



**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE CHIAPAS
FACULTAD DE CONTADURIA Y ADMON. C-I**



**"LA CREACIÓN DE EMPRESAS PROCESADORAS,
PARA EL MEJOR BENEFICIO DE LOS RECURSOS
PETROLEROS EN EL ESTADO DE CHIAPAS"**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN ADMINISTRACIÓN**

PRESENTA:

Roberto Manuel Nigenda Velasco

DIRECTOR DE TESIS:

Dr. RENÁN VELÁZQUEZ TRUJILLO

TUXTLA GUTIERREZ, CHIAPAS. OCTUBRE DEL 2014.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE CHIAPAS

FACULTAD DE CONTADURÍA Y ADMINISTRACIÓN
CAMPUS I



«RESPONSABILIDAD COMPARTIDA Y CONSOLIDACIÓN ACADÉMICA»
Gestión 2014 – 2018

Coordinación de investigación y posgrado

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas
Septiembre 12 de 2014.
Oficio No. D/CIP/CEIP/497/14

**ASUNTO: AUTORIZACIÓN EMPASTADO
DE TESIS.**

**C. ROBERTO MANUEL NIGENDA VELASCO
CANDIDATA AL GRADO DE MAESTRA EN ADMINISTRACIÓN
CON FORMACIÓN EN ORGANIZACIONES
PRESENTE.**

Por este medio me permito informarle que se **AUTORIZA** la impresión de su tesis titulada **LA CREACIÓN DE EMPRESAS PROCESADORAS, PARA EL MEJOR BENEFICIO DE LOS RECURSOS PETROLERO EN EL ESTADO DE CHIAPAS**, toda vez que ha sido liberada según oficio sin número, de fecha enero 07 de 2014, suscrito por el Dr. Renán Velázquez Trujillo, Director de la tesis mencionada.

Cabe mencionar que se ha constatado que ha cumplido con los procedimientos administrativos y académicos relacionados con la modalidad de evaluación propuesta, conforme a lo dispuesto en el Reglamento General de Investigación y Posgrado, y de Evaluación Profesional para los egresados de la Universidad, así como con el Plan de Estudios correspondiente.

**ATENTAMENTE
"POR LA CONCIENCIA DE LA NECESIDAD DE SERVIR"**

**DR. JULIO CÉSAR PÉREZ ZAMBRANO
COORDINADOR**



C.c.p. Archivo
vea.

F: FCA-01



*Boulevard Belisario Domínguez, Km. 1081, Sin Número.
Tuxtla, Tuxtla Gutiérrez, Chiapas, México, C.P. 29050.
Tel: 52 (961) 61 5 04 40 y 61 5 06 70*



DEDICATORIAS

A MI QUERIDA ESPOSA

Isabel Xóchitl Cervantes Aguilar.

A MIS QUERIDOS HIJOS

Xóchitl, Roberto, y Ana Isabel.

A MI NIETO

Daniel de Jesús Santiago Nigenda.

A MI YERNO

Ciro Santiago Madrid

AGRADECIMIENTOS

A DIOS

A ti señor como el **CREADOR** de todo, debo agradecerte porque has hecho posible que mis ideales y perspectivas profesionales se estén cumpliendo.

A LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE CHIAPAS

Por la misión tan noble de enseñanza, en la que propician la oportunidad de fortalecer y formar el talento, que impactan a corto plazo en los ámbitos sociales, empresariales y productivos.

AL Dr. RENÁN VELÁZQUEZ TRUJILLO

Por su invaluable apoyo efectivo en la dirección, asesoría y en desarrollo para la realización de este trabajo, por su paciencia y entrega a la educación, gracias Maestro.

A MIS MAESTROS Y REVISORES:

DR. RIGOBERTO ANTONIO MORALES ESCANDÓN

DRA. ROSA FRANCISCA GARCÍA OZUNA

MTRO. FLOCELO DANIEL ZEA PÉREZ

Por sus acertadas observaciones emitidas en el proceso de desarrollo e integración de este trabajo de investigación, los cuales son integrantes de un equipo de investigación y del cuerpo académico “comportamiento organizacional y ambiental en las entidades económicas y educativas”, a ellos mi más merecido reconocimiento.

ÍNDICE

	Página
INTRODUCCIÓN	
CAPITULO 1 PROBLEMATIZACIÓN DEL OBJETO DE ESTUDIO	
1.1 Planteamiento del problema	1
1.2 Justificación	1
1.3 Objetivo general de la investigación	1
CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL	
2.1 Generalidades del petróleo	2
2.1.1 Origen del petróleo	3
2.1.2 Teorías de la formación	4
2.1.3 Características del petróleo	6
2.1.4 Actividades básicas	6
2.1.4.1 Exploración	6
2.1.4.2 Explotación.	8
2.4.2.1 Revestimiento del pozo.	9
2.1.4.2.2 Prueba de formación	9
2.1.4.2.3 Clasificación de los pozos	9
2.1.4.3 Refinación	10
2.1.4.3.1 Proceso de destilación del petróleo crudo.	11
2.1.4.3.2 Proceso de desintegración.	11
2.1.4.3.3 Proceso de purificación	11
2.1.5 Petroquímica	12
2.2.1 El desarrollo del petróleo.	13
2.2.2 El futuro del petróleo.	15
2.2.3 Separación del petróleo en sus fracciones.	20
2.2.4 MERCADO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO	22
2.2.4.2 Demanda mundial	23
2.2.4.3 Inventarios mundiales.	24
2.2.4.4 Precios	25

2.3	El petróleo en México	28
2.3.1	Antecedentes históricos.	28
2.3.2	El inicio de la industria	30
2.3.3	La época revolucionaria	32
2.3.3	Inicia el sindicalismo	35
2.3.5	La huelga y el conflicto.	37
2.3.6	La expropiación	38
2.3.7	Artículo 27 de la constitución de los estados unidos mexicanos.	39
2.3.7.1	Ley de expropiación	41
2.3.8	Petróleos de México, s.a.	41
2.3.9	Ley orgánica de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios.	42
2.3.10	Decreto que crea la institución petróleos mexicanos. Expropiación petrolera	43
2.3.1.2	Nace petróleos mexicanos	44
2.3.2	Ley reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo.	45
CAPÍTULO 3. MARCO REFERENCIAL		
3.1	Petróleos mexicanos.	51
3.1.1	Perspectiva industrial	54
3.1.2	Estimación de reservas.	55
3.1.3	Petróleo crudo equivalente.	55
3.1.4	Aceite crudo.	56
3.1.5	Potencial de petróleos mexicanos	57
3.1.5.1.1	Plan de negocios de Pemex	58
3.1.5.1.2	Los recursos prospectivos	61
3.1.6	Producción	62
3.1.7	Precio de los hidrocarburos	69
3.2	Región sur	74
3.2.1	Historia de la región sur	74
3.2.2	Organización de la región sur	76
3.2.3	Activos de producción	76
3.2.4	Volumen original de hidrocarburos	77
3.2.5	Recursos contingentes	78

3.2.6	Reservas	79
3.3	El petróleo en Chiapas.	79
3.3.1	Generalidades del estado	79
3.3.2	Situación actual (diagnóstico)	80
3.3.2.1	Industria.	81
3.3.2.2	Comercio	83
3.3.2.3	Comunicaciones	83
3.3.2.4	Energía.	84
3.3.2.5	Chiapas en el campo laboral	85
3.3.3	Recursos estratégicos	86
3.3.3.1	Territorio	86
3.3.3.2	Hidroelectricidad	88
3.3.3.3	Agua	89
3.3.3.4	Reserva biótica	90
3.3	El petróleo en Chiapas.	90
3.4.1	Evolución de los volúmenes originales	92
3.4.2	Evolución de las reservas	93
CAPITULO 4 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN		
4.1	Descripción del tipo de investigación	95
4.2	Hipótesis	95
CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y PROPUESTAS		96
Bibliografía		98

INTRODUCCIÓN

Se pueden considerar las tecnologías para la exploración, extracción, transformación y comercialización de los productos petroquímicos como una aplicación para el desarrollo de la industria petrolera y como consecuencia un mayor desarrollo a las comunidades propietarias de los terrenos donde se encuentran las reservas petroleras. Esta misma consideración podría aplicarse a los derivados del petróleo que muchas veces no son aprovechados por falta de tecnología de punta que tienen otros países desarrollados, que son los que procesan estos subproductos y luego son vendidos a México a un mayor costo.

Por eso, es importante con la nueva reforma energética que se encuentra en proceso de estudio y validación y posteriormente la publicación en el Diario Oficial de la Federación, contemplar el desarrollo de nuevas tecnologías, para su mejor aprovechamiento de los recursos petroquímicos, y su costo sea mucho menor que el que se paga a los países en el extranjero.

En este trabajo de investigación se contemplan cinco capítulos, en el cual el capítulo uno menciona el planteamiento del problema, en el capítulo dos el marco teórico de los conceptos del tema planteado, en el capítulo tres el marco referencial de los conceptos manejados de esta investigación, en el capítulo cuarto se describe la metodología que se aplica para la elaboración de este estudio y en el capítulo cinco se describe las conclusiones y las propuestas de soluciones para el mejor desempeño de esta industria y el mejor aprovechamiento de estos recursos no renovables; posteriormente se incluye las fuentes de la información para este estudio.

Este trabajo de investigación se espera pueda contribuir para las nuevas generaciones de estudiantes de las diversas licenciaturas, en los proyectos que lleven a cabo durante la carrera o para su titulación, así como para el público en general que se interesen en este tipo de temas.

CAPÍTULO 1 PROBLEMATIZACIÓN DEL OBJETO DE ESTUDIO

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El petróleo en Chiapas, es explotado por la federación, por lo que los recursos son concentrados en la capital del país, y muchas veces es traída de otros estados, así mismo la explotación del petróleo no se ha dado en su totalidad por la falta de recursos económicos.

Por lo anterior se hace necesario que el petróleo sea administrado por estado de Chiapas, para que utilice mano de obra de la región, y los recursos que se obtengan sean reinvertidos en la creación de refinerías y se obtenga un producto terminado, así mismo se reduzca el costo de la gasolina.

1.2 JUSTIFICACIÓN

En el sureste y especialmente en Chiapas existen grandes reserva de petróleo, las cuales no han sido explotadas en un 100%, esto es por la falta recursos financieros en la paraestatal (PEMEX), y la mayoría del petróleo que se obtiene de los pozos se envía a otros estados donde existen refinerías para la producción de gasolina y otros subproductos.

Por lo anterior se hace necesario inversiones para procesar el petróleo, en el estado de Chiapas para crear fuentes de empleo y proporcionar recursos económicos para el desarrollo de nuestro estado, ya que actualmente al igual que la energía eléctrica los recursos obtenidos se centralizan en la capital del país.

1.3 OBJETIVO GENERAL DE LA INVESTIGACIÓN

Plantear la creación de refinerías para aprovechar mejor los recursos petroleros del estado de Chiapas, empleando mano de obra de la región y obtener mejores beneficios para el desarrollo del mismo.

CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

2.1 GENERALIDADES DEL PETRÓLEO

La industria petrolera ha sido, durante varias décadas, parte importante de la economía global. El petróleo satisface el 40 por ciento del consumo de energía primaria a nivel mundial y destaca tanto por el valor como por la versatilidad de su comercio. Las empresas petroleras se ubican entre las más grandes del mundo.

El arte de la industria está en identificar de la manera más precisa posible la localización, condiciones y volumen de crudo existente; extraerlo de la manera más eficiente y transformarlo en combustibles útiles para el transporte, la producción de electricidad y la industria en general, así como insumos para la producción de petroquímicos. Por ser un recurso natural, las reservas de petróleo no se distribuyen de acuerdo a las necesidades de consumo, lo que hace que la industria y del mercado actividades de alcance global, con un comercio internacional intenso e importante.

Por el lado de la demanda, encontramos a intermediarios especializados (traders), compañías refinadoras, especuladores, administradores de riesgo y las propias empresas petroleras. Es de notar que la importancia de las grandes empresas multinacionales petroleras americanas y europeas (las anteriores siete hermanas) ha venido disminuyendo: actualmente, estas empresas controlan solamente el 5% de las reservas, el 12% de la producción y el 21% de la capacidad de refinación; niveles aún significativos, pero muy por debajo de los prevalecientes en 1972.

En términos de formación de precios, se han dado igualmente cambios importantes de la economía internacional, además de sus efectos sobre el crecimiento e inflación en los países exportadores e importadores, variaciones en el precio del petróleo implican también transferencias de recursos financieros entre países. Aunque los efectos de estas transferencias han disminuido a medida de que el tamaño de los mercados financieros internacionales se ha multiplicado en los últimos quince años, así como la variedad de los instrumentos negociados.

Esta investigación tuvo lugar en la industria petrolera Mexicana, específicamente, PEMEX exploración y producción (PEP), el problema fundamental es el acopio de la información; pero

diversos problemas específicos, son discutidos en publicaciones técnicas especializados, en boletines de colegios de ingenieros y en libros relacionados con el tema.

El presente estudio pretende analizar la influencia de la industria petrolera sobre el desarrollo territorial y económico del Estado de Chiapas, construyéndose para ello el marco teórico en el cual debe enfocarse en cuatro áreas principales:

- 1.- una reestructuración de la industria petrolera que permita el crecimiento regional del estado productor y transformador de hidrocarburos en cúmulos industriales que soporten el adelanto económico equilibrado y sostenible del país.
- 2.- Desarrollo de los sectores conexos, orientándose principalmente hacia los proveedores nacionales de bienes de capital que tengan una amplia interacción con un gran número de sectores industriales relacionados.
- 3.- Dar un valor agregado al recurso de aprovechamiento sobre rendimientos excedentes (ARE) para la creación de empresas en refinación y petroquímica en el estado de Chiapas para no permitir la importación de ellos.
- 4.- Fortalecer el crecimiento académico de la Universidad Autónoma de Chiapas y de los centros de desarrollo tecnológico como un recurso especializado de ventaja competitiva.

Con tal propósito se plantea el recurso desde sus generalidades, actividades básicas y desarrollo en el ámbito mundial, nacional y estatal; con la finalidad de tener una visión definida y categórica de este bien natural.

2.1.1 ORIGEN DEL PETROLEO

Proveniente del Latín Petroleum (Petra- Piedra y oleum- aceite) la palabra petróleo significa aceite de piedra. Es un compuesto de hidrocarburos, básicamente una combinación de carbono e hidrógeno.

El petróleo es correspondiente a un grupo de sustancias bituminosas muy abundantes en la naturaleza, que se encuentran en variadas formas y reciben diversas denominaciones como petróleo en bruto, aceite de piedra, nafta, asfalto, o bien se halla mezclado con materiales minerales, como ocurren las pizarras bituminosas.

Al analizar petróleo de procedencias diversas, de manera general puede decirse que lo forman los siguientes elementos químicos: Carbono, de 76 a 86 por ciento, e hidrógeno, de 10 a 14 por ciento. A veces contiene algunas impurezas mezcladas como oxígeno, azufre y nitrógeno. También se han encontrado huellas de compuesto de hierro, níquel, vanadium, cromo y cobalto.

El número de átomos de carbono y la forma en que están colocados dentro de las moléculas de los diferentes compuestos proporciona al petróleo diferentes propiedades físicas y químicas. Así tenemos que los hidrocarburos compuestos por uno a cuatro átomos de carbono son gaseosos, los que contienen de 5 a 20 son líquidos, y los de más de 20 son sólidos a la temperatura ambiente.

Mientras mayor sea el contenido de carbono en relación al del hidrógeno, mayor es la cantidad de productos pesados que tiene el crudo. Esto depende de la antigüedad y de algunas características de los yacimientos.

No obstante se ha comprobado que entre más viejos son, tienen más hidrocarburos gaseosos y sólidos y menos líquidos entran en su composición.

En la composición del petróleo crudo también figuran los derivados del azufre (que huelen a huevo podrido), además del carbono e hidrógeno. Tal y como se extrae de los pozos no sirve como energético ya que se requiere de altas temperaturas para arder, pues el crudo está compuesto de hidrocarburos de más de cinco átomos de carbono, es decir de hidrocarburos líquidos. Para poder aprovecharlo como energético es necesario separarlo en diferentes fracciones que constituyen los diferentes combustibles como gas avión gasolina, turbosina, diesel, gasóleo ligero y gasóleo pesado.

2.1.2 TEORÍAS DE LA FORMACIÓN

Se pueden clasificar en dos grandes rublos los orígenes de la formación del petróleo: la de formación inorgánica y la orgánica.

La primera explica la formación del petróleo como resultado de reacciones geoquímicas entre el agua y el bióxido de carbono además de otras sustancias inorgánicas como carburos y carbonatos de metales. A medida que se perfeccionaron las técnicas del análisis geológico y se acumuló información al respecto, se ha dado paso a teorías de formación orgánicas que determinan que el petróleo es producto de la descomposición de organismos vegetales y animales que existieron en ciertos períodos del tiempo geológico y que fueron sometidos a enormes presiones y elevadas temperaturas.

Algunos científicos establecen que si bien los organismos animales y vegetales del fondo marino han contribuido a la formación del petróleo, ha sido el plancton el material petrolífero por excelencia.

Al morir, los microorganismos planctónicos caen al fondo y son enterrados en los sedimentos, empezando su transformación descomponiéndose en bióxido de carbono y agua. Como resultado de ésta transformación, verificadas por bacterias anaerobias, se ha originado un fango negrozco llamado sapropel, considerada como la sustancia madre del petróleo.

En el paso de sapropel a petróleo es un proceso complejo donde han intervenido procesos bioquímicos e inorgánicos, en ello se generan ácidos grasos, que por reacciones desempeñan un papel importante las arcillas, cuyo poder de absorción pone en contacto moléculas extrañas, afectando así una función de catálisis.

Se creía que todo el petróleo se había formado en rocas anteriores al plioceno, pero se han extraído hidrocarburos parafínicos, nialfénicos y bencénicos de sedimentos marinos recientes cuya edad, averiguada por el carbono 14, data de unos diez mil años.

Por otra parte, la escasez de depósitos de origen ígneo en muchos de los campos petrolíferos, ha sido para la mayoría de, los geólogos una razón convincente de que el petróleo no tiene origen inorgánico.

También puede confirmarse el origen orgánico del petróleo la evidencia de que la mayor parte de los yacimientos del mundo se localizan en lugares que fueron ocupados por lagos y mares hace millones de años.

2.1.3 CARACTERÍSTICAS DEL PETRÓLEO

El petróleo se encuentra en el subsuelo, impregnado en formaciones de tipo arenoso y calcáreo. Asume los tres estados físicos de la materia: sólido, líquido y gaseoso, según su composición, temperatura y presión a que se encuentra.

Su color varía entre el ámbar y el negro, su densidad es menor que la del agua. En estado gaseoso es inodoro, incoloro e insípido, por lo que, como medida de seguridad, se le mezcla un compuesto sulfuroso (mercaptano) para descubrir su presencia y evitar intoxicaciones. Puede hallarse solo o mezclado con el petróleo líquido dentro de un mismo yacimiento. En el subsuelo se encuentra por lo general encima de una capa de agua, hallándose en la parte superior una de gas. El hidrocarburo no se encuentra distribuido uniformemente en las capas del subsuelo. Es necesario que concurren cuatro condiciones para dar lugar a un yacimiento donde se acumuló petróleo y gas:

- 1.- Una roca almacenadora porosa y permeable, en forma tal que bajo presión. El petróleo pueda moverse a través de sus poros de tamaño microscópico.
- 2.- Una roca impermeable sello que evite el escape de petróleo a la superficie.
- 3.- El yacimiento debe tener forma de “trampa”, es decir, que las rocas impermeables se encuentren dispuestas en tal forma que el petróleo no pueda moverse hacia los lados.
- 4.- Deben existir rocas cuyo contenido orgánico se haya convertido en petróleo por efecto de la presión y de la temperatura.

Las rocas almacenadoras en las cuales se ha encontrado petróleo son de muy diversas edades geológicas, desde los terrenos arcaicos o primitivos hasta los modernos cuaternarios.

2.1.4 ACTIVIDADES BÁSICAS

2.1.4.1 Exploración

Es el conjunto de tareas de campo y oficina cuyo objetivo consiste en descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos o nuevas extensiones de los existentes. Las primeras exploraciones en busca del hidrocarburo carecían de bases científicas y se concretaban por lo general a encontrar

manifestaciones superficiales del petróleo llamadas “chapapoterías”. Posteriormente, la técnica exploratoria consistió en la perforación de pozos de cateo, siguiendo las tendencias marcadas por los pozos productores con el resultado de que muchos pozos eran localizados al azar.

En 1920 hicieron su aparición en la industria del petróleo los métodos geofísicos de exploración, técnicas que pueden determinar las condiciones de las capas profundas del subsuelo mediante la medición de las propiedades físicas de las rocas, que se hace desde la superficie, o bien dentro de los pozos que se perforan. Estos métodos han demostrado ser sumamente valiosos para la búsqueda del hidrocarburo. Sus resultados, interpretados adecuadamente con criterios geológicos, han dado lugar al descubrimiento de casi 80 por ciento de las reservas actuales del mundo.

La exploración petrolera en nuestros días puede dividirse en las siguientes etapas:

- a) Trabajos de reconocimiento.
- b) Trabajos de detalles.
- c) Estudios para la localización de pozos exploratorios.
- d) Análisis de los resultados obtenidos para programar la perforación de nuevos pozos.

Los trabajos de reconocimientos se encargan de estudiar las condiciones geológicas de un área para estimar las posibilidades de que contenga hidrocarburos. Incluyen exploraciones fotogeológicas, de geología superficial y estudios físicos de gravimetría, magnetometría y sismología regional. La información obtenida en las exploraciones geológicas y geofísicas se analiza cuidadosamente para decidir los sitios donde deben perforarse los pozos exploratorios. Durante la perforación de estos pozos, geólogos y paleontólogos estudian las muestras cortadas por el pozo, haciendo periódicamente mediciones geofísicas dentro del mismo. Los resultados de estos estudios definen las capas del subsuelo que contienen hidrocarburos y de las cuales puede extraerse petróleo.

Las actividades exploratorias se encausan al objetivo de descubrir mayores reservas y evaluar las posibilidades petrolíferas de nuevas regiones.

2.1.4.2 Explotación.

Con base en los descubrimientos logrados por los trabajos de exploración, empiezan las actividades de explotación que desarrollan los campos petroleros.

Una vez que se ha aprobado la localización de un pozo se construye el camino de acceso, se transportan los materiales y el equipo y se inicia la perforación. El sistema utilizado para este trabajo es el de perforación rotatoria. En el sistema rotatorio se perfora un agujero, haciendo girar una barrena que está conectada y que se hace girar por la sarta de perforación (tubos de perforación de acero y las trabarrenas), cuya función es proporcionar la carga de compresión en la barrena. A medida que se profundiza el pozo se van agregando nuevos tramos de tubería.

En el programa de perforación se indica la profundidad del pozo y las tuberías de revestimiento que han de cementarse, que generalmente son tres. Para alojar estas tuberías se hacen perforaciones con barrenas de diferentes espesores, conforme a la profundidad. Cuando se ha cementado la última tubería y se ha probado con presión, el pozo se pone en explotación, usualmente mediante la técnica de terminación permanente, que consiste en llenar el pozo con agua, introducir la tubería de producción, instalar el árbol de válvulas y poner y hacer estallar la carga explosiva frente a la roca que contiene el petróleo. Después se abre el pozo para que fluya por sí misma, o se le sondea si es preciso. Finalmente, el pozo ya en producción, se conecta a la tubería de descarga para conducir el hidrocarburo a la tubería de separación que segrega el aceite del gas, los cuales continúan su curso por ductos diferentes.

La torre o mástil proporciona el claro vertical para bajar o subir la sarta durante las operaciones de perforación, cuya altura y resistencia deben garantizar el trabajo. Las capacidades de carga de estas torres varían entre 45 y 70 toneladas; las más ligeras son para perforar pozos someros y las más resistentes para pozos profundos.

El malacate es parte importante del equipo de perforación, es el centro de control desde donde el perforador opera el equipo; contiene los embragues, cadenas, engranes, aceleradores de las máquinas y mecanismos que dirigen la potencia de los motores para cada trabajo específico. El tambor del malacate recoge o alimenta el cable de perforación para subir la polea viajera. La

potencia proviene de los motores, que pueden ser de combustión interna o eléctrica y que dan movimiento también a las compresoras de aire y las bombas de lodo.

2.4.2.1 Revestimiento del pozo.

Durante el curso de la perforación es necesario revestir el pozo a diferentes intervalos, empleando tuberías que se cementan dentro de agujero perforado. Estas tuberías de revestimiento varían su diámetro y número de acuerdo a las diferentes áreas perforadas, las profundidades y las características productoras del pozo generalmente se revisten tres tuberías en un pozo; a la de mayor diámetro se le llama tubería superficial y de control, a la siguiente intermedia y la de menor diámetro y mayor profundidad, tubería productora.

Cada tubería de revestimiento se fija en su lugar con una lechada de cemento y se deja en reposo durante varias horas para que fragüe antes de continuar la perforación o cualquier otra operación. A este trabajo se le llama de cementación primaria.

2.1.4.2.2 Prueba de formación

Durante la perforación, a veces es preciso verificar la presencia o ausencia de hidrocarburos en un intervalo perforado. Para ello se utiliza a un probador de formaciones que se mete unido a la tubería de perforación. La prueba de formación es propiamente una terminación temporal del pozo, que aísla una sección del agujero descubierto, quitando la presión hidrostática de la columna de lodo de perforación.

Las presiones obtenidas durante la formación, así como la clase y el volumen de líquidos recuperados dentro de la tubería de perforación, son datos útiles para saber la potencialidad productora del intervalo probado.

2.1.4.2.3 Clasificación de los pozos

Los pozos productores de petróleo se clasifican en fluyentes y de producción artificial o bombeo. Los primeros son aquellos en los que el aceite surge del yacimiento al exterior por energía

natural, que puede ser de empuje hidráulico o de gas. Los de producción artificial o bombeo son un sistema de explotación que se aplica cuando la presión no es suficiente para que el petróleo fluya hasta la superficie.

En el pasado, los pozos que no fluían por energía propia eran abandonados, pero conforme se han venido perfeccionando los métodos de explotación, cada vez hay una mayor recuperación del petróleo que se encuentra en estos yacimientos.

Actualmente, cuando un pozo deja de fluir se le aplican técnicas de explotación artificial como el bombeo neumático, mecánico, hidráulico y eléctrico. El sistema de recuperación secundaria de inyectar al yacimiento gas o agua químicamente tratada, ha demostrado que puede aumentar considerablemente la recuperación.

2.1.4.3 Refinación

Es el conjunto de una serie de procesos físicos y químicos a los que se somete el petróleo crudo, para obtener de él, por destilación, los diversos hidrocarburos o las familias de hidrocarburos con propiedades físicas y químicas bien definidas. Después de la separación se aplican a los derivados así obtenidos diversos procesos de conversión para obtener de ellos productos más valiosos y éstos se someten finalmente a tratamientos con ácidos, álcalis, solventes extractivos, catalíticos con hidrógeno y reactivos químicos en general, a fin de eliminar las impurezas que los hacen impropios para su empleo comercial.

El aceite crudo, de muy diversa constitución tiene rendimientos variables en el proceso de destilación y de fraccionamiento, a determinadas condiciones de presión y temperatura.

Por lo tanto, es necesario ajustar los rendimientos y características de las fracciones o cortes que constituyen los diferentes combustibles y someterlos a los diversos procesos de conversión, con objeto de obtener los productos que el mercado requiere.

- a) Energéticos: Combustibles específicos para los transportes, la agricultura, la industria, la generación de corriente eléctrica para uso doméstico.

- b) Productos especiales: Lubricantes, parafinas, asfaltos, grasas para vehículos, construcción y uso industrial.
- c) Materias Primas para la industria petroquímica básica

2.1.4.3.1 Proceso de Destilación del Petróleo Crudo.

El petróleo crudo está formado por varios hidrocarburos que comprenden desde el gas licuado hasta el asfalto. Su separación en columnas de destilación se realiza por las diferencias de volatilidad que tienen unos y otros. El procedimiento utilizado consiste en calentar el petróleo crudo a una temperatura en los componentes más ligeros se evaporan y de esta manera se obtienen distintos condensados, cuyas propiedades corresponden a las de gas licuado, gasolinas kerosinas o combustible diesel.

2.1.4.3.2 Proceso de Desintegración.

El residuo de la destilación del petróleo crudo se somete a una nueva destilación al alto vacío para separar componentes menos volátiles, que de acuerdo con las propiedades del petróleo crudo de que se trate, serán destinados a lubricantes o a ser desintegrados catalítica mente. El residuo de la destilación al vacío es asfalto, o bien, carga para la planta de coque o para la hidro desintegradora de residuales y la subsecuente obtención de destilados.

Al fin se obtienen de ellos lubricantes básicos, que con diferentes aditivos, forman los lubricantes y las parafinas que existen en el mercado. Los destilados al vacío que por sus características no se dedican a lubricantes, se desintegran catalítica mente para convertirse en productos comerciales: gas licuado, gasolinas de alto índice de octano y combustible diesel.

2.1.4.3.3 Proceso de purificación

Estos procesos eliminan de los productos obtenidos por destilación o por desintegración, algunos compuestos derivados del azufre. Los inconvenientes que presentarían los derivados del petróleo sin estos tratamientos, serían mal olor y contaminación de la atmósfera al ser quemados.

2.1.5 PETROQUÍMICA

El desarrollo de la tecnología para la producción de resina sintética, plástico, solvente, reactivos químicos y otros productos que provienen de la petroquímica. Los productos que provienen de la petroquímica son extraordinariamente variados: medicamentos, plásticos, tintas, fertilizantes, insecticidas, fibras acrílicas, hules, llantas para vehículos, losetas para pisos, que están sustituyendo a los productos naturales.

La importancia de esta dinámica industrial se atribuye a su capacidad de elaborar volúmenes masivos de sustancias químicas que provienen de materias primas abundantes y de bajo precio. No obstante de que se les incorpora un alto valor de transformación, estos productos resultan baratos por su utilidad y costos, comparados con otros procedimientos de elaboración.

La petroquímica se puede definir como la actividad industrial que elabora productos para la industria de transformación, a partir de materias primas que han tenido su origen en el petróleo, en los gases asociados a él, o en el gas natural. Su dinamismo consiste en las diferentes alternativas para utilizar los derivados petrolíferos. Así los procesos petroquímicos podrían dividirse en procesos de conversión de gas natural o petróleo en productos intermedios, y procesos que utilizando estos últimos como materia prima, se transforman en productos finales.

El gas natural, el gas licuado y la nafta son insumos que producen productos petroquímicos básicos como etileno, propileno, benceno, butadieno, tolueno, xileno, amoníaco y metanol, de los cuales se derivan muchos otros petroquímicos como el polietileno, el óxido de etileno, el cloruro de vinil y de etilo.

Los sectores de la industria petroquímica se encuentran divididos en productos de uso final y productos intermedios. En el primer caso se trata de aquellos productos que ya no sufren transformación química. Los segundos en cambio, sirven de materias primas para elaborar los productos de uso final y otros intermedios.

Algunos productos básicos se utilizan también como materias de uso final. Ejemplo de ello es el amoníaco, que sirve como fertilizante por aplicación directa y algunos solventes clorados del metano y el etileno.

La petroquímica es el pilar principal de la química orgánica y es fuente abundante de aprovisionamiento de materiales que la vida moderna requiere para su bienestar. La comodidad y la salud de la gente dependen cada día más de la petroquímica y sus derivados. Incluso se están efectuando investigaciones para la obtención de bioproteínas a partir de materias primas como el metanol.

2.2 EL PETRÓLEO EN EL MUNDO.

2.2.1 EL DESARROLLO DEL PETRÓLEO.

En los últimos 150 años, el hombre ha podido desarrollar la sociedad industrial ha sido gracias a encontrarse con una herencia insospechada e irreplicable: cientos de miles de millones de toneladas de hidrocarburos atrapados en el subsuelo del planeta, resultado de procesos geológicos fortuitos que a lo largo de millones de años fosilizaron la energía solar almacenada en inmensas cantidades de microorganismos prehistóricos. El petróleo ha sido, sin lugar a dudas el carburante por excelencia del progreso económico del último siglo. Todo parece indicar, sin embargo, que el mundo está a las puertas de un cambio de tendencia sin precedentes: de petróleo abundante y barato a un suministro cada vez más caro y escaso.

Hasta bien entrado el siglo XVII, las distintas civilizaciones humanas vivieron y progresaron en la medida en que fueron capaces de aprovechar directamente la energía solar, ya fuera en forma de cultivos agrícolas, quemando leña, o aprovechando la energía hidráulica y para convertirla en trabajo. El bajo porcentaje de energía solar que podían captar ponía un límite natural a la capacidad de reproducción y supervivencia de la humanidad. Durante miles de años la población mundial se mantuvo más o menos constante alrededor de unos pocos centenares de millones de personas y, sin embargo, a mediados del siglo XIX se inició una fase de crecimiento exponencial que ha llevado hasta los 6,200 millones y a duplicar la esperanza de vida.

A mediados de siglo podrían alcanzarse los 9,000 millones. ¿Qué hizo posible esta explosión demográfica después de miles y miles de años de estabilidad? ¿Qué ocurrió a mediados del siglo XIX que disparó este crecimiento? No puede atribuirse una causa única a un hecho de esta magnitud, resultado de una acumulación de procesos madurados a lo largo de siglos, pero, si se analiza en detalle, se verá que hay una causa física que habilitó los demás factores: La humanidad pasó de vivir del flujo de energía solar que llega a la tierra a vivir de la explotación de recursos fósiles acumulados en períodos geológicos muy anteriores.

Todo empezó a cambiar a finales del siglo XVIII, cuando el carbón proporcionó energía a las máquinas de vapor que iniciaron la verdadera Revolución Industrial, pero muy especialmente a partir de 1850, cuando se pusieron en producción los primeros pozos petrolíferos en Pennsylvania (E.E.U.U.). Con el carbón, el Petróleo y el gas natural la humanidad descubrió que los límites al crecimiento no los fijaba ya la cantidad de energía solar captada en cada generación, sino la velocidad a la que podían extraerse los recursos energéticos fósiles, que a lo largo del último siglo se han convertido en el combustible vital de nuestra civilización. El 90% de la energía que el planeta consume es fósil. Del consumo energético mundial, el petróleo representa alrededor de un 40%; el carbón, un 26%, y el gas natural, un 24%. La energía nuclear, (7%) y la hidráulica, (3%) cubren el resto. El 66% del petróleo que se extrae se quema para mover más del 90% de los medios que emplean hoy para transportar personas y mercancías.

La llamada Revolución Verde, que ha cuadruplicado la productividad agrícola, consume el 17% de la producción mundial de oro negro: Los campos se han convertido en esponjas en las que se derraman fertilizantes y pesticidas para hacer crecer alimentos. Literalmente, comemos petróleo: para producir un kilo de carne vacuna se consumen siete litros de crudo. Y el que no se gasta en transporte o alimentos se utiliza para fabricar plásticos, productos químicos, o farmacéuticos, para mover la maquinaria industrial, calentarse o generar electricidad. La viabilidad de la sociedad industrial actual y la continuidad de sus avances científicos, económicos y sociales, depende en gran medida de la disponibilidad creciente de una fuente energética flexible; abundante y hasta hace poco fácil de obtener, pero finita. Aun así; el ser humano actúa como si el modo de vida consumista que ha acompañado a la industrialización fuera un derecho adquirido por tiempo indefinido y un

objetivo extensible a buena parte de la población mundial: se disfruta de la herencia geológica como si de una renta vitalicia se tratara.

2.2.2 EL FUTURO DEL PETRÓLEO.

Los hidrocarburos seguirán siendo la base de la producción de energía en el mundo durante varias décadas más y tendrán un papel central en la industria energética durante todo el siglo XXI. Alrededor del 75% del incremento de la demanda de petróleo durante este siglo corresponderá al sector transporte, según la prospectiva mundial que publica la Agencia Internacional de Energía (AIE). El Petróleo continuará como principal combustible en el transporte por tierra, aire y mar, probablemente durante medio siglo más, aunque en algún momento podrían ser sustituidos en gran parte por el hidrógeno.

Se esperan problemas, sin embargo, por el lado de la oferta del petróleo, ya que se agotarán las reservas mundiales de petróleo convencional. Los países consumidores dependen en forma creciente de un pequeño número de países productores, muchos de ellos del Medio Oriente, región políticamente inestable que alberga dos tercios de las reservas conocidas de petróleo convencional. En la última década se han consumido alrededor de 25,000 millones de barriles de petróleo en el mundo cada año, y se han incorporado apenas 5,000 millones de barriles de nuevas reservas probadas de petróleo convencional, es decir, petróleo líquido que se puede extraer a costos económicamente rentables.

En el año 2002 se dio un caso anómalo, ya que en Canadá alrededor de 175,000 millones de barriles de petróleo no convencional – es decir, sólido en arenas bituminosas – fueron reclasificados y reconocidos como reserva probada y no como reserva potencial. Es la primera vez que una reserva de petróleo no convencional es reconocida por fuentes prestigiadas como probada. Por tanto, las principales publicaciones petroleras del mundo ahora ubican a Canadá como el segundo país del mundo en reservas probadas (Ver cuadro 1)

CUADRO 1 Reservas probadas de petróleo crudo, principales países* (en millones de barriles)	
Arabia Saudita	259,3000
Canadá	180,000
Iraq	112,500
Emiratos Árabes Unidos	97,800
Kuwait	94,000
Irán	89,700
Venezuela	77,800
Rusia	60,000
Libia	29,500
Nigeria	24,000
Estados Unidos	22,446
China	18,250
Qatar	15,207
México	12,622
Noruega	10,265
Argelia	9,200
*Al 2002, Fuente: Oil & Gas Journal	

La producción mundial de petróleo crudo en el 2001 y 2002, fue de poco más de 66 millones de barriles diarios (b/d) de crudo (ver cuadro 2). Esto equivale alrededor de 76 millones de b/d de productos refinados. La demanda se estancó y la producción en el 2002 fue incluso inferior a la del 2001. De aquí al año 2020, sin embargo, se espera que la demanda aumentara, si bien se augura una fuerte declinación de la producción en la mayoría de los países productores de petróleo convencional fuera del Medio Oriente.

Los grandes descubrimientos de petróleo convencional en el mundo se dieron en los años 1960 y 1970 y se prevé que no habrá otros descubrimientos súper gigantes. “El mundo ha sido explorado en forma muy amplia con el apoyo de tecnologías sofisticadas y grandes avances en la geología petrolera. Es, por tanto, casi inconcebible que haya grandes provincias aún no identificadas, es decir, provincias con un potencial para cubrir la oferta mundial durante más de uno

o dos años”, escribe C. J. Campbell autor del Libro The Comino Oil Crisis (Campbell, 29-XII-1997).

Esto significa, según campbell, que la mayor parte de la oferta futura de petróleo tendrá que obtenerse en cuencas conocidas. La Hipótesis de ese autor es que el máximo nivel de la producción mundial de petróleo convencional se alcanzará hacia fines de la presente década. Después, habrá una declinación continua de la producción. Más allá del año 2050, habrá poco petróleo convencional por explotar en el mundo y las reservas remanentes estarán casi por completo en el Golfo Pérsico.

Un análisis de la consultoría Douglas Wastwood Ltd. Confirma este escenario. Señala que el mundo está reduciendo sus reservas de petróleo convencional a “una tasa sin precedentes” (Douglas, 26 –VIII- 2002). La oferta de petróleo estará limitada por la capacidad global de producción antes del 2010, aun cuando no haya crecimiento de la demanda. El petróleo dejará de ser abundante permanentemente y habrá un desequilibrio entre la oferta y la demanda que se corregirá a un costo, afirma. Ese costo sería la duplicación o triplicación del precio del petróleo, que “ocurrirá más pronto de lo que la mayoría de la gente cree”. Según la visión de Campbell y Douglas – Wetwood, la producción mundial de petrolíferos, que hoy es de 76 millones de b/d, aumentará alrededor de 10 millones de b/d más antes de que esa tendencia de crecimiento se revierta y los volúmenes producidos empiecen a declinar año con año.

El protocolo de UPPSALA es una propuesta del grupo para el estudio del agotamiento de los Hidrocarburos de la Universidad de UPPSALA (Suecia) para gestionar al más que probable declive de la producción mundial de petróleo, dirigido por el profesor Kjell Aleklett y con el apoyo de la Agencia de la Energía de Suecia y de la petrolera Sueca Ludin Petroleum. Partiendo del irremediable agotamiento de las reservas de energía fósil, del acercamiento al punto de máxima producción mundial, de su impacto económico y social y de la necesidad de gestionar adecuadamente una transición hacía otros modelos energéticos, este grupo propone un gran acuerdo global sobre cuatro puntos:

- 1.- Que los países productores acepten una auditoría técnica independiente de sus reservas petrolíferas y que se comprometan a no producir por encima de su tasa de agotamiento

- actual (porcentaje que representa su producción sobre la cantidad de petróleo que se estime les quede por producir).
- 2.- Que los países consumidores adecuen sus importaciones a la producción mundial de petróleo que resulte de mantener constante la tasa de agotamiento global actual.
 - 3.- Mantener los precios del petróleo razonablemente estables en relación a los costos de producción para evitar flujos financieros desestabilizadores para que los países pobres puedan también adquirirlo, y para que no haya quienes puedan aprovecharse de la escasez.
 - 4.- Estimular el desarrollo de energías alternativas que puedan ir supliendo el déficit energético y concienciar a la población de la necesidad de evitar el despilfarro energético y de adecuar nuestro tren de vida a la nueva realidad energética.

Si se aprobara este mecanismo de razonamiento mundial, la producción y el consumo disminuirían paulatinamente (o aumentarían sólo en la medida en que nuevos descubrimientos compensaran el consumo); pero de una forma controlada, previsible y concertada. El consumo energético global podría o no mantenerse en los niveles actuales en función de la capacidad de desarrollar fuentes alternativas. De lo contrario, el mecanismo de precios de mercado no hará sino desencadenar una escalada descontrolada del precio del petróleo que podría desembocar en una serie de acontecimientos geoestratégicos que acaben por desestabilizar todo el entramado económico internacional.

No todos los analistas e instituciones están de acuerdo con el escenario de una grave crisis petrolera por el agotamiento de las reservas mundiales.

En los años setenta se pronosticó que se iba a agotar el petróleo en el mundo y no sucedió. Las crisis petroleras de aquel entonces duraron poco porque se dio el hallazgo de muchos yacimientos gigantes en espera de ser explotados. Hoy, la diferencia es que casi no hay nuevas cuencas petrolíferas que puedan brindar un conjunto de yacimientos gigantes capaces de tener un gran impacto de la situación global.

Si la producción mundial de petróleo convencional empieza a disminuir, “no habrá escasez de combustibles líquidos, porque hay grandes reservas de petróleo no convencional”, asegura la AIE. El petróleo no convencional también se conoce como aceite esquitoso y el petróleo líquido

obtenido de esas rocas se le suele decir aceite sintético. Canadá ya produce volúmenes comerciales de crudo sintético a partir de las arenas bituminosas de la zona de Athabasca, Alberta y Venezuela también tienen enormes reservas potenciales.

Esta visión, sin embargo, es cuestionada seriamente por otros expertos quienes prevén un futuro poco brillante para el petróleo no convencional “Problemas severos, incluyendo la falta de preparación tecnológica, el bajo contenido de energía, las elevadas necesidades de agua y las emisiones de bióxido de carbono y de otros contaminantes, hacen imposible que estos recursos puedan producirse con suficiente celeridad para compensar la declinación del petróleo convencional”, dice un experto (Leach, 2001). La propia AIE, en su prospectiva de 1998, brindó una perspectiva menos optimista para el crudo sintético, al señalar que se requerirán 19 millones de b/d de este tipo de crudo en el año 2020 para poder cubrir la demanda mundial de petróleo, y que era improbable que se alcanzara ese nivel de producción.

Algunos expertos prevén que la tecnología ayudará a evitar o mitigar una escasez futura de petróleo en el mundo. Es el caso de campo petrolero digital del futuro – digital Oil Field of the Future O Doff.- Se trata de un conjunto de tecnologías de información y control, sensores remotos, equipos de perforación inteligentes y otras herramientas muy precisas que pueden ayudar a que las tareas de exploración y producción sean más precisas y productivas. Según Daniel Yergin, el DOFF tiene potencial para elevar las reservas convencionales de petróleo del mundo en alrededor 125,000 millones de barriles, es decir, en alrededor del 10% (Yergin, 2003).

En cuanto a los precios del petróleo, su comportamiento ha sido volátil en las últimas décadas, con períodos de estabilidad que han sido escasos y breves. Productores y consumidores han querido promover un precio idóneo para el petróleo, pero no hay consenso sobre cuál sería ese precio. En el año 2000 la Organización de países exportadores de petróleo (OPEP), es decir Arabia Saudita, Iraq, Irán y los Emiratos del Golfo Pérsico, estableció una banda de precios de entre 22 y 28 dólares por barril, con base en la idea de que dentro de ese rango el precio es aceptable tanto para los productores como para los consumidores.

El equilibrio entre las diversas opciones y fuentes de energía se modificará solo gradualmente en las próximas décadas. Habrá un impulso a las fuentes renovables de energía con

base en el sol, el viento y el agua, pero su participación en la oferta mundial de energía seguirá siendo marginal. La energía nuclear probablemente no volverá a crecer. Se vaticina, sin embargo, que el hidrógeno podría sustituir masivamente a las gasolinas en los vehículos hacia mediados de este siglo, ya que como ventajas es que su combustión no emite contaminante, sino solo vapor de agua. En ese contexto de la ecología global, el consumo masivo del petróleo y de otros combustibles fósiles entraña una variable imprevisible: El cambio climático global, de llegarse a demostrar en forma contundente que la quema de los combustibles fósiles está dañando el planeta y modificando el clima global en forma grave e irreversible, esto podría acelerar los esfuerzos de la humanidad para cambiar al hidrógeno y a otras fuentes de energía limpia. Aun cuando es muy factible que la demanda mundial de petróleo disminuya hacia mediados de este siglo, es probable que su uso se mantenga y hasta crezca en la petroquímica, que algunos expertos han llamado la industria del siglo XXI. Asimismo, los hidrocarburos podrían ser la base para producir hidrógeno masivamente y para todo tipo de avances científicos novedosos.

2.2.3 SEPARACIÓN DEL PETRÓLEO EN SUS FRACCIONES.

La separación en diferentes fracciones del petróleo, sucede con el calentamiento, a medida de que sube la temperatura, los compuestos con menos átomos de carbono en sus moléculas (y que son gaseosos) se desprenden fácilmente; después los compuestos líquidos se vaporizan y también se separan, y así, sucesivamente, se obtienen las diferentes fracciones (Chow, S. 1998).

Continúa Chow, en las refinerías petroleras, estas separaciones se efectúan en las torres de fraccionamiento o de destilación primaria. Al calentar el crudo a 400 °C para que entre vaporizado a la torre de destilación, los vapores suben a través de piso o compartimientos que impiden el paso de los líquidos de un nivel a otro, al ascender los vapores se van enfriando. Este enfriamiento da lugar a que cada uno de los pisos se vaya condensando en distintas fracciones, cada una de las cuales posee una temperatura específica de licuefacción. Los primeros vapores que se licuan son los del gasóleo pesado a 300 °C aproximadamente, después el gasóleo ligero a 200 °C ; a continuación, la kerosina a 175 °C, la nafta y por último , la gasolina y los gases combustibles que salen de la torre de fraccionamiento todavía en forma de vapor a 100 °C. Esta última fracción se envía a otra torre de destilación en donde se separan los gases de la gasolina.

Para poder recuperar más combustibles de los residuos de la destilación primaria es necesario pasarlos por otra torre de fraccionamiento que trabaje a alto vacío, o sea a presiones inferiores a la atmosférica para evitar su descomposición térmica, ya que los hidrocarburos se destilarán a más baja temperatura. En la torre de vacío se obtienen sólo dos fracciones, una de destilados y otra de residuos. De acuerdo con el tipo de crudo que se esté procesando, la primera fracción es la que contiene los hidrocarburos que constituyen los aceites lubricantes y las parafinas, y los residuos son los que tienen los asfaltos y el combustóleo pesado. En el cuadro 3 describe aproximadamente el número de átomos de carbono que contienen las diferentes fracciones.

CUADRO 3	
Mezcla de hidrocarburos obtenidos de la destilación fraccionada del petróleo.	
FRACCION	NÚMERO DE ÁTOMOS DE C POR MOLÉCULA
Gas inconfensable	$C_1 - C_2$
Gas Licuado (L.P.)	$C_3 - C_4$
Gasolina	$C_5 - C_9$
Kerosina	$C_{10} - C_{14}$
Gasóleo	$C_{15} - C_{23}$
Lubricantes y Parafinas	$C_{20} - C_{35}$
Combustóleo Pesado	$C_{25} - C_{35}$
Asfaltos	$C_7 - C_{39}$

En este cuadro incluimos los gases incondensables y el gas licuado (LP) por que se encuentran disueltos en el crudo que entra a la destilación primaria de los gases incondensables el metano es el hidrocarburo más ligero, pues contiene solo un átomo de carbono y cuatro de hidrógeno. El que sigue es el Etano, que está compuesto por dos de carbono y seis de hidrógeno. El gas LP es el combustible que se distribuye en cilindros y tanques estacionarios para casas y edificios, que está formado por hidrocarburos de tres y cuatro átomos de carbono denominados propano y butano respectivamente.

La siguiente fracción está constituida por la gasolina virgen, que se compone de hidrocarburos de cuatro a nueve átomos de carbono, la mayoría de cuyas moléculas están distribuidas en forma lineal, mientras que otros forman ciclos de cinco y seis átomos de carbono. A este tipo de compuestos se les llama parafínicos y cicloparafínicos respectivamente.

La fracción que contiene de 10 a 14 átomos de carbono tiene una temperatura de ebullición de 174° a 288° C, que corresponde a la fracción denominada Kerosina, de la cual se extrae el combustible de los aviones de turbina llamado turbosina.

La última fracción que se destila de la torre primaria es el gasóleo, que tiene un intervalo de ebullición de 250° a 310° C y contiene de 15 a 18 átomos de carbono. De aquí se obtiene el combustible Diesel, que sirve para los vehículos que usan motores diesel como los tractores, locomotoras, camiones, trailers y barcos.

De los destilados obtenidos al vacío, aquellos que por sus características no se destinen a lubricantes se usarán como materia prima para convertirlos en combustibles ligeros como el gas licuado, la gasolina de alto octano, el diesel, la kerosina y el gasóleo. El residuo de vacío contiene la fracción de los combustóleos pesados que se usan en las calderas de las termoeléctricas.

La cantidad de gasolina virgen obtenida depende del tipo de petróleo crudo (pesado o ligero), ya que en cada caso el porcentaje de esta fracción es variable. La gasolina es el combustible que tiene mayor demanda, por lo tanto, la cantidad de gasolina natural que se obtiene de cada barril siempre es insuficiente; aun cuando se destilen crudo ligeros, que llegan a tener hasta 30% de este producto. Además, las características de esta gasolina no llenan las especificaciones de octanaje necesarias para los motores de los automóviles.

2.2.4 MERCADO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO

2.2.4.1 Oferta Mundial.

En el período 2000 – 2004 la oferta mundial de petróleo registro una tasa de crecimiento promedio anual de 1.77 por ciento; pasando de una oferta total de 77.48 millones de barriles diarios (mbd) en 2000 a 82.97 mbd promedio anual en 2004, esta última, fue ligeramente superior a los 82.70 mbd que había estimado la Energy Information Administration de Estados Unidos (EIA) para este año.

Para amortiguar la tendencia ascendente en los precios del petróleo la mayoría de los principales países productores decidieron aumentar sus niveles de oferta durante el primer trimestre de 2005, lo que permitió que la oferta mundial de petróleo aumentara 2.05 por ciento en ese

trimestre comparado con igual período de 2004, pasando de 82.28 mbd a 83.97 mbd. La EIA estima que para 2005 la oferta mundial se ubique en 84.15 mbd promedio, lo que significaría un crecimiento anual de 1.42 por ciento respecto al observado en 2004 la mayor oferta de petróleo en el primer trimestre de 2005 fue resultado del aumento de la oferta por parte Estados Unidos en 0.90 por ciento respecto a igual trimestre del año pasado, mientras que Rusia aumentó su oferta petrolera en 1.00 por ciento y China la aumentó en 2.24 por ciento, lo anterior no obstante las reducciones temporales en la producción petrolera durante enero y febrero de 2005 por otra parte de los principales países productores no miembros de la OPEP, ésta última aumento su oferta de petróleo en 3.20 por ciento promedio en el primer trimestre del año comparado con igual trimestre del año pasado.

2.2.4.2 Demanda Mundial

En el período 2000 – 2004 la demanda mundial de petróleo registró una tasa de crecimiento promedio anual de 1.84 por ciento, pasando de una demanda promedio total de 76.96 millones de barriles diarios (mbd) en 2000 a 82.63 mbd promedio anual en 2004, esta última cifra resulto inferior en casi 100 mil barriles diarios a la que tenía prevista la EIA para este año.

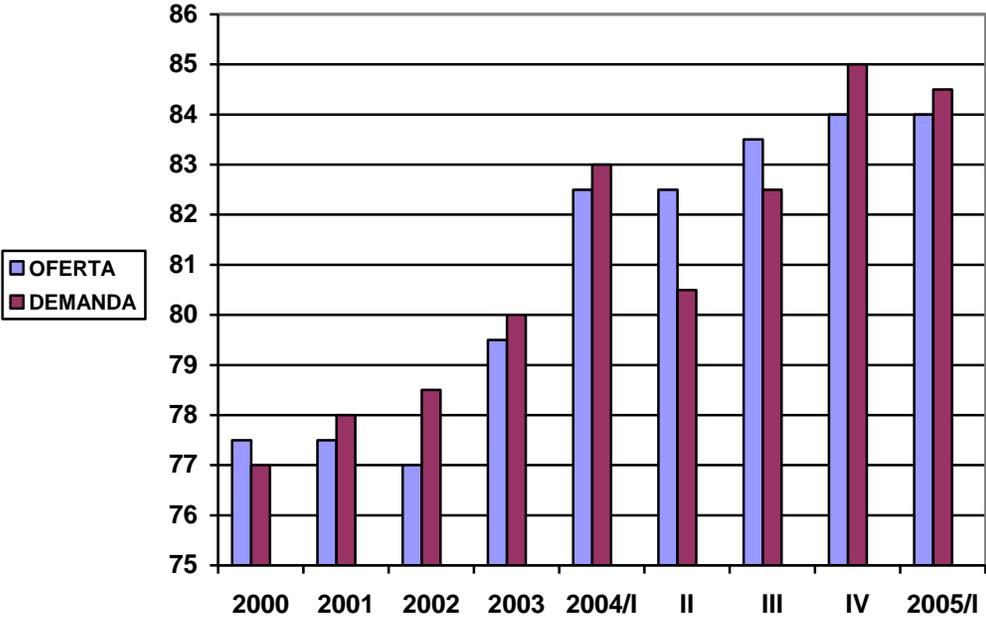
El crecimiento de la demanda mundial de petróleo en dicho período fue resultado, en parte, por la creciente demanda petrolera de China que registró tasas de crecimiento promedio anual en el período 2000 – 2004 de 10.10, 2.50, 4.87, 7.55 y 19.46 por ciento, respectivamente, pasando de demandar 4.80 mbd en 2000 a 6.63 mbd promedio anual en 2004.

La creciente demanda de petróleo por parte de China le ha llevado de representar el 3.50 por ciento del consumo total mundial en 1990 al 8.02 por ciento en 2004, superando ya a Japón, que había sido el segundo consumidor mundial de petróleo después de Estados Unidos. La demanda de China, según la EIA, crecerá en 2005 en 7.70 por ciento, tasa de crecimiento muy superior a la mayoría de los principales consumidores de petróleo en el mundo.

En el primer trimestre de 2005 la demanda mundial de petróleo ascendió a 84.11 mbd, superior en 1.95 por ciento a la observada en igual trimestre de 2004.

Al respecto, el informe de Marzo de 2005 de la EIA de Estados Unidos, señala que una de las principales causa de este fenómeno fue la fortaleza de la demanda petrolera de países como Estados Unidos y China, que refleja a su vez, el dinamismo de sus respectivas económicas en este primer trimestre del año, además de las bajas temperaturas que prevalecieron durante casi todo el invierno en el Hemisferio Norte y que estuvieron por arriba de lo que originalmente se esperaba.

GRAFICA 1
Oferta y Demanda Mundial período 2000 – 2005/I
 (Millones de Barriles Diarios, promedio)



Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la BA.

2.2.4.3 Inventarios Mundiales.

En el período 2000 – 2004 el total de inventarios de los países miembros de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) se incrementó marginalmente de 3,793 millones de barriles al cierre de 2000 a 4,011 millones de barriles de 2004, lo que significó una variación de 5.74 por ciento en dicho período (Ver Cuadros).

Con información preliminar del Monthly Oil Market Report, en el primer trimestre de 2005 los inventarios de petróleo de los países de la OCDE ascendieron a 3,996 millones de barriles, 2.93 por ciento por arriba de los inventarios que se tenían en aquel trimestre de 2004. Particularmente, Estados Unidos incrementó considerablemente sus inventarios en dicho período, mostrando un incremento un crecimiento de 5.49 por ciento, ya que mientras en el primer trimestre de 2004 sus inventarios ascendieron a 1,566 mb (914 mb de reservas comerciales y 652 mb de reservas estratégicas), al primer trimestre de 2005 ascendieron a 1,652 millones de barriles (958 mb de reservas comerciales y 694 mb de reservas estratégicas).

El total de inventarios mundiales al cierre del primer trimestre de 2005 ascendieron a 5,228 millones de barriles de los cuales 3,996 el 76.43 por ciento, correspondió a los países de OCDE

2.2.4.4 Precios

En el período enero – marzo de 2005, de acuerdo con datos preliminares de la EIA de Estados Unidos, los precios del petróleo en los mercados internacionales alcanzaron máximos históricos. En dicho trimestre, la cotización promedio del crudo West Texas Intermediate (WTI) fue de 49.86 dólares por barril (dpb) 41.59 por ciento superior al precio promedio de igual trimestre de 2004, el Brent del Mar de Norte alcanzó un precio promedio 47.65 dpb, 49.14 por ciento superior al observado en igual lapso del año anterior, mientras que el precio promedio de la mezcla mexicana de exportación alcanzó un precio promedio de 34.08 dpb, cifra 27.35 por ciento superior a la de igual trimestre de 2004 (ver cuadro #6).

Históricamente el precio del crudo mexicano ha demostrado una tendencia similar a la que observan los principales crudos de referencia internacional (Brent y WTI), los cuales a su vez responden tanto a factores de mercado, como a factores coyunturales geopolíticos y climáticos que inciden en los precios finales y que en ocasiones tienen mayor peso que los propios factores del mercado.

La tendencia creciente de los precios de los hidrocarburos durante los primeros tres meses de 2005 se explica en parte por factores estacionales climatológicos, ya que se mantuvieron bajas temperaturas en gran parte del Hemisferio Norte durante casi todo el invierno.

Sin embargo, el Informe Mensual de marzo de la EIA de Estados Unidos, señala como principal causa de los recientes incrementos en los precios de los hidrocarburos, la mayor demanda mundial, principalmente de Estados Unidos y China y que no ha logrado compensarse con una mayor oferta que permita estabilizar los precios, además de las reducciones temporales en la producción de crudo en el primer bimestre del año por parte de diversos países no miembros de la Organización de Países Exportadores del petróleo (OPEP) de los Estados Unidos, Canadá y Rusia, entre otros (Ver cuadro 6)

CUADRO 5										
Inventarios Petroleros a Fin de Período, 2000 – 2005/I										
(millones de barriles)										
	2000	2001	2002	2003	2004				5005 p/ var %	
					I	II	III	IV	I	04-1/05-1
Paises de l OCDE										
Estados Unidos	1,468	1,586	1,548	1,568	1,566	1,629	1,643	1,645	1,652	5.5
Comercial	927	1,036	949	930	914	966	973	969	958	4.8
Estratégica	541	550	599	638	652	662	670	676	694	6.4
Territorios de EUA	19	18	15	17	17	17	16	16	17	0.0
Canadá	144	156	155	175	170	169	179	186	175	2.9
México	48	47	47	39	39	40	41	41	40	2.6
Australia y Nueva Zelanda	51	46	44	40	41	43	41	41	41	0.0
Japón	634	634	615	636	614	622	632	635	624	1.6
Corea del Sur	140	143	140	155	143	153	152	149	145	1.4
Francia	170	165	175	185	176	1784	189	186	178	1.1
Alemania	272	273	253	273	270	267	264	267	272	0.7
Italia	140	134	138	135	136	135	139	136	138	1.5
Reino Unido	100	116	105	102	101	98	98	99	103	2.0
Otros países Europeos de la OCDE	609	593	580	600	608	610	618	609	615	1.2
Total OCDE	3,793	3,912	3,815	3,925	3,882	3,964	4,012	4,011	3,996	2.9
Inventarios para Exportación	1.080	1,030	1,045	1,105	1,120	1,135	1,170	1,165	1,137	1.5
Otros inventarios	93	93	91	95	95	95	95	95	95	0.0
Total inventarios	4,966	5,035	4,951	5,125	5,097	5,194	5,277	5,271	5,228	2,6

p/ Datos preliminares
Fuente: Elaborado por el Centro de Estudios de la Finanzas Públicas de la H. Cámara de Diputados, con datos de la Energy Information of USA, Internacional Petroleum Monthly, April 2

Por su parte, la correduría Goldman & Sanchs señaló en su informe mensual de marzo pasado (2005) que el mercado mundial de petróleo es probable que este entrando en una fase de precios al alza de largo plazo debido, entre otros factores, a la incapacidad de la oferta para satisfacer la creciente demanda, principalmente de aquellos países que mantienen su tendencia de

crecimiento sostenida como Estados Unidos y China. En su informe, esta Correduría pronostica que los precios del crudo podrían superar los 100 dpb en caso de una interrupción significativa de la oferta.

CUADRO 6						
PRECIOS INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO, 2000 – 2005/1						
(promedio en Dólares por Barril)						
Años	TIPOS DE PETRÓLEO					
	WTI ¹	BRENT ²	MEZCLA México	ISTMO	MAYA	OLMECA
2000	30.31	28.63	24.62	27.67	22.81	28.94
I	28.81	26.85	24.36	26.44	22.61	27.77
II	27.98	26.37	24.44	26.71	22.94	27.96
III	31.06	30.29	26.30	29.77	24.46	30.77
IV	31.96	29.59	23.46	27.74	21.46	29.31
2001	25.29	23.98	18.57	22.23	17.15	23.93
I	28.77	25.85	19.62	23.71	17.81	25.52
II	27.94	27.26	19.85	24.20	18.06	26.07
III	26.58	25.26	19.90	23.16	18.82	24.68
IV	20.37	19.29	14.92	17.56	13.96	18.86
2002	26.16	25.01	21.53	23.63	20.90	24.87
I	21.62	21.19	17.05	20.39	16.24	20.76
II	26.24	25.06	22.34	24.59	21.80	25.06
III	28.31	26.97	23.95	26.23	23.38	26.97
IV	28.17	26.71	22.77	25.29	22.04	26.90
2003	31.03	28.89	24.77	27.99	24.13	29.32
I	34.03	31.49	26.68	29.94	25.91	31.82
II	28.93	26.13	22.60	24.95	21.98	27.12
III	30.18	28.45	24.68	29.26	24.20	28.59
IV	31.15	29.43	25.01	28.45	24.25	29.78
2004	41.38	38.20	31.01	38.33	29.76	39.34
I	35.21	31.95	26.76	30.63	25.81	33.21
II	38.32	35.43	30.17	34.26	29.36	36.59
III	43.84	41.42	33.48	39.39	32.18	42.10
IV	48.13	43.98	33.26	40.23	31.39	45.25
2005						
I	49.86	47.65	34.08	41.23	31.71	45.97
ENE	46.93	44.35	31.17	39.82	29.41	44.29
FEB	48.19	45.41	33.04	40.63	31.36	45.06
MAR	54.46	53.19	38.02	43.25	34.36	48.55
VAR %	41.59	49.15	27.37	34.61	22.48	38.44
04-1/05-1						
P/ CIFRAS PRELIMINARES						
WTI : West Texas Intermediate						
BRENT: Mar del Norte.						
Fuente: Elaborado por el Centro de Estudios de la Finanzas Públicas de la H. Cámara de Diputados, con datos de la Secretaría de Energía Agencia Internacional de Energía CELAD y PEMEX Information of USA, Internacional						

La EIA estima para el cierre de 2005 un precio promedio anual de 47.20 dpb para el petróleo de referencia WTI, es decir, 5.82 dpb superior al promedio anual del precio para dicho crudo en 2004 o sea 14.06 por ciento; lo que significa que para los próximos meses la EIA espera un menor precio del crudo considerando que al cierre del primer trimestre del año, el precio del WTI promedio 49.86 dpb es decir, 2.66 dpb superior al esperado por la EIA. Sin embargo, el precio estimado actualmente por la EIA para 2005, es considerablemente superior al que había estimado el año pasado de 38.25 dpb para 2005.

Por su parte, los mercados a futuro indican que los precios se mantendrán altos en el corto y mediano plazos, por ejemplo en el New York Mercantile Exchange hasta el cierre de marzo todos los contratos referenciados al WTI para entrega durante 2005 se cotizaban por arriba de los 50.00 dpb.

Los precios de los futuros nos indican que sólo se presentarán disminuciones en los precios hasta 2006, pero incluso los contratos a cinco años consideran un precio por arriba de los 45.00 dpb para el caso del WTI.

2.3 EL PETRÓLEO EN MÉXICO

2.3.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS.

Durante la época precortesiana, las tribus que habitaron el territorio mexicano utilizaron el petróleo como material de construcción, medicina, pegamento, impermeabilizantes y como incienso para sus ritos religiosos. Algunas tribus que habitaron las costas mexicanas lo masticaban para limpiar y blanquear la dentadura.

En 1862, el ingeniero de minas Antonio del Castillo llevó a cabo una perforación en un lugar cercano al cerro del Tepeyac de la cual brotó agua mezclada con petróleo en cantidades abundantes. Un año más tarde, el sacerdote e historiador Manuel Gil y Sáenz, encontró lo que él llamó Minas de Petróleo de San Francisco, cerca de Tepetitlan, en el estado de Tabasco.

En 1865, el emperador Maximiliano otorgó a mexicanos 38 concesiones petroleras en Tabasco, el Norte de Veracruz, el Sur de Tamaulipas, Tenancingo en el Estado de México, La zona del Istmo y las regiones de Puebla, cercanas a la Huasteca. Rigiéndose por las reales ordenanzas en materia de concesiones, el reglamento reafirmaba el concepto de propiedad eminenta sobre el subsuelo en ellas se mencionaba el Butún, el petróleo, y el carbón de piedra. Henry Clay Pierce, quién había llegado a México desde 1870 buscando un mercado para la kerosina, construyó en 1887 una planta de refinación en Tampico, la Waters Pierce Oil Co., con el propósito de importar petróleo de los Estados Unidos y refinarlo, principalmente para satisfacer la demanda de los ferrocarriles.

El código de minas de los Estados Unidos Mexicanos, promulgado en 1884 durante el gobierno de Manuel González, derogaba las ordenanzas de minería de 1783, así como las demás leyes, decretos y disposiciones del régimen colonial de la federación, de los estados o territorios sobre el ramo de minería. El código de 1884 significó una ruptura con la tradición hispano-mexicana relativa a la propiedad del subsuelo, pues en su artículo 10° estableció que el dueño de la superficie también lo era de las sustancias que yacen en el subsuelo, incluyendo el petróleo: Pudiéndose, por tanto, explotar y aprovechar sin que fuese necesario el denuncia ni la adjudicación especial concedida por el Estado Mexicano.

Criterio semejante predominó en el segundo Código Minero de la República, promulgado en 1892, en el que si bien no se reconocía explícitamente al dueño de la superficie la propiedad de los hidrocarburos, señalaba en su Artículo 4°. Que todo tipo de combustibles minerales, petróleo y aguas minerales podían ser explotados libremente sin necesidad de obtener concesión especial.

La primera Ley del Petróleo promulgada en 1901 se estableció que los permisos podían concederse a particulares o a compañías debidamente organizadas y sólo durarían un año improrrogable. Los permisos para exploraciones causarían un derecho de cinco centavos por hectárea, que se haría efectivo con estampillas, y los particulares o compañías que al amparo de permisos concedidos por la Secretaría de Fomento descubrieran manantiales o depósitos de petróleo o carburos gaseosos de hidrógeno deberían avisar a dicha Secretaría para que les fuera extendida una patente que tendría una duración de diez años y en virtud de la cual habrían de explotar las

fuentes o depósitos descubiertos. Terminado el plazo de la patente, cesarían las franquicias y concesiones otorgadas a los explotadores, así como las obligaciones contraídas en esta Ley.

2.3.2 El inicio de la Industria

En 1900, el empresario norteamericano Edward L. Doheny llegó a México y adquirió una superficie de 113 hectáreas de tierras petroleras en el Distrito de El Ebano, el 20 de diciembre de ese año, fundó la Mexican Petroleum Company, empresa que fue registrada en los Estados Unidos; con lo que garantizaba protección de su gobierno en caso de presentarse algún problema que requiriera la intervención diplomática.

La Mexican Petroleum Co. Empezó a perforar el primer pozo el 1° de abril de 1901 en el Ebano; así transcurrieron los años de 1901, 1902 y 1903, durante los cuales se perforaron 19 pozos sin haber alcanzado más resultados que indicios de petróleo o gas en unos, completamente secos en otros y, en algunos una cantidad de petróleo espeso que brotaba en pequeñas cantidades o se juntaba en el interior de los pozos pero que no alcanzaba a brotar.

Doheny en sociedad con C.A. Confield, muy apesarados y con problemas financieros en diciembre de 1903 les recomendaron los expertos que el mejor sitio para encontrar petróleo era el cerro de la Paz y el 3 de abril de 1904, tres meses después de haber sido localizado, el pozo La Paz No. 1 lanzaba un chorro de petróleo de 15 metros de altura. Desde entonces y por varios años, el pozo cuya profundidad era de 1650 pies, produjo 1500 barriles diarios.

Este primer logro iniciaba para Doheny y Canfield un negocio que comprendía la exploración, explotación y la comercialización del petróleo.

Las características del crudo explotado por la Mexican Petroleum Co. (denso, de bajo contenido en esencias y alta proporción de asfalto) limitaron su uso a la producción de Kerosina y lubricantes si se le destilaba, y como combustible en estado natural. La mexicana Petroleum Co., instaló en el Ébano una pequeña planta de destilación y fundó la compañía mexicana de asfalto y construcción, empresa que pavimentó la calle de la capital de la República, Tampico, Veracruz, Guadalajara, Puebla, Monterrey, Chihuahua, y de algunas ciudades de Estados Unidos.

En 1905, el congreso de la Unión aprobó un proyecto de Porfirio Díaz, en el que aprobaba los contratos para que la compañía Pearson and Son se hiciera cargo de la exploración y explotación de los criaderos de petróleo existentes en el subsuelo de lagos y lagunas y terrenos baldíos nacionales, ubicados en los estados de Veracruz, Tabasco, Campeche, San Luis Potosí y Tamaulipas. Con el paquete de facilidades que armó el presidente Díaz para impulsar la actividad petrolera, los inversionistas extranjeros tuvieron a su disposición un instrumento formidable para hacer negocios, con amplias franquicias y ventajosas condiciones, que durante los diez primeros años, el único impuesto a pagar era el timbre.

En febrero de 1907, Doheny Yaen Franco Ascenso, le permitió organizar otra compañía, la Huasteca Petroleum Company, subsidiaria de la Mexican. La magnitud de los yacimientos que explotaba la Pearson se hizo evidente, cuando a principios de julio de 1908, brotó inesperadamente una gran cantidad de petróleo que se incendió en el lote número 59 de la Hacienda de San Diego de la Mar, ubicado aproximadamente 80 kilómetros al sur del Puerto de Tampico, este fue el primer accidente de grandes dimensiones registrado en la industria petrolera mexicana.

Esta enorme conflagración duró 57 días, el 30 de agosto el incendio terminaba con el casi total agotamiento del petróleo sustituido por gran cantidad de agua salada y de vapores blancos cargados de gases, especialmente ácido carbónico e hidrógeno sulfurado, que brotaban con intermitencias y mezclados con abundantes lodos. Pearson aprovechó el desafortunado suceso para hacer propaganda a la Compañía de Petróleo El Águila, S. A. fundándola el 31 de agosto, un día después de apagarse el incendio.

En 1910 llegaron a Tampico dos grandes empresas internacionales: La Standard Oil Co., de John D. Rockefeller, y la Royal Dutch Shell, que había sido creada en 1907 por un consorcio de holandeses e ingleses.

El petróleo que extrajo de los campos mexicanos durante la primera década del siglo, provino principalmente del Ébano de 1901 – 1903. Entre 1904 y 1906 se elevó a más de medio millón de barriles procedentes de La Paz. En 1907 rebaso esa cantidad, pues además de los grandes yacimientos se explotaron pozos en las regiones del Istmo y Papantla.

(Ver cuadro siguiente).

2.3.3 La Época Revolucionaria

La segunda década del siglo y los primeros años de la tercera, fueron de particular significación para la industria petrolera, porque en medio de la turbulencia revolucionaria, el estado intentó regular la explotación del crudo, justamente cuando la extracción del petróleo por parte de las compañías alcanzó un éxito insospechado (1910 – 1922), por lo que este período bien puede denominarse “edad dorada” de la industria petrolera en México.

El descubrimiento de pozos excepcionalmente ricos no dejó lugar a dudas sobre la capacidad productiva de nuestro país. El incremento de la producción no fue afectado por la lucha revolucionaria que entonces se dio en México, pues las regiones petroleras estaban debilitadas y, en la mayoría de los casos, distantes de los campos de batalla. Por ello, cuando estalló la Primera Guerra Mundial, en 1914 y se inició la fabricación de automóviles en serie, los yacimientos mexicanos pudieron satisfacer la creciente demanda mundial de hidrocarburos, con lo que nuestro país llegó a ocupar un importante sitio entre los países productores de petróleo.

A lo largo de la primera década del siglo, se fueron definiendo las regiones petroleras en México. La abundancia de Chapopote en la llamada Llanura Costeña, faja de entre 30 y 100 kilómetros que bordea al Golfo, entre las faldas de la Sierra Madre Oriental y el mar, y que se extiende desde el estado de Tamaulipas en el norte, hasta el estado de Yucatán hacia el Sur, provocó que en esa región se concentrarán las primeras actividades de la industria, pues las compañías se guiaban generalmente por las manifestaciones superficiales del crudo.

Cuando Francisco I. Madero ocupó la presidencia no pretendió cambios radicales; consideró conveniente llevar a cabo ciertas modificaciones tributarias y jurídicas con el fin de que el país se beneficiara.

Madero dio instrucciones a la Secretaria de Fomento para que efectuara una inspección que tendría varias finalidades: Resolver con equidad las diferencias entre las compañías y los propietarios de terrenos petrolíferos, y establecer disposiciones que previniesen accidentes que pudieran perjudicar al comercio y la agricultura, así como fijar un impuesto federal. Por último se

estudiaría el desarrollo mundial de la industria con el propósito de normar las actividades de las empresas hasta donde lo permitiera las facultades del gobierno.

El 3 de junio de 1912 el Presidente expidió un decreto que establecía un impuesto especial del timbre de veinte centavos por tonelada (diez centavos de dólar) sobre el petróleo crudo de producción nacional. A continuación, Madero ordenó que se efectuara un registro de las compañías que operaban en el país. Esto terminó por causar incertidumbre en ingleses y norteamericanos, temerosos de que la revolución fuese a recuperar el petróleo para México. Tras un golpe militar, el General Victoriano Huerta aprehendió a Madero y Pino Suárez el 18 de febrero y asumió el 19 de febrero de 1913 al gobierno interino, cuyo uno de sus objetivos principales sería la convocatoria a elecciones.

Los asesinatos de Madero y Pino Suárez, ocurridos el 22 de febrero, fueron prueba palpable de la ruptura del orden legal, por lo que un grupo de jefes con mando de fuerzas constitucionalistas suscribió en marzo del 1913 el Plan de Guadalupe que confirió a Venustiano Carranza la jefatura del movimiento cuyo objetivo era derrocar al gobierno usurpador.

El presidente norteamericano Woodrow Wilson, no había reconocido al gobierno Huerta y ante presiones de los constitucionalistas y de las naciones del mundo el 15 de julio de 1914 renunció a la Presidencia de México.

Ya como primer jefe, Carranza recibió el apoyo de individuos pertenecientes a las clases medias, también dispuestas a adoptar medidas, aunque más radicales, para llevar adelante las reformas que la Nación reclamaba.

Se unieron también al grupo constitucionalista intelectuales como Luis Cabrera, Isidro Fabela y Pastor Robáis, quienes introdujeron en el Carrancismo demandas a favor de la Reforma Agraria y el reconocimiento de los derechos obreros. La Comisión Técnica del Petróleo, creada por acuerdo del primer jefe el 19 de marzo de 1915 con la finalidad de que se emprendiese “Una investigación completa sobre todo lo que concierne a la industria del petróleo en la República y sus relaciones con el gobierno”, y propusiera “Las leyes y reglamentos necesarios para el desarrollo de la industria”.

La comisión Técnica dependería de la Dirección de Minas y Petróleo de la Secretaría de Fomento, Terminaría por convertirse en el departamento del petróleo y fue la piedra de toque de la política petrolera de Carranza, su primer Presidente fue Pastor Robáis, quien impulsó todos los proyectos y estudios hasta abril de 1917.

En 1916 el departamento del petróleo levantó un primer registro de compañías, encontró que entre las primeras 287 registradas poseían un total de 2139 489 hectáreas en propiedad o bajo contrato. De este número, 17 compañías constituían 9 grupos (casi todas de capital extranjero), controlaban 1678 826 hectáreas, es decir el 78% del total de los terrenos. El restante 22% (460 663 Hectáreas) se repartía entre 270 compañías. Esta última cifra resulta más elocuente cuando se compara con las 564 095 hectáreas de El Águila, que encabezaba la lista, o las 408 385 de la Corona, segunda en el listado de propietarias.

Respecto a la inversión extranjera en la industria del petróleo, Carlos Díaz Dufoo cita el cálculo aproximado de la Geological Survey

La constitución de 1917 afianzo, en favor de la nación, la propiedad de la tierra y los recursos naturales; Carranza se atrincheró en el Artículo 27 y con su apoyo sostuvo las fuertes embestidas del poderoso capital extranjero.

En 1918 Carranza lanzó el decreto del 27 de febrero, que creaba un impuesto sobre los terrenos petroleros y los contratos por los que se arrendaban estos terrenos. Las compañías trabajaban fuera de control negándose a cubrir sus impuestos vencidos, por lo que se suspendieron los embarques de petróleo. Carranza explicó a los representantes diplomáticos, que la única determinación en esos días había sido la suspensión de obras no autorizadas, y que los pozos de producción seguían trabajando.

La segunda década del siglo, caracterizada por el vigoroso rictus revolucionario, fue también una época de febril actividad petrolera. La industria del hidrocarburo tuvo una trayectoria en crescendo hasta llegar en 1921, a una producción de crudo de poco más de 193 millones de barriles, alcance que colocó a México como segundo productor mundial.

Tal apogeo fue posible gracias al descubrimiento de lo que se llamó la Faja de Oro, una zona de yacimientos terrestres localizados bajo la Planicie Costera del Golfo de México, en el estado de Veracruz, extendidos también hacía Tamaulipas.

El decaimiento productivo de la Faja de Oro empezó a fines de 1921 por agotamiento de los pozos, incendios y por la invasión de agua salada en algunos de estos pozos. En 1922 la producción descendió a 182 millones de barriles y continuó hasta llegar a tan solo 32 millones en 1932. Lo que había provocado esta merma petrolífera había sido la explotación irracional, tremenda ávida de las compañías, que habían succionado el hidrocarburo por todos lados para la exportación.

2.3.4 Inicia el Sindicalismo

Hacia 1915, los obreros de algunas empresas se levantaron en huelga demandando incrementos de sueldos y otras mejoras. Fue el caso de las instalaciones de la Standard Oil Co., La Huasteca Petroleum y El Águila en la zona de Tampico en mayo y junio de 1915. El intento de formar un frente solidario de los obreros del petróleo de la región, fracasó debido a que las compañías consiguieron mantener sus operaciones básicas empleando técnicos extranjeros y los obreros se vieron obligados a volver a sus labores ante la imposibilidad de resistir sin cobrar sus sueldos.

Hacia 1919 se habían formado las primeras agrupaciones laborales de la industria petrolera, los obreros unidos de la Transcontinental Oil Co. Se crearon además organizaciones en las compañías Texas y Pierce, y en las refinerías de El águila en la zona de Tampico.

En 1921 estallo una huelga en la región norte de Veracruz en la que los paristas protestaban contra el despido de muchos compañeros y la contratación de algunos técnicos extranjeros para sustituir a los desempleados. No se logró mucho en este primer intento, los obreros se vieron obligados a volver a sus labores ante la imposibilidad de resistir sin cobrar sus sueldos.

El 22 de marzo de 1924 estalló la huelga del sindicato de la refinería de El Águila en Tampico, que se había formado apenas en diciembre del año anterior. La razón principal de este levantamiento era el despido de numerosos trabajadores de la planta, aunque también se pedían

mayores salarios y mejores condiciones de trabajo. Personalidades políticas de la región como Emilio Portes Gil, procuraron conciliar las posiciones de las partes en conflicto, lo mismo que la Confederación Regional Obrera Mexicana (CROM) fundada en 1919, que trataba de ganar simpatías entre los obreros de la Región del Golfo. La huelga terminó en junio con un arreglo que si bien impuso a El Águila la obligación de indemnizar a los obreros que despidiera (sin causa justificada), no satisfizo enteramente las demandas obreras.

El decaimiento de las zonas petroleras perjudicó a los trabajadores, sobre todo, por la vía del desempleo. A mediados de 1927 fueron cesados la mitad de los trabajadores de la Huasteca Petroleum, y al mitad de los operario de la refinería de la Transcontinental; todas las operaciones de la Texas Oil fueron cerradas temporalmente y en la Cuenca del Panuco, ni siquiera los técnicos Estadounidenses estaban seguros en sus puestos.

El trabajador petrolero en México estaba sometido a una fuerte explotación, su sueldo promedio equivalía a una cuarta parte de lo que se pagaba a los obreros de la misma industria en los Estados Unidos.

El terreno que iba ganado el sindicalismo, a pesar de sus tropiezos, hizo prosperar una voluntad de unificación entre las fuerzas sindicales petroleras. Los intentos por superar la atomización sindical al principio resultaron poco afortunados. Entre ellos destaca la creación de la Federación de Sindicatos de Trabajadores de la Industria del Petróleo y sus Derivados que en abril de 1934 obtuvo su registro oficial. Aunque la federación terminó disolviéndose en mayo de 1936, constituyó en los años treinta el primer intento de establecer una alianza amplia e institucional entre los obreros del petróleo.

Durante 1935, el proyecto del Sindicato Nacional de la Industria Petrolera iba cobrando forma la Federación se languidecía, por fin llegó a su consolidación el 16 de agosto de 1935 como el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana.

2.3.5 La Huelga y el Conflicto.

En 1934, los trabajadores, una vez más, pusieron las banderas rojinegras ante las puertas de “El Águila” planteando nuevas condiciones de trabajo. El 3 de noviembre de 1936 se envió a una de las 17 compañías petroleras y navieras una copia de ese proyecto llamado “Contrato Colectivo de Aplicación General”, días después el sindicato advertía a las empresas de un emplazamiento a huelga si no aceptaban negociaciones sobre las bases de este proyecto.

El documento elaborado por el sindicato era riguroso y exigente y recibió una concertada negativa por parte de los empresarios, que también tenían su propuesta. El desacuerdo fue rotundo por que la contrapropuesta empresarial estaba lejos de armonizar con las peticiones sindicales; más bien, desafiaban groseramente la imposibilidad de un acuerdo hizo que se solicitara, entonces; la intervención del presidente Lázaro Cárdenas para conciliar intereses.

Cárdenas dio instrucciones al Jefe del Departamento del Trabajo para que hablara con los representantes de ambos lados y se evitara la huelga. Las conversaciones no caminaron en la dirección de algún arreglo y pronto se rompieron las formas de cortecía, para dar lugar a las inculpaciones y a enfrentamientos verbales. Los trabajadores sostenían que los empresarios los animaba un espíritu contrario a todo acuerdo para un mejoramiento efectivo de las condiciones de trabajo.

Dos veces más habría de intervenir el presidente Cárdenas en busca de la conciliación, antes de que la huelga estallase el 28 de mayo de 1937.

La huelga petrolera que duró doce días, hizo evidente la importancia que tenía el petróleo en la vida del país; pronto las calles se vieron semi desiertas al dejar de circular los vehículos por falta de combustible.

Cuando la junta de Conciliación y Arbitraje declaró la existencia de la huelga, las compañías petroleras reclamaron ante la Suprema Corte de Justicia, no obstante, la decisión estaba tomada y no cabía, en este sentido, ninguna modificación.

Ante la gravedad de la paralización en la vida económica, Cárdenas volvió a dirigirse a los trabajadores para pedirles que regresaran a sus labores, prometiendo que sus intereses serían

resguardados. Los petroleros reanudaron sus actividades el 9 de junio, una vez decidido que presentarían ante la Junta de Conciliación un conflicto de Orden Económico, recurso legal en el juicio laboral para saber realmente si las compañías podían o no cumplir las exigencias del sindicato; ya que los empresarios habían dicho que no podían cumplir estas peticiones.

El informe se presentó y los empresarios siguieron firmes en su negativa, no podían pagar los 26 millones de pesos que el dictamen había asignado como justo aumento de salarios y prestaciones para los trabajadores.

Por otra parte, el informe había puesto al descubierto truculencia de las prácticas mercantiles de las empresas, la ocultación contable y la red de trampas para evadir los impuestos.

Los datos eran objetivo, precisos y las empresas no pudieron rebatirlos. Al estudiar las auditorias del trabajo las posiciones y contraposiciones del caso, el 18 de diciembre dictaron un laudo que condenaba a las compañías a cumplir las recomendaciones hechas por el peritaje.

2.3.6 La Expropiación

Las empresas interpusieron un amparo contra el laudo de la Junta. Sintiendo en el fondo de un callejón sin salida, desenmascaradas por el peritaje, reemprendieron con nuevos bríos los ataques, no solo a los peritos de la Junta sino a las mismas autoridades de trabajo.

Como última instancia, los empresarios acudieron a la Suprema Corte de Justicia para que ratificara el Laudo, pero esta lo conformó el 1º. De marzo de 1938. Además, impulsaron una campaña internacional para desprestigiar al gobierno, acusándolo de comunista y promovieron la salida del país de alrededor de 500 millones de dólares.

Jesús Silva Hersog, quien había sido pieza clave en el trabajo del dictamen diría entonces “Las empresas petroleras arrojaron el guante en actitud de desafío al gobierno y al pueblo de México.”

Semanas más tarde, el Presidente Cárdenas habló con palabras definitivas. Las compañías petroleras, al negarse a obedecer el mandato de la justicia nacional, no solo ocurrían en un caso simple de rebeldía ante una sentencia, sino que vulneraban la misma soberanía del país, dejándolo a expensas de las maniobras del capital extranjero.

Así, Lázaro Cárdenas decidió expropiar, en un acto de legítima aplicación, para someter la rebeldía de los empresarios. Los vínculos contractuales entre trabajadores y empresas quedaron rotos y el gobierno tomó las instalaciones industriales para reactivar la vital función petrolera.

Cárdenas dio lectura por radio al Decreto de Expropiación, atajando así el flujo del conflicto que había alterado, durante meses, la intranquilidad del país. El respaldo popular que recibió el Presidente Cárdenas por su decisión de expropiación no dejó dudas acerca de su acierto.

Al día siguiente del anuncio, comités de obreros, designados por el sindicato, tomaron posesión de las instalaciones, ya que la industria no podía quedar paralizada. Ese mismo día Cárdenas expidió un Acuerdo para la creación de un consejo de Administración encargado de manejar a la empresa. El 19 de marzo de 1938, de hecho, nació la Industria Petrolera Mexicana.

2.3.7 Artículo 27 de la Constitución de los Estados Unidos Mexicanos.

El primer jefe Venustiano Carranza, convocó el 19 de septiembre de 1916 a la elección de un Congreso Constituyente que discutiera y formulara las reformas que era necesario hacer a la Carta Magna de 1857. El congreso, que se instaló en Querétaro el 1º. De diciembre, sesionó durante dos meses y el 29 de enero de 1917 el proyecto resultante se presentó al Congreso para su discusión. Se citan enseguida las partes del texto constitucional que atañen a la situación petrolera, tal y como quedaron en el Artículo 27.

“... Corresponde a la Nación el dominio directo de todos los minerales o sustancias que en vetas, mantos o mesas o yacimientos constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos, tales como los minerales de los que extraigan metales y metaloides utilizados en la industria.... Los combustibles minerales sólidos; el petróleo y todos los carburos de hidrógenos sólidos, líquidos o gaseosos... El dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible;

y sólo podrán hacerse concesiones por el gobierno federal a los particulares o sociedades civiles o comerciales constituidas conforme a las leyes mexicanas, con la condición de que establezcan trabajos y regulares para la explotación de los elementos de que se trata y se cumplan con los requisitos que prevengan las leyes... I.- solo los mexicanos por nacimiento o por naturalización y las sociedades mexicanas tienen derecho para adquirir el dominio (directo) de las tierras y sus accesiones (en la República Mexicana) o para obtener concesiones de explotación de minas, aguas o combustibles en la República Mexicana.

* Las frases eliminadas se encuentran entre paréntesis, y con letras negritas o cursivas) las que se añadieron luego de la discusión en el congreso.

El Estado podrá conceder el mismo derecho a los extranjeros (cuando manifiesten) siempre que convenga ante la Secretaría de Relaciones Exteriores (por conducto de los agentes representantes diplomáticos que renuncian a la calidad de tales en todo lo que a dichos bienes se refiera, quedando entretanto sujetos respecto a ellos, a las leyes y autoridades de la Nación) en considerarse como a nacionales respecto de dichos bienes y en no invocar por lo mismo, la protección de sus gobiernos por lo que se refiere a aquellos, bajo pena en caso de faltar al convenio, de perder en beneficio de la Nación los bienes que hubiera adquirido en virtud del mismo... IV... Las sociedades que se constituyen para explotar cualquier industria fabril, minera, petrolera o para cualquier otro fin que sea agrícola, podrán adquirir, poseer o administrar terrenos únicamente en la extensión que sea estrictamente necesaria para los establecimientos o servicios de los objetivos indicados y que el ejecutivo de la Unión o de los Estados fijará en cada caso”.

El propósito de los constitucionalistas era sentar las bases para llevar a cabo cambios fundamentales en el régimen económico del país, no solo en lo referente al petróleo, sino en general a la naturaleza de la propiedad territorial.

La prioridad del interés público sobre el privado y la exigencia de conformidad con nuestras leyes demandada a los extranjeros, eran recursos de que la Nación se hallaba dotada para hacer valer sus derechos y administrar sus bienes.

2.3.8 Ley de Expropiación

La Ley publicada en el Diario Oficial de la Federación el 25 de noviembre de 1936. Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Presidencia de la República.

LÁZARO CÁRDENAS, Presidente Constitucional de los Estados Unidos Mexicanos, a sus habitantes, sabed:

Que el H. Congreso de la Unión se ha servido dirigirme el siguiente:

DECRETO:

El congreso de los Estados Unidos Mexicanos, decreta:

LEY DE EXPROPIACIÓN

Comprende 21 artículos donde establece la creación, fomento o conservación de una empresa para beneficio de la colectividad; así, como las medidas necesarias para evitar la destrucción de los elementos naturales y los daños que la propiedad pueda sufrir en perjuicio de la colectividad. Comprende el recurso administrativo de revocación, el peritaje, el monto de la indemnización y los diferentes plazos que deberá pagarse.

2.3.9 Petróleos de México, S.A.

Por decreto del 28 de diciembre de 1933, el Presidente Abelardo L. Rodríguez autorizaba la constitución de una sociedad para que el estado mexicano, junto con inversionistas privados nacionales, ampliara su participación dentro de la industria petrolera, a fin de regular la producción, el abastecimiento y los precios del mercado. Esta disposición pretendía además romper, en la medida de lo posible, la dependencia que México tenía respecto a los consorcios internacionales.⁵⁴ Dicha sociedad, quedó instituida el 12 de septiembre de 1934 como la compañía Petróleos de México, S. A. (Petromex). Inicio sus actividades estrechamente ligada al Poder Ejecutivo, el 10 de junio de 1935 fue designado gerente general el ex-presidente Pascual Ortiz Rubio.

Petromex, contaba con muchos problemas que el gerente le había expuesto al Presidente Cárdenas a fines de 1935 y para septiembre de 1936 enfrentó su primer emplazamiento a huelga por parte del Comité Ejecutivo Nacional del STPRM, presentó a 17 empresas un proyecto de Contrato Colectivo de Trabajo, el cual debía ser estudiado en un plazo no mayor de 20 días, ya que de lo contrario se lanzaría a una huelga general.

Los dos años de existencia de Petromex habían demostrado al régimen Cardenista la imposibilidad de equilibrar dos intereses en materia petrolera: El Público y el Privado.

El 30 de enero de 1937 el Presidente Cárdenas, junto con el Secretario de Estado y del Despacho de la Economía Nacional y el de Hacienda y Crédito Público, rubricaba el Decreto que creaba la Administración General del Petróleo Nacional (AGPN), como un organismo público con personalidad jurídica dependiente del Ejecutivo de la Unión. Sus fines serían explorar y explotar los terrenos de reservas petroleras nacionales que se le asignara; procurar el desarrollo de la industria petrolera en beneficio de la economía del país; regular el mercado interior y la exportación del petróleo y productos derivados, asegurando el abastecimiento del país en general y especialmente del gobierno y de los Ferrocarriles Nacionales; facilitar el adiestramiento del personal técnico mexicano en trabajos de la industria petrolera y ejecutar toda clase de operaciones y obras que se relacionan con la producción, adquisición, enajenación, transporte, almacenamiento, refinación y distribución del petróleo, del gas y sus derivados.

2.3.10 Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismo Subsidiarios.

En la Legislación Federal el artículo 2 asienta la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, en el capítulo I de Disposiciones Generales, se transcribe el artículo segundo y dice:

Artículo 2.- Petróleos Mexicanos, creado por decreto del 7 de junio de 1938, es un Organismo Descentralizado, con personalidad jurídica y Patrimonio propios, con domicilio en la ciudad de México, Distrito Federal, que tiene por objeto conforme a lo dispuesto en esta ley, ejercer la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria

petrolera estatal en los términos de la ley reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo.

2.3.11 Decreto que Crea la Institución Petróleos Mexicanos. Expropiación Petrolera

Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de julio de 1938.

LÁZARO CÁRDENAS, Presidente Constitucional de los Estados Unidos Mexicanos, a sus habitantes, sabed:

Que el H. Congreso de la Unión se ha servido dirigirme el siguiente

DECRETO:

El congreso de los Estados Unidos Mexicanos, decreta:

ARTÍCULO 1o.- Se crea una institución Pública que se denomina “Petróleos Mexicanos“.

ARTÍCULO 2o.- El objeto de la organización será encargarse del manejo de los bienes e inmuebles que por decreto de 18 de marzo último, se expropiaron a diversas empresas petroleras... pudiendo efectuar todas las operaciones relacionadas con la industria petrolera.

ARTÍCULO 3o.- “Petróleos Mexicanos” tendrá personalidad jurídica, integrándose su patrimonio con los bienes mencionados en el artículo que precede y con los demás que en lo sucesivo adquiera para fines de la industria petrolera.

ARTÍCULO 4o.- La corporación pública que se crea mediante este decreto será dirigida por un consejo de administración compuesto de nueve miembros.

ARTÍCULO 5o.- El Consejo nombrará un Gerente General y los demás gerentes, funcionarios y empleados que la negociación requiera, en los términos del reglamento respectivo.

ARTÍCULO 6o.- Las remuneraciones del Gerente y demás personal de empleados de la institución serán fijados en el presupuesto anual respectivo.

ARTÍCULO 7o.- El presupuesto anual de gastos de la institución, después de ser aprobado por el consejo deberá ser sometido al Presidente de la República, por conducto de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, para su aprobación. Anualmente se formulará un balance que por el mismo conducto se llevará al Ejecutivo Federal para su revisión y glosa de las cuentas respectivas.

ARTÍCULO 8o.- Los rendimientos líquidos que se obtuvieron por “Petróleos Mexicanos” se pondrán disposición de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, en la forma que esta dependencia del Ejecutivo Federal acuerde.

TRANSITORIOS

Artículo Primero.- La corporación “Petróleos Mexicanos” que por el presente Decreto se crea, se encargará de continuar las operaciones de la industria petrolera que por acuerdo presidencial de 19 de marzo último, ha venido realizando el “Consejo Administrativo del Petróleo”.

2.3.1.2 Nace Petróleos Mexicanos.

El 7 de junio de 1938 el Presidente Lázaro Cárdenas creó la empresa petróleos Mexicanos y su complemento, la Distribuidora de Petróleos Mexicanos, esta última desapareció al poco tiempo.

La nueva administración emprendió la reparación de plantas refinadoras y tubería, pintó las estaciones de servicio, adquirió las unidades de transporte y rebajó los precios de los productos para el consumidor nacional.

Las compañías expropiadas habían desplegado sus influencias para que la prensa norteamericana y europea condenara la expropiación, pidiera la devolución de las propiedades y hasta exigiera la intervención gubernamental de Gran Bretaña y Estados Unidos. El gobierno Inglés intervino en defensa de la compañía “El Águila”, pidiendo al gobierno mexicano que reconsiderará su decisión, la cual presuponía “Un carácter esencialmente arbitrario”.

Cárdenas fundamentó su respuesta en el derecho y a causa de un cobro anterior, que quedó pagado de inmediato, retiró a su representante diplomático en Londres y al personal de la Delegación.

Por su parte, el gobierno estadounidense no exigió la devolución de los bienes expropiados; únicamente se refirió a la indemnización, comentando que ésta debería ser pronta y adecuada. Las empresas norteamericanas, empero, no cesaron en su intento de buscar protección y agotaron recursos para que interviniera el Departamento de Estado en su favor. Lo más que obtuvieron fue que el gobierno entregara un comunicado a las autoridades mexicanas preguntando sobre la seguridad para garantizar el pago de los bienes expropiados, mencionando también su desacuerdo con la política agraria de Cárdenas, que había afectado propiedades norteamericanas.

Tres días después de recibida ésta carta, el Presidente dio contestación, asegurando que el gobierno mexicano empezaría a pagar las indemnizaciones correspondientes a la “irrevocable expropiación”.

Todavía los empresarios intentaron algunos trámites judiciales, pero todo fue inútil. Este nuevo fracaso los llevó a renovar los ataques al gobierno, promoviendo un boicot que cerró los mercados petroleros Ingleses y Norteamericanos para México, sembrando la desconfianza en otros países y mal aconsejando a los fabricantes de maquinaria, equipo y refacciones para que no trataran con el país expropiador.

En mayo de 1940, después de prolongadas conversaciones entre las empresas expropiadas y el gobierno mexicano. El grupo “Sinclair”, compuesto por varias compañías que se fundieron en sola: La “Consolidated Oil Corporation”, convino en recibir la suma de 8 millones 500 mil dólares que debería liquidarse el 1º. De octubre de 1940.

En 1942 se concertó un segundo convenio, con otras compañías por la cantidad de 23 millones 995 mil 991 dólares, más intereses. El pago debía hacerse en cinco anualidades, la última fue cubierta el 30 de septiembre de 1947. Con este arreglo quedaban liquidadas todas las compañías norteamericanas.

El 29 de agosto de este mismo año se firmó el convenio con el grupo Inglés, por la cantidad de 81 millones 250 mil dólares cuyo pago se haría en quince anualidades, la última se liquidó el 18 de septiembre de 1962.

Todos los pagos fueron hechos conforme al convenio, cuyo monto total ascendió a 1,606 millones 819 mil 827 pesos.

Con ello quedaba cerrado el capítulo financiero de la expropiación.

2.3.2 Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.

Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 29 de noviembre de 1958, Adolfo Ruiz Cortines, Presidente Constitucional de los Estados Unidos Mexicanos, a sus habitantes sabed:

Que el H. Congreso de la Unión se ha servido dirigirme el siguiente:

DECRETO:

LEY REGLAMENTARIA DEL ARTÍCULO 27 CONSTITUCIONAL EN EL RAMO DEL PETROLÉO.

Artículo 1.- Corresponde a la Nación el dominio, inalienable e imprescriptible de todos los carburos de hidrógeno que se encuentren en el territorio Nacional incluida la plataforma continental en mantos o yacimientos, cualquiera que sea su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que componen el aceite mineral crudo, lo acompañan o se derivan de él.

Artículo 2.- Sólo la nación podrá llevar a cabo las distintas explotaciones de los hidrocarburos, que constituyen la industria petrolera en los términos del Artículo siguiente.

En esta ley se comprende con la del petróleo a todos los hidrocarburos naturales a que se refiere el Artículo 1º.

Artículo 3.- La industria Petrolera abarca:

I.- La exploración, la explotación, la refinería, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano del petróleo y los productos que se obtengan de su refinación;

II.- La exploración, la Explotación, la elaboración y las ventas de primera mano del gas así como el transporte y el almacenamiento indispensable y necesarios para interconectar su exploración y elaboración, y

III.- La elaboración, el transporte, el almacenamiento, la distribución, y las ventas de primera mano de aquellos derivados del petróleo y del gas que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas y que constituyen petroquímicos básicos, que a continuación se enumeran:

- 1.- Etano;
- 2.- Propano;
- 3.- Butanos;
- 4.- Pentanos;
- 5.- Hexano;
- 6.- Heptano;
- 7.- Materia prima para negro de humo;

8.- Naftas; y

9.- Metano, cuando provenga de carburos de hidrógeno, obtenidos de yacimientos ubicados en el territorio nacional y se utilice como materia prima en procesos industriales petroquímicos.

Artículo 4.- La nación llevará a cabo la exploración y la explotación del petróleo y las demás actividades a que se refiere el Artículo 3º, que se consideran estratégicas en los términos del Artículo 28, párrafo cuarto, de la constitución política de los Estados Unidos Mexicanos por conducto de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios.

Artículo 5.- La secretaria de Energía asignará a Petróleos Mexicanos los terrenos que esta institución le solicite o que el Ejecutivo Federal considere conveniente asignarle para fines de exploración y explotación petroleras...

Artículo 6.- Petróleos Mexicanos podrá celebrar con personas físicas o morales los contratos de obras y de prestación de servicios que la mejor realización de sus actividades requiere...

Artículo 7.- El reconocimiento y la explotación superficial de los terrenos para investigar sus posibilidades petrolíferas, requerirán únicamente permiso de la Secretaría de Energía.

Artículo 8.- El Ejecutivo Federal establecerá zonas de reservas petroleras en terrenos que por sus posibilidades petrolíferas así lo ameriten, con la finalidad de garantizar el abastecimiento futuro del país...

Artículo 9.- Únicamente el Gobierno Federal puede dictar las disposiciones técnicas, reglamentarias y de regulación que las rijan.

Artículo 10.- La industria petrolera es de utilidad pública, preferente sobre cualquier aprovechamiento de la superficie y del subsuelo de los terrenos, incluso sobre la tenencia de los ejidos o comunidades y procederá la ocupación provisional, la definitiva o la expropiación de los mismos.

Son de utilidad pública las actividades de construcción de ductos, petróleo Mexicanos; sus organismos subsidiarios y las empresas de los sectores sociales y privado estarán obligados a prestar a terceros el servicio de transporte y distribución de gas por medio de ductos, en los términos y condiciones que establezcan las disposiciones reglamentarias.

Artículo 11.- El Ejecutivo Federal dictará las disposiciones relacionadas con la vigilancia de los trabajos y las normas técnicas a que deberá estar sujeta la explotación...

Los Artículos 12, 13 y 14 hacen referencia al Artículo 4º. De esta Ley sobre actos mercantiles, permisos y prestación de servicios. El Artículo 15 se basa en las infracciones a esta Ley podrán ser

sancionadas con multas de 1,000 a 100,000 veces el importe del salario mínimo general vigente en el Distrito Federal.

2.3.2.1 Análisis de Petróleos Mexicanos

A sesenta y cinco años de nacionalización la empresa PEMEX se observa el siguiente análisis, con un propósito, sano de superar sus contingencias.

Las reservas de petróleo mexicano alcanzaron 16.000 MMB a fines del 2003, cantidad que ha venido disminuyendo desde varios años, debido a que la metodología de la Securities and Exchange Comisión (SEC) de los EE.UU. difiere de la que venía empleando PEMEX. Con este nivel de reservas, México ocupa el segundo lugar en América Latina, detrás de Venezuela.

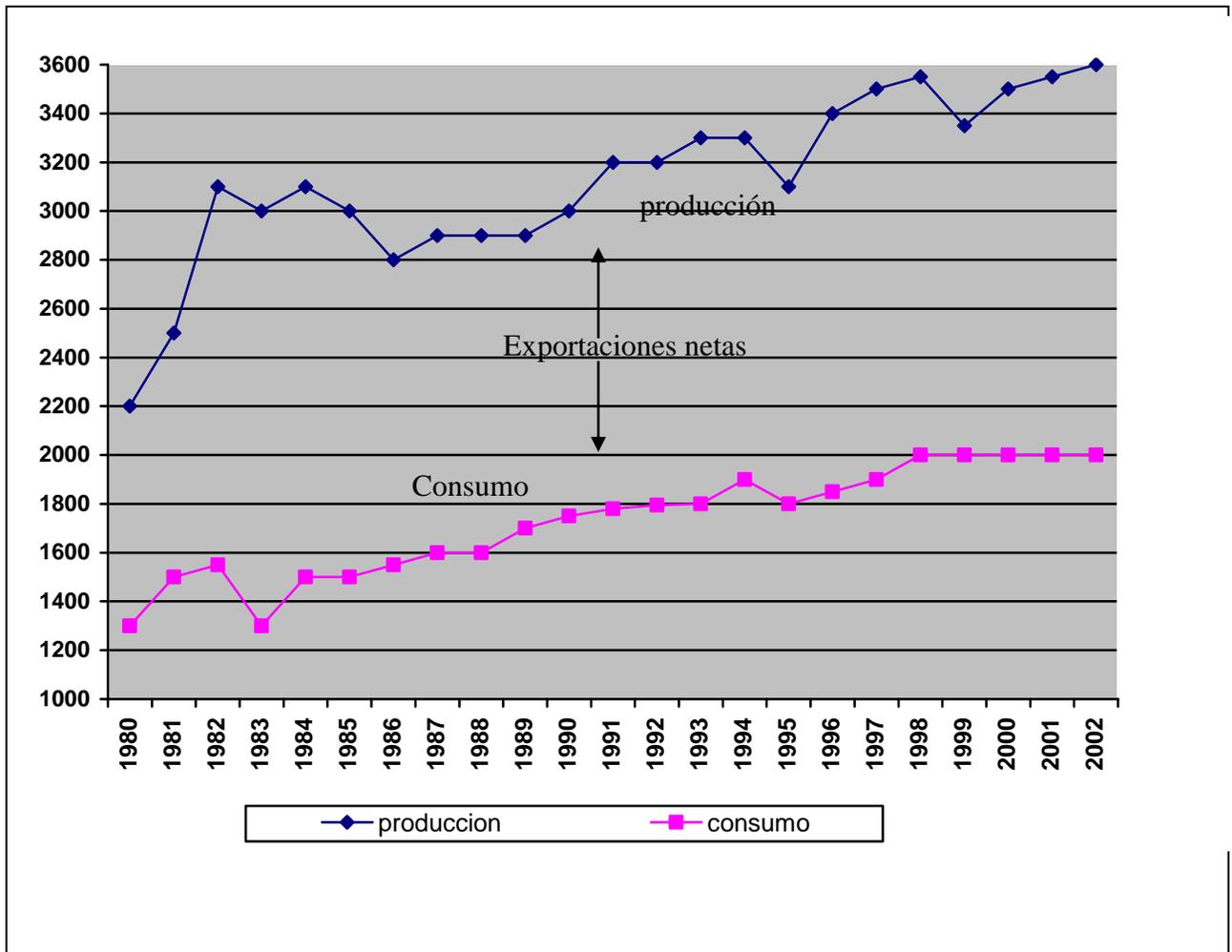
La producción de petróleo de México en el 2003 ascendió a 3,8 MMBD, ocupando el primer lugar en América Latina (en el 2003 la producción de Venezuela fue de 2,98 MMBD). El consumo de México fue de 1,9 MMBD, con lo que obtuvo un saldo exportable de 1,9 MMBD, de los cuales el 90,0% tuvo como destino el mercado de EE.UU.

En el 2002, el saldo positivo de la balanza comercial de hidrocarburos y sus derivados fue de 11.102 millones de dólares, 30.6% superior al del 2001, debido principalmente al incremento en el precio del petróleo crudo en el mercado internacional. Las exportaciones alcanzaron 14.408 millones de dólares, mientras que las importaciones ascendieron a 3.306 millones de dólares.

Las reservas probadas de gas natural de México alcanzaron los 14,7 bpc, las mismas que también han sido revisadas a la baja para cumplir con la metodología del SEC. La producción de gas seco en México en el 2003 fue de 3,5 mmpcd, mientras que la demanda fue de 4,4 mmpcd. El saldo se importó de EE.UU.

En 1998, las reservas de petróleo de PEMEX ascendieron a 47,800 MMB, descendiendo a 26,900 MMB en el 2001 y a 12,600 MMB a principios del 2003. La metodología de la SEC requiere que la denominación de reservas probadas tenga un compromiso de exploración en el corto plazo. PEMEX se ha adaptado a esta metodología debido que sus ventas de bonos en dólares requieren que la empresa reporte a la SEC sus Estados Financieros (EIA, 2003/2004).

Gráfico 6
Producción y Consumo de Petróleo en México: 1980 – 2002
 (Miles de Barriles Diarios)



Fuente: Energy Information Administration (EIA) (2004).

Nota: La Información del 2001 y 2002 son estimadas.

El tratamiento fiscal de la petrolera estatal es distinto a la que se otorga a otras empresas estatales en países de la región, pues la empresa goza de menor independencia, al ser considerada el máximo pilar de las finanzas públicas. El gobierno mexicano recibe de PEMEX cerca del 33,0% de los ingresos fiscales y se estima que 60,0% de las utilidades de la empresa se entregan al gobierno federal. Esto ha dejado a PEMEX con poco margen de maniobra para emprender las inversiones necesarias para su desarrollo.

CAPITULO 3. MARCO REFERENCIAL

Hoy en día el sector energético sigue siendo una de las ramas más importantes de la economía nacional. Pero como toda economía, también el sector cambia su estructura estos cambios estructurales llevan a la creación de diversos tipos de industria energéticas, según diferentes clasificaciones. Una de estas las divide en industrias petroleras e industria de generación.

La importancia de destacar a la industria petrolera de las otras se debe a su relevancia para el desarrollo futuro dentro de la cual se encuentran tanto de la economía, como del territorio donde se ubica. Es decir, la importancia de la industria petrolera radica:

- primero, en que sirven como locomotoras del desarrollo, tanto tecnológico como económico, además de incrementar el desarrollo de otras industrias.
- Segundo, la industria petrolera desempeña un papel muy importante en el desarrollo de los territorios donde se ubican, incentivando el desarrollo de otras ramas de la economía en estos territorios.
- Tercero, el desarrollo de la industria petrolera tiene importancia tanto para la economía nacional, como para las economías regionales y locales, porque son estas industrias las que no entraran en crisis durante los próximos años, por su dinámica y por la creciente demanda de sus productos, por parte de otros sectores y economías extranjeras.

El presente estudio pretende analizar la importancia de la industria petrolera sobre el desarrollo territorial y económico del estado de Chiapas y en consecuencia del país. La estructura de la industria petrolera que hace algunas décadas fue adecuada, no necesariamente lo es hoy. La estructura que aportó beneficios en las condiciones de un país, no necesariamente tiene que presentar las mismas características en las condiciones actuales y futuras del país. Para los objetivos de esta investigación asumiremos una postura más práctica y operativa. La estructura que cumpla algunos criterios (básicamente relacionados a obtener ventajas competitivas y obtener el máximo de rentabilidad), la consideramos como el fundamento de la industria petrolera.

En el marco de referencia, la industria petrolera presenta tantos rasgos comunes a lo de la industria nacional, como otras características específicas. Las más importantes son:

- es la industria relativamente moderna. A partir de las investigaciones realizadas por Rózga (1992), se llegó a la conclusión que la planta industrial del país ofrece características interesantes de cara a una apertura comercial que intensifica la competencia y la productividad, ya que estando configurada en más del 90% por pequeñas y medianas empresas, tiene una alta capacidad de adaptación tecnológica sin necesidad de grandes inversiones como las que reclamarían las grandes empresas para adecuarse a los cambios del momento.
- Industria concentrada territorialmente. La polarización económica espacial, representa la concentración del potencial económico del país, en algunos estados y regiones. Este fenómeno se muestra tanto a nivel regional como analizando los municipios. Tres regiones concentran más del 80% del potencial industrial del país (Zona metropolitana del valle de México, Monterrey y Guadalajara) y cinco estados concentran prácticamente toda la industria nacional (D.F., Estado de México, Jalisco, Nuevo León y Guanajuato) realizando el análisis a nivel municipal de cualquier estado, se presenta un similar fenómeno de concentración así vemos que los cinco municipios principales de cada estado, concentran más del 60% de los establecimientos económicos, ocupan arriba del 70% del personal empleado en la industria (Capdeville, 1993).
- Industria dinámica en algunos sectores. En la industria nacional únicamente dos subsectores presentan a largo plazo las tendencias positivas de crecimiento; estos son el correspondiente a las sustancias químicas, productos derivados del petróleo y del carbón, de hule y plástico, y los pertenecientes a productos metálicos, maquinaria y equipo. Desde una perspectiva a largo plazo, la participación de la industria química crece; una tendencia parecida presente la industria metalmecánica; la industria alimenticia mantiene su participación, mientras que las otras manufactureras presentan una disminución de su papel productor en la industria nacional (brodovsky, 1987).
- se describirá los siguientes bloques de información que conforman el capítulo dos:

3.1 PETRÓLEOS MEXICANOS.

Petróleos mexicanos es una entidad descentralizada del gobierno federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios, que tiene por objeto ejercer la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria petrolera y que se enumeran en el artículo tres de la ley reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo.

El artículo 27 constitucional establece que corresponde exclusivamente a la nación el dominio directo del petróleo y de todos los carburos de hidrogeno sólidos, líquidos, o gaseosos.

Además, en los artículos 25 y 28, la constitución marca una diferencia entre las áreas estratégicas- funciones exclusivas del estado- y las actividades prioritarias para el desarrollo, en las que el estado puede participar por sí mismo o en conjunto con los sectores privados o sociales, manteniendo la rectoría y otorgando permisos y concesiones. El artículo 28 señala que el estado contará con los organismos y empresas que requiera para atender tanto las áreas estratégicas como las actividades de carácter prioritario.

PEMEX goza de exclusividad, protegida constitucionalmente, sobre la exploración y la producción de los hidrocarburos, la refinación y la petroquímica básica. Es la única empresa que puede explorar, explotar, transportar y procesar petróleo crudo en territorio nacional. Asimismo, tiene la obligación del suministro de los combustibles y el gas LP en todo México. En el sexenio actual, la administración del director general Raúl Muñoz Lerdo ha definido la misión de PEMEX como sigue:

“Petróleos Mexicanos es una empresa paraestatal integrada, cuya finalidad es maximizar la renta petrolera, contribuir al desarrollo nacional y satisfacer con calidad las necesidades de sus clientes, en armonía con la comunidad y el medio ambiente”.

La visión de la empresa está definida de la siguiente manera:

“convertirse en la mejor empresa petrolera del mundo, operada por personal altamente calificado, con criterios de rentabilidad y competitividad, con productos y servicios energéticos y petroquímicos de calidad, y con tecnología de vanguardia, seguridad en sus instalaciones y absoluto respeto a su entorno”.

En 1992 entró en vigor la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios, a partir de la cual se constituyeron cuatro organismos descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial, coordinadas por un corporativo. Las cuatro subsidiarias se describen a continuación:

1.-PEMEX exploración y producción (PEP) es el organismo encargado de la exploración y explotación de los yacimientos de petróleo y gas natural; así como de su transporte y almacenamiento en terminales. Sus actividades se concentran en el Noreste del país y, costa fuera, en la Zona de Campeche y en otras partes del golfo de México. PEP está subdividida en cuatro zonas geográficas: Región Norte, Región Sur Región Marina Noroeste y región Marina Sureste.

2.-PEMEX refinación lleva a cabo los procesos industriales de la refinación, elabora combustibles y otros derivados del petróleo- como gasolina, diesel, combustóleo, turbosina, asfaltos y lubricantes – y los almacena, transporta, distribuye y comercializa. Transporta combustible a través de ductos, carrotanques, ferrotanques y buquetanques. Mediante pipas de su propia flota o de distribuidores privados; en el territorio nacional sus combustibles automotrices llegan a 5,500 gasolineras para su venta al público.

3.-PEMEX gas y petroquímica básica realiza el procesamiento, transporte y venta del gas natural y sus líquidos comercializa gas natural y gas licuado del petróleo gas LP en todo el país y elabora y vende diversos insumos petroquímicos. Cuenta con siete filiales dedicadas al comercio del gas MEX GAS International , LTD y CH4 Energía, S.A. de C.V. a la construcción de Gasoductos – Gasoductos de Chihuahua S. de R.L. de C.V.-, a la producción comercialización y transporte de azufre – PanAmerican Sulfur, LTD; Pasco International, LTD. Y Pasco Terminals, INC.- y al manejo de terrenos – Terrenos para Industrias, S.A.

4.-PEMEX Petroquímica realiza procesos industriales petroquímicos que no sean el procesamiento básico del gas natural. Elabora 39 productos petroquímicos. En 1996 fue dividida en 7 empresas filiales de acuerdo con la ubicación geográfica de los activos. Estas son: Petroquímicas Cosoleacaque, Escolín, Tula, Camargo, Cangrejera, Morelos y Pajaritos. Además la filial PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V. Se dedica a la comercialización del petróleo crudo y otros productos de PEMEX, principalmente en los mercados internacionales. Para este fin, cuenta con ocho filiales establecidas en diversos países - PMI Holdings, N.V.; PMI Services North America,

INC.; PEMEX Services Europe, LTD.; PMI Services, B.V.; PEMEX Internacional España S.A.; PMI Norteamérica, S.A. de C.V.; PMI Trading, LTD.; y PMI Holdings Nort America, INC.- El grupo PMI brinda servicios a PEMEX en materia de manejo de riesgos, seguros, transporte y almacenamiento.

PEMEX tiene otras dos filiales – Integrated Trade Systems y Pemx Project Funding Master Trust -, ambas registradas en Delaware, Estados Unidos. La primera se dedica a asuntos comerciales y la segunda a la obtención de financiamiento para los principales proyectos de la empresa. Asimismo, PEMEX tiene su propia aseguradora, Kot Insurance Co. LTD. El instituto Mexicano del Petróleo (IMP) realiza investigación científica y desarrollo tecnológico para PEMEX.

3.1.1 PERSPECTIVA INDUSTRIAL

La industria petrolera está sustentada por la exploración y producción de los Hidrocarburos, que abastece la materia prima a dicha actividad industrial. La trascendencia comercial en todos los nichos de la venta, refinación y petroquímica del petróleo, depende del éxito de la explotación que para fines industriales se llama “producción”, esta última disciplina confirma la perspectiva teórica de la exploración, que es la búsqueda y localización del petróleo en sus diferentes estados físicos. Ésta tarea hace necesaria la consolidación de una infraestructura tecnológica, capaz de conciliar la posesión original o adquirida de las tecnologías con su rendimiento. Lo anterior, representa un potencial económico estratégico, y sostiene la rentabilidad de nuestra primera empresa nacional al administrar la extracción de las reservas del aceite crudo y gas.

El futuro los países productores de petróleo experimentarán reducciones en sus producciones por el natural descenso de sus campos. El estancamiento de la adquisición y creación de tecnología en México en los sectores de la industria decisivos para la producción, impide capitalizar beneficios económicos para la nación, producto de la comercialización a corto y largo plazo en el mercado petrolero mundial. Al identificar mejores condiciones para adquirir, desarrollar y aplicar tecnología de producción de petróleo, PEMEX exploración y producción explotará más racionalmente estos recursos no renovables. En caso contrario, corre el riesgo: de no complementar y fortalecer sus

capacidades, no mejorar el desarrollo de la cartera de proyectos actuales con una positiva relación costo recompensa, no alinear las actividades de producción con una estrategia tecnológica y sus plan de negocios.

3.1.2 ESTIMACIÓN DE RESERVAS.

Las reservas se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.

La evaluación y clasificación de reservas utilizadas por PEMEX exploración y producción concuerdan con las definiciones de la Securities and Exchange Comisión (SEC) de Estados Unidos de América en lo referente a la estimación de reservas probadas. Es importante destacar que la dinámica de las reservas de hidrocarburos es consecuencia de las estrategias de explotación de los campos y su inversión asociadas, el comportamiento de los yacimientos, de los costos de operación y mantenimiento, así como de los precios de los hidrocarburos. Todo lo anterior se traduce en proyectos de inversión con pronósticos de producción comercialmente explotables de donde resulta la magnitud de las reservadas. La perforación de pozos, los nuevos proyectos de desarrollo, los proyectos de recuperación mejorada, los resultados de la actividad exploratoria y la producción de todos y cada uno de los pozos, contribuyen en la actualización de las reservas.

3.1.3 PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE.

El petróleo crudo equivalente es la forma de representar el inventario total de Hidrocarburos; en el que se incluye el aceite crudo, los condensados, los líquidos de planta y el gas seco en su equivalente a líquido. Este último se obtiene al relacionar el contenido calorífico de gas seco, en nuestro caso residual promedios de los complejos procesadores de gas (CPG) ciudad PEMEX, cactus y nuevo PEMEX; con el contenido calorífico del aceite crudo, respondiendo al tipo maya, el resultado es una equivalencia que normalmente se expresa por barriles de aceite por millón de pies cúbicos de gas seco.

En la evaluación de petróleo crudo equivalente se considera, para el periodo de análisis, la manera en que fueron operadas las instalaciones para el manejo y transporte del gas natural desde cada

región hasta los complejos procesadores de gas, y también, el proceso al que se sometió el gas de los pozos en estas plantas petroquímicas.

3.1.4 ACEITE CRUDO.

Los yacimientos de aceite crudo están constituidos por hidrocarburos líquidos, a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, con una viscosidad menor o igual a 10,000 centipoises. Esta viscosidad es medida a la temperatura original del yacimiento y a la presión atmosférica, como un líquido estabilizado libre de gas.

Asimismo, es práctica común hablar de clases de aceite crudo de acuerdo a su peso específico, y expresado en una escala normalizada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute). Esta escala es llamada densidad API o comúnmente conocida como grados API.

La clasificación del aceite en términos de su densidad, aunque hay que enfatizar que la producción de los diversos yacimientos productores está asociada a un solo tipo de aceite crudo ver el siguiente cuadro.

CLASIFICACION DE ACEITE DE ACUERDO A SU DENSIDAD		
ACEITE CRUDO	DENSIDAD (gr/cm³)	DENSIDAD Grados API
EXTRAPESADO	>1.0	10.0
PESADO	1.0-0.92	10.0-22.3
MEDIANO	0.92 -0.87	22.3 – 31.1
LIGERO	0.87 -0.83	31.1 – 39
SUPER LIGERO	<0.83	>39

Sin embargo, para propósitos comerciales y asegurar un mejor valor económico de los hidrocarburos mexicanos, los aceites crudos vendidos nacional e internacionalmente son, en general, mezclas de aceites de diferentes densidades. El cuadro que sigue muestra las densidades y el contenido de azufre en por ciento.

CLASIFICACION DE LAS MEZCLAS DE ACEITE			
TIPO DE ACEITE	CLASIFICACION	CONTENIDO DE AZUFRE EN PORCIENTO	DENSIDAD EN GRADOS API
MAYA	PESADO	3.33	22
ISTMO	LIGERO	1.25	32
OLMECA	SUPERLIGERO	0.79	39

3.1.5 POTENCIAL DE PETRÓLEOS MEXICANOS

Las cifras de las reservas de hidrocarburos han sido objeto secular de polémicas, no solo en México, como es de suponer, pero si ahora con mayor intensidad en nuestro país debido a que en los años recientes y en el contexto de las nuevas exigencias financieras que acompañan a la globalización, PEMEX ha sido obligado a realizar importantes cambios en cuanto a las definiciones y estadísticas de las reservas de hidrocarburos.

En 1996, PEMEX aceptó revisar las cifras de sus reservas al adoptar las nuevas definiciones, criterios y lineamientos de cálculo diseñados por el World Petroleum Congreso (WPC) y por la Society of Petroleum Engineers (SPE).

Ésta constituyó una medida muy importante porque implicó el abandono de las definiciones que estuvieron vigentes a partir del auge de los años setenta.

El nuevo cálculo fue un proceso que se prolongó por tres años en 1996 se revisaron las reservas de 39 campos de la Sonda de Campeche, en 1997 se revaluaron las reservas de 164 campos de la región Sur y, finalmente, en 1998 las de 412 campos de la región Norte.

Adicionalmente, PEMEX sometió las nuevas cifras a una auditoría realizada por dos consultorias estadounidense: Netherland Sewell & Associates Inc. Y De Golyer and Mac Naughton. El resultado más importante de la revisión con las nuevas definiciones fue la disminución de las reservas probadas. Las de crudo cayeron, de 41,392 millones de barriles en 1998, a 24700 en 1999. El cuadro número en el anexo muestra la estadística de 1976 al 2005. La revisión, de acuerdo a las nuevas definiciones y con los nuevos lineamientos del cálculo disminuyó la reserva probada en más

de 16 mil millones de barriles de crudo, pero ello no significó que ese enorme volumen desapareciera o se esfumara, como si la riqueza del subsuelo mexicano hubiera sido una ficción inventada en los años del auge. Lo que ocurrió fue que esos 16 mil millones de barriles fueron reclasificados en dos nuevas categorías: 9 mil millones pasaron a la condición de reservas probables y casi 7,500 millones de barriles fueron trasladados a la categoría de posibles.

Así, en 1999 surgió lo que podríamos llamar la nueva contabilidad de las reservas de hidrocarburos, ajustada a las definiciones, categorías y criterios del WPC y de la SPE. En 2003 ocurrió un nuevo cambio en la definición y la metodología del cálculo, aunque en este último caso, limitado a las reservas probadas. Ahora PEMEX se alineó con los criterios y lineamientos de la Securities and Exchange Comisión (SEC), una institución reguladora de las emisiones de bonos en las bolsas de valores de Estados Unidos, cuyos criterios de clasificación están relacionados fundamentalmente con los problemas de liquidez de las entidades que pretenden fondearse. Así, la SEC sólo reconoce como probadas las reservas de los campos en desarrollo, es decir que se encuentran en explotación, que están produciendo en el momento de evaluación lo cual es lo único que garantiza la existencia de un flujo de efectivo que respalda las inversiones de los compradores de bonos en el mercado de dinero norteamericano.

3.1.5.1.1 PLAN DE NEGOCIOS DE PEMEX

A partir de los presupuestos que la subsecretaría de egresos de la secretaria de Hacienda y Crédito Público (SHCP) asigna y, Posteriormente, aprueba la Cámara de Diputados.

**RESERVAS PROBADAS DE CRUDO 1976 – 2005
EN MILLONES DE BARRILES.**

AÑO	RESERVA
1976	3954
1977	6436
1978	10428
1979	28407
1980	30616
1981	44161
1982	48084
1983	48084
1984	49911
1985	49260
1986	48612
1987	48041
1988	47176
1989	46191
1990	45250
1991	44560
1992	42298
1993	44439
1994	44043
1995	43127
1996	42146
1997	42072
1998	41392
1999	24700
2000	23860
2001	23660
2002	22419
2003	15124
2004	14120
2005	12882

FUENTE: PEMEX, Las reservas de hidrocarburos de México y Anuario Estadístico, diversos años.

PEMEX está en posibilidad de emprender proyectos de recuperación secundaria o terciaria, o bien programas de reubicación de pozos en estratos ya sea por encima o por debajo de las propias estructuras petroleras, es decir profundizar las perforaciones. Asimismo, estimular, mantener, o simplemente ampliar el número de pozos, implantar algún sistema de bombeo y otras operaciones que le permitirán reclasificar las que hoy son probables como probadas. El conjunto de estos proyectos de desarrollo, optimización, rehabilitación y, en ocasiones, reingreso a pozos o campos discontinuados, forma parte del llamado plan de negocios de PEP. Algunos de estos proyectos incluyen un plan exploratorio que, de ser exitoso, significará la extensión del campo o la cuenca petrolera. Cada proyecto comprende una estimación sobre los volúmenes incrementales de la

producción esperada; de ahí que sea una fuente imprescindible para conocer las perspectivas de la producción futura. En conjunto, constituyen un indicador del potencial de producción en el corto o mediano plazos, e inciden lentamente en el crecimiento de las reservas y el potencial petrolero.

En el cuadro anexo, incluye solamente aquellos proyectos cuyos financiamientos fueron probados en el presupuesto de la federación de 2003. Se observa, en el renglón número 3, las estimaciones sobre la caída de **Cantarel**, cuya producción empezará a declinar a partir de 2006, así como las cifras de producciones incrementales de otros proyectos que compensarán ese déficit, sin dejar de insistir en que las cifras que aquí se presentasen se encuentran notoriamente subestimadas. No obstante, estos 23 proyectos aseguran por sí solos una producción promedio arriba de 3.5 millones de barriles diarios, entre 2005 y 2010.

CUADRO 4								
Proyectos con presupuestos aprobados: Producción esperada 2003 – 2010								
(miles de barriles diarios)								
PROYECTO	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Heredados Del Sexenio Anterior								
Catarel	2137	2148	2170	1855	1597	1482	1358	1191
Delta Del Grijalva	47	38	31	27	24	22	19	17
Jacinto-Paredon	11	10	9	8	7	7	6	6
Peg-Marino	27	41	62	112	200	244	216	157
Peg-Coatzacoalcos	-----	-----	1	18	67	121	149	176
Peg-Costero	6	10	8	6	5	4	3	2
Aprobados En El Actual Sexenio								
1- Ku-Zaap-Maloob	316	328	461	607	778	818	806	800
2. Abkatùn	96	97	97	100	105	110	99	101
3. Caan	116	83	52	41	22	8	1	---
4. Taratunich	43	40	35	24	9	3	2	---
5. Kanaab	5	5	3	---	---	---	---	---
6. Pol	40	33	24	19	13	11	8	---
7. Chic	101	91	78	65	54	45	32	17
8. Batab	10	8	6	4	3	3	2	---
9. Ek-Balam	18	30	37	38	37	35	33	---
10. Och-Uech	59	19	13	8	9	10	1	---
11. Yaxche	---	3	15	16	14	12	10	9
12. Ayin-Alux	---	10	51	78	94	87	77	69
13. Arenque	12	13	14	15	13	12	11	10
14. Antonio Bermudez	157	158	162	178	194	206	200	199
15. Jujo-Tecominoacan	84	102	113	117	127	131	125	113
16. Bellota-Chinchorro	45	50	49	45	40	36	31	26
17. El Golpe-Puerto Ceiba	36	36	32	28	25	21	18	16
18. Cardenas	21	18	16	14	13	11	10	9
19. Cactus-Sitio Grande	42	45	42	37	31	26	21	18
20. Carmito-Artesa	19	19	18	17	15	14	13	13
21. Amatitlan	---	4	17	37	68	95	119	140
22. Agua-Fria	21	36	40	36	34	31	29	27

23. Poza Rica	28	26	25	25	23	20	22	21
Produccion Asegurada	3497	3501	3681	3575	3621	3625	3421	3170
FUENTE: PEMEX Exploración y Producción, “Plan de negocios + CSM, PEMEX”, enero 2003 (documento interno) y PEMEX, Report to SEC, 2003 (www.pemex .com).								

Para reforzar nuestros planteamientos, repasaremos a continuación algunos aspectos de las actividades recientes de PEMEX Exploración y producción.

3.1.5.1.2 LOS RECURSOS PROSPECTIVOS

Desde el auge de los años setenta, PEMEX inició la publicación de evaluaciones de lo que llamaba “reservas potenciales”. En 1999, el Ing. Ceballos Soberanis difundió las primeras cifras de la evaluación de estructuras ubicadas por PEMEX mediante sísmica de tres dimensiones en el Golfo de México 10. En 2001 y 2002, el maestro Alfredo guzmán presentó dos ponencias precisando las oportunidades exploratorias y algunas localizaciones. “En ese mismo año 2002, PEP formuló una definición propia de los recursos no descubiertos que denominó “recursos prospectivos” y la define como la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas, y que se estima pueden ser recuperables.

En 2003, PEMEX publicó la primera cifra oficial de los recursos no descubiertos de México: 20,400 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Finalmente, en 2004, en vísperas del IV informe del presidente Vicente Fox, el director Luís Ramírez Corzo presentó lo que constituye la más reciente evaluación de PEMEX: 54 mil millones de barriles de crudo equivalente. Esta cifra al igual de las que resultaron de las revisiones de las reservas, ha suscitado cuestionamientos y, debe decirse, la misma información no ha estado exenta de ambigüedades. La versión acaso más completa, publicada por la revista Explorer, órgano de la American Association of Petroleum Geologists de Estados Unidos, que es de repetir 54 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (PCE). Las reservas expresadas como crudo equivalente son un agregado de crudo, gas seco y condensado como lo podemos apreciar en el cuadro siguiente realizado con algunas operaciones aritméticas.

Cuadro No. Última evaluación de PEMEX de los recursos prospectivos de México		
Componente	millones de barriles de crudo equivalente	desglosado
Crudo	34,500	34,500 millones de barriles
Gas Seco	15,200	79 billones de pies cúbicos
Líquido del Gas	4,300	4,300 millones de barriles
Crudo equivalente	54,000	-----
Elaborado con los factores de equivalencia de PEMEX.		

3.1.6 Producción

Dentro de algunos años, - nos dice Ives Cochet La producción mundial de petróleo convencional empezará a disminuir, mientras la demanda mundial no deja de aumentar. El choque resultante de esta creciente hambre petrolera estructural con la disminución de la producción es inevitable, a causa de la importancia de la dependencia de nuestras economías respecto del petróleo barato y la imposibilidad de privarlas de él de la noche a la mañana. Lo más que podemos hacer es amortiguar el choque. Para ello esta perspectiva próxima debe convertirse desde hoy en el objetivo único de una movilización general de la sociedad con consecuencias drásticas en todos los sectores, so pena de caos.

Los sectores sigue Cochet más afectados por el alza continua de los precios del petróleo crudo será la aviación y la agricultura intensiva pues los de queroseno para la primera y de los fertilizantes y también del gasóleo para la segunda están directamente relacionados con el petróleo del crudo...Más adelante, los transportes terrestres, el turismo, la petroquímica y la industria del automóvil sufrirán los efectos depresivos de la disminución de la cantidad de petróleo (empobrecimiento) y del consiguiente aumento de precio ...si a pesar de todo queremos mantener un poco de humanidad en la vida de la tierra en los años 2010s dice Cochet, deberemos, como sugiere el Geólogo Colín Campbell, pedir a todas las naciones que cierren hoy un acuerdo fundado en: garantizar a los países pobres la importancia de un poco más de petróleo: prohibir beneficiarse de la penuria petrolera; estimular el ahorro energético y el desarrollo y uso de las energías renovables. Para alcanzar estos objetivos, este acuerdo universal deberá poner en práctica las medidas siguientes: cada estado reglamentará las importaciones y las exportaciones de petróleo; ningún país exportador de petróleo producirá más petróleo del que le permita su tasa de

empobrecimiento anual calculado científicamente; cada Estado reducirá sus importaciones de petróleo a una tasa de empobrecimiento mundial previamente acordada.

Pero el choque petrolero que se anuncia para el final del decenio no se parece a los anteriores. Esta vez la partida no es geopolítica. En 1973 y 1979, la penuria era de origen político, pues la causó una decisión de la OPEP. Después del suministro se recuperó fácilmente l llegar de nuevo a un acuerdo con la Organización. Hoy es la producción de los pozos lo que está en declive. Aunque los Estados Unidos consigan imponer su hegemonía en todos los campos petrolíferos del mundo (Rusia aparte), su ejército y su tecnología no podrán nada contra el empobrecimiento del petróleo convencional que se acerca.

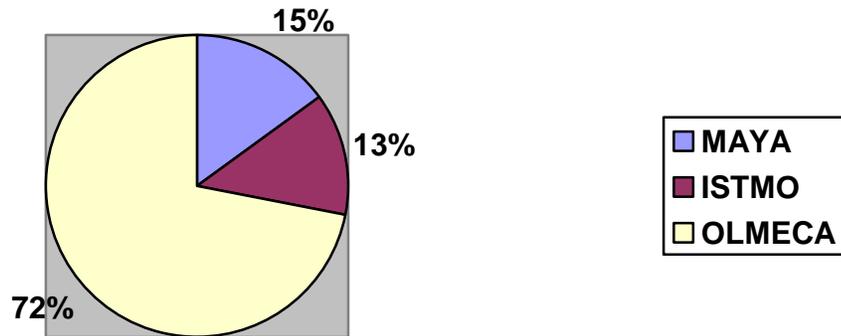
De todas formas, queda demasiado poco tiempo para sustituir un fluido tan barato de producir, tan energético, de tan fácil empleo, tan fácil de almacenar y transportar, de usos tan variados (doméstico, industrial, carburante, materia prima...), y reinvertir, en menos de diez años, los 100,000,000 de dólares que son necesarios para sustituir el petróleo por otra fuente de abundancia que, además, no existe; concluye Yves Cochet.

Fernando López, indica que, <<el cambio radical en los tiempos históricos hubiera sido imposible sin los combustibles líquidos derivados del petróleo hasta ahora fue relativamente fácil encontrar y de almacenar, su abundancia – hoy en declive – y la practicidad de ser un líquido, permitió asentar la civilización del siglo XX en la seguridad petrolera. Así, hemos añadido más humanos sólo desde 1999 que los que jamás existieron en el mundo hace tan sólo unos pocos centenares de años. Este es indicativo del increíble impacto que los combustibles fósiles han tenido sobre las sociedades humanas, generando una “sobrecarga” que cada vez se vuelve más difícil de controlar y de abastecer. No sólo los bienes de consumo cotidiano se fundaron en el oro negro, a lo largo de los últimos cien años, además, nos hemos vuelto “petrofágicos”, nos comemos el petróleo. Efectivamente, desde la “revolución verde” la agricultura ha desarrollado entre 50 y 100 veces en Estados Unidos, solamente, se gastan 1,600 litros de petróleo para alimentar a cada estadounidense. En los últimos diez años casi se duplicó el consumo de combustible fósiles en la producción agrícola.

Nuestra dependencia del petróleo es total. La computadora no existiría sin la petroquímica, las revistas que lee. Observe su entorno: las salas de su casa, la ambientación de su trabajo, la calle por la que va en su automóvil y la vital electricidad. En todo hay plástico o derivados del petróleo que han hecho sustentable nuestra vida moderna y los niveles medios del confort ¿Estaremos liquidando este mundo?>>, concluye López.

<< Actualmente más de 50 países productores, - nos dice Andrés Buenfil Friedman doctor de análisis de energía y sistemas ecológicos por la Universidad de Florida – incluyendo México, ya pasaron su pico de producción y queda una docena de países con capacidad de aumentarla. ⁽³¹⁾ Este modelo de extracción de recursos fósiles, así como el hecho de que el petróleo barato se está acabando, es algo bastante aceptado por la comunidad científica y, cada vez más, por la industria petrolera. La controversia se centra no tanto en si la producción de petróleo va a llegar a su cenit, sino en cuanto ocurrirá. La asociación para el Estudio del Pico de Petróleo y el Gas CASPO (por sus siglas en inglés) estima que el pico mundial ocurrirá en 2007, diez años después de lo predicho por Gubert. Por otro lado, hay quienes aseguran que ya estamos en el pico de producción, y es que el problema principal para predecirlo con certeza es que la mayoría de los países no dan cifras verdaderas o inflan los reportes de sus reservas para aumentar sus cuotas de producción o para atraer inversionistas.

Bajo esta óptica, habría incluso menos petróleo de lo que se cree. Aunque resulte difícil de creer, para México la situación es, incluso, peor. Se estima que en nuestro territorio sólo quedan aproximadamente 15 mil millones de barriles. Al ritmo actual de producción, que asciende a cerca de mil 400 millones de barriles al año de los cuales se vende casi el 50% el petróleo mexicano no alcanzaría ni para 11 años más. Sin embargo, debido a que, como mencionamos antes, el petróleo que va quedando es cada vez más difícil de extraer, sería imposible mantener tal nivel de producción y, al producir menos, se extiende la vida de los yacimientos. En PEMEX la producción total de aceite (32), el 72 por ciento corresponde a crudo tipo Maya, poco más del 15 por ciento al tipo Istmo y cerca del 13 por ciento al tipo Olmeca. La producción nacional de petróleo crudo de 1980 a julio del año 2005 ver cuadros.



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

Entre 1980 y 2005, la producción de petróleo crudo se incrementó %, pasando de 1,936 mbd a 3,370.8 mbd. Es importante resaltar que este crecimiento se ha dado sobre todo en el crudo pesado, puesto que en el caso de los crudos ligeros la tendencia de crecimiento es negativa, como se puede observar en el cuadro 4.5; Para la producción de Petróleo crudo PEP cuenta con diversos activos integrales de producción, que a su vez engloban una gran cantidad de campos y pozos, los cuales se agrupan en cuatro regiones: 1) Marina Noroeste, que alberga a los Activos Integrales Ku-Maloob-Zaap y Cantarell; 2) Marina Suroeste, a la cual pertenecen los Activos Integrales de Abkatún.Pol-Chuc y Litoral de Tabasco; 3) Norte, con los Activos Integrales de Burgos, Poza Rica, Altamira y Veracruz; y 4) Sur, que contiene los Activos Integrales Cinco Presidentes, Bellota-Jujo, Samaria-Luna, Muspac y Macuspana.

Actualmente las regiones más productivas son las Marinas (33 de las cuales durante 2005 se extrajeron en promedio 2793. lmbd, representando con ello el 82 por ciento de la producción total de crudo.

En gran medida ello se ha debido a la importante actividad del Activo Integral de Explotación Cantarell, del que se obtiene alrededor del 63 por ciento de la producción nacional de crudo.

En las regiones restantes la producción de aceite es menor, alcanzando, en promedio, durante 2005, 492.1 mbd. No obstante, es importante resaltar que la producción de los aceites ligeros y superligeros proviene principalmente de la Región Sur. En el Cuadro 4.7 de producción de Petróleo Crudo y Gas Natural, se puede observar lo siguiente. De enero a agosto de 2005, la producción promedio de petróleo crudo fue de 3370.8 miles de barriles diarios, menor en 0.6 por ciento al promedio obtenido en el mismo lapso del año previo, debido a los trabajos de mantenimiento realizados en el complejo Ku-Maloob.Zaap, por la declinación natural de la producción y por diferimiento de la producción por condiciones climáticas adversas.

- Por tipo de crudo, la producción de crudo super ligero, el de mayor valor, se incrementó 2.3 por ciento y el ligero creció 1 por ciento con respecto al período enero-agosto de 2004, mientras que la producción de crudo pesado se redujo 1.3 por ciento.

Cuadro 4.5
Producción Nacional de Petróleo Crudo.
Miles de barriles diarios.

Año	Total Crudo	Pesado	Ligero	Superligero
1980	1,936	673	265	999
1981	2,312	988	410	914
1982	2,746	1,225	687	834
1983	2,666	1,170	761	735
1984	2,685	1,228	736	721
1985	2,630	1,174	741	716
1986	2,428	1,074	692	662
1987	2,541	1,222	666	653
1988	2,506	1,223	654	629
1989	2,513	1,246	673	595
1990	2,548	1,265	708	576
1991	2,676	1,332	757	587
1992	2,668	1,350	735	582
1993	2,673	1,321	791	562
1994	2,685	1,270	890	525
1995	2,617	1,220	864	533
1996	2,858	1,371	910	578
1997	3,022	1,567	881	574
1998	3,070	1,659	848	563
1999	2,906	1,563	806	536
2000	3,012	1,774	733	505
2001	3,127	1,997	659	471
2002	3,177	2,167	552	458
2003	3,371	2,419	512	439
2004	3,383	2,458	790	135
Enero	3,417	2,487	809	121
Febrero	3,360	2,429	805	126
Marzo	3,368	2,448	791	128
Abril	3,439	2,514	794	131
Mayo	3,394	2,466	792	135
Junio	3,436	2,507	791	138
Julio	3,363	2,432	790	141
Agosto	3,354	2,424	789	141
Septiembre	3,431	2,504	789	138
Octubre	3,451	2,525	788	138
Noviembre	3,364	2,451	772	141
Diciembre	3,222	2,311	766	145
2005*	3,330	4,406	792	132
Enero	3,351	2,446	784	121
Febrero	3,349	2,442	787	120
Marzo	3,252	2,345	780	126
Abril	3,409	2,489	791	129
Mayo	3,441	2,501	808	132
Junio	3,425	2,454	824	147
Julio	3,082	2,167	769	145
Agosto	3,370	2,432	803	135

Fuente: PEMEX, Exploración y Producción, Producción nacional de Petróleo Crudo de 1980 – 2005, México, 2004.

Cuadro 4.6
Producción Nacional de Gas Natural
Millones de pies cúbico diarios

Año	Total	Asociado	No Asociado
1980	3,548	2,578	970
1981	4,061	3,046	1,014
1982	4,247	3,302	945
1983	4,055	3,210	845
1984	3,754	3,034	720
1985	3,604	3,015	589
1986	3,431	2,874	557
1987	3,499	2,977	522
1988	3,478	2,983	495
1989	3,572	3,030	542
1990	3,651	3,031	620
1991	3,634	3,039	594
1992	3,584	3,025	559
1993	3,576	3,093	483
1994	3,625	3,108	517
1995	3,759	3,154	605
1996	4,195	3,478	717
1997	4,467	3,631	837
1998	4,791	3,703	1,087
1999	4,791	3,526	1,265
2000	4,679	3,380	1,299
2001	4,511	3,239	1,272
2002	4,423	3,118	1,305
2003	4,498	3,119	1,379
2004	4,573	3,010	1,563
Enero	4,611	3,106	1,505
Febrero	4,540	3,044	1,496
Marzo	4,520	2,996	1,524
Abril	4,565	3,020	1,545
Mayo	4,583	3,016	1,567
Junio	4,562	3,056	1,507
Julio	4,570	3,007	1,563
Agosto	4,563	2,987	1,576
Septiembre	4,600	3,002	1,598
Octubre	4,632	3,018	1,614
Noviembre	4,588	2,967	1,621
Diciembre	4,538	2,897	1,641
2005*	4,743	2,931	1,812
Enero	4,610	2,928	1,682
Febrero	4,644	2,893	1,750
Marzo	4,667	2,877	1,790
Abril	4,829	3,000	1,829
Mayo	4,844	2,871	1,873
Junio	4,910	3,027	1,883
Julio	4,697	2,823	1,875
Agosto	4,815	2,963	1,852

- Cabe destacar que la producción de petróleo crudo se ha mantenido por encima de 3,200 miles de barriles diarios todos los meses a partir de diciembre de 2002, con más de diez meses arriba de 3,400 miles de barriles diarios de producción promedio mensual.
- La producción de gas natural fue de 4815.2 millones de pies cúbicos diarios de enero a agosto de 2005, superior en 5.5 por ciento a la del mismo periodo de 2004. Este comportamiento reafirma la tendencia creciente que se mantiene en los dos últimos años; en junio de 2005 se obtuvo la producción promedio más alta del lustro al alcanzar 4910.4 millones de pies cúbicos diarios y se estima que la de agosto será ligeramente mayor a los cinco mil millones de pies cúbicos diarios.
- La producción de gas asociado fue de 2963.4 millones de pies cúbicos diarios, con una reducción de 2.2 por ciento con respecto al período previo como reflejo del comportamiento de la producción de petróleo crudo.
- De gas no asociado se obtuvieron 1851.8 millones de pies cúbicos diarios 20.6 por ciento más que en el periodo previo equivalente, lo que representó 38.5 por ciento de la producción nacional de gas natural frente a 33.6 por ciento en el mismo lapso del año anterior y a 27,8 por ciento en 2000. El incremento de la producción de gas no asociado ayudó a compensar la declinación del gas asociado y se dio principalmente en la producción de la Región Norte.
- La región Norte ha demostrado un crecimiento constante en la producción de gas no asociado, alcanzando máximos históricos. El 30 de abril de 2005 se alcanzó uno de ellos, con un volumen de 1820 millones de pies cúbicos diarios.

3.1.7 Precio de los Hidrocarburos

El valor de las reservas, o de los proyectos de inversión asociados a éstas, se determina considerando los precios de venta de los hidrocarburos a producir, y los costos de operación y mantenimiento necesarios para llevar a cabo tal explotación. Específicamente el valor de cada una de las categorías de reservas requiere utilizar los pronósticos de producción de aceite y de gas, los precios de venta de los hidrocarburos y los costos de operación y desarrollo. Con estos tres elementos, el límite económico de la explotación de tales reservas es obtenido, es decir, se determina el punto en el tiempo donde se igualan los ingresos y egresos, donde los ingresos son

simplemente el pronóstico de producción multiplicado por el precio del hidrocarburo en cuestión. En ese sentido, las reservas son los volúmenes de producción de cada pozo hasta llegar al límite económico. De ahí, la importancia de los precios de los hidrocarburos, junto con los otros elementos mencionados. Los precios internacionales del petróleo en dólares de EUA por barril se pueden consultar en el cuadro de anexo del año 2000 al mes de agosto de 2005.

En el mundo, existen cientos de tipos de petróleo, cada uno de ellos con unas características especiales que lo hacen especialmente útil para su refinado en determinados productos. Sin embargo, la mayoría de transacciones se refieren a un número limitado de tipos; estos son los más importantes y que interesan al mercado nacional.

Brent.- Es el petróleo de referencia en el mercado europeo, pero también lo es para el 65% de los distintos tipos de crudo mundial, que se referencia a él y cuyos precios se expresan como una prima o un descuento contra el Brent. Bajo el mismo nombre conviven varios tipos de instrumentos financieros, el más conocido son los futuros y opciones de crudo Brent, que cotizan en el International Petroleum Exchange (IPE) de Londres. El Brent debe su nombre a un yacimiento petrolífero del mar del Norte descubierto en 1972 por Shell, el petróleo Brent es de alta calidad, debido a que es en la jerarquía petrolera, ligero y dulce (reducido contenido de azufre y 38 grados API). Su cotización como contrato de futuro comenzó en junio de 1988 en Londres, y hoy también se negocia, aunque con volúmenes reducidos, en Singapur y Nueva Cork. Cada contrato de Brent, denominado lote, está compuesto por mil barriles de crudo.

West Texas Intermediate: es el petróleo de referencia para el mercado de Estados Unidos, y cotiza en la New York Mercantile Exchange (Nymex), en New Cork. Se trata de un crudo de muy alta calidad, por encima de la del Brent; es ligero (39.6 grados API), dulce (su contenido de azufre es de solo 0.24 %). Por ello, suele cotizar entre dos y cuatro dólares por encima del Brent. Sus contratos de futuro cotizan en el Nymex desde hace años y cuentan con el mayor nivel de liquidez y contratación de todos los crudos mundiales. Al vencimiento del contrato, se puede exigir la entrega física o la compensación en metálico. El punto de entrega se sitúa en Cushing, una pequeña localidad de Oklahoma (Estados Unidos), donde se encuentra un punto neurálgico de la red de oleoductos Estadounidense. Aunque la producción real de este crudo alcanza sobre los 365,000

barriles (el 0.4% del bombeo mundial), diariamente se intercambian en la Nymex alrededor de 150 millones de barriles (casi el doble del consumo de petróleo mundial).

El mercado cotiza las 24 horas al día de lunes a viernes en sesión electrónica. En correos de parqué. Aunque el mercado electrónico suele marcar la tendencia de la apertura, el mercado realmente importante es el del parqué.

Arab Light: Durante décadas, el Arab Light, producido en el mítico yacimiento Ghawar en Arabia Saudí, fue la referencia mundial para el precio del petróleo. Entre 1950 y 1979 el precio de todos los crudos se fijaba como una prima o descuento contra esa variedad Saudí, cuyo principal punto de exportación es Ras Tanur, la mayor terminal de exportación de crudo en el mundo. El Arab Light es un crudo medio (34 grados API, y un contenido de azufre de 1.78%); pero su producción es enorme: en la actualidad, más de cinco millones de barriles su yacimiento, Ghawar, es el mayor del mundo, con unas reservas estimadas en 70,000 millones de barriles. El Arab Light perdió su razón de ser durante la segunda crisis del petróleo, a partir de 1979 y sobre todo, entre 1980 y 1981, cuando su precio oficial, que alcanzó en octubre de 1981 un máximo de 38.28 dólares, se situó muy por debajo de la cotización que el crudo alcanza en los mercados informales entre las petroleras.

Cesta OPEP: La OPEP fija sus decisiones de política petrolera con la vista fija en la denominada cesta OPEP (OPEP Basket), una media aritmética de siete variedades de crudo: Saharan Blend (Argelia), Minas (Indonesia); Bonny Light (Nigeria), Arab Light (Arabia Saudí); Dubai (Emiratos Árabes Unidos), Tía Juana Light (Venezuela), y Isthmus (México). Como la cesta OPEP está compuesta por una mayoría de crudos de calidad media-baja, suele cotizar con un fuerte descuento con respecto a los crudos de alta calidad. Frente al Brent, suele cotizar alrededor de dos barriles por debajo y frente al West Texas Intermediate, su descuento oscila entre cuatro y cinco dólares. La Cesta OPEP comenzó a cotizar el 1 de enero de 1987 y su precio se publica con un día de retraso, debido a que la OPEP espera tener los precios de todos los crudos y luego calcula la media.

Los precios Internacionales del petróleo en dólares de EUA por barril se presenta en el cuadro 4.1 promedio por año y por mes a partir del año 2001, comparando el Brent, WTI y la mezcla mexicana de exportación.

Cuadro 4.1
Precios Internacionales del Petróleo
(Dólares de EUA por Barril)

Crudo (⁰ API)	Precios spot Crudos marcadores ^{1/}		Precio promedio informativo de exportación del crudo mexicano ^{2/}
	Brent (38)	WTI (44)	
Promedio			
2000	28.63	30.31	24.75
2001	23.98	25.29	18.99
Ene	25.64	29.55	20.13
Feb	27.49	29.57	20.82
Mar	24.42	27.18	18.52
Abr	25.53	27.65	18.15
May	28.46	28.60	20.01
Jun	27.79	27.56	20.65
Jul	24.51	26.38	19.70
Ago	25.71	27.36	20.41
Sep	25.57	26.02	20.78
Oct	20.39	22.14	16.75
Nov	18.95	19.61	14.18
Dic	18.52	19.35	14.29
2002	25.01	26.16	21.62
Ene	19.45	19.69	14.98
Feb	20.35	20.69	16.26
Mar	23.76	24.47	20.29
Abr	25.62	26.20	22.57
May	25.40	27.02	22.85
Jun	24.16	25.49	21.76
Jul	25.81	26.93	23.15
Ago	26.70	28.34	23.55
Sep	28.39	29.65	25.26
Oct	27.53	28.83	24.24
Nov	24.32	26.29	20.23
Dic	28.28	29.39	23.63
2003	28.89	31.03	24.79
Ene	31.30	32.91	28.13
Feb	32.71	35.80	28.32
Mar	30.46	33.39	24.77
Abr	24.91	28.12	20.89
May	25.83	28.05	22.33
Jun	27.65	30.61	24.04
Jul	28.46	30.72	25.24
Ago	29.84	31.54	26.00
Sep	27.04	28.27	22.66
Oct	29.55	30.29	24.88
Nov	28.86	31.06	24.91
Dic	29.87	32.10	25.48
2004	38.28	41.48	31.11
Ene	31.29	34.25	26.49
Feb	30.78	34.69	25.77
Mar	33.77	36.70	28.12
Abr	33.44	36.69	28.28
May	37.62	40.25	32.43
Jun	35.24	38.01	29.66
Jul	38.36	40.76	31.35
Ago	42.72	44.87	33.85
Sep	43.19	45.90	34.65
Oct	49.73	53.24	40.11
Nov	43.08	48.44	33.25

Dic	39.83	43.23	28.10
2005*	52.59	54.43	40.84
Ene	44.29	46.81	31.94
Feb	45.40	48.12	32.84
Mar	53.13	54.55	38.05
Abr	51.11	52.93	39.84
May	47.89	49.79	39.69
Jun	53.95	56.32	44.11
Jul	57.59	58.85	45.79
Ago	64.32	64.95	50.49
8 al 12 agosto 05	64.97	64.82	51.30
15 al 19 agosto 05	64.58	64.89	50.15
22 al 26 agosto 05	66.03	66.28	51.35
29 ago al 2 sep 05	65.93	68.44	53.67
1/ Promedio calculado con información de Reuters. 2/ Promedio calculado con precios informativo estimado por PMI. Este precio promedio mensual de exportación del crudo mexicano no corresponde Al precio de venta definitivo publicado por Pemex cada mes. */ Promedio hasta el día 2 de septiembre de 2005.			

Con el petróleo West Texas Intermediate al borde de los 70 dólares por barril, el consenso del mercado es que los altos precios del crudo ya se sitúen su cotización en los próximos meses en 40, 50 ó 60 dólares por barril, han llegado para quedarse.

Los factores que impulsan hoy el precio y que continuarán afectando a la cotización en 006 son: alta demanda, falta de capacidad ociosa; situación de factor de guerra en Irak, posibilidad de un atentado terrorista contra la industria petrolera de Arabia Saudita e inestabilidad política en Nigeria, Rusia y Venezuela.

Con previsiones más altas, las compañías probablemente invertirán más en producción. Sin embargo, los expertos dicen que el problema no se solucionará hasta que el colchón de producción sin utilizar (la denominada producción ociosa) supere el 5% del consumo mundial; hoy, se sitúa alrededor del 1%.

Sólo una fuerte desaceleración económica, ya sea producto del impacto de los altos precios del crudo o de otros elementos, podría provocar un retroceso, de las cotizaciones. Por el contrario, un invierno especialmente gélido, que aumentaría la demanda de gasóleo, o una crisis de grandes dimensiones en un país productor, podría enviar los precios a 100 dólares, el máximo, en precios reales (ajustados por la inflación) que se alcanzó durante la segunda crisis del petróleo; entre 1979 y 1981.

3.2 REGIÓN SUR

La región sur se encuentra ubicada al sureste de la República Mexicana. Limita al Norte con el Golfo de México y con la región Norte en el paralelo 18 grados, y al noroeste con el Río Tesechoacán. Hacia el sureste limita con el Mar Caribe, Belice y Guatemala, y al sur con el Océano Pacífico. Su superficie es, aproximadamente, 390 mil kilómetros cuadrados, y comprende los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Chiapas, Campeche, Yucatán y Quintana Roo.

3.2.1 HISTORIA DE LA REGIÓN SUR

La exploración en la porción Sur y Sureste de México, prácticamente se inició desde fines del siglo XIX. En 1883, el Dr. Simón Sarlat, gobernador de Tabasco, perforó un pozo a 27.4 metros de profundidad en el anticlinal identificado con el apellido de él mismo, Sarlat, y en 1886, estableció una pequeña producción de aceite ligero que no llegó a explotarse comercialmente.

Durante 1905, las compañías extranjeras que operaban en México produjeron aceite en forma comercial en el campo denominado Copoacán, en domos salinos cercanos a Coatzacoalcos, Veracruz. Más tarde fue producido aceite de diversas estructuras. Así, en 1911, se produjo aceite de la estructura denominada Ixhuatlán; en 1928, de la de Concepción; en 1929, de la de Tonalá. El burro; y en 1931, de la llamada El Plan. Todas ellas situadas en el Sur de Veracruz, proviniendo su producción de arenas del Mioceno Inferior, Medio, superior y Plioceno, asociadas a domos salinos o masas de sal existentes en el área.

En 1940, se descubre el campo Progreso, ubicado al sureste de Villahermosa, Tabasco. Después, en 1949, se descubrió el yacimiento de hidrocarburos de la Venta, cuyo primer pozo entró en operación en 1954, con una producción de 125 barriles de aceite diarios y una densidad de 36 grados API.

Paralelamente, en 1950 entraron en operación los campos fortuna Nacional y Sarlat en Macuspana, se perforaron pozos en los municipios de Cárdenas, Huimanguillo y Macuspana, pertenecientes a las áreas denominadas Comalcalco Terciario y Ciudad PEMEX. Con los anteriores municipios y con los de Teapa, Jalpa y Tenosique, culminaron con la perforación, en 1951, del pozo

José Colomo y el descubrimiento de los campos Cantémoc y Bitzal, todos productores de gas, localizados en el municipio de Macuspana.

El 3 de marzo de 1958, es inaugurada la planta de absorción de gas licuado en ciudad PEMEX, Tabasco, en ese mismo año, se inicia la construcción del gasoducto Ciudad PEMEX-Minatitlán, por donde sería enviada la producción gasera hacia el Bajío y al centro-oeste del país.

Hasta finales de los años cincuenta, la exploración en la margen derecha del Río Tonalá, al poniente de la Chontalpa, permitió el descubrimiento de los yacimientos cinco Presidentes, Sanchez Magallanes, Ogarrio y la Central.

Durante la década de los sesenta, el aumento de la demanda nacional de crudo, de gas natural, de líquidos de absorción, de productos derivados del gas natural y de productos petroquímicos, provocó una expansión moderada de la actividad petrolera en Tabasco. Así, se inició la construcción de la planta de absorción de la Venta en 1963 y la explotación de los campos samaria, Carrizo y Platanal en las cercanías de Villahermosa. En 1965, la producción diario de crudo alcanzó la cifra de 104 mil barriles por día y la de gas llegó a 596 millones de pies cúbicos. Entre ese año y 1972, se intensificó la exploración en el Distrito Comalcalco-Terciario, dando como resultado el desarrollo y operación de los campos Tupilco, el Golpe y Mecoacán.

En 1972, se inició una nueva etapa en la producción de hidrocarburos en la región, con los descubrimientos de los campos que corresponden al Mesozoico Chiapas-tabasco. La producción de hidrocarburos se convirtió en una de las principales actividades económicas del país. Este salto cualitativo, debido a las formaciones del Mezozoico en el área Chiapas – Tabasco, permitió la expansión de la industria petrolera a partir de 1974.

El desarrollo de los campos cactus, Sitio Grande, Níspero, Samaria y Cunduacán, dio como resultado un incremento notable en la producción de crudo y gas. Desde el punto de vista de infraestructura, entre 1973 y 1981 se construyeron las líneas de conducción necesarias para interconectar las diversas instalaciones de procesamiento y transformación: Ciudad PEMEX con Cactus, Cunduacán con Samaria, Paredón con Cactus, y el complejo marítimo AKAL con la

Terminal Dos Bocas. En ese período, se tendieron alrededor de 4,500 kilómetros de ductos para estos fines, que incluyen el troncal del Sistema Nacional de Gas puesto en operación en 1978.

A principios de los ochenta, se descubrieron nuevos campos como Jujo Tecminoacán, Cárdenas, Mora y Bellota, que resultaron productores en estructuras del Cretácico Inferior y Jurásico Superior. En los cinco años siguientes, se encontraron en la parte norte y occidental de la región, los yacimientos más significativos de esta década: Puerto Ceiba, Caperoso, Sen, Luna y Pijije. Para finales de los años noventa, los cinco proyectos prioritarios de la región son Delta del Grijalva, Jujo-Tecominoacán, complejo Bermúdez, Comalcalco y Macuspana Terciario. Los tres primeros son proyectos de explotación y los restantes son exploratorios. En los proyectos de explotación se ha considerado perforar pozos adicionales, así como implantar mecanismos de recuperación secundaria y mejorada, con el propósito de incrementar la recuperación final de hidrocarburos y mejorar el valor económico de los campos. Los proyectos exploratorios tienen como objetivo incorporar reservas de hidrocarburos, y así compensar la declinación de las reservas.

3.2.2 ORGANIZACIÓN DE LA REGIÓN SUR

La región Sur es operada como un centro de utilidades a partir de 1995, aunque su administración basada en el enfoque de organización por activos se inició en junio de 1997. Similarmente a las otras regiones, su negocio es explorar y producir petróleo crudo y gas natural. Esta organización está dirigida por un subdirector regional, y comprende siete activos de producción y tres activos de exploración. También, existe una organización regional que apoya la administración integral de la región, cuidando aspectos como la seguridad industrial y la protección ambiental, la coordinación de los servicios de transportación y comercialización de los hidrocarburos, el mantenimiento de las instalaciones, el apoyo administrativo y laboral, y la de planeación, entre otras.

3.2.3 ACTIVOS DE PRODUCCIÓN

La región cuenta con cinco activos integrales de producción y uno de exploración denominado regional de exploración Región Sur, en una extensión de 38,140 kilómetros cuadrados, que abarca los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas y Quintana Roo. Los

activos integrales son Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana, Muspac, Samaria-Luna, fig., que en conjunto administran al 1 de enero de 2006, un total de 114 campos con reservas remanentes.

3.2.4 VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS.

El volumen original de hidrocarburos se define como la cantidad que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevaleciente en el yacimiento. Puede inferirse por procedimiento deterministas o probabilistas. Los primeros incluyen principalmente, a los métodos volumétricos, de balance de materia y la simulación numérica. Los segundos modelan la incertidumbre de parámetros como área, porosidad, saturación de agua, espesores netos, gastos iniciales, entre otros, como funciones de probabilidad que producen, en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original.

El volumen original de hidrocarburos total es la cuantificación de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales que se estiman existen. Este volumen incluye a las acumulaciones conocidas, económicas o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, y también a las cantidades estimadas en los yacimientos que podrían ser descubiertos.

El volumen original de hidrocarburos no descubiertos es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas. Al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubiertos se le define como recurso prospectivo. El volumen original de hidrocarburos descubiertos es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, alojada en acumulaciones conocidas más la producción de hidrocarburos obtenida de las mismas.

Puede ser clasificado como económico y no económico, una acumulación es económica cuando hay generación de valor como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos, dependiendo de su viabilidad económica, se le denomina reserva y recurso contingente.

3.2.5 RECURSOS CONTINGENTES

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, las cuales potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero que bajo las condiciones económicas de evaluación a esa fecha, no son consideradas comercialmente explotables. Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, acumulaciones donde no exista un mercado para comercializar lo producido, o donde la recuperación deseada de hidrocarburos depende del desarrollo de nuevas tecnologías, o bien donde la evaluación de la acumulación no se ha concluido.

3.2.6 RESERVAS

Es conveniente mencionar que todas las reservas estimadas involucren algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, Petrofísica y de ingeniería, así como de su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de esta información.

El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas.

Las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos reales. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o del yacimiento. En ciertos casos, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y/o análisis de núcleos o pruebas de formación, los cuales indican que el yacimiento en estudio está impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma área o con aquellas que han demostrado potencial productor en pruebas de formación. Sin embargo, un requerimiento importante para clasificar a las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas.

Las reservas probables son aquellas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilísticos para su evaluación existirá

una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También, se incluyen aquellas reservas en informaciones que parecen ser productoras y que son inferidas a través de registros geofísicos, que carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas, además de no ser análogos a formaciones probadas en otros yacimientos.

Las reservas posibles son volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de la reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

3.3 EL PETRÓLEO EN CHIAPAS.

3.3.1 Generalidades del Estado

Con una extensión de 75,634 Km² representa 3.8% de la superficie del país, ubicándolo como el octavo más grande de México. Chiapas se sitúa entre los paralelos 14° 32' y 17° 59' de latitud norte y los meridianos 90° 22' y 94° 15' de longitud oeste. Limita al norte con Tabasco, con la República de Guatemala al este, al sur con el Océano Pacífico y con los estados de Oaxaca y Veracruz al Oeste.

La posición es estratégica, de los 21 municipios mexicanos que se ubican en la línea divisoria internacional, 19 son Chiapanecos, con Guatemala comparte 658.5 Km², que constituyen 58% de la frontera sur de México. Conjuntamente con el gobierno federal fincan bases para explotar sostenidamente las potencialidades de la región. Hoy por Hoy la frontera sur es punto neurálgico, no solo para Chiapas, sino para México en su conjunto.

Existen siete regiones fisiográficas: Llanura Costera del Pacífico, caracterizada por esteros, lagunas costeras y las playas de Puerto Arista. En la Sierra Madre de Chiapas predominan climas

cálidos y templados con diferentes grados de humedad. La Depresión Central es irrigada por gran cantidad de ríos que conforman la Cuenca del Grijalva. En el altiplano Central, existen altitudes que alcanzan los 2,100m. Sobre salen marcados accidentes orográficos en las Montañas del Norte. Mientras que las Montañas del Oriente están constituidas por una serie de sierras paralelas que origina impresionantes cañadas. A la Llanura Costera del Golfo, corresponden terrenos planos con algunos pantanos.

Productos de sus cauces los ríos: Grijalva, Usumacinta, Lacantúm, Jataté; las presas Belisario Domínguez, Nezahualcóyotl, Peñitas y Chicoasen; y de los lagos de Montebello, Colón y Miramar; en el estado se concentra 30% del agua superficial del país, que origina a diez cuencas hidrológicas, siendo la más importante del país la del río Grijalva.

Actualmente tiene cuatro millones de habitantes, aproximadamente la mitad de la población tiene menos de 20 años de edad, grupo que demanda servicios educativos, sanitarios y laborales. Las mujeres constituyen 50.47% del total de la población, por ello procuramos que la mujer chiapaneca participe más equitativamente en la vida política, económica y social del estado.

El patrón de distribución de la población se sustenta en dos vertientes: una atomizada dispersión rural y una concentración urbana; 54 de cada 100 chiapanecos viven en 19,309 localidades menores de 2,500 habitantes, mientras que 28 de cada cien viven en las únicas 17 localidades mayores de 15 mil habitantes. Las principales ciudades son Tuxtla Gutiérrez, Tapachula, San Cristóbal de las Casas, Comitán de Domínguez, Ocosingo y Palenque. Casi un millón de chiapanecos son indígenas, agrupados en nueve etnias, cada una con identidad propia; que manifiestan en patrones religiosos, culturales y formas de gobierno.

3.3.2 SITUACIÓN ACTUAL (Diagnóstico)

Por sus características naturales, geográficas, étnicas y culturales el estado de Chiapas proyecta un escenario que incluye un gran conjunto de riquezas que de alguna manera ha sido explotada para beneficio no solo del estado sino también para la propia nación, no obstante únicamente un pequeño porcentaje ha sido devuelto para ser aplicado en proyectos prioritarios en la ciudadanía local; la producción petrolera y eléctrica han jugado un papel muy importante en el

potencial productivo del Estado, sin embargo tales elementos de valor, pocos han sido sus efectos en el cambio favorable de la economía local (Plan Estatal de Desarrollo 2000-2006).

Aunado a ello, nuestra entidad ha sido además protagonista en el escenario mundial debido a que ha sufrido lesiones de tipo económico- social por efectos impactantes ocasionados por agentes perturbadores de origen geológico. Hidrometeorológico y étnicosocial, mismos que en sus acciones han dejado secuelas que es necesario restaurar a fin de devolver a este estado su estabilidad y proyectar una visión económica integral renovada que devuelva confianza de naciones y extranjeros. En materia de Desarrollo Económico la situación no puede ser más favorable puesto que es necesario redoblar esfuerzos con acciones bien definidas que dejen fuera toda sospecha y den paso a la certidumbre motivando la generación de un desarrollo sustentable a la entidad.

3.3.2.1 INDUSTRIA.

En Chiapas el desarrollo industrial ha sido bajo debido a la falta de continuidad de proyectos detonadores de inversión, que consoliden la economía de los sectores productivos y promuevan el crecimiento de la industria, la carencia de un modelo económico que integre al Estado con otras regiones altamente desarrolladas del país. La falta de aplicación de la Ley de Desarrollo Económico ha propiciado la insuficiencia de un marco jurídico adecuado, que certidumbre y que incentive el crecimiento y diversificación industrial, atrayendo nuevas inversiones productivas, principalmente aquellas generadoras de empleo a gran escala y aquellas que contribuyan a dar valor agregado a los productos chiapanecos, una distribución justa del ingreso, atendiendo las necesidades de género en los planes de instalación de industrias, en este sentido la falta de un ordenamiento y una política clara de incentivos ha limitado apertura de inversiones en Chiapas. El crecimiento industrial se ha caracterizado por la extracción de minerales no metálicos, producción de petróleo y gas, y la generación de energía eléctrica, que en su conjunto absorben gran parte de las industrias establecidas en Chiapas.

De acuerdo a cifras del INEGI, en 1998, las unidades económicas del sector minería y extracción de petróleo fueron a nivel estatal, un total de 89 unidades económicas y dieron ocupación a 4,343 personas. La minería ocupó un lugar relevante en el PIB con 9.5% , aunque esta cifra corresponde casi exclusivamente a la extracción del petróleo y gas natural. Actualmente, la

infraestructura con que se cuenta en el estado para la operación del sector es limitada poco desarrollada. Una de las manifestaciones de tal situación es la falta de capacidad económica y técnica para dictaminar sobre la solicitud de particulares y socios propietarios en relación con los lotes en donde se localiza la presencia de sustancias minerales (Fuente INEGI. Sistema de Cuencas Nacionales de México, Producto Interno Bruto por Entidad Federativa, (1993-1999).

La industria manufacturera registró 8,414 unidades económicas en 1993, y cinco años después, en 1998 operó con 10,029 establecimientos, lo que representó un incremento absoluto de 1615 unidades, equivalente a un crecimiento anual de 3.6%. De 23, 824 personas ocupadas en 1993, pasó a 32, 827 en 1998, esto se traduce en un incremento de 9003 personas ocupadas, con una tasa anual de 6.6%. En 1998, las unidades económicas de la industria manufacturera representaron el 10.5% de las unidades que operan a nivel estatal, y el 9.8% del personal ocupado en todos los sectores (Fuente: INEGI, Censos Económicos 1999. Chiapas).

La infraestructura para el desarrollo en el estado cuenta con obras importantes, aunque básicamente en regiones geográficas de mayor desarrollo, permaneciendo desatendidas otras zonas, lo que dificulta su incorporación al desarrollo del estado, estas se encuentran concentrada en las zonas conurbanas que abarcan principalmente los municipios de Tuxtla Gutiérrez, Tapachula, Comitán, San Cristóbal de las Casas, Palenque, Pichucalco y Villaflores, absorben la mayor parte de las principales regiones e indicadores de desarrollo productivo de la entidad, mientras que municipios ubicados en las regiones, altos y Sierra Norte, se reportan como los de mayor marginación en el Estado. Numerosos asentamientos rurales carecen de oportunidades económicas adecuadas, en particular en materia de empleo, lo que ocasiona que los habitantes de esos municipios opten por emigrar a las principales cabeceras regionales. La falta de infraestructura en sistemas de comunicación modernos y eficaces así como la del mantenimiento y modernización de la red carretera ha frenado la instalación de industrias, reflejándose en el desarrollo económico estatal y en la calidad de vida de los ciudadanos (Fuentes: INEGI. Censos Económicos 1999. Chiapas).

3.3.2.2 COMERCIO

La geografía Chiapaneca por su naturaleza accidentada se clasifica en tres grandes zonas: Norte, Centro y Costa, este factor influye en la concentración de unidades económicas en unas cuantas ciudades, por la zona norte destacan Palenque, Ocosingo, Comitán, Frontera Comalapa, San Cristóbal de las Casas, y Pichucalco; en la zona Centro: Villaflores, Tuxtla Gutiérrez, Villacorzo, Cintalapa y Venustiano Carranza; y en la zona Costa, Arriaga, Tonala, Pijijiapan, Huixtla y Tzucachula.

De acuerdo a datos estadísticos del Censo Económico de 1999 del INEGI, el sector comercio contaba en 1998 con 47,145 unidades económicas con 92 mil personas ocupadas, comparada con el censo de 1993 se han incorporado a esta actividad 9,536 establecimientos, y 20,465 puestos de trabajo teniendo un incremento durante ese período del 25% y el personal ocupado se aumentó en 28%.

El estado de Chiapas, registro en 1999, una importante producción de los cultivos no perecederos 1'887,424 toneladas de maíz, 553,244 toneladas de café, 73,000 toneladas de frijol, 30,500 toneladas de soya, 34,000 toneladas de sorgo y 16130 toneladas de cacahuete.

En productos manufacturados Chiapas cuenta con 9,832 unidades industriales según datos del Anuario Estadístico de Chiapas 2001, con una mano de obra de 30,342 personas y una producción bruta de 15,785,495,00 miles de pesos 13,829,835.00 miles de pesos de insumos y 1,955,660.00 de valor agregado.

3.3.2.3 COMUNICACIONES

Chiapas cuenta con 21,790 kilómetros de carretera de las cuales el 22.5% son pavimentadas, el 72.4% revestidas, y el 5% de terracerías. La distribución de la red carretera del Estado, ha sido desproporcionada, por lo que el desarrollo económico no ha sido equilibrado aun cuando existen localidades que cuentan con caminos, carreteras y en algunos casos autopistas, otras no lo tienen, lo que le dificulta la comercialización de sus productos encontrándose en condiciones de rezago extremo principalmente las más apartadas de sus cabeceras municipales.

Existen 547 kilómetros de líneas férreas que conectan a Chiapas con Oaxaca, Tabasco y Veracruz, además con Guatemala, y su uso son más bien de transporte de carga, la cual debido a la falta de mantenimiento ha provocado su constante deterioro, el crecimiento de los centros urbanos, que al absorber ciertos tramos lo hizo lento e inseguro, y los fenómenos meteorológicos de los últimos años han golpeado severamente las vías y los puentes.

La falta de planeación provocó que los aeropuertos con que cuenta el Estado presentaran serias deficiencias en su funcionamiento, carecieran de una buena ubicación, y que su tamaño fuera insuficiente, actualmente se cuenta con cinco aeropuertos localizados en Tuxtla Gutiérrez, Tapachula, Comitán, San Cristóbal de las Casas y Palenque; y en construcción uno en el municipio de Chiapa de Corzo.

A pesar del extenso litoral que tiene el Estado de Chiapas, la entidad únicamente cuenta con un puerto marítimo de mediana altura: Puerto Madero, el cual presenta problemas constantes de asoltes que impiden el tránsito de embarcaciones de gran calado, ahí mismo se encuentra ubicado, El Parque industrial Francisco I. Madero; que comprende 274 has. Mismo que se encuentra en rehabilitación desde hace diez años, se ubica a 43 kilómetros entre los límites de México y Guatemala y 11 kilómetros del aeropuerto de Tapachula.

La red de telecomunicaciones de Chiapas, se enlaza con la red federal de microondas del país, de esta manera es posible que las principales poblaciones de la entidad estén comunicadas entre sí y con el resto de las ciudades de la República.

3.3.2.4 ENERGÍA.

En el Estado, la generación de electricidad juega un papel muy importante, ya que se produce el 47% de la energía hidroeléctrica de México, en siete plantas: Chicoasen, Nezahualcoyotl, Angel Albino Corzo, La Angostura, Bombaná, Schopoina y José Cecilio del Valle, que generan 3,928.4 megavatios. 21

A pesar de la potencialidad y de la realidad de la diversificación de cultivos y de producción animal, el Estado de Chiapas sigue siendo eminentemente productor de materias primas y bienes

primarios que son comercializados y enviados a diferentes destinos y readquiridos bajo formas de productos terminados a mayor precio y sin más beneficio que los obtenidos por el sector comercial.

2) Fuente: Agenda estadística Chiapas 2000. Secretaría de Hacienda.

3.3.2.5 CHIAPAS EN EL CAMPO LABORAL

Los últimos treinta años han estado caracterizados por un espectacular boom Tecnológico que modificó sustancialmente las premisas técnicas de los procesos de trabajo, de organización y vinculación, y que transformó correlativamente la capacidad de universalización de todos los momentos de la producción globalizada. Estas profundas transformaciones técnicas que dieron lugar a la crisis contemporánea reestructuraron las condiciones generales de valorización del capital, lo que supone simultáneamente nuevas condiciones en la relación entre las clases y en el interior de cada una de ellas.

En un primer nivel dentro de los límites específicos de producción, los elementos esenciales y por tanto estratégicos son la fuerza de trabajo y los medios de producción, sin los cuales cualquier proceso de valorización es impensable. En un segundo nivel, particularizando sobre las condiciones materiales que hacen posible la reproducción social general, se encuentran como elementos básicos de definición las que caracterizan los tres momentos del proceso de reproducción material propiamente dicho que son los medios de transformación (y dentro de ellos los definitorios del patrón tecnológico), los de matricidad (básicamente los energéticos) y los de desplazamiento y comunicación (telecomunicaciones, vías de transporte privilegiadas, etc.). sin embargo, aun con estas delimitaciones que nos acercan a los elementos que conforman el núcleo estratégico de la reproducción empresarial y que en su carácter concreto, están sujetos a su historicidad, es necesario introducir un matiz: dentro de esta conjunto y en cada una de sus partes el desarrollo histórico del capital dependerá del de sus sectores de vanguardia. Así, dentro de la tecnología de punta es necesario valorar con mucho cuidado no solo la que rige, organiza y articula la producción contemporánea sino el desarrollo de la que pueda presentarse como la tecnología del futuro. Este sería el caso de la relación entre la electro informática y la ingeniería genética, por ejemplo.

Chiapas contiene recursos naturales fundamentales para el patrón tecnológico hoy dominante, pero también lo que contribuirá a conformar el que se considera su posible sustituto o su futura vanguardia. Además, su ubicación geográfica le concede una importancia geoestratégica de primera línea. Evidentemente los recursos productivos de Chiapas son más variados y algunos de ellos son, por su importancia regional, las que aparecen en primera línea en el desarrollo actual. Sin embargo a pesar de la imbricación entre todos los procesos de producción implícitos en esta rica y variada oferta de la naturaleza que es Chiapas, entre las que se encuentra también la agricultura de exportación y la ganadería, aquellos que se presentan como centrales son el petróleo, el agua y la reserva biótica.

3.3.3 RECURSOS ESTRATÉGICOS

3.3.3.1 TERRITORIO

El análisis convencional de los elementos económicos – estratégicos de una región suele contemplar al territorio como un recipiente pasivo de riquezas naturales. Su consideración tiene importancia no solo para la evaluación del poder del que disponen y los intereses que mueven los diversos capitales. La propia población al momento en que logra organizarse eficazmente dota de un nuevo sentido a sus territorios físicos, biológicos e históricos, aprovechando las ventajas y desventajas de su topografía, hidrografía, comunicación o incomunicación de las localidades, etc., así los espacios geográficos pueden convertirse hacia usos económicos inéditos.

Chiapas cuenta con la medida territorial de un país centro americano, medio que, en principio, le otorga la posibilidad material y la constante tentación histórica de una autonomía nacional. Posibilidad y tentación no sólo para los chiapanecos sino también para Guatemala; que por desgracia desde hace 40 años funciona, entre otras cosas, como la mejor puerta de entrada estratégica militar de cualquier nación hacia las importantes reservas petroleras del sureste mexicano. Así también, de la consideración de las cualidades de posición (cercanía o lejanía de los centros de control, etc.) y silueta física de un territorio (posible vecindad con otros espacios geográficos) se derivan su potencialidad estratégica. Se refiere tanto a la inscripción de Chiapas dentro del área centroamericana, a su proximidad con Estados Unidos y el área geoestratégica del

Caribe, como a su vecindad con Guatemala y la cuenca del Pacífico, pero también a su primordial vecindad estratégica con Tabasco, y sólo secundariamente con Oaxaca y Veracruz.

Ser el principal territorio de la frontera Mexicana con Guatemala implica una serie de ventajas, pero también vulnerabilidades económicas, políticas y culturales. Entre las ventajas deben tenerse en cuenta no solo la posibilidad de exportación hacia Centroamérica (manufacturas, alimentos, energéticos, etc.) y la lucrativa intermediación de ganado, maderas finas y fauna salvaje en forma ilegal hacia compradores de cualquier nación extranjera, sino también, la importación de trabajadores baratos migrantes centroamericanos ya entrenados para el cultivo del café. Entre las vulnerabilidades más importantes debe considerarse la copermanencia con Guatemala de cuencas petroleras, así como el nacimiento de importantes cuencas hidráulicas del estado (ríos Grijalva, Usumacinta y Suchiate) en los Cuchumatanes Guatemaltecos. Al ser uno de los once estados de la República que disponen de litorales en el Océano Pacífico, Chiapas tiene la posibilidad de articular su producción estratégica con el área más dinámica de la economía mundial. La Sierra Madre del Sur conforma un importante obstáculo orográfico que impide la orientación de su infraestructura hacia el mar, se cuenta con un puerto de mediana altura, Puerto Madero, en el cual en la actualidad sirve fundamentalmente para la exportación del plátano cultivado en el Soconusco.

La frontera con el estado de Tabasco ha sido totalmente benéfica para esto, ya que las cuencas de los ríos Mezcalapa (Grijalva) y Usumacinta contrarrestan en el gigantesco obstáculo impuesto por la sierra. Al respecto el último río fue la vía de comunicación fluvial que facilitó la deforestación de las selvas chiapanecas: escurrimientos de riquezas hacia Tabasco, que también se expresa en un viejo proverbio tabasqueño que “las tierras de Chiapas están en Tabasco”. Este proverbio se refiere irónicamente el trágico deslave – fruto de la deforestación – de las fértiles tierras donde nacen la afluentes Chiapanecos del Usumacinta, convirtiendo a la cuenca tabasqueña de este río en una de las regiones más fértiles del país.

Pero la más importante interconexión entre estas entidades se debe a la existencia de importantes cuencas petroleras en los municipios fronterizos del norte de Chiapas ubicadas en la llamada llanura costera del Golfo de México o de Tabasco. En función de tales explotaciones se han construido a lo largo de la frontera del estado numerosas carreteras secundarias, oleoductos,

gasoductos, etc. Que también contribuyen sustancialmente a la precipitación de la riqueza en dirección a esta frontera norte del estado.

Como vecino de Oaxaca, Chiapas comparte en su frontera una importante reserva biótica, el bosque de los Chimalapas; y además participa activamente en la generación de sus complejos problemas sociales. Por lo que concierne a la vecindad del estado de Chiapas con Veracruz, las conexiones económicas son prácticamente nulas.

La región más favorable para el cultivo de maíz y frijol es la cuenca del Grijalva, mientras que las mejores áreas para productos tropicales se encuentran en el soconusco (café, tabaco, cacao, naranja y plátano) y la llanura costera de Tabasco, (plátano).

Dentro de estas regiones las pequeñas áreas que cuentan con sistemas de riego desempeñan un papel hasta cierto punto relevante en la producción nacional de algunas verduras (jitomate) y frutas (aguacate, melón, naranja, pera). La cría y engorda de ganado, como sucede con los cultivos de temporal y el cultivo del chile, se expande por diversas áreas del territorio chiapaneco; si bien la región de la selva presenta altos índices de agostadero, que favorecen la proliferación de la ganadería extensiva. La riqueza biótica de la región no se encuentra recluida sólo dentro de la selva lacandona sino que distribuye su biota de manera diferenciada en varias partes del estado, como lo testimonia la creación de numerosas y dispersas áreas protegidas.

3.3.3.2 HIDROELECTRICIDAD

Los recursos hidroeléctricos de Chiapas aportan el 55% de hidroelectricidad de todo el país. Sin embargo, su carácter estratégico va más lejos, en la medida en que la selva Chiapaneca es considerada una de esas escasas regiones del mundo donde todavía pueden construirse múltiples y significativas presas en virtud de su rico sistema hidrológico y orográfico, así como por su alto régimen de lluvias. La enorme potencia hidroeléctrica del estado se sustenta sorprendentemente con bajísima tasa de trabajadores, 1443 personas generan toda esta electricidad. A su vez, el bajo costo del producto explica porque el estado puede venderlo tan barato a la nación, transfiriendo una parte sustancial de la renta diferencial correspondiente hacia la industria.

El gobierno federal ha procedido con la construcción de siete presas dentro del territorio del estado, tres de las cuales, tienen una enorme importancia para el abastecimiento eléctrico del país.

3.3.3.3 AGUA

El mundo contemporáneo comienza a padecer una progresiva escasez de agua dulce generada por el aumento en la demanda, por su contaminación urbana e industrial, por el avance de la desertificación, así como por la alteración de los climas del planeta. Ello convierte al compuesto en una nueva materia prima estratégica, es decir, en una mercancía cara que, conforme se profundice su escasez, irá quedando sólo al alcance de unos cuantos.

Existen gigantescas áreas con carencia y pocas con sobreabundancia del mismo. América Central, los estados de Chiapas y Tabasco y otra pequeña franja occidental en México en los estados de Colima, Jalisco y Nayarit pertenecen a dichos territorios privilegiados.

Chiapas junto con Tabasco, cuenta con la mayor riqueza acuífera del país. Abundancia fundada en la naturaleza lluviosa del clima, propiciado a su vez por la selva tropical de la región. En el norte del estado, muy cerca de Pichucalco, se registró el mayor régimen de precipitación pluvial de toda la República. Chiapas cuenta con el sistema hidrográfico más rico de todo el país. Para efecto de su clasificación se le agrupa en cuatro regiones: el sistema del Grijalva, donde se asienta la mayor parte de la economía agrícola, industrial y urbana del estado; el sistema del Usumacinta, que incluye a todos sus caudalosos afluentes de la selva lacandona (Lacantun, Jataté, Lacanjá, Tzendales, etc.), pero también el Petén Guatemalteco (La Pasión, San Román); el sistema del norte, colector de agua en la región más lluviosa de todo el país, se forma por los ríos que nacen en la sierra Huitepec como el Pichucalco, el Teapa, el Tulipa y el Tacotalpa; finalmente, el sistema de la Costa Pacífico se compone de 17 ríos menores que naciendo en la sierra madre de Chiapas desembocan en el Océano Pacífico.

3.3.3.4 RESERVA BIÓTICA

Mientras en mundo entero sufre la crisis del viejo patrón tecnológico dominante en el siglo XX (acero – petróleo), crisis generada tanto por el agotamiento de su eficacia productiva como por sus incontenibles consecuencias ecológicas, se abren paso nuevas tecnologías más productivas y flexibles, ahorradoras de energía, si bien con otros problemas de adecuación al medio ambiente. Con un ligero rezago respecto de la microelectrónica o informática se perfila la biotecnología también como tecnología estratégica para el siglo XXI, muy especialmente a través de la ingeniería genética. Pensar en cambios del patrón técnico no sólo nos obliga a pensar en nuevos instrumentos de trabajo y objetos de consumo sino que, tal transformación en los contenidos materiales de la reproducción, también implica una modificación del patrón mundial de materias primas: las sustancias que se encuentran en la base de elaboración de nuevos materiales (metales especiales, composites, cerámicas, polímeros y objetos biológicos), así como de nuevos alimentos artificiales, textiles, etc; e involucra además, una profunda modificación de la organización técnica y social de los territorios (principalmente periféricos) dispuestos para el abastecimiento de tales materias primas. Este es el contexto general dentro del cual se inscribe la compleja tormenta por la que atraviesa el presente agotamiento irreversible de las reservas de petróleo, la crisis de la ganadería extensiva o el café, así como también la importancia de la demanda metropolitana de naranja y plátano, pero sobre todo el cada vez mayor interés por la diversidad biótica.

Una evaluación de variedad de especies de plantas fanerógamas y árboles registrados en el trópico húmedo de México señala entre los primeros lugares del país a la zona de Pichucalco y diferentes regiones de la selva Lacandona. De hecho, la reserva de la biosfera de Montes Azules es el área protegida más importante del estado no sólo por su extensión sino sobre todo por su alta diversidad biológica.⁸¹

3.4 EL PETRÓLEO EN CHIAPAS.

En 1972, se detectó una nueva provincia productora de hidrocarburos en el Estado de Chiapas, mediante la perforación de los pozos Cactus I y sitio Grande I, lo que constituyó el hallazgo de mayor importancia en esa época. La productividad de los pozos de la zona sureste conocida como el Mesozoico Chiapas – Tabasco.

En julio de 1992, el Congreso de la Unión aprobó la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y sus organismos Subsidiarios, iniciativa que envió el Ejecutivo Federal, mediante la cual se emprendió una reestructuración administrativa y organizativa bajo el concepto de líneas integradas de negocios que incorpora criterios de productividad, números donde establece la creación de los siguientes organismos descentralizados subsidiarios de carácter técnico, industrial y comercial, cada uno de ellos con personalidad jurídica y patrimonio propios; en este contexto Chiapas se ubica en PEMEX Exploración y producción de la Región Sur. 91

La Región Sur se encuentra ubicada al sureste de la República Mexicana. Limitada al Norte con el Golfo de México y con la Región Norte en el paralelo 18 grados y al noroeste con el Río Tesechoacán. Hacia el Sureste limita con el Mar Caribe, Belice y Guatemala, y al sur con el océano Pacífico. Su superficie es, aproximadamente, 390 mil kilómetros cuadrados y comprende además los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Yucatán y Quintana Roo 111 Con el desarrollo de los nuevos campos, Paredón, Oxiacaque y Giradles, el volumen de producción diario en 1979 llegó a 1,163 mil barriles por día. ¹²

En 1992, Chiapas contaba con 82 pozos en explotación ubicados en los municipios de Juárez, Ostuacán, Pichucalco y Reforma, con una producción de 64,592 barriles diarios y 439 millones de pies cúbicos de gas al día. Según Orozco Zuarth, sus refinerías produjeron 26,000 barriles de gasolina, 53000 de gas licuado y 184,000 de propano.

Para 1994, se contaba con 93 pozos en explotación distribuidos en los municipios de Juárez con 31 en los campos de artesana, comoapa, Giralda, Nuevo Mundo, Sitio Grande, Sunuapa y Topen; en Ostuacán: 17 pozos, en los campos cathedral, Chirimoyo y Muspac. En Pichucalco con 16 pozos y campos: Acuyo, Carmito, Chiapas, Copano y Secadero y en el municipio de Reforma 29 pozos, en campos de arroyo, Zonapa, Cactus, Justi y Níspero; con una producción de 54,164 barriles diarios de petróleo, 512.5 millones de pies cúbicos de gas, y con un personal ocupado de 3225 trabajadores.

Un estudio de campo realizado en Chiapas por Fabio Barbosa informa de los trabajos de exploración y perforación de PEMEX en dos áreas de la selva Lacandona. La primera puede ubicarse dentro de un círculo con un radio de 30 kms, cuyo centro está en Altamirano y cuyo perímetro parece llegar a 8 kms. de Ocosingo. La segunda se ubica cerca del vértice que forman los

ríos Lacantún y la Canja (16° 20' latitud norte y 90° 45' latitud oeste). A través de dicho estudio inexplicablemente del enorme esfuerzo por explorar y explotar exhaustivamente gran parte de la línea fronteriza de Guatemala con México, PEMEX no se ha atrevido, ni siquiera a explotar la cuenca mexicana del Usumacinta, ciñendo la mayoría de sus escasas exploraciones a la cuenca del río Lacantún.

3.4.1 EVOLUCION DE LOS VOLUMENES ORIGINALES

La evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la región sur, se presenta en el siguiente cuadro.

Año	volumen	Aceite Crudo mmb.	Gas Natural Mmmpc
2004	Total	37,140.6	69,771.9
	Probado	36,430.0	68,582.7
	Probado	634.5	772.0
	Posible	76.2	417.2
2005	Total	38,881.2	71,142.6
	Probado	36,838.6	69,285.4
	Probado	761.6	1,372.0
	Posible	1,280.9	482.2
2006	Total	38,211.4	69,683.1
	Probado	36,253.2	67,046.9
	Probado	580.2	1,789.1
	Posible	1,378.0	847.0

El original probado de aceite, estimado al 1 de enero de 2006, asciende a 36,253.2 millones de barriles, esto representa 25.1 por ciento del total probado del país. En cuanto a los volúmenes originales en la categoría de probable y posible de aceite, estos se estiman en 580.2 y 1,378.0 millones de barriles, respectivamente, y con ello contribuyen al 0.7 y 2.3 por ciento del total nacional. La mayor parte del volumen original probado de aceite se encuentra en los activos integrales Samaria-Luna y Bellota-Jujo, que en conjunto concentran 62.4 por ciento del total regional. En términos de volumen original probable de aceite, los activos integrales Samaria-Luna y Bellota-Jujo contribuyen en mayor proporción con 31.0 y 25.7 por ciento del total de la región. Para el volumen original de aceite posible, el activo Integral Samaria-Luna aporta 92.3 por ciento del total de la Región. El volumen original aprobado de gas natural al 1 de enero de 2006, asciende a 67,046.9 miles de millones de pies cúbicos, es decir, 38.2 por ciento del volumen probado del país. Con respecto a los volúmenes originales de gas natural en la categoría probable y posible, se

estiman en 1,789.1 y 847.0 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. El volumen original probado de gas natural se concentra principalmente en los activos integrales Muspac y Samaria-Luna, que sumados representan el 57.8 por ciento de la región. En la categoría probable, los activos integrales Macuspana y Muspac agrupan el 58.5 por ciento de esta categoría a nivel nacional por último, el volumen original posible de gas natural se concentra en los activos integrales Macuspana y Samaria-Luna, con 91.1 por ciento.

3.4.2 EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS

La reserva probada de aceite al 1 de enero de 2006 se sitúa en 2,808.2 millones de barriles, esto significa, 23.8 por ciento de las reservas probadas del país. Para la reserva probada de gas natural se tienen 8,556.3 miles de millones de pies cúbicos, correspondiente 42.9 por ciento del total de la reserva probada del país.

Con respecto a la desagregación de las reservas probadas; las desarrolladas de aceite y gas natural, alcanzaron 2,036.1 millones de barriles y 5,411.1 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente mientras que las no desarrolladas son 772.2 millones de barriles de aceite y 3,145.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Los valores de reservas probadas desarrolladas de aceite y gas representan el 23.8 y 45.3 por ciento del total nacional. En cuanto a las cifras de reservas probadas no desarrolladas, estas equivalen el 23.8 y 39.3 por ciento a nivel nacional. Las reservas probadas desarrolladas de la región se concentran en su mayoría en los campos que integran el complejo Antonio J. Bermúdez y el campo Jujo.Tecominoacán con 911.5 y 466.5 millones de barriles de aceite y 1,488.9 y 462.5 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

En términos de reserva probada de aceite, los aceites de tipo ligero y super ligero dominan la composición de la región con 99.1 por ciento, mientras que la contribución del aceite pegado alcanza 0.9 por ciento.

Por lo que respecta a la reserva probada de gas natural, 72.7 por ciento es gas asociado, y el resto corresponde a gas no asociado. Los principales campos de gas asociado siguen siendo Jujo-Tecominoaca-Samaria, Cunduaca, Iride y **Oxiacaque**, mientras que los de gas no asociado son Muspac, Chiapas-Copano y Girdaldas, estos tres últimos campos son yacimientos de gas y

condensados, en tanto que los campos mayores de gas o gas húmedo son Usumacinta, Narvárez y José Colomo.

La reserva probable de aceite reportada al 1 de enero de 2006, es 577.1 millones de barriles que representan el 5.0 por ciento del total nacional. Además, la reserva probable de gas alcanza 1,839.8 miles de millones de pies cúbicos, equivalente a 9.2 por ciento del total del país. La reserva posible contribuye con 490.8 millones de barriles de aceite, que representa el 5.1 por ciento del total nacional, mientras que la reserva posible de gas natural se sitúa en 1,044.2 miles de millones de pies cúbicos, es decir, el 4.7 por ciento nacional.

CAPITULO 4 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

4.1 DESCRIPCION DEL TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación descriptiva busca especificar las propiedades más importantes de las personas o grupos, comunidades o cualquier otro fenómeno que sea sometido a análisis. Miden o evalúan diversos aspectos, dimensiones o componentes del fenómeno a investigar. (Hernández, Collado, Baptista: 2008).

De igual manera es explicativo porque la investigación va más allá de la descripción de conceptos y fenómenos de las relaciones, por lo tanto responde a las causas de los eventos físicos y sociales.

4.2 HIPÓTESIS

“Si se crean refinerías en el estado de Chiapas, se logrará mayores recursos para el desarrollo del estado, se ofrecerá fuentes de empleo para los Chiapanecos y el costo de los combustibles serán más baratos”

CAPITULO 5 CONCLUSIONES Y PROPUESTAS

En toda investigación representa una buena herramienta de gran importancia para todas las organizaciones ya sean públicas o privadas, que nos permiten obtener información veraz y oportuna acerca de las necesidades de los productores de bienes o servicios, además de la información que se obtiene sirve de gran apoyo a los diferentes departamentos de una empresa para que formulen, corrijan, o cambien a mejores tácticas y estrategias actuales y compararlas con las que deben ser propuestas, las cuales nos permiten visualizar cualquier necesidad latente de las áreas de producción y seleccionar al personal adecuado para que de esta forma puedan brindar un servicio para una producción con la mejor calidad.

Con este trabajo se pretende proporcionar una información útil y veraz que sirva a los directivos o gerentes administrativos de dicha mega organización petrolera para tomar decisiones más acertadas de cómo mejorar los procesos de exploración, explotación, producción y comercialización del petróleo y sus derivados.

Así mismo establecer un programa de mejora continua, para hacer más competitiva a nivel nacional e internacional, ya que de acuerdo a la reforma energética habrán nuevas empresas distribuidoras de productos petroquímicos y la competencia será cada vez más exigente en cuanto a calidad y precios en el mercado, mejor calidad en el servicio, promover el nivel de desempeño competitivo y lograr la optimización de los recursos.

Así en el desarrollo de la investigación se visualizaron posibles soluciones comparables en la elaboración de la hipótesis, las cuales fueron comprobadas en forma satisfactoria en todas las fases de la investigación, por lo que se obtuvieron los conocimientos suficientes para proponer la solución al problema planteado.

Por ello la importancia de proponer una guía o información que permita a los directivos de estas organizaciones aplicar también un proceso de selección de personal que le permita escoger o seleccionar al candidato idóneo al puesto y función que desempeñe; además de que ayudará a disminuir la capacitación de las personas que en su momento se dediquen a la selección de personal, y reducir la plantilla de personal en aquellas empresas donde existe duplicidad de funciones.

Establecer las refinerías lo más cerca posible estratégicamente donde están los pozos petrolíferos y donde se encuentra el mercado, habría que preguntarnos si los productos elaborados son baratos, si son de calidad, o porque los ciudadanos que viven en las fronteras compran gasolina a en el país vecino, la productividad de la empresa para estatal es más o menos igual a otras empresas similares internacionales, o es un monstruo económico donde se derrochan los recursos.

Preguntarnos en que se han beneficiado los estados poseedores de petróleo, porque coincidentemente petroleros son los más atrasados.

BIBLIOGRAFÍA

- Ceballos Soberanis, José Antonio, Director de PEMEX Exploración y Producción.
- Cochet Yves; “Hacia el Apocalipsis del petróleo, Le Monde, Paris, Francia, abril 23 de 2004.
- Guzmán, Alfredo, Exploración and Production in México: challenges and Opportunities, texas, August 28 2001.
- Hernández Sampieri, Roberto; Collado Fernández Carlos; Baptista Lucio Pilar; (2008); “Metodología de la investigación”; Ed. McGraw-Hill, México.
- International Energy Outlook 2003, Energy _Information Administration, p.50, version digital.
- King Gubert (1956), El pico de la producción petrolífera de los estados Unidos para 1970.
- López Fernando; (2005), “La dimensión histórica de la crisis energética”, Protección Petrolera, argentina.
- Mean while, Geology Beckons, Politics cloud México`s Promises”, Explorer, AAPG, October 2004.
- Secretaria de Energía. Anuario Estadístico Petroquímica 2003, p. 35/36.
- Secretaria de Energía. Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003., 2012, p.28.

REFERENCIA ELECTRÓNICA

<http://www.pemex.com>, Septiembre 2012.

<http://www.Así es Chiapas, .gobierno de Chiapas.>, 2012.

<http://www.crisisenergética.org>

Cochet Yves; “Hacia el Apocalipsis del petróleo, Le Monde, Paris, Francia, abril 23 de 2004.

<http://www.Así es chiapas.gobierno de Chiapas>, Agosto 2013.

Los campos que administra el activo integral Macuspana por medio de su número de localización:

1. Cafeto

2. Costero

3. Rivereño

4. Espadañal

5. Xicalango

6. Narvárez

7. Laguna Alegre

8. Boca del Toro

9. Nuevos Lirios

10. Trompo

11. Usumacinta

12. San Roman

13. Mangal

14. Tasajero

15. Cantemos

16. Almendro

17. Chilapilla

18. Zaragoza

19. Chinal

20. Tamulte

21. Hormiguero

22. Cobo

23. Pigua

24. Gnayal

25. Bitzal

26. José colomo

27. Vernet

28. Cafeto Sur

29. Jimbal

30. Morales

31. Sarlat

32. Tepetitan

33. Saramako

34. Shishito

35. Fortuna Nacional

36. Acahual

37. Caracol

38. Medellín

39. Lacantun

40. Nazareth

Los campos que administra el activo integral muspac por medio de su número de localización:
1. Río nuevo
2. Cactus
3. Juspac
4. Sitio Grande
5. Tapijulapa
6. Arroyo Zanapa
7. Cacho López
8. Artesa
9. Agave
10. López Mateos
11. Acuyo
12. Guanaj
13. Iris
14. Giraldas
15. Comoapa
16. Nuevo Topen
17. Carmito
18. Copano
19. Chispa
20. Sunuapa
21. Mundo Nuevo
22. Gaucho
23. Secadero
24. Sándalo
25. Muspac
26. Chirimoyo
27. Enchapa
28. Catedral
29. Sabancuy

Cuadro 2.3 Campos Petroleros del activo Cinco Presidentes según ubicación geográfica de la fig. 2.3.3	
1. Marbella	28. Cinco Presidentes
2. Santa Ana	29. Panal
3. Chaparrera	30. El Burro
4. Charal	31. Puente
5. Bigo	32. San Vicente
6. Guero	33. Macayo
7. Tabaco	34. Concepción
8. Arroyo Prieto	35. Filisola
9. El Rosario	36. Carro Nanchital
10. Potaste	37. Tortuguero
11. Pomela	38. Gurrumal
12. Laguna Nueva	39. Palmitota Oriente
13. San Ramón	40. El Tigre
14. Pajonal	41. Ixhuatlán Oriente
15. Tucan	42. Agata
16. Ogarrio	43. Tacuilolapa
17. La central	44. Cuichapa
18. Chamigua	45. Santa Rosa
19. San Alfonso	46. Pera
20. Pailebot	47. Ixhuatlan
21. Rodador	48. Moloacan
22. Nacastle	49. Ostapa
23. Otates	50. Lacamango
24. La Venta	51. Rabon Grande
25. Blasillo	52. Nueva Teapa
26. Los Soldados	53. Atepontla
27. El Plan	