

En la tabla III.5 se muestran los costos de operación y mantenimiento anuales en miles de USD (MUSD) para 1982:

Tabla III.5. Costos de operación y mantenimiento anuales en MUSD para 1982.

	Dirección y Administración	Operaciones	Mantenimiento	Servicios Técnicos	Sub-totales
Mano de obra directa	29.4	121.2	60.3	19.7	230.6
Mano de obra de carga	10.6	43.6	21.7	7.1	83.0
Materiales	0.0	0.0	108.7	0.0	108.7
Otros costos directos	52.6	57.3	65.0	15.8	190.7
Transporte y sustento diario	7.9	3.2	0.0	2.6	13.7
Subcontratos	27.1	7.8	20.6	129.3	184.8
Sub-totales	127.6	233.1	276.3	174.5	811.5

Los costos totales de almacenamiento, en miles de USD para 1982, según las consideraciones y los datos presentados, se pueden observar en la tabla III.6.

Tabla III.6. Costos totales de almacenamiento en miles de USD para 1982.

	Material	Mano de obra	Sub-total
Proyecto de gran visión	2,043.0	115.5	2,158.5
Proyecto ejecutivo e ingeniería de detalle	0	1,610.0	1,610.0
Obtención de material y equipo y construcción	7,687.2	6,041.5	13,728.7
Misceláneos	920.8	735.8	1,656.6
Operación y mantenimiento anuales	108.7	702.8	811.5
Total	10,759.7	9,205.6	19,965.3

Dado que los costos contemplados hasta este momento corresponden al año de 1982, será necesario re-evaluarlos para el año de 1998, utilizando la metodología establecida por la Comisión Nacional de Valores y presentada en el punto III.3.2.

III.3.2 Cálculo del valor actual del equipo, herramientas y servicios^{3,9,12}

Considerando que los tanques se van a instalar en territorio nacional, se utilizará el procedimiento para obtener el valor actual de un bien o servicio, establecido en el Diario Oficial de la Federación del 10 de junio de 1982, en el cual, como se mencionó, la Comisión Nacional de Valores muestra los criterios técnicos para obtener el valor presente de un bien o servicio, para ello se aplicará la fórmula siguiente :

$$\text{Valor actual} = V_o [(1+I_1)^1 (1+I_2)^1 (1+I_3)^1 \dots (1+I_m)^1] * F.O. * F.C. + G \quad \dots(1)$$

Donde :

V_o : es el valor original en el año de 1982.

I : es el índice de inflación específico por año para el bien en su país de origen.

F.O.: es el factor de obsolescencia, se determina tomando en cuenta la obsolescencia tecnológica y funcional del bien inmueble con base en la inspección física y técnica del mismo.

F.C.: es el factor de conservación y mantenimiento, se determina con base en las condiciones físicas y funcionales del bien inmueble a valuar.

G : son los gastos indirectos por conceptos de importación, fletes, maniobras, ingeniería, etc.

Las consideraciones para aplicar la ecuación (1), son :

- El valor de G será igual a cero (**G=0**), esto debido a que se considerará que en el costo presentado están incluidos los gastos de importación, fletes, maniobras, etc.
- Los valores de F.O. y de F.C. serán igual a la unidad (**F.O.=1, F.C.=1**), ya que se considera que todo el equipo que se instalará es nuevo, por lo que está en óptimas condiciones.

El índice de inflación específico en Estados Unidos, que es el país de origen de todos los costos, se presenta en la tabla III.7:

Tabla III.7. Índice de inflación específico en Estados Unidos de América.

Año	Índice %	Año	Índice %
1982	3.83	1991	3.06
1983	3.79	1992	2.9
1984	3.95	1993	2.75
1985	3.8	1994	2.67
1986	1.1	1995	2.54
1987	4.43	1996	3.32
1988	4.42	1997	1.70
1989	4.65	1998	1.98
1990	6.11		

Fuente : Global Financial Data, U.S.A., 1998.

Para ejemplificar la aplicación de la ecuación (1) se calcula el valor presente en el costo de análisis de muestras de suelo y tenemos lo siguiente:

	Mano de obra MUSD 1982	Mano de obra MUSD 1998
Análisis de muestras de suelo	48	83.993

$$V.A. = V_0 * [(1+0.0383)^1 * (1+0.0379)^1 * (1+0.0395)^1 * (1+0.038)^1 * (1+0.011)^1 * (1+0.0443)^1 * (1+0.0442)^1 * (1+0.0465)^1 * (1+0.0611)^1 * (1+0.0306)^1 * (1+0.029)^1 * (1+0.0275)^1 * (1+0.0267)^1 * (1+0.0254)^1 * (1+0.0332)^1 * (1+0.017)^1 * (1+0.0198)^1]$$

$$V_0 = 48 \text{ MUSD (Valor en 1982)}$$

$$V.A. = 48 * 1.7498 = 83.993 \text{ MUSD (Valor en 1998)}$$

Todos los costos se evaluaron mediante el uso de la ecuación (1) y los resultados se presentan en las tablas III.8, III.9, III.10 donde se realiza la clasificación en costos directos e indirectos, según la metodología empleada.

III.3.3 Aplicación de la metodología de clasificación en costos directos e indirectos, con sub-clasificación en costos fijos y variables ^{3, 9, 12}

Con base en las tablas de costos presentadas con anterioridad, y el factor obtenido en el ejemplo de cálculo del valor presente, se elabora una serie de tablas con la clasificación de costos directos, indirectos y los gastos de administración en valor presente para el año de 1998, en miles de USD (MUSD).

III.3.3.1 Clasificación de costos directos e indirectos y gastos de administración ^{4, 12}

Tabla III.8. Clasificación de costos directos.

	Material MUSD 1982	Mano de obra MUSD 1982	Material MUSD 1998	Mano de obra MUSD 1998
Proyecto de gran visión				
Obtención del terreno	2,040.0	25.0	3,569.7	43.7
Obtención de material y equipo				
Mejoras del terreno	185.0	597.7	323.7	1,045.8
Carreteras, bordes de aceras y caminos	106.2	31.7	185.8	55.4
Plataformas	158.3	26.7	277.1	46.7
Drene del lugar	88.5	192.8	154.9	337.4
Bases de los tanques	244.0	278.0	427.0	486.5
Fabricación y establecimiento de los tanques (Incluye prueba hidrostática)	3,600.0	2,400.0	6,299.5	4,199.6
Mezcladores para tanques	75.0	1.0	131.2	1.7
Manómetros y calibradores para tanques	12.5	12.5	21.9	21.9
Sub-total costos directos	6,509.5	3,565.3	11,390.6	6,238.8
Total costos directos		10,074.8		17,629.4

Tabla III.9. Clasificación de costos indirectos.

	Material MUSD 1982	Mano de obra MUSD 1982	Material MUSD 1998	Mano de obra MUSD 1998
Proyecto de gran visión				
Análisis de muestras de suelo	0.0	48.0	0.0	84.0
Estudio de impacto ambiental	0.0	7.0	0.0	12.2
Reconocimiento del sitio de instalación	0.0	34.0	0.0	59.5
Almacén	3.0	1.5	5.2	2.6
Proyecto ejecutivo e ingeniería de detalle				
Diseño de tanques incluyendo sus bases	0.0	32.2	0.0	56.3
Diseño civil y estructural	0.0	402.5	0.0	704.3
Diseño mecánico y líneas	0.0	322.0	0.0	563.5
Diseño eléctrico y de sistemas de	0.0	322.0	0.0	563.5
Diseño del sistema de protección contra	0.0	289.8	0.0	507.2
Obtención de materiales y equipo				
Diques	109.7	112.2	192.0	196.3
Limpieza con arena a presión,	286.0	662.0	500.5	1,158.4
Bombas para línea principal	50.0	3.0	87.5	5.2
Bombas para incremento de presión	9.2	2.2	16.1	3.8
Válvulas esféricas	513.0	186.0	897.7	325.5
Válvulas mariposa	336.4	120.0	588.6	210.0
Válvulas check	1.2	0.5	2.1	0.9
Tuberías	481.0	173.0	841.7	302.7
Contenedores para líquidos derramados	13.3	14.7	23.3	25.7
Válvulas y tuberías auxiliares	17.3	8.5	30.3	14.9
Bombas de agua contra fuego	35.8	1.7	62.7	2.9
Válvulas y tuberías contra fuego	226.2	190.0	395.8	332.5
Pozos de agua y bombas	20.8	281.7	36.5	492.9
Protección contrafuego	103.7	3.3	181.4	5.8
Separación agua-aceite	22.3	37.7	39.1	65.9
Otras bombas (para agua, sumideros)	8.3	1.7	14.6	2.9
Válvulas de control	3.7	0.5	6.4	0.9
Medidores y calibradores	228.0	3.3	399.0	5.8
Distribuidor de energía	31.8	30.0	55.7	52.5
Sub-estación eléctrica	15.8	15.0	27.7	26.2
Interruptor de energía para el equipo	20.8	16.7	36.5	29.2
Operación y mantenimiento				
Dirección y Administración		127.7		223.4
Operaciones		233.2		408.0
Mantenimiento	108.7	167.6	190.2	293.4
Servicios Técnicos		174.5		305.4
Sub-total 1 costos indirectos	2,646.0	3,851.2	4,630.6	6,738.8

Tabla III.9. Clasificación de costos indirectos.
(continuación)

	Material MUSD 1982	Mano de obra MUSD 1982	Material MUSD 1998	Mano de obra MUSD 1998
Centro de control de motores	97.8	91.7	171.2	160.4
Panel de control de la estación	5.8	5.0	10.2	8.7
Iluminación del área	30.3	27.5	53.1	48.1
Conductores de acero y cable	236.3	208.3	413.5	364.6
Generadores de emergencia	63.8	58.3	111.7	102.1
Sistema de suministro	16.7	15.8	29.2	27.7
Protección catódica	17.7	16.7	30.9	29.2
Instrumentos	5.8	5.8	10.2	10.2
SCADA	200.0	200.0	350.0	350.0
Comunicaciones	9.2	8.3	16.0	14.6
Laboratorio de muestras de crudo	0.8	0.2	1.5	0.3
Seguridad	300.0	200.0	525.0	350.0
Pre-carga del lugar	586.5	521.3	1,026.3	912.3
Cercado y puertas	33.5	14.3	58.6	25.1
Sub-total 2 costos indirectos	1,604.3	1,373.3	2,807.3	2,403.1
Sub-total 1 costos indirectos	2,646.0	3,851.2	4,630.6	6,738.8
Sub-total costos indirectos	4,250.3	5,224.5	7,437.9	9,141.9
Total costos indirectos		9,649.5		16,885.2

Tabla III.10 Gastos de administración

	Material MUSD 1982	Mano de obra MUSD 1982	Material MUSD 1998	Mano de obra MUSD 1998
Dirección y administración del proyecto	0.0	241.5	0.0	422.6
Total gastos de administración		241.5		422.6

Costos totales de almacenamiento directos, indirectos y gastos de administración para 1998 son:

	MUSD 1998
Costos directos	17,629.4
Costos indirectos	16,885.2
Gastos de administración	422.6
Costo total	34,937.2

En la tabla III.11 se presentan los costos totales de almacenamiento por etapa en miles de USD para 1998.

Tabla III.11. Costos totales de almacenamiento por etapa en miles de USD para 1998.

	Material	Mano de obra	Sub-total
Proyecto de gran visión	3,574.9	202.1	3,777.0
Proyecto ejecutivo e ingeniería de detalle	0.0	2,817.3	2,817.3
Obtención de material y equipo y Construcción	13,452	10,572	24,023.6
Misceláneos	1,611.3	1,287.6	2,898.9
Operación y mantenimiento anuales	190.2	1,230.2	1,420.3
Total	18,828.40	16,109.20	34,937.10

Por lo que el costo unitario anual por barril preliminar para 1998, si la capacidad de almacenamiento es de 5 millones de barriles, es:

$$\text{Costo por barril} = (34,937.2 * 1000) / 5,000,000 = 6.99 \text{ USD/BI}$$

III.3.3.2 Clasificación en costos fijos y variables ^{4,12}

En las tablas III.12, III.13, III.14 y III.15 se realiza la clasificación en costos fijos y variables, presentando el costo unitario por barril, obtenido al dividir el costo total de cada actividad entre la capacidad nominal total de almacenamiento; con ello se podrá identificar cuál o cuáles de estos costos son los más representativos en el costo de almacenamiento y mediante su correcta optimación, disminuir el costo total.

Costos directos

En la clasificación realizada no se encontraron *costos directos variables* pero sí se identificaron *costos directos fijos* que se presentan en la tabla III.12.

Tabla III.12. Costos directos fijos por barril.

	Material USD 1982	Mano de obra USD 1982	Material USD 1998	Mano de obra USD 1998
Obtención del terreno	0.4080	0.0050	0.7139	0.0087
Mejoras del terreno	0.0370	0.1195	0.0647	0.2092
Carreteras, bordes de aceras y caminos	0.0212	0.0063	0.0372	0.0111
Plataformas	0.0317	0.0053	0.0554	0.0093
Drene del lugar	0.0177	0.0386	0.0310	0.0675
Bases de los tanques	0.0488	0.0556	0.0854	0.0973
Fabricación y establecimiento de los tanques (Incluye prueba hidrostática)	0.7200	0.4800	1.2599	0.8399
Mezcladores para tanques	0.0150	0.0002	0.0262	0.0003
Manómetros y calibradores para tanques	0.0025	0.0025	0.0044	0.0044
Total costos directos fijos	6,509.5	3,565.3	11,390.6	6,238.8

Costos indirectos

En la clasificación realizada se encontraron costos indirectos fijos y costos indirectos variables y se presentan en las tablas III.13 Y III.14.

Tabla III. 13. Costos indirectos fijos por barril.

	Material USD 1982	Mano de obra USD 1982	Material USD 1998	Mano de obra USD 1998
Análisis de muestras de suelo	0.0000	0.0096	0.0000	0.0168
Diseño de tanques incluyendo sus bases	0.0000	0.0064	0.0000	0.0113
Diseño civil y estructural	0.0000	0.0805	0.0000	0.1409
Diseño mecánico y líneas	0.0000	0.0644	0.0000	0.1127
Diseño eléctrico y de sistemas de	0.0000	0.0644	0.0000	0.1127
Diseño del sistema de protección contra fuego	0.0000	0.0580	0.0000	0.1014
Diques	0.0219	0.0224	0.0384	0.0393
Bombas para línea principal	0.0100	0.0006	0.0175	0.0010
Bombas para incremento de presión	0.0018	0.0004	0.0032	0.0008
Válvulas esféricas	0.1026	0.0372	0.1795	0.0651
Válvulas mariposa	0.0673	0.0240	0.1177	0.0420
Válvulas check	0.0002	0.0001	0.0004	0.0002
Tuberías	0.0962	0.0346	0.1683	0.0605
Contenedores para líquidos derramados	0.0027	0.0029	0.0047	0.0051
Válvulas y tuberías auxiliares	0.0035	0.0017	0.0061	0.0030
Bombas de agua contra fuego	0.0072	0.0003	0.0125	0.0006
Válvulas y tuberías contra fuego	0.0452	0.0380	0.0792	0.0665
Pozos de agua y bombas	0.0042	0.0563	0.0073	0.0986
Otras bombas (para agua, sumideros)	0.0017	0.0003	0.0029	0.0006
Válvulas de control	0.0007	0.0001	0.0013	0.0002
Medidores y calibradores	0.0456	0.0007	0.0798	0.0012
Distribuidor de energía	0.0064	0.0060	0.0111	0.0105
Sub-estación eléctrica	0.0032	0.0030	0.0055	0.0052
Interruptor de energía para el equipo	0.0042	0.0033	0.0073	0.0058
Centro de control de motores	0.0196	0.0183	0.0342	0.0321
Panel de control de la estación	0.0012	0.0010	0.0020	0.0017
Conductores de acero y cable	0.0473	0.0417	0.0827	0.0729
Generadores de emergencia	0.0128	0.0117	0.0223	0.0204
Instrumentos	0.0012	0.0012	0.0020	0.0020
SCADA	0.0400	0.0400	0.0700	0.0700
Pre-carga del lugar	0.1173	0.1043	0.2053	0.1825
Total costos indirectos fijos	3,318.7	3,667.6	5,807.2	6,417.8
				12,224.9

Tabla III.14. Costos indirectos variables por barril.

	Material USD 1982	Mano de obra USD 1982	Material USD 1998	Mano de obra USD 1998
Dirección y Administración Op. y Mtto	0.0000	0.0255	0.0000	0.0447
Operaciones	0.0000	0.0466	0.0000	0.0816
Mantenimiento	0.0217	0.0335	0.0380	0.0587
Servicios Técnicos	0.0000	0.0349	0.0000	0.0611
Estudio de impacto ambiental	0.0000	0.0014	0.0000	0.0024
Reconocimiento del sitio de instalación	0.0000	0.0068	0.0000	0.0119
Almacén	0.0006	0.0003	0.0010	0.0005
Limpieza con arena a presión,	0.0572	0.1324	0.1001	0.2317
Protección contrafuego	0.0207	0.0007	0.0363	0.0012
Separación agua-aceite	0.0045	0.0075	0.0078	0.0132
Iluminación del área	0.0061	0.0055	0.0106	0.0096
Sistema de suministro	0.0033	0.0032	0.0058	0.0055
Protección catódica	0.0035	0.0033	0.0062	0.0058
Comunicaciones	0.0018	0.0017	0.0032	0.0029
Laboratorio de muestras de crudo	0.0002	0.0000	0.0003	0.0001
Seguridad	0.0600	0.0400	0.1050	0.0700
Cercado y puertas	0.0067	0.0029	0.0117	0.0050
Total costos indirectos variables	931.9	1,731.3	1,630.6	3,029.6
				4,660.2

Gastos de administración

En la asignación realizada no se *encontraron gastos de administración fijos*, únicamente *gastos de administración variables*.

Tabla III. 15. Gastos de administración variables por barril.

	Material USD 1982	Mano de obra USD 1982	Material USD 1998	Mano de obra USD 1998
Dirección y administración del proyecto	0.0	0.0483	0.0	0.0845
Total gastos de administración fijos	0.0	241.5	0.0	422.6

En la tabla III.16 se presentan el resumen de la sub-clasificación en costos fijos y variables:

Tabla II.16 Sub-clasificación en costos fijos y variables

	Sub-total
Costos directos fijos	17,629.4
Costos directos variables	0.0
Costos indirectos fijos	12,224.9
Costos indirectos variables	4,660.2
Gastos de administración fijos	0.0
Gastos de administración variables	422.6
Total	35,947.1

III.3.4 Costos de almacenamiento anuales y mensuales

Aplicar el costo obtenido de 6.99 USD/BI, indica que en el primer año de operación de los tanques de almacenamiento se recuperaría la inversión realizada, considerando que se está utilizando toda su capacidad nominal, lo cual no es posible en términos prácticos ya que no se está incluyendo aún el análisis de recuperación de la inversión; el ejemplo presentado hasta aquí es muy ideal ya que no se considera que exista riesgo en la inversión, por lo que se procede a realizar un análisis financiero y de rentabilidad dentro del horizonte de estudio definido de 10 años, y hace notar la necesidad de obtener el valor anual equivalente para poder ofrecer el servicio a un costo menor.

III.3.4.1 Análisis financiero

En éste análisis se estudian las posibles fuentes de los recursos necesarios para realizar el proyecto, la forma en que se aplicarán y la revisión de la capacidad de pago del proyecto; se tiene la intención de que en un plazo razonable se recupere la inversión realizada, para ello se calculará el valor anual equivalente de la inversión, que consiste en convertir a una anualidad equivalente todos los ingresos y gastos que ocurren dentro del horizonte de estudio.

Mediante la ecuación (2) podemos calcular el valor anual equivalente:

$$VA = CA + P(A/P, i\%, n) - VS(A/F, i\%, n) \quad \dots(2)$$

Donde:

- VA = Valor anual equivalente.
- CA = Costo anual equivalente.
- P = Inversión inicial.
- VS = Valor de rescate o salvamento.
- n = Horizonte de estudio del proyecto.
- i = Tasa de descuento.
- $(A/P, i\%, n)$ = Factor de recuperación del capital.
- $(A/F, i\%, n)$ = Factor de fondo de amortización.

Recordando que el horizonte de estudio del proyecto es de $n = 10$ años.

El *costo anual* es el valor de los costos de operación y mantenimiento, que es un costo constante anual y estará presente durante toda la vida útil del proyecto y es igual a :

$$CA = 1,420.3 \text{ MUSD} \quad \dots(a)$$

Valor obtenido de la tabla III.11

Tabla III.11 Costos totales de almacenamiento en miles de USD para 1998

	Material	Mano de obra	Sub-total
Proyecto de gran visión	3,574.9	202.1	3,777.0
Proyecto ejecutivo e ingeniería de detalle	0.0	2,817.3	2,817.3
Obtención de material y equipo y Construcción	13,452	10,572	24,023.6
Misceláneos	1,611.3	1,287.6	2,898.9
Operación y mantenimiento anuales	190.2	1,230.2	1,420.3
Total	18,828.4	16,109.20	34,937.1



Para calcular la *inversión inicial P* se deben restar al costo total de almacenamiento los costos de operación y mantenimiento, por lo que la inversión inicial será :

$$P = 34,937.1 - 1,420.3 = 33,516.8 \text{ MUSD} \quad \dots(b)$$

Cuando las condiciones de operación ya no son satisfactorias, llega el fin de la vida útil de los activos fijos; dependiendo de las condiciones en que se encuentren, se podrán vender para su reciclado, quedando un *valor de rescate o salvamento*.

Los activos fijos de una empresa se clasifican en intangibles y tangibles; los activos fijos intangibles son aquellos a los cuales no se les puede asignar con certeza su equivalente monetario, no se deprecian con el tiempo, sino por el contrario aumentan de valor; únicamente se deben identificar, analizar y tomar en cuenta dentro de la evaluación del proyecto aunque en su presentación aparezcan sólo en forma descriptiva, en la tabla III.17 se realiza la clasificación de los activos fijos intangibles con su costo respectivo.

Tabla III.17. Costo de los activos fijos intangibles.

	Material MUSD 1998	Mano de obra MUSD 1998
Obtención del terreno	3,569.7	43.7
Análisis de muestras de suelo	0.0	84.0
Mejoras del terreno	323.7	1,045.8
Estudio de impacto ambiental	0.0	12.2
Almacén	5.2	2.6
Diseño de tanques incluyendo sus bases	0.0	56.3
Diseño civil y estructural	0.0	704.3
Diseño mecánico y líneas	0.0	563.5
Diseño eléctrico y de sistemas de control e instrumentación	0.0	563.5
Diseño del sistema de protección contra fuego	0.0	507.2
SCADA	350.0	350.0
Carreteras, bordes de aceras y caminos	185.8	55.4
Plataformas	277.1	46.7
Dreñe del lugar	154.9	337.4
Reconocimiento del sitio de instalación	0.0	59.5
Laboratorio de muestras de crudo	1.5	0.3
Pre-carga del lugar	1,026.3	912.3
Sub-total	5,894.2	5,344.7

Total	11,238.9
--------------	-----------------

Por su parte los activos fijos tangibles están sujetos al desgaste propio que ocasiona su uso y que eventualmente se traduce en la pérdida total del valor del activo. Para ciertos artículos, en función de las innovaciones tecnológicas, la pérdida de valor puede darse aún cuando el bien esté prácticamente nuevo, tal es el caso del equipo de cómputo.

La depreciación es una deducción que se realiza para no sobrevaluar los activos fijos tangibles de una empresa, la legislación particular de cada país establece las reglas para el cálculo de la depreciación, normalmente depende del tipo de bien de que se trate.

El cálculo del valor de la depreciación de los activos fijos tangibles permite obtener un costo total más real; para calcular la depreciación existen métodos como el de línea recta, porcentaje constante, fondo de amortización, suma de años y unidades producidas³; en México debido a las políticas fiscales establecidas, el único método aceptado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, es el de línea recta, por lo tanto es el que se utilizará en el presente trabajo.

En la Ley del impuesto sobre la renta, en su capítulo segundo, sección III, artículo 44, se establecen los porcentajes máximos de depreciación de activos fijos, y es con base en estos porcentajes que se realiza el cálculo, en la tabla III.18 aparecerá el costo del activo fijo tangible, su porcentaje máximo de depreciación anual (según la ley del ISR), su valor de depreciación anual obtenido al multiplicar el porcentaje máximo de depreciación anual por el costo total del activo fijo y posteriormente su valor de rescate al final de 10 años, que es el horizonte de estudio definido, multiplicando cada valor de depreciación anual por 10.

Tabla III.18. Activos fijos tangibles y su depreciación.

	Costo total MUSD 1998	Porcentaje máximo de depreciación anual	Valor de depreciación anual MUSD 1998	Valor de rescate al final de 10 años MUSD 1998
Bases de los tanques	913.5	7	63.9	639.5
Fabricación y establecimiento de los tanques (Incluye prueba hidrostática)	10,499.1	7	734.9	7,349.4
Mezcladores para tanques	132.9	7	9.3	93.0
Manómetros y calibradores para tanques	43.8	7	3.1	30.7
Diques	388.3	7	27.2	271.8
Bombas para línea principal	92.7	7	6.5	64.9
Bombas para incremento de presión	19.9	7	1.4	13.9
Válvulas esféricas	1,223.2	7	85.6	856.2
Válvulas mariposa	798.6	7	55.9	559.0
Válvulas check	3.0	7	0.2	2.1
Tuberías	1,144.4	7	80.1	801.1
Contenedores para líquidos derramados	49.0	7	3.4	34.3
Válvulas y tuberías auxiliares	45.2	7	3.2	31.6
Bombas de agua contra fuego	65.6	7	4.6	45.9
Válvulas y tuberías contra fuego	728.3	7	51.0	509.8
Pozos de agua y bombas	529.4	7	37.1	370.6
Protección contrafuego	187.2	7	13.1	131.0
Separación agua-aceite	105.0	7	7.4	73.5
Otras bombas (para agua, sumideros)	17.5	7	1.2	12.3
Válvulas de control	7.3	7	0.5	5.1
Medidores y calibradores	404.8	30	121.4	0
Distribuidor de energía	108.2	10	10.8	0
Sub-estación eléctrica	53.9	10	5.4	0
Interruptor de energía para el equipo	65.7	10	6.6	0
Centro de control de motores	331.6	10	33.2	0
Panel de control de la estación	18.9	10	1.9	0
Iluminación del área	101.2	10	10.1	0
Conductores de acero y cable	778.1	10	77.8	0
Generadores de emergencia	213.8	10	21.4	0
Sistema de suministro	56.9	10	5.7	0
Protección catódica	60.1	10	6.0	0
Instrumentos	20.4	10	2.0	0
Cercado y puertas	83.7	10	8.4	0
Comunicaciones	30.6	50	15.3	0
Seguridad	875	50	437.5	0
Total	2,0196.8			19,530.

Por lo que el valor de salvamento total del activo fijo tangible (VS) será la suma de los valores de salvamento individuales:

$$VS = 19,530.6 \text{ MUSD} \quad \dots(c)$$

El *factor de recuperación del capital (frc)* permite obtener el costo anual uniforme equivalente durante los “n” años, de la inversión a la tasa de interés “i”, la expresión para calcular este factor es:

$$(A/P, i\%, n) \Leftrightarrow \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

El *factor de fondo de amortización (ffa)* permite obtener la serie anual uniforme de un valor futuro dado, la expresión para calcular este factor es:

$$(A/F, i\%, n) \Leftrightarrow \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right]$$

Para determinar la tasa de descuento adecuada a aplicar en el proyecto y calcular los valores de frc y ffa, se realiza un análisis del comportamiento histórico de las diferentes tasas de retorno que prevalecen en el mercado de capital en México, con ello se obtiene una tasa la cuál considera el tiempo y el riesgo en el cálculo del valor presente de la inversión.

Las principales carteras de inversión en el país son:

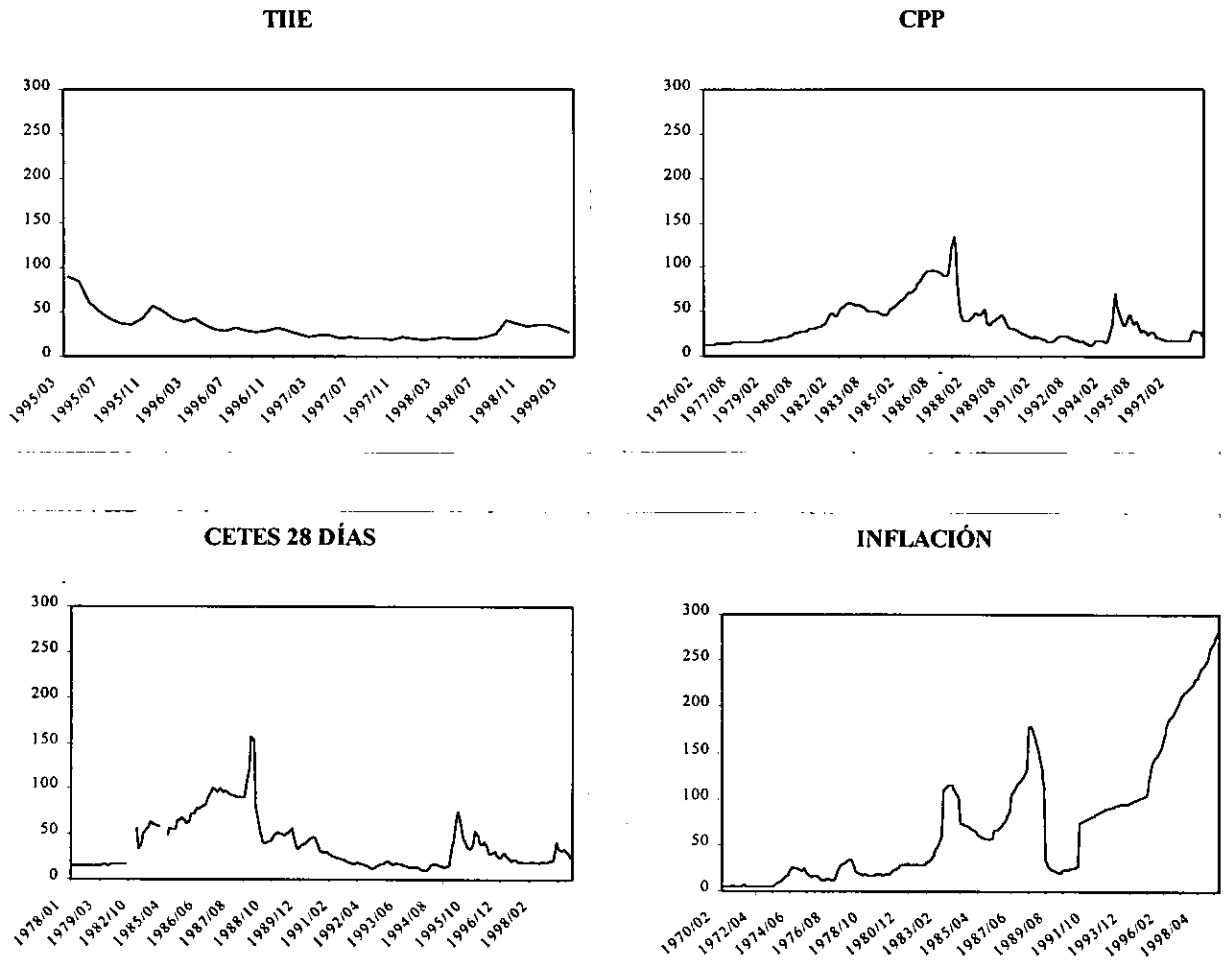
- Certificados de la Tesorería de la Federación a 28 días (CETES)
- Pagarés de prestamos bancarios a 28 días
- Pagarés a largo plazo de las instituciones bancarias
- Acciones de las principales compañías mexicanas

Estas carteras ofrecen diferentes grados de riesgos, los CETES ofrecen el menor riesgo a la inversión, es decir, son los más seguros y por lo tanto relativamente estables, un inversionista que desee colocar su dinero en estos certificados, tiene asegurada la tasa de retorno que se esté ofreciendo por ellos.

Los pagarés de prestamos bancarios a 28 días dan retornos ligeramente más altos que los certificados de la tesorería; a su vez los pagarés a largo plazo ofrecidos por las instituciones bancarias siguen dando mayores rendimientos que los dos anteriores y las acciones de compañías son las que dan los mayores rendimientos, pero con un riesgo extra sobre el retorno de los certificados de la tesorería.

Se tiene entonces una tasa de descuento para proyectos seguros (tasa ofrecida por los CETES) y una tasa de descuento para proyectos de riesgo promedio; para encontrar el valor de la tasa de riesgo promedio, se realiza un análisis histórico de la tasa de inflación promedio anual de 1970 a 1998, de la tasa interés de los CETES a partir de 1978 hasta 1998, del Costo Porcentual Promedio (CPP) a partir de 1976 hasta 1998 y de la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (TIIE), que es una tasa de interés de reciente aplicación introducida por el Banco de México en marzo de 1995; en la figura se observa el comportamiento de las tasas mencionadas.

Figura III.4 Comportamiento de las tasas de descuento aplicadas en México durante el período 1978-mar 1999.



Fuente: <http://www.inegi.gob.mx>

Para todos las tasas se calcula un promedio aritmético en el periodo de 1978 hasta 1998, con ello se tiene una referencia sobre el promedio del riesgo que ofrece cada opción de inversión, esto significa que el precio promedio del riesgo futuro esperado puede medirse por el promedio del riesgo pasado; en la siguiente tabla se muestran los valores mencionados:

Tabla III.19 Promedios de las tasas de retorno en México durante el periodo 1978-1998 (porcentaje por año).

Cartera	Tasa de retorno promedio anual (nominal)	Tasa de retorno promedio anual (real)	Promedio del premio por riesgo (retorno extra sobre CETES 28 días)	Rango de error (%)	Certeza de aproximación (%)
Inflación	35.26			+/- 3.8	96.2
CETES 28 días	36.98	1.72	0	+/- 4.0	96.0
CPP	38.67	3.41	1.69	+/- 2.8	97.2
TIIE*	33.86	7.82	4.41	+/- 4.4	95.6

* Promedio TIIE período 1995-1998.

De la tabla anterior podemos observar que la TIIE es la tasa que ofrece mayores rendimientos, 4.41% real sobre el retorno de los CETES; para calcular los rendimientos del proyecto se tomará el valor de la TIIE en el tiempo en el cuál se realiza el estudio y se le sumará el rendimiento real histórico aplicable a dicha tasa, el estudio del proyecto se realiza en diciembre de 1998, para éste mes el valor de la TIIE fue de 39.69% (nominal), la inflación de 15.93%, lo que aporta una TIIE real de 23.76%, dicha tasa se compara con la tasa de riesgo normal de 4.41% y se obtiene tasa de descuento a aplicar en el proyecto en estudio:

$$0.2376 + 0.0441 = 28.17 \%$$

La anterior será la tasa de descuento futura tomando en cuenta el riesgo histórico en México (riesgo país); lo que resta aquí es realizar la evaluación de la empresa que va a llevar a cabo el proyecto, para tener otro marco de referencia, pero ello no pertenece a los alcances del presente trabajo, por lo que se tomará la tasa de descuento encontrada (28.17 %) como la Tasa de Rendimiento Mínima Atractiva (TREMA) para realizar el estudio de retorno de la inversión.

FALTA PAGINA

No.

109

Confiabilidad del análisis histórico

La tasa encontrada (28.17%) está basada en 20 años de datos históricos, por lo que no podemos estar seguros de que éste periodo es verdaderamente representativo y que el promedio no está distorsionado por algunas variaciones ocasionales ya sean altas o bajas en las tasas de retorno. La realidad de un promedio es medida generalmente por su error estándar que matemáticamente se obtiene de dividir la desviación estándar entre la raíz cuadrada del número de observaciones, por tanto se calculan las desviaciones estándar de las distintas tasas de retorno y su correspondiente error estándar:

Desviación estándar Inflación	36.27
Desviación estándar CETES 28 días	28.215
Desviación estándar CPP	24.06
Desviación estándar TIIE	15.3

$$\text{Error estándar} = \text{Desviación estándar} / \sqrt{\text{No. observaciones}}$$

Error estándar Inflación	1.9	(1.9*2)= 3.8
Error estándar CETES 28 días	2.0	4.0
Error estándar CPP	1.4	2.8
Error estándar TIIE	2.2	4.4

Entonces el porcentaje de error al calcular el premio del riesgo, será +/- 2 veces el error estándar en el riesgo normal en cada cartera de inversión, con lo que se obtiene una aproximación mayor al 95% en cada tasa y se considera buena aproximación.¹⁴

Una vez encontrada la tasa de descuento a aplicar, el factor de recuperación de capital, será:

$$(A/P, i\%, n) \Leftrightarrow \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

$$(A/P, i\%, n) = \left[\frac{0.2817(1 + 0.2817)^{10}}{(1 + 0.2817)^{10} - 1} \right] = 0.3074 \quad \dots(d)$$

Por su parte el factor de fondo de amortización es:

$$(A/F, i\%, n) \Leftrightarrow \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right]$$

$$(A/F, i\%, n) = \left[\frac{0.2817}{(1 + 0.2817)^{10} - 1} \right] = 0.0257 \quad \dots (e)$$

Sustituyendo valores a, b, c, d y e en la ecuación (2):

$$\begin{aligned} VA &= CA + P(A/P, i\%, n) - VS(A/F, i\%, n) \\ VA &= 1,420.3 + 33,516.8 (0.3074) - 19,530(0.0257) \\ VA &= 11,221.4 \end{aligned}$$

El valor anual equivalente será $VA = 11,221.4$ MUSD

Dividiendo el valor encontrado de 11,221.4 MUSD entre la capacidad de almacenamiento nominal total de 5,000 MB, se obtiene el costo anual de almacenamiento por barril (CAABI):

$$CAABI = \frac{A}{Cap. Almac.} = \frac{11,221.4}{5,000} = 2.24 \text{ USD / Bl / año}$$

Para encontrar el costo mensual de almacenamiento tendremos que dividir la cifra encontrada de 2.24 USD/Bl entre 12:

$$\text{Costo de almacenamiento mensual} = 2.24/12 = 0.18 \text{ USD/Bl}$$

0.18 USD/BL es el costo de almacenamiento mensual tomando en cuenta un período de vida útil del proyecto de 10 años y una tasa de descuento de 28.17 %, dicho costo puede variar si se incluye el análisis económico (beneficios que retribuiría el proyecto a la empresa que lo lleve a cabo), si se cambia la tasa de interés o si se cambia el tiempo de recuperación de la inversión, pero de cualquier manera, el costo obtenido se encuentra dentro del rango que actualmente se maneja en la industria petrolera por el servicio de almacenamiento (0.12-0.22 USD/Bl).

III.3.4.2 Análisis de rentabilidad

Para evaluar proyectos de inversión se han formulado diversos índices o parámetros que permiten realizar un análisis objetivo del o de los proyectos que se analizan; estos índices se fundamentan en el concepto de “costo de oportunidad” o “costo de capital”, el valor que se toma como “costo de oportunidad” es el equivalente a una tasa de interés, también llamada “tasa de oportunidad”, que es el interés que no se gana, por invertir en el proyecto que se ha elegido.

El “costo de capital” está en función de la utilidad que como individuos esperamos obtener de nuestros ahorros, de las expectativas de utilidades de los accionistas de una empresa y de los compromisos de pagar por el uso de fondos prestados. El costo de capital propio de una empresa es producto de las expectativas de generar utilidades para sus accionistas, los cuáles están dispuestos a reinvertir sus ganancias siempre que las utilidades de la empresa sean mayores a otras posibilidades de inversión.

El costo de oportunidad y el costo de capital se pueden hacer equivalentes a una tasa de interés con la que se evalúan los proyectos, a esta tasa se le da el nombre de “tasa mínima atractiva de rendimiento” (TMAR). Que quiere decir que es la tasa mínima contra la que compite el proyecto de inversión que se está evaluando, como ya se indicó la TMAR aplicada es de 28.27%.

Bases para el análisis

La información básica que necesitamos conocer del proyecto que vamos a evaluar es:

Flujo de costos y beneficios

Los proyectos de inversión implican egresos (costos) y generan ingresos (beneficios), la corriente de flujo de beneficios y costos puede manejarse de muy diversas maneras, para la formulación de los índices de evaluación consideraremos que las corrientes de beneficios y costos se dan a lo largo de varios años, se pueden utilizar costos de inversión, costos de operación y mantenimiento y costos de reposición, o únicamente costos de inversión y reposición y descontar de los ingresos los costos de operación y mantenimiento; en el primer caso los beneficios los debemos considerar como los ingresos brutos y en el segundo caso los beneficios los debemos llamar ingresos netos. En ambos casos se obtienen saldos anuales equivalentes; por tanto es indistinto el manejo de los beneficios incluyendo en forma separada los costos de operación y mantenimiento, se debe tener cuidado en su manejo a fin de tener congruencia en la exposición de resultados, en el ejemplo presentado se tomaron los ingresos brutos.

Tasa de oportunidad

En proyectos privados se utiliza normalmente una tasa de la banca pública (o comercial) o una tasa de rendimiento común elegida para evaluar todos los proyectos de la empresa que esté desarrollando el proyecto de inversión (TREMA).

Conforme con lo anterior, todo el manejo de los flujos de beneficios y costos deben ser a “precios constantes”, es decir con los precios vigentes en el momento en que se realiza la evaluación.

Tasa Interna de Rendimiento (TIR)

Es uno de los parámetros de evaluación más utilizados. La TIR es la tasa de descuento que hace que los beneficios y costos actualizados, a una misma fecha sean equivalentes, según lo anterior para la TIR la relación Beneficio/Costo vale uno, y el VPN vale cero; es la medida de la rentabilidad de un proyecto dado como tasa de descuento. La TIR de colocar el dinero en algún fondo de inversión es la tasa de rendimiento que proporciona ese fondo suponiendo que el dinero que se gana año con año se reinvierte en su totalidad. Si la TIR es mayor que la TMAR el proyecto es atractivo, si la TIR es menor que la TMAR seleccionada, el proyecto no es rentable.

Periodo de recuperación de la inversión (PRI)

Como su nombre lo indica, permite conocer el tiempo en el cuál se recuperará la inversión realizada de acuerdo al flujo de costos y beneficios, la ecuación para calcularlo es:

$$PRI = (n - 1) + \left[\frac{(FA)_{n-1}}{(F)_n} \right]$$

Donde:

- PRI* = Periodo de recuperación de la inversión
(FA)_{n-1} = Flujo de efectivo acumulado en el año previo a “n”.
N = Año en que el flujo acumulado cambia de signo.
(F)_n = Flujo neto de efectivo en el año n.

Premisas aplicables al proyecto

Tasa de descuento	28.17 %
Costo del servicio	0.18 USD/BL mensual
Horizonte de estudio	10 años

Considerando que el volumen diario de exportación será de 502 MBD, equivalente a 15.060 MMB mensuales y si la capacidad de almacenamiento es de 5 MMB, se obtiene un porcentaje de ocupación mensual de los tanques de 301.2 %, con dicho porcentaje se calcula el volumen manejado considerando que no existirán variaciones en el porcentaje de ocupación mensual y que el costo del barril almacenado será de 0.18 USD, se tiene:

Volumen mensual manejado	Costo por barril de crudo almacenado	Ingresos mensuales por la prestación del servicio	Ingresos anuales por la prestación del servicio
15,060 MB	0.18 USD	2,710.80 MUSD	32,529.6 MUSD

Por lo tanto los flujos de efectivo durante el tiempo de análisis del proyecto se presentan en la tabla III.20.

En el presente trabajo no se realizó estudio de mercado debido a que se considera instalar la terminal en el país y Petróleos Mexicanos es la única empresa que requiere y presta el servicio. Tampoco se realizó estudio económico ya que no se evalúan los beneficios que retribuiría el proyecto a la empresa, debido a ello, los cálculos antes presentados pueden ser mejorados y ampliados, sin duda, dependerá del grado de conocimiento que se tenga de las instalaciones, del análisis de riesgo de la inversión y de todos aquellos factores presentados que influyen en la determinación de los costos.

El grado de conocimiento de estos factores va creciendo a medida que se va avanzando en la instalación de un proyecto; se conocerá plenamente cuando su vida útil ha concluido; hasta que se escribe su historia se está en condiciones de asegurar cuáles fueron y cuánto representaron sus costos y cuáles fueron y cuánto importaron sus beneficios. Aunque los costos se obtuvieron con el mayor cuidado, de alguna manera se pudo omitir alguno pero en general la metodología de cálculo está ya planteada y sin duda servirá como base para algún estudio posterior.

Tabla III.20 Flujos de efectivo durante el tiempo de análisis del proyecto.

Proyecto de Inversión: Instalación de 4 tanques de almacenamiento de 1.25 MMB

Horizonte de Estudio: 10 años

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EGRESOS											
Inversión inicial	33,516.80										
Costos de Operación y Mantenimiento		1,420.30	1,420.30	1,420.30	1,420.30	1,420.30	1,420.30	1,420.30	1,420.30	1,420.30	1,420.30
TOTAL EGRESOS	33,516.80	1,420.30	1,420.30	1,420.30	1,420.30	1,420.30	1,420.30	1,420.30	1,420.30	1,420.30	1,420.30
INGRESOS											
Prestación del servicio		32,529.60	32,529.60	32,529.60	32,529.60	32,529.60	32,529.60	32,529.60	32,529.60	32,529.60	32,529.60
Valor de Salvamento											19,530.00
TOTAL INGRESOS	0.00	32,529.60	32,529.60	32,529.60	32,529.60	32,529.60	32,529.60	32,529.60	32,529.60	32,529.60	52,059.60
JO NETO DE EFECTIVO	-33,516.80	31,109.30	31,109.30	31,109.30	31,109.30	31,109.30	31,109.30	31,109.30	31,109.30	31,109.30	50,639.30

VPN	69,318.99 MUSD
TIR	92.76%
B/C	2.82
Periodo recuperación	1 año 28 días
TREMA	28.17%

VPN DE COSTOS
29,755.21

VPN DE INGRESOS
83,838.84

1. **“COST ESTIMATES FOR ABOVE GROUND CRUDE OIL STORAGE”**, A Facsimile Report, P.L.T. Engineering, Houston Texas, United States Department of Energy, 1982.
2. **“CONTABILIDAD DE COSTOS, Un enfoque Administrativo para la toma de decisiones”**, Segunda Edición, Morton Backer, Lyle Jacobsen, David Noel Ramírez Padilla, Mc Graw Hill, 1988.
3. **“CRITERIOS DE RENTABILIDAD ECONÓMICA PARA LA ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS PETROLERAS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN”**, Luzbel Napoleón Solorzano, 1996.
4. **“COSTO Y TIEMPO EN EDIFICACIÓN”**, Tercera Edición, Carlos Suárez Salazar, Editorial Limusa, Noriega Editores, 1993.
5. **“CONCEPTOS FINANCIEROS Y DE COSTOS EN LA INDUSTRIA DE LA CONSTRUCCIÓN”**, Daniel W. Halpin, Rafael García Díaz, Editorial Limusa, Noriega Editores, 1991.
6. **“ANÁLISIS ECONÓMICO DE PROYECTOS DE INGENIERÍA”**, Carlos Uriegas Torres, División de Estudios Superiores, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1976.
7. **“EVALUACIÓN DE PROYECTOS”**, Tercera Edición, Gabriel Baca Urbina, Mc Graw Hill.
8. **“STORAGE IN THE INTERNATIONAL OIL MARKET”**, Special Report No. 1117, Edward N. Krapels and Sarah A. Emerson, The Economist Intelligence Unit.
9. **“ANÁLISIS DE COSTOS DEL TALLER DE REPARACIÓN Y MANTENIMIENTO DE TURBOCOMPRESORES SAMARIA II”**, Tesis de Maestría, Iván Barón Ruíz, Universidad Anáhuac del Sur, 1997.
10. **“CONTABILIDAD DE COSTOS, INCLUYE LA TÉCNICA PARA EL CONTROL DE COSTOS POR ACTIVIDAD”**, Ortega Pérez de León, Editorial Limusa, 1996.
11. **“CONTABILIDAD DE COSTOS (PRINCIPIOS Y PRÁCTICA)”**, Jolm J. W. Neuner, Ph. D. C.P.A., Edward B. Deaking III, Noriega editores, 1994.
12. **“<http://www.globalfindat.com>”**, Global financial data US Consumer Prices, U.S.A., 1920-1998.
13. **“LEY DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA”**, Secretaría de Hacienda y Crédito Público, México, 1998.

CAPITULO IV

ANÁLISIS COMPARATIVO

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS COMPARATIVO

El principal fin de contar con instalaciones de almacenamiento, es hacer la operación de producción más flexible, ya que desde el punto de vista operativo, si no se contara con almacenamiento, toda la producción se tendría que estar entregando continuamente, el equipo de bombeo debería trabajar el 100% del tiempo; en el caso de crudo a exportación se necesitaría que los buquetanques estuvieran arribando y cargando continuamente, situación que no es posible desde este punto de vista, ya que siempre hay retrasos o adelantos en ambas operaciones, entonces se tendrían derrames de crudo y con ello sanciones ambientales muy fuertes. El crudo que no se pudiera enviar a exportación, se tendría que enviar al sistema nacional de refinación provocando una sobre actividad en las refinerías y una sobre oferta de productos que afectarían el precio de los mismos y del crudo provocando una crisis interna, todo esto partiendo del hecho de que no se pueden cerrar pozos o disminuir su producción, ya que el costo incrementaría enormemente.

Por otra parte, no se puede determinar la instalación de un número excesivo de tanques de almacenamiento ya que esto implicaría un costo igualmente excesivo que no sería rentable.

I.V.1. Clasificación de los sistemas de almacenamiento

En el ámbito petrolero internacional, las estadísticas presentadas por los países y las organizaciones mundiales que asocian a varios de estos países, contemplan una clasificación de los sistemas de almacenamiento de una manera funcional y lo dividen en tres sistemas:

- Primario
- Secundario
- Terciario.

El *sistema primario* comprende desde la cabeza del pozo hasta el punto de entrega en las refinerías, también incluye cantidades estratégicas almacenadas para casos de emergencia. Para determinar la capacidad total del sistema primario se debe relacionar la capacidad de almacenamiento y la capacidad de refinación con las ventas.

El *sistema secundario* comprende a distribuidores y comerciantes con ventas al mayoreo y al menudeo, es difícil determinar exactamente qué capacidad puede ser incluida en esta categoría, ya que un sistema clasificado como secundario en un gran mercado como el de USA puede ser bien observado como primario en un mercado más pequeño, son volúmenes sostenidos en las centrales eléctricas, las plantas a granel de menor importancia y los comerciantes.

El *sistema terciario* del almacenamiento global, es el conjunto de tanques propiedad de los consumidores finales, incluyendo el comercio, la industria y los almacenes privados, pueden ser millones y no hay sistemas de información en el mundo que puedan proporcionar un conteo aproximado; sin embargo los cambios en la tendencia de los consumidores a almacenar cantidades de crudo para emergencias pueden generar un incremento significativo en la demanda.

Todos los volúmenes incluidos en la mayoría de los reportes que presenta la comunidad petrolera internacional, son datos de almacenamiento primario a menos que se indique de otra manera, incluyen los volúmenes mantenidos en refinerías, plantas de proceso de gas natural, terminales y depósitos de aceite, tuberías y los volúmenes en espera a bordo de los buquetanques en acceso o en amarradura.

I.V.2 Almacenamiento estratégico

Además de la necesidad de contar con tanques de almacenamiento para la flexibilidad operativa, es necesario contar con almacenamiento estratégico para disponer de una flexibilidad comercial.

Muchos países reconocen que es necesario contar con instalaciones especiales de almacenamiento de petróleo crudo para evitar verse afectados por interrupciones mayores en el abastecimiento de crudo en el mercado petrolero internacional, que podrían ser provocadas por situaciones imprevisibles, tales como disputas internacionales o accidentes, los cuales pueden ocurrir en cualquier momento.

Es por ello que se han reunido en diferentes organizaciones intergubernamentales para regular aspectos del mercado internacional del petróleo y entre ellos la situación del almacenamiento de crudo, de entre las principales destacan la Organisation for Economic Cooperation and Development (OECD) u Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) y la Organisation of Petroleum Export Countries (OPEC) o en español, Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

La International Energy Agency (IEA) o en español, Agencia Internacional de Energía (AIE) está asociada con la OECD y se creó después de la crisis petrolera en el año de 1974, para coordinar las políticas de energía, este organismo se especializa en la investigación y elaboración de estudios y estadísticas de combustibles fósiles como el carbón, el gas, el petróleo, además de la electricidad.

Las reservas estratégicas de petróleo (SPR's) más importantes, son:

- Estados Unidos de América, que cuenta con 563.4 MMB almacenados en cavernas en domos salinos a lo largo de la costa del Golfo de México.
- Japón, que utiliza cavernas en domos salinos y tanques de almacenamiento superficiales, los cuales pueden estar instalados en tierra firme o en verdaderas islas flotantes de tanques, con capacidad total de almacenamiento de crudo de aproximadamente 315 MMB.
- Y Alemania, de 63 MMB.

En la mayoría de los países mencionados, los gobiernos influyen la situación del almacenamiento estratégico, ya sea en forma directa, cuando establecen la instalación del almacenamiento estratégico con capital del mismo gobierno y son ellos los que manejan los volúmenes almacenados; o en forma indirecta cuando establecen que las compañías de refinación deben contar con un volumen mínimo de crudo almacenado para protegerse de interrupciones en el abastecimiento de crudo.

La IEA recomienda a todos sus miembros mantener un nivel de reserva de emergencia equivalente a 90 días de importaciones netas de petróleo crudo; a las compañías refinadoras recomienda que deben contar con almacenamiento de petróleo crudo de cerca de 55 a 65 días de consumo para propósitos operacionales; por su parte, los países europeos, miembros de la AIE y de la Unión Europea (EU), tienen el convenio de almacenar volúmenes equivalentes a 90 días de consumo de crudo.

Fuera de la AIE, muchos países todavía no tienen ninguna política formal para mantener almacenamientos estratégicos, esto es debido a sus altos costos, ya que el volumen almacenado permanece estático hasta que se presente alguna emergencia o que los gobiernos determinen su venta, por ello se presenta el problema de encontrar quién pueda absorber los costos de adquisición y almacenamiento de esos volúmenes adicionales, en muchos países los gobiernos y las industrias han establecido acuerdos para establecer corporaciones de accionistas los cuales toman títulos legales de los inventarios, pero no pueden disponer de ellos físicamente; la creación de esas corporaciones accionistas disminuyen los costos de los libros contables de las compañías petroleras.

Es muy importante conocer las cifras de producción, oferta, demanda y volúmenes almacenados, para entender los factores que causan las variaciones de los precios de los crudos, además de hacer una planeación para mantener una mayor competitividad, en la tabla IV.1 se observa la producción de crudo y capacidad de almacenamiento en países miembros y no miembros de la OCDE.

Tabla IV.1. Producción de crudo y capacidad de almacenamiento en países miembros y no miembros de la OCDE.

OCDE Norteamérica	Producción de crudo MBD				Almacenamiento Operativo	Almacenamiento Estratégico
	1995	1996	1997	Jun-98	MMB	MMB
Canadá	1,528	1,560	1,649	1,710	117	0
México	2,619	2,858	3,022	3,114	18	NA *
Estados Unidos	6,542	6,458	6,451	6,367	340	563
Total	10,689	10,876	11,123	11,191	457	563
OCDE Europa						
Alemania	58	55	55	59	262	63
Austria	20	20	18	18	24	0
Dinamarca	186	208	230	231	28	0
España	13	10	8	63	109	0
Francia	50	42	36	33	170	0
Grecia	9	9	9	7	8	NA *
Hungría	43	37	33	30	NA*	NA *
Italia	93	100	110	111	152	6
Países Bajos	53	43	40	32	100	0
Noruega	2,774	3,092	3,144	3,051	60	0
Reino Unido	2,587	2,508	2,503	2,545	107	0
Turquía	68	68	67	63	52	0
Total	5,954	6,192	6,253	6,243	1,009	71
OCDE Pacífico						
Australia	514	535	570	588	25	NA *
Nueva Zelanda	33	43	58	46	25	NA *
Japón	11	10	10	9	361	315
Total	558	589	638	643	411	315
Total OCDE	17,201	17,657	18,014	18,077	1,877	949

Fuente : Oil, Gas, Coal and Electricity Quarterly Statistics, IEA, December 1998.

En la tabla anterior podemos observar que los países de Alemania, Austria, España, Francia, Grecia, Italia, Países Bajos y Japón, a pesar de no tener gran producción de crudo, cuentan con enorme capacidad operativa, debido a que tienen que garantizar su consumo interno, pero únicamente Alemania y Japón cuentan, además con gran capacidad de almacenamiento estratégico.

Tabla IV.2. Producción mundial de crudo.

Año	Volumen MBD
1995	61,253
1996	62,659
1997	64,733
Junio 1998	65,930

Fuente : Oil, Gas and Electricity Quarterly Statistics, IEA, 1998.

En las tablas IV.1 y IV.2 se puede observar un incremento en la producción de petróleo crudo, el cual derivó en una sobre oferta de este en el mercado internacional y ocasionó el desplome del precio del petróleo crudo durante los años de 1997 y 1998.

I.V.3 Proyectos y expectativas

Mercado nacional

En México se tiene el proyecto principal de incrementar a corto plazo la capacidad de almacenamiento a 5.5 días, en las terminales de: Dos Bocas mediante la construcción de 6 tanques de almacenamiento de 500 MB; en Cayo Arcas mediante el fletamiento de otro buquetanque cautivo y en Pajaritos gestionando la facilidad de disponer de un mayor número de tanques de almacenamiento para ampliar la flexibilidad operativa.

Se contempla que el uso de las cavernas hechas en los domos salinos de Tuzandépetl, será mínimo, ya que se plantea manejar bajos ritmos de crudo enviados para su almacenamiento durante el período 1998-2000 (menores a 200 MBD) y esto únicamente en el caso de cierre de puertos de 5.5 días.

En el año 2001, se contempla un esquema de reconversión de Pemex Refinación, esto puede ocasionar falta de capacidad de almacenamiento para soportar un cierre de puertos de 5.5 días y es a partir del año 2005 cuando la infraestructura ya se considera que sea suficiente.

Mercado internacional

Por su parte, la OCDE, basándose en los estudios y en las estadísticas con las que cuenta, menciona en su Energy Outlook 1997 que *“tratar de proyectar a futuro los volúmenes que se almacenarán en los países miembros de la OCDE, es una tarea difícil, y se ha asumido que dichos volúmenes incrementarán en la misma proporción que las importaciones netas de crudo. En el mercado petrolero internacional, durante la primera década del siglo próximo, se visualiza un incremento en la dependencia de los países productores del Medio Oriente por parte de los países consumidores, y por ello se prevé un inmediato incremento generalizado en los volúmenes almacenados de crudo”*.

-
1. **“ENERGY OUTLOOK 1997”**, Chapter 7 Oil, Organization for Economic Cooperation and Development, OCDE, 1998.
 2. **“OPEC ANNUAL STATISTICAL BULLETIN 1997”**, Organization of Petroleum Export Countries OPEC, 1998.
 3. **“PETROLEUM SUPPLY MONTHLY”**, with data for September 1998, Energy Information Administration, International Energy Agency IEA, Washington, D.C. November 1998
 4. **“MONTHLY OIL MARKET REPORT”**, December 1998, International Energy Agency, París, 8th December 1998.
 5. **“MONTHLY ENERGY REVIEW”**, International Energy Agency, Washington, D.C., December 1998.
 6. **“OIL MARKET REPORT”**, International Energy Agency, 7th August 1998.
 7. **“OIL, GAS, COAL AND ELECTRICITY QUARTERLY STATISTICS”**, International Energy Agency, December 1998.

FALTA PAGINA

No.

127

CONCLUSIONES

Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. El almacenamiento de crudo es vital para los países productores/consumidores, ya sea para efectos de comercio internacional o para garantizar su consumo interno. Es pieza clave en la flexibilidad operativa, ya que mediante su correcta planeación reducirá significativamente los costos de operación de cualquier empresa petrolera.
2. El análisis de costos es parte fundamental y debe estar ligado con cualquier proyecto de ingeniería para lograr su óptima aplicación y desempeño y para incrementar la competitividad de una empresa.
3. Es muy importante el monitoreo constante de las condiciones de oferta, demanda e inventarios a nivel mundial, para realizar la planeación de la capacidad de almacenamiento, y ejecutar los cambios necesarios para mantener dicha competitividad.
4. La metodología empleada en la determinación de los costos de las instalaciones de almacenamiento, también es aplicable para determinar el costo de instalaciones que ya estén operando.
5. Ningún país, en su carácter de productor, consumidor o exportador, puede quedarse a la zaga en la planeación de su capacidad de almacenamiento de petróleo crudo.

Recomendaciones

1. De acuerdo con lo planteado en el punto de pérdidas por evaporación, se recomienda usar tanques de menor capacidad a la considerada en el ejemplo de aplicación para reducir las mermas en la calidad y en la cantidad del producto almacenado.
2. Para evitar reducir la vida útil de las cavernas hechas en los domos salinos de Tuzandépetl, se recomienda contemplar su uso sólo como almacenamiento estratégico, de esta manera se contaría con un factor importante en la planeación de la capacidad de almacenamiento.
3. De la clasificación realizada en costos fijos y variables, se identifican a los costos intangibles como los que más influyen en el establecimiento de las instalaciones de almacenamiento, esto no es problema, ya que al final de la vida útil de las instalaciones, su valor será mayor, lo importante será optimar el uso de válvulas, tuberías y la limpieza de los tanques en la operación y mantenimiento, que también tienen un gran impacto en los costos de instalación y operación.
4. El ejemplo presentado en el capítulo III, puede apoyar en la planeación de nuevas instalaciones de almacenamiento, ya sean operativas o estratégicas, o bien, para realizar la reingeniería de las instalaciones que operan actualmente en la industria petrolera nacional.
5. El desglose de los costos que se desarrolla en el ejemplo mencionado, se puede aplicar siempre que se haga un estudio de almacenamiento y en general, de cualquier proyecto; se recomienda seguir el proceso descriptivo, ya que ofrece la posibilidad de clasificar e identificar los costos en cada etapa de una manera minuciosa y la ventaja de realizar un cálculo con mayor aproximación.
6. En vista de que la perspectiva generalizada a nivel mundial es incrementar la capacidad de almacenamiento de crudo en los países productores y consumidores, se recomienda implantar una política que apoye y promueva el establecimiento de instalaciones de almacenamiento tanto para fines operativos como para fines estratégicos y con ello, disminuir el impacto que las variaciones en la economía mundial puedan tener en la economía interna del país.

ÍNDICE DE TABLAS Y FIGURAS

TABLAS

CAPITULO I

Tabla	Nombre	Página
I.1	Clasificación general de crudos.	4
I.2	Producciones aportadas por las regiones del sistema nacional en 1998.	6
I.3	Producciones por región y tipo de crudo en 1998.	7
I.4	Producciones por tipo de crudo para febrero de 1999.	7
I.5	Consumo interno de petrolíferos y combustibles en 1998.	12
I.6	Capacidad de refinación por tipo de proceso en 1997.	15
I.7	Capacidad de proceso y elaboración de petrolíferos por refinería en 1998.	15
I.8	Productos petrolíferos principales.	16
I.9	Productos petroquímicos principales.	17
I.10	Márgenes de refinación en el mercado de Rotterdam esquema de refinación FCC, para el período 28/12/98 al 01/01/99.	26
I.11	Márgenes de refinación en el mercado de Houston, esquema de refinación CK/FCC/ALK, para el período 28/12/98 al 01/01/99	27
I.12	Márgenes de refinación en el mercado de Singapur, esquema de refinación HSK/FO, para el período 28/12/98 al 01/01/99	27
I.13	Volúmenes de los distintos crudos exportados por las terminales marítimas del sistema petrolero nacional durante 1997.	30
I.14	Tipos de crudos mexicanos para exportación.	31
I.15	Exportaciones en MBD por mercado y tipo de crudo durante 1998.	35
I.16	Clasificación de crudos marcadores por su contenido de azufre.	36
I.17	Precios históricos por tipo de crudo y año (1994-1998).	38

CAPITULO II

Tabla	Nombre	Página
II.1	Almacenamiento de crudo en la terminal marítima de Dos Bocas.	57
II.2	Almacenamiento de crudo en la terminal marítima de Pajaritos.	58
II.3	Almacenamiento de crudo en la terminal marítima de Salina Cruz.	59
II.4	Capacidad de almacenamiento en las terminales marítimas del sistema petrolero nacional en 1998.	60
II.5	Principales características de las cavernas construidas en el domo salino de Tuzandépetl.	66
II.6	Almacenamiento de crudo en las centrales de recolección en la Región Sur.	70
II.7	Capacidad nominal total de almacenamiento en el sistema petrolero nacional en 1998.	70

CAPITULO III

Tabla	Nombre	Página
III.1	Criterios de clasificación de costos.	77
III.2	Costos del proyecto de gran visión.	84
III.3	Costos del proyecto ejecutivo e ingeniería de detalle.	85-86
III.4	Costos obtención de materiales y equipo.	87-88
III.5	Costos de operación y mantenimiento anuales en MUSD para 1982.	90
III.6	Costos totales de almacenamiento en miles de USD para 1982.	90
III.7	Índice de inflación específico en Estados Unidos de América.	92
III.8	Clasificación de costos directos.	93
III.9	Clasificación de costos indirectos.	94-95
III.10	Gastos de administración.	95
III.11	Costos totales de almacenamiento por etapa en miles de USD para 1998.	96
III.12	Costos directos fijos por barril.	97
III.13	Costos indirectos fijos por barril.	98
III.14	Costos indirectos variables por barril.	99
III.15	Gastos de administración variables por barril.	99
III.16	Sub-clasificación en costos fijos y variables.	100
III.17	Costo de los activos fijos intangibles.	102
III.18	Activos fijos tangibles y su depreciación.	104
III.19	Promedios de las tasas de retorno en México durante el periodo 1978-1998 (porcentaje por año).	108
III.20	Flujos de efectivo durante el tiempo de análisis del proyecto.	115

CAPITULO IV

Tabla	Nombre	Página
IV.1	Producción de crudo y capacidad de almacenamiento en países miembros y no miembros de la OCDE.	123
IV.2	Producción mundial de crudo.	124

FIGURAS

CAPITULO I

Figura	Nombre	Página
I.1	Provincias petroleras productoras de crudo en la República Mexicana.	3
I.2	Regiones para la administración de los activos, Pemex Exploración y Producción.	3
I.3	Participación por región en la producción de crudo en 1998.	6
I.4	Distribución de crudo en las regiones marinas.	11
I.5	Ubicación aproximada de las refinerías en el país.	14
I.6	Distribución porcentual de la capacidad total de proceso de crudo y líquidos para 1998.	16
I.7	Esquema de refinación de alta conversión.	18
I.8	Rendimiento en volumen de los crudos Mexicanos de exportación, basados en un esquema de refinación de desintegración catalítica (FCC) en E.U.A. (verano).	24
I.9	El mercado Estadounidense.	32
I.10	El mercado Europeo.	33
I.11	El mercado del Lejano Oriente.	34
I.12	Comportamiento de los precios de los crudos mexicanos de exportación en los últimos 5 años.	39

CAPITULO II

Figura	Nombre	Página
II.1	Esquema de un tanque de techo flotante interno.	49
II.2	Esquema de capacidades manejadas en un tanque de almacenamiento.	51
II.3	Pérdidas por llenado en tanques de almacenamiento.	53
II.4	Pérdidas de densidad en grados API contra el porcentaje de reducción en volumen almacenado.	54
II.5	Localización aproximada del domo salino de Tuzandépetl.	63
II.6	Operaciones de llenado y extracción de crudo en una caverna hecha en un domo salino.	65

CAPITULO III

Figura	Nombre	Página
III.1	Asignación de costos mediante la metodología de costeo directo e indirecto, contemplando costos fijos y variables.	79
III.2	Esquema de las instalaciones de almacenamiento y sus componentes principales.	82
III.3	Diagrama del proceso descriptivo del establecimiento de las instalaciones de almacenamiento.	83
III.4	Comportamiento de las tasas de descuento aplicadas en México durante el período 1978-mar 1999.	107