

8



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIVISION : CIENCIAS DE LA TIERRA

PARTICIPACION DE LA EXPLORACION  
GEOFISICA Y GEOLOGICA EN EL  
SECTOR ENERGETICO DE MEXICO

## TESIS CON FALLA DE ORIGEN

T E S I S  
PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERO GEOFISICO  
P R E S E N T A  
CANDELARIO FELIPE ISLAS ISLAS

DIRECTOR DE TESIS: DR. MARIO RUIZ CASTELLANOS



MEXICO, D.F.

200.)



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-I-641

SR. CANDELARIO FELIPE ISLAS ISLAS  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Mario Ruiz Castellanos y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Geofísico:

**PARTICIPACION DE LA EXPLORACION GEOFISICA Y GEOLOGICA EN EL SECTOR ENERGETICO DE MEXICO**

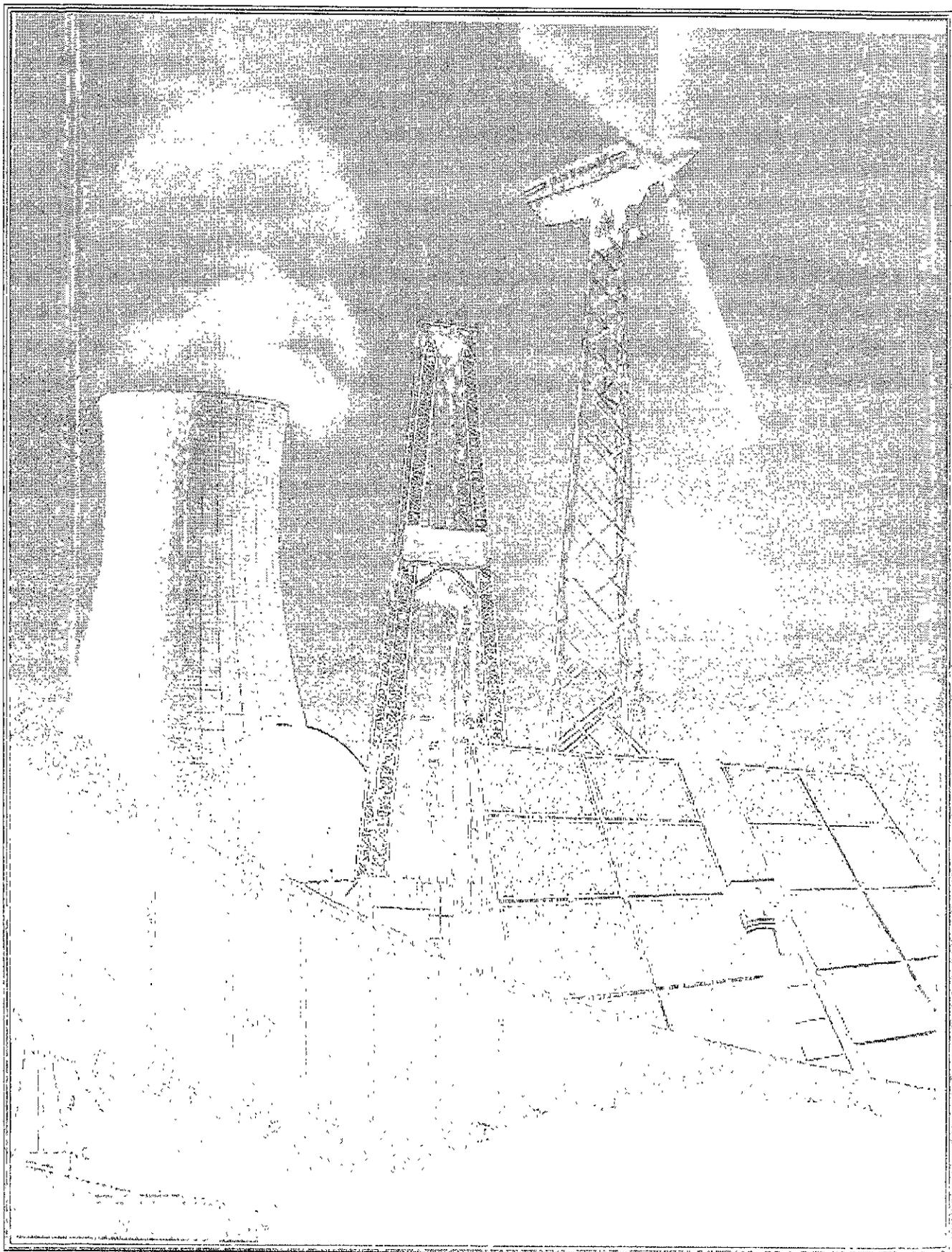
- I CARACTERISTICAS DEL SECTOR ENERGETICO EN MEXICO
- II METODOS DE EXPLORACION APLICADOS AL SECTOR DE ENERGIA
- III REPERCUSIONES ECONOMICAS Y SOCIALES DE LA ACTIVIDAD EXPLORATORIA
- IV UNA INTERPRETACION DE LA IMPORTANCIA DEL ESFUERZO EXPLORATORIO NACIONAL
- V CONCLUSIONES  
BIBLIOGRAFIA  
ANEXOS

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

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

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
Cd. Universitaria, a 25 de mayo de 2000  
EL DIRECTOR

ING. GERARDO ESPERANDO DRANG  
SECRETARIA



*Dedico este trabajo a mis padres.*

*Sr. Natividad Islas Palafox.* †

*Sra. Rosa Islas García.*

## RECONOCIMIENTOS.

*Este trabajo no hubiera salido sin el apoyo de mi familia y sin la atención y confianza que me brindó el Sr. Dr. Mario Ruiz Castellanos quien es director de esta tesis.*

*Cabe señalar que el formato preliminar de tesis se estructuró en la Secretaría de Energía, bajo la tutoría del Sr. Ing. Ignacio Armendáriz Molina y Sr. Ing. Jerzayn León Álvarez, a quienes agradezco el apoyo recibido.*

*Otros organismos públicos fuera de la Universidad Nacional Autónoma de México que de alguna manera apoyaron en este proyecto por medio de sus bibliotecas o centros de consulta respectivos son: Secretaría de Energía, Petróleos Mexicanos, Instituto Mexicano del Petróleo, Comisión Federal de Electricidad, Archivo de la Nación, Banco de México, Colegio de México, Secretaría de Contraloría y Administración Pública, biblioteca Benjamin Franklin, Centro de consulta del Fondo Monetario Internacional.*

*La Facultad de Ingeniería en la Universidad Nacional Autónoma de México, particularmente el departamento de Ciencias de la Tierra en la división de Ingeniería Geofísica, por medio de su titular M.C. Luis Guadalupe Arriaga me brindó la confianza para desarrollar este trabajo y los señores sinodales hicieron precisas observaciones para terminar esta tesis.*

*Finalmente, mi agradecimiento con la Universidad Nacional Autónoma de México, por haberme formado profesionalmente como Ingeniero Geofísico.*

*Felipe Islas I.*

PARTICIPACIÓN DE LA EXPLORACIÓN GEOFÍSICA Y GEOLÓGICA  
EN EL SECTOR ENERGÉTICO DE MÉXICO.

INTRODUCCIÓN.....	iv
I. CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR ENERGÉTICO EN MÉXICO.....	01
II. MÉTODOS DE EXPLORACIÓN APLICADOS AL SECTOR DE ENERGÍA.....	23
III. REPERCUSIONES ECONÓMICAS Y SOCIALES DE LA ACTIVIDAD EXPLORATORIA EN MÉXICO..	67
IV. UNA INTERPRETACIÓN DE LA IMPORTANCIA DEL ESFUERZO EXPLORATORIO NACIONAL.....	85
V. CONCLUSIONES.....	100
ANEXO.....	103
I. SIGLAS Y FACTORES DE CONVERSIÓN.....	103
II. ESTADÍSTICO.....	105
BIBLIOGRAFÍA.....	111

PARTICIPACIÓN DE LA EXPLORACIÓN GEOFÍSICA- GEOLÓGICA;  
EN EL SECTOR ENERGÉTICO DE MÉXICO.

INTRODUCCIÓN..... iv

CAP I.- CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR ENERGÉTICO EN MÉXICO

FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA..... 01

1.A.1 Hidrocarburos..... 01

1.A.2 Carbón..... 03

1.A.3 Nuclear..... 05

1.A.4 Hidráulica..... 06

1.A.5 Tradicionales..... 07

1.A.6 Nuevas..... 11

1.B SINOPSIS HISTÓRICA DE ORGANISMOS DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA FEDERAL... 15

1.B.1 Petróleos Mexicanos ( Industria Petrolera )..... 15

1.B.2 Comisión Federal de Electricidad ( Industria Eléctrica )..... 20

1.B.3 Consejo de Recursos Minerales ( Industria Minera )..... 22

CAP II.- MÉTODOS DE EXPLORACIÓN APLICADOS AL SECTOR DE ENERGÍA

2.A LAS CIENCIAS DE LA TIERRA. .... 23

2.B FUNCIONES DE LA INGENIERÍA GEOLÓGICA.. ... 24

2.C DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS GEOFÍSICOS..... 25

2 C 1 Método Gravimétrico..... 25

2 C 2 Método Eléctrico ..... 30

2 C.3 Método Sismológico..... 33

2.D EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE TÉCNICAS GEOFÍSICAS- GEOLÓGICAS ( G & G )..... 38

2.D.1 Factibilidad técnica del Proyecto Carboeléctrico Sabinas, Coah. .... 38

2 D 2 Aplicación de Registros Geofísicos para descubrir Uranio ..... 40

2.D.3 Cálculo del riesgo sísmico en central eléctrica Laguna Verde, Ver. .... 44

2 D 4 Factibilidad técnica Proyecto Hidroeléctrico Aguamiapas, Ney ..... 47

2.D 5 Estudios C & G para la planta termoelectrica Turbo Gas Juárez, Chih ..... 53

2 D 6 Estudios C & G sobre diferencias cuencas petroleras del México ..... 56

PARTICIPACIÓN DE LA EXPLORACIÓN GEOFÍSICA Y GEOLÓGICA  
EN EL SECTOR ENERGÉTICO DE MÉXICO.

CAP III.-	REPERCUSIONES ECONÓMICAS Y SOCIALES DE LA ACTIVIDAD EXPLORATORIA	
3.A	CONSUMO Y DEMANDA DE ENERGÉTICOS .....	67
3.A.1	Consumo nacional de energéticos 1965-1997.....	67
3.A.2	Estimación, demanda nacional adicional de energéticos 1997-2007..	72
3.B	FACTORES QUE MEDIAN EN POLÍTICA DE EXPLORACIÓN PETROLERA.....	74
3.C	EMPLEO DE LA INFORMACIÓN GEOFÍSICA-GEOLÓGICA.....	81
CAP IV.-	UNA INTERPRETACIÓN DE LA IMPORTANCIA DEL ESFUERZO EXPLORATORIO NACIONAL	
4.A	ELECTRICIDAD.....	85
4.B	CARBON Y URANIC. ....	87
4.C	HIDROCARBUROS .....	90
CAP V.-	CONCLUSIONES.. ..	100
	ANEXO	
I.	SIGLAS Y FACTORES DE CONVERSIÓN.....	103
II.	ESTADÍSTICO.....	105
	BIBLIOGRAFÍA.....	111

## INTRODUCCIÓN

Antes de la revolución industrial los sistemas energéticos utilizaban energía natural, pero actualmente se han diversificado con las más altas tecnologías, y para que cumplan sus funciones; requieren en esencia hidrocarburos. Por ello la exploración oportuna y el descubrimiento de nuevos depósitos petroleros cobran importancia en las decisiones de política Nacional porque representa el soporte de su industria petrolera y a su vez la capacidad de cumplir con, la industria, agricultura, transporte y servicios.

Con el fin de atender necesidades de energía, la Secretaría de Energía aplica la política energética; que surge del Plan Nacional de Desarrollo y se apoya en Pemex y C.F.E. básicamente. Quienes a su vez se relacionan con tales propósitos con las universidades del país. Para obtener conocimientos básicos del sector energético, por ejemplo; en el sector hidrocarburos, los conocimientos de mayor relevancia convergen en las ciencias de la tierra, los cuales no tienen la misma trascendencia en los usos del sector eléctrico.

El sector energético influye en temas técnicos, sociales, económicos y políticos. Sin embargo; este trabajo no estudia estos dos últimos. Tampoco sustenta posturas de carácter político como la "Privatización del sector eléctrico ó la venta de la planta petroquímica Mexicana". No se dan respuestas en este sentido pero sí se ponen de relieve aspectos técnicos y sociales relacionados con la exploración geológica en México que es la única que permite confirmar la relación reserva/producción y por tanto la vida de estos recursos.

Se sabe el destino del petróleo pero poco de su origen. Por ejemplo; en México se han realizado mesas de discusión que giran en torno a comercialización, uso, demanda y asuntos ambientales y geopolíticos. Sin embargo, fuera de organismos y documentos oficiales así como de algunos programas sobre energía, no se estudia a fondo y con detalle la localización y extracción del petróleo tampoco se analizan los retos en planeación y toma de decisiones que entrafían las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Esta situación contrasta con la industria petrolera internacional. Una posible respuesta a esta situación, reside en el carácter estratégico que la Presidencia de la República asigna a este sector y que por ello hay reticencias para conocer información específica distinta a la emitida públicamente; y por otro, los datos de memorias, anuarios o boletines no siempre coinciden con hechos o informaciones extraoficiales de prensa nacional y extranjera. Por tales motivos, se revisan más aspectos técnicos y sociales correspondientes con la exploración.

Este trabajo presenta las características de los recursos energéticos del país actualizados a 1997, y describe técnicas de exploración geofísica, se reflexionan las generalidades que intervienen para realizar programas exploratorios en los organismos federales y privados. Y se espera presentar la relevancia de la exploración en México por medio de un análisis estadístico referente al número de equipos, pozos, profundidad y kilómetros perforados, se pretende contribuir a la divulgación de las ciencias de la tierra, de tal manera que estas dejasen de verse como algo raro porque eso es inadmisibile si se considera que la sobrevivencia humana depende de los recursos que esta guarda en el subsuelo, y que por tanto programar crecimientos económicos y programas de desarrollo serían un grave error si se subestiman los procesos de la naturaleza de la tierra.

Señaléscar L.

## CAP I.- GENERALIDADES DEL SECTOR ENERGÉTICO EN MÉXICO

Este capítulo tiene la finalidad de mostrar las diferentes opciones energéticas que utiliza México para satisfacer sus necesidades de energía. Pone en primer término las características de estos recursos y después realiza una semblanza histórica de los organismos federales más prominentes de este sector.

### 1.A FUENTES DE ENERGIA PRIMARIA

Se consideran fuentes de energía primaria aquellas que se obtienen de la naturaleza, ya sea en forma directa como es el caso de la energía: hidráulica, solar o viento, leña y otros combustibles vegetales; o aquellos que pasan por un proceso de extracción como son hidrocarburos, carbón mineral, uranio y geotermia.

#### 1.A.1 HIDROCARBUROS

Los hidrocarburos, se entiende como el petróleo crudo y gas natural aunque en el caso del petróleo algunas veces se le llama también aceite, sin embargo; en el contexto de este trabajo se le llamará indistintamente aceite y gas natural o petróleo.

En México para la década de los años 70's la exploración de hidrocarburos permitió pasar de una posición de importador neto, a una de productor y exportador a finales de la misma década, con reservas significativas a escala mundial. Posteriormente en los años 80's, Petróleos Mexicanos (Pemex) orientó la exploración a las áreas de mayor potencial productivo y rendimiento financiero, dando prioridad a las regiones marinas. Las reservas alcanzaron un valor máximo de 72,500 MMB en 1984, y han declinado para ubicarse en 58,683 MMB al inicio de 1999. De estas reservas el 68.8%, equivalentes a 40,379 MMB corresponden a petróleo crudo y el resto a gas natural estimándose una duración de 38 años a los ritmos de producción de 1998.

En la actualidad la fuente de energía primaria mundial y de nuestro país, más importante es la de Hidrocarburos<sup>1</sup> y en México, estos se extraen principalmente de las regiones marinas del Golfo de México: Campeche, aportó 74.6%, región sur 22% y región norte 3.4%. ( figura 1.1)

### PETRÓLEO

La palabra petróleo proviene "del latín petroleum (petra-piedra y oleum-aceite), significa aceite de piedra" y es un compuesto de hidrocarburos básicamente "76% a 86% de carbono, 10% a 14 % de hidrogeno" con impurezas mezcladas de oxígeno, azufre, y nitrógeno. Resulta de la transformación de organismos vegetales y animales que existieron en ciertos períodos del tiempo geológico, los cuales fueron sometidos a enormes presiones y elevadas temperaturas. Sin embargo, se cree cada vez más que el "Plancton" es el material petrolígeno por excelencia y que al transformarse origina un fango llamado sapropel considerado como la sustancia madre del petróleo. Después el paso de sapropel a petróleo ocurre por medio de complejos procesos bioquímicos e inorgánicos

Tiene estructura molecular de cadenas simples y complejas de carbono e hidrogeno recibiendo denominaciones como petróleo en bruto, aceite de piedra, nafta, asfalto o bien mezclado con materias minerales de arcillas bituminosas. Se localiza en yacimientos a diferentes profundidades del subsuelo contenido en formaciones arenosas, calcáreas. Asumiendo los tres estados físicos de la materia según su composición temperatura y presión a que se encuentre, no está distribuido uniformemente y su color varía de ámbar a negro. Básicamente se requieren cuatro condiciones para dar lugar a un yacimiento

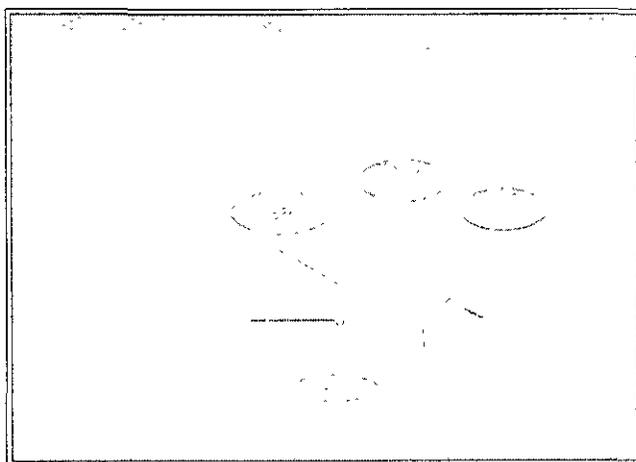
- 1ª Roca Generadora
- 2ª Roca Almacenadora
- 3ª Roca Sello
- 4ª Trampa

A escala mundial el aceite crudo se clasifica de acuerdo con su densidad dada en grados °API escala utilizada en la industria petrolera para expresar si los hidrocarburos son líquidos. En general existen dos tipos genéricos de aceite (ligero y pesado), En torno de los cuales existe una amplia gama de categorías como: extra - ligero, ligero dulce, ligero amargo y extra pesados. En México el aceite crudo extraído se considera pesado o ligero según su densidad menor o mayor a 27 °API<sup>N</sup> respectivamente mientras que para el mercado de exportaciones se ofrecen 3 variedades de petróleo crudo con las siguientes calidades:

Oimeca = Petróleo crudo muy ligero  $\rho = 39,3$  °API  
 Istmo = Petróleo crudo ligero con  $\rho = 33,6$  °API  
 Maya = Petróleo crudo pesado con  $\rho = 22$  °API

Finalmente de los procesos de refinación que se apliquen al aceite, Pemex pone a disposición del consumidor una amplia gama de productos como son:

- a) Energéticos.  
 Combustibles específicos para: Transportes, agricultura, industria, generación de corriente eléctrica y uso domestico (Gas L.P, gasolina, turbosinas – kerosinas, combustóleo).
- b) Productos especiales. Lubricantes, parafinas, asfaltos, grasas para vehículos, construcción y uso industrial.
- c) Materias primas para la industria Petroquímica Básica.



Fuente Pemex.

Fig. 1.1 División Regional Pemex Exploración Producción

## GAS NATURAL

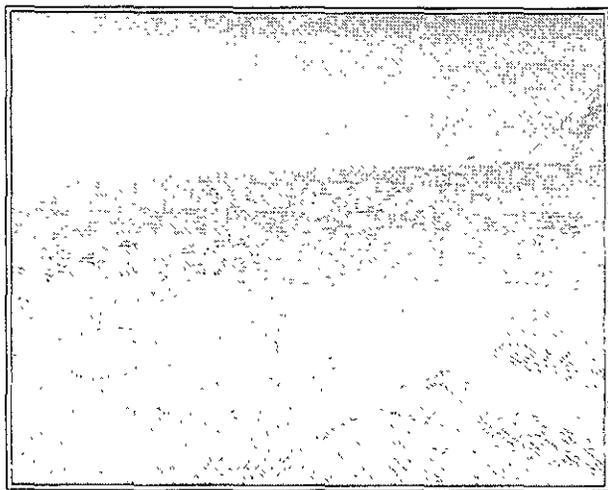
De origen similar al petróleo y compuesto por los hidrocarburos más sencillos como el metano (C<sub>1</sub>H<sub>4</sub>), etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), butano (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>). Se encuentra en yacimientos de fase gaseosa con aceite crudo (gas asociado), o bien, en yacimientos que no contienen aceite (gas no

asociado). Es un combustible limpio porque solo produce bióxido de carbono, vapor de agua y pequeñas cantidades de óxidos de nitrógeno cuando se quema.

"Posee ventajas de seguridad altas para rangos de inflamabilidad limitado, es decir en concentraciones de oxígeno en el aire que varían de 4% a 14% no encenderá, la temperatura de ignición es alta sin embargo queda reducido el riesgo de incendio o explosión accidental". Por otro lado el acuerdo de normas ambientales vigentes y la necesidad de satisfacer la demanda futura de energéticos con mayor eficiencia hace de este recurso un importante combustible en la protección del medio ambiente mencionando aparte de traer grandes beneficios económicos en el uso industrial.

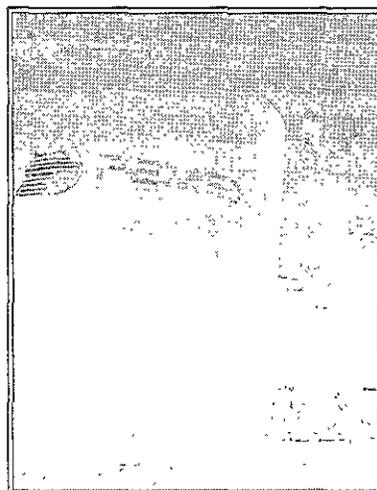
Las reservas probadas de gas natural al 1° de enero de 2000 son de 43,167 MMMpc, de ésta cantidad a las regiones marinas corresponde 20.7%, mientras a la región sur 30.9% y la región norte 48.33%

La Secretaría de Energía recomienda usar gas natural en el futuro, para instalaciones mixtas generadoras de electricidad, donde se usan combustibles sólidos o líquidos, así como en la industria de: La Cerámica, Vidrio, Textil, Química y Cemento.



Fuente Pemex

Fig. 1.2 Plataforma Petrolera Mexicana, Zona Marina.



Fuente Rev. Petróleo y Electricidad

Fig. 1.3 Complejo Petroquímico.

## 1.A.2.- CARBÓN MINERAL

El origen vegetal del carbón mineral comprende dos fases una Bioquímica o Diagenética, donde actúan los micro-organismos sobre los elementos que constituyen a las plantas y la otra fase Geoquímica o catagénica en la cual las condiciones de temperatura, presión y tiempo, han caracterizado el grado de evolución de la materia orgánica sepultada. Los constituyentes principales del carbón mineral son carbono e hidrógeno siendo común observar restos orgánicos de animales, plantas y en menores cantidades materia orgánica

Por sus propiedades físico químicas los carbones, son importantes para la industria (Metalúrgica, Eléctrica, Carboquímica, de Licuefacción y Gasificación), esta diversidad de usos ha contribuido a determinar una clasificación del carbón, en la que se considera la calidad del combustible. Deduciendo una serie de carbones en función de la cantidad de carbón fijo y materias volátiles que contenga cada tipo. Los rangos del carbón mineral son: Alto y Bajo; y la Clasificación del carbón según United States Geological Survey (USGS):

#### Turba.-

Roca sedimentaria color pardo de estructura feltrada; localizada en depósitos estratificados alternados con arcilla y arena, (generalmente sinclinales). Se compone de restos vegetales y animales, poco transformados (50 a 60% de Carbono) mezclado con materiales detríticos (Cuarzo, Calcita) minerales diagénéticos (simoneilita, ámbar). El ambiente geológico es de zonas lacustres, donde ocurren procesos de relleno y compactación. La humedad es 70 % a 90 % al ser extraído y como se aplican procesos de secado entonces se vuelve dura, quebradiza, y difícil de manejar por lo que se considera combustible pobre con poder calorífico (3330 - 5000 cal/kg). Se usa principalmente como: ingrediente de fertilizantes y acondicionador de suelos.

#### Lignito.-

Roca sedimentaria leñosa pero más compacta que la turba en su estructura; el color varía de café a negro. En la mina contiene de 20% a 45% de humedad. Con poder calorífico entre 3059 y 4600 Cal/kg para lignito húmedo y de 5500 - 6600 Cal/kg, para lignito seco. Por lo que se clasifica de rango alto. Se aplica como combustible para generar vapor y fabricación de aceites sintéticos.

#### Carbón Bituminoso.-

Rango más importante del carbón, y más utilizado. Por la diversidad de sus aplicaciones se ha subclasificado en cinco clases, tres con alto contenido de material volátil, una con un contenido medio y otra con contenido bajo. Tiene 4500- 8500 Cal /kg en la mina. Se usa con fines de ser coquizable y obtención de gas.

#### Antracita.-

Roca sedimentaria de color pardo oscuro a negro, brillante, dura, escamosa y compacta con brillo y textura uniforme, de peso específico entre 1.4 y 1.7, se compone de carbono en 93% a 96% con pocas sustancias volátiles y pequeñas cantidades de pirita, cuarzo. Se encuentra en potentes estratos que se extienden formando grandes cuencas, que correspondieron a lagos y lagunas costeras. Tiene poder calorífico entre 7200 - 7800 Cal/kg. Se emplea en la industria siderúrgica y producción de gas.

En México se conoce la existencia de carbón en los estados de Sonora, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, Puebla y Oaxaca. El único carbón coquizable detectado hasta ahora, es el de las cuencas de Monclova-Sabinas. En los yacimientos de Nuevo Laredo y Puebla se encuentra carbón tipo lignito, en los de Piedras Negras, Chihuahua y Oaxaca, carbón sub-bituminoso no coquizable. La cuenca de Piedras Negras es la más importante de las que tienen carbón no coquizable también es la menos compleja y por tanto la más atractiva desde el punto de vista de extracción. C.F.E. evaluó una reserva probada de carbón de 663 MMton, correspondiendo el 81% a Villa de Fuentes-Río Escondido, Coah. La más grande de las cuatro cuencas disponibles, sin embargo sus recursos están destinados a las cos centrales. Carboeléctricas. Las cuencas en Piedras Negras, Coah. (Capítulo II, sección 2.1.1, pág. 38 y Capítulo III, sección 3.1, pág. 37).

### 1.A.3 NUCLEAR (NUCLEOELÉCTRICA)

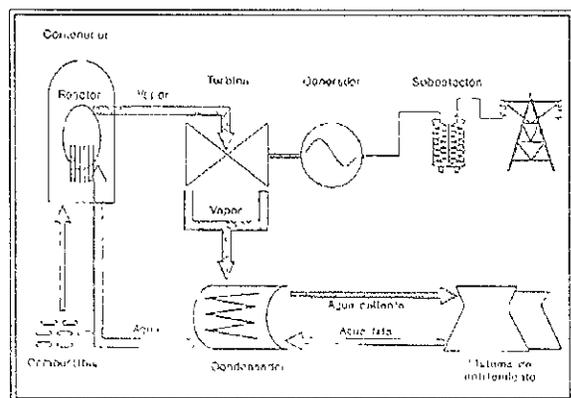
Son centrales nucleoelectricas, aquellas que generan energía eléctrica utilizando como combustible uranio enriquecido  $U^{235}$ , en el proceso de generación. Para tal fin se hace uso de un reactor que se localiza en un recipiente a presión. El cual se acopla al generador y condensador mediante un circuito convertidor de calor. En este sentido, lo que se hace es aprovechar el calor que se obtiene de fisiónar átomos de un isótopo radioactivo en el interior de un reactor nuclear de fisión. Con lo que se logra la transformación de masa en energía mediante la ruptura de núcleos de  $U^{235}$ . Transformándose el combustible suministrado en vapor de alta presión y con el que se mueven finalmente las turbinas que generan electricidad. (figura 1.4 y 1.5)

El reactor consta de: Núcleo de material combustible (Uranio), Medio enfriador líquido o gaseoso que; extrae del reactor energía calorífica, Sistema de control que limita las reacciones de fisión y Moderador"-Reflector que reduce la velocidad de los neutrones propiciando la fisión y confinamiento en la región del núcleo.

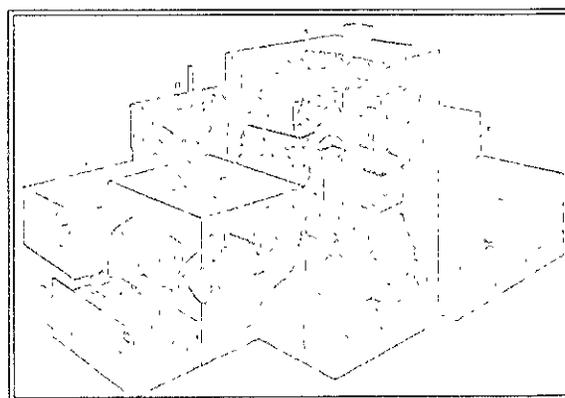
El Balance de planta se compone de sistemas de contención, generador, condensador, sistemas de tratamiento para desechos radiactivos, suministros de energía, agua de circulación para enfriamiento, sumidero de calor y subestación eléctrica que conecta la planta con las líneas de transmisión.

En México la única central nucleoelectrica instalada se llama Laguna Verde, se ubica en el Municipio de alto Lucero, Veracruz. La 1ª unidad consta de 654,5 MW y entró en operación en Septiembre de 1990, la 2ª unidad es de similar capacidad y entro en operación comercial en Abril de 1995<sup>A</sup>.

La exploración de uranio en México inició hacia 1957, en Nuevo León, Durango, Oaxaca... "para 1970, la exploración corrió a cargo de Comisión Nacional de Energía Nuclear, la que en 1971 se convirtió en el Instituto de Nacional de Energía Nuclear (INEN) y para 1979 el INEN se divide en: Comisión de Energía Atómica como organismo cúpula y tres instituciones: Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ), Uranio Mexicano (URAMEX) y Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CNSNS). Durante 1981-1983 Uramex continuó la exploración y evaluación de prospectos"... (Ver capítulo IV, sección 4.B. p. 89, puede consultarse un interesante ejemplo; exploratorio en este tipo de centrales, Capítulo II sección 2.D.2. , 2.D.3., p. 40 y 44).



Fuente C.T.T.  
Fig. 1.4 Diagrama de central Nucleoelectrica



Fuente C.T.T.  
Fig. 1.5 Balance de planta, Corte unidad 1 de PNLV

## 1.A.4 HIDRÁULICA

Es el aprovechamiento eficiente del recurso natural como el agua. Se considera recurso primario pero no energético debido a que difiere respecto de los hidrocarburos por el tipo de fuente. Su logro se puede apreciar en la construcción e instalación de grandes y pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

Las Centrales Hidroeléctricas son plantas generadoras de electricidad que se basan en aprovechar la energía potencial del agua, contenida en los embalses de grandes presas. Posteriormente la energía cinética en la caída del agua se utiliza conduciéndola por tuberías donde el diseño de estas permite que el agua choque contra álabes de una o varias turbinas las cuales a su vez impulsan al generador que es el que finalmente transforma la energía cinética del agua en electricidad. Estas plantas destacan por no contaminar al ambiente, porque el agua utilizada en las plantas, regresa al caudal de los ríos sin alteraciones en la calidad de la misma. (figura 1.6), ejemplo; de exploración en capítulo II, sección 2.D.4. pp.47

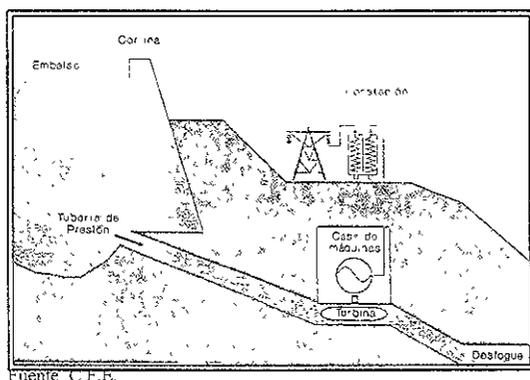


Fig. 1.6 Diagrama de Central Hidroeléctrica.

En el caso de los sistemas de pequeñas centrales hidroeléctricas, ocurre hoy día que los problemas de contaminación por diferentes combustibles en el proceso de generación eléctrica, ha originado el interés de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) para aprovechar esta fuente de energía renovable autóctona que no contamina.

Estos sistemas son interesantes técnica y económicamente y su proceso de generación es similar a una hidroeléctrica solo que en pequeño. Cabe señalar que Comisión Federal de Electricidad (C.F.E) en el país dejó e instalar este tipo de plantas desde hace 30 años. Sin embargo, la CONAE actualmente patrocina un proyecto para evaluar el potencial mini-hidroeléctrico nacional. Arrojando los resultados preliminares, un potencial cercano a 400 MW. Encontrándose de esta manera la posibilidad de repotenciar la microhidráulica de Ixtaczoitlán, Ver. (500 KW a 2MW). Por otro lado y acorde con la Organización Latino americana de Energía (OLADE), las centrales generadoras. Se clasifican según su tamaño en: microcentrales hasta un límite de 50 KW, minicentrales de 50 a 500 KW y Pequeñas Centrales Hidroeléctrica de 500 a 5000 KW.

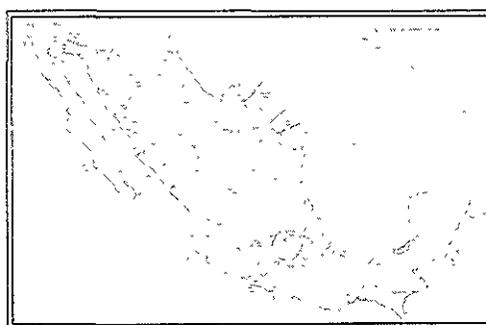
Cabe mencionar que el potencial estimado para centrales con capacidad menor a 10 MW en el país se sitúa en los 3,250 MW. Sin embargo, pese a lo anterior C.F.E., tiene 34 centrales instaladas antes de 1968 dentro de este rango de capacidad, generando un total de 109 MW. Actualmente una tarea importante de la CONAE consiste en concluir en breve, el estudio de factibilidad técnica y económica para desarrollar proyectos minihidráulicos en los distintos sitios del país identificados. Ver gráfica 1.1 y C.F.E., tiene 79 centrales de generación hidroeléctrica a las que se asocia 26,431 MW en 1997 lo que significa una participación porcentual del total de generación nacional igual a 16.38 %, siendo probable se agregue otro tanto de capacidad instalada en los próximos años.

## 1.A.5 TRADICIONALES

La generación Eléctrica; en este caso es energía secundaria<sup>2</sup>. Se produce por combustión de hidrocarburos principalmente y, se conoce como generación termoeléctrica. Este tipo de energía tiene la característica de que el suministro eléctrico en cada instante es igual a la demanda de los consumidores más las perdidas del sistema. La continuidad de este servicio queda asegurada por la red de cables de interconexión nacional y se diferencia de la de los hidrocarburos, porque no se puede almacenar económicamente en cantidades significativas (figura 1.7.b).



Fuente: Secretaría de Energía.  
Fig. 1.7 a) Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

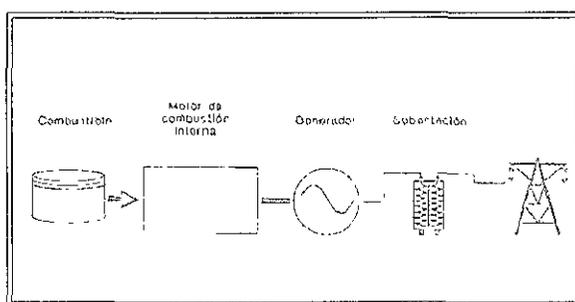


Fuente: Secretaría de Energía.  
b) Red de transmisión eléctrica nacional a 1996

En términos generales las centrales termoeléctricas producen electricidad a partir de energía calorífica que se desprende por la combustión de diesel, carbón, gas natural ó combustóleo. El calor producido por la combustión se transmite en forma de vapor a turbinas que impulsan álabes haciéndolos girar de tal manera que; dicho movimiento es transmitido al generador, ocasionando el fenómeno de electromagnetismo que finalmente es el que convierte la energía cinética en electricidad. En México se utilizan diferentes modalidades de este tipo de plantas como son:

### Central de vapor convencional.-

El generador transforma el poder calorífico del combustible en energía térmica, que es aprovechada para llevar el agua a fase de vapor. Este vapor, ya sobrecalentado se conduce a la turbina dónde la energía cinética del sistema se convierte en energía mecánica, misma que se transmite al generador para producir energía eléctrica. Este tipo de centrales utiliza como fuente energética; combustóleo y próximamente con adecuaciones tecnológicas Gas Natural, ver figura 1.8 de este tipo de centrales México tiene 27, con 97 unidades que representan 14,282 MW de capacidad efectiva y participación porcentual de 41.02% con respecto al total instalado.



Fuente: CFE.  
Fig. 1.3 Diagrama de Central Termoeléctrica Convencional

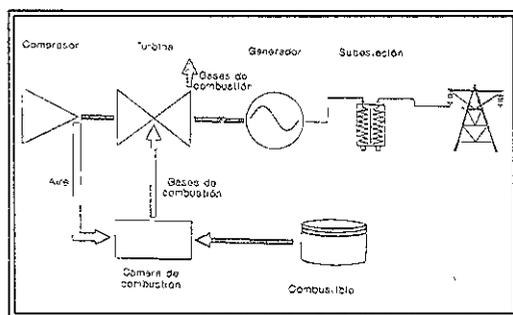
<sup>2</sup> CAPPAR (1992: CFE). Se utilizan los diagramas que describen el proceso de generación eléctrica.

### Central dual.-

Estas centrales siguen el principio de los motores de combustión interna, es decir aprovechan la expansión de los gases por combustión de Combustóleo o Carbón mineral. Con el fin de obtener energía mecánica, la cual a su vez es transformada en energía eléctrica en el generador. En México se tiene una central con 6 unidades lo que representa 2,100 MW de capacidad efectiva y una participación porcentual de 7.47% con respecto al total instalado.

### Central Turbogas.-

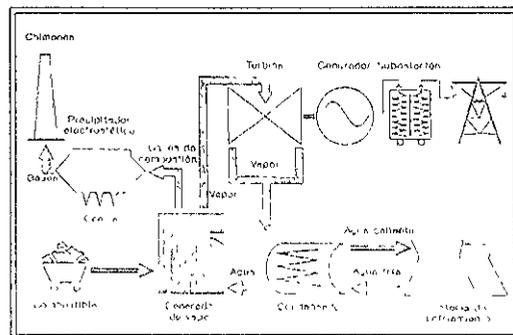
La generación eléctrica se logra cuando, el sistema aspira aire a través de un filtro y posteriormente lo pasa al compresor. Ahí el aire se comprime, antes de llegar a la cámara de combustión, donde el combustible, atomizado en las toberas, se mezcla con el aire altamente comprimido, quemándose inmediatamente. De lo anterior resultan gases de combustión muy calientes que al expandirse hacen girar la turbina. El generador acoplado a la turbina de gas, transforma esta energía mecánica en energía eléctrica. Los gases producidos por la combustión después de mover la turbina, se descargan directamente a la atmósfera. (figura 1.9), este tipo de centrales utilizan gas natural o diesel. México cuenta con 36 centrales que generan 65,671 GW/h, sobresalen las de "Caborca Industrial" en Monclova, Coah. Y la de Cancún. (Ejemplo de exploración en Capítulo II, sección 2.D.5 pp. 53).



Fuente: C.F.E  
Fig. 1.9 Diagrama de Central Termoeléctrica Turbogas.

### Central Carboeléctrica.-

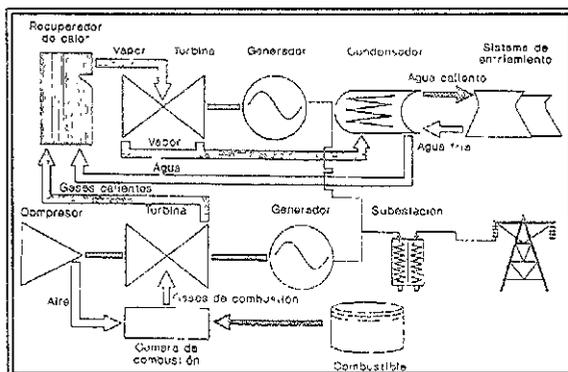
Este tipo de centrales utilizan como combustible primario el carbón y le hace diferente de las termoeléctricas convencionales, el uso de sistemas de manejo para carbón en sus diferentes áreas, así como por los sistemas de manejo de cenizas y equipos de captación de ceniza. Que comprenden básicamente el equipo "adicional" (figura 1.10). Actualmente el desarrollo carboeléctrico del país se localiza en las centrales José López Portillo (Río Escondido), Coah. Con 1,200 MW, Carbón II con 1,400 MW que generan 16,479.36 GW/h en 1997. Ejemplo exploratorio en cap. II secc. 2.D.1



Fuente: C.F.E  
Fig. 1.10 Diagrama de Central Termoeléctrica Carboeléctrica.

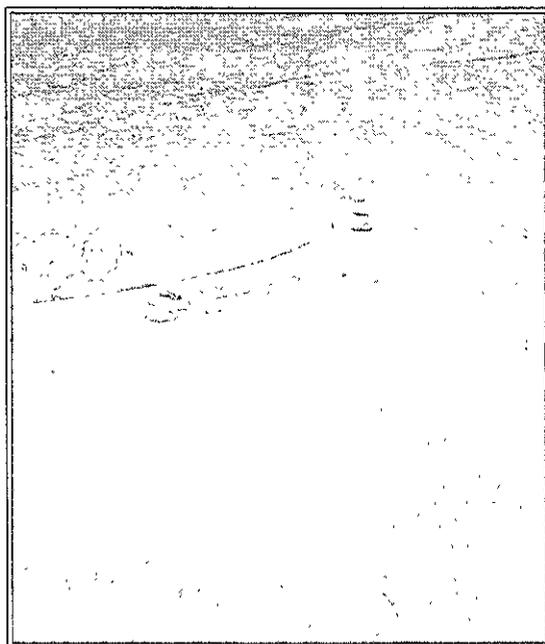
## Central de Ciclo Combinado.-

Estas centrales se encuentran integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras. En una vez terminado el ciclo de generación de las unidades turbogas, los gases producidos de alto contenido energético, se utilizan para calentar agua y producir vapor, de manera semejante a las termoeléctricas convencionales (figura 1.11). México tiene 6 centrales con 27 unidades lo que representa 1,942 MW de capacidad efectiva y una participación porcentual de 5.58% con respecto al total instalado.



Fuente: C.F.E.

Fig. 1.11 Diagrama de C.T. Ciclo Combinado.



Fuente: C.F.E.

Fig. 1.12 Socavón para ataguía de la cortina en Presa Hidroeléctrica Zimapán, Hidalgo. Puede observarse, el apoyo de la exploración a estas magnas obras (Véase capítulo IV sección 4.A pp. 85)

## GEOTERMOELÉCTRICAS

Las centrales geotermoeléctricas son plantas que generan electricidad utilizando como fuente de energía el vapor endógeno que existe a elevadas temperaturas en el subsuelo, lo anterior ocurre mediante tres procedimientos diferentes. Que son, sistema primario de agua caliente o de vapor, sistema de rocas calientes y sistema de conducción de calor. Los dos primeros se utilizan para producir electricidad mientras que el tercero se utiliza en servicios de calefacción para invernaderos.

El componente principal para la explotación comercial de este tipo de plantas es la existencia de yacimientos geológicos. Mismos que están confinados a diferentes profundidades y cuyos depósitos contienen grandes volúmenes de la mezcla agua-vapor. Lo que permite hacer el uso de esta fuente de energía primaria por medio de vapor que se obtiene a través de pozos que llegan al yacimiento geotérmico y en cuyo interior se produce una mezcla de agua-vapor a una temperatura promedio de 300 °C. Posteriormente, el agua y el vapor son separados en la superficie del pozo por medio de condensadores que separan la humedad.

El agua separada se envía a una laguna de evaporación, mientras que el vapor seco se traslada por medio de tuberías a una central generadora, donde se distribuye a los generadores para transformar la energía cinética del vapor en energía eléctrica. (figura 1.13)

La energía geotérmica presenta dos problemas de contaminación principales uno es la disposición de fluidos de desecho (salmueras) y otro es las descargas a la atmósfera de gases no-condensados como el H<sub>2</sub>S. Para ambos problemas existe solución tecnológica sin embargo, otros problemas son: Impacto ambiental sobre zona forestal debido a la descarga de vapores, contaminación de acuíferos someros, y contaminación relacionada con la construcción y terminación de pozos pese a ello se considera un tipo de energía esencialmente limpia.

El mayor uso de energía geotérmica se ubica en la central de Cerro Prieto B.C.N, con 620 MW de capacidad que representa 83.3% del total de la capacidad geotermoeléctrica en operación del país. Mientras el 16.7% restante se encuentra ubicado en los Azufres, Mich. Y los Humeros, Pue. Sumando la capacidad total de generación geotermoeléctrica 750 MW, actualmente se desarrollan sistemas geotérmicos compactos con producción de 1 a 5 MW, para sitios aislados que disponen del recurso, principalmente en países desarrollados. México; no tiene participación en esta modalidad.

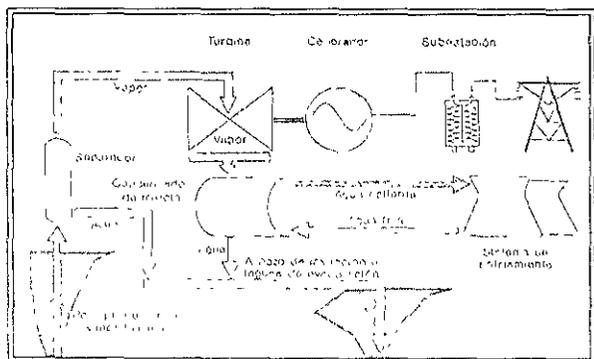


Fig. 1.13 Central eléctrica Geotermoeléctrica

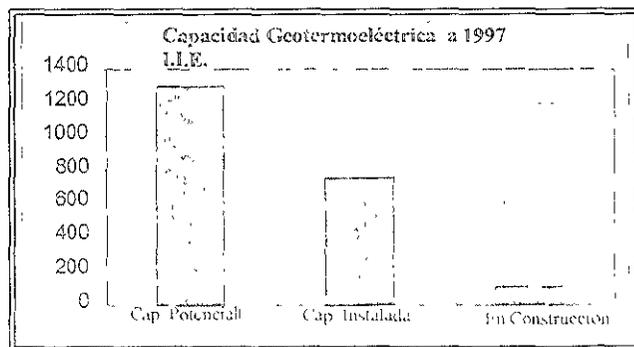


Gráfico 1.1 Capacidad Geotermoeléctrica

## 1.A.6 NUEVAS

Desde finales del siglo pasado el desarrollo de algunas tecnologías se encaminó hacia la generación y uso de electricidad. Esta energía pudo obtenerse a partir de la conversión de fuentes como madera, corrientes de agua y carbón. Lo anterior debido a su disposición inmediata. Sin embargo, ya en el presente siglo, el petróleo al surgir como energético abundante y de fácil manejo, se convirtió en la principal fuente para generar electricidad. Pero hacia finales de este mismo siglo se observa que el ambiente se encuentra contaminado y destruido en parte por el uso de combustibles contaminantes; por lo que en el futuro es posible se perfila el uso de nuevas tecnologías y conocimientos que ayuden a generar electricidad y a su vez conservar el ambiente. Estas tecnologías se conocen comúnmente como: Biomasa, Solar, Eólica y Maremotriz, llamadas también fuentes de energía renovables o alternas, las cuales aún se encuentran en fase experimental y difícilmente sustituirán por completo a los hidrocarburos. Por lo que habrá de esperarse, un cambio gradual, lento y parcial. (la participación de estas fuentes alternas de energía dentro del balance nacional, pueden verse en el capítulo III, sección 3.A.1 pp.72)

### BIOMASA

La biomasa se define como la materia vegetal o animal convertible en energía y su forma de aprovecharla como energético; es por combustión directa. Tradicionalmente se ha hecho en México para el caso de leña y bagazo de caña (70,000 ton/año). Las tecnologías de conversión se clasifican en general como biológicas y termoquímicas. La primera consiste en la conversión biológica que se basa en la desintegración de productos orgánicos con microorganismos bajo condiciones anaeróbicas; los principales métodos que aplica consisten en:

Biometanización (Digestión anaeróbica), se produce biogás, etanol y combustible líquido.

Despolimerización química, de materiales lignocelulosos. Se obtiene azúcares simples.

La biomasa de Procesos Biológicos. Como es el caso de fermentación anaerobia podría aprovecharse como lo demostró el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE). Desarrollando abono orgánico y acondicionador de suelos a partir de residuos animales. En otros casos como también se experimentó, podría emplearse como complemento alimenticio de animales y como combustible, (biogás).

Existe una amplia variedad de residuos que pueden aprovecharse, como los agrícolas, animales, vegetales (algas, lirios), industriales y basura. Es importante citar que en México se generan alrededor de 170 m<sup>3</sup>/s de agua residual y según la Secretaría de Desarrollo Social (SEDESOL), existe infraestructura para tratar del 20% al 30%, con lo que se puede observar, ahí se tiene la oportunidad de combinar procesos anaerobios y aerobios con el fin de abatir el consumo de energía; un caso similar presenta, las aguas industriales solo que no se tiene información sobre si existe infraestructura para tratarla.

Para la basura urbana, se conocen rellenos sanitarios. Hacia 1990, el IIE estudió que de estos rellenos seis están clausurados y tres en operación. Los seis primeros rellenos tenían en promedio 40 años como el de Santa Fe y Santa Cruz Meyehualco, donde la recuperación de gas que se generaba no es factible. Sin embargo, los que están en operación producen grandes cantidades de gas y una muestra de éste es que el que se encuentra en Prados de la Montaña, D.F.

Para el segundo caso la Comisión de Energía y Petróleo, conoce tecnologías que requieren de elevadas temperaturas, como por ejemplo:

Combustión directa: Para producir calor,

Pirólisis: Puede producir gas, productos químicos y carbón.

Gasificación: Produciría gas de poder medio como el metanol.

La pirólisis aplicada a generar gas y productos químicos además del carbón puede generar líquidos como el alquitrán que es combustible con poder calorífico alto 9,000-10,000 Kcal/litro pero también produce monóxido de carbono que es un gas y puede emplearse como combustible.

Finalmente no hay, a escala nacional datos precisos, sobre este recurso salvo las estadísticas que presenta anualmente la Secretaría de Energía en el balance nacional de energía y en el que se consignan cantidades consumidas de leña y bagazo de caña.

## TERMOSOLAR

Esta tecnología se desarrolló en los años 80's con la instalación en California de 5 centrales de canal parabólico, que totalizaron en conjunto 350 MW y, la construcción de varios proyectos demostrativos. Esta forma de generar energía eléctrica usa luz solar para calentar fluidos intercambiando calor con mecanismos a través de los cuales se obtiene vapor de agua para ser utilizado en turbinas convencionales. El método se basa en concentrar la radiación solar en espejos que siguen la trayectoria del sol.

Entre los países con mayor desarrollo están E.U.A, España, Alemania y Francia. Los colectores térmicos son de tres tipos. 1) Baja temperatura menor a 60°C, 2) Temperatura media 100 a 300°C y 3) Alta temperatura mayor de 500°C. Así mismo dentro de esta tecnología existen tres variantes que son: Plato parabólico, Torre central, y Canal Parabólico, siendo este último el de mayor desarrollo.

## FOTOVOLTÁICA

La generación de electricidad a partir del sol y por medio de fotoceldas se basa en el efecto fotovoltaico. El efecto fotovoltaico se presenta en materiales semiconductores, cuando incide la luz en la fotocelda, luego esta energía calorífica se transfiere a los electrones de silicio poniéndolos en movimiento, de tal manera que estos llegan a la región del campo eléctrico. Donde se mueven de un lado a otro de la unión p-n y al haber un circuito que conecta las respectivas caras de la unión p-n entonces se establece la circulación de cargas eléctricas, de tal manera que la corriente eléctrica generada es proporcional al área y la intensidad de la misma.

Por otro lado el voltaje depende de las características del campo eléctrico interno y por lo tanto del material. Existen varios tipos de materiales pero actualmente se usa sílice, de variedad amorfa, cristalina y policristalina.

Según, CFE en el mundo se tienen seis regiones con alta incidencia de radiación solar, cuyos promedios anuales de insolación son cercanos a los 20 (MJ/m<sup>2</sup>) por día y México se encuentra dentro de estas zonas con radiación solar en más del 70% de su superficie territorial recibiendo una insolación superior a 17 (MJ/m<sup>2</sup>) día, de esta manera México tiene un alto potencial fotovoltaico, mismo que no se aprovecha plenamente debido al alto costo de fabricación de fotoceldas.

Finalmente, en México se ha dado aplicación de las fotoceldas en programas que apoyan la electrificación rural y, por su parte la CFE, ha instalado 07 MW en todo el país, principalmente para sistemas de comunicación.

## EÓLICA

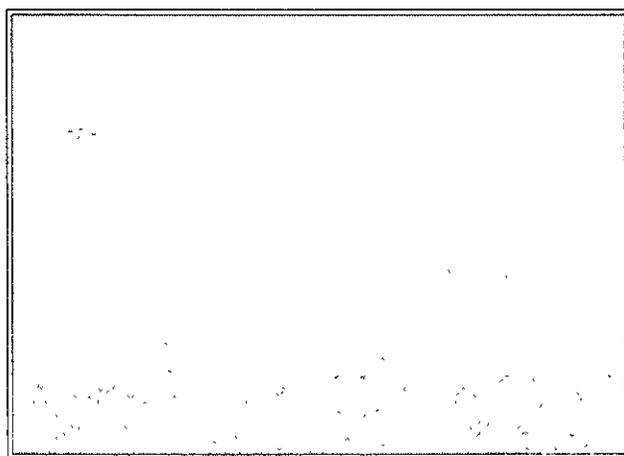
El viento es una manifestación indirecta de la energía solar y como ella su presencia es inagotable pues cada día el sol calienta hasta hoy la superficie de la tierra, en unas regiones con más intensidad en otras menos. El viento siempre ha estado presente entre las fuentes de energía disponibles para el hombre, entre sus primeras aplicaciones se utilizó para impulsar embarcaciones así como molienda de granos y bombeo de agua entre otras. En el siglo XIX, el profesor danés Lacour diseñó y construyó la primera máquina para generar electricidad utilizando el empuje del viento sin embargo, este invento se vio desplazado debido al descubrimiento de la máquina de vapor, abundancia de carbón y petróleo, los cuales podían entregar rendimientos de energía en cantidades superiores.

La generación de electricidad por medio del viento es de las formas más sencillas para producirla, el método consiste en instalar una turbina eólica que transforma directamente la energía cinética del viento en trabajo mecánico. Posteriormente se acciona un generador eléctrico de alta velocidad que es el que finalmente produce la energía eléctrica.

Para la generación eolieléctrica de gran escala se utilizan arreglos de aerogeneradores que aprovechan eficientemente el viento y la superficie terrestre disponible, distribuyendo de tal manera los generadores para aprovechar variables como distribución de velocidades y dirección del viento a lo largo del año.

En México esta tecnología se representa con la central eólica La Venta (figura 1.14) localizada en el Estado de Oaxaca. Con capacidad instalada de 1575 kW, integrada por siete aerogeneradores de 225 kW cada uno, los cuales tienen un diámetro de 27 [m] y se encuentran montados sobre una torre tubular de 30 [m] de altura. Los costos de generación de esta planta son similares a los de grandes centrales térmicas que junto con el costo de instalación se traduce en un menor costo de generación eléctrica.

Según C.F.E es importante señalar que existen otros sitios de interés eólico entre los que destacan los estados de Zacatecas, Baja California, Veracruz e Hidalgo mientras que en la zona del istmo es posible incrementar el potencial eolieléctrico a cerca de 2,000 MW



Fuente: C.F.E.

Fig. 1.14 C.F.E, Central Eólica La Venta, Oaxaca

## MAREMOTRÍZ

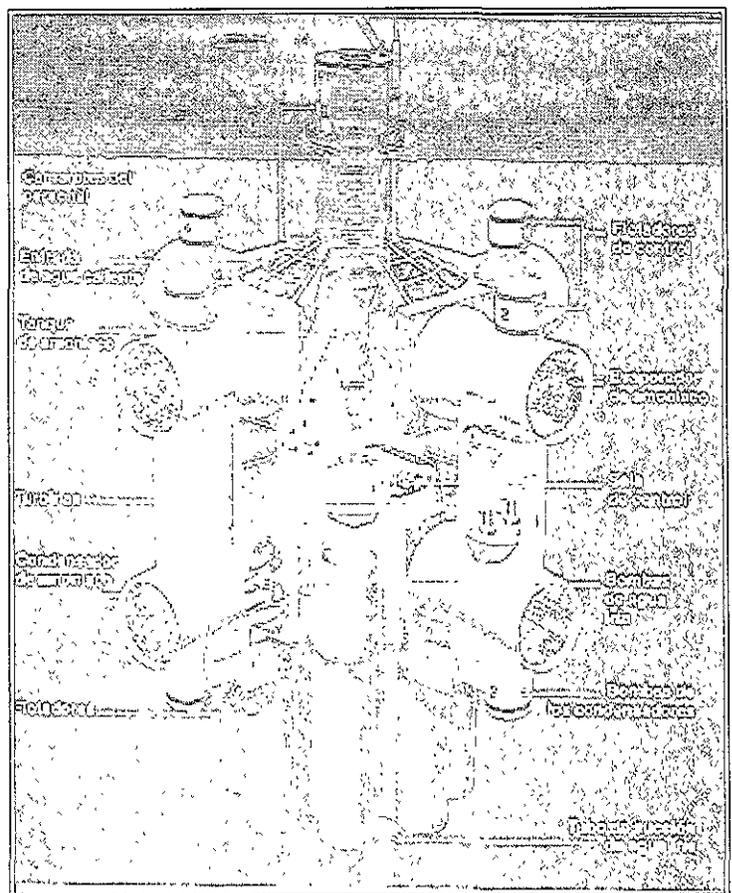
El origen de la energía del mar radica en la diferencia de temperaturas para bajas latitudes (zonas ecuatoriales) y profundidades de 500 a 1000 m con ciclo Rankine y temperatura promedio de 25°C, y es donde se pretende aprovechar con fluidos de trabajo el calor y generar con ello energía eléctrica.

En estos lugares la interacción del viento con las aguas es responsable del oleaje y las corrientes marinas. Los investigadores de sus respectivos países han propuesto a sus gobiernos diferentes dispositivos que generalmente se agrupan en dos familias: Los que se fijan sólidamente a la plataforma continental y los flotantes que se instalan en mar abierto.

En el primer caso se pretende aprovechar esta energía por medio de convertidores cilíndricos que utilizan las olas, las cuales entran por la parte inferior del dispositivo y desplazan hacia arriba la columna de aire lo que impulsa una turbina instalada en el extremo superior del tubo generándose así experimentalmente 500 kW. En el segundo caso se utiliza un convertidor neumático oscilante que funciona con las corrientes de marea utilizando el flujo y contraflujo. También Destacan mecanismos como molinos submarinos, los cuales son instalaciones que utiliza ruedas o hélices diseñados para aprovechar la energía de las corrientes oceánicas submarinas transformándolas en energía eléctrica. En este caso "México no participa" (figura 1.15 y 1.16).



Fuente: Rev. Muy Interesante  
Fig. 1.15 Convertidor Noruego, Utiliza el vaivén de las olas para mover una turbina de 500 kW



Fuente: Rev. Muy Interesante  
Fig. 1.16 Convertidor que pretende explotar el diferencial térmico que se da en los trópicos

## 1.B SINOPSIS HISTÓRICA DE ORGANISMOS FEDERALES

### 1.B.1 PETRÓLEOS MEXICANOS

Época Prehispánica, los pueblos indígenas que habitaron México utilizaron el petróleo que emanaba a la superficie terrestre en forma de chapopoteras. Empleándolo como material de construcción, pegamento, impermeabilizante e incienso en ritos religiosos.

1500-1590 Fray Bernardino Clérigo e Historiador de la Nueva España, refiriéndose al chapuputli (aceite), explicó que hay dos formas de este aceite: uno, mezclado con resina olorosa, el otro, ablandado con axin. Así mismo señaló que los pintores indígenas lo emplearon para obtener el color negro de sus pinturas.

En La colonia, se empleó para calafatear buques.

1783 España decreta las " Reales Ordenanzas Sobre Minería para Nueva España", las que en su Título 6o, Artículo 22 indican que la Corona se reserva "los jugos de la Tierra" (Hidrocarburos).

1836 Se firma en Madrid, España. Un " Tratado de Paz entre México y España", con lo cual, desde ese momento, México adquirió todos los derechos que había adquirido la Corona.

1862. El Ing. Antonio del Castillo realizó una perforación cerca del Tepeyac donde brotó agua mezclada con petróleo el cuál se utilizó como lubricante y combustible para iluminar.

1863 Cecil J. Rhodes, fundó la Compañía London Oil Trust para exploración y explotación de petróleo.

1864 Maximiliano de Habsburgo inicia las primera concesiones petroleras terminándolas en 1865

1863 El Dr. Adolph Autrey junto con su socio construyó una pequeña planta para refinar petróleo. Posteriormente en 1868 funda la "Compañía Exploradora de Petróleo del Golfo de México", en Papantla, Ver Y para 1881 esta compañía como muchos negocios del petróleo, paso a poder de la compañía inglesa "London Oil Trust" que operara en la misma región.

1884 Los señores Pedro Bejarano, Manuel María Contreras y Francisco Bulnes presentaron el "Proyecto del código, Minería de la República Mexicana" En cuyo inciso 3o del Artículo 10, indica. El dueño del suelo, sin necesidad de denuncia ni adjudicación especial, podrá explotar y aprovechar libremente. ., los recursos del subsuelo (petróleo, gas, minerales, agua)..

1900 Edward L. Doheny, en compañía de su socio Charles A Canfiel realizaron algunas exploraciones y compran la Hacienda el Tulillo del Municipio El Ebano, en S L P, a nombre de "Mexican Petroleum Company", iniciando la perforación del primer pozo, del que brotó petróleo en 1901 a profundidad de 165 [m], produciendo 50 barriles diarios

1901 Se decreta la "Ley de Petróleo en México", la que en su Artículo 1o autoriza al Ejecutivo Federal conceder permisos para hacer exploraciones en el subsuelo de los terrenos baldíos o nacionales es decir se autoriza al Genl. Díaz otorgar permisos para hacer exploraciones en el subsuelo nacional, con objeto de descubrir los depósitos de petróleo y gas que en él pueden existir. Con base en esta Ley, el Genl. Díaz hizo las primeras concesiones importantes al inglés J. Pearson y al norteamericano Edward L. Doheny

1904 El Ing. Ezequiel Ordoñez propicio el arranque de la industria del petróleo con la perforación de un pozo de 501 [m] de profundidad llamado "La Pez No. 1", mismo que produjo 1500 barriles diarios.

1906 El Congreso de la Unión aprueba un proyecto enviado por el Gral. Díaz donde "Se aprueba que la Compañía Pearson anó Son Ltd". Podrá realizar la exploración y explotación de yacimientos de petróleo existentes en el subsuelo, nacional. Ubicados en los Estados de "Veracruz, Tabasco, Chiapas, Campeche, San Luis Potosí y Tamaulipas".

1907 Se constituyo la "Huasteca Petroleum Company", propiedad de Doheny.

1908 Se constituye la Compañía de Petróleo "El Águila" S.A., Misma que obtiene el primer producto refinado comercial.

1901 a 1911 Las compañías extranjeras exportaron mas de 25 millones de barriles de aceite crudo, sin pagar impuestos a México. Lo anterior fue debido a la riqueza del subsuelo nacional y a la forma irracional de explotar los yacimientos sin control ni medida. El auge petrolero en el país, trajo consigo el abuso y la explotación del pueblo mexicano, con robos asesinatos y corrupción de algunas autoridades nacionales tentadas por las compañías extranjeras.

1915 El Gobierno Constitucionalista del Sr. Venustiano Carranza, expidió en Veracruz un decreto que establecía a la Comisión Técnica del Petróleo, estudiar las Leyes y Reglamentos que procurarían la conservación de los hidrocarburos nacionales. Esta Comisión rindió su informe, indicando principalmente que es justo restituir a la Nación lo que es suyo junto con la riqueza del subsuelo para que la aprovechen solamente los mexicanos.

1916 El Ing. Ezequiel Ordóñez, descubre el alineamiento estructural conocido como "Faja de Oro".

1917 Se promulgó la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, la cual entró en vigor el 5 de mayo del mismo año, y en su Artículo 27 consagra al dominio directo de la Nación todos los recursos naturales como hidrocarburos, y minerales ya sean. Sólidos, líquidos o gaseosos

Así este nuevo gobierno estableció con base en la anterior constitución el impuesto sobre la producción de petróleo, expidiendo varios decretos en los que definía las condiciones de exploración y explotación del subsuelo.

1935 Se forma el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana, (STPRM).

1936 Primera Convención Extraordinaria del sindicato recién formado, de donde se envió a las compañías extranjeras de petróleo; el "Contrato Colectivo General". Con el fin de sustituir los Contratos Colectivos vigentes en cada empresa y amenazando a éstas con un movimiento de huelga si no se cumplía tal petición

1937 A pesar de la intervención del Presidente Cárdenas en dos ocasiones para que se pusieran de acuerdo sindicato y compañías, los trabajadores fueron a la huelga. Las autoridades del trabajo, después de estudiar las propuestas de ambas partes, presentaron la resolución, donde se atribuía la responsabilidad del conflicto a las compañías y era favorable a los trabajadores

1938 El Gral. Lázaro Cárdenas ex. Pres. Constitucional de los Estados Unidos Mexicanos. Decreto la Expropiación de la industria Petrolera Mexicana con el propósito de resguardar la

seguridad nacional dejando en manos de mexicanos la industria del petróleo. Creándose el Consejo Administrativo del Petróleo y la Distribuidora de Petróleos Mexicanos. Así como la actual compañía PEMEX

1939 El Ing. Vicente Cortés Herrera, funge como primer Director General de PEMEX.

Hasta la 1ª Guerra Mundial, los principales centros de producción se encontraban en Rusia y los E.U.A. aunque comenzaba a desarrollarse el Medio Oriente. Pero con el desarrollo del automóvil se favoreció el crecimiento de la producción petrolera, dando inicio el hidrocarburo como fuente de energía primaria. En ese momento la industria petrolera exportó en los años cuarenta. 24 MMbpce para financiar las importaciones de bienes de capital y también para pagar una parte considerable de la deuda negociada con las compañías petroleras extranjeras producto de la nacionalización.

Después de la 2ª Guerra Mundial se concluyeron las aplicaciones para con la industria petroquímica, de esta manera el petróleo sé vínculo a los sectores productivos de la economía mundial, constituyéndose como una de las bases más importantes para la recuperación industrial durante la posguerra.

1956 El gobierno federal siguió negándose a ajustar los precios de los combustibles, acorde con las necesidades crecientes sobre gastos operativos y de inversión en Pemex. En estas circunstancias, la empresa no tuvo alicientes ni posibilidades para elaborar un programa de exploración a largo plazo, a pesar de que la disponibilidad de energía continuaba considerándose como el pilar de la industrialización.

1957 se extendieron especulaciones sobre reservas probables y potenciales mucho más grandes que en cualquier otra ocasión y en muchas posteriores, las cuales versaban sobre la posible existencia de una plataforma continental a lo largo del Golfo de México misma que podría contar abundantes recursos de hidrocarburos. Sin embargo el problema no se originaba en la escasez de recursos naturales, sino en restricciones tecnológicas y financieras

1971 Se publica en la Ciudad de México, la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos. La cual establece Pemex es un organismo público federal descentralizado del Gobierno Federal, con carácter técnico, industrial y comercial, de personalidad jurídica y patrimonio propios. Lo que determina que Pemex será dirigido y administrado por un Consejo de Administración y un director General. Con lo anterior se establecen nuevas bases para la operación de la paraestatal

1973 Se establece el "Reglamento de trabajos petroleros", mismo que normaría las actividades relacionadas con la industria como son Exploración, perforación y producción de pozos. Así como transporte y almacenamiento de productos petroleros, por lo que la construcción y uso de plantas de almacenamiento y distribución de sus productos, incluyendo las obras y trabajos necesarios para las ampliaciones y modificaciones substanciales de instalaciones existentes son exclusivos de Pemex

1977 Gran parte de los nuevos campos petroleros terrestres se descubren, entre 1972-1974, ignorándose plenamente la magnitud total de reservas petroleras, siendo las primeras estimaciones oficiales de reservas probadas y probables, como Modestas e inciertas, lo que era contrario; a la evidencia preliminar recogida por las empresas petroleras extranjeras en los años veinte y las especulaciones precedentes de fuentes externas tales como el U.S Geological Survey (USGS).

1982 El Gobierno Mexicano encabezado por el Lic. Miguel de la Madrid, empezó un cambio en la estrategia dentro de la política energética. Así el estado decide vender los activos petroquímicos y abrir la participación de capitales privados en este tipo de proyectos. Modificando para ello algunos artículos de la constitución Mexicana

1988 Al revisar la cronología administrativa de Pemex, se puede considerar que durante el gobierno del Presidente. Miguel de la Madrid Hurtado, solo establecieron las bases del proceso de desincorporación, el cual empezó a tomar forma durante el siguiente periodo presidencial.<sup>63</sup>

1989 Surge la empresa llamada Petróleos Mexicanos Internacional (PMI) S.A de C.V. Integrada por seis unidades ubicadas estratégicamente; en Europa y las Antillas Holandesas, teniendo como objetivo; el comercio exterior de hidrocarburos.

Mayo Pemex queda dividida en dos rubros. Uno controla las actividades productivas y otro el comercio internacional. Quedando constituido como una sociedad accionaria entre Pemex, Nafinsa y Bancomext.

1990

Junio Pemex invita a la iniciativa privada a crear la empresa Miexpetrol, S A de C.V con el fin de participar en la producción de crudo, gas y refinados. En mercados del exterior, las empresas participantes fueron ICA, Protexa, EPN, Lanzagorta, Bufete Industrial y Pemex. Donde al final las empresas privadas lograron poseer un 13% cada una, y en total un 65% de la empresa mientras que Pemex se queda con el 35 % restante.

Agosto La Cía. Norteamericana McKinsey trabaja en lo que será la nueva reorientación de Pemex.

1991 Se reclasifica el Metil terbutil éter (MTBE), como producto secundario quedando solo 19 básicos de los 20 aceptados oficialmente en 1989

1992

El presidente Lic. Carlos Salinas de Gortari, da un plazo de 30 días para reestructurar a Pemex, por lo que en junio, el director Francisco Rojas, presenta oficialmente el proyecto de reestructuración. En el que se incluye una gran división de cuatro áreas Pemex Gas y Petroquímica Básica, Pemex Refinación, Pemex Exploración y Producción, y Pemex petroquímica secundaria, las cuales presentan un manejo totalmente independiente entre ellas. Lo anterior con el fin de descentralizar y agilizar sus operaciones.

Julio Enmarcado por el T.L.C, México se compromete a reclasificar sus productos petroquímicos básicos a solo seis es decir el butadieno, benceno, propileno, tolueno, oxileno, y xileno.

Agosto Se constituye el nuevo consejo de Administración de Pemex y se anuncia por primera vez la venta de la planta Petroquímica Nacional

1993

La compañía holandesa Royal Pakhoed NV, ofrece su infraestructura y logística a Pemex para transportar y distribuir el petróleo y los petroquímicos mexicanos en el mercado europeo a través del puerto de Rotterdam. También, Pemex y la compañía Shell Oil firman un convenio mediante el cual ambas empresas comparten a partes iguales la refinería de Deer Park

<sup>63</sup> Barriano Amador J. C. Antecedentes Históricos y Perspectivas de las Naturales México. UNAM, 1997

El autor describe brevemente el inicio de del estado en los 1980s, como que el resultado del fracaso de los modelos petroquímicos, surgió el acuerdo 1982 con Shell para la venta de la planta de refinación

Marzo Se da conocer la creación de la empresa Mex-Gas, la cual se dedicará a funciones de comercialización en gas natural, petroquímicos básicos y azufres. Así mismo en abril esta misma empresa ingresa a la organización estadounidense Natural Gas Vehicle Coalition.

Mayo Pemex Exploración firma contratos con la empresa Internacional Technologies, Ltd. Para realizar trabajos en exploración y producción petrolera en territorio nacional.

Junio Queda postergada por primera vez la venta de la planta petroquímica. Un mes más tarde Mex-Gas Incorporated (MGI), filial de Pemex-Gas y petroquímica, impugna a PMI el derecho de introducir a México el gas natural, y los petroquímicos de importación, y el de exportar esos mismos productos.

Septiembre, Pemex anuncia que privatizará los servicios médicos, aéreos y marítimos.

Diciembre Lanza la convocatoria para construir una empresa mayoritariamente privada dedicada a los servicios de transporte aéreo en la empresa.

#### 1994

Marzo la compañía Protexa gana el concurso lanzado por Pemex para consolidar la empresa de servicios de aerotransporte y nace Aeroservicios Especializados S.A de C.V.

Junio Pemex se asocia con Transportadora Marítima Mexicana (TMM), para transportar energéticos a los mercados del Lejano Oriente, iniciando así PMI su participación en los mercados "spot" y futuros del sureste Asiático. Pemex logra concretar la venta del 51% de sus acciones de transporte aéreo a Servicios Aéreos Especializados S.A de C.V (SAEMSA).

Noviembre, PMI Vende el 5% de sus acciones de la empresa Repsol, a un fondo estadounidense de inversionistas

Entra el nuevo gabinete del gobierno Mexicano encabezado por el Dr. Ernesto Zedillo, quedando como director General de Pemex el Sr Carlos Ruiz Sacristán En sustitución del Sr. Francisco Rojas

#### 1995

El gobierno de E.U.A anuncia que otorgará créditos de contingencia respaldados en exportaciones petroleras, con el fin de apoyar al gobierno Mexicano para que este pueda salir de la sorpresiva y nueva crisis Ante esta situación de menos de un mes de labores el Sr. Carlos Ruiz Sacristán, renuncia al cargo quedando al frente el Lic. Adrián Lajous Vargas.

Febrero, La Secretaría de Hacienda y Crédito público (S.H.C.P), aprueba la venta de 60 plantas que conforman la industria petroquímica secundaria de Pemex Un mes después se da a conocer la iniciativa del estado que pretende reformas al artículo 27 constitucional, con el fin de insertar la iniciativa privada, sobre la industria gasera.

Noviembre, El secretario de Energía, Sr Ignacio Pichardo Pagaza, anuncia oficialmente el reglamento de gas natural. En ese mismo año el Lic. Adrián Lajous Vargas, da a conocer la desincorporación de los activos de plantas petroquímicas de Pemex y señala que el complejo de Cosoleacaque será el primero en venderse

Diciembre. Renuncia el Secretario de Energía Sr Ignacio Pichardo Pagaza, y asume su lugar el Lic. Jesus Reyes Heróles

1996 El secretario de energía, Jesus Reyes Heróles anuncia 12 plantas que orientaran la desincorporación de la petroquímica. Dichas plantas no se aplican al artículo 27 de Cosoleacaque

## 1.3.2 INDUSTRIA ELÉCTRICA MEXICANA

La industria eléctrica en México inició su desarrollo a fines del siglo XIX. Empleándola en procesos industriales apoyada con la participación de capitales privados principalmente del exterior, los cuales generaban a diferentes frecuencias, con sistemas desintegrados, tarifas diferenciadas y sin programación de las fuentes energéticas.

1879 Se instaló un sencillo generador en la fábrica de textiles la Americana, en la ciudad de León Guanajuato.

1880 Se hicieron los primeros experimentos de alumbrado público colocándose en la ciudad de México dos focos de arco voltaico. Transcurrido algunos meses la compañía de Samuel B. Knight instaló 40 lámparas incandescentes en el Zócalo de la ciudad de México.

1890 Aprovechando los saltos y caídas de agua de los ríos se construye la primera planta hidroeléctrica en Batopilas, Chihuahua.

Iniciado el siglo XX, en varios estados de la República operaban plantas hidráulicas destinadas a satisfacer principalmente las necesidades del sector productivo regional, destinándose el excedente al sector servicios urbanos. Después mediante una concesión al francés Vaquié, se promovió el primer proyecto importante para generar energía eléctrica a través de las caídas de agua del río Necaxa, dando con ello origen a la empresa canadiense Mexican Light & Power Company, Limited, la cuál posteriormente cambiaría su denominación a la Compañía de Luz y Fuerza Motriz.

1920 En el país funcionaban 199 compañías con inversión de empresarios extranjeros. Las cuales tenían baja eficiencia y calidad lo cual dio origen a muchas anomalías, como cobro excesivo de tarifas, aplicación de multas, fallas en el suministro, originando así un clima de descontento y afectando con ello el proceso de producción industrial - agrícola. Además de que había zonas que carecían totalmente de energía eléctrica

1922 Se creó la Comisión Nacional de Fuerza Motriz, como primer intento por regular el servicio eléctrico

1926 Por decreto presidencial, surge la primera legislación en materia: "Código Nacional Eléctrico", que la preveía como una actividad de utilidad pública y de exclusiva jurisdicción para el poder federal. Sin embargo esta legislación no sirvió para evitar que empresas extranjeras invirtieran en el país para controlar la generación y abastecimiento, como fue el caso de la American Foreign Power Co. Filial de Electric Bond and Share. En ese entonces la electricidad estaba bajo el mando de dos compañías. Mexican Light & Power Company Limited y American Foreign una cubre la zona central del país y la otra el resto del país respectivamente.

Era sencillo pensar que no existía legislación que controlará tanto distribución como precio, por lo que el gobierno facultó al congreso de la Unión para que creara leyes sobre energía eléctrica. La situación era expropiar las compañías extranjeras o crear un organismo que compitiera con éstas.

1934 Se promulgó la ley que creó a la Comisión Federal de Electricidad.

1937 El Poder Ejecutivo Federal representado por el Genl. Lázaro Cárdenas C. No. decreta la creación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) con el objeto de organizar un sistema

nacional de Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica. Lo anterior con base en principios técnicos y económicos orientados a servir los intereses públicos y sin fines lucrativos. En los años 50's, el control de la electricidad continuaba en manos de diversas empresas, incluso la propia C.F.E tenía 19 filiales y existían en el país 227 pequeñas empresas generadoras, importadoras y revendedoras de energía. La capacidad instalada era de 3,021,000 kW, de los cuales aportaba la comisión 1,256,000 kW; American Foreign 337,000 kW; La Mexican Light 585,000 kW; y el resto de las empresas 843,000 kW. Es decir casi la mitad del servicio estaba en manos del estado.

En los años siguientes el gobierno adquirió un considerable número de acciones de estas compañías sin embargo una empresa extranjera seguía reteniendo sus acciones, lo que provocó que el 20 de Octubre de 1960 El ejecutivo federal enviara al congreso de la unión una iniciativa de ley para adicionar el siguiente texto al párrafo sexto del artículo 27 constitucional "Corresponde a la nación generar, conducir, transformar, distribuir, y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieren para dichos fines".

1970 Se realiza, la Nacionalización del Servicio Eléctrico. Teniendo como objetivo crear un solo organismo que controlara la electricidad, Por lo que se Propuso que el director de la C.F.E fungiera también como director y apoderado general de la compañía de Luz y Fuerza del Centro S.A de C.V. De esta manera las dos principales entidades eléctricas quedaron bajo una misma dirección.

1973 Se unificó la frecuencia eléctrica a 60 Hz. Con un costo total de 190 millones de peso para la C.F.E y de 444 millones para la Compañía de Luz

1975 Se creó el instituto de Investigaciones Eléctricas con sede en Cuernavaca Morelos, Cuyas funciones consisten aún en realizar investigación aplicada y apoyar el desarrollo tecnológico de la industria eléctrica nacional.

A la fecha diferentes eventos internos y externos han ocurrido. Por ejemplo, para la presente década han ocurrido modalidades de desarrollo en el sistema eléctrico como las siguientes:

1991 Surge la Ley del servicio público de Energía Eléctrica, misma que permitió un espacio limitado al capital privado, nacional y extranjero a participar en actividades que corresponden al estado en materia de energía eléctrica como autoabastecimiento, cogeneración y producción independiente.

1993 Se firma el contrato de productividad entre el sindicato (SUTERM) y la administración.

1995 Se crea la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

1999 03 de febrero, el ejecutivo federal anunció en los medios informativos (Radio, T.V y Prensa escrita) la propuesta de ley, sobre reformas al artículo 27º y 28º constitucional. Con el fin de que la industria privada nacional o extranjera puede participar en la generación y distribución de energía eléctrica

### 1.B.3 INDUSTRIA DEL CARBÓN.

1850 Se conoce el carbón como yacimiento mineral en Coahuila, año en el cual se inicio su explotación a escala local en la región de Sabinas.

1866 El ingeniero Jacobo Kuchler, presentó la primera descripción fisiográfica y geológica, refiriéndose al área de San Felipe El Hondo.

Como energético primario, el carbón ha contribuido al desarrollo industrial de la región. Siendo notable su participación durante la última década del siglo pasado, para el movimiento de ferrocarriles

1910 Cobra influencia la industria siderúrgica en Coahuila, con el establecimiento de empresas fundidoras de metales no ferrosos.

1910 - 1930 El carbón queda desplazado por el petróleo; sin embargo, siguió siendo combustible indispensable para la industria de siderúrgica y metalúrgica y la materia volátil se desperdiciaba aún.

En la época postrevolucionaria.

1930 - 1959 El Carbón sigue siendo esencial para el desarrollo cada vez más estable de las industrias impulsadas en 1910, contrastando con la forma tan limitada en que fue aprovechado para la generación de energía eléctrica, pues se estima que por esos años el tonelaje máximo utilizado en este servicio no pasaba los 250 mil ton/año, en comparación hoy con los 3 MMton/día que se consumen en este servicio.

En este periodo se establecieron las primeras plantas para obtener los subproductos de las materias volátiles del carbón. También fue el período que comprende la integración de la Industria Siderúrgica estatal recibiendo gran impulso con la apertura de la planta fundidora AFMSA, Ubicada en la ciudad de Monclova, Coah.

Se instalan en el país plantas coquizadoras con capacidad suficiente para recuperar hasta el 85% de subproductos derivados del carbón

1958 El consejo de Recursos Minerales participa en la exploración del carbón Mexicano, como parte de sus primeras actividades después de su fundación y hacia finales de los años 60's, como organismo público descentralizado del Gobierno Federal.

Cronológicamente las actividades exploratorias del C.R.M. en las subcuencas se pueden agrupar de la siguiente manera

- 1) 1958 - 1975 Proyecto Carbón Coahuila
- 2) 1976 - 1983 Programa Nacional de Exploración por Reservas de Carbón
- 3) 1983 - 1986 Proyecto Carbón Hidalgo
- 4) 1991 - 1994 Programa de Desarrollo Integral de la Región Carbonífera Para las Subcuencas carboníferas de Sabinas Area Kakanapos y San Felipe El Hondo

1991 Se actualizaron y cuantificaron las reservas minerales en las principales subcuencas de la región Carbonífera las cuales se localizan en el centro norte de los estados correspondientes a los municipios de Sabinas, Tancitaro, Progreso, Tamazunchale, Coahuila.

## Cap II.- MÉTODOS DE EXPLORACIÓN APLICADOS AL SECTOR DE ENERGÍA.

### 2.A LAS CIENCIAS DE LA TIERRA.

Las ciencias de la tierra se traducen en un conjunto de disciplinas científicas como son: geología, geofísica, oceanografía, y meteorología entre otras disciplinas no menos notables. La geología estudia la tierra y con ella su origen, estructura, historia y evolución; se apoya de ciencias básicas como: Física, Matemáticas, Química, Biología y astronomía. Las dos partes principales de la Geología por su desarrollo y aplicación son la Geología Física y Geología Histórica.

La exploración es una actividad que se basa en los conocimientos de ciencias de la tierra, mediante la exploración se localizan recursos naturales no renovables y considerando el tipo de recurso que se busque se puede hablar de exploración: petrolera, minera ó hidrológica. La exploración es un fenómeno probabilístico y, en particular la búsqueda de hidrocarburos porque incluye elementos de incertidumbre que a su vez controlan procesos como la migración de petróleo y estos no pueden tratarse en forma determinística.

En la exploración de hidrocarburos se aplican procesos de estudios geológicos y geofísicos que recaban miles de datos habiendo para ello comunicación y participación entre grupos interdisciplinarios que controlan esta información. Para desarrollar estos estudios de exploración los ingenieros se apoyan de sistemas de información especializados, que se utilizan para planeación y control de recursos naturales; estos sistemas se llaman geográficos y conjugan datos temáticos con su respectiva localización espacial. Por ejemplo; los hay de tipo geológico y se consideran una variante de los sistemas de información geográficos, se diseñan para administrar la información de exploración y, auxiliar en funciones de interpretación, procesamiento de datos, creación de modelos, planeación y toma de decisiones.

La ingeniería Geofísica nació en los años 20's en algunos países de América y Europa y su desarrollo fue casi paralelo a la exploración petrolera. En México la Geofísica inició en el año 1970 como disciplina académica en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Desde el particular punto de vista es una rama de la Geología. Sin embargo; algunos estudiosos del tema señalan que podría ser parte de la física así, como la Biofísica pertenece a la Física y no a la Biología. Los objetivos de ingeniería geofísica persiguen medir propiedades físicas de rocas y estructuras geológicas que tienen diferentes distribuciones en el subsuelo. Estas propiedades son producto de fenómenos artificiales y, naturales como el campo magnético, gravedad terrestre, propagación de corrientes eléctricas y electromagnéticas así como comportamiento de ondas sísmicas a diferentes profundidades del subsuelo. Normalmente estos campos físicos no se perciben por el humano porque se miden; variaciones muy pequeñas y locales siendo uno de los objetivos de estos estudios, confirmar si existen recursos naturales como minerales o hidrocarburos

Por su parte los ingenieros petroleros, forman parte del cuadro de profesionistas de ciencias de la tierra. Son especialistas muy importantes que al igual que los ingenieros mineros, establecen los mejores métodos para explotar los hidrocarburos e minerales localizados

## 2 B FUNCIONES DE LA INGENIERÍA GEOLÓGICA.

El ingeniero geólogo representa esta profesión, y se ve destinado a pasar toda clase de incomodidades sacrificando permanentemente la estancia del hogar, arriesgando con frecuencia su salud, para establecer las bases sobre las que han de fincarse infinidad de fuentes productoras de riqueza que se integran al engranaje de la economía nacional.

En Agricultura; apoya con estudios sobre la composición del suelo. En Ingeniería civil; se consulta al geólogo para conocer las rocas y formaciones donde se construirán magnas obras de canales, carreteras, vías de ferrocarriles y edificios. Porque, sin el preciso estudio de la permeabilidad de rocas y distribución de aguas subterráneas, estas obras serían un fracaso. He aquí la aplicación de la geología en la ingeniería civil, manifiesta también en obras de ingeniería militar que se relacionan ya no precisamente con la economía si no con la defensa nacional. En la industria Forestal; estudia problemas de conservación de suelos y de reforestación, que en mucho se comparan con la agricultura, el geólogo estudia la naturaleza de las rocas y fenómenos como la erosión e intemperismo a efecto de hacer utilizables los terrenos improductivos también estudian el movimiento de tierras.

En industria Minera; el ingeniero geólogo resuelve cuanto problema se refiere a descubrir en el subsuelo de la tierra los recursos minerales, que sirven para el desarrollo de los pueblos; es aquí donde con mayor intensidad se evidencia la responsabilidad de este profesionista. En el sector hidrocarburos; desde luego su participación es imprescindible para conocer el origen, evolución y localización de hidrocarburos.

El estado requiere un continuo y profundo conocimiento de la corteza terrestre para efecto de tener una cartografía del territorio nacional, que precise sobre los recursos mineros, petroleros y en general de todo recurso natural. Por ello el estado aplica un programa exploratorio constante de investigación geológica que ayuda al acopio de oportuna información, misma que más tarde se hace indispensable en las diversas ramas de la economía nacional (Cap. III. Secc 3.C)

La Geología para desarrollarse teórica y prácticamente requiere de instrumentos y conocimientos de mineralogía, petrología, fisiografía, paleontología, estratigrafía, geología estructural, geomorfología, geoquímica, geología económica. Estas actividades ocupan al ingeniero geólogo dentro de una disciplina científica que le permite comprender lógicamente, los fenómenos de la tierra

Sin duda ante las diversas demandas sociales y de energéticos en el futuro existente, hacen que el ingeniero Geofísico cobre mayor participación en la búsqueda de recursos naturales, construcción de obras y de infraestructura (carreteras, presas, canales), la necesidad de aplicar estudios geofísicos es importante y la investigación geofísica pura resulta indispensable así como la investigación de técnicas y procedimientos que sean aplicables al mejoramiento de los procesos de exploración, es decir que la geofísica debe siempre estar coordinada con la geología y seguir un camino donde se de la satisfacción a las necesidades energéticas del país

Ambos profesionales (geólogos y geofísicos) a menudo confrontan los límites de lo conocido y de lo ignoto y así inmersos en los linderos de la ciencia y el misterio creado por la naturaleza han ido incrementando el espacio de las realidades y reduciendo gradualmente a un mínimo la esfera de las suposiciones en tal forma que actualmente las ciencias de la tierra son una herramienta imprescindible para la economía nacional, porque sus estudios y trabajos rinden frutos ya sea a estado o a particulares. De esta manera podría decirse, el trabajo de las ciencias de la tierra se encuentran vinculadas estrechamente con los planes de la nación.

## 2.C DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS GEOFÍSICOS

En esta sección se describen algunos métodos de exploración Geofísicos aplicados al sector de energía. Estos son; gravimétrico, sísmológico, eléctrico, no se revisa el método magnético, de radar, otros (anexo tabla No. 01) La gravimetría y magnetometría son métodos geofísicos que se han utilizado en la exploración petrolera prácticamente desde los inicios de la búsqueda de este recurso. Así la gravimetría y Magnetometría han demostrado su utilidad para localizar cuencas sedimentarias y trampas estructurales susceptibles de contener hidrocarburos, mediante; la interpretación adecuada de la información que proporcionan ambos métodos. Algo similar ocurre con otros métodos geofísicos como eléctricos y de registros. Aplicados también para explorar otros recursos naturales no necesariamente hidrocarburos.

### 2.C.1 MÉTODO GRAVIMÉTRICO.

Este método se basa en medir sobre la superficie de la tierra pequeñas variaciones del campo gravitatorio terrestre llamadas anomalías gravimétricas, las cuales son producto de la distribución irregular en el subsuelo de masas con diferente densidad. Al conocerse las anomalías de un lugar en estudio se elabora un mapa de gravedad terrestre llamado "de Bouger"; con el cual se realiza una interpretación adecuada sobre la situación de estas masas, que básicamente comprenden variables como; Profundidad a que se encuentra una estructura geológica, dimensión y posición del mismo.

Este método parte de la Ley de Newton, que se expresa como: La fuerza de atracción,  $F$ , entre dos masas está dada por:

$$F = K \frac{m_1 m_2}{R^2} \dots \dots \dots (1)$$

- Donde :
- $m_1$  = Masa uno; corresponden con la posición  $x', y', z'$ , (Cualquier otra masa)
  - $m_2$  = Masa dos posición  $x, y, z$  sistema coordinado de mano derecha (la tierra)
  - $R^2 = [(x - x')^2 + (y - y')^2 + (z - z')^2]$ , Radio al cuadrado
  - $F$  = Fuerza de atracción

Esta ley permite calcular la fuerza de atracción derivando la masa ( $dm$ ) sobre la masa puntual ( $M$ ), y se obtiene la expresión;

$$dF = K \frac{m_1}{R^2} dm$$

$dm$  = Dirección de la Fuerza

Siendo la componente vertical de esta fuerza (Derivada con respecto a  $Z$ ).

$$dF_z = K \frac{m_1}{R^2} dm \cos \varphi$$

luego, integrando para todo el cuerpo

$$F_z = K m \frac{dm}{R^2} \cos \varphi \dots \dots \dots (2)$$

## Fuerza y aceleración.

El peso de un cuerpo es la fuerza que actúa sobre él debido a la atracción gravitatoria causada, por la masa de la tierra; la fuerza que actúa sobre cierta masa esta dada por la relación:

$$F = m a \dots\dots\dots(3)$$

Donde :

$m$  = Masa

$a$  = Aceleración

despejando "a" de la ecuación 3, sustituyendo en 1 y desarrollando se tiene :

$$a = g = K \frac{m_2}{R^2} \dots\dots\dots(4)$$

La expresión 4 representa el potencial gravitatorio, según características de la tierra y puede ser llamado de atracción si es equivalente a la aceleración pero en sentido negativo, este campo se origina por dos partes fundamentales: atracción producto de la masa propia de la tierra, y por rotación de la misma; la componente de la aceleración en dirección  $z$  es:

$$a_z = -K \int \frac{dm}{R^2} \cos \varphi$$

$K = 6.67 \times 10^{-8}$  cgs y con ella se pudo determinar la densidad de la tierra igual a  $5.5 \text{ gr/cm}^3$

El sistema de unidades que se utiliza; es el sistema internacional, de tal manera que el  $\text{gal} = 1 \text{ cm/s}^2$ , representa la unidad fundamental, lo que significa que la gravedad en la superficie de la tierra es  $981 \text{ cm/s}^2$  esto es 981 gales, siendo la gravedad en el ecuador  $g = 978 \text{ gal}$  mientras que en los polos sería 983 gal, con lo que se puede ver que la gravedad es, función de la latitud. Sin embargo para levantamientos geofísicos, las anomalías gravimétricas de interés económico son del orden de millonésima por lo que es común utilizar el miligal  $= 1 \text{ mgal} = 0.001 \text{ cm/s}^2$  ó Unidad Gravimétrica  $= 1 \text{ UG} = 0.1 \text{ mgal}$ . Es decir que la variación por latitud entre los Polos y el Ecuador es igual a 5 gales  $= 5000 \text{ mg} = 50,000 \text{ UG}$

### Campo gravitatorio, (Variaciones del geoide y el esferoide)

La gravedad no es constante en la superficie terrestre y su variación tiene diferentes causas, por un lado la tierra no es una esfera perfecta y por otro las masas de la corteza terrestre no están uniformemente distribuidas. Lo que hace un efecto visible sobre la tierra y se le vea como achatada en los polos, es decir la distancia al centro de la tierra es máxima en el ecuador por tanto la gravedad es mínima (978 gal), y cuando se considera la distancia de los polos al centro resulta menor y por tanto la gravedad es máxima (983 gal). A estas variaciones se le suman efectos por rotación terrestre y fuerza centrífuga misma que es máxima en el ecuador y nula en los polos pero siempre opuesta a la fuerza de gravedad.

Como ya se ha señalado, la aceleración es función de la latitud y por ello algunos científicos han proporcionado formulas que dan el valor de la gravedad teórica para el esferoide. Uno de ellos fue Clairaut, que con su teorema describe un conjunto de ajustes, por efecto de rotación de la tierra

deduciendo entonces la expresión general para la fórmula internacional de la gravedad misma que considera un factor de corrección por achatamiento en los polos<sup>3</sup>; dicha expresión es:

$$g_{\varphi} = A ( 1 + B \text{sen}^2 \varphi - C \text{sen}^2 2 \varphi ) \dots\dots\dots( 5 )$$

Donde; A, B y C. Son Constantes que dependen de los valores de la aceleración en el polo y en el ecuador.  $\varphi$ , Es el factor de achatamiento y de latitud. Para 1930, se calcularon los coeficientes A, B y C de la ecuación 5, los cuales al sustituirse determinaron la expresión, conocida como Fórmula internacional de la gravedad, y que se utiliza hasta el día de hoy.

$$g_{\varphi} = 978. 049 ( 1 + 0.0052884 \text{sen}^2 \varphi - 0.0000059 \text{sen}^2 2 \varphi )$$

El método gravimétrico considera como parámetro fundamental la gravedad pero también efectos por altitud, lo que conlleva a tres correcciones que son de latitud, aire libre y de Bouger; todas importantes y que dejan lugar en la interpretación solo a aquellos aspectos de interés en la prospección<sup>4</sup>.

**Corrección de la Información.**

Cuando se habla de las correcciones que hay que aplicar a los datos de gravedad para obtener la gravedad corregida a veces llamada Gravedad de Bouger, esta se expresa de la siguiente forma:

$$g_o = g_{obs} \pm dg_1 + dg_f - dg_b + dg_t$$

- Dónde,  $g_{obs}$  = Gravedad observada en la estación
- $dg_1$  = Corrección por latitud
- $dg_f$  = Corrección de aire libre
- $dg_b$  = Corrección de Bouger
- $dg_t$  = Corrección Topográfica

**Corrección de aire libre.**

Se determina a partir de las fórmulas de gravedad y radio de la tierra, con lo que resulta

$$gh = g_o - 0.0003086, \text{ valor de la gravedad en gales a una altura } h$$

$$g_o = \text{valor de la gravedad a nivel del mar}$$

Es decir el gradiente vertical  $gh-g_o$  se mantiene constante en el Ecuador y en los polos para elevaciones que oscilan entre 0 y 10,000 m. Por lo que es constante para  $\Delta g / \Delta h = - 0.0003086 \text{ gal/m}$ . A este efecto de la elevación se le llama "efecto de aire libre" Que no es más que la compensación del efecto de la distancia  $1/R^2$  sobre la gravedad normal, lo que se logra con el gradiente anterior es que se sumará o restará a un punto P la gravedad (como si estuviera en el aire sin considerar los efectos de atracción de la materia situada en el punto de observación y el nivel de referencia) dependiendo si esta abajo o arriba del nivel de referencia

Una de las funciones de la fórmula internacional de la gravedad, es ayudar a evaluar la gravedad teórica calculada sobre el esferoide de referencia, sin embargo, si se desea hablar de la gravedad que

De Valdebenito, que Introducción de Antioquia, Colombia, 1977. 133 NAVI DECE 1977  
 1. De Valdebenito, que Introducción de Antioquia, Colombia, 1977. 133 NAVI DECE 1977

se espera, para un punto diferente al esferoide. Entonces se puede hablar de un factor de corrección o variación con la altura de la gravedad. Dicho factor es el gradiente anterior y se puede decir que la gravedad teórica se aplica a la gravedad observada.

### Corrección de Bouger

Si la topografía es suficientemente plana, la atracción del material en el subsuelo (efecto de Bouger) puede calcularse con gran aproximación, ya que puede considerarse que el material está distribuido en una losa infinita de densidad  $\rho$  y altura  $h$ . El efecto de Bouger se establece mediante la siguiente relación:

$$v = 0.0419h\rho \quad \text{gal / m}$$

Para aplicar la corrección de Bouger es necesario que las mediciones gravimétricas estén referidas a un mismo nivel, considerando también los efectos de Bouger. Como las correcciones por efectos de Bouger y aire libre son de signo contrario, y como ambas dependen de la elevación entonces se combinan en un solo factor que depende de la densidad. Véase siguiente expresión.

$$C_{al} + C_b = -0.308 h + 0.0419 \rho h$$

Factorizando;  $-(0.308 - 0.0419 \rho)h = C_e \quad [\text{mgal/m}]$

El resultado de la corrección combinada se conoce como corrección por elevación ( $C_e$ ), y significa que la corrección de Bouger, se calcula hallando el efecto gravitatorio del terreno comprendido entre el nivel de la estación y el nivel de mar, o sea; suponiendo que el punto de observación se ha hecho en un plano topográfico horizontal.

La anomalía de Bouger se define como:  $AB = g_o - g_i$

El mapa de anomalía de Bouger representa la medición relativa del campo gravitatorio y, se define como la diferencia entre la gravedad observada y la gravedad teórica compensada, dicha anomalía representa los efectos de las estructuras del subsuelo y tales efectos se dice que son el resultado de la diferencia de densidad ante la anomalía y la densidad normal circundante. La gravedad observada<sup>5</sup> es la gravedad real que existe en un punto de la tierra y no necesita corrección (excepto; la de efecto de mareas terrestres)

### Corrección por topografía.

Para reducir el valor observado de la gravedad al valor que tendría en nivel del mar, debe considerarse el efecto gravitatorio de las masas por encima y por debajo de un nivel "h" del punto de observación, ya que en la corrección de Bouger se supone el terreno horizontal. Pero cuando la topografía es irregular, la corrección por la atracción del material se vuelve más complicada, ya que deben tomarse en cuenta los efectos causados por los excesos y deficiencias de masa respecto a un nivel B, tales. El efecto de las irregularidades topográficas es siempre de reducción de gravedad, lo que da lugar a que la corrección por este efecto sea siempre aditiva.

El efecto topográfico, se calcula dividiendo el área de estudio con una planilla Hammett de Hammer o con la expresión

<sup>5</sup> Véase el valor de  $C_e$  en el efecto de corrección de Bouger en el capítulo 10.

$$E.T = -K \rho \left[ r_2 - r_1 + (r_1^2 + Z^2)^{\frac{1}{2}} - (r_2^2 + Z^2)^{\frac{1}{2}} \right]$$

Dónde;

$r_1, r_2$  = Radios de círculos internos y externos, que limitan un área compartida.

E.T = Efecto Topográfico

Instrumentos.

Las primeras mediciones que se realizaron desde tiempos de Newton fueron lo bastante exactas para mostrar que la gravedad varía con la latitud y con la elevación. Pero para cuestiones geofísicas se necesita precisión mayor a diez millonésimas. Los instrumentos que se han utilizado para medir la gravedad han sido básicamente la balanza de torsión y el péndulo, así como el gravímetro en sus diferentes variedades hasta los actualmente digitales con diferentes memorias y capacidad de procesamiento casi simultánea, que sin embargo siguen utilizando el principio de la balanza de torsión.

Técnica de campo <sup>6</sup>

En los trabajos de prospección Gravimétrica se cumplen diferentes etapas como son:

Planeación del trabajo (Definición de objetivos y procedimientos )

Observación de campo ( muestreo)

Preparación de datos ( Correcciones )

Determinación y distribución del valor representativo

Interpretación preliminar

Procesos adicionales

Integración, interpretación y evaluación de resultados.

Puede decirse que la anomalía de Bouger representa el efecto de las heterogeneidades del subsuelo, constituidas por las masas y estructuras geológicas que no correspondan a una sección uniforme homogénea e isotrópica. Es decir que al eliminar los efectos de la corrección por elevación y gravedad teórica, la anomalía de Bouger corresponde a las anomalías producidas por las masas locales y las de carácter regional. Para encontrar los efectos locales se analizan los efectos de gravedad regional y se le resta los efectos de la anomalía de Bouger (ver mapa 2.36 p.56 y 2.48 p.65)

Anomalía de Bouger -- Anomalía Regional = Anomalía residual.

El proceso que se sigue para obtener la anomalía residual es apartir del análisis de secciones verticales y de separación de planos y para ello actualmente se utilizan algoritmos que se apoyan en el principio de suavizar y filtrar los datos recabados de campo con el fin de eliminar los efectos espúrcos de los valores de la anomalía lo que se traduce finalmente en la anomalía regional o residual buscada.

La importancia de toda esta metodología da como resultado final un mapa de anomalía llamado de Bouger y sirve para investigar el comportamiento de la gravedad y definición de la distribución espacial de la densidad en el subsuelo.

## 2.C.2 MÉTODO ELÉCTRICO.

El método de prospección eléctrica se basa en estudiar y medir campos de potencial eléctrico. Son útiles porque mediante estas mediciones, se determinan características del subsuelo, como; concentración de minerales ó identificación de estructuras geológicas. Para hacer levantamiento eléctrico se utiliza corriente continua ó alterna con frecuencias bajas, debido a que la profundidad de penetración disminuye en medida que aumenta la frecuencia. Una ventaja que tienen los métodos eléctricos sobre los gravimétricos y magnetométricos es el control de la profundidad de penetración. Las aplicaciones principales del método eléctrico son mineras (Ver 2.D.1 y 2.D.2), acuíferas, geomecánicas (ver 2.D.4. y 2.D.5) y poco en petróleo. La principal ventaja de este método radica en el menor costo en cuanto a trabajo de campo y aparatos se refiere, pues con el método eléctrico se pueden cubrir grandes extensiones de terreno en tiempo menor.

### Propiedades de las rocas.

La ley de Ohm regula el régimen de las corrientes en circuitos eléctricos, establece que la relación entre la caída de potencial en un circuito y la corriente que circula es constante y se define como resistencia eléctrica que se expresa por  $R = V / I$ , las unidades en el Sistema Internacional de Unidades son carga/seg/cm<sup>2</sup>, la ley de Ohm es una relación lineal excepto para densidades de corrientes muy grandes. La resistividad constituye la propiedad más relevante dentro de las características de las rocas, porque ayuda al contraste en cualquier roca que se estudie, la resistividad se define como la resistencia en Ohms, y la conductividad como el inverso de la resistividad.

La corriente eléctrica circula en el subsuelo de dos formas: a) conductividad electrónica, se refiere al caso de minerales, rocas y cuerpos (sulfuros metálicos), que son muy conductores y ciertos minerales que conducen la electricidad como los llamados metálicos que permiten circular electrones. Ejemplo, pirita, galena, sulfuro de cobre, magnetita. La otra forma de conducción se conoce como: b) Conductividad electrolítica, en este caso existe transporte de iones al paso de la corriente y la conductividad esta en función de la cantidad de agua y sales disueltas. La actividad electrolítica, se relaciona con la composición química de las rocas, pero principalmente con la composición y concentración de los electrolitos que las impregnan. De ello depende la magnitud y signo del voltaje que se desarrolla cuando la roca esta en equilibrio. Equilibrio que se expresa mediante la constante dieléctrica la cual es un valor que indica la manera en que se polariza un material rocoso cuando se le somete a un campo eléctrico (fig.2.1). Algunos minerales y rocas que tienen esta propiedad merced el agua son arenas cuarzosas o areniscas.

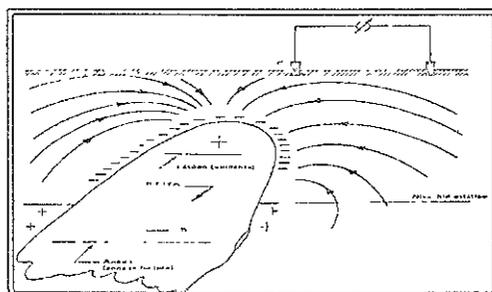


Fig. 2.1 Polarización espontánea de un material

Otras dos características que se consideran en la propagación de corriente eléctrica en el subsuelo son: La isotropía que en el método eléctrico es, aquella donde los cuerpos rocosos presentan la misma conductividad. Y la anisotropía: que se entiende como aquella donde la conductividad varía en la dirección de un cuerpo rocoso.

## Clasificación de los Métodos eléctricos.

Los métodos son diversos y el sistema de operación de cada uno de ellos es diferente sin embargo; de acuerdo con la naturaleza del campo que se utilice, se pueden clasificar en la forma siguiente:

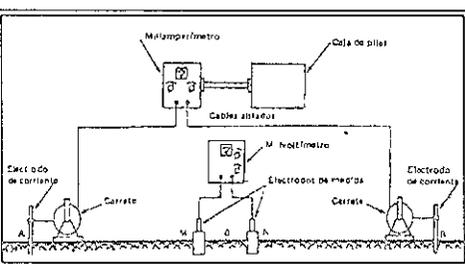
**Métodos estáticos** o de campo natural, artificial o estacionario; éstos dos son conductivos y mediante ellos se detectan distorsiones (Anomalías Eléctricas) del campo eléctrico ya sea natural, artificial ó estático. Comprende las siguientes modalidades; líneas y perfiles equipotenciales, métodos de resistividades y caídas de potencial siendo uno de los más importantes el de polarización inducida.

**Métodos dinámicos:** Son métodos inductivos en los cuales intervienen las características eléctricas y magnéticas del subsuelo de este tipo se conocen los siguientes: Electromagnéticos y de generador tipo; campo fijo, campo semifijo, móvil, telúrico y magneto telúrico (MT).

**Métodos de relajación:** Interviene el tiempo como factor necesario para que el campo generado artificialmente, regrese a su estado normal anterior. De este tipo se conocen los siguientes: Polarización inducida, Impulsos eléctricos de aplicación galvánica e inductiva.

A continuación se describe el método de potencial y de resistividades por ser los más importantes en prospección eléctrica. Métodos de potencial; tipo líneas equipotenciales.

En ambos métodos se induce un campo eléctrico artificial en el terreno. El método consiste en clavar dos electrodos A y B (figura 2.3) unidos a un circuito de pilas o de generador de corriente con lo que se creará un campo eléctrico. El circuito de medida comprende otros dos electrodos M y N unidos a un potenciómetro y galvanómetro que miden las diferencias de potencial en diversos puntos. Con el potenciómetro se miden milivolts y con el galvanómetro se mide la corriente en Amperes, el electrodo M queda fijo y el otro se va clavando en sucesivos puntos del subsuelo hasta que el galvanómetro queda en cero. Una vez medida una línea equipotencial sobre el terreno se pasa a medir otra distancia convenida. De tal manera que la deformación de las líneas equipotenciales indicará la ubicación de una masa de roca distinta al medio que se encuentra ver figura; 2.1 y 2.2.



fuente: Tratado de Geofísica Aplicada

Fig. 2.2 Disposición de equipo eléctrico en Campo.

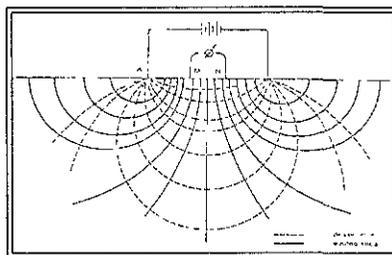
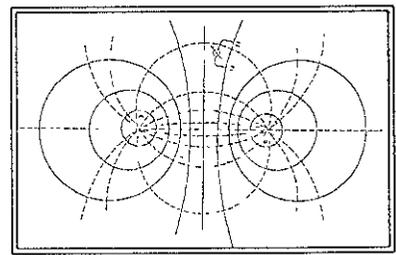


Fig. 2.3 Respuesta eléctrica a diferentes arreglos.



## Método de resistividades.

Es útil para determinar cuerpos de extensión limitada situados a poca profundidad y conductividad muy diferente del medio que le rodea; no sirve para el estudio de formaciones horizontales ni para búsqueda de cuerpos a gran profundidad. Permite estudiar formaciones subhorizontales, y subverticales como fallas y filones, sin duda, en todas sus modalidades es el más importante de todos los métodos eléctricos y por eso se le describe brevemente. Es similar al método anterior, porque envía corriente al terreno mediante dos electrodos A y B que se clavan, en el suelo y una vez establecido el campo eléctrico artificial, se investigan sus condiciones con otros dos electrodos llamados M y N, también clavados en el terreno y cuyas distancias se varían convenientemente.

Así se determina la resistividad aparente del terreno, que es función del cociente del potencial medido entre los electrodos de investigación y los de corriente. En esta función está un coeficiente que depende a su vez, de la disposición de los electrodos. Este coeficiente se conoce como factor de penetración, porque es el que controla la profundidad de investigación que se opere. Suministra información cuantitativa de las propiedades conductoras del subsuelo y puede determinarse la distribución vertical de las resistividades.

Uno de los arreglos más importantes es el método Schlumberger y ocasionalmente Wenner.

Arreglo Schlumberger. Este método sitúa simétricamente los electrodos M-N a distancia  $L$  de un punto  $O$  y los electrodos de corriente de igual forma, a distancia variable  $L$  de tal manera que los cuatro electrodos queden alineados. Otros dispositivos menos empleados son; aquellos donde la distributividad de los electrodos de corriente y medida no están alineados. Estos arreglos se llaman: radial, azimutal, paralelo y perpendicular. Un aspecto relevante es que en la realidad del campo; no se presenta nunca el caso de un terreno homogéneo sino que la mayoría de los casos, cuando se aplican métodos de resistividades, este formará una serie de capas homogéneas del terreno y que ya en conjunto formará un sistema heterogéneo (ejemplo, 2.D.4, 2 D.5, p.48 y 54 respectivamente).

Sondeo Eléctrico Vertical (SEV's).

Este método es el más empleado en la actualidad. Consiste en tomar un punto del terreno como estación y después se realizan una serie de lecturas con distintos valores de parámetro característico. A medida que el parámetro aumenta, se hace mayor la apertura del dispositivo, la información que se recibe corresponde a profundidades mayores, de aquí el nombre del sondeo que lleva. El equipo necesario para un SEV consiste de un voltímetro, un miliamperímetro, cuatro barrenas metálicas, batería de pilas secas, y cable mayor a 100 m ver figura 2.3, se tiene cuidado de las lecturas del voltímetro, así como de corregir el voltaje del potencial espontáneo

## INTERPRETACION

Desde la aparición de los SEV'S, se han utilizado una serie de métodos de interpretación que se han ido abandonando sucesivamente por otros mejores, sin embargo uno que ha permanecido es el de curvas patrón de interpretación Orellana-Mooney, ver interpretación de curvas en la bibliografía correspondiente al tratado de Geofísica

Son múltiples los intentos que han hecho diversos científicos para establecer modelos teóricos que sirvan de referencia en la interpretación de los valores obtenidos, pero la mayoría se refieren a la construcción de curvas teóricas, que corresponden a valores y parámetros supuestos que se utilizan para ajustar las distribuciones obtenidas por comparación y aproximación sucesiva. De este tipo son las de Orellana y Mooney quienes construyeron familias de curvas para diferentes sistemas con 2, 3 y 4 capas, considerando contrastes y espesores de unidades geoléctricas. En la interpretación de estas curvas se acostumbra normalizar la resistividad aparente para posteriormente compararse entre sí, por lo que sí es conveniente dibujarlas en papel, a escala logarítmica

La interpretación de curvas de SEV son de dos tipos, la primera es cualitativa sirve para construir secciones geoléctricas que se correlacionan con la geología del subsuelo. En este análisis suelen presentarse: pseudosecciones de resistividad aparente y mapas de isoresistividad. La interpretación cuantitativa se realiza con modelos en computadora, y resuelve problemas de estructuras complejas, teóricamente no existe límite en la profundidad para investigar pero en la práctica sí. Actualmente se realiza la interpretación del proceso de SEV'S, mediante el paquete RESX3-71, 78

### 2.C.3 MÉTODO SISMOLÓGICO

Un sismo es una serie de movimientos transitorios y repentinos del suelo, originados por reajustes de placas tectónicas que producen esfuerzos en una región limitada de la corteza terrestre y que se propagan en todas direcciones desde su origen. El estudio de sismos ha formado la base de la sismología, y en ella se han apoyado científicos para clasificar los métodos sísmicos de exploración. Como disciplina científica data de más de un siglo pero la mayoría de conocimientos que han proporcionado información sobre la estructura interna de la tierra, se han conseguido en los últimos 70 años. Sin embargo los principios que rigen el comportamiento de las ondas elásticas se conocen desde el siglo XVI, enunciados por científicos como Ricker, Hooke, Galitzin y Mercalli, entre otros...

Un fenómeno físico importante en la sismología es el de transmisión de ondas elásticas sobre la corteza terrestre. Este fenómeno propició a experimentar y estudiar sismos artificiales así como registro de movimientos ondulatorios que determinarán las características del subsuelo<sup>7</sup> y, que condujo posteriormente a resultados satisfactorios en exploración petrolera y después en otros estudios como minería.

La transmisión de ondas sísmicas precisa de la teoría de la elasticidad<sup>8</sup>; la cual establece relaciones físico-matemáticas entre esfuerzos y deformaciones, que sirven para determinar las constantes elásticas más ilustrativas de este fenómeno y que por consecuencia llevan a determinar el módulo de Young (E), módulo de Poisson ( $\sigma$ ), módulo cizallamiento ( $\mu$ ) que es propiedad de los materiales que se traduce en el cambio de forma sin cambio de volumen, otro módulo es el de incompresibilidad que establece cambios de volumen sin cambio de forma y el inverso de este módulo es la compresibilidad. Los dos primeros módulos atienden factores de elongación de materiales en forma transversal y longitudinal, la densidad  $\rho$  no es una constante elástica, pero es una propiedad importante en la transmisión de las ondas elásticas sobre las rocas.

Los anteriores módulos sirven para estudios sobre el equilibrio de cuerpos isotropos y elásticos sometidos a esfuerzos en un punto cualquiera del mismo. Esta experimentación se expresa analíticamente mediante las ecuaciones de equilibrio y con las que se obtiene un sistema de ecuaciones que da como resultado cuatro soluciones<sup>9</sup> que físicamente dan lugar a las ondas longitudinales (P), ondas transversales (S), ondas Rayleigh y ondas Love. Las dos primeras son de tipo interno y se caracterizan porque viajan a través del interior de un medio elástico mientras que las dos últimas son superficiales y viajan en la superficie de cualquier medio elástico, en ambos casos se podría citar como ejemplo la tierra (figura 2.4) baste señalar que ambas ondas son combinación de las ondas longitudinales y transversales siendo las más importantes para el punto de vista de los métodos sísmicos; las ondas longitudinales las cuales en la práctica son las únicas que se estudian, ya que cuando se detona una carga explosiva las transversales son las más débiles y en general, no se conservan en el sismograma registrado.

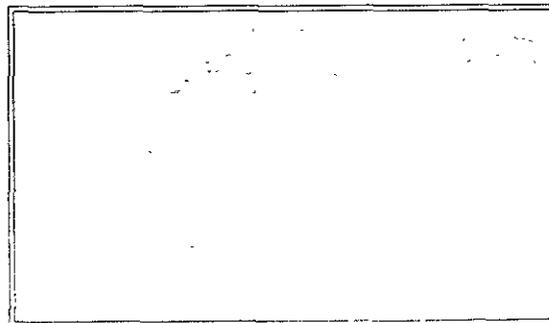


Fig. 2.4 Ondas sísmicas tipo S, P y Rayleigh

Las leyes que rigen la propagación de ondas sísmicas<sup>10</sup> parten de los principios de Huygens y Fermat; el primero es la "ley de reflexión", establece que todo frente de onda se comporta como un nuevo centro generador de ondas; considerando dos situaciones una si el medio es homogéneo el frente de onda es esférico y paralelo en todas direcciones. Pero si el medio no es homogéneo, entonces cada elemento del frente de onda se traslada paralelamente así mismo pero con velocidades distintas a lo largo del frente, por lo que el desplazamiento dependerá de la distribución de velocidades cambiando por consiguiente la trayectoria y características del mismo frente de onda. Su expresión matemática simple queda expresada como;

$$\theta_{\text{incidencia}} = \theta_{\text{reflejado}}$$

El Principio de Fermat; "ley de refracción" establece que el movimiento ondulatorio entre dos puntos sigue la trayectoria de tiempo mínimo. Es decir que el principio indica la dirección y sentido de la propagación de un movimiento ondulatorio; en un medio homogéneo donde las trayectorias serán líneas rectas, pero si los medios son no homogéneos, entonces se tendrán velocidades diferentes y por ellos las trayectorias serán curvas de tiempo mínimo, este principio se expresa por la relación:

$$\frac{v_{\text{reflejada}}}{v_{\text{incidente}}} = \frac{\text{sen } \theta_{\text{reflejada}}}{\text{sen } \theta_{\text{incidente}}}$$

La propagación de ondas en la tierra se verifica generalmente por el aumento de la velocidad con respecto a la profundidad. Sin embargo, el tiempo requerido para llegar de un punto a otro va depender de las variaciones litológicas en las formaciones que se vayan atravesando.

Uno de los propósitos de la sismología es obtener una sección o perfil sísmico, que represente las estructuras geológicas y estratigráficas del subsuelo, este perfil es un corte transversal de la corteza terrestre que permite estudiar información confiable sobre las relaciones: tiempo–profundidad, horizonte productor, velocidad de propagación de ondulaciones de entrada y posición de capas reflectoras<sup>11</sup> ..

El análisis de ondas sísmicas se utiliza por dos características que tienen las ondas cuando se desplazan en el subsuelo, la primera es que para una misma profundidad, las ondas sísmicas se propagan con velocidades distintas en rocas diferentes, es decir que cada roca tiene una velocidad característica, la cuál depende de las condiciones físicas que imperen en el lugar donde se encuentre la roca, y la segunda es que se van a reflejar o refractar cuando pasen de un tipo de roca a otro

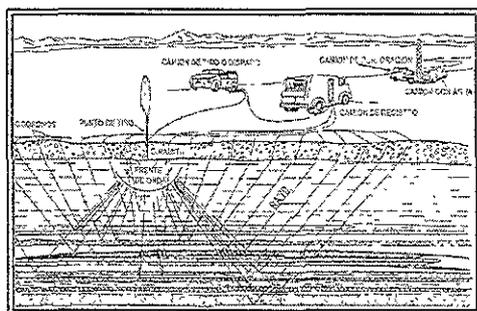
Las ondas sísmicas se crean mecánicamente en la superficie, luego estas se propagan hacia el interior de la tierra y posteriormente son reflejadas de nuevo hacia la superficie debido a un contraste acústico, lo que permite dibujar una imagen donde se muestran los horizontes que reflejaron la señal sísmica. Dichos horizontes, generalmente son el contacto entre rocas o características estructurales como planos de falla, discordancias, cambios de facie entre otros. Las ondas reflejadas son detectadas por dispositivos llamados geófonos que registran tiempos de llegada de las ondas sísmicas en un ordenador, que alternadamente genera un perfil sísmico de estos datos. La intensidad con que se reflejan las ondas es determinada por la densidad y por la velocidad con que se propaga el campo ondulatorio, mismo que varía de acuerdo a la litología de las formaciones existente en el lugar donde se propaga este campo y, en menor grado por el contenido de agua en la relación poro-matriz, las mediciones de los tiempos de llegada de las ondas sísmicas, permiten determinar la velocidad de propagación del pulso en el subsuelo, para geófonos colocados a diferentes distancias y arreglos

<sup>10</sup> De Ville, J. Métodos de Exploración Sísmica y Geofísica, Editorial de las Ciencias.

<sup>11</sup> N. Prados Rey. Introducción a la Geofísica, Editorial de las Ciencias, 1984, p. 181.

## 2) Método de Reflexión Sísmica.

Uno de los métodos geofísicos más desarrollados y de mayor aplicación en la exploración petrolera es el de reflexión sísmica. Este método consiste en crear una perturbación que induzca un campo oscilatorio de esfuerzos en el subsuelo que viaje en forma de ondas hemisféricas (frentes de onda) y que se expanda conforme avanza. Por lo que al llegar a ciertas interfaces de rocas que tienen diferentes velocidades de transmisión y densidades, parte de las ondas se reflejan hacia la superficie, donde son registradas por sismómetros (geófonos), que convierten el desplazamiento de las ondas reflejadas, en señales eléctricas que son registradas por un sismógrafo. Pudiéndose con ello determinar la profundidad a que se encuentra una capa reflectora (figura 2.5, 2.39, 2.43).



Fuente : DEPEFI

Fig. 2.5 Representación Esquemática del método sísmico de reflexión.

A partir de consideraciones geométricas de diseño, con rejillas de levantamiento sísmico que se aplican en campo, el tiempo de tránsito del frente de onda se relaciona con la velocidad con que se propaga el campo ondulatorio y de donde se obtiene la distancia recorrida por las ondas. Una vez que se determinan las reflexiones en el sismograma, se mide el tiempo de llegada de las ondas reflejadas, y con estos valores se encuentra el buzamiento y la profundidad aplicando la siguiente expresión.

$$h = \frac{vt_0}{2}$$

Donde;  $t_0$  es el tiempo en que se propaga el campo ondulatorio  
 $v$  Es velocidad del campo ondulatorio.

Lo anterior en el caso de que el subsuelo tenga un comportamiento homogéneo, lo cual como es evidente muchas veces es irreal y por tanto el método pierde exactitud conforme aumenta el número de capas reflectoras. Por otro lado en función de estos tiempos y estas distancias se puede llegar a obtener un corte o sección del terreno que indica la forma estructural de las diferentes formaciones en la zona investigada.

## 3) Método de Refracción Sísmica

La técnica de refracción sísmica parte de considerar una onda que se propaga hacia el interior de la tierra, llega a un contacto entre dos rocas, y en vez de reflejarse hacia la superficie, la onda viaja por el contacto que hay entre las dos rocas (figura 2.6), a este comportamiento asumido por las ondas se le conoce como refracción sísmica.

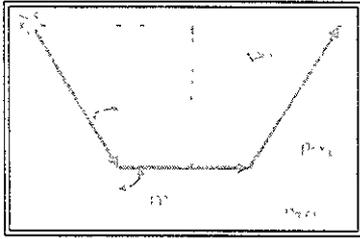


Fig. 2.6 Representación de una onda sísmica refractada

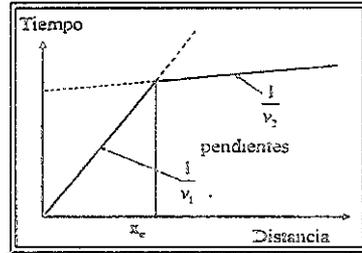


Fig. 2.7 Domocrónica para capa reflectora

Es decir que la onda incide con un ángulo crítico  $\theta_c$ , y hace que el ángulo de reflexión sea de  $90^\circ$ , por lo que la onda es refractada y viaja a lo largo del contacto entre las rocas. Esta sencilla descripción se fundamenta en la ley de Snell, la cual se expresa por la relación.

$$\frac{v_{reflejada}}{v_{incidente}} = \frac{\text{sen } \theta_{reflejada}}{\text{sen } \theta_{incidente}}$$

Donde el ángulo reflejado va a ser de  $90^\circ$  a una línea vertical, el objetivo de la técnica de refracción es obtener una curva de tiempo contra distancia llamada domocrónica (figura 2.7), la cual está formada por la unión de varios segmentos cuya pendiente es igual al inverso de la velocidad. El espesor es medido en los puntos donde la curva cambia de pendiente ( $X_c$ ). La información plasmada en los sismogramas, al procesarse e interpretarse permite conocer las diferentes estructuras que hay en el subsuelo.

El trabajo exploratorio de sismología se lleva a cabo básicamente en tres pasos: primero; trabajo de campo, segundo; procesamiento de la información obtenida en campo, por último; interpretación que se da a los datos recabados y dibujo de perfiles sismológicos (véase 2.37(a y b) pp. 58).

Para realizar las operaciones de campo, es necesario orientarse por el tipo de estudio así como por las condiciones del lugar donde se realice el estudio (ver capítulo III sección 3.B). La exploración sismológica consiste en generar ondas sísmicas y registrar el tiempo que tardan en ir al contacto y regresar a los geófonos. Estos geófonos se van a encontrar distribuidos en la superficie de acuerdo al objetivo, dicha disposición, se conoce como tendido habiendo diferentes arreglos como; mallas, abanicos y líneas (figura 2.8).

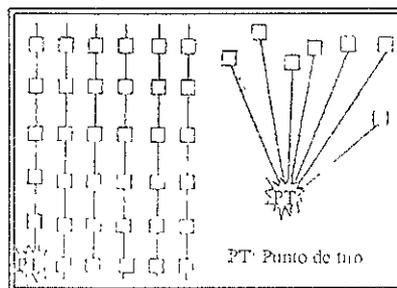


Fig. 2.8 Arreglo de tendidos sísmicos

El procesamiento de información sísmica, actualmente se realiza con señales apiladas considerando la técnica de punto de reflejo común (C.M.P, Common midt Point) esta técnica consiste en tener la mayor cantidad de información posible sobre un mismo punto. Se obtiene con ello un sismograma de campo al que se aplican correcciones, por eliminación de primeras capas del subsuelo así como de elevación. También se les aplica un proceso de ganancia a las trazas de la sección sísmica. De este sismograma corregido y aumentado se seleccionan trazas de un mismo C.M.P e inicia el proceso de apilamiento con el objetivo de obtener una traza resultante, que se llama de "Offset-cero" (ver figura 2.9). El offset se entiende como la distancia entre fuente y receptor y se refiere a cuando ambos se encuentran en el mismo punto de la superficie terrestre donde se toma el dato. Lo anterior evidentemente es algo ideal sin embargo con fines prácticos es funcional, cuando a lo largo de todo el tendido, se eligen todas las trazas de un mismo C.M.P con el fin de hacerles correcciones por Normal Move Out (N.M.O), de tal forma que queden como si se hubiesen tomado en el mismo sitio de la fuente.

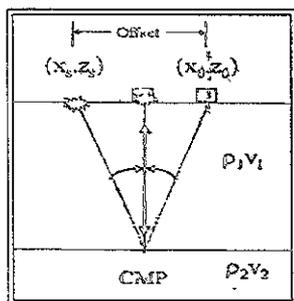


Fig. 2.9 Offset Cero

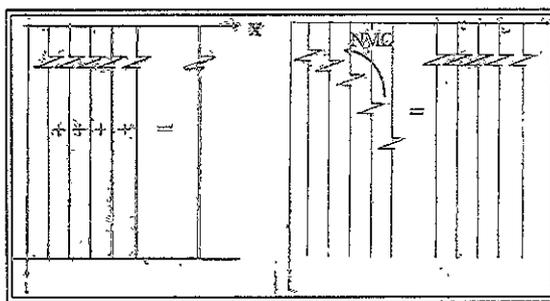


Fig.2.10 Normal Move Out y apilamiento

La corrección por N.M.O se entiende como la aplicación de una ley de velocidades a una serie de trazas elegidas de un CMP, la aplicación de la anterior ley, corrige los retrasos en los tiempos de llegada de las distintas ondas para receptores que se encontraban a mayor distancia. Con este procedimiento de apilamiento se tiene como resultado una sola traza que resalta la información verdadera atenuando el ruido y por ello se puede entonces conocer la verdadera frecuencia de la relación señal-ruido (figura 2.10).

Otra parte sustancial del procesado sísmico consiste del filtrare, este procedimiento consiste en separar el ruido de la señal o alguna otra información no deseada, tomando comúnmente para ello el parámetro de la frecuencia, sin embargo los filtros que utilizan como parámetro la velocidad son útiles porque separan el ruido en el caso de capas horizontales. Los filtros de frecuencias funcionan sobre la base de que la señal sísmica tiene una banda de frecuencia entre 20 y 100 Hz, por lo que la información que se encuentre fuera de este rango no sirve, Por ello el filtrado de señales sísmico resulta importante porque elimina el ruido mediante procesamiento digital que se basa en el principio matemático de la convolución.

La migración constituye la parte final del proceso sísmico que coloca los reflectores en su posición verdadera; puesto que debido a condiciones naturales del subsuelo, los reflectores aparecen en el sismograma fuera de la posición que les corresponde en la realidad del subsuelo. Otro de los objetivos de la migración consiste de colapsar la señal producida por reflexiones al punto que da origen a la reflexión.

Algunos ejemplos de aplicación sísmica, pueden ser leídos en la sección siguiente de este trabajo, puede observarse que la diversidad de aplicaciones es amplia y comprende estudios para plantas nucleares, exploración recursos naturales también apoya estudios de geo tectónica.

## 2.D EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE TÉCNICAS GEOFÍSICAS-GEOLÓGICAS (G & G).

### 2.D 1. PROYECTO CARBOELÉCTRICO, COAH. FACTIBILIDAD TÉCNICA.

La C.F.E., consideró en el período 1987-1991, la posibilidad de instalar en el área de Sabinas Coahuila una planta termoeléctrica que utilice carbón coquizable como energético. Para ello determinó la cuenca Sabinas y estimó la construcción de una Carboeléctrica que debe estar respaldada con reservas probadas de carbón, que garanticen 30 años de vida útil. Dicha central podría contar con dos unidades de 350 MW cada una lo que daría una capacidad total instalada de 700 MW. Para ello C.F.E., determinó la factibilidad técnica con base en:

1. Disponibilidad de Combustible. En 1991, realizó reconocimiento geofísico y geológico en la zona, estudiando 17 áreas preseleccionadas. Hizo 6 estudios exploratorios, 3 de explotación y 8 de certificación de reservas como primera fase, posteriormente determinaría las reservas in-situ para dos posibles unidades más U-II y J-IV.

2. Enfriamiento de la Central. En 1990, estableció un programa de estudios geohidrológicos que contemplaron tres etapas; identificación, prefactibilidad y factibilidad. Los resultados preliminares del balance hidrológico indicaron que es factible satisfacer la demanda de agua subterránea de la central, debido a que la recarga por infiltración anual ( $35.1 \text{ m}^3/\text{s}$ ) mayor que la demanda de agua para la futura central ( $1.3 \text{ m}^3/\text{s}$ ).

3. Infraestructura. En general C.F.E., no previó problemas en cuanto a insumos y servicios que se demandarían durante las fases de construcción y operación del proyecto.

4. Enterrado de cenizas. Es factible manejar los desechos de combustión por carbón y tratarlos en lagunas de jales que se diseñarían para el efecto en la vecindad de la planta

MICARE analizó en 1989 el aspecto económico, asegurando que en términos generales, el proyecto Sabinas es factible. Aunque se requieren excedentes de inversión en equipos adicionales para tratamiento de ceniza. C.F.E. concluyó que existen altas posibilidades de contar con el carbón necesario para esta planta durante la vida útil de la misma y como ya menciono el estudio geológico-geofísico confirmó el potencial de reservas carboníferas en la futura central. Considerando que los consumos de carbón en las centrales serían de  $2,500 \times 10^3$  ton/año

La localización preliminar de la planta carboeléctrica estuvo en función de las fuentes de suministro de carbón, agua y vías de acceso. Por lo que C.F.E. En 1994 analizó dos posibles ubicaciones

Alternativa "A" esta a 2.5 Km al norte de la población de Roncesvalles, frente a la mina "Los Morales" Dicho sitio está cerca de la vía del ferrocarril Monclova- Piedras Negras. Según el estudio preliminar de geohidrología realizado por MICARE en 1987, el lugar queda retirado de la posible fuente de suministro de agua, misma que esta al SW de la sierra de Santa Rosa, sin embargo, MICARE propuso esta alternativa, en virtud de que es más fácil y menos costosa la conducción de agua que el transporte de carbón.

Alternativa "B" Se ubica 5 Km al noroeste de Barroterán, cerca del ramal del ferrocarril que va a Palaú y Múzquiz, dicho sitio esta relativamente cerca de minas que pueden rehabilitarse (Don Evaristo y Cuatro y Medio), aunque las reservas minables de ambas son limitadas lo que obligaría a mover carbón de otras áreas poco más distantes. Sin embargo esta mas cerca de la fuente de suministro de agua.

## ESTRATEGIA DE DESARROLLO DEL PROYECTO

Con el fin de ampliar la base de generación carboeléctrica. C.F.E., precisó formular un plan de desarrollo minero de carbón, que equivalía a transferir programas de inversión y financiamiento a la industria carboeléctrica. Por lo que en caso de ser favorable la inversión, esta decisión habría puesto en etapa de factibilidad al proyecto y por ello se hubiese profundizado en estudios de exploración tendientes a conocer las reservas de carbón y agua explotables económicamente. Los métodos de exploración; consideraban recabar datos de geología regional y de detalle, geología estructural, estratigrafía, y condiciones de depósito, de geofísica (sísmica, electromagnéticos y magnetométrico), barrancón y muestreo. Aquí se puede apreciar la importancia de la exploración por el hecho de que con esta información, una vez procesada e interpretada, es posible evaluar y conocer la factibilidad económica de yacimientos de carbón y no debe olvidarse la ubicación del sitio.

La técnica de reflexión sísmica, es útil para determinar espesores, extensión y geometría de estratos de roca-carbón, caracteriza el fallamiento, de línea discontinuidades del manto de carbón y cuerpos de arenas, pero tiene la limitante de que por el uso intenso de energía que usa tiende a disminuir la profundidad de penetración. El método electromagnético, detecta fácilmente el carbón por su alta resistividad que en comparación con las rocas es menor. El método magnetométrico es útil para localizar fallas, rocas intrusivas y geometría del manto de carbón. Sin embargo, no localiza con precisión el carbón pero si el basamento. Por lo que C.F.E. en su momento recomendó combinarlos.

La exploración de carbón también se realiza mediante perforación, y emplea registros geofísicos. En este caso, el primer registro que corrieron fue de resistividad, y con el localizaron los principales mantos de carbón, después aplicaron registro gamma y de espaciamiento largo, con el que se confirma la presencia del manto de carbón, finalmente se corre el registro litológico de alta resolución con objeto de delimitar estructuras de carbón, espesor, calidad, condiciones de piso y techo.

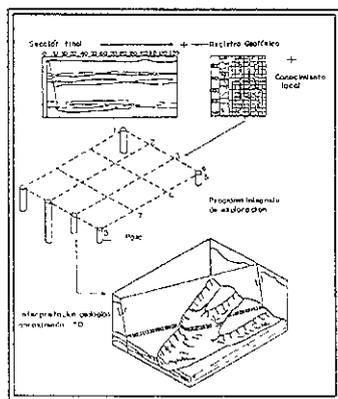


Fig. 2.11 Integración de la secuencia de datos en un programa de exploración de carbón.

Puede verse que resulta inseparable la geofísica de la geología por el hecho de que en cada exploración de carbón debe observarse primero la información geológica, con el fin de determinar el método geofísico adecuado para tener una mejor interpretación y así complementar estudios de exploración que aseguren el éxito del método directo de perforación y así evitar gastos infructuosos.

C.F.E., al respecto del proyecto carboeléctrico concluyó: el mayor porcentaje de requerimientos se detectó en el área de exploración con un 63.7%, también determinó que es factible la ayuda económica para la realización de éstas obras a través del programa JNDP (United Nations Development Program), dependiente de la ONU. Puesto que en 1988 la misión que visitó México, recabó la información precisa para aprobar fondos disponibles de dicho proyecto en los Estados Unidos.

## 2.D.2 APLICACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS PARA DESCUBRIR URANIO<sup>12</sup>.

Los depósitos primarios de uranio ocurren en rocas ígneas y metamórficas, que van de la era precámbrica hasta el terciario superior, se encuentran en cuatro principales lugares de la corteza terrestre que son: Faja Cordillerana de Norteamérica, Zonas marginales al oeste del escudo Canadiense, Áreas de intrusión ígnea en Europa y Espinazo de las regiones central y meridional de África. Sin embargo Ocurren en gran variedad de ambientes geológicos y se encuentran en rocas; ígneas (intrusivas, extrusivas), metamórficas y depósitos sedimentarios estratificados y no estratificados. Una de las razones por las que se encuentran en variados ambientes geológicos, es por la mineralización; la cual es debida a la alta solubilidad del ion uranilo ( $UO_2$ )<sup>2+</sup> y al isomorfismo con elementos como Ca, Fe, Zn, Th, así como por el rango de estabilidad de la Uraninita.

En promedio, las rocas ácidas contienen 10 veces más uranio que las ultrabásicas, y ocurren en la periferia de batolitos y apofisis, también en intrusivos como, diques porfídicos, granitos y rocas vítreas. Pero las rocas hipabisales pueden tener mayor contenido de uranio que las plutónicas de composición similar. En las rocas ígneas jóvenes también hay este elemento y en orden creciente, el uranio aparece en los siguientes minerales; Zircon, Alanita, Monacita, Torita, Pirocloro, Uraninita.

El uranio es un elemento oxifilo que durante la diferenciación magmática se concentra en magmas residuales y rocas ácidas. Como; uraninita y pechblenda; son componentes primarios de algunas pegmatitas y fisuras mesotermales, también se encuentra como mineral epigénético alterado por óxidos hidratados, fosfatos y silicatos. Algunos minerales de uranio primarios no se alteran fácilmente in-situ, pero si por atrición durante la transportación con sedimentos clásticos; otros son resistentes a la desintegración mecánica y descomposición química. Mientras que por el contrario, los componentes secundarios si son susceptibles a la alteración y se reducen fácilmente por atrición.

El uranio disuelto en agua o en la superficie terrestre durante la erosión de las rocas deposita una parte y el resto es llevado en drenaje superficial y subterráneo, incluso llega a los océanos. Donde finalmente el agua precipita como compuesto insoluble y por adsorción en diferentes fases de sedimentos, así como en precipitados de Fe, Al, Mn, sílice, minerales arcillosos, compuestos orgánicos y sedimentos fosfáticos, es por ello que hay elementos radiactivos en ambiente marino.

La mayor parte de torio se halla en la litosfera y se concentra esencialmente en rocas ácidas, es resistente a la descomposición química y tiende a concentrarse en depósitos de placer. Una vez desintegradas las rocas, estas se disuelven y se hidrolizan fácilmente en ambientes oxidantes. Los principales yacimientos de uranio en rocas ígneas y metamórficas existen en cuerpos diseminados de pegmatitas que son de menor importancia comercial, de este tipo se conocen por todo el mundo y ocurren en depósitos tipo vetas y conglomerados oligomicticos.

En depósitos sedimentarios el nivel de radioactividad cambia con la forma, tamaño de grano, tiempo de descomposición, composición de fluido intersticial, generalmente las lutitas son más radioactivas que las areniscas, y estas, más que las calizas, también algunas lutitas pueden tener mayor radioactividad que otras y las areniscas varían de contenido de acuerdo con la edad y localización geográfica. En esencia, la cantidad de radioactividad natural de cualquier roca sedimentaria depende de la cantidad natural de uranio, torio o potasio presente en la roca. El uranio contenido en sedimentos y rocas sedimentarias se encuentra en tres categorías que son: sedimentos pre-existentes, depósito sinéctico y depósito epigénico.

<sup>12</sup> R. M. Jurek e I. Scheib, "Uranium and Thorium in Sediments and Rocks", *Journal of Geochemical Exploration*, vol. 1, pp. 1-13, 1977.  
UNSM 001-11-198

En México, uno de los depósitos de uranio en calizas, más importante, se encuentra en la Sierra de Gómez, Chihuahua. El mineral le han encontrado en las fracturas de Tiyumunita y en cavernas. El uranio se encuentra rellenando poros de caliza, substituyendo total o parcialmente a ésta, o bien como material cementante. Mientras que en Sierra Peña Blanca, Chihuahua (formación Nopal) se constituye de tobas y riolitas.

En la exploración de un programa de uranio, generalmente se utilizan registros geofísicos tipo gamma, potencial natural y resistividad. El primero se usa para definir cualitativamente la litología, cambio de facies, estratigrafía y correlaciones. El potencial natural; se usa para confirmar la litología y correlaciones derivadas del registro de resistividad.

Dentro de los registros geofísicos suplementarios se consideran los nucleares y caliper con profundidad, ambos se usan para corregir resultados de otros registros, también están los registros densidad-porosidad, gama-gama ó densidad-calibración combinada, se usa para obtener factores de tonelaje que intervienen en el cálculo de reservas, índice de competencia de las rocas, determinación del agua intersticial en la formación que modifica la respuesta de los registros nucleares e indica posibles problemas ocasionados por el agua en las mismas, registro neutrón-neutrón, registro de razón Compton/fotón, registro KUT (potasio, uranio y torio); registro de polarización inducida y susceptibilidad magnética.

La resistividad y radiactividad, son variables inversamente proporcionales por lo que los registros de baja velocidad y constantes de tiempo pequeñas, determinan límites precisos de capas de espesores mínimos (en cm).

#### Análisis de rayos gama.

El registro gama ofrece mejor visión estadística que los núcleos de pozos; con la desventaja de que no determina el desequilibrio químico del uranio. Aún así el análisis cuantitativo de la mayoría de los registros gama está basado en la ecuación siguiente:

$$Lr E = kA,$$

dónde

Lr = ley radiométrica promedio de uranio, expresada en porcentaje de  $U^{238}$  en peso

E = espesor de la zona mineralizada en cm.

k = constante de proporcionalidad que relaciona el área bajo la curva se obtiene de la calibración del equipo (dato proporcionado por fabricante)

A = área bajo la curva en la zona de interés del registro

Para determinar la ley de un cuerpo mineralizable se registra la sección del pozo que intersecta el cuerpo mineralizado, después se determina el espesor a partir del registro, y se calcula el área bajo la curva. Posteriormente se multiplica el área por k para obtener la ley por el espesor de Lr E y se divide Lr entre el espesor.

#### Determinación del espesor de un cuerpo mineral

El espesor de una zona mineralizada con límites abruptos y mayor de 0.50 m, se representa por la distancia entre dos puntos de amplitud media colocados sobre los flancos de la anomalía. El espesor se determina midiendo la amplitud de los máximos lo más próximo posible a las partes superior e inferior de la zona mineralizada, después se calcula la distancia entre los puntos de amplitud media. Ver figura 2.12 y 2.13.

El área de la porción central de la anomalía puede encontrarse sumando los valores de conteo gama de los puntos intermedios I1, I2... mediante un proceso de integración numérico tipo trapezoidal. El área bajo la curva del registro se obtiene sumando el valor de las áreas de cola combinadas más el valor del área central. Las correcciones que se aplican a la información obtenida por medio de registros de rayos gamma son: pérdida de resolución y factor de calibración. Por condiciones de pozo se consideran: efectos de fluidos y diámetro del pozo, efectos de ademe y agua intersticial.

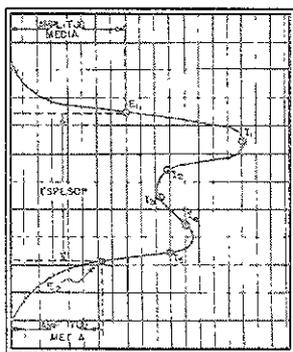


Fig. 2.12 Cálculo de espesor y puntos de integración

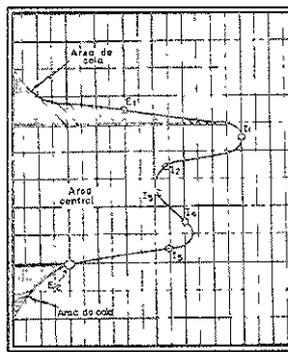


Fig. 2.13 Cálculo de área central y áreas de cola.

Esteban Ramos J; cálculo la ley de uranio para el municipio "la Coma" a partir de un registro de Rayos gama (figura 2.14) utilizando hoja de cálculo para el cuerpo mineral y, en la que transcribe datos del registro y del equipo, que le sirvieron para determinar la ley. El equipo utilizado para este registro fue modelo 34 "A" 200, que responde con tiempo de  $8.3 \times 10^{-6}$ , factor de corrección por agua 1.076 debido al diámetro del pozo, factor  $k = 9.8 \times 10^{-6}$ , obtenido en un pozo de calibración (para este equipo), factor de cola 1.38, y factor de desequilibrio menor de 8% que es el que obtuvo como promedio en todos los ensayos.

El cálculo del espesor, para el primer cuerpo es de 1.05 m y para el segundo es de 2.00 m. En seguida determina los puntos E1, E2, I1, I2, I3,.. luego calcula el valor de N para cada intervalo I, y calcula sus respectivos valores de N mediante la ecuación  $N = n / (1 - nt)$ , previamente establecida. Los valores de contén corregidos (N) de E1, E2 se suman y multiplican por el factor de cola 1.38. Estos a su vez se suman con los valores N corregidos de I1, I2, I3... lo que da la suma total corregida en cuentas/s (37644.78). Esta cantidad se multiplica por el factor de corrección por agua (1.076), que da el área total corregida bajo la curva anómala (40505.78). Utilizando la relación  $LrE = kA$ , obtiene LrE, puesto que se conocen el área y  $K = 9.8 \times 10^{-6}$ ; dividiendo entre el espesor (1.05 m), encuentra la ley media equivalente Lr en porcentaje  $U_3O_8$  (0.37805). Después multiplica LrE por el desequilibrio (885) y luego divide entre el espesor, para obtener la ley media verdadera  $L_u$  (0.03243). Para encontrar la ley corregida en porcentaje de  $U_3O_8$  hace la diferencia de  $L_r - L_u$  lo que da 0.3478Kg/ton  $U_3O_8$ .

Cabe aclarar que para intervalos pequeños de, 10 cm por ejemplo, se puede considerar este sistema de cálculo confiable. Este procedimiento se hace con cada registro y con cada cuerpo mineral. Los espesores y leyes se integran a sus respectivos pozos en secciones construidas a una escala conveniente, en el plano de secciones estratigráficas dentro de una sección estratigráfica.

El método utilizado aquí para el cálculo de leyes, es recomendado por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) y lo utiliza U.S.A., Canadá, también muchas compañías que trabajan con minerales radiactivos, utilizan este procedimiento para el cálculo de leyes y espesores, lo cual se

logra a partir del registro geofísico, ya que si se optará por el análisis químico se incrementaría el costo y tiempo para definir un yacimiento. Los principios de calibración y análisis se efectúan en pozos modelo del departamento de Energía (DOE) de E.U.A.

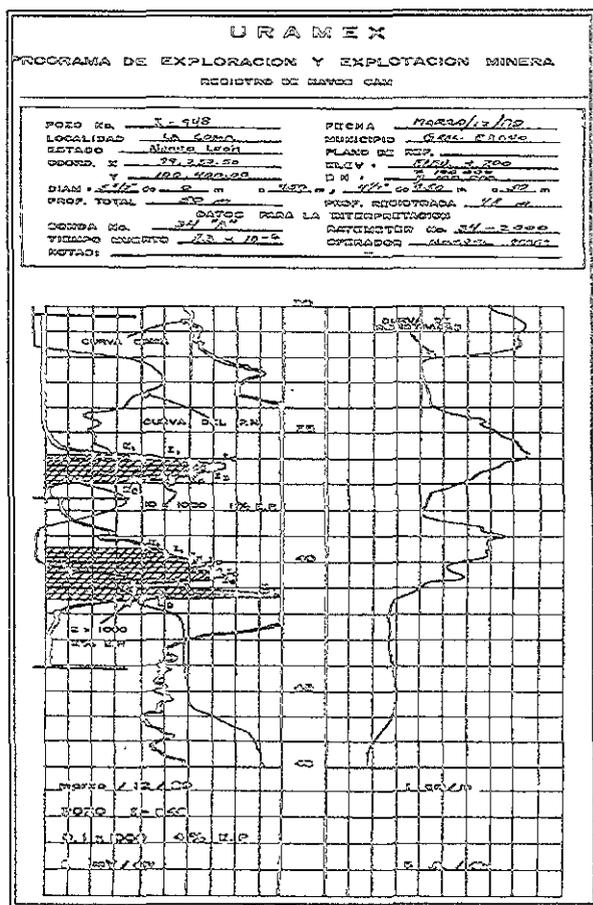


Fig. 2.14 Cálculo, de ley de Uranio. Realizado por Esteban Ramos J. ( 1989)

Las ventajas técnicas y económicas de registros Geofísicos en la exploración de uranio son:

- Se obtiene información de pozos perforados previamente
- Rápida estimación cualitativa y eventualmente cuantitativa.
- Permiten un remuestreo para una evaluación estadística y económica
- Puede analizarse rápidamente mediante computadores, individual o en conjunto para una área.
- El volumen de muestra captado por la sonda es grande, sin alterar la formación.
- Las propiedades físicas de las rocas son medidas más rápida y eficazmente con registros de pozos que por pruebas de laboratorio con pequeñas muestras.

Generalmente el valor comercial de las reservas de uranio se cotizan acorde con el volumen y contenido equivalente de óxidos de uranio "in-situ", los costos varían de un país a otro, dependiendo del grado de tecnología que se aplique y cuándo el Ingeniero minero determina que un depósito, es económicamente redituable. debe conocerse su ley mínima de corte (Cut off), basada en el costo por kg recuperable en la planta de tratamiento. Sin embargo; el determinante en la variación de los precios se enmarca en las leyes del mercado, es decir en la relación oferta demanda, afectada particularmente por las condiciones fijadas de políticas internas en países productores. Pese a lo anterior es innegable que dichos recursos sólo son encontrados mediante exploración Geológica y Geofísica por ello no debe soslayarse la importancia de los especialistas en ciencias de la tierra.

### 2.D.3 DETERMINACIÓN DEL RIESGO SÍSMICO EN PLANTA NUCLEOELÉCTRICA LAGUNA VERDE, VER. (Determinado con Sismología y Gravimetría)<sup>13</sup>.

El sitio se ubica en la intersección del paralelo 20 y el cinturón volcánico Trans-Mexicano entre las coordenadas UTM 19°43'30" Latitud Norte y 96°23'15" Longitud Oeste municipio de Alto Lucero, Veracruz. (Fig 2.15) Ocupa un área de 370 Ha. En la costa del Golfo de México. El sitio incluyendo su región circunvecina fue analizada por C.F.E. Bajo los siguientes temas: Demografía, Meteorología, Hidrología, Geología, sismicidad e impacto que sobre las instalaciones tendría la ocurrencia de diversos fenómenos naturales y actividades generadas por el hombre. Estos análisis fueron evaluados por CNSNS para determinar el grado de cumplimiento con los requisitos regulatorios aplicables establecidos por la normatividad 10CFR100 que son los criterios de sitio para reactores y la normativa de soporte para guías reguladoras. Es claro que existen otras series de normas que no se consideran en este espacio en virtud de que se atiende el aspecto relacionado con ciencias de la tierra.

C.F.E realizó estudios de meteorología para el diseño y operación de la central estableciendo que las temperaturas mínimas son de 8° y máximas de 39°, respecto a meteorología estableció un análisis de velocidades y caídas de presión para el caso de huracanes de máximo probable, también establecieron mecanismos para determinar la dispersión atmosférica y concentración de contaminantes que podrían ser descargados en la atmósfera.

En el aspecto hidrológico, C.F.E, estudio las aguas superficiales y subterráneas para determinar probabilidades de inundación, dispersión superficial, niveles freáticos, carga hidrostática y su variación, utilización de aguas y probabilidades de contaminación por eventual derrame superficial, de esta manera C.F.E estableció un mínimo probabilístico de inundación aún en presencia de la marea provocada por el huracán máximo probable, Como ya se ha dicho C.F.E generó los estudios de Impacto del huracán máximo posible (HMP), en conformidad con los lineamientos establecidos en el HUR-797 utilizado por la Comisión reguladora Nuclear de EEUU; habiéndose determinado que los parámetros máximos de HMP son velocidad de viento=276 km/hr, índice de presión central 894 mb (276 mmHg), Presión asintótica 1,084 mb (760 mmHg), velocidad traslacional 7.4 a 51 km/hr, marea máxima 5.31 m respecto al nivel del desplante de estructuras con período de retorno del orden de 1000 años

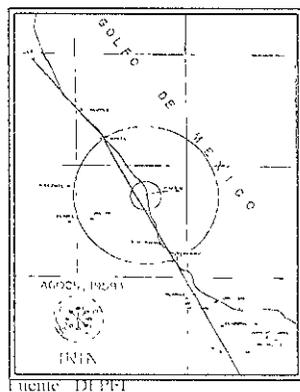


Fig. 2.15 Ubicación Planta Nucleoeléctrica Laguna Verde, Laguna Verde, Ver.

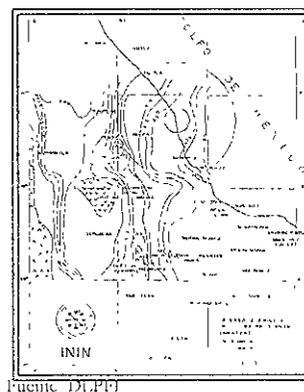
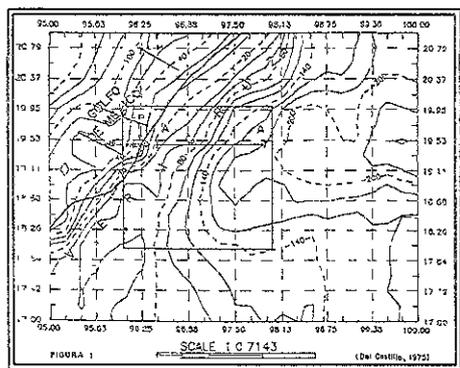


Fig. 2.16 Mapa de riesgo sísmico.

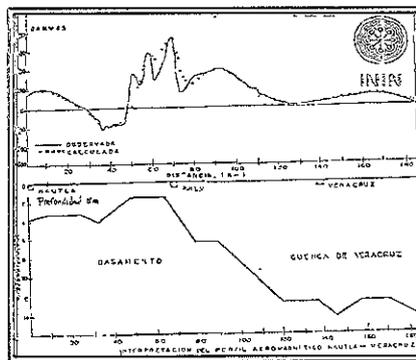


produce una discontinuidad uniforme en el moño por debajo de la anomalía, la profundidad del cuerpo anómalo es aproximadamente de 2 Km.

El perfil aeromagnético (Agocs, 1958); calculado desde Nautla hasta Veracruz estimó la profundidad del basamento que varía desde el sitio de PNLV de 2 km. Hasta 13 km. En la cuenca terciaria de Veracruz, presentando una conformación topográfica de "Pilares" y "fosas", implicando que es una zona de distensión en la dirección Norte-Sur. ( figura 2.18).



Fuente: DEPMI  
Fig. 2.17 Mapa de anomalía de Bouguer CNLV



Fuente: DEPMI  
Fig. 2.18 Perfil Aeromagnético C.N.L.V.

El paleomagnetismo ayudó a resolver problemas de estratigrafía como fue el caso del basalto en Laguna Verde, que presenta polaridad normal y corresponde a la época de Gauss (2.24 a 3.41 m.a), encontrando que la formación más antigua se encuentra al sur en la Villa Rica con edad 12.3 a 12.9 m.a., del trabajo geomagnético-marino estimó un basamento que buza hacia el Golfo de México con una pendiente suave de tres grados, esto debido a los empujes de la placa de cocos en la margen del Pacífico (Castillo, 1978).

Este estudio reunió tres trabajos sísmico-magnético-gravimétrico para la parte continental, observaron de imágenes landsat-1, la distribución de centros volcánicos con una tendencia hacia el Golfo de México, mientras que en la dirección Norte-Sur, del pico de Orizaba a cofre de Perote apreciaron volcanes cercanos a la zona dentro del eje neovolcánico, que no constituyen un reflejo aparente en los datos de alineamientos y tendencias.

La actividad volcánica en el área del macizo de Palma Sola, es principalmente del Mioceno y Plioceno con actividad de fines del Pleistoceno. La polaridad de la mayoría de las unidades es inversa, excepto para el basalto de Laguna Verde que es de polaridad normal, en la región Pico de Orizaba. Cofre de Perote es más joven, principalmente del Plioceno y Holoceno ( $\approx 1.8$  m.a), la polaridad tiende a normal, aunque hay varias unidades de polaridad inversa.

De los resultados obtenidos por métodos de exploración (geología y geofísica) en el área, concluyeron no existen riesgos por accidente asociado al comportamiento geodinámico de la tierra en esa área durante la vida útil de la planta nucleoelectrónica, que en el caso de Laguna Verde es de 40 años, y por tanto la salud y seguridad pública, no tiene riesgos en ese sentido.

## 2.D.4 FACTIBILIDAD TÉCNICA PROYECTO HIDROELÉCTRICO AGUAMILPAS, NAY.<sup>15</sup>

En 1954 C.F.E., estudió estrechamientos del río grande con el fin de precisar lugares que reunieran las condiciones mínimas para construir una central hidroeléctrica. La alternativa Colorines se ubica a 58 km de Tepic, Nay. Coordenadas geográficas: 21°50'17" latitud Norte y 104°48'15" longitud oeste. Los principales afluentes del río grande de Santiago, hasta antes de Aguamilpas, son los ríos Verde, Juchipila, Bolaños y Huaynamota. La cuenca del río Santiago hasta la estación Yago, situada aguas abajo de la boquilla de Aguamilpas, tiene un área de 75,438 km<sup>2</sup> (Ortega et al., 1978)

La etapa de prefactibilidad en Aguamilpas, comprendió actividades de exploración preliminar, con estudios topográficos, geológicos, geofísicos e hidrométricos de los sitios, ubicados para el anteproyecto de las obras civiles; esto con el fin de establecer un control topográfico del área y en el cual quedaron referidos los estudios de: Mapeo red hidrográfica y Geología Regional, determinación del volcanismo activo, latente o extinto, determinación de sismicidad regional, determinación de calidad de roca para soporte de obras civiles en: Cortina, Obra de toma, Obra de desvío, Casa de Máquinas, localización de zonas inestables y delimitación de áreas con posibilidades de fugas dentro del vaso de la presa.

Para la etapa de factibilidad; los estudios que realizó C.F.E., son a detalle y se aplican tanto en la boquilla como en el vaso; y comprenden: Estudios; hidrológicos, geológicos de geología regional y en cada una de las obras que forman el diseño de ingeniería civil. Quedan comprendidas las perforaciones con muestreo de núcleos, para obtener información de rocas atravesadas: como es litología, espesor de intemperismo, fracturamiento, permeabilidad, infiltración, calidad de roca (RQD). Estudios de geofísica, para determinar el grado de seguridad en el diseño antisísmico de las obras locales y regionales, así como localizar bancos de materiales para construcción de concretos. Mecánica de rocas y mecánica de suelos, para analizar estabilidad de taludes en las áreas de embalse y cortina. Otros estudios que realizaron fueron de evaluación económica, y estudios de impacto social que ocasiona una obra de esta naturaleza

En la presa hidroeléctrica Aguamilpas, alternativa Colorines; C.F.E., contempló en el diseño de ingeniería, una cortina de materiales graduados con elevación de corona a 230 m, y otra de concreto gravedad con elevación de corona a 197 m. Para este fin brecharon 19 líneas separadas una de otra 50 m, con longitud de 1000 m cada una y orientación N7°W, cubriendo un área aproximada de 1 Km<sup>2</sup>. (figura 2.19).

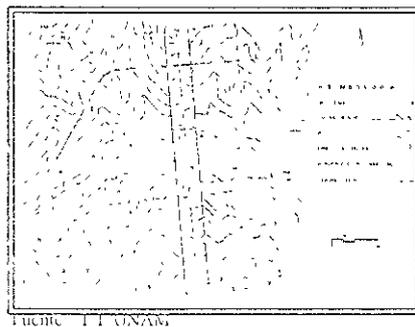
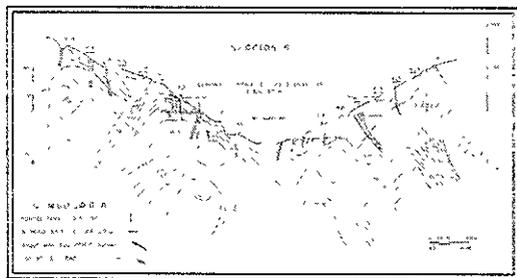


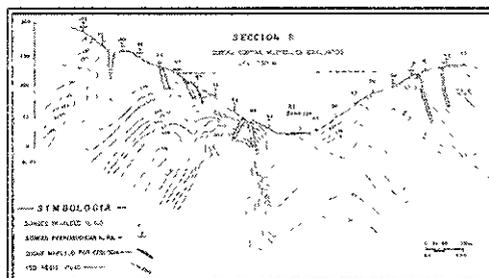
Fig. 2.19 P.M. Aguamilpa, localización de líneas geofísicas

En lo correspondiente a geofísica eléctrica, C.F.E. realizó 329 sondeos eléctricos verticales (SEV's) en la modalidad Schlumberger, con espaciamiento interelectrónico de  $AB/2=400m$  y puntos de atribución a cada 50 m, también construyeron secciones de resistividad aparente, para las líneas longitudinales y transversales ver figura 2.19, con la finalidad de relacionar las anomalías, siguiendo máximos y mínimos resistivos, identificando rasgos estructurales como fallas, fracturas ó diques. Las secciones de las líneas GC-6, GC-8 (figuras 2.20 y 2.21), presentan un ejemplo de la localización de diques, detectados dentro de los socavones 1-c, 2-c, 3-c, 4-c, 5-c, 6-c asociados a máximos y mínimos, estos diques resultaron de composición diabásica que representan el alto resistivo mientras que el monzónico son mínimos resistivos. Ambos identificados por correlación Geofísica Eléctrica y Geológica (ver descripción de método eléctrico en Cap. II sección 2.C.2, p.30).



Fuente FI/UNAM

Fig. 2.20 Perfil de resistividad aparente GC-6

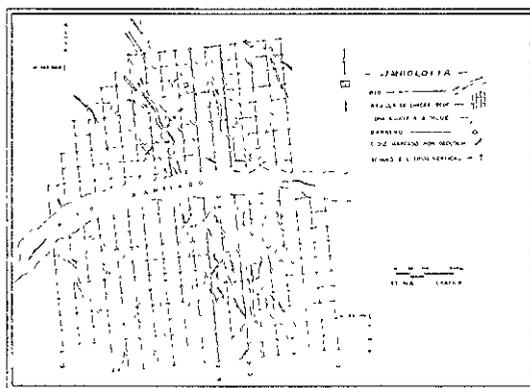


Fuente FI/UNAM

Fig. 2.21 Perfil de resistividad aparente GC-8

La figura 2.21 de la sección GC-8, muestra 5 discontinuidades de resistividad, originadas probablemente por fracturamiento y que al correlacionar estas con la sección de resistividad aparente, se aprecia que los mínimos de la configuración pudieran tener su origen por zonas de mineralización producto de acción hidrotermal. Como quiera que sea, la existencia de anomalías de resistividad indica la presencia de factores adversos que disminuyen globalmente la calidad y las propiedades geomecánicas del macizo rocoso en esta línea.

Las pseudosecciones, transversales y paralelas al río, tienen un diseño de rejilla que rastrea posibles estructuras, ocultas al mapeo superficial ó que afloran por la asociación de trenes de anomalías (máximos y mínimos resistivos), dando como resultado el plano de geología y resistividad aparente (figura 2.22) Por tanto en la margen izquierda, de acuerdo al contraste que notaron los valores de resistividad aparente, se detecta una falla que se corrobora mediante los SEV's 72, 73, 74.



Fuente FI/UNAM

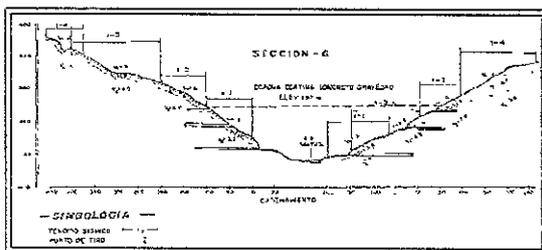
Fig. 2.22 Resistividad aparente y geología

## REFRACCIÓN SÍSMICA

Los tendidos sísmicos tuvieron una longitud de 155 m cada uno, con 4 puntos de tiro, separación entre geófonos y puntos de tiro más cercanos fue de: 5, 15, y de 5, 50 m para los puntos de tiro más alejados sobre la misma línea. El levantamiento sísmico consistió de 100 tendidos sísmicos, cubriendo una longitud total de 15.5 Km, distribuidos sobre las líneas 0 a 18 (figura 2.19).

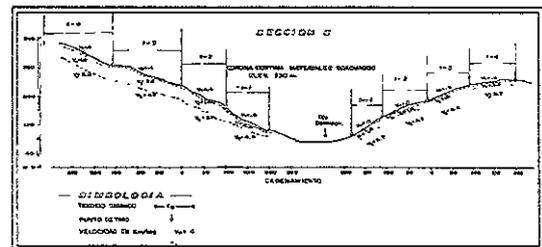
## INTERPRETACIÓN

C.F.E., calculó el modelo geosísmico TIERE, basado en el procedimiento de Peters (1980), y determino 1 o 2 contactos sísmicos ondulantes, las velocidades de transmisión para cada una de las capas, por ejemplo en el corte 4 geosísmico del perfil GC-6. Este método lo aplicó C.F.E., en 19 líneas transversales al río (figura 2.23 y 2.24). Hicieron tendidos sísmicos de refracción que fueron interpretados con base en modelos de capas planas e inclinadas, y método de retraso. Las secciones sísmicas las seleccionaron de acuerdo con su importancia geotécnica dentro del anteproyecto.



Fuente FI/UNAM

Fig. 2.23. Perfil refracción sísmica sección GC-6



Fuente FI/UNAM

Fig. 2.24. Perfil refracción sísmica sección GC-8

La sección de Refracción Sísmica sobre la línea GC-6, formada con tendidos de longitud variable, mostró una capa de suelos con espesor de 2 a 4 m y velocidad compresional de 0.3 a 0.6 km/s, en ambos márgenes del río. En la margen izquierda (figura 2.23) la segunda capa, presenta velocidades promedio de 1.8 km/s, y promedio de 14 m; subyacente la 2ª capa, las velocidades van de 3.3. a 4.2 km/s, en la margen derecha la 2ª capa muestra velocidades que van de 1.8 a 2.8 km/s con espesores de 2 a 48 m; bajo la misma. Las velocidades oscilan de 3.8 a 4.2 km/s cabe señalar que en la margen izquierda no detectaron la falla interpretada en la sección geoelectrica correspondiente, atribuyendo que el salto de falla es muy profundo (80 m por geoelectrica); mientras que el espesor que muestra la segunda capa sísmica es muy pequeña 12 m y al mismo tiempo, el refractor de alta velocidad no permitió a los técnicos tener mayor profundidad de exploración

Para la línea GC-8, la capa de suelos (1ª capa), presenta idénticas propiedades sísmicas y espesores que GC6, en la margen izquierda. El espesor de la segunda capa varía de 32 a 12 m y las velocidades de 1.9 a 2.5 km/s; bajo esta unidad registraron velocidades de 3.8 a 4.9 km/s. En la margen derecha la velocidad de la segunda capa varía de 0.8 a 2.6 km/s y, bajo esta localizaron rocas con velocidades que varían de 2.7 a 3.7 km/s

## SÍSMICA PARA BANCOS DE MATERIALES.

En el banco de materiales impermeables (Arcilla) denominado el Vicenteño, realizaron 50 SEV's y 271 tendidos sísmicos para su ubicación, este hecho fue importante al hacer la interpretación sísmica, porque en el caso eléctrico SEV's, se vieron afectados por roca argilitizada, que se confundía con arcilla (J. Briones: 1984). Los resultados sísmicos fueron en este caso más confiables, porque realizaron calibraciones de pozo, obteniendo una velocidad característica de las arcillas de 350 m/s, que contrasta con la roca argilitizada, subyacente de 600 a 900 m/s. La superficie ubicada fue de 2.5-18.0 m<sup>2</sup> cubriendo el área a estudiar de 12.0 x 7.24 m<sup>2</sup> con lo cual se descarta el

volumen de suelos no arcillosos. Pero según los requerimientos del anteproyecto de cortina de materiales graduados, fue necesario estudiar el banco de arcilla "San Rafael" (margen izq.) mismo que se exploró con sísmica de refracción y arrojó un volumen aproximado de  $1,320,000 \text{ m}^3$ . Aunque estos dos sitios no alcanzaron la cifra de  $6,200,000 \text{ m}^3$  se creó que el potencial de los bancos San Rafael margen derecha, Mangos, el Chilte y el Sordo, estimados en unos  $3,500,000 \text{ m}^3$ , completará el volumen requerido de las necesidades del proyecto.

Los bancos de material permeables (Gravas y arenas), que localizaron (figura 2.25), fueron ubicados con métodos sísmicos empleando métodos variables, según las condiciones del perímetro de cada banco; de esta forma determinaron la velocidad característica de las arenas de  $600 \text{ m/s}$  y las gravas de  $500$  a  $1800 \text{ m/s}$ . Un ejemplo del procedimiento de ubicación seguido para estos bancos, se muestra en la (figura 2.26) donde se presenta el mapa de isopacas de los bancos 4 y 5 para un área de  $105,18 \text{ m}^2$  con un volumen de  $969,032 \text{ m}^3$ . Pero el volumen global de gravas y arenas, considerando todos los bancos estudiados, fue de  $12,012,055 \text{ m}^3$ , en un área de  $814,761 \text{ m}^2$  satisfaciendo de esta manera las necesidades de cualquiera de los anteproyectos mencionado.

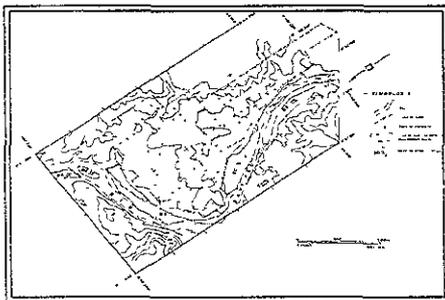


Fig. 2.25 Localización de materiales permeables

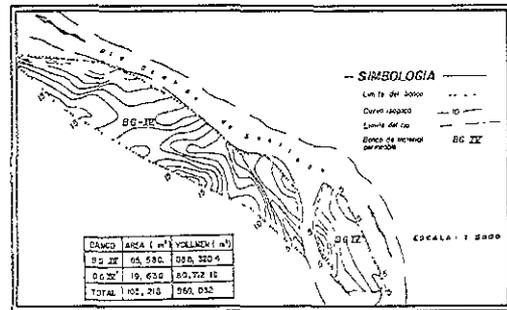


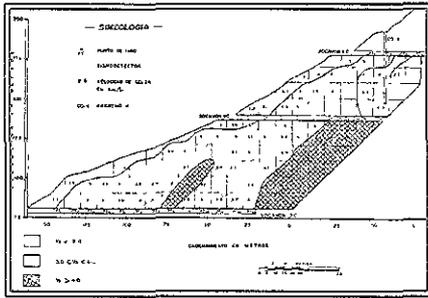
Fig. 2.26 Cálculo de materiales por área y volumen.

### Sismología para Socavones.

Los tendidos que realizaron en el estudio de socavones del P.H. Aguamilpas fueron con 12 detectores espaciados  $1 \text{ m}$ , y puntos de tiro a  $0.5$  y  $4 \text{ m}$ , las paredes de los socavones se levantaron en forma continua. Por tanto C.F.E., realizó 44 tendidos de microsísmica, en 6 socavones cubriendo una longitud de  $575 \text{ m}$  (figura 1.12).

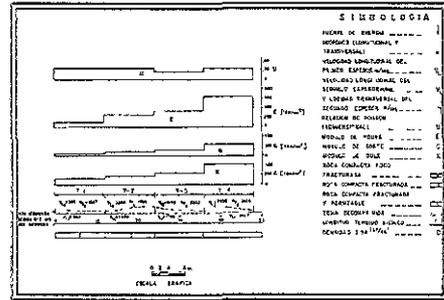
Con Crossaidt; colocaron detectores en el socavón intermedio y fuentes de energía en los socavones extremos, con 12 detectores y 18 puntos de tiro, como se muestra en la (figura 2.27) obteniendo 12 registros por cada punto de tiro. La interpretación microsísmica, la discretizaron los tiempos de arribo, con el fin de formar la gráfica tiempo-distancia (Domocrónica) y calcular con esta las velocidades longitudinales y transversales, posteriormente cuando conocieron las velocidades de transmisión longitudinal y transversal así como densidad de la roca (por registros Gamma), calcularon los parámetros geotécnicos, encontrando los módulos de: young, rigidez, y volumétrico, la separación en la interfase elástica que marca la separación de los contactos fue obtenida mediante los espesores de la gráfica de ondas longitudinales.

Con las difracciones que sufren las ondas durante su trayectoria, hicieron interpretación cualitativa de las paredes del socavón, señalando zonas anómalas, esto se aplicó en el socavón 6, donde la posición de geófonos y puntos de tiro, marcaron la calidad de la roca, de acuerdo a los resultados de los módulos dinámicos. El método crossaidt, con interpretación por caracterización sísmica, presenta distribución de velocidades en celdas, para evaluar el macizo rocoso en forma estadística, por áreas (ver figura 2.27).



Fuente: F.I/UNAM

Fig. 2.27 Resultados del Crosssai dt mediante caracterización sísmica de los socavones 2,4,6 sobre la línea GC-6 Margen derecha.



Fuente: F.I/UNAM

Fig. 2.28 Estudio sísmico para la estimación de las propiedades dinámico-elásticas dentro del socavón 6-C

Los estudios sísmicos para estimación de propiedades elasto- dinámicas, dentro de los socavones 1-c, 2-c, 3-c, 4-c, 5-c, 6-c, se presentan en el informe geofísico de factibilidad (C.F.E., 1983), donde se clasifico la roca con base a sus módulos elásticos y de fracturamiento.

La figura 2.28, describe las propiedades elásticas dentro del socavón 6-C, localizado en la margen derecha, pero basado en el levantamiento de la pared izquierda, donde realizaron 4 tendidos de 12 m de longitud, que cubren un área de 49 m<sup>2</sup>. La zona de roca descomprimida tiene espesor promedio de 0.50 m con velocidad longitudinal de 1600 m/s. La segunda capa, bajo dicha zona, muestra velocidades longitudinales de 3100 a 5500 m/s y velocidades transversales de 1667 a 3126 m/s, por lo que C.F.E propuso la siguiente clasificación de calidad de roca con base en módulos dinámicos e intensidad de fracturamiento (tabla No.01).

Calidad de Roca	Módulo			
	Poisson	Young ton/cm <sup>3</sup>	Rigidez ton/cm <sup>3</sup>	Volúmetrico ton/cm <sup>3</sup>
A	0.20 a 0.24	> 350	> 110	> 260
B	0.26	210	50	180
C	0.2	160	70	130

Tabla No. 01, Calidad de Roca (R.Q.D.)

Los resultados muestran una zona de velocidad baja, entre 1.6 y 2.8 km/s, correspondiente a la zona de encape, mientras que en general, la roca muestra a profundidad, velocidades altas de 4 km/s, que pueden asociarse con rocas de buena calidad. Esta configuración coincide con las velocidades sísmicas obtenidas por sísmica de refracción, particularmente la zona de velocidades bajas que se localizan entre los socavones 6-C y 4-C a su vez confirmada por el basamento CD-4, que muestra una zona de intenso fracturamiento.

La información geológico y geotécnica señalan que en el área de la boquilla aflora ignimbrita dacítico-riodacítica, intrusionada por diques pórfido andésíticos, monzoníticos y diabásicos. La ignimbrita se distribuye en toda el área y su espesor es desconocido pero infieren que sea de varios cientos de metros; se presenta silicificada en grado variables, y en menor proporción propilitizada y argilitizada.

La margen derecha tiene dos cuerpos ignimbriticos, uno masivo, que cubre casi toda el área de la boquilla y otro localizado 300 m aguas abajo, se presenta pseudoestratificado y compacto con inclinación de 28° NW y actitud 26 N11, la margen izquierda, esta interceptada por grandes fracturas que controlan arroyos profundos.

Durante estas exploraciones excavaron 6 socavones con sección de 2.40 x 2.90 m, haciendo un total de 720 m lineales de tuneles exploratorios. En los socavones, las fracturas principales se presentan con frecuencia de 10 a 15 por cada 100 m, rellenas de arcilla y origen hidrotermal cuyo espesor varía de 0.3 a 20 cm, e inclinación general de 560 a 90° al SE y NE, con tendencia oblicua y paralela al cauce del río Santiago. En perforación C.F.E. realizó 25 barrenos de diamante, en los que recuperaron 1,940 m de núcleo.

#### INTEGRACION DE RESULTADOS.

Del estudio geológico superficial que realizaron para los diques ígneos, barrenos y socavones. C.F.E., realizó correlación geofísico-geológica con la sección de anomalías de resistividad aparente, para planta y estructuras parcialmente expuestas. La geotecnia, integró parámetros geofísicos de velocidad y resistividad y con los índices de RQD, propusieron una clasificación preliminar tomando en cuenta todas las líneas de la figura 2.19 (Sánchez, 1983).

Debido a la importancia que reviste la elección del eje de la boquilla, ubicado según la sección GC-6 del anteproyecto de concreto gravedad, este contó con exploración directa e indirecta a detalle sobre barrenos y socavones.

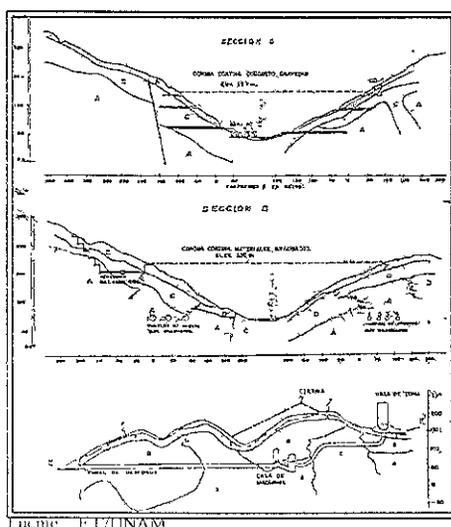


Fig. 2.29 Calidad de Roca en GC-6, GC-8, Sección E-E'

Con los detalles que hicieron para la detección de diques en superficie, barrenos y socavones determinaron que estas estructuras en su mayor parte se encuentran soldando a la roca encajonante, mejorando la calidad de la roca adyacente, esto significó que hay mayor seguridad en el macizo rocoso para el asentamiento de las obras civiles. La zona inestable, localizada en la margen izquierda, corresponde a un depósito de talud que presenta espesores muy pequeños, pero C.F.E. recomienda la remoción de esas capas o en su defecto tratarlas.

Los bancos de material cuentan con el potencial suficiente para satisfacer las necesidades de cualquiera de los anteproyectos mencionados. En cuanto a la deformabilidad y resistencia del medio rocoso frente a los esfuerzos impuestos por la naturaleza o por las obras que se vayan a construir, vistos a través de las propiedades elasto-dinámicas que se evaluarían dentro de socavones, estas corresponden en general a una roca de buena calidad. En general, de acuerdo a las descripciones de barrenos, socavones, geología superficial y geofísica, se presenta el mismo dicamen de buena calidad de rocas en los sitios donde se encuentran las obras de ambos proyectos. En esta forma C.F.E. pudo asegurar la calidad de rocas de todas las obras proyectadas y la costosa participación de la exploración.

## 2.D.5 PLANTA TERMOELÉCTRICA TURBO GAS JUÁREZ, CHIH. <sup>16</sup>

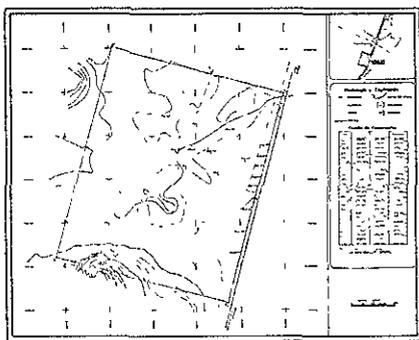
El sitio para esta planta se localiza a 1.5 km al sur del poblado Samalayuca y a 45 km, de Ciudad Juárez Chihuahua (figura 2.30). Los depósitos que constituyen la cubierta superficial de la planicie en Samalayuca, indican una paleolaguna hoy geológicamente extinguida que controló la secuencia evaporítica depositada en el área para la P.T Cd. Juárez, y que debido a la existencia de cavernas en el subsuelo de la zona, se seleccionó otro sitio que presentara mejores características geomecánicas en el subsuelo por lo que C.F.E. realizó nuevos estudios con las siguientes características:

- Reconocer una zona en la que los depósitos laguneros se acúñen, evitando la presencia de cavernas.
- Ubicar una zona en la que el basamento rocoso no sea profundo y presente características de estabilidad y resistencia para soportar la estructura del equipo pesado y casa de máquinas.
- Correlación de horizontes representativos para establecer una columna estratigráfica, que establezca la relación tentativa del esfuerzo compresivo de los elementos que la componen.

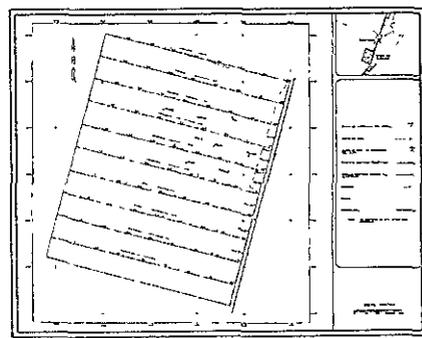
La metodología consistió de tres fases que son:

- a) Geología superficial de una superficie de 800 x 1000 m
- b) Prospección geofísica empleando métodos geoléctricos y sísmicos.
- c) Perforación de barrenos exploratorios, con objeto de ubicar contrastes estructurales y litológicos, contactos geológicos, cavernas, nivel estático y pérdidas de agua de circulación.

La información geológica se representa en el plano topográfico y geológico del sitio, presenta distribución de las principales unidades geológicas aflorantes, que fueron identificadas; como aluvión cuaternario y reciente (Qal) y afloramientos rocosos (ki). Para determinar la calidad y estructura del macizo rocoso, calcularon el RQD y con la perforación, observaron que los materiales extraídos; son aluviones, calizas y una roca al parecer tipo ígneo intrusivo con rangos de calidad de 50% a 75% y 50% a 100% respectivamente.



Fuente: F.I./UNAM



Fuente: F.I./UNAM

Fig. 2.30 Plano de Ubicación y Geología para CT Ciudad Juárez, Chih. Fig. 2.31 Localización de las secciones Geofísicas

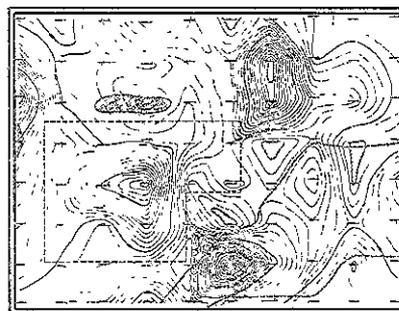
Los afloramientos rocosos forman una serie de lomeríos suaves con alineamiento general NW-SE, que sobresale en 10 a 50 m, sobre las partes planas. Estos afloramientos, son de rocas sedimentarias de edad Jurásica superior y Cretácico inferior; calizas en estratos mayores de 1m y areniscas de estratos delgados con espesores de 50cm, las calizas muestran echados de 30° a 70° NE, ambas rocas están parcialmente alteradas, apreciándose mayor grado de intemperización en calizas, igualmente se observa fracturamiento y cizallamiento no intenso de rumbo general norte. Respecto a la perforación se perforaron un total de 746.42 m en 18 barrenos.

La interpretación de datos de resistividad aparente, sirvió para determinar la distribución espacial de las resistividades del subsuelo, después que integraron los resultados arrojados por las secciones geofísicas (figura 2.31) detectaron cuatro contrastes geofísicos que corresponden a materiales de tipo sedimentario (figura 2.32).

Material	Velocidad m/s	Resistividad
Gravas	363 a 1980	22 a 80
Gravas y Arenas	432 a 1688	30 a 42
Arenas y arcillas	712 a 1800	12 a 21

Fuente: F.I/UNAM

Tabla No. 1; Clasificación de materiales con parámetros de Geofísica: Eléctrica y sísmica



Fuente: F.I/UNAM

Fig. 2.32 Isoresistividad real al techo de calizas

El primer contraste es una capa de arena fina y caliche diseminado en todas las secciones, con espesor promedio de 1.50 m y resistividad variable de  $22 \Omega/m$  a  $3000 \Omega/m$ , dependiendo del grado de compactación prevaleciente. Dicha capa la detectaron por el método eléctrico de resistividad ya que el sísmico de refracción debido al arreglo de sismodetectores y puntos de tiro no les fue perceptible. El segundo contraste se atribuyó a arenas arcillosas detectadas en la mayoría de las secciones exceptuando (b) y (h); el espesor promedio prevaleciente es de 10 m con rangos de velocidad de 289 a 728 m/s y resistividades de  $7.2 \Omega/m$  a  $27 \Omega/m$ .

El tercer contraste corresponde a gravas y arenas con arcillas perceptibles en todas las secciones; los espesores dependen del contacto al techo de la roca caliza (Basamento local), estando los de mayor potencia en la zona donde se localiza (graben) y que se encuentra delimitado tanto en las secciones geofísicas (a, b, c, d, e, f) así como en los planos de isoresistividad e isoprofundidad al techo de la caliza. Los rangos de velocidad y de resistividad dependen de la predominancia de material considerando la siguiente clasificación:

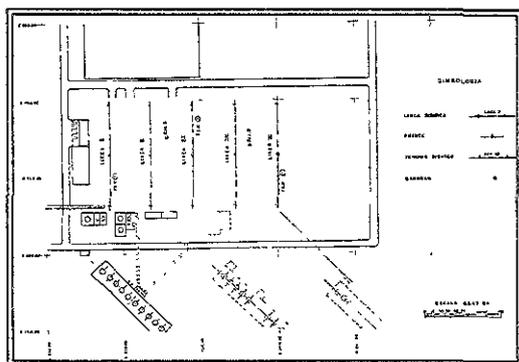
El cuarto según C.F.E., es de rocas calizas, que constituyen el basamento local y por características de velocidad y resistividad son las de mayor interés para fines de construcción. (figura 2.32). Dicha unidad geológica presenta tres condiciones según los parámetros físicos encontrados:

- 1.- Caliza con poca alteración.- Predomina en toda las secciones con rangos de velocidad de 1833 a 500m/s y resistividad de  $95 \Omega/m$  a  $400 \Omega/m$
- 2.- Caliza alterada.- Presenta en las secciones g, h, j, rango de velocidad es de 436 a 850m/s y resistividades de  $75 \Omega/m$  a  $140 \Omega/m$
- 3.- Caliza con fisuras.- Detectada en las secciones (a,b,c,d,e,f,g,h,i,j) con resistividad de  $36 \Omega/m$  a  $172 \Omega/m$

#### PROPIEDADES ELÁSTICAS EN EL SITIO; CASA DE MÁQUINAS.

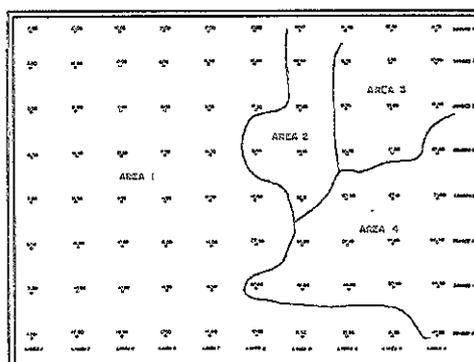
C.F.E., Continuo estudios de refracción sísmica, para determinar las condiciones geomecánicas en el sitio donde se construiría la Casa de Máquinas para las unidades U.1, U.2, U.3 y U.4 (futuro) de la Planta termoeléctrica de Cd. Juárez, Chih. Los módulos que calcularon fueron: deformación dinámica (Young), módulo de corte (rigidez), módulo de deformación volumétrica (compresibilidad) y relación de Poisson.

Dichas constantes se calculan a partir de las velocidades de ondas longitudinales y transversales así como de la densidad del material que atraviesa la onda sísmica. Por ello levantaron cinco líneas sísmicas (I,II,III,IV,V), distribuidas en el sitio de máquinas (figura 2.33) Aplicaron en campo fuente de energía mecánica, en general, produciendo impactos horizontales en direcciones opuestas.



Fuente: F.I./UNAM

Fig. 2.33 Localización de líneas sísmicas para Casa de Máquinas.



Fuente: F.I./UNAM

Fig. 2.34 Áreas alternativas para cimentar en PT. Ciudad Juárez, Chih.

Los tendidos realizados, recibieron la señal de impactos a cada 5 m y geófonos de igual manera, con longitud cubierta por la línea de 120 m, y separación entre líneas de 55 m en área total de 26,400 m<sup>2</sup>. El objetivo de los técnicos, fue confirmar las constantes elásticas (velocidad compresional) de la geología conocida. Por ello consideraron un tendido para la línea I, línea III tendido 2, y línea V tendido 1, (figura 2.33), esta etapa la realizaron con geófonos de tres componentes con los que determinaron las velocidades transversales, siendo variables la separación de geófonos y puntos de tiro; hasta obtener la velocidad representativa.

## RESULTADOS

C.F.E., definió en el sitio cuatro unidades (figura 2.34).

Unidad U<sub>1</sub>.- Corresponde a la primera capa, que esta formada por caliche, arenas y arcillas, definido en las cinco líneas. Este material le encontraron con SEV's para espesor variable entre 1.50 a 4.0 m, y con estudio sísmico. Sin embargo, no fue perceptible este dato.

Unidad U<sub>2</sub>.- Le atribuyen gravas y arenas arcillosas con limos en las cinco líneas. Presentando mayores espesores en la líneas I, II, III, con promedio de 29 m, los menores en las líneas IV y V con espesor promedio de 12 m, y rango de velocidad de 381 a 610 m/s

Unidad U<sub>3</sub>.- Es localizada únicamente en la línea I, con velocidad de 1628 m/s por lo que le asociaron a gravas y arenas, que correspondieron al material de relleno del accidente estructural (Graben) detectado en estudios preliminares de C.F.E.

Unidad U<sub>4</sub>.- Aquí ubicaron elzócalo, que por los rangos de velocidad 3,200 a 2,232 m/s. Se trata de roca caliza poco alterada dicha unidad concluyeron se encuentra definida en las cinco líneas.

El reflejo de la exploración se traduce en un esfuerzo constante para investigar nuevas provincias petrolíferas o de continuar con aquellas ya probadas. En este subcapítulo se presentan una serie de ejemplos afectados por diferentes fenómenos geológicos que sugieren ideas sobre el proceso exploratorio. Con secciones sísmológicas, mapas gravimétricos y registros geofísicos realizados por Pemex y presentadas en un seminario del IMP en el año de 1969.

ESTUDIO DEL CAMPO PETROLERO "REYNOSA PROFUNDO" EN LA CUENCA DE BURGOS.

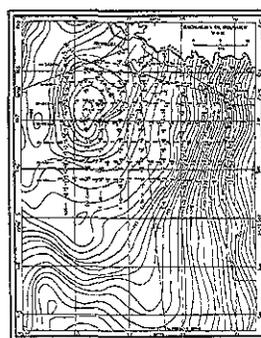
GEOLOGÍA DE LA CUENCA DE BURGOS.

La cuenca terciaria de Burgos, es una cuenca sedimentaria de potente espesor, que se extiende al Noreste de México sobre la planicie Costera del Golfo, quedando enmarcada por accidentes tectónicos estrechamente relacionadas con el Geosinclinal Mexicano.



Fuente: I.M.P.

Fig. 2.35 Mapa delimitación Cuenca de Burgos



Fuente: DEPMI/UNAM

Fig. 2.36 Mapa Gravimétrico de Campo Reynosa Profundo cuenca de Burgos, Tam.

En la era Cenozoica movimientos Post-Orogénicos, compactaciones diferenciales y reajustes de la propia cuenca, ocasionaron interdigitaciones en los medios de sedimentación formando un complejo patrón de depósito. Con los datos de geología y sísmología los técnicos encontraron depresiones por fallas normales o irregularidades del piso marino durante su depositación. Sísmológicamente las estructuras en esta zona reflejan terrazas estructurales suaves con ejes orientados NW-SE, entre las más notables Reynosa, F. Cano, Brasil, 18 de marzo, y Monterrey, toda ellas acumuladoras de gas.

El campo Reynosa Profundo en la base del Oligoceno pertenece a depósitos de ambientes que varían de no marino a marino profundo, con abruptos cambios de facies que van de arenas y lutitas no marinas a arenas y lutitas (salobres, marinas y de aguas profundas). Con variación regional W-E.

La formación Vicksburg del Oligoceno Inferior en el occidente del área, descansa en discordancia sobre sedimentos plegados y erosionados del Eoceno, que pertenecen al frío marino mientras que el frío no marino en las áreas central y occidental del área es del Oligoceno Medio y en la porción oriental se interdigita con la zona de marginulina de la formación Anahuac. La parte basal del frío marino es netamente regresivo mientras que la Anahuac es de transgresión hacia el poniente. Las fallas son abundantes, siendo de especial interés las de crecimiento que dan lugar a depósitos compensatorios de arenas y areniscas durante el frío no marino que alcanzan diferencias de espesores a ambos lados de la falla hasta de 100 m, las fallas posteriores al depósito complican grandemente la correlación estratigráfica pero son importantes en la acumulación de hidrocarburos.

### Estratigrafía.

La base del Oligoceno se encuentra en discordancia con el Eoceno y la cima de esta serie es concordante con las series del Mioceno que lo sobreyacen. Las rocas sedimentarias del Oligoceno están interrumpidas por numerosas fallas normales con su bloque oriental caído. Basculando muchos de estos bloques a fallados hacia el occidente, causando con ello una inversión en el echado regional, especialmente en los bloques asociados a las fallas de crecimiento. El Oligoceno Medio (frío no marino), es un complejo arenoso de barras de ambiente continental salobre a nerítico interno (litoral - marginal). La distribución de las areniscas se asocia con etapas de crecimiento estructural y un sistema principal de ríos que transportaron cantidades substanciales de sedimentos. Estos depósitos son de un sistema de llanura deltaica producto de un río de edad Oligoceno posiblemente ancestral al río bravo.<sup>18</sup> El estudio de estas arenas es porque son productoras

### Gravimetría.

Para la cuenca de Burgos, el autor anónimo propone que al Este, existe un gradiente de 5 ugs/km con pequeñas deflexiones y dirección Oriente, mientras que al centro un mínimo gravimétrico con rumbo NW-SE (figura 2.36). A partir del plano de anomalías de Bouger, realizó perfiles gravimétricos en la línea N-26 y calculó la gravedad residual, propone un modelo considerando rasgos visualizados en la sección sismológica, ajustándolo al posible modelo de depósito.

### Magnetometría

La intensidad magnética total acusó echado regional del basamento con dirección hacia la costa del golfo de México; Observando que algunos dipolos magnéticos posiblemente son representativos de levantamientos del basamento o bien cambios laterales en el tipo de la roca basal. En el área esperan espesores de sedimentos de por lo menos 8 km tendiendo a disminuir al occidente y a aumentar hacia el oriente

### Sismología

La selección de horizontes la realizaron buscando reflejos que tuvieran continuidad en la zona productora ó cercana a ella, así como en la parte profunda en la cual esperan encontrar trampas con posibilidades de contener hidrocarburos. Configuraron 2 horizontes, la cima del Oligoceno inferior (Vicksburg) y un horizonte profundo dentro del Oligoceno inferior. En la primera configuración observaron una estructura anticlinal muy grande (P.T.480, Línea N-14) provocada por el levantamiento de una masa arcillosa, teniendo en este punto su máxima expresión, la influencia de la masa arcillosa que llega hasta 3,000 m. También observaron dos fallas de crecimiento en el límite W y en el centro del área, las cuales no tienen a este nivel mucha influencia.

### Conclusión.

El campo Reynosa, acusó posibilidades de contener hidrocarburos debido a sus trampas geológicas formadas en su mayoría por fallas de crecimiento asociadas a movimientos de masa arcillosas. La dificultad a la que se enfrenta la exploración es el depósito errático que tienen las areniscas a profundidad. En la parte poniente del área las arenas a profundidad son escasas y de pequeños espesores, pero existen evidencias de sus depósitos a profundidades mayores de 4,000 m. Con presencia de aceite ligero en el pozo Pascualato 101 (Rotonco), lo que orienta a localizar trampas estructurales, estratigráficas o combinadas a profundidad. Se puede concluir que debido a las altas presiones provocadas por las masas arcillosas y con la existencia de areniscas profundas con buena porosidad y presencia de hidrocarburos esta área es un importante reservorio de hidrocarburos.

## CONSIDERACIONES SOBRE LA INFORMACIÓN SISMOLOGICA PROFUNDA."

En la Cuenca de Burgos, Pemex detecto, a profundidad anomalías afectadas por múltiples. La orientación de las formaciones NW-SE aumentan su espesor hacia la costa y la producción de hidrocarburos se ha encontrado en zonas suprayacentes a las estructuras, en lo que ya se considera un monoclin. Consecuentemente puede decirse que la producción en la cuenca de Burgos no proviene de estructuras, sino de una condición estratigráfica. A lo anterior agregaron que los horizontes productores son erráticos, obteniendo producción a diferentes niveles en áreas circunvecinas.

## ALGUNOS PROBLEMAS DE INTERPRETACIÓN.

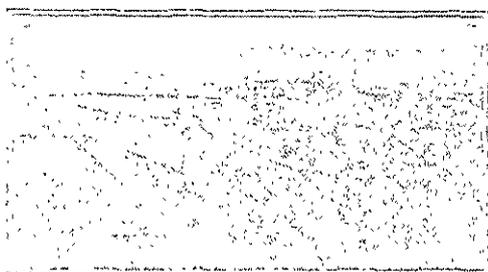
En la cuenca de Burgos desde el Eoceno hasta el Mioceno. Considerando solo la estructura Quemado habiendo otras Estructuras como Torrecillas, Reynosa, Oriente, Sta. Teresa, Empalme, Cuitláhuac, Yesquitas. Pemex, integró dichas estructuras con el fin de conocer la tectónica de la cuenca de Burgos, principalmente por medio de estudios de sísmológicos

Estructura Quemado., Con la idea de dar localizaciones con Objetivo Eoceno, Pemex programó líneas de detalle sobre los altos que muestra el plano, ( fig; 2.37-a ) al SE del pozo Quemado No. 1 cuya columna litológica es prácticamente arcillosa, con baja relación arenosa, exceptuando la formación Vicksburg que presenta varios cuerpos arenosos, aunque ninguno resultado atractivo desde el punto de vista comercial, este pozo fue perforado en 1959. Las secciones obtenidas, aunque corroboraron los blancos buscados, resultaron afectadas por ruido y posibles difracciones de fallas que hacen confusa la interpretación ( fig; 2.37-b ). En el caso de la línea 11, en esta sección determinaron muy posiblemente fallas y algunas de ellas pudieran tener desplazamientos en sentido contrario al esperado ( fig; 2.37-c ). A profundidad, en las partes Nor-Occidental y central de la sección, apreciaron unas zonas sin datos. Sin embargo; a ambos lados de esas zonas y a más de 3.5 s aparece buena información. Este fenómeno es muy común en la cuenca y llamó la atención el reflejo correlacionado a la máxima profundidad. Por la expresión general de esta sección los técnicos consideraron sísmológicamente hablando, que la columna superior de las formaciones, esta ligada al comportamiento de las capas profundas y pudiera suceder que la ausencia de datos en las zonas marcadas, no fuera más que pérdida de energía.



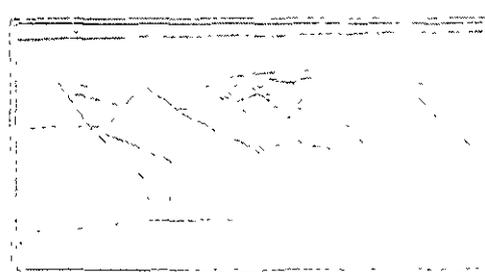
Fuente : I.M.P.

Fig; 2.37 a) Pozo Quemado 1



Fuente : I.M.P

b) Línea sísmica No 11, Estructura Quemado



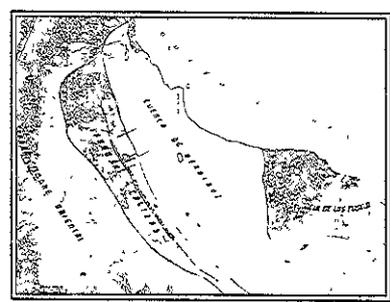
Fuente : I.M.P

c) Línea sísmica No 11, Información Estructural

En los 60's era conocido el problema asociado a los datos de líneas paralelas a fallas por eso, los técnicos de Pemex consideraron idear un método de campo y un sistema de procesado, adecuado para la obtención de datos útiles en líneas paralelas a fallas. Sin embargo, con los resultados poco alentadores de la exploración profunda, podría haberse pensado suspender este tipo de exploración en la Cuenca de Burgos (1969) Actualmente estos resultados es probable estén resueltos gracias a nuevas técnicas de campo y procesamiento

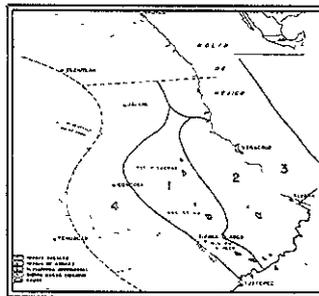
## CUENCA DE VERACRUZ O DEL PAPALOAPAN.

La cuenca de Veracruz, se localiza en la planicie costera del Golfo de México entre los paralelos 18' y 20' N y meridianos 94'30'S y 97'00'W, Ocupa la porción central del Estado de Veracruz e incluye además, pequeñas porciones de los estados de Puebla y Oaxaca (figura 2.38-a). Los límites geológicos al norte lo forman el extremo sur de la cuenca sedimentaria Tampico-Misantla y el macizo tectónico de Teziutlan, al sur el macizo de San Andrés Tuxtla, en el poniente la Sierra Madre Oriental y el macizo del Valle Nacional, pero al Oriente queda más allá de la línea de costa formado por una zona petrolera de dimensiones y localización desconocida. Esta cuenca tiene un área de 24,000 Km<sup>2</sup>, orientada NW-SE, con longitud de 240 km (IMP, 1969).



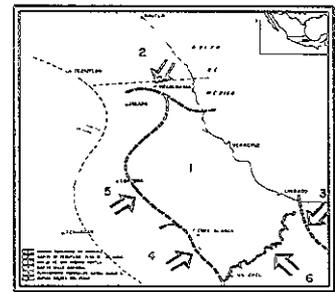
Fuente: I.M.P

Fig. 2.38 a) Ubicación Cuenca de Veracruz.



Fuente: I.M.P

b) Distribución áreas geológicas.



Fuente: I.M.P

c) Unidades Tectónicas

El desarrollo petrolero de esta cuenca, data desde 1921, época en que se hicieron los primeros reconocimientos geológicos pero no es hasta 1946, que inició Pemex la exploración en esta cuenca, con base en que ofrecía posibilidades petroleras, y que de acuerdo a trabajos de Geología superficial este, decidió intensificar la exploración en 1948. La superintendencia de Exploración de la zona de Veracruz en ese año implemento estudios de gravimetría y sismología de reflexión para algunas partes de la cuenca, y hasta el año de 1953 después de varias perforaciones exploratorias fallidas el pozo Angostura No. 02, evidenció el primer yacimiento productor de aceite en la cuenca<sup>20</sup>, éste resultado fue Motivo de que la residencia intensificará perforaciones exploratorias con el fin de probar las estructuras más atractivas. De esta manera, las perforaciones arrojaron como resultado previos descubrimientos de los campos Casa Blanca, Tres Higueras, San Pablo y Rincón Pacheco, la producción de petróleo proviene de sedimentos cretácicos, ya sea de la formación Méndez o de la formación Guzmanla. Las rocas productoras en el primer caso son brechas calcáreas y en segundo calizas fracturadas (Reyes Domínguez, E., 1969).

Algunos de los problemas que presentó esta cuenca durante la fase exploratoria en el año de 1969 se refieren a definir la estratigrafía y tectónica de la región con el fin de delimitar la distribución de facies arrecifales propias para la acumulación de hidrocarburos, tanto para las formaciones cretácicas y del jurásico superior, por esta razón los geólogos asignados a esa residencia propusieron en un programa de corto plazo estudios de estratigrafía, seguidos de estudios de petrofacies, y determinación del paleoambiente. Con el fin de resolver en parte el problema estratigráfico y así identificar mejores áreas con posibilidades petrolíferas, también señalaron que de estos resultados dependía la solución de aspectos estructurales del subsuelo de la cuenca, y de donde finalmente se apoyaría la interpretación de los nuevos trabajos de sismología, y programar nuevas actividades con los recursos económicos.

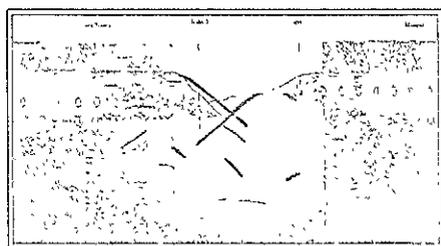
<sup>20</sup> Reyes Domínguez, E., Resultados y conclusiones de la exploración petrolera en la Cuenca de Veracruz, D. I. S. I. P., Veracruz, 1969.

## INTERPRETACION SISMOLÓGICA REGIONAL EN LA FRANJA DE CALIZAS.<sup>21</sup>

En el año de 1948 Pemex combinó estudios de Geología y Geofísica, para conocer la tectónica y establecer la potencia de facies y piso de las rocas de la zona. Por medio de gravimetría confirmaron un mínimo regional hacia la porción central de la cuenca entre el frente de la sierra y la línea de costa actual y hacia el poniente una serie de máximos locales alineados, comprobados con pozos de exploración. La sismología de reflexión definió una complicada tectónica a profundidad, difícil de interpretar debido a información espuria. Mientras la sismología de refracción detectó altas velocidades que presuponen la existencia de rocas cretácicas a profundidades que varían de 500 a 1,000 m y Hasta 1953 el pozo angostura No.02 encontró producción comercial de hidrocarburos. El campo Angostura se llegó a considerar el más importante porque llegó a producir hasta 30,000 bis/día, de una zona de brechas calcáreas. La producción proviene del campo angostura y de una serie de campos conocidos como Tres Higueras, Casa Blanca, que se alinean en la franja mesozoica paralela a los pliegues de la Sierra Madre Oriental

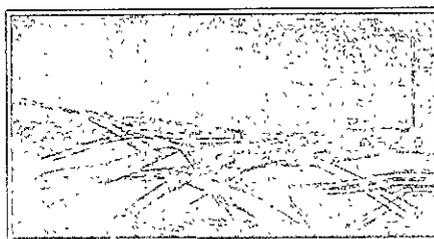
La interpretación de secciones sismológicas, reportó problemas de interpretación, debido a una tectónica complicada que dio origen a bloques separados producto de fallas normales con desplazamientos al oriente y en algunos casos asociados con fallas inversas, y zonas erosionadas responsables de una topografía muy irregular, que originó fuertes discordancias entre las formaciones terciarias y cretácicas. Estas características geológicas complejas son causantes de que se registren difracciones, reflejos múltiples, energía lateral que mezclada con reflejos útiles hacen que la información se haga confusa, también fuertes variaciones de velocidad de propagación de ondas sísmicas en el sentido horizontal, y vertical dieron lugar a errores de interpretación. Por ello Pemex analizó secciones sismológicas regionales transversales a los ejes principales de las estructuras, correlacionadas con información estratigráfica proporcionada por las perforaciones, determinando finalmente la tectónica compleja de la cuenca.

En las siguientes imágenes se muestra el tipo de información sismológica que obtuvieron en la franja de calizas y su interpretación geológica. Por ejemplo; La sección No. 2 (figura 2.39). Localizada al NW -W en el bloque Casa Blanca-Los Mangos, presenta como característica distintiva: un reflector de buena calidad proveniente del contacto Terciario-Cretácico y un canal de erosión que separa ambos bloques, confirmado posteriormente con la perforación de pozos Nido No.2, Mangos No.7, también encontraron una falla inversa, de la cual no hay evidencias en la sección sismológica. La sección No.13 (figura 2.40) muestra el flanco occidental de la estructura de Mata Espino y en ella han interpretado, una serie de bloques limitados por fallas inversas en lo que suponen corresponde a las formaciones cretácicas también hay una falla normal de fuerte desplazamiento que da lugar a la cuenca terciaria al oriente, superyacente a esta situación aparece un reflejo de buena calidad que buza al este y que corresponde a la misma discordancia original.



Fuente: I.M.P.

Fig. 2.39 Sección Sísmica No 2 Casa Blanca-Aragón



Fuente: I.M.P.

Fig. 2.40 Sección Sísmica No 13 Mata Espino

Sección No.1, (figura 2.41) observada transversalmente al campo de angostura, muestra la franja de calizas y la falla normal de acomodado que origina. Al este de la franja de calizas interpretaron una serie de fallas inversas y al oeste de la sección registran difracciones que hacen confusos los datos.



Fuente: I.M.P.

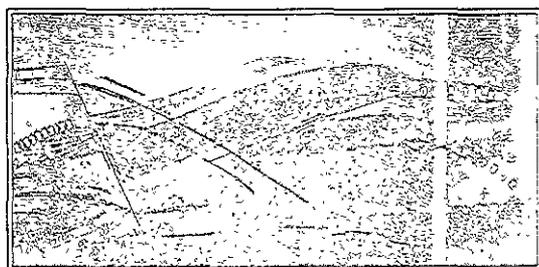


Fuente: I.M.P.

Fig; 2.41 Campo Angostura Sección Sísmica No. 1 Fig; 2.42 Bloques Mangos-Angostura Sección Sísmica 25

La sección 25 (figura 2.42), muestra los bloques de Mangos y Angostura superyacente a las calizas de la superficie de erosión. En el bloque Jaguey Blanco aparece la discordancia entre el Eoceno y Pleistoceno y un reflejo que coincide con la falla inversa encontrada en el pozo que se origina posiblemente con el plano de falla.

En la sección 19 figura 2.43 localizada al sur del bosque de los mangos y donde perforaron en 1969 el pozo Loma Caballo, técnicos de la superintendencia interpretaron en el flanco occidental y hasta el extremo izquierdo de la sección, una falla normal asociada con difracciones que tienen sus focos en los planos de fallas. Los focos les localizan en las superficies erosionadas de los contactos entre formaciones. Hacia caballo se postula una falla inversa y aparecen difracciones que tienen origen en la misma superficie de erosión.



Fuente: I.M.P.

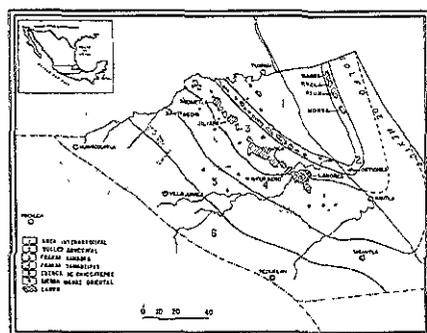
Fig; 2.43 Sur del Bosque Mangos, Sección Sísmica No 19

Los resultados que obtuvo Pemex, del análisis e interpretación geológica, de las secciones sísmológicas regionales, en la franja de calizas, comprobaron que el método sísmológico es el adecuado para solucionar el complejo problema estructural de esta área. Sin embargo, a pesar de la mejoría obtenida en la información sísmológica con los métodos de punto de reflejo común y grabación magnética, la información se encuentra interferida por ruido, que hace complicada la interpretación.

## EXPLORACION EN EL DISTRITO POZA RICA DE LA CUENCA TAMPICO-MISANTLA.<sup>22</sup>

El distrito petrolero de Poza Rica, comprende dos áreas principales, una continental y otra marina. La primera comprende los estados de Veracruz, Puebla e Hidalgo, limitada al norte por el Río Tzuculcapan, al sur por el macizo de Teziatlán, al poniente por la Sierra Madre Oriental y al Oriente por las costas del Golfo de México. El área marina se localiza en la plataforma continental del Golfo de

La exploración petrolera en este distrito data desde 1907, pero en 1938 localizaron en la plataforma continental marina, con la perforación del pozo Ostiones No.1 y como consecuencia de trabajos geofísicos efectuados entre 1957 y 1964, Pemex obtuvo el primer descubrimiento de un campo productor de aceite en la porción sur de la Faja de Oro Marina, al que han seguido otros, de importancia como Bagre, pez vela, Atún y Morsa. La producción de hidrocarburos en este distrito proviene, de formaciones de calizas que varían del Jurásico Superior hasta el Cretácico Superior y para fines de exploración le dividieron en una serie de franjas (figura 2.44), que siguen los límites de las facies de las formaciones del Cretácico Medio, cuyas características geológicas y de producción propias las hacen diferentes unas de otras.



Fuente : I.M.P.

Fig. 2.44 División áreas geológicas del dpto. Poza Rica 1969

Las franjas con los campos más importantes descubiertos en el distrito Poza Rica, son las del Núcleo Arrecifal y Tamabra (figura 2.44), la primera incluye los campos de la Faja de Oro terrestre y marina, mientras que la segunda tiene los campos; Poza Rica, San Andrés, Jiliapa y Miquetla entre otros. La Faja de Oro produce hidrocarburos a partir de calizas arrecifales de la formación El Abra (Albiano-Cenomaniano) con porosidad primaria; constituida por altos topográficos que son remanentes erosionales sepultados por depósitos del cretácico superior o el terciario y que sirven de sello al entrapamiento. Estos altos "estructurales" forman yacimientos de empuje hidráulico, con dinámica propia y presiones de fondo estáticas que se conservan casi sin variación hasta que dejan de producir por invasión de agua salada. A partir de 1964 se intensificó la perforación exploratoria con resultados satisfactorios que marcan importantes descubrimientos de nuevos campos, destacan Atún y Morsa.

La franja de la zona Iguana (figura 2.45) unidad 1, de la porción sur del atolón en la " Faja de Oro", formación del Abra (Cretácico Medio), es de litología paleográfica, en el núcleo arrecifal con desarrollo de calizas de porosidad primaria. La franja Tamaulipas superior y Chicontepec (figura 2.45 unidad 4 y 5). Presentaron características geológicas semejante a la de campos con producción de aceite siendo mayor la Tamaulipas que proviene de calizas del Jurásico Superior hasta el Cretácico.

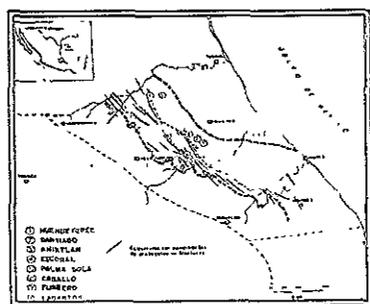
La distribución de facies porosas y permeables de las formaciones jurásicas porciones NW-SE de las franjas Tamaulipas y Chicontepec están ligadas a la topografía del basamento y le asocian a períodos de depósito, mientras que la porosidad y permeabilidad secundaria tanto de las rocas jurásicas como cretácicas, le relacionan con la intensidad de movimientos tectónicos que las plegaron y fracturaron. Los campos descubiertos en estas franjas son escasos y su producción no es de gran magnitud hacia 1969, no obstante, los técnicos localizaron en el área, las zonas de mayor fracturamiento y los alineamientos de zonas fracturadas así como la relación con las estructuras; determinadas con métodos geológicos y geofísicos empleados en esta parte del distrito. Conclusión a que llegó Pemex "Hay áreas con posibilidades petroleras, y es posible aumentar las probabilidades de éxito en la exploración de algunos pozos con sólo, ve aumentando por ello estudios geológicos diversos".

## LA FRACTURAS Y LA ACUMULACIÓN DE HIDROCARBUROS EN LA CUENCA DE CHICONTEPEC<sup>23</sup>.

La importancia petrolífera de las formaciones con fracturas motivó la atención de Pemex en estas áreas, principalmente de calizas del Cretácico y Jurásico. Siendo un reto técnico estos lugares porque no es fácil determinar el sistema dominante de fracturas.

En la exploración de hidrocarburos del Dto. Poza Rica del año 1969, los geólogos atendieron yacimientos de formaciones con buena porosidad primaria y permeabilidad, como fueron los de la caliza arrecifal en el Abra de la Faja de Oro, caliza San Andrés del campo del mismo nombre y Tamabra de los campos de Poza Rica. La producción de aceite, provino de formaciones densas y fracturadas, que se consideran de baja producción, lo cual puede, deberse a que no encontraron las mejores zonas fracturadas en este tipo de formaciones.

El interés que representaron estos campos en México es porque tuvieron como antecedente el campo Ebano-Pánuco de la zona Norte, el cual motivó la atención hacia lugares que se consideran con posibilidades de hidrocarburos, principalmente en calizas fracturadas del cretácico y jurásico que han representado buenas manifestaciones de aceite en varios pozos de exploración, como son Santiago No.03, Huehuetepac No.1 Amixtlán No.02 (figura 2.45). Cuyas áreas requirieron estudios para localizar sistemas de fracturas dominantes que sirvieran en su momento a encontrar la extensión.



Fuente : I.M.P

Fig; 2.45 Áreas con posibilidades de producción en fracturas. Chicontepec, Ver.

Las áreas con posibilidades de producción en fracturas, deben desarrollarse con técnicas más avanzadas, ya que su explotación es difícil, en virtud de que las zonas de fracturamiento son caprichosas como antecedentes ilustrativos al respecto: los pozos Santiago No.01 y No.03 que tuvieron producción de 350 y 20,000 blsl/día respectivamente; sin embargo el Pozo Santiago No.02, funcionó por cabezadas con 60 blsl/día, en el área de Ebano-Pánuco, el Chapacao No.1 tuvo una producción inicial de 25,000 bls/día y acumulativa de 4.6 Millones de bls de aceite y seis pozos cercanos a menos de 100 m, encontraron poco o nada de aceite. Cada una de las áreas productoras como las que se citan requirieron se conociera el patrón de fracturamiento, relacionando todos los aspectos geológicos que intervienen en su formación. (N García T y A. Ramón Geic, geólogos de la superintendencia del Dto. Poza Rica, Ver. 1969)

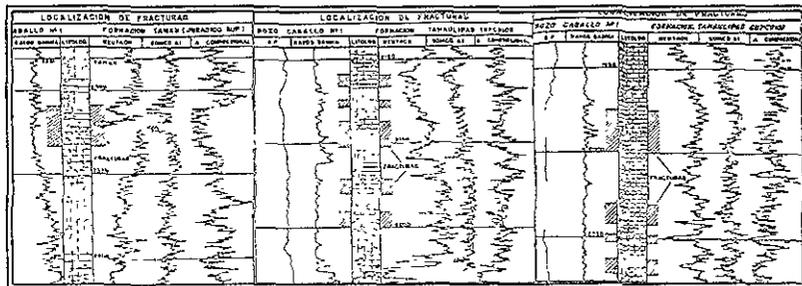
Resultados preliminares de Geología superficial y fotogeología.

Geólogos de Pemex, concluyeron que las estructuras determinadas por geología superficial llegan a coincidir en profundidad con las bosquejadas por los métodos geofísicos, de ahí que los sistemas de fracturas es probable que sean coincidentes y por eso del análisis de las fracturas en el terreno pudieran establecerse relaciones con las fracturas en el subsuelo.

La cuenca de Chicontepec tiene Anticlinales observados en las formaciones del Eoceno y Paleoceno, los cuales reflejan estructuras concordantes en formaciones antiguas y los sistemas de fallas marcan en forma general los alineamientos de principales sistemas de fractura, que están estrechamente relacionados. Por medio de información geofísica definieron algunas estructuras y sistemas de fallas, sin haberse utilizado nunca con el fin de encontrar sistemas de fracturas dominantes. Por lo que en ese momento la geofísica se hizo necesaria para encausar estos trabajos con el objetivo indicado.

En la cuenca de Chicontepec que viene a formar parte de la Cuenca Tampico-Misantla, perforaron pozos independientes entre sí y distantes. Con el objetivo de encontrar aceite en calizas de porosidad primaria; sin embargo, algunos de ellos resultaron productores de aceite en calizas compactas fracturadas, como los pozos; Santiago No.1, Amixtlán No.2, Otros... Por ello los geólogos creen que dichos pozos quedaron fuera de la zona productora, debido a que fueron perforados con objetivos de encontrar porosidad primaria de mejores condiciones estructurales sin embargo, en estos casos la porosidad por fracturas es la mejor zona con aceite y dependerá del tipo de estructura y concentración de fracturas. Por ello los técnicos acordaron establecer métodos de investigación que permitan tener mejor conocimiento de áreas más fracturadas y con mayores posibilidades de tener hidrocarburos.

Los REGISTROS GEOFISICOS. Los usaron como auxiliares en la identificación de fracturas método con el cual localizaron zonas fracturadas en formaciones de baja porosidad con resultados satisfactorios. Como ejemplo; presentaron registros geofísicos del pozo de exploración Caballo No. 1 (figura 2.45), perforados en la cuenca de Chicontepec, en los que localizan zonas fracturadas de las formaciones Tamán del Jurásico Superior y Tamaulipas Inferior y Superior del Cretácico (figura 2.46), las zonas achuradas fueron interpretadas como fracturas. Estos intervalos fueron probados con perforación, habiendo resultado productores de aceite la formación Tamán del Jurásico Superior.



Fuente: I M P

Fig; 2.46 Registros Geofísicos de pozos exploratorios. Caballo 1, Tamán Jurásica y Tamaulipas Superior.

El conocimiento de patrones de fracturamiento en Dtto. Poza Rica, tuvo como objetivo determinar las áreas con mejores posibilidades de producción de Hidrocarburos en formaciones fracturadas<sup>24</sup>

#### EXPLORACIÓN EN ÁREAS POSIBLEMENTE PETROLIFERAS DE LA REPÚBLICA MEXICANA.<sup>25</sup>

En el año de 1967; Pemex, analizó el programa de exploración geológica que se había llevado a cabo hasta 1964 y con base en este análisis, fincar la política exploratoria que debería seguirse en el futuro. De esta manera información existente obtenida por mas de 25 años, fue de interés para efectuar la valorización económica de amplitud regional, que permitió subdividir a la República Mexicana en varias provincias geológicas, las cuales se seleccionaron por el valor y cuantía de la información que contenían pudiendo hacer un diagnóstico de las mismas, respecto a sus posibilidades petroleras inmediatas o cuándo menos a corto plazo.

<sup>24</sup> Véase Redonda No. 33 N.º 4 de E. V. A. Ramos. Geólogos sup. (Petroleros) de Poza Rica Ver. 1969, p. -

<sup>25</sup> Véase Obispo, E. Geología del Estado de Veracruz. No. 15. Secretaría Nacional de Hidrocarburos, M.P., 1967.

A partir del año 1964, la exploración geológica superficial fue incrementándose hasta alcanzar en 1968, un aumento en porcentaje de áreas trabajadas con detalle, semi-detalle y en forma de reconocimiento general en un 300%. Las provincias geológicas seleccionadas para incrementar y acelerar los trabajos de geología superficial, fueron de norte a sur:

- 1.- Extremo norte de Chihuahua y parte oriental de Sonora.
- 2.- Golfo de Sabinas, con las márgenes internas de las penínsulas de Coahuila y Tamaulipas.
- 3.- Plataforma de San Luis Valles.
- 4.- Golfo de Tlaxiaco en Oaxaca.

Por más de 25 años, Pemex trabajó en forma esporádica con estudios de geología, fotogeología, gravimetría<sup>26</sup> y escasamente sismología. La gerencia de Exploración en la ciudad de México diagnóstico que con la información recabada años atrás se llegó a la conclusión de que el extremo norte de Chihuahua presentaba características morfológicas, tectónicas y sedimentarias que propiciaban a considerar la continuidad hacia nuestro país, de las cuencas paleozoicas productoras del estado de Texas, E.U.A. (figura 2.47).

Por lo cual esta misma gerencia dirigió un programa de exploración técnica en Chihuahua, que llevó 1.5 años a partir de 1967, los resultados fueron la falta de un plano geológico adecuado, y dispersidad de información geológica, y sismológica misma que no era confiable debido a potentes espesores de material relleno. Ante esta falta de información intensificaron la perforación de pozos estratigráficos, para efectuar estudios sedimentológico, estratigráfico y tectónico. Determinando que el área se ubica al Norte y NE de México en la frontera con E.U.A. al Sur el paralelo 30' y al Oeste el meridiano 109°15'. De estudios geológicos, realizaron reconocimiento geológico, fotogeología, y de estudios geofísicos hicieron el plano gravimétrico con anomalía de Bouger y estudio integral para las cuencas de Chihuahua, Pedregosa y plataforma de Villa Ahumada-Palomas (figura 2.48 y 2.49).



Fuente: I M P

Fig; 2.47 Cuencas Paleogeográficas de Chihuahua



Fuente: I M P

Fig; 2.48 Plano Gravimétrico Con anomalía de Bouger

Para 1968 los técnicos tenían el levantamiento aeromagnético, habiendo cubierto 29,170 Km<sup>2</sup>; de la interpretación de este estudio configuraron el basamento, recomendando 35 áreas de interés para la prospección petrolera, en forma similar realizaron estudios de sismología en Villa Ahumada y en la región de Cuervo-Hueso, concluyeron que el sistema tuvo dificultades debido al potente espesor de aluvión, y material de relleno que cubre los bolsones y la complejidad estructural de las rocas del subsuelo. Respecto a la interpretación gravimétrica, apoyada con magnetometría y sismología, interpretaron, un máximo gravimétrico con rumbo NW-SE que se extiende desde la Sierra de Juárez hasta la Sierra de Hueso en el Sur<sup>27</sup>. Concluyeron que la anomalía puede ser la expresión de una plataforma paleozoica o corresponder a un alto estructural, por ello con el fin de esclarecer Pemex, programó secciones sismológicas regionales en 1969.

<sup>26</sup> Pemex, México, de años 1964-1968.

<sup>27</sup> Asociación Geológica, Pemex, México, de años 1964-1968.

## EXPLORACIÓN EN LA PENINSULA DE YUCATAN<sup>28</sup>.

El plano 1 de la figura 2.49 es un mapa que muestra la Península de Yucatán y la extensión de sus plataformas submarinas, según trabajos de Batimetría. Con Líneas aseguradas, se marcan los posibles desarrollos arrecifales en las márgenes del Golfo durante el Cretácico Inferior, se estima que dichos desarrollos pueden extenderse a la mayor parte de los bordes del Golfo. La interpretación de la geología de Yucatán con base en estudios de Geofísica, establecen que la estratigrafía de la Península de Yucatán y de Florida, tienen características geológicas de plataforma, y que sus sedimentos son de caliza densa con intercalaciones de evaporitas y pequeños horizontes de lutitas calcáreas. En Florida han localizado grandes desarrollos de dolomitas con, depósitos arrecifales. Estas calizas arrecifales proponen algunos autores (Meyerhoff), pueden haberse desarrollado en la mayor parte de los bordes mesozoicos del Golfo de México. Para sustentar esta teoría, se toman como base las formaciones del Abra, Faja de Oro y en el norte del Golfo de México así como de la Plataforma y centro de Florida (E.U.A.). No es aventurado, pensar en la existencia de barreras arrecifales en la plataforma de Yucatán, en la parte correspondiente a los posibles antiguos bordes, y refleja en parte la exploración marina de los campos descubiertos en Florida en donde se tiene producción de dolomitas porosas, selladas por evaporitas, en el Albiano Medio y las cuales no se han identificado en Yucatán.

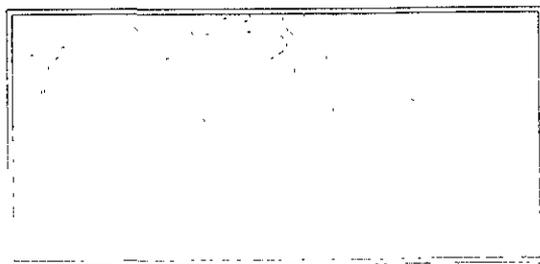
Trabajos Geofísicos; realizaron mediciones gravimétricas y magnéticas de carácter regional, que prácticamente cubrieron la península con líneas sismológicas, tierra-mar. El análisis gravimétrico con el mapa de Bouger (figura 2.49) registra la saturación de mediciones, aún aquellas de pequeña extensión. El sistema de drenaje de las aguas fluviales pluviales ha generado cavernas de disolución a poca profundidad, Estas disoluciones seguramente se manifiestan en los valores gravimétricos como anomalías que siguen alineamientos oscilantes superpuestos a las condiciones estructurales profundos.

Del mapa de Bouger destacan, máximos de fuerte valor que se alinean al borde oriental de la Península y sugieren emergencia del basamento, formado a todo lo largo de la costa oriental (asegurada). Situando el basamento a profundidad entre 550 y 600 m, el flanco oriental de esta supuesta barrera, tiene gran pendiente profundizándose hacia el mar. Al occidente un gradiente regional uniforme al avanzar hacia el centro de la Península y desciende hasta formar un eje de mínimos, paralelo a ésta supuesta barrera. En la parte central, de la Península, distinguen dos ejes o alineamientos de mínimo, que partiendo de un punto en la región media se bifurcan hacia el NE y NW dando lugar a la presencia de un eje de "máximos" intermedios que en forma de digitación irrumpe de norte a sur, con valores descendentes hacia el centro de la Península. Al sur de Campeche y Champotón aparece una gran anomalía de valor mínimo, que cubre un área extensa y que se encuentra limitada hacia el poniente, por un máximo localizado en las proximidades de la laguna de Términos.

Los pozos de perforación quedan ubicados sobre las anomalías principales, buscando identificar la relación de éstas anomalías con estructuras o cambios estratigráficos en el subsuelo. Los pozos Yucatán 2 y 5 se localizan sobre un alineamiento de máximos, mientras que el Yucatán 1, 4 sobre mínimos. Los pozos Yucatán 6, Chicxulub 1 y Sacapu 1, fueron proyectadas para probar pequeños máximos localizados al sur de progreso y el pozo Ticul 1, para probar un gran mínimo

Figura 2.49

Fig. 2.49 Plano gravimétrico de la Península de Yucatan



### C2p III.- REPERCUSIONES ECONÓMICAS Y SOCIALES DE LA ACTIVIDAD EXPLORATORIA.

Este capítulo muestra como los energéticos, son insumos fundamentales para el desarrollo económico de México y su valor estratégico hace que, además de consideraciones de eficiencia productiva y ecológica se incluyan asuntos energéticos en la agenda de seguridad nacional. Impulsando para ello la exploración de recursos naturales no renovables y considerando la política energética del momento.

#### 3.A CONSUMO Y DEMANDA DE ENERGÉTICOS

En el capítulo anterior se revisó brevemente la influencia de las Ciencias de la Tierra para encontrar recursos energéticos; ejemplificando vicisitudes y logros que se presentan durante la exploración. En este capítulo se analiza el consumo energético de México en el periodo 1965-1996 y revisa sus perspectivas a corto plazo. También expone factores que median en política de exploración petrolera y destaca el papel de información geofísica y geológica a nivel internacional.

##### 3.A.1 CONSUMO NACIONAL DE ENERGÉTICOS, 1965 - 1996

Se conoce como consumo final total de energía aquella fracción de energía secundaria y primaria que es utilizada directamente por los usuarios finales. Esta a su vez se clasifica en usos no energéticos y energéticos. Es decir; los primeros corresponden al uso de derivados energéticos como asfaltos, lubricantes, grasas, parafinas y solventes. Mientras el uso energético se distribuye en cuatro sectores de usuarios finales de energía como son: Residencial, Comercial y Público, Transporte, Agrícola, e Industrial y Minero.

De la tabla 3.1 Se observa que en 31 años, el consumo final de energía se ha cuadruplicado, pasando de 985.873 PJ a 4054.507 PJ, el consumo no energético también se ha incrementado notablemente, aunque su participación porcentual del total es pequeña 7.75% en 1996 habiendo estado en 4.03%, en 1965; tal vez éstas cifras reflejen el poco desarrollo que ha tenido la industria petroquímica en México

Año	Consumo no Energético		Consumo Energético		Residencial Com y PLB		Transporte		Agrícola		Industrial y Minera		Consumo final Total de Energía	
	Petajouls	%	Petajouls	%	Petajouls	%	Petajouls	%	Petajouls	%	Petajouls	%	Petajouls	%
1965	39 645	4.03	946 228	95.97	303.48	30.78	275 112	27.9	41 273	4.18	323.35	33.1	985 873	71.07
1970	76 941	5.65	1264 667	94.35	351 029	25.78	409.746	30.1	48 665	3.57	475.23	34.9	1331 608	63.707
1975	123 699	6.51	1776 447	93.49	431 634	23.63	613 592	32.3	70 075	3.68	361.15	34.79	1900 146	64.317
1980	211 93	7.79	2510 037	92.21	542 737	19.94	981 508	35.63	95 785	3.52	860	32.69	2724 997	42.848
1985	387 259	11.9	2844 981	88.1	622 33	19.87	1040 423	33.18	92.378	2.85	1039.8	33.71	3232 22	38.161
1990	365 47	10.3	3169 516	89.67	701 163	19.83	1275 313	33.07	92 577	2.61	1100.5	31.14	3534 986	43.794
1995	275 693	7.2	3534 185	92.8	816 12	21.25	1399 032	36.43	93 533	2.43	1255.4	32.69	3639 878	47.08
1996	314 552	7.75	3739 955	92.25	843 097	20.85	1435 167	35.39	100 88	2.48	1357.8	33.48	4054 507	45.362

Fuente, Secretaría de Energía, Balance Nacional de Energía 1965-1996, (integración de varias tablas e i Una)

Tabla 3.1 Consumo Final Total de Energía en México (En petajouls = PJ)

En cuanto a los usos energéticos, su contribución ha variado en el periodo 1965-1996 el principal sector de consumo fue el industrial con 33.10% seguido por el residencial, comercial y público, con 30.48% del total de consumo nacional, el tercer lugar el transporte con 27.90% y el cuarto el sector agropecuario con 4.18% del consumo final.

En 1965 y años siguientes con el apoyo del estado se consolidó gradualmente el sector industrial bajo un apoyo sustancial que reducía enormemente los costos de la energía y sólidos programas de industrialización. Así para 1975 la industria fue el principal sector consumidor final de energía, con 34.79% del total, el transporte ocupó el segundo con 32.3% y el sector Comercial, residencial y público cayó al tercer lugar con 23.63%. Sin embargo en los últimos 20 años el transporte se ha conformado como el rubro de consumo final más importante, debido en parte a la disminución de la actividad industrial, pero en gran medida al crecimiento poblacional y por tanto del parque vehicular urbano y carretero. De esta manera el anterior sector ocupó hacia 1996 un 35.39% mientras que el residencial descendió a 20.85%, el sector agropecuario se marruvo en último lugar desde 1965 a la baja en términos porcentuales con un porcentaje que evolucionó de 4.18% a 2.48% del total de consumo de energía, en 1996, por lo que sí se considera que una nación desarrollada se caracteriza por el alto consumo de energía en todos sus sectores se podría pensar que los indicadores a la baja del sector agrícola reflejan el poco desarrollo en este sector. Ver tabla 3.1

### CONSUMO FINAL ENERGETICO; SECTOR INDUSTRIAL.

El consumo de energía en el sector industrial mexicano creció entre 1965 y 1996 4.15 veces, con tasa promedio anual de 5.25% alcanzando en 1996; 1357.8 P.J a pesar de lo anterior, el comportamiento ha sido irregular sobre todo en el período 1965-1980, porque el consumo de energía industrial casi se triplica con tasa de crecimiento anual promedio de 7.5%. (Anexo II, tabla No. 2: Energía-2000).

La relación entre el consumo de energía del sector industrial y el consumo nacional de energía se ha mantenido en un promedio de 23 % en los últimos 25 años aunque en la década de los 70's fue de 24.59%, contra 22.82% en los 80's y 21.95 en los 90's, lo anterior parece indicar una ligera y paulatina disminución en la importancia relativa del sector industrial y en el consumo nacional de energía, lo cual puede ser causado por un incremento de la eficiencia energética del sector, por una disminución de las actividades productivas o por el aceleramiento de las tasas de incremento de otros sectores consumidores de energía en México.

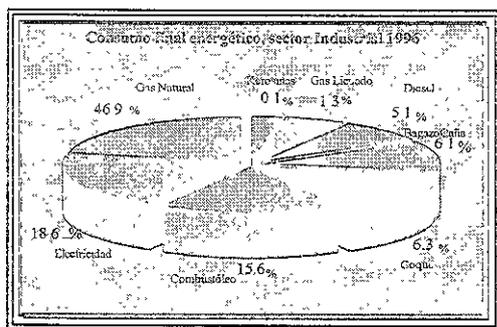
Se puede observar que la relación del PIB industrial con el PIB nacional es estable<sup>29</sup>, aportando primero entre 31% y 33% del PIB nacional, entre 1970 y 1980 el PIB nacional creció a una tasa promedio anual de 6.69 contra 6.74 del PIB industrial. Entre 1980 y 1990 cayó 1.74 y 1.76, respectivamente y en 1990-1994 el crecimiento promedio anual de la economía reflejado en el PIB fue de 2.65 para el país y 2.67 para el sector industrial. Lo cual muestra que la producción industrial nacional mejoró a un ritmo ligeramente mayor al resto de la economía (gráfica 0.3, anexo II)

La evolución de la eficiencia en el uso de la energía del sector industrial, es a través del análisis de la intensidad energética, con el cual se pueden relacionar los requerimientos energéticos por unidad de riqueza generada. Observándose que entre 1965-1996, la intensidad energética del sector industrial ha mantenido valores casi constantes: alcanzando su máximo entre 1983- 1987 con 180 mmj/\$ de 1980, para volver a descender en los 90's aproximadamente a 150, valores similares se tenía en los 60's 168. mmj/\$1980, de donde el autor reporta que este comportamiento no puede ser definitivo en la conclusión de si el sector industrial mexicano está avanzando hacia una estructura energética más eficiente o es el resultado de situaciones coyunturales de la economía.

El abasto de energía al sector industrial lo aportó principalmente el gas natural y el combustible y la electricidad en menor grado como el coque de alto horno, diesel y como energéticas alternativas los gas LP y

<sup>29</sup> Véase el capítulo 2 de este libro para un análisis más detallado de la relación PIB industrial y PIB nacional.

kerosinas. El consumo final energético industrial en 1996, consumió un total de 1357.8 PJ equivalente a 36.3% hacia 1996 de este total 46.9% correspondió a gas natural, 18.6% electricidad, 15.6% combustóleo, 6.3% coque, 6.1% bagazo de caña, 5.1% diesel, 1.3% gas licuado y 0.1% kerosinas. Fueron 16 ramas<sup>30</sup> industriales coordinadas por diferentes cámaras y agrupaciones entre industriales y productores, responsables del anterior consumo energético y que son las siguientes en orden de importancia; Siderurgia, Petroquímica, Azúcar, Cemento, Minería, Vidrio, Celulosa y Papel así como Cerveza-Malta, Automotriz, Construcción, Hule, Aluminio y Tabaco (gráfica 3.1). Es evidente que cualquier acción enfocada a incrementar la eficiencia energética nacional tendrá que contemplar estas ramas prioritariamente.



Fuente: Secretaría de Energía, Balance Nacional

Gráfica 3.1 C.F. de energéticos Sector Industrial, 1996

## CONSUMO FINAL ENERGETICO, SECTOR TRANSPORTE.

El movimiento de pasajeros y carga se incrementó en nuestro país desde la década de los 40's, como consecuencia de la integración económica de diferentes regiones del territorio nacional. Desde entonces el estado apoyó el desarrollo de la infraestructura carretera primordialmente. Esta situación se reafirmó con grandes apoyos concedidos en los 50's para la instalación de empresas automotrices en México. Simultáneamente, los ferrocarriles fueron paulatinamente cediendo terreno en su participación relativa. Por otra parte, el acelerado proceso de urbanización vivido en las últimas décadas contrajo un enorme desarrollo de infraestructura de transporte urbano, en donde el autotransporte también es el soporte principal. Estas situaciones han hecho que el consumo de energía en el sector transporte aumentara de 1965 a 1996 en más de 5 veces, para alcanzar 1435.167 PJ. Y así constituirse en el sector de usuarios finales de energía más importante.

La participación del consumo de energía del sector transporte y el consumo nacional de energía se ha venido incrementando sensiblemente desde 1965 a 1996. El sector transporte representó alrededor del 30% del consumo energético final. Sin embargo en los 80's alcanzó un 36.1% y ahí se ha mantenido.

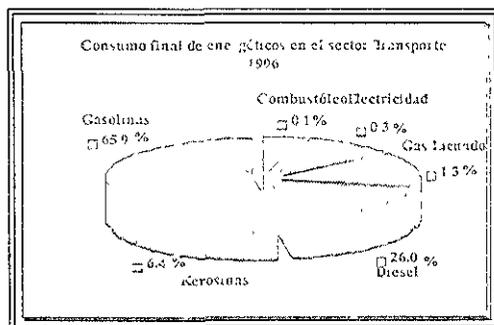
La relación entre el PIB del transporte y el PIB nacional se ha mantenido en los últimos 15 años entre 5% y 6%, en 1994, la parte correspondiente al PIB por transporte fue de 5.2%, cabe destacar que en países desarrollados estas cifras se sitúan entre 10 y 15% del PIB.

En la última década, el parque vehicular también sufrió problemas derivados de la crisis económica, lo que se traduce en un importante rezago. El transporte aéreo alcanzó en 1994 6,500 aviones distribuidos en 4,575 aeronaves privadas, 586 oficiales y 1353 de aviación comercial. Por su parte el equipo de ferrocarriles nacionales de México alcanzó 35,000 carros de carga, 304 de correo y servicio exprés y 641 para pasajeros en ese mismo año, cabe señalar que en 1989 las cifras eran, respectivamente 50,000, 472 y 10001, lo que muestra la gravedad de la situación de ferrocarril en los últimos años. El transporte marítimo registró alrededor de 2001 embarcaciones mismas que cayeron a 1,974 en 1994

El autotransporte registrado en México se estimó en 1994 en 11.6 millones de vehículos divididos en automóviles 67% camiones de carga 32.5% y autobuses menos de 3%, esta distribución no ha variado sensiblemente en los últimos 10 años.

El autotransporte fue el responsable de más de 97% del transporte de pasajeros; a continuación se sitúa el transporte aéreo con 2.2 %, el ferroviario con 0.6% y el marítimo con 0.08% dentro del autotransporte el automóvil es responsable del traslado con 31.4% de las personas, el autobús urbano del 27.3% y el autotransporte público federal con 41.3% en cuanto al transporte de carga, por carretera se maneja el 70% de la carga, por ferrocarril el 17% y por vía marítima el 10%. El transporte aéreo es poco significativo 0.04%

El consumo final energético por transporte<sup>31</sup> en 1996, observó una participación porcentual de 38.4%; aumentando su consumo de energía en 2.6% respecto del año anterior, sumando 1435.2 PJ. De este total, las gasolinas ocuparon 65.9%, diesel 26.0%, Kerosinas 6.4%, gas licuado 1.3%, electricidad 0.3%, y combustóleo 0.1% (gráfica 3.2).



Fuente: Secretaría de Energía, Balance Nacional

Gráfica; 3.2 Consumo final de energéticos Sector Transporte 1996

## CONSUMO FINAL ENERGETICO; SECTOR RESIDENCIAL, COMERCIAL Y PUBLICO.

En este rubro se agrupan los sectores residencial comercial y servicio público. En este sector el consumo de energía creció entre 1965-1996, 2.7 veces para totalizar en 1996 856.097 P.J. En ese mismo, lapso el consumo nacional de energía creció poco más de 3.6 veces (tabla 3.1).

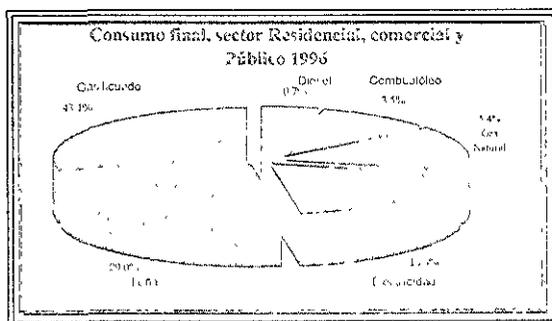
En el período 1965 -1980, el consumo de energía en este sector aumentó 56%, lo que representa una tasa promedio anual de 3.7 % de incremento. Pero en los siguientes 15 años (1980-1995) aumentó 64%, lo que equivalió a un incremento anual aproximado de 2.1%, que es significativamente menor al observado en los años precedentes. Esto significa que la participación del sector residencial, comercial y público ha ido disminuyendo en importancia relativa con relación al consumo total final energético. Por ejemplo, en 1965, su contribución fue equivalente a 30.78% disminuyendo en los años siguientes y estabilizándose desde 1980 entre 19.94% y 20.86% en 1996.

La participación de cada subsector es importante para analizar la importancia de cada uno de ellos en el total nacional. Así, el sector residencial fue el responsable del 83.3% del consumo total del sector, equivalentes a 168.6 PJ los energéticos empleados, en orden de importancia fueron: gas licuado; 44.9%, leña; 35.1 %, electricidad; 14.5%, gas natural; 4.9% y kerosinas 06%.

Dos son los usos principales del sector residencial, por un lado las áreas rurales utilizan principalmente leña como energético siendo el consumo de leña variable de una región a otra del país, las poblaciones con menor número de habitantes y menor comunicación presentan, en general los mayores consumos. Los principales usos energéticos de la leña son; cocción de alimentos y calentamiento de agua; en menor grado calefacción e iluminación. En contraste, el principal energético a nivel residencial en las ciudades como México; es gas licuado. Sus usos principales son cocción de alimentos y calentamiento de agua, en menor grado se emplea para iluminación y calefacción. En general sector doméstico nacional es responsable del consumo de casi 20% del total de electricidad generada en el país, siendo los usos finales más importantes iluminación, refrigeración, T.V y aparatos electrodomésticos.

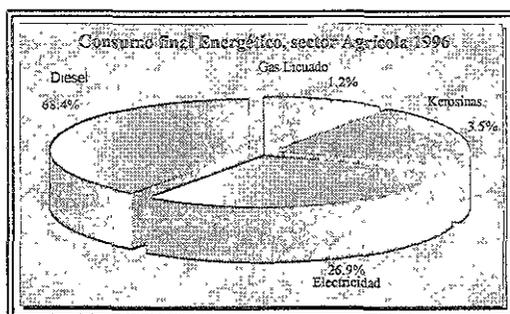
Los servicios públicos requirieron 4.6 P.J, equivalentes a 12.2% del total sector, consumidos en forma de energía eléctrica, este uso energético, principalmente para alumbrado público y municipal así como bombeo de agua potable y negra.

En 1996 este sector registró un consumo de 846.1 PJ, equivalente a 22.6%, utilizando gas licuado equivalentes a 43.1%, leño 29.0%, electricidad 18.3%, gas natural 5.4%, combustóleo 3.5%, y kerosinas + diesel 0.7%, (gráfico 3.3).



## CONSUMO FINAL ENERGÉTICO, SECTOR AGRÍCOLA.

El consumo de energía en el sector agropecuario refleja sensibles rezagos. Su consumo de energía creció entre 1965 y 1996, 2.44 veces para alcanzar en el último año 100.88 P.J. No obstante, las cifras totales son sumamente pequeñas. En ese mismo lapso el consumo nacional de energía a tuvo un crecimiento superior de 3.6 veces y se observa que la participación del sector agropecuario ha ido disminuyendo lenta pero sostenidamente en su importancia relativa con relación al consumo total final energético. En 1965, su participación fue 4.08% del total de consumo final disminuyendo en los años siguientes hasta alcanzar, en 1996 2.48% del total. Los energéticos empleados fueron principalmente diesel 70.8% del total, electricidad 24.4%, kerosinas 3.6 % y gas licuado (gráfica 3.4).



Fuente: Secretaría de Energía; Balance Nacional.

Gráfica; 3.4 C.F. Energético sector Agrícola 1996

Considerando las fuentes alternas en México éstas tuvieron escasa participación en el balance nacional de energía y por ello también en la sociedad. Dichas fuentes consistieron de energía Solar y módulos Fotovoltaicos, los primeros fueron calentadores solares planos (descripción de estas tecnologías en Cap. I. Secc. 1.A.6, pp.11) que generaron 1.0 PJ durante 1996, cantidad superior en 9.5% respecto a 1995. Con los módulos fotovoltaicos prestaron servicios de Bombeo de agua, iluminación doméstica a comunidades rurales, telefonía celular, repetidoras, microondas, señalamiento terrestre y marino así como alumbrado público. La capacidad instalada representó un incremento de 3.2% debido al incremento de 9.5 a 10.3% en 1995-1996 respectivamente.

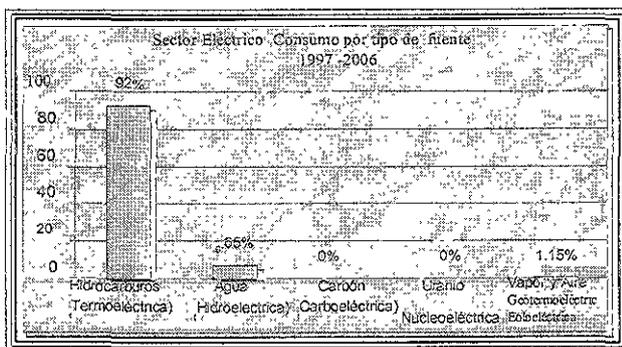
La capacidad eólica funcionó con aerogeneradores y bombas de agua, la cual se ubico en 291 kW, la generación se estimo en 0.007 PJ. Finalmente otras fuentes de energía como la microhidráulica es incipiente, mientras la biomasa se encuentra en fase experimental en diferentes institutos de investigación nacional, y casos como energía maremotriz no se han considerado ni siquiera como proyecto experimental.

### 3.A.2 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA NACIONAL DE ENERGÉTICOS, 1997-2007

Las expectativas del sector eléctrico en el período estimado consideran el escenario llamado esperado, el cual se traduce en intenso dinamismo económico<sup>32</sup>. Principalmente de las ramas industrial y eléctrica. Es decir que entre 1997-2006 se estima una tasa media anual de crecimiento igual a 5.5 %, considerando valores extremos, de la banda de confianza en 80% lo que prevé un consumo máximo de 212.8 TWh.

<sup>32</sup> Asociación del Sector Eléctrico 1997-2006, Secretaría de Energía, pp. 17-19

Es decir que será necesario agregar al sistema eléctrico nacional 13,189.2 MW de estos 3,206.7 MW es capacidad comprometida con diferentes esquemas de financiamiento y 9,928.5 MW restantes se refieren a capacidad adicional quedando distribuidos de la siguiente manera 92.2% igual a 9,154.5 MW ciclo combinado y dual, 6.65% igual a 660 MW Hidroeléctrica, 1.15 % equivalente a 114 MW Geotermia y eólica (gráfica 4.5).



Fuente: Secretaría de Energía; Prospectiva del Sector Eléctrico.

Gráfica 4.5 Sector Eléctrico, consumo por tipo de fuente. 1997 - 2006

El aprovechamiento total de reservas hidráulicas y geotérmicas, actualmente permite generar cerca de 31,897 GWh anuales con capacidad instalada 10,784 MW, a 1997. El resto de las necesidades de energía se cubre con 24,029 MW de capacidad instalada, la cual notoriamente está cubierta por centrales termoeléctricas que funcionan principalmente con hidrocarburos, carbón y uranio.

En lo concerniente a Hidrocarburos el país ocupa el 8° lugar mundial en reservas probadas de petróleo crudo y el 13° en reservas de gas natural<sup>33</sup>. La exploración y aprovechamiento de las reservas de hidrocarburos a sido fundamental para México porque le ha permitido pasar de ser un importador neto al inicio de los 80's a constituirse como participante en el mercado petrolero internacional. Reorientando Pemex sus trabajos de exploración y perforación hacia las zonas de mayor potencial productivo y rendimiento financiero<sup>34</sup>. Siendo el objetivo fundamental del esfuerzo exploratorio y de explotación, mantener los niveles de producción en cuanto a hidrocarburos.

Es posible que, ante las restricciones financieras actuales, el monto de las inversiones requeridas no pueda ser cubierto en su totalidad por Pemex, lo que implica que para aprovechar el potencial de hidrocarburos nacional este organismo complementara las inversiones públicas con recursos del sector privado en las áreas y actividades permitidas por la legislación vigente.

En la Prospectiva de gas 1997-2006, se detallan los factores que se espera predominarán en el período de análisis en materia de gas. El estudio detalla los campos potenciales para inversión, en los que se promueve la participación de empresarios nacionales y del extranjero, para invertir en este tipo de proyectos tomando como base operativa el nuevo marco jurídico que rige el mercado de gas natural sobre actividades como; transporte, distribución, almacenamiento y normatividad ecológica.

Esta prospectiva supone crecimiento en el consumo de gas y para ello considera aspectos como; Crecimiento de la economía, cambios estructurales provistos en las nuevas normas ambientales y planes de expansión eléctrica que utilizarán como combustible Gas Natural entre otros. En el caso de

<sup>33</sup> Secretaría de Energía, Pronóstico del Sector Energético 1991-1996, pp 19, 25, septiembre de 1997, México, D.F.

<sup>34</sup> Secretaría de Energía, Opinión y datos de la Secretaría de Energía de México, 1991-1995.

los proyectos de inversión en extracción y procesamiento que desarrolla Pemex Exploración y producción, se esperen como resultado un incremento en la producción neta, igual a 82.5%. Lo que implica una tasa de crecimiento promedio anual de 6.8%, Pudiendo esta incrementarse en función de posteriores inversiones que sin duda, acrecentarían la oferta de gas natural<sup>35</sup>.

### 3.B FACTORES QUE MEDIAN EN POLÍTICA DE EXPLORACION PETROLERA.

México es un país rico en energía, especialmente hidrocarburos, esto ha contribuido de manera determinante al desarrollo del país en el pasado, lo vivimos en el presente y continuará haciéndolo por algún tiempo en el futuro de ahí la importancia de la política petrolera a la cual se ciñe ineludiblemente el proceso exploratorio y por tanto a las ciencias de la tierra.

La política en materia de Energía, que rige nuestro país, fue dada a conocer en mayo de 1995, por el Pte. Ernesto Zedillo Ponce de León, quién presentó el Plan Nacional de Desarrollo 1995 - 2000. En dicho plan se establecieron cambios profundos para las empresas del sector energético, para ello el poder ejecutivo coordinó actividades de planeación con la Secretaría de Energía, la cual en virtud de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, le compete conducir la política energética del país y las actividades de las paraestatales (Pemex, C.F.E, ININ, IIE, I.M.P,...). Cuyas actividades están relacionadas con la investigación, exploración, explotación y transformación de los hidrocarburos así como generación de energía eléctrica. De esta manera la Secretaría de Energía, es responsable de instrumentar los programas y medidas que hagan cumplir el plan nacional revisando por ello permanentemente las directrices y estrategias del sector energético.

El sector energético se puede entender como un mecanismo de naturaleza política y planeación muy grande por lo que su puesta en marcha es un proceso de naturaleza económica y política entre diferentes factores como son el Mercado, la Tecnología y el Medio ambiente<sup>36</sup>. Mismos que están presentes en el escenario energético nacional e internacional.

Por ejemplo, algunos sucesos que ocurrieron por la nacionalización petrolera<sup>37</sup> en 1938, como el bloqueo subsecuente del petróleo mexicano en mercados extranjeros, aunando a ello una conciencia poco real de la riqueza energética del país. Y exigencias permanentes de una estrategia acerca de la industrialización mediante la situación de importaciones, definieron la política energética de México. La cual se centró en los hidrocarburos, durante casi 40 años posteriores a la expropiación (1938-1976).

Otro aspecto que llama la atención, consiste en la reconstrucción de la industria petrolera, lo que ha sido difícil debido a conflictos internos generados por la distribución de recursos financieros entre las diferentes áreas como exploración, explotación, construcción de refinerías, expansión de redes de distribución así como establecimiento y abastecimiento de petroquímicas<sup>38</sup>. En los años "50's se extendieron especulaciones sobre reservas probables y potenciales muy grandes en el Golfo de México. Sin embargo, el problema no se originaba en la escasez de recursos naturales, sino en restricciones tecnológicas y financieras.

<sup>35</sup> Secretaría de Energía. Prospectiva del mercado de gas 1997-2006, pp 73-86 111-117. México, D.F., Octubre de 1997

<sup>36</sup> Secretaría de Energía. Programa de desarrollo y reestructuración del sector de la Energía 1995 - 2000, pp 2, 5-8

<sup>37</sup> Se recomienda leer el archivo hemerográfico de Pemex, (1 de Agosto, 1927, 14 de Agosto 1938)

<sup>38</sup> En parte, la idea se complementa con base en ciertos datos que señalan el surgimiento de la demanda de la industria petrolera de México, durante los años 50's, cfr. Pemex, 1976

En ese tiempo el gobierno siguió negándose a ajustar los precios de los combustibles, en concordancia con las necesidades crecientes sobre gastos operativos y de inversión de Pemex. Por lo que en esas circunstancias, la empresa no tuvo capital ni posibilidades para elaborar un programa de exploración a largo plazo, a pesar de que la disponibilidad de energía continuaba considerándose como el pilar de la industrialización. Según fuentes conocedoras de la industria petrolera, la lentitud sobre las actividades de exploración en los decenios 50's y 60's obedeció a factores principalmente tecnológicos: ya que como se sabe el país no había logrado construir con la debida anticipación, su capacidad para elaborar y procesar internamente la información procedente de las primeras etapas de exploración.

El procesamiento de esta información se realizaba fuera del país y, muchas veces no se procesaba con la rapidez necesaria además de no ser muy confiable. Por otro lado la abundancia y el precio tan bajo del crudo en los mercados internacionales no creaba ningún ambiente de emergencia por lo que, en tales condiciones el aumento considerable de la inversión federal destinada a Pemex en los 60's, se apoyaba en un creciente endeudamiento externo<sup>39</sup>. Lo que no permitió cerrar la brecha, constante y creciente, entre la demanda y oferta interna de hidrocarburos, trayendo en consecuencia, a fines del mismo decenio, una aguda crisis de oferta petrolera interna, misma que en 1971-1972, convirtió a México en un importador de petróleo por primera vez en su historia.

Si México no hubiera respondido en 1970 al impacto de su crisis petrolera interna, mediante la ampliación de recursos financieros y tecnológicos destinados a buscar más petróleo en su territorio, seguramente el crecimiento económico del país hubiera sido paralizado por los aumentos internacionales de los precios de los hidrocarburos. Es decir que para el año 1974 si no se hubieran tomado estas medidas, es bastante probable que la crisis política y financiera de 1975, se habría traducido en un verdadero desastre nacional. Sin embargo, en 1977 una gran parte de los nuevos campos petroleros terrestres habían sido descubiertos aunque lo que se ignoraba plenamente era la magnitud total de reservas petroleras (tabla HM-2000 y gráficos respectivos). Las primeras estimaciones oficiales de las reservas probadas y probables; fueron modestas e inciertas, contrariando la evidencia preliminar recolectada por las empresas petroleras extranjeras en los años veinte y las especulaciones procedentes de fuentes externas como U.S Geological Survey.

Lo anterior fueron algunos sucesos internos a Pemex, que afectaron directamente las actividades de exploración nacional. A continuación se presentan algunos elementos de carácter internacional que afectaron el proceso interno de exploración entre los años 1970-1984; siendo dos, los sucesos más importantes en este período:

La primera crisis petrolera mundial ocurrida entre 1973 y 1974, marcó el inicio de una nueva fase en la evolución energética mundial. Los acontecimientos que marcaron esta situación fueron el alza en los precios del petróleo y la incertidumbre de estos suministros. Así frente a la incertidumbre y dependencia energética de muchos países se aceleraron proyectos de exploración petrolera por medio de políticas impulsadas por los gobiernos internos de cada país, incluyendo México.

La 2ª Crisis petrolera aceleró las actividades exploratorias, creando un clima favorable para que estas actividades establecieran sus bases y mejor desarrollo, también hicieron numerosos estudios energéticos en previsión por diversos organismos y grupos petroleros más importantes del mundo, buscando con ello reflejar la problemática energética. Por medio de la ley de la demanda y oferta, así como la predicción de cambios y tendencias energéticas mundiales.

Dos parecieron ser los estudios más importantes, encuesta Delphi (Pierre Despries) y trabajos de Workshop on Alternative Energy Strategies ( WAES, Caroll Willson ). El 1° hace un análisis de la situación de los hidrocarburos a nivel mundial: reservas, recursos distribución geográfica, ritmos de descubrimiento, y curvas de producción potencial. Mientras que el 2° Revisa el problema de adecuar la oferta a la demanda de energía. Así las consideraciones técnicas se adhirieron a políticas, y conceptos de economía. Ambos estudios tuvieron un impacto importante, que se vio reflejado en la tesis de una crisis energética cercana, en la medida que los hidrocarburos se agotasen. Paralelamente a esta situación, el factor político agrandó algunas tensiones entre países<sup>40</sup> quedando evidente el cambio de actitud del banco mundial para financiar esfuerzos de exploración petrolera.

En el caso de la 2° crisis, esta se caracterizó por un fuerte aumento del precio del petróleo. Otro estudio, realizado esta vez por BEICIP, para el Banco Mundial en 1975, analizó, las posibilidades de 80 países en desarrollo importadores de petróleo, concluyendo que 73 países tenían un potencial petrolero, de los cuales 47 se hallaban ya produciendo aceite. En general se estimó que 35 % del potencial se encontraba en países en desarrollo, aunque actualmente se sabe que poco más del 60% del hidrocarburo mundial se encuentra países en vías de desarrollo (PVD).

### FACTORES QUE ACELERARON LA EXPLORACION PETROLERA

En términos del Banco Mundial<sup>41</sup> para el reporte de 1980, se expresa lo siguiente: Los incrementos en los precios del petróleo y gas natural son ahora suficientes para cubrir los costos de explotación de las reservas conocidas, que antes no eran económicas a causa de los gastos de recuperación asistidos necesariamente por pozos de baja presión, o elevados costos por transporte. Ahora han llegado a ser comercialmente viables las zonas de interés previsible. En efecto, todas las previsiones mundiales estuvieron de acuerdo en algunas conclusiones:

- Después de los años 70's el suministro de energéticos será insuficiente para permitir un crecimiento económico razonable.
- El petróleo seguirá siendo indispensable como fuente de energía.
- El alto costo asociado a la perforación ha conducido a recolectar la mayor cantidad de datos.
- Actualmente cursamos el año 2000 y evidentemente existe un peligroso sesgo al uso de hidrocarburos. ( Véase pp.1 y 85 de este trabajo así como el capítulo III sección 3.A, pp.67).

Las técnicas exploratorias implementadas van cambiando al aplicarse conforme se pasa de los estudios de Geología superficial a los de Geofísica (magnetometría, gravimetría y sismología), es decir el costo de las operaciones se eleva con el nivel de tecnología aplicada, siendo la sismología el método más caro en la actividad de exploración geofísica. Sin embargo, a pesar de la relevancia de éstas actividades, el único camino que confirma o no la presencia de hidrocarburos es, la perforación de uno o varios pozos<sup>42</sup>.

En la primera crisis, la mayor parte de trabajo sobre exploración geofísica se efectuó en países industrializados (30% Canadá y E.U.A. 60%) mientras que en países en vías de desarrollo (P.V.D) fue 10%. De cerca de 14 millones de millas de control sísmico recolectadas en la tierra hasta finales de 1989, cerca de 11 millones (79%) correspondió a países desarrollados y 3 millones (21%) en PVD, de los cuales un millón corresponde a América Latina, 760 mil a Africa, 300 mil a Medio Oriente y Asia. Es decir que entre 1977 y 1980 comenzó una sensible actividad de la exploración.

<sup>40</sup> Bayo A. El petróleo como elemento de jerarquización de los países subdesarrollados. pp 13-14. FCC/ Relatores internacional UNAM. F.C.P. 1977

<sup>41</sup> World Bank, the energy in the countries in development. series, surveys, 1980

<sup>42</sup> Bayo A. El petróleo. pp 21, 22, 23

Respecto a la perforación<sup>43</sup>, se observó que el mayor número de pozos exploratorios en el mundo se efectuó en los países industrializados con participación de 92%, en el período 1970-1980, excluyendo la URSS. Es decir que los miembros de OCDE, E.U.A y Canadá perforaron 13,100 pozos, mientras los PVD perforaron 730 pozos y países afiliados a OPEP el resto, 480 pozos. (anexo I, Regiones mundiales, I.A.E. 1998 ).

En términos generales el esfuerzo de exploración de los países importadores excluyendo Canadá y E.U.A., ha sido prácticamente de 28%, mientras que el de OPEP alcanzó 29% a diferencia de los países exportadores que bajaron su ritmo de exploración a 17%. Estos resultados se deben a que los presupuestos destinados a la actividad exploratoria de perforación en general resultan más baratos en un país desarrollado que en uno en vías de desarrollo.

En el caso de la segunda crisis petrolera (1979-1980), desencadenó una búsqueda más generalizada de petróleo, observándose que la respuesta del conjunto de los PVD, al aumento de precios de los hidrocarburos fue moderada comparada con la de los países desarrollados, y reflejándose esta reacción en la perforación de pozos que paso de 5413 a 7115, representando crecimiento porcentual de 31%, sin embargo en países más dinámicos el aumento de actividades exploratorias en PVD fue de 77% esta vez los países fuera de OPEP también reaccionaron ante la crisis. ( Padilla Víctor., 1987 )

Considerando la situación de la perforación se tiene que E.U.A es el país que realizó más perforación petrolera (exploración y desarrollo) en el mundo ocupando finalmente en términos porcentuales un 87% mundial, mientras que los PVD realizaron 6.3%. Cabe señalar que a raíz de estos estudios exploratorios, el crecimiento de la industria petrolera en el continente asiático creció 40% en el período 1982-1985, en tanto la región europea dobló la cantidad total de pozos exploratorios petroleros en el mismo período.

## LA EXPLORACIÓN SÍSMICA

Profundizando en la exploración, al inicio de 1982 se alcanzaron un total de 10.4 Millones de Km de línea de control offshore, levantados fuera de países socialistas de los que 71.6% correspondieron a países industrializados y de este 71.6% el 56% correspondió a E.U.A mientras que un 28.3%, correspondió a PVD. Así América latina ocupó 10% de estos estudios seguido por Africa con 9.3% Asia y el Medio Oriente correspondió a 3.8%

De los estudios Delphi (1977) se sabe hoy que existen 600 grandes cuencas sedimentarias de las cuales 400 han sido objeto de perforaciones petroleras y de estas 160 eran productivas estimándose en su momento que 140 tenían posibilidades de llegar a serlo<sup>44</sup> Cabe destacar que los medios ambientes difíciles o los problemas políticos han mantenido las actividades exploratorias alejadas de esas regiones. En el periodo 1967 - 1976, de 124 países en desarrollo y territorios semi-independientes del planeta, en 1971 perforaron pozos exploratorios, en 19 efectuaron estudios de sismología pero no perforaciones, y en tres países, aunque dieron permisos de exploración, no se realizaron estudios de campo.

Durante el caso de la segunda crisis la situación no cambió apreciablemente pues en 68 países perforaron pozos mientras que en 15 hicieron estudios sísmicos y, seis más fueron explorados con otros medios, ya en 1967 habían explorado en 82 PVD y para 1984 en 90 países<sup>45</sup>. Pero en el 2000 no se conocen datos concretos sobre la exploración de recursos naturales.

<sup>43</sup> Padilla Rodríguez V., La exploración petrolera en México en el desarrollo no 22-23 edit UNAM DE P.E.I., 1987

<sup>44</sup> R. B. S. V. A., Estrategias geológicas en México en Delphi, p. 13, edit. C. E. C. en Argentina, 1985

<sup>45</sup> Rodríguez Padilla Víctor., Exploración petrolera en México en UNAM DE P.E.I., 1987

Lo anterior, significó que la exploración se extendió por todo el globo, principalmente en PVD, donde previamente se habían desarrollado estudios geológicos y sísmicos. Respecto a las regiones aisladas y de difícil acceso no fueron tocadas en los últimos 17 años por la prospección, debido a que la mayoría son islas con aguas oceánicas profundas muy cerca de sus costas, o son países muy pequeños donde las posibilidades son nulas o son propiamente nuevas y no tienen legislación adecuada.

Considerando la perforación de pozos exploratorios en el tercer mundo, cinco países concentraron 50% en el período 1970-1984. Indonesia perforó 2350 pozos que equivalen a 14%, Brasil 2190 pozos igual 13%, Argentina 1710 pozos igual a 10%, México 1320 pozos igual a 8% y Venezuela 1218 pozos igual 7%. Los países como Colombia, Libia, Nigeria, Egipto, perforaron 500 pozos cada uno. En general la cantidad de pozos exploratorios en países latinoamericanos tuvo una tendencia a la baja sin embargo se nota un esfuerzo por reaccionar ante el agotamiento de las reservas nacionales y a los acontecimientos del mercado petrolero. Los trabajos de prospección se concentraron en algunos países como Egipto, Malasia, y México quienes concentraron 52% de los pozos exploratorios perforados durante todo el período (1970-1984) pese a ello, en México se ha visto decrecer sensiblemente la actividad exploratoria de pozos. Lo anterior como producto de la crisis económica que afectó los presupuestos de exploración. (Anexo II, Tabla HM-2000).

El grupo de PVD, entre 1969-1974 perforó 1727 pozos, y entre 1979-1984 perforó, 1884 cifra superior en 9%. Lo anterior se explicó porque los países no estaban preparados para emprender vastos programas sólo de exploración petrolera. Sin embargo la segunda crisis que se acentuó en 1980-1984 aumento la perforación a 3042 pozos, cifra que representó un aumento de 61% con respecto al anterior período.

La exploración mundial en términos generales, arroja los siguientes resultados entre 1979 y 1984:

- Ingresan tres nuevos países productores del grupo de países industrializados como son Noruega 1971, Dinamarca 1972, Grecia 1975
- Seis países importadores, descubren reservas propias y comienzan su explotación, Guatemala (77), Filipinas (1977), Ghana (1979), Costa de Marfil (1980), Tailandia (1982).
- Siete países llegan rápidamente al mercado internacional de petróleo como exportadores, como son Camerún, Congo, Omán Siria, Túnez, Y Birmania.
- Cinco países antiguos productores descubren nuevas cuencas con aceite y se convierten en países exportadores estos son; Egipto, Malasia, México, Perú y Trinidad - Tobago.

En el período 1970-1986, las reservas mundiales de petróleo indicaron un incremento de 34% pasando de 524 a 700 Gb. El crecimiento de reservas de 100% ubicadas en PVD fuera de OPEP se debió sobre todo al incremento de las reservas mexicanas que fueron multiplicadas por 14 desde 1974, alcanzando 49.3 Gb en enero 1986, de esta manera México es el país que más contribuyó a las variaciones porcentuales dentro del incremento de reservas mundiales durante todo este periodo, en cambio las reservas de los 15 países exportadores no OPEP: disminuyeron sus reservas en 33% (-10 Gb).

#### COSTOS Y RECURSOS FINANCIEROS MOVILIZADOS.

El objetivo de un programa de exploración petrolera es identificar y delimitar un depósito al menor costo posible. Estos costos varían considerablemente de un proyecto a otro. Puesto que cada técnica tiene un costo global en la exploración y estos a su vez varían según la zona a estudiar. De manera general un presupuesto promedio destina entre 2% y 5% para trabajos de geología, 10% a 30% en Geofísica, y 65% a 88% para perforaciones. Lo anterior muestra una idea sobre los costos de exploración al año 1977 en ciertas regiones del mundo. Es de notarse el aumento de los costos destinados a perforación sobre todo si se realizan en el mar. (Victor Padilla R. 1987)

En promedio la sismología marina es diez veces más barata en comparación con sísmica terrestre y posee un rendimiento entre 10 y 20 veces superior. El procesamiento de información Geofísica, avanzó después de 1977, como resultado del desarrollo tecnológico que ha permitido grandes mejoras en el análisis de las mismas, sin embargo estas mejoras han repercutido en los costos que han crecido a tasa superior. Por ejemplo, el precio de un km de perfil sísmico terrestre aumentó 22% entre 1976 y 1980, lo que se traduce en aproximadamente 3000 USD mientras que en el de mar bajo a 400 USD<sup>46</sup>.

El costo más bajo invertido en exploración para una línea de adquisición sísmica obtenida hacia 1978 en aguas internacionales era de 500 dls/km, seguido de Oceanía, América del sur Asia, Europa y México, los costos más caros se situaban en E.U.A, Medio Oriente y Canadá 2470 dls/km, En el caso de movilización de una cuadrilla por mes ( C-M ), era mas caro en aguas internacionales 416 N\$/C-M, pero en México el costo fue de 550 N\$ / C-M que en comparación con Oceanía, Canadá, África, América del sur, Medio Oriente y Europa tan solo fue de 148 N\$ / C-M y para E.U,A 130 N\$ /C-M.

En el aspecto de perforaciones, la estructura general de costos de perforación se puede destinar de la siguiente manera: Renta plataforma de perforación 30%, materiales 35%, de los cuales (15% para tuberías y trépanos), 15% terminaciones, 20% gastos de logística.

Como es sabido el costo perforado por metro aumenta paralelamente al desplazamiento de zonas hacia ambientes difíciles como offshore profundo e interiores continentales remotos, ya que el tiempo de perforación es mayor. Por ejemplo si se perfora en una cima madura petrolera con vías de acceso adecuadas, el costo era de 1 MM USD, mientras que si es en la costa 3 MM USD no así en el interior de África 5 MM USD y si es en la selva de Brasil podría costar 20 MM USD

Sin embargo después de las crisis petroleras los precios de perforación crecieron de 29 USD en 1974 a 109 USD en 1982, lo que representó un incremento de 76%, en precios anuales con tasa constante. Desde luego, costó mas perforar en mar que en tierra. Sin embargo después de haber alcanzado un máximo en 1982, el costo promedio de la perforación disminuyó radicalmente en 1984, esto es que en promedio bajo 22% equivalente al costo de 1974. Lo anterior fue producto de la caída de los petroprecios, producto de la sobreoferta, de equipos y costos declinados, Por ejemplo la demanda actual de plataformas marinas ha declinado sustancialmente.<sup>47</sup>

En México como respuesta, a la situación energética mundial prevaleciente en el período 1970-1984, el Gobierno Mexicano bajo la administración del Presidente, Lic. José López Portillo, hace la formulación de lineamientos tendientes para asegurar la diversificación de las exportaciones de hidrocarburos, y prosigue un complicado debate nacional sobre los beneficios y los costos del auge petrolero

Este debate, entre escépticos y entusiastas tomó fuerza en noviembre de 1980, al aparecer el Programa Nacional de Energía, mismo que contenía un análisis de la demanda y oferta de energéticos en el período de la postguerra, así como de los objetivos de la producción de hidrocarburos hasta 1990 y las proyecciones de todas las fuentes energéticas hasta el año 2000. Este programa perseguía, satisfacer las necesidades nacionales de energía primaria. Siendo lo novedoso que era un primer intento de integrar, en forma coherente los lineamientos de política a largo plazo ya que en ese tiempo las políticas energéticas parciales (petróleo, carbón electricidad y otras) operaban en forma independiente entre un recurso y otro

Con esta situación como escenario; los observadores del panorama mundial petrolero, preveían tendencias hacia la disminución de la demanda del crudo en todos los países industrializados del occidente, producto de la crisis económica y del ahorro energético así como por la sustitución creciente de petróleo por gas natural y otras fuentes energéticas primarias (carbón, uranio, viento, sol) Estos acontecimientos de 1982, circunscribieron la problemática petrolera del país y su posible futuro, después del fracaso del proyecto nacional que trataba de hacer del petróleo el pivote de desarrollo económico y social a largo plazo<sup>48</sup>

Cuando México regresa al mercado internacional del petróleo, en la segunda mitad de los años 70s, impulsado por la búsqueda de salidas a la crisis. La industria petrolera internacional inició un proceso que la condujo a una renovación institucional y tecnológica en donde, México no tomó ese giro y conoció una expansión petrolera y económica desordenada, que le impidió realizar los cambios necesarios.

La tendencia principal de la reestructuración de la industria petrolera internacional; consiste en el acceso libre a los recursos petroleros, donde incluso se habla de la instauración de un mercado competitivo de alcance mundial en derechos de " exploración y producción ", lo que implica una orientación sobre las reglas de organización. Esta difusión de nuevas formas de reorganización de las industrias petroleras implica desregulación y transición mayor al desarrollo de mercados; es decir que el estado quede retirado de las actividades que podrían ser aseguradas por el sector privado nacional y extranjero, y donde el estado tendría como único papel instaurar las reglas necesarias para que la economía de mercado funcione mejor (según petroleras internacionales) y para que la industria petrolera estatal se desarrolle y tenga acceso a los capitales, negociaciones y tecnologías mundiales

En este sentido Pemex se ha opuesto sistemáticamente a las alianzas estratégicas con compañías petroleras internacionales, pero en el futuro enfrenta la carencia de conocimientos especializados en diferentes áreas de la exploración y producción Es decir, México tiene necesidad de desarrollar la producción de hidrocarburos y por ello hoy día; Pemex, enfrenta a la nueva industria petrolera internacional y a sus formas de organización; asociación, competencia, nuevas tecnologías. Teniendo un error que todavía persiste entre los productores-exportadores como México, y que radica en privilegiar a menudo estrategias basadas solo en ventajas geológicas, en un panorama frágil por la evolución de los petroprecios y fiscalización del estado, lo que ha acumulado retrasos organizacionales y tecnológicos en Pemex, concretamente en exploración y producción

Las duras realidades industriales y tecnológicas presentes en la escena petrolera internacional así como los cambios recientes en la economía imponen adaptaciones a los nuevos contextos; caracterizados por la aceleración del progreso técnico, nuevas formas de competencia, reestructuración organizacional y productiva Por ello Pemex no puede ignorar ni la competencia ni los desempeños de otras compañías internacionales, públicas o privadas en el campo de la gestión de reservas y de su desarrollo En este sentido el director general de Pemex Lic. Adrian Lajous Vargas señalaba en su informe<sup>49</sup> mayor margen de operación en la paraestatal y menor carga fiscal.

El fortalecimiento de la industria petrolera quedó definido por el Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000 y, de los criterios de política de exploración orientada al sector hidrocarburos, emitidos por el Ejecutivo Federal se estableció que sus organismos subsidiarios, representados por el corporativo de Pemex Exploración (PEXP) Se orienten al desarrollo conveniente de incrementar ingresos, divisas y

<sup>48</sup> Secretaría de Energía, "El Petróleo en México", México, 1982, p. 117

empleos, impulsando para ello el desarrollo de actividades industriales y saneamiento de las finanzas públicas<sup>50</sup>. Se parte del principio de que Pemex y sus organismos subsidiarios se concentren en las actividades de exploración, producción y a su vez concentrando la inversión pública en proyectos de alto rendimiento, e incrementando la producción con un enfoque integral de desarrollo. De esta manera se desarrollan las reservas de hidrocarburos a un ritmo mayor que el actual, congruente con la capacidad de la economía para aprovechar eficientemente los recursos que resulten y congruentes con el propósito de garantizar la seguridad energética del país.

Este programa tal vez obedece a que a principios de este siglo el sector de energía habrá de ser más grande respecto al resto de la economía y por lo tanto, durante estos años deberá crecer a tasas superiores a las del PIB nacional (ver anexo I, gráfica  $\phi.3$ ). Quizás por esto en la segunda mitad de los años setenta y principios de los ochenta, se realizaron inversiones significativas en exploración y producción, las cuales estimularon un incremento en los niveles de producción y reservas, pasando las reservas de 5,273 MMB en 1975 a un máximo de 72,500 MMB en 1984. Sin embargo a partir de 1982 se observa una caída sustancial en dichos montos de inversión con dos consecuencias principales: Por una parte, propicio una disminución anual promedio de 1.3 % en el nivel de reservas probadas, lo cual hizo que se ubicarán en 58,683 MMB en 1999, y por otra parte, ha hecho más difícil mantener los niveles de producción alcanzados (anexo II, tabla HM-2000).

En este momento el desarrollo de las reservas y el fortalecimiento de la capacidad de producción requieren mayores inversiones en el área de exploración y producción y el éxito que se obtenga depende de la capacidad del país para anticipar, entender y reaccionar ante los cambios del entorno nacional e internacional en que dicho sector deberá desenvolverse.

Respecto al tema del destino de los ingresos petroleros, es algo que corresponde analizar y decidir al Congreso de la Unión, tanto en la propuesta de Ley de Ingresos como en la iniciativa del Presupuesto de Egresos de la Federación<sup>51</sup>.

### 3.C EMPLEO DE LA INFORMACIÓN GEOFÍSICA Y GEOLÓGICA

Este subcapítulo muestra la relación que tiene la información geológica para realizar tratados de acceso a tecnología o capitales internacionales, no se considera mucho el caso Mexicano por falta de información que permita analizar la importancia del subsuelo con relación a situaciones coyunturales. Pero en este sentido es notorio que la exploración es una fuente de información que sirve para organizar sistemas de información especializados que apoyan la búsqueda de recursos naturales y es por ello que resultan valiosos a los organismos privados y gubernamentales, porque auxilian en funciones de interpretación, procesamiento de datos, creación de modelos, planeación y toma de decisiones.

El problema de abastecimiento de energía es uno de los más importantes frente a las perspectivas de desarrollo de cualquier país. Por lo que en situaciones coyunturales organismos internacionales como el F.M.I., ONU, CEPAL, OCDE, World Bank; no soslayan el problema y por ello se pueden apreciar algunas reacciones a nivel mundial, como por ejemplo, la que tomó el World Bank al respecto de la 2ª crisis mundial de energía en 1980 o la que tomó E.U.A. en el año 2000 concerniente al alza permanente de los petroprecios mundiales.

<sup>50</sup> Secretaría de Economía, Programa de Ingresos y redistribución de la renta, CCI, octubre 1995, 20 pág., p. 11, 25-28.

<sup>51</sup> Plataforma energética del gobierno federal.

Así en 1977 ante la situación alterada de los mercados mundiales de energéticos, el Banco Mundial extendió sus operaciones asistiendo a países miembros para el aprovechamiento de recursos petroleros. Aprobando un programa de financiamiento tanto para exploración como para producción. Previos estudios de consultores que confirmaron si los países solicitantes poseían recursos petroleros potenciales o tenían por descubrirse. Estos estudios revelaron falta de información acerca de los recursos, siendo la falta de información geológica exploratoria, gran limitante para efectuar mayores préstamos, repercutiendo esta ausencia en la escala de ayuda técnica, y de administración financiera que no se evaluaba plenamente.

Desde el inicio del programa "Acelerado" implantado por World Bank en 1980 este, financió 18 proyectos petroleros en 16 PVD. Para ello diferentes comisiones del banco visitaron 49 PVD miembros de la institución resultando que en 38 de ellos identificaron uno o más proyectos viables. Es decir de los 18 aprobados nueve se destinaron a actividades previas a exploración y asistencia técnica, es decir que se realizaron estudios geológicos y geofísicos así como perforaciones exploratorias y de evaluación de yacimientos. "Mientras los otros nueve proyectos se dirigieron al apoyo de producción". También apoyaron estudios de reinterpretación geofísica y geológica como fue en Congo, Nepal, Yemen, Honduras, Madagascar y Somalia.

La razón que tuvo el Banco de financiar, estudios geofísicos-geológicos en PVD fue con la idea de generar información exacta que aumentara las perspectivas para acceder con capital de riesgo a programas de exploración que les dieran las mejores condiciones políticas o de instrumentar a empresas petroleras para estructurar programas de perforación. Previendo seguir apoyando actividades de exploración, durante los próximos años, pero pasando gradualmente de un nivel de asistencia técnica y promoción de la exploración al apoyo de programas en perforación basados en estudios de geología y geofísica previamente realizados.

La exploración de hidrocarburos de acuerdo con el Banco Mundial, se realiza por etapas y en zonas bien definidas, con resultados positivos previos, avalados por firmas de prestigio internacional antes de perforar los pozos. Este procedimiento se aplicó a naciones como Argentina, Bolivia, Brasil, Perú, Egipto, Siria, Turquía, y Yugoslavia así como el Mediterráneo y Asia. El Banco apoyó a países miembros, en gran variedad de proyectos tanto, de exploración, selección de tecnología, mercado, capacitación y asesoramiento sobre contratos con empresas extranjeras y asuntos jurídicos.

En exploración, maximizó la participación de empresas petroleras internacionales quienes tradicionalmente han suministrado capital de riesgo y conocimientos técnicos necesarios. Previendo en algunos casos que dichas compañías podrían tratar de obtener mediante la presencia del Banco, la etapa exploratoria o, por otra parte, sería posible que realizarán en conjunto el proyecto y, cuando requieran la presencia del banco, este procurará intensificar el uso de la "Carta de Cooperación" tal como la aplico en Pakistán, para un apoyo de exploración. Mismo que llevo a cabo la compañía Gulf Oil, dicha carta sólo comprometió al grupo del banco a considerar medidas financieras que puedan derivarse de actividades exploratorias. Pero la base de ese financiamiento fue un examen efectuado por el banco, tanto del programa de exploración propuesto como de los arreglos concertados entre la compañía y el gobierno. Esta carta se hizo extensiva a la compañía British Petroleum.

En este informe, previeron la concesión de préstamos para financiar la participación gubernamental en programas de exploración emprendidos conjuntamente<sup>52</sup> con compañías petroleras internacionales

<sup>52</sup> Banco Mundial, "El mundo de los países en desarrollo: 1980-1981", p. 100. Véase también "El mundo de los países en desarrollo: 1981-1982", p. 100.

o iniciados únicamente por empresas petroleras estatales (México, Venezuela, Brasil). Hasta ahora no se han presentado oportunidades respecto a operaciones exploratorias conjuntas pero el banco analiza posibilidades que se tengan para examinar más a fondo la necesidad de tal financiamiento, a medida que el aumento de los datos geofísicos amplíe las posibilidades de exploración en PVD.

Otra forma en que se utiliza la información recabada de la exploración fue en 1980 cuando el banco financió tres proyectos sobre programas de exploración y evaluación de yacimientos emprendidos por compañías petroleras estatales (Bolivia, Marruecos y Tanzania). Siendo Los Objetivos de tales proyectos incorporar zonas que no habían sido exploradas, evaluando o comprobando indicios de hidrocarburos.

En ese momento el banco esperó que diferentes países solicitarán asistencia de carácter similar y en la actualidad se desconoce, si dichos mecanismos de exploración son vigentes. Sin embargo, en el aspecto de la producción de hidrocarburos, las necesidades de inversión para la producción de petróleo y gas son elevadas, y el capital privado desempeñará una función importante para atenderlas. Al respecto el banco en 1980 condicionó su asistencia a estudios de viabilidad propios para la rehabilitación de campos petrolíferos, con el fin de atraer el financiamiento para la explotación de dichos campos, así como de participación en el financiamiento de proyectos orientados a exportación. Dichos proyectos comprenden plantas de gas natural y gas licuado así como oleoductos y gasoductos internacionales. Se desconoce si México orienta en este sentido sus estrategias de exploración y producción petrolera, dadas sus crisis económicas constantes y necesidad de capital permanentemente, pero es un hecho que oficialmente Pemex no dispone capital suficiente para estas actividades.

Un reciente estudio realizado por la CEPAL, titulado "Tendencias del Mercado Petrolero Mundial y sus Implicaciones en la Inversión Extranjera de la Industria Petrolera de los países de América Latina y el Caribe"; señala que el principal dato base para estimar la demanda mundial de energía primaria es la tasa de crecimiento del PIB global. Y proyecta un crecimiento desde ahora y hasta el 2010 que alcanzará<sup>54</sup> entre 2.3% y 2.5% anual manteniendo así los niveles de las dos últimas décadas. Sin embargo, previó que el consumo de energía crecerá menos que en el pasado, debido al uso cada vez más eficiente de ella, sobre todo en los países de la OCDE. Por lo que el aumento en la demanda oscilará entre 1.6% y 2.1% anual comparado con 2.4% alcanzado entre 1971 y 1991. Para satisfacer esta creciente demanda mundial de petróleo tendrá que incrementarse la producción y será necesario realizar inversiones en el mundo. Previendo que esta inversión será canalizada al sector petrolero y de gas en América Latina.<sup>55</sup>

De acuerdo con dicho estudio seis razones señalan esta conclusión:

a) La primera es política y se relaciona con factores relacionados a la seguridad energética de Estados Unidos de América, y del cual se estima un cambio sustancial en el régimen de importaciones, privilegiando aquellas provenientes de América Latina y Canadá (50.1%) comparando con 43% en 1991.

b) las demás razones se asocian con cambios económicos en la región como la expectativa de que se duplique el consumo de energía en América Latina al año 2010 lo que ha puesto en marcha importantes proyectos que incluyen por ejemplo la construcción de Gasoductos en diferentes países<sup>56</sup> Otro aspecto es el potencial de sus recursos y a estos se agrega la desregulación de los

<sup>54</sup> En esta referencia se utilizó con base en Outlook energy 1993 I-GI, OCDE

<sup>55</sup> SAE, EXDAP, Información Petrolera Internacional Año 14, 2<sup>a</sup> época, op.cit. 1996, p. 22

<sup>56</sup> Al respecto el Sr. Chávez menciona de manera específica que el posible contrato de explotación de Venezuela al U. A. involucrará el 1997

mercados energéticos (Perú, Venezuela, Brasil) y tratamiento más favorables al capital extranjero introducidos como parte de las reformas económicas de libre mercado en los últimos años.

En el aspecto del potencial petrolero este se concentra en dos países Venezuela y México, donde hasta ahora la industria petrolera sigue en manos del estado y la inversión extranjera ha sido prohibida; sin embargo en Venezuela se han dado algunos cambios de legislación lo que ha permitido hacer proyectos de "Joint Ventures" con empresas extranjeras<sup>57</sup>. Al mismo tiempo, tanto en la subregión andina como en la costa brasileña, han identificado zonas de gran potencial petrolero<sup>58</sup>

En cuanto a financiamiento para proyectos de exploración y producción de carbón en el mundo, el banco mundial precisó realizar trabajos de exploración y prefactibilidad para identificar y delinear zonas carboníferas (Cap. II, secc. 2.D.I, P.38) con el fin de examinar el grado de explotación. Aplicando a que tienen menor control de sus inventarios por lo que dicho organismo realizó un inventario de recursos carboníferos, en PVD<sup>59</sup>, con base en criterios de informes geológicos disponibles, para zonas que tienen existencia y amplias posibilidades de carbón. Y que además no hallan realizado perforación ó excavaciones iniciales, de tal manera que diseñaran programas de prospección del carbón. Según la extensión de la región. Sobre este recurso México no se vio influenciado debido a su notoria escasez de reservas comparadas con las reservas mundiales.

El efecto y uso de la información producto de la exploración en el caso de México, se puede apreciar en diferentes etapas de la vida nacional.

Una por ejemplo se puede observar en principios de 1995 cuando como respuesta a la crisis económica<sup>60</sup> de 1994 se compromete a E.U.A, la facturación petrolera de Pemex; otro hecho sobresaliente que de la exploración destaca es en marzo de 1998 cuando los gobiernos de México y E.U.A, inician negociaciones tendientes a suscribir un tratado para delimitar la plataforma continental en la región occidental del Golfo de México más allá de las 200 millas náuticas, mejor conocido como "El hoyo de Dona"<sup>61</sup>. Sin embargo ya antes habían ocurrido encuentros a celebrar tratados respecto a la demarcación del mar territorial, en 1910, y la zona económica exclusiva, en 1978 o la delimitación del polígono occidental (más allá de las 200 millas náuticas) que constituye la última negociación de la última frontera existente entre México y los E.U.A. La primera ronda de negociaciones se realizó el 8 y 9 de noviembre de 1999 en la cancillería mexicana<sup>62</sup> luego de dos años de estudios geológicos hechos por México en el área del polígono occidental.

Actualmente este tratado falta ser ratificado por el senado de ambas naciones.<sup>63</sup> Quedando un 62% para México y 38% para E.U.A, Habiendo una zona de Buffer, aunque cabe señalar que con la tecnología actual la zona que correspondió a Estados Unidos actualmente es explotable y la correspondiente a México pertenece a aguas más profundas, situación que evidentemente llevará a México, a un persistente retraso en la explotación de posibles recursos; producto de carencia tecnológica y sólida industria de exploración. Como puede apreciarse estos datos reflejan sensiblemente la importancia de la exploración geofísica y geológica debido a la relevancia económica y social de tener o no recursos naturales en el suelo nacional

<sup>57</sup> Del informe de labores de PDVSA 1999. Se aprecia que aproximadamente de 10 proyectos que licito 7 corresponden a empresas de E.U.A.

<sup>58</sup> Boletín Informativo 96-CCC-154 de los servicios de información de CEPAL, septiembre de 1996

<sup>59</sup> El anexo - Glosario tiene una clasificación de los Países en Vías de Desarrollo (P.V.D), Según la Agencia Internacional de Energía OCIDE 1998

<sup>60</sup> Son diferentes fuentes al respecto, se recomienda leer Hoyt, Edward, "Mexico's energy policy may open under pressure of financial crisis" P 7, Fdd US- Mexico Free Trade Report Vol 5, núm 4 feb. Estévez Dolia, Flores Gerardo, Resente internacional de México, créditos por 50mil759mdd' Regresar! la estabilidad financiera. Ogr parantizan créditos con facturas petroleras. El Financiero feb 1, 1995, Lozano estrella Eva. Comprometida P.U, la total facturación petrolera de PEMEX, El Financiero, feb 8, 1995

<sup>61</sup> Secretaría de Energía, Informe de labores 1997-1998, pp22

<sup>62</sup> Geopam S.A. de C.V. Su acuerdo de la conversión con México (C.A. V sobre el polígono occidental) pp 6-1 del 1 a 10 mañana, 16 de Noviembre de 1999

<sup>63</sup> O.R.C. Geología, Cálculo. Westra nóm 1, 71, 72, 73, 74, O.R.C. July 1, 2000

## Cap IV.- UNA INTERPRETACIÓN DE LA IMPORTANCIA DEL ESFUERZO EXPLORATORIO NACIONAL

En México, la actividad productiva de energía sólo puede ser explicada a partir de dos monopolios estatales que controlan casi por completo, los procesos productivos y es sobre estos que recae, el futuro energético. Pemex, controla la exploración, explotación, producción refinación y distribución de los hidrocarburos y es, por decreto constitucional, el único productor en la rama de petroquímica básica. C.F.E., hace la generación, transformación, transmisión y distribución electricidad.

### 4.A ELECTRICIDAD

En 1997, el Sector eléctrico representado por C.F.E generó<sup>64</sup> 161,383 GWh utilizando los siguientes energéticos; hidrocarburos equivalentes a 62.86%, hidroelectricidad 16.38%, Carbón 10.9%, Nucleoelectricidad 6.48%, geotermia y eólica 3.39%. El consumo de combustóleo para generación eléctrica en 1996 representó 66% y la S.E, espera reducir ese consumo en el año 2006 a 25.2% mientras que el gas natural en 1996 representó 17.6% C.F.E., considera en el año 2006 alcance 57.1%, dicha cifra señala que el consumo de gas natural predominará en generación eléctrica dentro del SEN. Sobre todo en las áreas Central, Noreste y Norte; de la República Mexicana, lo anterior por el hecho de que C.F.E proyecta centrales eléctricas, principalmente de Ciclo Combinado.

La inversión al sector eléctrico, se muestra en el cuadro 4.1, y presenta los gastos en áreas de generación, transmisión y distribución. Del total requerido, 95MM\$ provendrán de PIDIREGAS, cantidad que presentará oportunidades la participación de particulares en el sector eléctrico, mediante esquemas de control arrendamiento y transferencia (CAT) y, producción externa de energía (PPE) asignados por C.F.E., en proyectos mediante concurso.

Concepto	Subtotal 1997-2001	Subtotal 2002-2006	Total 1997-2006
<b>GENERACION</b>	39 191	45 548	84 737
<b>PIDIREGAS</b>	35 057	45 151	80 208
Hidroeléctricas	3 291	3 781	7 052
Geotermoeléctricas	2 505	0 000	2 505
Ciclo Combinado	25 637	40 815	66 452
Dual	1 895	0	1 895
Termoeléctricas	1 292	575	1 867
Carboeléctricas	437	0 000	437
<b>C.F.E</b>	4 134	395	4 529
<b>TRANSMISION</b>	26 372	17 352	43 724
<b>PIDIREGAS</b>	8 195	8 848	17 043
<b>C.F.E</b>	18 181	10 504	28 685
<b>DISTRIBUCION</b>	14 947	19 016	33 963
<b>MANTENIMIENTO</b>	14 341	19 016	33 357
Subtotal	94 854	100 896	195 750
Otras Inversiones	1 447	1 005	2 452
<b>TOTAL ACUMULADO</b>	96 301	101 901	198 202
<b>PIDIREGAS</b>	43 252	51 899	95 151
<b>C.F.E</b>	53 050	50 002	103 052

Fuente: Secretaría de Energía, Prospectiva del Sector Eléctrico 1997-2006

Tabla 4.1; Inversión Sector Eléctrico, Período 1997-2006

TECNOLOGIA	COMPROMETIDA MW	ADICIONAL MW	TOTAL MW
CICLO COMBINADO	2 371	8 775	11 146
REPOTENCIACION	0	249	249
HIDROELECTRICA	0	660	660
COMBUSTOLEO	0	0	0
CARBON	0	0	0
GEOTERMIA	140	60	200
NUCLEAR	0	0	0
TURBOGAS	750	0	750
COMBUSTION INTERN	0	131	131
EOLICA	0	54	54
<b>TOTAL</b>	<b>3 261</b>	<b>9 929</b>	<b>13 190</b>

Fuente: Secretaría de Energía, Prospectiva del Sector Eléctrico 1997-2006  
Tabla 4.2 Programa de expansión; sistema de Generación

En el capítulo III, de este trabajo se observó que en las tres últimas décadas la demanda de energía ha crecido aceleradamente sobre todo desde 1960, (ver anexo II, tabla energía-2000) La demanda es cubierta con sistemas eléctricos interconectados (Ver fig 1.7 a, p 7) y, considerando el desarrollo de nuevas centrales generadoras que se integran en una cartera probable de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, de Geotermia, Nuclear, Carboeléctrica y eólica La expansión propuesta por C.F.E., a la Secretaría de Energía es resultado de una selección de proyectos en el período de planeación

<sup>64</sup> Informe de operaciones 1997. Cenfes, C.F.E., 1997

Dicha proyección se basa en una cartera de proyectos que tiene estudios de factibilidad y comprende dos categorías:

**Cartera de proyectos típicos;** está en función de la capacidad y tecnología de generación comercialmente disponible, como es el caso de proyectos termoeléctricos (tabla 4.3). De la tabla 4.1 y 4.2 se ve que las centrales de generación eléctrica serán las de " ciclo combinado " con capacidad total a instalar de 11,146 MW equivalentes a 84.5% en el período 1997-2006; dicho programa afecta la exploración porque disminuye sensiblemente los requerimientos de estudios geofísicos y geológicos, limitando la exploración a identificación de sitios y sencillos estudios de geomecánica (cap. II, secc. 2.D.1, pp. 38 y 2.D.5, pp. 53).

**Cartera de proyectos específicos;** se caracteriza por requerir un largo proceso de estudios geológicos, económicos y de ingeniería eléctrica, mecánica y civil, para definir la factibilidad y construcción de centrales hidroeléctricas ó Geotermoeléctricas. Dicho proceso inicia con la identificación de sitios continúa con la definición y evaluación del proyecto y termina con el diseño y construcción de la central generadora (cap. II, secc. 2.D.3, 2.D.4. p. 44 y 47).

Sin embargo, como se ve en la tabla 4.1 y 4.2 los proyectos hidroeléctricos están casi abandonados en el plan de expansión de generación eléctrica; pues en dicho período se agregara al SEN 660 MW equivalentes a 5%, habiendo por lo menos 13 planes hidroeléctricos subutilizados o detenidos, que junto con otros combinados de generación eléctrica aportarían 6,374 MW más de los que la autoridad energética requiere para cubrir los niveles de demanda<sup>65</sup> del año 2006; Dicha marginación 95% en hidroelectricidad reduce sensiblemente los estudios exploratorios (cap. II, secc. 2.D.4. p. 47 ). Considerando la geotermia pese a representar 1.5% igual a 200 MW entre 1997-2006 y, aun cuándo se instalara la máxima capacidad de 2,100 MW; esta tiene contribución marginal con respecto al total nacional instalado 2.1%. Lo que obliga a pensar no existen razones tanto económicas como ambientales, para evitar proyectar la generación hidroeléctrica. Sabiendo además que los petroprecios tienen inestabilidad internacional y las razones ambientales del gas no compiten con el agua que es una fuente más limpia. (Cap. I, sección. 1.A.1, 1.A.4, y 1.A.5; p. 1, 6 y 7 respectivamente)

AREA	PROYECTO	No DE UNIDADES	CAPACIDAD TOTAL (MW)	ESTADO ACTUAL
Baja California N	Rosario	1 X 150	1050	Sitio caracterizado
		4 X 225		
		2 X 225	450	Sitio caracterizado
Baja California N	Chihuahua	2 X 225	450	Sitio caracterizado
Baja California S	San Carlos U3 y U4	2 X 375	75	Sitio para caracterizar
Noroeste	Monterrey (Huinata)	3 X 225	675	Sitio caracterizado
Oriental	Compeche II (Montecristo)	1 X 225	225	En estudio de caracterización
Baja California S	Guemero Negro (Laguneros)	3 X 6	18	En estudio de caracterización
Central	El Saúz	2 X 225	450	En estudio de identificación
Noroeste	Hermosillo	1 X 150	600	En estudio de identificación
Noroeste	Altamira	4 X 225	900	En estudio de identificación
Noroeste	Río Bravo (Anastuco)	4 X 225	900	En estudio de caracterización
Noroeste	Sabilla (Santa Teresita)	3 X 225	675	En estudio de caracterización
Central	Tula- San Juan	4 X 225	900	En estudio de identificación
Noroeste	Francisco Villa	1 X 249	249	A estudiar en 1998
Occidental	León Aguascalientes	4 X 225	900	A estudiar en 1998
Surte	Laguna	1 X 225	225	A estudiar en 1998
Noroeste	Monterrey (Turboque)	1 X 150	150	A estudiar en 1998
Oriental	Oriental	2 X 225	450	A estudiar en 1998
Peninsular	Veracruz	1 X 225	225	A estudiar en 1998
Noroeste	Puerto Libertad	2 X 350	700	Sitio con estudio
Noroeste	Alambrín	5 X 350	2800	Sitio caracterizado
Occidental	Colmi	8 X 250	2000	Supervisión
Oriental	Cazones (Cazones Norte)	1 X 1000	1000	Supervisión
Total			16,317	

fuente: Secretaría de Energía, Proyectos del Sector Eléctrico 1997-2006  
 Tabla 4.3 , Proyectos Termoeléctricos 1997-2006

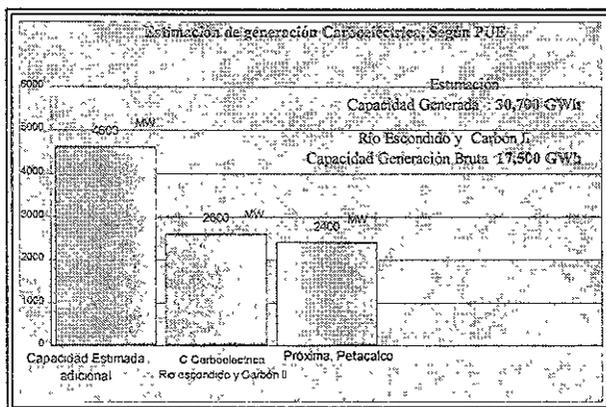
AREA	PROYECTO	UBICACIÓN	No DE UNIDADES	CAPACIDAD TOTAL	GENERACIÓN MEDIA ANUAL GWh	NIVEL DE ESTUDIO
Occidental	El Cajón	Nayarit	2 X 310	620	1 226	FT
Occidental	San Francisco	Jalisco	2 X 142	284	621	FT
Occidental	Arroyo Hondo	Jalisco	2 X 58	116	258	FT
Occidental	Arroyo San Juan	Jalisco	1 X 50	50	144	FA
Occidental	El Chichón	Jalisco	2 X 145	29	122	FT
Occidental	El Tiguayán	Jalisco	2 X 9	18	43	FT
Occidental	El Tiguayán	Jalisco	2 X 4	0	41	FT
Oriental	La Florida	Guerrero	3 X 230	750	1 354	FT
Oriental	San J. Teófilo	Guerrero	3 X 207	621	1 328	FT
Oriental	El B. Ocho	Guerrero	2 X 20	40	138	FT
Oriental	Barra de Ocho	Tlaxcala	10 X 70	700	2 660	FA
Oriental	Santitas	Oaxaca	2 X 170	340	1 520	FT
Oriental	Oaxaca	Oaxaca	2 X 70	140	489	FA
Oriental	Kuchilés	Veracruz	3 X 81	243	637	FA
Oriental	Atlixco	Veracruz	2 X 40	80	336	FA
Oriental	Nuevo Tlapacapa	Veracruz	2 X 20	40	255	FA
Oriental	Tehuacan	Guerrero	3 X 112	336	783	FA
Noroeste	Shyopa	Sonora	2 X 24	48	160	FA
Noroeste	El Mirador	Sonora	2 X 20	40	143	FA
Noroeste	Amatitlán	Sonora	---	---	---	FT
Baja California	Tecate	Baja California	2 X 30	60	172	FT
Total				4,630	12,750	

FT = Factibilidad terminada  
 Fuente: Secretaría de Energía, Prospectiva del Sector Eléctrico 1997-2006  
 Tabla 4.4 , Proyectos Hidroeléctricos, 1997-2006

<sup>65</sup> Véase el Anexo C de la Comisión Reguladora de Energía, 1997-2006, p. 10.

## 4.B CARBÓN Y URANIO.

El carbón con aplicaciones para generar electricidad en México, es equivalente a las demandas de centrales con una capacidad aproximada de 2,600 MW, lo que podría permitir generar 17,500 GWh anuales. Sin embargo, de este potencial, según evaluaciones de C.F.E tan solo 640 MMton han sido probadas y las recuperables serían suficientes para garantizar la demanda de centrales con capacidad de 4600 MW, mismas que podrían generar alrededor de 30,700 GWh anuales o sea el 19% de la generación que debería cubrir los hidrocarburos u otra fuente. (sección 4.A, pp.85)



Fuente : UNAM, Programa Universitario de Energía, 1984

Gráfica 4.2 Estimación de Generación Carboeléctrica.

Pero como se vio anteriormente, la estrategia para generar electricidad se orientará en centrales de Ciclo Combinado. Es de notar que las reservas de carbón mineral coquizable hacia 1997 son de 409 MMton mientras que la de carbón mineral térmico se estiman<sup>66</sup> en 302 MMton. Ante tal situación la industria privada con inversiones en este recurso realizó estudios geológicos regionales y de detalle en la región norte y centro de Coahuila, encontrando un potencial mayor de reservas en la región carbonífera del estado. (Ver, como difieren las reservas, según. C.F.E y C.R.M). Estas reservas de carbón se encuentran ubicadas en las siguientes subcuencas. Ver tabla 4.5

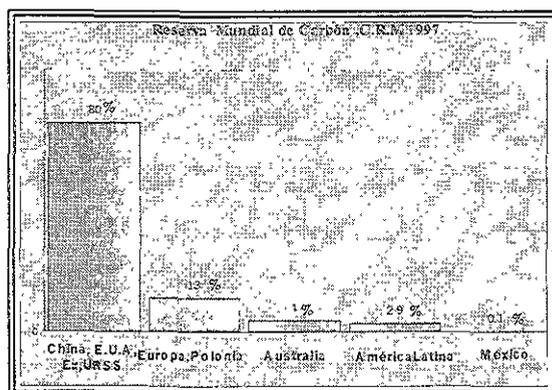
SUBCUENCAS	SUP. TOTAL Km	SUP. EXPLORADA Km	SUP. INEXPLORADA Km	PORCENTAJE NO EXPLORADO
Las Esperanzas	184	107	77	42
San Salvador	11	7	4	40
El Gavilán	9	4.5	4.5	50
Sabinas	1,035	931	103	10
Saltillito-Lampazos	1,145	446	699	61
De Arjuntas	2,268	317	1951	86
Monclova	120	60	60	50
San Patro	2,105	821	1285	61

Fuente : C.R.M. Inventario Plano No 03, año 1997

Tabla<sup>67</sup> 4.5 Muestra el porcentaje de superficie y kms no explorados.

De la tabla anterior se ve, que hace falta 50% más de exploración en zonas carboníferas tan solo en el estado de Coahuila excluyendo otros posibles estados con probabilidades de tener carbón (Oaxaca, Sonora, Chihuahua, Tamaulipas).

De estos resultados se podría pensar, que la industria privada es probable realice mas y mejor exploración, pese a la posición marginal de México en la distribución mundial de carbón, ya que como se sabe China, E.U.A y ex URSS tienen poco más del 80% de las reservas, Europa incluyendo Polonia comparten poco más del 13% mientras que Australia entre 2% y 4% América Latina 3% y México 0.1%.



Fuente: Consejo de Recursos Minerales, 1997

Gráfica 4.3 Reserva Mundial de carbón.

Sin embargo, el panorama sobre la industria mexicana del carbón, presenta aspectos que para sus perspectivas futuras resultan de cierto modo preocupantes y que además requieren de mayor atención. Baste citar que la industria carbonífera mexicana se encuentra fragmentada, por un lado el carbón coquizable responde a los intereses de la industria siderúrgica y por el lado del carbón no coquizable responde a los intereses del monopolio encargado de generación eléctrica en C.F.E., este último organismo forma parte del estado y como es claro de la tabla 4.2 la política de estado en materia energética no impulsará la generación carboeléctrica en el período 1997 -2006; como se puede ver el crecimiento será 0%, no habiendo expectativas de que en el corto plazo se desarrollen programas de exploración que determinen las reservas totales de carbón en México (1.A.2, 1.B.3, y 2.D.1; pp.3, 22 y 38 respectivamente).

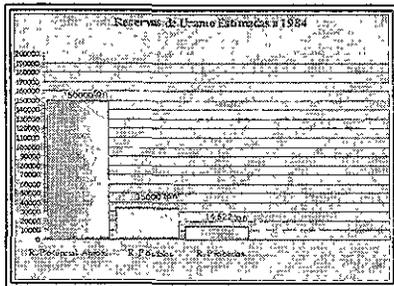
Por el lado de la industria siderúrgica la exploración también pasa momentos difíciles producto de la reestructuración de deuda que asciende a 1,800 millones de dólares; cabe señalar que AHMSA es la mayor siderúrgica integrada de México y es propietaria operadora de minas de fierro y carbón además que se abastecen de materia prima en sus propios procesos y a través de su subsidiaria MICARE, produce y vende carbón térmico para la generación eléctrica.<sup>68</sup> Dicho proceso de reestructuración aun continua, aunque el presidente del consejo de administración Alonso Ancira señala la posible desincorporación de MICARE y de una probable venta de AHMSA.<sup>69</sup> Ante este panorama resulta difícil dilucidar el futuro de la exploración para buscar carbón, sin embargo más es un panorama olvidado al menos hasta que se determine la situación económica de AHMSA.

Finalmente vale la pena reflexionar y, baste recordar que las naciones de mayor progreso, no obstante el valor indiscutible del petróleo, reconocen el papel económico e industrial del carbón en su desarrollo. Puede decirse que la exploración y explotación del carbón en México, no deriva en razón de que esta industria compita contra el petróleo; sino más bien de que este último sea complemento en los propios usos del carbón y de que en ciertos procesos de aplicación metalúrgica y siderúrgica no tiene sustituto<sup>70</sup>.

<sup>68</sup> Manantle y Cordero, Caudales de Carbono, tesis sobre las reservas de carbón de México, AHMSA y el Petróleo, Noviembre 1988, p. 7 de junio 1999.  
<sup>69</sup> José Luis Ramos Arango, Desempeño Mensual del Sector de Minería, SIA, 1998, p. 22, y el Consejo de Recursos Minerales, C.R.M., Febrero 1997, p. 38.

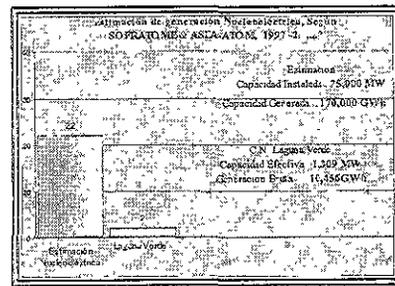
## URANIO

Las reservas probadas de Uranio<sup>71</sup> en 1999 son de 10,600 ton mientras las probables se situaron en 35,000 ton, y las potenciales en 150,000 ton asociado a roca fosfórica<sup>72</sup> (gráfica 4.4).



Fuente: UNAM, Programa Universitario de Energía, 1984

Gráfica 4.4 Reservas de Uranio en México, estimadas a 1984



Fuente: UNAM, Programa Universitario de Energía,

Gráfica 4.5 Estimación de Generación Nucleoeléctrica.

En el foro 1988 del PUE<sup>73</sup>, presentaron un potencial equivalentes a 22 centrales nucleares tipo Laguna Verde, con vida útil de 30 años. Lo que equivalía a instalar 25,000 MW. Por lo que un programa de esta naturaleza demandaría reservas mínimas de 29,000 ton hasta 38,000 ton de  $U_3O_8$  dependiendo el consumo, principalmente por el tipo de proceso que se usará (PWR, BWR, CANDU)<sup>74</sup>, Asegurando un período de 10 años en estudios (cap. II secc. 2.D.2, p.40 y 2.D.3, p.44) según SOFRATOME y ASEA-ATOM. Por lo que los ponentes recomendaron realizar; exploración geológica que permitiera probar reservas por 50,000 ton en un tiempo máximo de 10 años, para madurar dichos proyectos.

Pero en México. Con dificultades se desarrolló la energía nuclear para generar electricidad y actualmente en muchos países sucede lo mismo, debido a falta de confianza por parte de la sociedad en estas plantas y a falta de normas de seguridad que garanticen el 100%, aunque no se descarta que en medida que los hidrocarburos se agoten, entrara gradualmente la nucleoelectricidad<sup>74</sup>. Puede verse en el proyecto de expansión eléctrica los programas nucleoelectrónicos se encuentran con crecimiento 0%. También desapareció URAMEX y el ININ no reporta actividades sustanciales en esta área.

En el foro ya mencionado se analizaron los yacimientos de uranio mexicano y se estimó que son muchos pero con la desventaja de que las reservas son pequeñas siendo la mayoría de ellos no viables económicamente en lo concerniente a explotación. Por otro lado el potencial energético, que se exploró sobre uranio y proyectos de esta naturaleza; hasta antes del año 1970 fueron los más importantes y para 1988, se informó que lo único descubierto fue ubicado en el estado de Oaxaca mientras que el caso de Peña blanca, chihuahua. Resultó interesante en la fase de exploración porque registraron mas de 100 anomalías indicadoras de uranio, de las cuales a la mayoría no les concluyeron estudios de caracterización. Existen trazas de uranio en muchos sitios por lo que se dijo; no se ha explorado mas del 10% del país con objeto de encontrar uranio. Por tanto en el citado foro se recomendó realizar programas de exploración, realmente serios a nivel nacional, con el fin de cuantificar las reservas probadas y posibles de México. Cabe señalar que la Secretaria de Energía<sup>75</sup> en su informe 1997-1998 informó que "se realizaron comentarios relacionados con la exploración explotación y beneficio de los minerales radiactivos" considerándolos como recursos energético propiedad de la Nación.

<sup>71</sup> Bazan N, Remking C A, Velez O C, Múlas P. Compendio de informacion del sector energético mexicano 1999, p. 47,10 I dit PUE, 1999 Mexico

<sup>72</sup> PUE, Carbon y Uranio como fuentes energeticas en Mexico pp 10-11

<sup>73</sup> Castañeda Perez, La produccion de Uranio en México p-7, 1988

<sup>74</sup> PWR, Pressurized Water Reactor; Reactor de agua a presion; BWR, Boiling Water Reactor; Reactor de Agua Ebulliciente; CANDU (CANDU Heavy Water Reactor; Reactor de agua pesada); C, Carbon; D, Deuterium; U, Uranium

<sup>75</sup> Comisión Nacional de Energía Atómica

Secretaría de Energía, Informe de 1997-1998, p. 15

#### 4.C HIDROCARBUROS<sup>76</sup>

El petróleo ha sido desde principios de este siglo, elemento fundamental en la vida institucional, jurídica, económica, financiera y política del país y su desarrollo ha estado ligado al desarrollo económico de México. Siendo la exploración la actividad que le ha permitido confirmar y aprovechar las reservas de hidrocarburos.

En México, el petróleo surgió de un sistema de derechos de propiedad sobre los recursos del subsuelo que le fue favorable en 1938. Tras la nacionalización, se abandonó la producción creciente e inclusive irracional de hidrocarburos, como lo fue por parte de compañías extranjeras, que alcanzaron la máxima producción en 1921 a costa de agotar prematuramente los yacimientos.

En los primeros 9 años, los estudios de campo, y perforación de pozos no terminaron eficazmente por falta de información geológica. La exploración quedó en el nivel más bajo porque no se contaba con datos precisos sobre reservas debido a que las compañías extranjeras no dejaron gran parte de la información petrolera existente. Hasta 1945 Pemex no había descubierto ninguna estructura de explotación, y la producción petrolera se basaba en cuatro provincias: Ebano-Pánuco, Faja de Oro, Poza Rica, e Istmo de Tehuantepec. Pasando las reservas de 1276 MMB en 1938 a 1515 MMB en 1945.

En el período 1938-1946, las brigadas de exploración fueron principalmente de geología superficial que sumaron 13 por año en promedio hasta 1946, la sismología y gravimetría sumo 3 por año, no aplicaron técnicas de geología del subsuelo, magnetoteléurico, mixtas u otras. Hubo 4 equipos por año que terminaron 37 pozos exploratorios con 52 kms perforados y profundidad promedio en pozo que no rebasó 1300 m con éxito de 7%, y relación, pozos exploratorios a pozos de desarrollo 1: 5

Los equipos de desarrollo fueron 16 por año, con los que terminaron 218 pozos de producción de los cuales 50 fueron improductivos con éxito porcentual de 66%, en dicho período había 1,049 pozos productores en promedio que producían 100B/D a profundidad promedio de 1,408 m; siendo el único período donde es más grande la profundidad de producción con respecto a la profundidad exploratoria luego se igualan y posteriormente habrá un desfase de más de 1500 metros.

1947 -1952 La exploración aumentó 100% lo que significó 19 brigadas más, que sumadas darían 38 por año, dominan las brigadas de geología superficial y sismológicas a razón de 11 y 14 brigadas sobre las de geología de subsuelo, gravimétricas y otras, las técnicas magnetométricas y mixtas no se aplicaron hasta después del 1969. Los equipos de perforación exploratoria, fueron de 15 por año, 18% correspondió a contratistas, cifra que contrastó con 32% en pozos exploratorios, los cuales sumaron en todo el sexenio un promedio anual de 101 pozos. Con éxito de 38% en Pemex y 24% en contratistas. Perforando 506 Km a razón de 84 km con una profundidad promedio de 2,040 metros.

Surge el primer desfase de 500 m que crecerá en la relación profundidad exploración- desarrollo, y que significará perforar a más de 5000 metros para tener pozos productores a 3,907 m (ver 5.21). A pesar del impulso, la exploración incurrió en errores de planeación en toda la fase prospectiva. Porque los programas se caracterizaron por ser formulados bajo el supuesto de que se requería un cierto número de pozos exploradores para alcanzar determinadas cifras de reservas pese a que la exploración no es lineal por el alto grado de incertidumbre y, que se refleja históricamente en Pemex.

<sup>76</sup> La interpretación se realizó con base en la tabla "Hidrocarburos Mexicanos - 2000" la cual fue elaborada con base en la consulta de las Memorias de labores de Petróleos Mexicanos comprendiendo el período del año 1938 a 1999 y principalmente del anuario estadístico de dicho organismo entre los años 1970-1998. Se utilizó la bibliografía correspondiente al programa de energéticos del Colegio de México (1970-1985) y en parte del Programa universitario de gas del IN-CANAM actualmente en trámite.

Los equipos para perforación de desarrollo crecieron a 43 en promedio anual con 20% de inversión de contratistas. En total perforaron 834 pozos de desarrollo con un promedio anual de 139 y éxito de 60% en Pemex y 66% en contratistas. Los kilómetros perforados fueron 1,244 Kms y tanto para la perforación como para interpretación de información geológica y geofísica se señala falta de coordinación, debido al proceso de consolidación de la paraestatal y a la falta de recursos económicos y tecnológicos. La profundidad promedio llegó a 1,560 metros cifra superior en 13% respecto al período anterior.

Los pozos terminados descubrieron 20 campos; de los cuales 16 fueron de aceite y 4 de gas natural. Algunos campos correspondieron con la continuidad de la Faja de oro. La exploración se realizó en Poza Rica y Tabasco; podría decirse que había iniciado la era de descubrimientos de Pemex.

La perforación; se vio favorecida por la urgencia con que debían realizarse los trabajos de exploración, siendo relevante la actitud del sindicato petrolero<sup>77</sup> quien accedió a que la empresa recurriera a compañías privadas para la ejecución de operaciones básicas de la industria incluyendo la exploración a condición de que el sindicato tuviese el derecho de contratación de tales obras.

En 1951 ante la demanda interna de petróleo; México importó petróleo; dos situaciones paralelas ocurrieron las reservas probadas de hidrocarburos decrecieron de 1,650 MMB en 1944 a 1,367 MMB en 1948 (gráfica 5.1 y 5.4); alterándose el índice R/P de 36 a 21 años y el país ya importaba grandes volúmenes de gasolina incrementándose 60% la importación de 1945 a 1948.

1953-1958 La exploración tuvo tendencia dominada por el comportamiento negativo en geología superficial y creció la geología de subsuelo, al igual que la sismología con una media sexenal de 17 brigadas por año, la gravimetría fue constante durante tres sexenios (1945-1967) al igual que las brigadas de magnetometría, magnetoteluria y otras. Don Antonio Bermúdez director de Pemex (1946-1958) atribuye el bajo crecimiento de trabajos exploratorios; a falta de recursos financieros; y bajo crecimiento de estudios exploratorios, asignando mayor atención a la perforación exploratoria que a la actividad geológica y Geofísica.

El número de equipos de perforación exploratoria creció 54% con respecto al período anterior, lo que significó 26 equipos en promedio anual con participación privada de 15%. Los pozos perforados fueron 527 en todo el sexenio con media anual de 88 pozos, la perforación exploratoria creció 122%, con éxito promedio sexenal de 31% en Pemex y 25% en contratistas. Los técnicos perforaron 1,060 kms en total a razón de 177 por año durante el período con una profundidad promedio de 2,011 metros y una relación de pozo exploratorio a desarrollo de 1:3 (ver gráfica 5.27), lo que confirmó 75 campos de hidrocarburos, 49 de aceite y 26 de gas natural, hecho que incrementó las reservas petroleras 11%. Lo que restableció la relación R/P de 24 años en 1953 a 27 años en 1958, cifra que representó 2 puntos menos respecto al sexenio anterior. Sin embargo en términos de producción anual esta paso de 92 MMB hasta 150 MMB

El No. De equipos de perforación de desarrollo creció 59% pasando de 43 equipos a 73 en promedio anual. El No. de pozos creció 80% lo que significó 719 pozos más para ubicarse finalmente en 1,614, con inversión privada de 27% inclusive llegó a 40% en 1953 con éxito de 70% en ese año. En cambio Pemex tuvo éxito de 81% en todo el sexenio, los kilómetros perforados fueron 3,441 kms cifra que multiplica a su período anterior por 2.76, a una profundidad de 2,120 metros (gráfica 5.2.)

77 Sindicato de Trabajadores Petroleros y de Minería de Pemex y el Grupo 11 (1970-1983) y el 2.º Per. Cárdenas (1986-México DF) México, 1984, en el contexto del sexenio 1953-1958. No se acordó citar en la bibliografía.

1959 - 1964

No obstante que Pemex contaba con mayores recursos financieros; derivados de un ajuste en los precios internos; la exploración no recibió el impulso que requería; este relegamiento se debió a que destinaron los recursos económicos a áreas como perforación de desarrollo (gráfica 5.14) es el sexenio en que se registró el más alto incremento en perforación de desarrollo; con 638 equipos a razón anual de 106 equipos con inversión privada de 41%, perforándose en dicho sexenio 3,385 pozos de desarrollo con 7,707 kms perforados e inversión privada de 50% con profundidad promedio anual de 2,452 metros y éxito de 75% en Pemex y 84% en contratistas. Estos resultados permitieron descubrir 72 campos; 43 de aceite y 29 de gas natural.

Es difícil del análisis de la evolución de reservas probadas, separar el resultado de la exploración pura y la reevaluación de yacimientos. Sin embargo, de la estimación del esfuerzo y eficiencia exploratoria, se reflejan resultados que coinciden con el comportamiento histórico de Pemex en relación a la exploración y el carácter finito de los hidrocarburos, lo anterior se deduce a partir de las gráficas 5.25, 5.26 lo que significa; es probable que la exploración se realice en horizontes más profundos ó nuevos.

Lejos de crecer el número de brigadas de exploración se redujo a 44 como promedio anual, las brigadas de geología superficial y de subsuelo fueron 13 en promedio anual mientras la sismología quedo en 16. El No, De equipos de perforación exploratoria creció 14% pasando de 26 a 28 equipos en promedio anual (gráfica 5.9) con inversión privada de 8%, el total de pozos perforados fue de 570 lo que significo un incremento de 8%, quienes perforaron 1,481 kms a razón de 248 kms anualmente, la profundidad promedio fue 2,652 metros La relación pozos exploratorios a desarrollo fue 1:6 siendo una relación que se repitió en el período 1983-1988, para agudizarse en el período 1994-2000 que fue 1:10 (ver 5.27, 5.4) Cabe señalar que estas relaciones son paralelas con la disminución del índice R/P

El éxito de la perforación fue de 23.7% durante el sexenio, donde incluso llego a 18% en el período siguiente, y se repitió inmediatamente en 1971-1976, en lo que a Pemex correspondió. En contraste la industria privada tuvo éxito de 45%, 18% y 25% respectivamente, (gráfica 5.12). La cuantificación de reservas se realizó mas a través del desarrollo de campos que de la propia exploración. El rezago acumulado en la exploración, se tradujo en que la producción de petróleo crudo se retrajo frente al ritmo del consumo interno. Y para 1960 se observa el abandono de la exploración por el hecho de que no se descubrían importantes y nuevos yacimientos petroleros; lo que obligo a México al agotamiento de las reservas petrolera. Dando pie para que la perforación de pozos en los campos ya descubiertos fuese excesiva; y como resultado inutilización parcial de mantos por sobre explotación

En dicho período aumento el número de pozos de 2,500 en 1959 a 3,360 en 1964 siendo el período más crítico en 1960-1962 cuando el rendimiento de la producción cayo -9.4% cifra superada en el período siguiente con -15.4% y 683 pozos más que incrementaron la producción por pozo de 176 B/D en 1959-1964 a 1963/D en 1965-1970 (gráfica 5.7) Los campos de hidrocarburos fueron 43 de aceite y 29 de gas natural, lo que incremento la reserva sexenal 4.26% pasando estas de 4,348 MM3 a 5,227 MM3; dicho incremento, resulto insuficiente para que dicho organismo cumpliera demandas y compromisos pactados. Lo que se reflejo en la baja del índice de R/P

1965-1970 Pemex activó la exploración para evitar la caída de la relación R/P; haciendo crecer la reserva de hidrocarburos 1% sin embargo la relación R/P paso de 22 años en 1965 a 18 años en 1970, tendencia que continuo hasta 1974 y se detuvo cuando el índice R/P quedo en 14 años el más crítico de toda la historia petrolera mexicana (gráfica 5.4). La planeación exploratoria consistió en dar más valor ala Geología y a su capacidad de decidir sobre los programas que ejecutará Pemex. Así como perforar abajo de 3,000 m y realizar estudios geológicos-geofísicos en nuevas provincias.

Para 1970; las reservas de hidrocarburos, históricamente concentradas en la zona centro, cambiaban geográficamente como resultado de la exploración que ubico campos y conexiones con horizontes más profundos. Desde el punto de vista geofísico sugerían que la Plataforma continental del Golfo de México podría tener yacimientos con mayor productividad que los descubiertos en tierra; esto se comprobó en 1964 al encontrar el campo Isla de Lobos, y posteriormente estructuras como Esturión-Tiburón, Atún<sup>78</sup>; Bagre, Pez Vela, Morsa, Cangrejo, Marsopa, Rescuato, y Foca dentro de la Faja de Oro y las perforaciones en Arenque<sup>79</sup> dentro del Golfo de México. (Cap. II, 2.3.6, pp.64-65).

La exploración de pozos exploradores aumento el número de campos descubiertos a 102 en 1965-1970 es decir 30 más que el período anterior; los yacimientos denominados someros estaban agotados y señalaban Chiapas<sup>80</sup> como una excelente columna geológica la cual no perforaron por estar a mayor profundidad y a que no dominaban técnicas de terminación de pozos, además de costos mas elevados que en comparación con los precios bajos de los hidrocarburos no se podía aventurar la estatal con este proyecto

Las brigadas de Geología superficial y sismología en su desempeño permanecen casi similares mientras que la gravimetría sigue constante e inician técnicas de magnetometría, el crecimiento de brigadas de exploración pasa de 44 a 64 anualmente, con incremento porcentual de 45%. El No de equipos para perforación exploratoria es de 51 por año con 6% de inversión en contratistas, y se presenta el valor más grande de pozos exploratorios, equivalente a 842 con un promedio anual de 140 y que supera con 272 pozos a su período anterior (gráfica 5.15 y 5.10), con inversión privada de 10% cifra superior en 3 puntos respecto al anterior, perforando la cifra más alta que fue de 2,890 kms a razón de 315 por año (gráfica 5.11) y media sexenal de profundidad de 2,845 m, rebasando en dos ocasiones 3,000 m cifra que ya no bajara posteriormente, (gráfica 5.20 y 5.21); la relación en pozos exploratorios a desarrollo fue 1.2 Cifra más corta en toda la trayectoria petrolera mexicana.

En pozos de desarrollo, el No de equipos bajo 29% respecto al sexenio anterior esto contrajo el No. De pozos perforados que pasó a 1,861 que antes fue de 3,385, a tasa de 327 por año. Los kilómetros perforados llegaron 4,397 km, con promedio anual de 733, y profundidad promedio de 2,326 metros y éxito de 75% en Pemex y 76% contratistas, (gráfica 5.13, 5.14, 5.15, 5.16 y 5.21).

Se descubrieron 102 campos, 57 de aceite y 45 de gas natural. El bajo incremento se debió a que en las reevaluaciones de desarrollo de campos la información geológica resultante de trabajos de campo; adolecían fallas por falta de coordinación, integración, y procesamiento analógico<sup>81</sup> de información en forma rápida y aguda. Por otro lado de recursos financieros desembocó en una brecha técnicamente peligrosa entre reservas y producción, lo cual se reflejó en una estrategia pobre de largo plazo dentro del período 1948-1960. Con 10% de incremento anual de reservas mientras que en 1961-1970 creció 15%; en general la exploración caminó rezagada de la fase de producción (gráfica 5.3 y 5.4)

<sup>78</sup> Pemex Memoria de Labores 1966 pp. 7-10. Memoria de Labores 1970 pp. 8, 9

<sup>79</sup> Pemex Memoria de Labores 1967 p. 6

<sup>80</sup> Pemex Memoria de Labores 1968 pp. 7, 17

<sup>81</sup> Pemex Memoria de Labores 1969 p. 27

1971-1976 Ante la creciente demanda interna de combustibles, declinación de campos, y repercusiones de la crisis petrolera mundial la exploración tuvo como objetivo aumentar 5,000 MMB; para ello Pemex dio más importancia al procesamiento de información sin olvidar el trabajo de campo geológico.

La superficie de la República Mexicana constituida por rocas sedimentarias con interés petrolero, alcanza la cifra de 1,161,000 km<sup>2</sup> de los cuales 67% corresponden al continente y 33% en plataforma continental marina. La exploración de reconocimiento geológico cubrió 90% del total, como avanzada para definir en el futuro, trabajos exploratorios de campo, laboratorio y gabinete. Por ello la exploración fue realizada en 23 estados de la República Mexicana. Pemex exploró en regiones nuevas que cristalizaron en Soto la Marina y Coite entre otros. Los trabajos de sismología marina los realizaron en el Océano Pacífico frente a costas de Baja de California Sur<sup>82</sup> y confirmaron el pozo Cantina No. 1. De la plataforma continental del Golfo de México, descubrieron la estructura Marbella frente a costas de Tabasco; sitio Grande y Cactus en 1974-1976, también intensificaron la exploración en la región de Chiapas, Tabasco y Campeche<sup>83</sup>. Sin embargo la falta de equipos y procedimientos adecuados para trabajar en regiones lagunares, pospuso la exploración de estas zonas que iniciaron trabajos especializado mucho tiempo después.

La exploración iniciada en 1966 y 1972, de la primera etapa de interpretación delinearon 30 estructuras de las que el pozo Chac mostró las mejores características mientras en continente descubrieron Campos como Mundo Nuevo, Agave, Lombarda y Zarza, lo que amplió posibilidades de desarrollar la producción. Resaltan Conduacán, Nispero e Iride, en el área de Reforma<sup>84</sup>. Sabancuy, confirmó extensiones con posibilidades petrolíferas de los campos Cactus y Sitio Grande en sedimentos del cretácico por medio de las extensiones en los campos Ogarrio, Samaria, Ayapa<sup>85</sup>.

Operaron 50 equipos de perforación exploratoria en promedio anual. La perforación exploratoria alcanzó en total 655 pozos, con un promedio anual de 108 pozos. Perforando 2,002 kms a razón de 334 por año y profundidad promedio anual de 3,054 m, inclusive llegaron a 3,360 m en profundidad<sup>86</sup> en 1976. Y para 1972 operaban perforando dos plataformas en arenque, 3 en atún, una en Morsa, y otra en Bagre

El No. de pozos de desarrollo creció de 3,656 a 4,186 es decir 13 % mas que el sexenio anterior, lo que permitió aumentar 25% la producción de hidrocarburos Descubrieron en total 78 campos, 40 de aceite y 38 de gas natural, incrementando las reservas 105 % que pasaron de 5,428 MMB en 1971 a 11,160 MMB en 1976, revirtiéndose la traza crítica de reducción en el índice R/P que llegará a 14 años en 1975 La producción creció 2.4% respecto al sexenio anterior. Los descubrimientos de mayor repercusión: confirmación como productor de aceite del pozo marino Chac 1 y Bacal<sup>87</sup>

El No de Equipos creció a 85 por año 9 más que el sexenio anterior con la inversión privada más baja después de la nacionalización 2.6% en equipos y 3.4 % en pozos perforados de desarrollo, Perforaron 1,845 pozos en todo el sexenio 16 menos que el período anterior. Con 4,421 kms perforados y profundidad promedio alcanzó 2,411 m, incluso llego a 2,789 en 1976 Con éxito equivalente a 80% en Pemex mientras que contratistas 75%

<sup>82</sup> Pemex, Memoria de Labores 1975, pp 7-11

<sup>83</sup> Pemex Memoria de Labores 1976, p-9

<sup>84</sup> op cit, 1976, p-11

<sup>85</sup> Pemex, Memoria de labores 1971, pp 9-11

<sup>86</sup> Pemex, Memoria de labores 1971, pp 7-10

<sup>87</sup> Pemex, Memoria de Labores 1976, pp 11-12

1977-1982 La meta que se fijó Pemex fue explorar 1.2 Millones de km<sup>2</sup> en tierra firme y plataforma continental, que representaban 30% del área del territorio del país y 65 % de áreas con posibilidades de acumulación con el fin de que en 1982 se contara con reservas probadas de hidrocarburos de 30,000 MMB.<sup>88,89</sup>

La exploración se realizó en regiones de la zona sur (Nanchital, El Plan, Agua Dulce, Comalcalco, Ciudad Pemex, y Sonda de Campeche así como en los distritos Frontera, Noreste, Poza Rica y Papaloapan). Evaluaron áreas con posibilidades petroleras concentrando la exploración en la planicie costera del Golfo, por ello perforaron el pozo Ixtoc, que exaltó la importancia petrolera<sup>89</sup> de la región incrementando el área productora y las reservas en el mar; lamentablemente el accidente del pozo Ixtoc en términos de tiempo, costos de reparación y petróleo desperdiciado, fue uno de los más grandes en el mundo que registra la perforación exploratoria<sup>90</sup>. Campos como Paredón, Cacho López, Sunuapa, Oxiacaque, Giralidas, Arteza y Copano corroboraron la amplitud del distrito, mientras en Campeche encontraron, Akal y Bacab de considerables dimensiones.

La perforación exploratoria, fue y, en general, promedió una tasa desfavorable (gráfica 5.9) porque la perforación exploratoria terrestre fue ligeramente mayor que la marina, pero después de 1982 se invirtió esta tendencia cuando delimitaron los yacimientos de Campeche. La perforación marina llegó a representar 88% del total perforado. El No de equipos de exploración creció 41 % con 715 equipos e inversión privada de 14.3% este incremento, sin embargo redujo la exploración en 31.7% que significó 208 pozos explorados menos que en el sexenio anterior e inversión privada de 11.6% y éxito promedio de 35 % en todo el sexenio cifra que contrasta con el 40% de contratistas, en el mismo periodo se perforaron 1,502 km que significó un decrecimiento de 25% respecto al anterior sexenio. La profundidad promedio sexenal bajo 3,504 metros siendo la mas baja promedio anual de 3,980 metros en 1982. Aunque es posible que los contratistas perforaran ocasionalmente debajo de 5,000 metros. (Tabla HM-2000. Columna profundidad 1/2 Pozos perforados para producción).

El éxito en la perforación fue de 35% en Pemex y en contratistas 40%, estas cifras no superan el 50% de éxito en la perforación exploratoria y no difieren más de 14 puntos, en los índices de éxito sexenal, pese a que la perforación se vio apoyada por grandes volúmenes de información Geofísica y Geológica. Con técnicas de exploración modernas como geoquímica y gravimetría aérea, sismología en zonas bajas costeras y estudios sismológicos tridimensionales marinos en la plataforma de Campeche Se atribuye que la perforación exploratoria marchó con retraso debido a retos técnicos como el de perforar a mayor profundidad, (gráfica 5.22, 5.23, 5.24, 5.20 y 5.21)<sup>91</sup>

Por ejemplo, mientras técnicos perforaban un pozo de 4,000 m en 100 días en uno de 6,000 m invertían 300 días. Evidentemente la diferencia de perforar en continente terrestre sería diferente de continente marino, porque cambiarían los criterios de transporte, comunicación, y apoyo para la movilización de maquinaria y materiales de equipo. Así como mayor tiempo en la terminación de pozos debido a la complejidad geológica del terreno y, condiciones climatológicas adversas.

Estos resultados descubrieron 144 campos petroleros (ver 5.6) cifra más alta en toda la historia petrolera, 93 de aceite y el resto de gas natural. Lo que reflejó un notable incremento de reservas habiendo dos periodos uno cuando la reserva pasa de 16,002 MMB en 1977 a 40,194 MMB en 1978 cifra que significó un incremento de 151% en términos porcentuales, después en 1978-1982 las

<sup>88</sup> Pemex, Informe del director general de Pemex, México 18 de mayo de 1977.

<sup>89</sup> Sergio Aníbal López Cortés R., "Adelantos en el sector petrolero de México de 1970-1988", p. 57, CUIAL, S. 1988.

<sup>90</sup> Pemex, México 1979.

<sup>91</sup> Pemex, México 1988 y 1979.

reservas crecieron 79% cifra que aumento el índice R/P de 30 a 52 años, y convirtió a México en un país exportador de petróleo aumentado por ello la producción anual que paso de 7% en 1976 a 14.4% en 1982 (gráfica 5.7, 5.8) es decir de 533 MMB a 1,372 MMB. En dicho sexenio Pemex terminó la instalación de la primera plataforma marina con la cual haría el desarrollo de los campos del golfo de campeche. Pudiendo aumentar las reservas a 72,008 MMB en 1982. Destaca el complejo Cantarell,<sup>92</sup>

El No de equipos de perforación para desarrollo creció 51% respecto del anterior periodo (gráfica 5.13). Con inversión privada de 26%; pese a este aumento en equipo la cantidad de pozos perforados disminuyó 8.3% equivalentes a 153 pozos menos respecto del periodo anterior (gráfica 5.15). Perforándose 4,851 km, cifra que significó incremento de 10% comparado con el sexenio anterior. El éxito en la perforación de Pemex fue de 81% y de 89.6% en contratistas, manteniéndose la profundidad promedio de 2,865 metros cifra que incrementó 18% más respecto al periodo anterior cabe mencionar que en 1981 se rebasa la profundidad de 3,200 metros; en la plataforma continental del Golfo de México. Frente a campeche y corresponden a dos estructuras de considerables dimensiones que, de acuerdo con información geofísica exploratoria y de pozos, muy probablemente quedan en la plataforma cretácica que viene de la cuenca del Papaloapan pasando por el área de Reforma, para internarse en la Sonda de Campeche bordeando la Península de Yucatán.<sup>93</sup>

1983-1988 En el contexto de la crisis y reestructuración financiera interna así como por la saturación del mercado internacional del crudo. La política de exploración en Pemex se volvió moderada<sup>94</sup>, esta se oriento al descubrimiento de campos y evaluación de áreas con posibilidades petroleras que mantuvieran una reserva segura y definida, renovable, en medida de la producción.<sup>95</sup>

La perforación exploratoria se desaceleró y decayó el éxito<sup>96</sup> (gráfica 5.10 y 5.12). Esta tendencia significó que para nuevos descubrimientos, perforarían profundidades mayores o de difícil acceso (ver 5.20 y 5.21). La actividad de las brigadas de Pemex decayeron, y los estudios de gabinete se incrementaron mas que los de campo; en 1983 los primeros crecieron 7.5% respecto de 1982 y los segundos disminuyeron 29%.<sup>97</sup> El No. De equipos de exploración crece 13% que representa 80.6 equipos por año 10 más que en el periodo anterior con inversión privada de 13% y perforarán 324 pozos exploratorios es decir 27 menos que en el periodo anterior con inversión privada de 11.7%.

Resulta difícil interpretar como, con mayor número de equipo de perforación exploratoria, se perforan menos pozos, (gráfica 5.9). Esta tendencia ocurre sobre todo en el periodo de 1971-1988, periodo en el que empieza prácticamente la perforación debajo de 3,000 m cabe señalar que principalmente esta profundidad fue desarrollada por contratistas y no por Pemex, quien en general no rebasó en promedio más 2,600 metros hasta solo después de 1984; (gráfica 5.20 y 5.21) inclusive llega a superar los 5,000 metros pero solo ocasionalmente. El éxito de esta perforación exploratoria fue de 34% en Pemex y 16.7% en contratistas, los cuales señalan que desde 1982 perforaron por debajo de 5000 metros y que sin embargo llegaron a promediar perforando 5,725 metros, en 1985. Esto indica que la estrategia de Pemex radicó en asignar las zonas de difícil perforación a contratistas. Lo que podría resultar peligroso si se considera que se genera una dependencia ya no de tecnología sino de servicio, lo que se traduce en menor participación de los técnicos de Pemex y por tanto debilitamiento

<sup>92</sup> Pemex, Memoria de Labores 1978, pp 2-3

<sup>93</sup> Pemex, Memoria de Labores 1977, pp 10-11

<sup>94</sup> Pemex, Memoria de labores varios años

<sup>95</sup> Pemex, Informe de Labores 1985-1986 P. 3-13

<sup>96</sup> Pemex, Memoria de Labores 1985 y Anuario Estadístico 1985, P. 13-14 y 15

<sup>97</sup> Pemex, Memoria de Labores 1983-1984-1985

en la paraestatal; impulsando a depender en el futuro irremediablemente de estos servicios para campos petroleros no convencionales. Lamentablemente esta tendencia parece continuar en los dos sexenios siguientes y la situación se complica por el hecho de que los últimos anuarios no tienen información disponible sobre actividades de perforación exploratoria ni del número de brigadas tanto geológicas y geofísicas, así como de la participación de capital privado, lo que lleva al desconocimiento de la gente común sobre lo que está realizando la paraestatal en estas actividades.

Los equipos de perforación para desarrollo bajaron 33% pasando de 770 a 579 en el sexenio anterior, con inversión privada de 27% llegando incluso a 35%. Esta tendencia de asesoría técnica para hacer producir zonas difíciles de tratar geológicamente como por ejemplo, las obras que se realizan al campo Cantarell<sup>98</sup> para mantener la presión de fondo e incrementar el índice de recuperación, son técnicas que no domina México, lo que se traduce en adquirir servicios a costos elevados con empresas transnacionales. Los equipos de perforación para desarrollo perforaron 965 pozos lo que significó decrecimiento de 43% respecto al anterior sexenio, el éxito fue de 84% en Pemex y 62% en contratistas quienes participaron con 29% (gráfica 5.16). En dicho período, Pemex perforó 1,366 kms que representaron 6% menos que el sexenio anterior. Así en 1988 había en la Sonda de Campeche 25 plataformas fijas de perforación, de las cuales 23 se dedicaban a la perforación de pozos

La exploración logró 49 campos de producción, 38 de aceite y 11 de gas natural, estos descubrimientos incrementaron las reservas hasta 72,500 MMB cifra nunca antes alcanzada por Pemex, en 1983. Y a partir de dicho año inicio una caída constante y progresiva de las reservas equivalente a -11.6% porque alcanzó, los otros 2 sexenios en el período 1983-2000, lo que hizo descender las reservas de 54 años a 38, siendo una constante la producción anual que hizo bajar el índice sexenal (gráfica 5.4, 5.3).

1989-1994 En este período los anuarios estadísticos no tienen datos disponibles sobre la profundidad y número de brigadas que operan en Pemex. Sin embargo, por el número de pozos de exploración y de desarrollo registrados, es posible que la exploración haya disminuido más de 100% respecto a su período anterior. Considerando nuevamente el índice de eficiencia exploratoria este tiene comportamiento decreciente dentro de la 2ª curva asintótica (gráfica 5.25), que perdura hasta 1992. sin embargo, en 1993 inicia un tercer periodo o curva de igual tendencia asintótica que sugiere en dicho año se incrementó la eficiencia exploratoria lo cual se refleja por el número de éxitos obtenidos en la perforación tanto exploratoria como de desarrollo (gráfica 5.12 y 5.16) Aumentando a su vez el número de yacimientos quedando en 8 más que el sexenio anterior es decir 57 (lo cual no es una regla de que a mayor eficiencia mas campos). Sin embargo, esta tercera curva pese al aumento del esfuerzo exploratorio que inició en 1985 ha seguido bajando, lo que en parte se refleja en el número de campos descubiertos del actual sexenio 1994-1998 que suman 4 en total. Este hecho parece sugerir; será difícil aumentar el volumen de hidrocarburos pero no de reservas, aunque es

difícil estimar en este momento el factor de recuperación, el cual dependerá en esencia de los factores geológicos inherentes al yacimiento y de la explotación<sup>98</sup> (gráfica 5.6 y 5.27)

Los equipos de perforación exploratoria decrecieron 102% lo que significó, 35 equipos en promedio anual comparado con 96 del período anterior; lo que permitió perforar 194 pozos de exploración a razón de 32 por año, cifra que refleja una disminución de 60% en el No. de pozos respecto al sexenio anterior que fue de 3,245 pozos. En total dichos pozos tuvieron éxito de 44%, porcentaje que no precisa si la perforación fue realizada por Pemex o por contratista aunque es notorio el éxito

<sup>98</sup> Por ejemplo, el proyecto Cantarell no ha dado los resultados esperados, inicialmente Pemex que a veces en el campo de Cantarell se perfora pozos de desarrollo y a veces se perfora pozos de exploración, pero en el futuro se espera que el campo de Cantarell sea un campo de desarrollo y no de exploración. (véase el capítulo 2.12)

alcanzado en esta actividad altamente riesgosa por la incertidumbre de encontrar hidrocarburos. No hay datos sobre la perforación alcanzada y de si se está realizando en mar o en tierra, pero por la tendencia observada en la tabla HM-2000, es posible que la media señale entre 5500 y 6500 metros de profundidad lo que cobra importancia por que dicha profundidad teórica en México no podría ser desarrollada por la paraestatal; la cuál señala que si bien puede perforar hasta 4500 m pero no mas abajo..... y si son en mar son más difíciles, es notable el éxito alcanzado, lo que sugiere mayor cuidado al decidir la perforación, (gráfica 5.12).

Los equipos para pozos de desarrollo fueron de 38 por año es decir 155% menos que el sexenio anterior, Pemex perforo 450 pozos de desarrollo en promedio anual de 75 comparado con 160 pozos del periodo anterior, los kilómetros perforados fueron 2,278 kms, a razón de 380 por año. No está disponible la profundidad de perforación (gráf. 5.20 y 5.21) pero es posible haya aumentado la media a 3,800 metros considerando la media de producción y un desfaseamiento teórico entre la profundidad de exploración y de desarrollo. El éxito de perforación de desarrollo fue de 88.45% cifra notable, sobre el buen desempeño de esta actividad. Lo que dio como resultado final 57 campos productores; 33 de aceite y 24 de gas natural cifra insuficiente para revertir la tendencia a la baja de las reservas que en dicho sexenio fue de 0.64%; pasando de 67,000 MMB en 1989 a 64,516 MMB en 1994, lo que disminuyó el índice R/P de 53 a 48 años, esto como consecuencia del aumento de la producción que creció 0.93% es decir de 1,258 MMB en 1989 a 1,320 MMB en 1994, (gráfica 5.2, 5.4).

1995-2000 No es disponible el No De brigadas, equipos y profundidad alcanzada. Del esfuerzo y eficiencia exploratoria; se interpreta que la exploración, quede en la 3ª curva asintótica y parece que así seguirá, podría preverse que disminuirá la exploración pero aumentará el desarrollo de campos. Es probable que aumente el esfuerzo exploratorio a través de la perforación de pozos pero difícilmente, se incrementará el volumen de reservas; actualmente auditadas<sup>99</sup> y estimadas en 278,851 MMB (incluye reservas: probadas, posibles y potenciales). Teóricamente no existen descubrimientos que agreguen nuevos volúmenes de hidrocarburos, y como puede apreciarse esto "limita su uso y muestra un escenario conservador de la vida productiva de las reservas". Un hecho significativo que menoscaba la disponibilidad de la riqueza de hidrocarburos es que el monto contabilizado de petróleo esta compuesto primordialmente de crudo pesado, lo cual significa que es el que menos demanda tiene en los mercados consumidores, lo cual es probable empuje a Pemex a explorar y localizar, a un ritmo similar al del pasado, nuevos campos de crudo ligero. Esta posibilidad parece más fuerte si se considera la declinación de la producción por pozo en ciertos años, e incluso que un porcentaje importante de los recursos (Chicontepec) son de difícil y costosa extracción<sup>100</sup>

A la mitad del sexenio son 10 equipos para perforación exploratoria en promedio por año hasta 1998. La cifra más baja después de la nacionalización. Los pozos exploratorios suman 54 a 1998 con éxito de 63% en el periodo 1995-1998 y la relación entre pozos exploratorios y pozos de desarrollo fue 1-10 la cifra más distante en toda la historia petrolera mexicana y que refuerza la gráfica teórica de que en México en este momento y en el futuro se verá más el desarrollo de campos descubiertos, que la exploración propiamente. Con profundidad promedio teórica de 5,500 y 6,000 metros considerando un desfase de la relación de profundidad pozo exploratorio-desarrollo (gráfica 5.23, 5.24).

El No De equipos para perforación de desarrollo descendió 28% respecto al periodo anterior en 1998 y representó 177 equipos que permitieron perforar 528 pozos de desarrollo lo que significa un incremento de 17% con éxito de 93.82% cifra superior a todos los periodos sexeniales, perforados.

<sup>99</sup> Pemex, Memoria del Sector 1999

<sup>100</sup> "El crudo. Soberanía, Exploración, Reservas y Producción", Pemex 1976-1985, vol. exploración, 1986, p. 10

2,104 kms, y profundidad de desarrollo de 3,670 metros en promedio pero es posible que la perforación de desarrollo llegue a 4,300 m

La exploración concluyó 4 campos productores en el período 1995-1998 todos de aceite y que significa el no de campos descubiertos más bajo después de la nacionalización, dicha cifra podría considerarse preocupante porque pese al volumen in-situ de hidrocarburos sigue la tendencia a la baja en las reservas petroleras que se ubican en 1995 en 63,220 MMB y pasan a 58,204 MMB en el año 2000 reduciendo el índice R/P a 38 años en 1998, como resultado del incremento en la producción anual que es de 1,548 MMB en 1998 cifra equivalente con las reservas probadas que habían en 1944. La cifra podría crecer si se considera el aumento de la población mundial lo que llevaría al incremento de exportaciones y demanda interna de energéticos, panorama que es inminente porque no se refleja en el corto tiempo la sustitución de hidrocarburos por otro energético,... pese a los métodos de ahorro de energía y uso de fuentes alternas de energía (Cap. I, 1.A y Cap. III, 3.A). Sin considerar posibles conflictos bélicos internacionales principalmente en Medio Oriente<sup>102</sup>

De la tabla HM-2000, se ve que el No. De pozos creció cerca de 4,186 en promedio anual en el período 1971-1976 con producción promedio anual de 244 bls/día durante el sexenio, sin embargo en el periodo 1994-2000 creció 11% el no de pozos, para quedar en finalmente en 4,650 cifra casi similar al anterior período; con la diferencia que la producción promedio por pozo se incremento 247% para ubicarse en 851 B/D en promedio anual por sexenio, sin olvidar que la cifra mayor de producción por pozo en Pemex llegó a 938 B/D en 1998, (gráfica 5.7 y 5.8).

Ante el reto de perforar a mayor profundidad; Pemex hasta ahora ha coordinado sus servicios y proveedores. Sin embargo; las transformaciones de apertura y liberalización en la industria petrolera internacional colocan a Pemex en situación vulnerable y frágil que se explica por<sup>103</sup>: Situarse en la vanguardia petrolera, apostando un acceso abierto a la tecnología mundial. Los servicios y equipos, Pemex debe adquirirlos en el exterior en condiciones más onerosas<sup>104</sup> que otras compañías. El resultado; es que la exploración y explotación toma más tiempo y es más costosa que en otras partes del continente. El proyecto histórico de Pemex en alcanzar la autonomía, incluso tecnológica, ya no está en la orden del día, pero una fuerte dependencia de la tecnología exterior como la actual no representa necesariamente la solución más adecuada<sup>105</sup>.

El marco fiscal de Pemex y su propio funcionamiento no le aseguran capacidad de autofinanciamiento, de donde surgen aspectos como; mínima capacidad para enfrentar programas de expansión y debilidad para tener rentabilidad industrial. Si una gran parte de su "rendimiento bruto" proviene de Pemex Exploración y Producción, ello se debe a la renta petrolera. Una empresa petrolera moderna no puede hacer descansar su estrategia en la captación y utilización de ingresos rentistas producto de ventajas geológicas muchas veces.<sup>106</sup> Otra que proviene de dos visiones: Una ve a Pemex como instrumento para desarrollar la riqueza del país y sus capacidades industriales-tecnológicas y otra, que ve en ella actores capaces de adoptar comportamientos independientes para perseguir objetivos propios y el, incremento de su poder por medio de estrategias que no correspondan necesariamente a los intereses del país. En este dilema la paraestatal deberá resolver

<sup>102</sup> Murray Alan., El Terrorismo no afecta a la Economía Mundial, I dit Periódico Reforma p-28-A, 16 / Octubre / 2000

<sup>103</sup> De la Vega Navarro Angel, La evolución del componente petrolero en el desarrollo y la transición de México, I dit, PUE, p. v-p- UNAM, 1999

<sup>104</sup> Coy Peter, McWilliams Gary y Rossant John, Lubrican a bajo costo los engranes del mundo, op - 16A. Periódico Reforma México D.F., 27 de octubre de 1997, este artículo señala que British -Borneo Petroleum planea lanzar una plataforma de producción de muy bajo costo por ser la menor una plataforma flotante sujeta al fondo del océano que costará 85 mil millones y produce 35 mil B/D que en contraste con la plataforma marina de aguas profundas de Shell en el Golfo de México costó 1200 mil millones en 1993 y produce 46 mil B/D

<sup>105</sup> Coy Peter, La Evolución del componente (varias paginas) 1999

<sup>106</sup> Informe del 18 de mayo de 1998, Dirección General de Pemex

## Cap. V.- CONCLUSIONES.

El sector energético de México, consumió 89.6% de hidrocarburos en 1997, dicho valor es de tendencia histórica parecida, condición que podría ser peligrosa para México si se considera la oferta y diversificación energética de otros países. Tan sólo el sector eléctrico representa 4.7 % dentro del balance nacional de energía en 1997 generados por fuentes que no son hidrocarburos. De la energía producida en México el 31% no fue utilizada en el país por diferentes razones (anexo II tabla 2) por ello sería bueno que la política energética modificara los patrones de consumo y aumentará la eficiencia energética. En parte, los problemas del sector energético son producto del crecimiento de la población y no hay a la vista un energético sustituto de hidrocarburos; no en el corto plazo, no lo han sido la energía nuclear, del viento, sol, mar o biomasa, dichas fuentes de energía no constituyen al año 2000 una fuente de abasto significativa y no aseguran en el futuro una transición energética tranquila, porque se ignora hasta donde dichas fuentes sean garantía en el abastecimiento de grandes consumos de energía nacional. Por ello la exploración geofísica y geológica resulta importante en el sentido que esta actividad confirma y descubre los yacimientos petroleros del país.

La exploración, en el caso de la industria eléctrica; disminuirá si se lleva a cabo el plan de expansión eléctrica 1997-2006 siendo previsible que no se vea impulsada dicha actividad para encontrar carbón y uranio, además no se construirán centrales Carboeléctricas o nucleoelectricas en el mismo periodo.

Se observó que el petróleo es en gran medida la seguridad económica, industrial y de defensa militar de los países desarrollados. Baste citar que el desarrollo económico, tiene paralelismo con el PIB energético y que al verse afectado este índice se puede caer en crisis económicas (anexo I cuadro  $\phi$ .3)

Las compañías petroleras estatales a escala mundial dominan las reservas y producción y, su relación R/P va en declive. En México hacia 1998 Pemex tiene sobreexplotación y agotamiento de yacimientos porque no está reconstituyendo las reservas probadas de hidrocarburos, las cuales vienen declinando desde hace 17 años (gráficas 5.2, 5.7, 5.8), dicho organismo señala no dispone inversiones suficientes para recuperar el ritmo de exploración aunando a ello carencias tecnológicas que reducen las posibilidades de tener una empresa petrolera sólida. En este trabajo no se logró definir con precisión un posible punto de equilibrio entre la perforación exploratoria y de desarrollo que permita establecer una constante en la relación R/P y por tanto establecer el mejor método de explotación

En México, la exploración es prácticamente nula en los primeros nueve años a partir de la expropiación, pero en general crece hasta 1982 que es el año cuando empiezan a declinar dichas actividades (gráficas 5.22, 5.23 y 5.24), después en 1989 no se conocen datos sobre los grupos de geología y geofísica ni si los que trabajan pertenecen a Pemex o contratistas. La exploración de geología superficial dominó desde 1938 hasta 1988 sobre la geología de subsuelo. En geofísica (gráfica 5.24) la técnica que más se utilizó fue la sismología que dominó sobre la gravimetría la cuál a su vez ha participado más que la magnetometría, y otros métodos (al año 1990 el 34% de Geofísicos egresados de la UNAM se ha orientado a la industria petrolera pero al sector energético lo es el 44%).

En perforación de pozos exploratorios su gráfica es una curva normal (gráfica 5.10), siendo el periodo de mayor perforación en el sexenio 1965-1970 y los puntos mínimos se registran en el inicio de la expropiación petrolera y al final de este sexenio. Los kilómetros perforados son variados, sin embargo pueden apreciarse dos periodos. Uno, de 1938-1969 donde no se rebasan los 400 kms de perforación y otro de 1966-1988 donde la norma de perforación declina hasta 105 kms, para después en el periodo 1989-1998, ascender a más de 740 kms (gráfica 5.11). Con éxito promedio de 31% en el periodo 1938-1998. Los equipos en operación tienen un comportamiento similar al de la perforación.

En la profundidad alcanzada se identifican tres periodos; en 1938 la perforación no rebasa 1,000 metros poco después se mantiene en promedio a 2,000 metros en el periodo 1947-1969, posteriormente, perforan a 3,200 metros en el periodo 1971-1982; finalmente la profundidad se mantiene en promedio en 4,600 metros, sin embargo; en los dos últimos sexenios (1988-2000) no se conoce la profundidad que se perfora, aunque es posible que la perforación como norma se encuentre en 6,000 y 6,500 metros lo cual de confirmarse, sería preocupante porque Pemex enfrentaría retos técnicos mayores y es probable que no disponga de tecnología propia para atacar esas profundidades, lo que sugiere (y se comprueba a partir del P.N.D 1994-2000) que la paraestatal está licitando estas obras (gráfica 5.21). La perforación exploratoria confirmó 30 campos en 1938 los cuales ascendieron a 324 en 1998, siendo notorio que la mayoría son de aceite (gráfica 5.6), y en el último sexenio solo se descubrieron 4 campos, lo cual refleja que la exploración estuvo en el olvido con consecuencias evidentes, como la del encarecimiento de gas natural particularmente en la franja norte del país.

En perforación de desarrollo su gráfica da una curva normal suavizada con tendencia a la derecha, los puntos mínimos se ubican al principio de la exploración y al final del año 1998 (gráfica 5.13), algo similar ocurre con la perforación de desarrollo, la cual en suma reporta un éxito promedio de 73% de 1948 a 1988 (gráfica 5.16). Es notorio el éxito mayor de 90% en los últimos años aunque contrasta con la disminución de pozos perforados. Los kilómetros perforados tienen tendencia creciente que forma gráficamente una silla de montar siendo notorio que los kms perforados llegaron a 7,707 kms, y contrasta con 2,778 kms perforados en exploración (gráfica 5.15 y 5.11).

La profundidad en pozos de desarrollo, en general pasa por ciclos que se mantienen de 1 a 2 kms en el periodo 1938-1956 y de 2 a 3 kms en el periodo 1956-1984; después de 1984 la profundidad crece hasta llegar a cerca de 4 kms. Es notorio que los contratistas perforan como norma siempre abajo de 4 y 5 mil metros incluso llegan a seis mil metros en cambio Pemex difícilmente llega a 3,500 metros lo cual sugiere, falta infraestructura tecnológica para perforar pozos exploratorios y de desarrollo, abajo del promedio alcanzado por el mismo organismo (gráficas 5.10, 5.14, 5.20 y 5.21).

Actualmente Pemex enfrenta dos tipos de exigencias por un lado la despolitización de la estatal para que adopte comportamientos semejantes a los de una empresa moderna, privilegiando lógicas y criterios económicos independientes que persigan objetivos propios que incrementen su poder por medio de estrategias que no correspondan necesariamente con las prioridades del país y, por el otro, la exigencia para que continúe como instrumento de la política gubernamental y de los intereses que surgen en su elaboración viendo al organismo como instrumento para desarrollar la riqueza del país y sus capacidades industriales y tecnológicas.

Ante el dinamismo de los mercados internacionales y de las fusiones de compañías transnacionales, las petroleras estatales requieren nuevos esquemas institucionales y reglamentarios. Es probable que México en este proceso de transformación sea vulnerable a políticas petroleras de mayor apertura, liberalización y competencia.

Es posible que la solución para que Pemex pueda salir de esta serie de adversidades técnicas, radica en las posibilidades que disponga la paraestatal para mejorar dos necesidades fundamentales: Fortalecer los conocimientos y actividades en ciencias de la tierra, particularmente, exploración-producción Así como menor fiscalización a Pemex y ampliación de inversiones en exploración y producción. Finalmente, ante la demanda constante de energéticos en México y los retos que significa el crecimiento económico e industrial del país, se le ordena que el Gobierno Federal de la República en el Plan Nacional de Desarrollo, considere a los Clusters de la Tierra en un planeamiento de decisiones más amplio (capítulo III, Sección 2.1.1, 2.1.2 pp. 67, 75 (párrafo 3º), 81).

## CONTRIBUCIONES DE ESTE TRABAJO.

Describe en forma simple todas las fuentes energéticas que se dispone en el país al año 1996.

Es el primer trabajo de tesis en la carrera de Ingeniero Geofísico dentro de la Facultad de Ingeniería de la UNAM; que trató de identificar y establecer los vínculos entre el sector energético y la exploración.

Constituye un análisis de 60 años de eventos técnicos y económicos en la vida petrolera de México. Destaca que Pemex al año 1998 presenta cifras que sugieren sobreexplotación y agotamiento de recursos petroleros.

Apoya a las Ciencias de la Tierra, la cual por medio de la actividad exploratoria geológica-geofísica, constituye el único camino para confirmar nuevos yacimientos de hidrocarburos.

Ofrece un claro panorama sobre el desarrollo de Pemex en cuanto a evolución de campos petroleros, reservas y producción de hidrocarburos. Hace énfasis en la actividad exploratoria y en sus diferentes variantes que convergen finalmente en la perforación de pozos de exploración y de desarrollo.

Propone, un punto de equilibrio en la relación pozos exploratorios a pozos de desarrollo. Aunque en términos reales este depende más de la geología del yacimiento que de factores sociales. Razones que en parte impiden establecerlo con precisión por el hecho de precisar más información. Pero que de confirmarse, teóricamente significaría establecer un mejor método de explotación de Hidrocarburos que en el mejor de los casos, reflejaría el carácter finito de los mismos y por ello solo alargar o acortar el índice R/P de las reservas probadas nacionales

No resulta fácil establecer los posibles vínculos entre el sector energético, el esfuerzo y eficiencia exploratoria; por el hecho de que estos dependen más del sistema político del país y de la economía que maneje el mismo. Aunque resulta preciso señalar que un claro factor que ayuda a comprender este proceso es el consumo per cápita de energía de cada país entre otras variables que requieren más conocimientos propios de la ingeniería energética

Se propone establecer una base de fundamentos, antecedentes e índices que sustenten nuevos estudios que a su vez expliquen las relaciones y el impacto de la exploración geofísica-geológica con el sector energético particularmente en lo que respecta a esfuerzo y eficiencia Exploratoria

# ANEXO

## I. SIGLAS Y FACTORES.

### SIGLAS

M	=	Mil	=	$10^3$	G	=	Giga	=	$10^9$
MM	=	Millones	=	$10^6$	T	=	Tera	=	$10^{12}$
MMM	=	Miles de millones	=	$10^9$	P	=	Peta	=	$10^{15}$
					E	=	Exa	=	$10^{18}$
b	=	Barril							
j	=	Joule.							
ton	=	Tonelada.							
cal.	=	Caloría.							
pce	=	Petróleo crudo equivalente							
bpce	=	Barriles de petróleo crudo equivalente.							
tpce	=	Toneladas de petróleo crudo equivalente.							
tce	=	Toneladas de carbón equivalente.							
AIE	=	Agencia Internacional de Energía							
BANCOMEXT	=	Banco Mexicano de Comercio Exterior							
C.F.E	=	Comisión Federal de Electricidad.							
CRE	=	Comisión Reguladora de Energía.							
CRM	=	Consejo de Recursos Minerales							
CONAE	=	Comisión Nacional Para el Ahorro de Energía							
CAMIMEX	=	Cámara Minera Mexicana							
FMI	=	Fondo Monetario Internacional							
GAN	=	Grupo Acerero del Norte							
I I E	=	Instituto de Investigaciones Eléctricas							
ICA	=	Ingenieros Civiles Asociados							
MGI	=	Mex-Gas Incorporated							
MICARE	=	Minera Carbonífera de Río Escondido							
NAFINSA	=	Nacional Financiera							
ONU	=	Organización de Naciones Unidas							
OLADE	=	Organización Latinoamericana de Energía							
OCDE	=	Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico							
PMI	=	Petróleos Mexicanos Internacional							
PEP	=	Pemex Exploración - Producción							
PEMEX	=	Petróleos Mexicanos							
SE	=	Secretaría de Energía							
SEN	=	Sistema Eléctrico Nacional							
SUTERM	=	Sindicato de trabajadores Eléctricos de la República Mexicana							
SEDESOL	=	Secretaría de Desarrollo Social							
SAEMSA	=	Servicios Aéreos Especializados S A de C V Filial de Proeza							
T.L.C	=	Tratado de Libre Comercio							
TMM	=	Transportación Marítima Mexicana							
WB	=	World Bank (Banco Mundial)							

## FACTORES DE CONVERSION <sup>4</sup>

1 Barril	=	158.97 litros
1 Barril de aceite crudo	=	5,000 pies <sup>3</sup> de gas natural*
1 Barril de aceite crudo	=	0.136 tpce* o 5,811 megajoules
1 BTU	=	251.996 cal.
1 BTU	=	1,054.886 joules
1 Caloría	=	4.18605 joules
1 Joule	=	0.23888 cal.
1 m	=	3.280833 pies
1 m <sup>3</sup>	=	6.2897 barriles
1 m <sup>3</sup>	=	35.31467 pies <sup>3</sup>
1,000 m <sup>3</sup> de gas natural	=	36 G j*
1,000 m <sup>3</sup> de gas natural	=	0.857 tpce*
1 pie	=	0.3048006096 m
1 pie <sup>3</sup>	=	0.028317016 m <sup>3</sup>
1 tpce	=	10,032 10 <sup>6</sup> cal
1 tpce	=	42 G j* ó 43 Millones de BTU
1 tpce	=	7.35294 bpce
1 tpce	=	1.47 tce*
1 tpce	=	1.5 Toneladas de carbón *, (Bituminoso / Antracita).
1 tpce	=	3.0 Toneladas de carbón*(Lignito)
1 watt hora	=	860 calorías = 3600 joule = 3.413 Btu = 0.86 millonésima de tce

\* Equivalencias Caloríficas

<sup>4</sup> Compendio de Información del Sector Energético Mexicano 1999, P. 11. Anexo I y II NAM  
 Los precios en el mercado de gas a nivel 1997-2006, pp. 19-59. Secretaría de Energía. También se usó el que tiene en su sitio web: <http://www.energetica.com.mx>



INDICADORES GENERALES DEL SECTOR ENERGÍA

INDICADORES ENERGÉTICOS Y ECONÓMICOS

AÑO	Cambio	INDICADORES GENERALES DEL SECTOR ENERGÍA										INDICADORES ENERGÉTICOS Y ECONÓMICOS												
		Consumo Total		Consumo No Energético		Consumo Energético		Residencial, Comercial y Público		Transporte		Agrícola		Industrial y Minera		Exportación	Importación	PIB Nacional	Población	Elasticidad	Consumo			
		Petajouls	%	Petajouls	%	Petajouls	%	Petajouls	%	Petajouls	%	Petajouls	%	Petajouls	%	Petajouls	Petajouls	Millones Pesos de 1993	Millones de Habitantes	Ingreso de Energía	Per Cápita de Energía			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)				
1965	13.12	1387.114	86.98	985.873	71.07	39.615	4.03	946.228	95.97	303.48	30.78	275.102	27.90	41.273	4.18	326.363	33.10	1965	170.906	48.354	1729324.0	41.039		33.8
1966	7.31	1797.183		1053.331		48.571		1014.76		313.542		297.434		42.969		360.815		1966	152.142	67.648	1834746.0	42.385	1.3	35.3
1967	6.9	1535.168		1135.026		56.115		1078.911		320.633		323.852		43.875		390.551		1967	160.652	63.078	1942169.0	43.775	0.4	35.1
1968		1658.736		1205.737		61.231		1141.506		331.412		356.535		45.929		410.63		1968	144.426	66.611	2125185.0	45.211	0.9	36.7
1969	12.3	1853.587		1297.754		72.633		1225.116		339.324		381.939		47.277		456.576		1969	144.994	102.675	2197837.0	46.694	3.4	39.7
1970	2137.29	2742	72.58	1361.61	63.707	76.941	5.65	1284.67	94.35	351.029	25.78	409.746	30.10	48.665	3.57	475.227	34.90	1970	180.272	100.173	23407.51	48.225	0.2	30.9
1971	1.5	1943.831		1410.936		85.672		1325.264		358.716		431.856		47.911		486.781		1971	128.329	140.121	24288.21	49.826	0.01	0.39
1972	2.57	232.521		1527.242		93.918		1133.324		374.264		480.962		51.606		526.492		1972	69.582	206.338	2628684.0	51.48	1.4	0.42
1973	2.7	239.717		1640.56		105.474		1535.086		389.815		525.149		53.941		566.181		1973	56.674	320.926	2835328.0	53.188	1.3	0.45
1974	2.7	2425.270*		1758.005		103.371		1654.634		397.396		576.764		61.577		618.897		1974	75.768	170.338	299991.2	54.954	1	0.46
1975	2.954.34	2823	71.77	1900.15	64.317	123.7	6.51	1776.45	93.49	431.634	23.63	613.592	32.3	70.075	3.68	661.146	34.79	1975	218.969	147.784	31714.04	56.778	0.8	46.6
1976	3.57	2819.919		2037.728		131.426		1903.302		449.011		669.568		73.112		711.611		1976	212.341	79.674	33114.99	58.662	1.5	48.1
1977	5.6	3021.201		2698.058		142.152		1955.906		456.203		711.281		76.388		712.034		1977	450.524	61.436	3423780.00	60.609	2.1	49.8
1978	12.1	3353.833		2324.035		176.1		2147.935		476.238		773.472		81.384		816.841		1978	797.245	94.243	3730446.00	62.621	1.3	53.7
1979		3722.424		2528.145		193.831		2334.314		495.61		876.034		88.265		874.405		1979	1175.86	81.726	402922.31	64.699	1.1	57.5
1980	6.357.06	3450	65.30	4169.07	42.818	211.96	7.79	2510.04	92.21	542.737	19.64	981.508	36.06	95.795	3.52	889.997	32.69	1980	2038.485	75.02	947779.1	66.847	-0.2	62.4
1981	1.2	4567.029		3007.119		274.858		2732.261		560.472		1091.16		98.4		982.234		1981	268.246	42.997	1028743.00	68.164	0.8	65.5
1982		4812.807		3692.818		282.927		2809.891		593.755		1085.71		104.7		1025.73		1982	3489.147	41.221	1023017.00	69.507	-13.9	69.2
1983		4555.929		3015.075		316.495		2728.58		588.283		975.227		90.462		1074.61		1983	3640.302	41.769	987597.30	70.877	1.5	64.3
1984		4519.874		3107.511		347.397		2760.144		604.519		1029.298		90.059		1036.27		1984	3655.413	63.824	1021316.40	72.273	0.4	63.9
1985	5.205.24	3359	66.20	3232.22	38.161	387.26	11.90	2844.96	88.10	622.23	19.87	1040.42	33.18	92.378	2.85	1089.83	33.71	1985	3439.258	114.095	1043818.00	73.697	1.1	64.2
1986		4565.604		3131.232		391.15		2740.082		624.518		1033.92		91.728		989.85		1986	3096.566	135.145	1011278.4	75.149	0.8	61.3
1987	1.3	4825.029		3273.077		403.627		2869.45		643.189		1059.71		98.327		1068.22		1987	3194.316	155.023	1028846.3	76.63	2.7	63
1988	2.1	4598.657		3290.807		412.645		2818.162		651.828		1072.33		102.79		1021.22		1988	3165.75	179.959	1042066.1	78.14	1.2	62.7
1989	3.7	5174.591		3434.288		458.348		2975.94		664.939		1183.66		96.212		1031.13		1989	3015.202	277.24	1085815.1	79.68	1.3	64.9
1990	59.1.717	3150	68.50	5161.03	43.794	365.47	10.33	3169.52	89.67	701.163	19.83	1275.31	36.07	92.577	2.61	1100.46	31.14	1990	3002.313	246.739	1140848	81.25	-0.1	63.5
1991	22.5	5314.055		3673.61		373.081		3300.529		725.499		1360.49		93.874		1120.66		1991	3187.625	347.153	1189017	83.41	0.8	64.1
1992	5.2	5419.711		3747.745		397.185		3350.56		769.681		1372.6		91.21		1117.07		1992	3236.385	455.962	1232162.3	85.628	0.4	63.3
1993	5.43.452	5437.794		3763.089		332.007		3431.082		795.964		1403.33		92.557		1139.23		1993	3263.666	409.748	12561.96	87.433	-0.1	61.9
1994	7.9	5642.579		3973.708		384.069		3589.639		822.936		1474.73		91.048		1203.92		1994	3018.564	457.356	1312200.4	89.276	1	63.2
1995	5156.033	3002	69.98	5487.12	47.08	275.69	7.20	3564.19	92.8	816.12	21.25	1399.08	36.43	93.536	2.43	1255.45	32.69	1995	3012.334	377.396	1230925	91.158	0.4	60.2
1996	2.3	5701.77	68.69	4054.507	45.362	314.552	7.75	3739.935	92.25	846.097	20.86	143.17	35.39	100.88	2.48	1357.81	33.48	1996	3433.01	427.275	1293617.5	93.08	1.5	63.4

Fuente: Secretaría de Energía / Balance Nacional de Energía Varios Años.

UNAM/RE/DMCT/04-2000

Director de Tests: Dr. Mano Ruiz Castellanos

Modifica: Felipe Islas I

TABLA No. 02: ENERGÍA MEXICANA - 2000

## ESPECIFICACIONES DE LA TABLA ENERGÍA MEXICANA - 2000<sup>v</sup>

### (1) Producción Total.-

Es toda la energía extraída del subsuelo, explotada y producción dentro del territorio nacional (Incluye: Carbón, Hidrocarburos, Nucleoeléctrica, Geotermia, Eoloeléctrica, Biomasa).

Oferta total = Producción + Importación - Exportación +/- Variación de Inventarios -No aprovechada

### (2) Energía no Aprovechada.-

Energía que por la disponibilidad técnica y/o económica de su explotación no esta siendo utilizada. Lo más común Crudo derramado y gas natural que se pierde en el proceso de extracción.

### (3) Total Consumo Nacional o Demanda de Energía.-

Se compone por los procesos de transformación, por el consumo del sector energía, por la diferencia estadística, por consumo final total y por las pérdidas por transporte, distribución y almacenamiento.

### (4) Consumo Final Total de Energía.-

Es la energía y materia prima que se destinan a los distintos sectores de la economía. Se divide en consumo final de no energético y consumo final energético.

### (5) Consumo No Energético.-

Se da en los procesos que emplean materia prima para la elaboración de bienes no energéticos; por ejemplo. Petroquímica de Pemex.- Gas Natural y demandas de petróleo que se emplean para elaborar plásticos, solventes, polímeros, etc.

Otras ramas económicas. Bagazo de caña utilizado para fabricar papel, aglomerados, alimentos...

### (6) Consumo Energético.-

Se refiere a combustibles primarios y secundarios utilizados para satisfacer las necesidades de energía de los sectores residencial, comercial y público, industrial, agrícola, y transporte es decir para las referencias 7,8,9,10. (capítulo III, sección 3.A)

(11) Exportación.- Es la cantidad de energía primaria y secundaria que el país destina al exterior.

(12) Importación.- Incluye las fuentes primaria y secundaria de energía localizadas fuera de las fronteras, pero que se ingresan al país para formar parte de la oferta total de energía.

(13) PIB Nacional (Millones de pesos de 1993).-

La fuente oficial de estas cifras es el Sistema de Cuentas Nacionales de México, Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática. Para el período 1965-1979 se considera 1980 como el año base y se expresa en miles de nuevos pesos, para el período 1980-1996 se expresa en millones de pesos de 1993.

(14) Elasticidad Ingreso de Energía.-

$$\text{Elasticidad} = \frac{\Delta(\text{CNE})_f / (\text{CNE})_j}{\Delta(\text{PIB})_f / (\text{PIB})_j}$$

CNE: Consumo Nacional de Energía.

## Definición de regiones mundiales Según A.J.E (1998)

OECD. , Europa.

Comprende 21 países. Que son:

Austria, Bélgica, República Checa, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Islandia, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Holanda, Noruega, Portugal, España, Suiza, Suecia, Turquía e Inglaterra.

OECD., Norte América.

Estados Unidos de América, Canadá, no se incluye México aunque geográficamente si pertenece.

OECD., Europa.

Japón, Australia, Nueva Zelanda, República de Corea,

Economías en Transición.

Son países no OECD de Europa, como son: Albania, Bulgaria, Rumania, República de Eslovaquia, Yugoslavia. Comprende algunos países como Armenia, Azerbaijan, Bielorusia, Estonia, Georgia, Kazakhstan, Kyrgyzstan, Latvia, Lituania, Moldova, Russia, Tajikistan, Turmeinistan, Ucrania, y Uzbekistan, Polonia.

China y Honkong.

Este de Asia.

Incluye Brunei, República de Corea, Indonesia, Malasia, Filipinas, Singapur, Taipei, China, Tailandia, Vietnam, Islas Fiji, Polinesia Francesa, Kiriati, Maldives, Nueva caledonia, Papua, Nueva Guinea, Samoa, Islas Salomon, Vanuatsu, Afghanistan, Bhutan, Islas Felices, Pacíficas, Wake, Ecooks, Cambodia, Laos, Macao, Mongolia, Nauru, Niue, Timor Oriental, Tonga.

Sur de Asia

India, Pakistán, Bangladesh, Sri Lanka, Nepal.

Latino América.

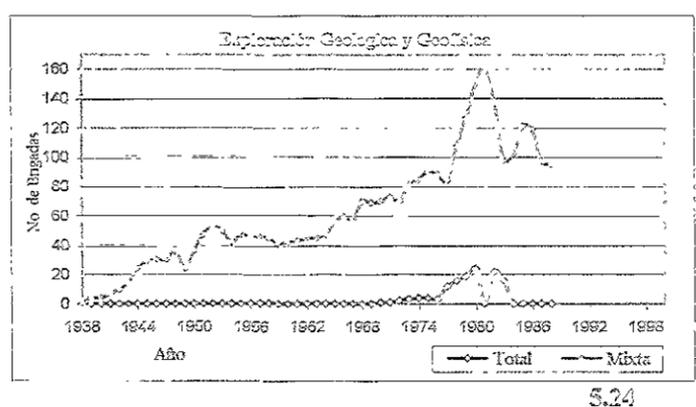
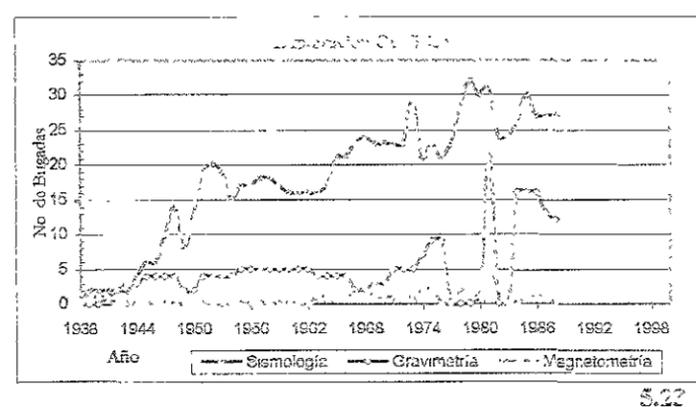
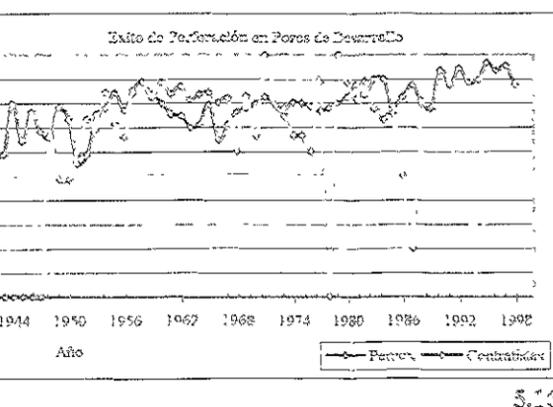
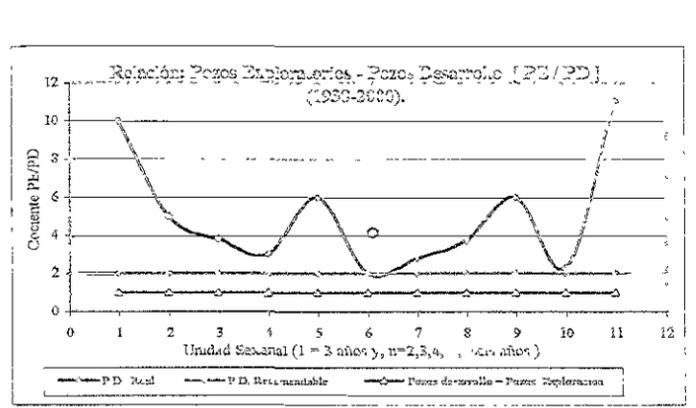
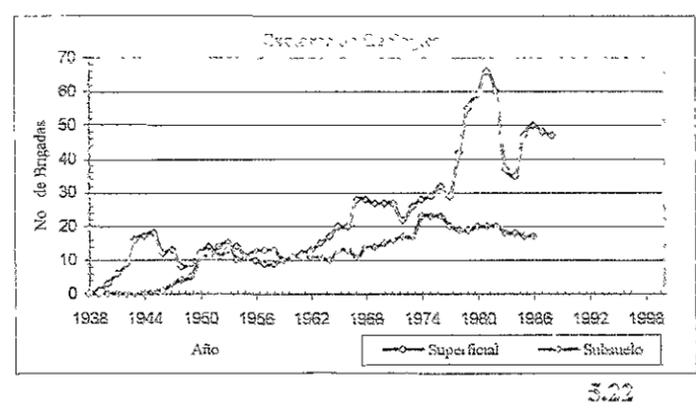
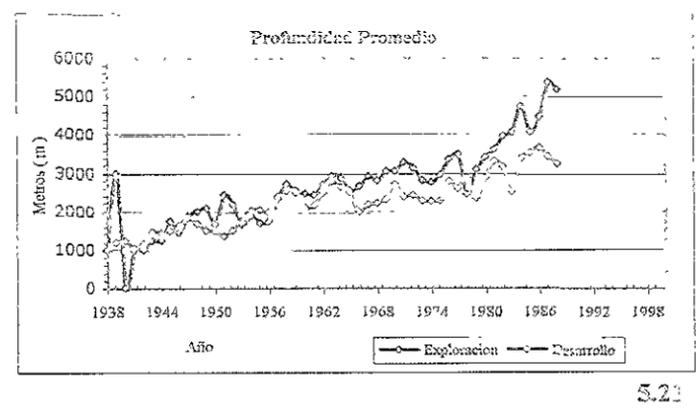
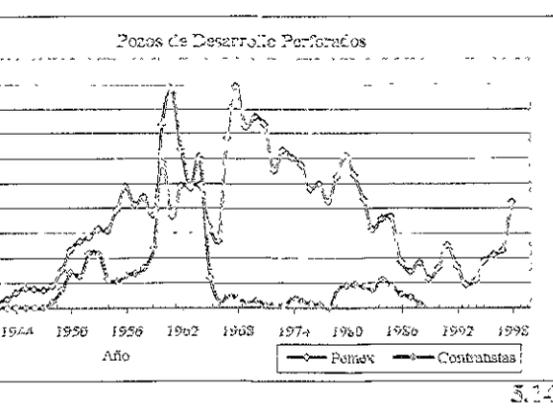
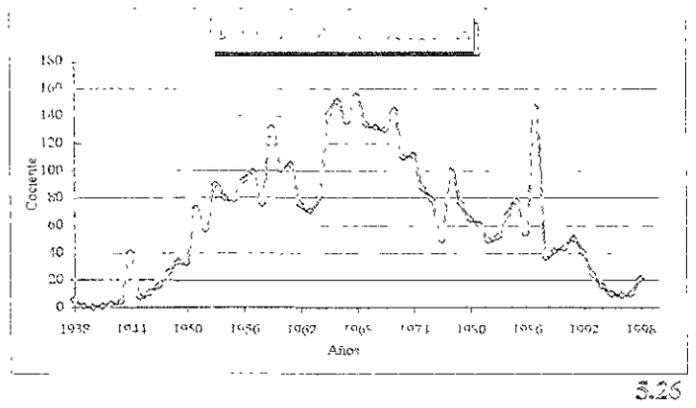
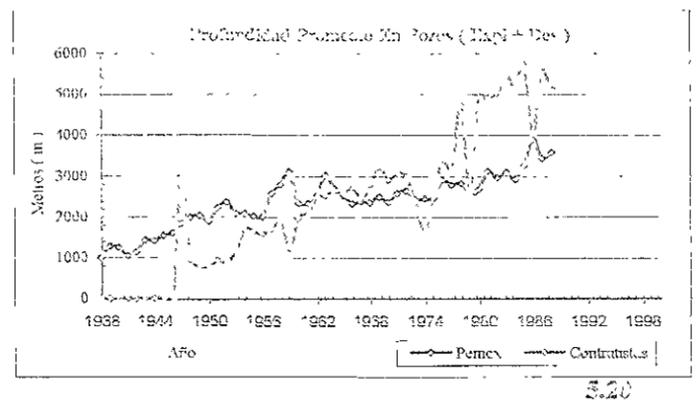
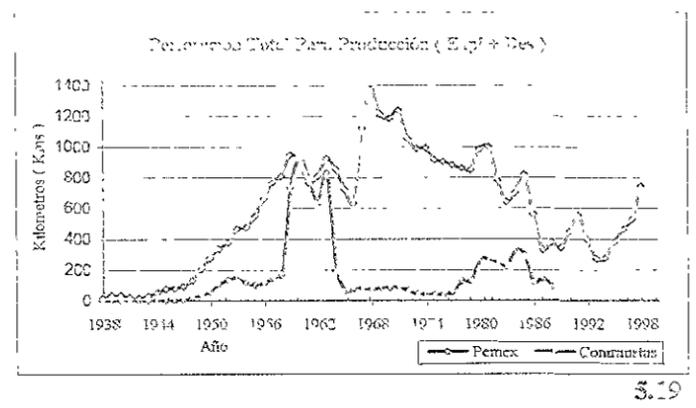
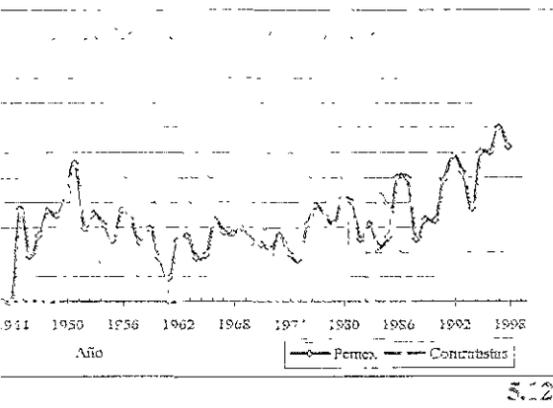
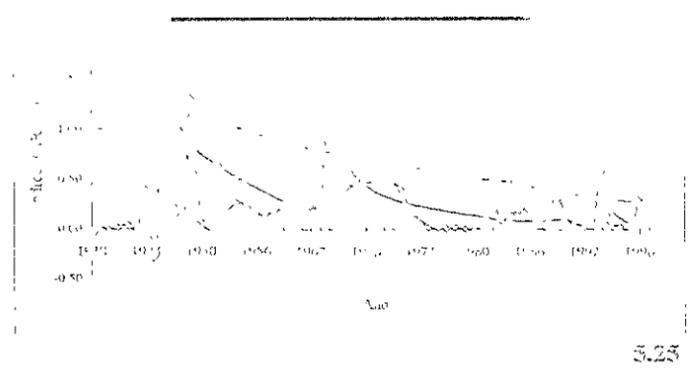
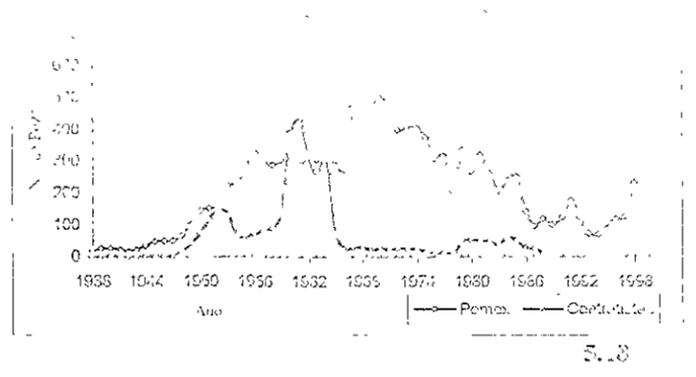
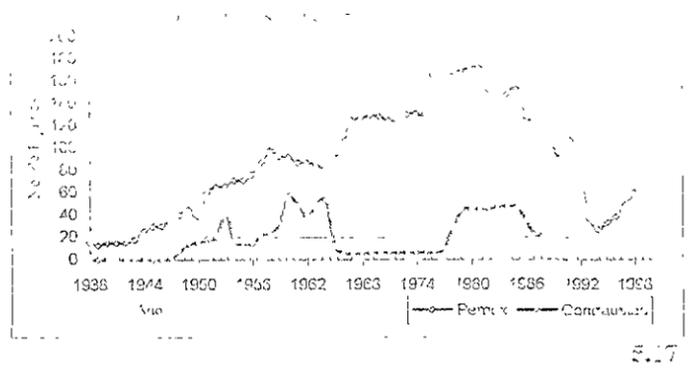
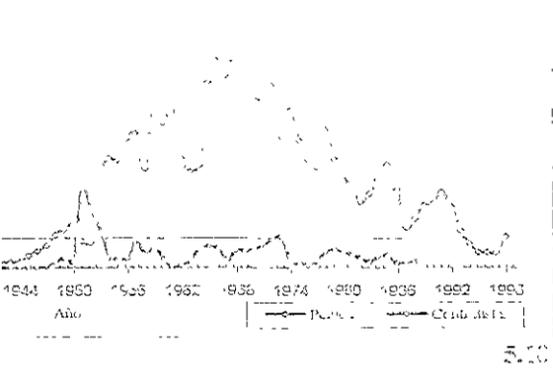
Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Cuba, República Dominicana, El Salvador, Ecuador, Guatemala, Haití, Honduras, Jamaica, México, Antillas Holandesas, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, Trinidad y Tobago, Uruguay, Venezuela, Antigua barbuda, Bahamas, Barbados, Belice, Bermuda, Dominica, Guayana Francesa, Granada, Guadalupe, Guyana, Martinica, St Kitts, Santa lucía, San Vicente, Surinam.

África.

Morocco, Algeria, Libia, Turkistan, Egipto, Repúblicas del sur de África.

Medio Oeste.

Bharain, Irán, Irak, Israel, Jordán, Kuwait, Líbano, Omán, Saudi-Arabia, Emiratos Arabes, Yemen, y Zona Neutral.



Universidad Nacional Autónoma de México  
 Facultad de Ingeniería  
 División: Ciencias de la Tierra  
 Tesis: Participación de la exploración (G&G) en el sector Energético de México.  
 (1930-2000)  
 Director de Tesis: Dr. Mario Ruiz Castellanos  
 Realizó: Felipe Islas Islas  
 Mayo 2000

## BIBLIOGRAFÍA

- Anónimo(TN-2831989)., 1989. Estudio del campo petrolero "Reynosa profundo " y su implicación en la búsqueda de entrampamientos de hidrocarburos en la cuenca de Burgos, pp.1-10, UNAM,FI,DEPFI
- Acosta Ojinaga R., 1969. Interpretación de "Secciones Sismológicas " regionales en la franja de calizas de la cuenca de Veracruz, s/pp, Mesa No. 04 IMP
- Brandi Purata J., 1996. Prospección Gravimétrica (apuntes de clase, inédito), Fac. de Ingeniería UNAM
- Brandi P.J, Ruiz R.E, Tejero A. A, Ruiz C.M., sin /año. Análisis del concepto denominado Anomalia de Bouger, Edit, Facultad de Ingeniería (DEPFI) Y Petróleos Mexicanos.
- Briones Galvez JJ., 1984. Empleo de los métodos geofísicos en los estudios de factibilidad del proyecto hidroeléctrico "Aguamilpa"(Alternativa Colorines), Edo. De Nayarit.pp1-17, 44-66; UNAM/FI/DICT.
- Brito Castrejon J.A., 1981. Prospección geofísica aplicada en la construcción de la planta termoeléctrica Cd. Juárez, Chihuahua. pp. 1-9, 34-47, 55-57, UNAM/FI/ DICT.
- Barranco Amador J. C., 1997. *Antecedentes Históricos y perspectivas del Gas Natural en México*, UNAM.
- Castañeda Pérez Miguel., 1986. *La Producción de Uranio en México*, Edit; UNAM, México D.F
- Conacyt., 1982. *El redescubrimiento de la Tierra, México*.
- Cotrill F., *Energía y sociedad*
- C.F.E., *Proyecto Carboeléctrico para Sabinas*.
- Camacho Antonio., 1972. *Curso de entrenamiento; " Introducción a la Gravimetría "*, Edit; COMESA.
- Cantos F.J., 1974. *Tratado de Geofísica Aplicada*, Ed. 2º, Edit; IGME.
- Casar González R., 1993. *Planeación de un sistema de información aplicado a la exploración petrolera*; pp1-3, UNAM/FI/ DEPFI
- C.F.E., 1990. *¿Que es una central nuclear?.*, pp. 1-5, Edit. Centro de información.
- C.F.E., 1990. *¿Que es la central Nucleoeléctrica de Laguna Verde?.*, pp.3-8, Edit. Centro de información.
- C.F.E., 1990. *¿Que es el ciclo del combustible nuclear?.*, pp. 1-4. Edit Centro de información.
- C.F.E., 1990. *Situación mundial de la Nucleoelectricidad*, pp. 1-4, Edit Centro de información.
- C.F.E., Cárdenas Tovar, López Ríos., 1995 *Central Eólica la Venta, siete meses de Operación y perspectivas de crecimiento*, pp. 59- 67, *Geotermia, Rev. Mex. de Geoenergía* Vol 11 No. 01.
- C.F.E, Cárdenas Tovar, López Ríos, 1996. *Nuevas Fuentes de Energía para producir Electricidad*.
- C.F.E, Tapia García F, 1996, *Evolución de la Industria Eléctrica en los próximos diez años*
- C.F.E, Gutiérrez Negrin Luis C.A., 1995 *Resultados y perspectivas de la Geotermia en México*, pp 3-15 *Rev Mex de Geoenergía* Vol 11, No 01
- C.F.E, Mañón Moreno A., 1995 *Problemas Ambientales asociados a la Generación de Electricidad*, pp. 177-185 *Rev Mex de Geoenergía* Vol 11 No 02, Sept 95

- C.F.E; Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones., 1992. "Costos y Parámetros de Referencia Para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico", pp 2.1-2.21, 12º Edit, México. D.F.
- Colmenares Cesar F., 1991. PEMEX: Reestructuración, Edit; UNAM, México D.F.
- Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias 1990
- Cantos F.J., 1974. Tratado de Geofísica Aplicada, p. 183-184 Ed. 2º, Edit; IGME.
- Del Valle Toledo E., 1987. Introducción a los Métodos Geofísicos de Exploración. v/p., UNAM,FI/DICT.
- Del Campo Mena Joaquín M., 1990. Reflexiones sobre la participación del ingeniero geofísico en la industria, pp. 10-115. Edit., Unión Geofísica Mexicana, Boletín Geos Volumen 10 No. 1. México D.F.
- Digital Processing of Geophysical, Capítulo 08,09 ,10
- Douglas W. Waples., 1985. Geochemistry in Petroleum Exploration, Edit; Geological Sciences Series, E.U.A
- Dobrin, M.B 1976 Introduction to Geophysical Prospecting. 3ª, edición.: edita. Mc. Graw Hill
- Díaz Serrano J., 1991. La Privatización del Petróleo Mexicano, Edit; Planeta, México D.F.
- Flores Ruiz Jesús Hernán., 1990. Integración Geológica-Geofísica en el área de la planta nucleoelectrica de Laguna Verde y sus alrededores, pp 5-7, 26-28, UNAM/FI/DEPFI.
- Facultad de Ingeniería, Revista de la Facultad. Organó informativo. Varios Números.
- Gomez, Cabrera P.T., 1993. Modelación de cuencas sedimentarias mediante un proceso de inversión Gravimétrica en el dominio de Fourier, pp 4- 6., UNAM/FI/DEPFI.
- Grayson W. George., 1980. The politics of Mexicans, pp 203-224. Edit . Pitt Latin Americans, series class. University Pittsburgs press, E.U.A..
- IEA / OECD., 1997. The link between energy & human activity, pp 1-35.
- IEA., 1998. World energy outlook, pp 36-369.
- Instituto Politécnico Nacional, Revista. Ciencias de la Tierra. Diferentes Números
- International petroleum encyclopedia 1996 Edit Pennwell publishing Co Box 1260. Tulsa Oklahoma E.U.A
- Lara Sosa R. Hector, 1979 Primer seminario de estudios de los problemas de los energéticos en México, Organizado por el comité ejecutivo nacional del instituto de estudios políticos, económicos y sociales del partido revolucionario institucional , Pp 1-8 (conferencia)
- M. Alvarez Jr , sin/año. Everette Le De Golyer 1886-1956, pp 273-280, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos petroleros.
- Miranda Torres A , Hernández Bayona E., 1996. Apuntes para un curso de Evaluación de Proyectos del Sector eléctrico; pp 2.1-3 8. Edit C.F.E
- Moore González T , 1999 Evidencias de petrolización en la economía Mexicana, pp 1-12. UNAM/DEPFI
- Morris Goldstein. Hochreiter Edward , 1996 Private capital flows to emerging markets after the Mexican crisis; pp 1-50, 307-320, Edit Institute for international economies Washington, D.C. septiembre.

- Navarro Ricardo., 1982. Anomalías de Bouger con densidad Variable, Subdirección técnica de Exploración (IMP), Vol XIV, No.01 Enero.
- NEA. , 1998. Future nuclear regulatory challenges a report by the NEA, pp. 3-15.
- Ota Kulhanek., 1993. Seismology, pp. 1-38, Upsala.
- Varios autores., 2000, Klima und Umwelt, pp. 40-65, Edit., Deutschland Zeitschrift., D7999 oktober-november.
- Pemex, 1988; El petróleo., pp. 19-22, México., D.F.
- Pemex., 1938-1999. Memoria de Labores (en los años comprendidos).
- Pemex., 1965-1999. Anuario Estadístico (en los años comprendidos)
- Pemex., 1998-2000. Volúmenes y reservas de Hidrocarburos, Vol. I y II v/p, (en los años comprendidos).
- Palacios Reyes Luis M, 1998. Inversión sísmica en la caracterización de yacimientos de Hidrocarburos, pp 9-13, UNAM/FI/DEPFI.
- Palacios Reyes L. M., 19..?. Inversión sísmica en la caracterización de yacimientos de hidrocarburos, pp 09, Edit; UNAM /DEPFI.
- PUE, (Programa Universitario de Energía)., 1984. Carbón y Uranio como fuentes energéticas en México, Edit; UNAM, México; D.F.
- Revista, Muy interesante., 1993. Especial. La Energía, México.
- Ramos Jiménez E., 1989. Aplicación de los perfiles de pozo, eléctricos y de rayos gamma para descubrir Uranio. pp. 8-18, 51-70; UNAM/FI /DICT.
- Secretaria de Energía, Centro de documentación primer semestre de 1998. pp. v/p
- Secretaria de Energía, Balance Nacional de Energía de 1965 a 1997
- Secretaria de Energía, Programa de trabajo 1997, sector energía.
- Secretaria de Energía, Prospectiva del mercado de gas natural 1998-2007
- Secretaria de Energía, Prospectiva del mercado de gas natural 1997-2006
- Secretaria de Energía, Prospectiva del Sector Eléctrico 1997-2006
- Secretaria de Energía., 1996. Oportunidades de Inversión en el sector energía de México
- Secretaría de Energía-UAM , sin/año Curso de Inducción en Energía (Usuarios Finales de Energía), pp3-27
- SEMIP., 1994. La modernización del sector eléctrico, Edit, CIDE, México D F.
- Sevinc Carlson , Mexico's Oil ( Plans, problems and potentials of the 1980's), pp. v/p, National Oil Assessment Series, Edit, Mc Graw - Hill. 19..?
- Sandoval Solís A, 199. Eliminación de las distorsiones provocadas por topografía en campos gravimétricos y magnetométricos mediante la transformada de Fourier , inédito (Probablemente UNAM/FI/DEPFI)
- S. Wilsonsek., 1983. Problemas de Sector energético en México, Ed. D. Cordero de A. Sandoval. México, D.F.

- Terrones Benitez, A., 1956. El significado del Geólogo ante la economía nacional, pp 87-91, Edit; Boletín de la sociedad geológica mexicana tomo XIX Número 1.
- Trejo Vázquez E, 1999. Migración de datos Sísmicos (Anteproyecto de tesis), pp. v/p, UNAM/FI/DICT.
- Urbina Fernando., 1916. Los Yacimientos petrolíferos submarinos. v/p, Edit., Secretaría de Hacienda.
- Villareal Arnulfo., 1959. El Carbón Mineral de México. , pp. 20-24, C.R.M.
- Vilegas Toron L & Esteve Torres A., 1948. Los Carbones Minerales de México, Oficina de Investigaciones Industriales del Banco de México.
- Villegas Gloria., 1988. La Industria Petrolera en México; Cronología 1857-1988 Tomo I, II., Pemex.
- Velarde N. P. 1969. Posibilidades petrolíferas de las formaciones mesozoicas en la cuenca de Veracruz., s/p, Mesa No. 04 IMP.
- William Leffler., sin/año. La refinación del petróleo explicada al que no es un técnico, pp 7-15 Edit., Pemex. México., D.F
- Diferentes artículos de periódicos publicados entre los años 1997 a 2000. El financiero, El Universal Reforma, La Jornada, Novedades. También se utilizó, lagunas Revistas; Proceso, Siempre, Certeza económica.