

14



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

## LOS SISTEMAS PETROLEROS DE LA REGIÓN DE TAMPICO - MISANTLA

### TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

### INGENIERO GEÓLOGO

P R E S E N T A N:

LAURA NAVA PEREZ

MIGUEL ANGEL ALEGRIA LUNA

299832

DIRECTOR: ING. JAVIER ARELLANO GIL



MÉXICO, D. F.

2001



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.

**“LOS SISTEMAS PETROLEROS DE LA  
REGIÓN DE TAMPICO-MISANTLA”**



FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-1-417

UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MEXICO

**SR. MIGUEL ANGEL ALEGRIA LUNA**  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Javier Arellano Gil y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Geólogo:

**LOS SISTEMAS PETROLEROS DE LA REGION DE TAMPICO-MISANTLA**

	<b>RESUMEN</b>
<b>I</b>	<b>INTRODUCCION</b>
<b>II</b>	<b>GEOLOGIA REGIONAL</b>
<b>III</b>	<b>SISTEMAS PETROLEROS</b>
<b>IV</b>	<b>RESERVAS Y AREAS POTENCIALES</b>
<b>V</b>	<b>IMPORTANCIA ECONOMICA</b>
<b>VI</b>	<b>CONCLUSIONES</b>
	<b>BIBLIOGRAFIA</b>

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, D. F., a 8 de marzo de 2001

EL DIRECTOR

  
**ING. GERARDO FERRANDO BRAVO**

GFB\*RLLR\*ggg

pp



FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-I-418

UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTONOMA DE  
MEXICO

**SRITA. LAURA NAVA PEREZ**  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Javier Arellano Gil y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Geólogo:

**LOS SISTEMAS PETROLEROS DE LA REGION DE TAMPICO-MISANTLA**

	<b>RESUMEN</b>
<b>I</b>	<b>INTRODUCCION</b>
<b>II</b>	<b>GEOLOGIA REGIONAL</b>
<b>III</b>	<b>SISTEMAS PETROLEROS</b>
<b>IV</b>	<b>RESERVAS Y AREAS POTENCIALES</b>
<b>V</b>	<b>IMPORTANCIA ECONOMICA</b>
<b>VI</b>	<b>CONCLUSIONES</b>
	<b>BIBLIOGRAFIA</b>

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.

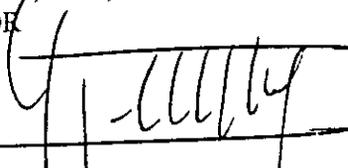
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

**"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"**

Cd. Universitaria, D. F., a 8 de marzo de 2001

EL DIRECTOR

  
**ING. GERARDO FERRANDO BRAVO**

GFB\*RLLR\*gtg

ff

“El zorro se calló y miró un buen rato al principito:

- Por favor .... domesticame - le dijo.
- Bien quisiera, - le respondió el principito- pero no tengo mucho tiempo. He de buscarne amigos y conocer muchas cosas.
- Solo se conocen bien las cosas, si las domesticamos – dijo el zorro-. Los hombres no tienen tiempo de conocer nada. Lo compran todo hecho en las tiendas. Y como no hay tiendas donde vendan amigos, los hombres no tienen ya amigos. ¡Si quieres un amigo, domesticame!”

“El Principito”

Antoine de Saint - Exupéry

*Esta tesis fue elaborada, pensando en que cada día tenemos que ser mejores, a pesar de todas las vicisitudes de nuestras vidas. Dedicamos este trabajo a:*

*Sra. Guadalupe Luna de Alegría  
Fátima Betzabé Alegría Nava*

*Sra. Agustina Pérez de Nava y  
Sra. Angela Pérez de Nava.*

*Sr. Luis Alegría Feregrino*

*Sr. Raymundo Nava Pérez*

*Para: Ma. De Lourdes Teresa E., René Lorenzo, Manuel Bernardo, José Antonio, Guadalupe Ruben, Jesús Héctor, Sergio Rodrigo y Ma. Gpe. Socorro Consuelo Alegría Luna.*

*Así como a Toda la Familia Nava Pérez (tíos), Nava Pérez (hermanos) y García Cabañas.*

*Con una mención y agradecimiento muy especial por todo el apoyo que recibimos de:*

*Zuleika León Vergara*

*y también de:*

*Luis Enrique Torres Pérez*

*por haber aportado su ingenio (y su buen humor) a nuestro trabajo.*

*A todos nuestros amigos que nos han brindado su amistad y lealtad, así como a los compañeros y compañeras que durante breves lapsos han compartido con nosotros sus ideas y buenos pensamientos.*

*Brindamos nuestro especial agradecimiento al*

***Ing. Javier Arellano Gil***

*y le damos las más sinceras gracias por ser nuestro Director de Tesis, nuestro Profesor, nuestro amigo y por habernos apoyado con sus conocimientos, experiencia, energía, durante todo el tiempo que nos llevó elaborar esta tesis y sobre todo por la confianza que depositó en nosotros.*

*Igualmente a todos nuestros Sinodales, que nos ofrecieron sus conocimientos y tiempo para revisar y complementar este trabajo:*

***Ing. Héctor L. Macías G.***

***Ing. Alberto Arias Paz***

***Ing. Emiliano Campos M.***

***Ing. Martín Vidal***

# **"LOS SISTEMAS PETROLEROS DE LA REGIÓN DE TAMPICO-MISANTLA"**

<b>RESUMEN</b> .....	<b>1</b>
<b>I.- INTRODUCCIÓN</b>	
I.1.-ANTECEDENTES.....	4
I.2.-OBJETIVOS.....	12
I.3.-METAS.....	12
I.4.-MÉTODO DE TRABAJO	
I.4.1.- Compilación de Información.....	12
I.4.2.- Trabajo de Campo .....	13
I.4.3.- Trabajo de Gabinete.....	13
I.5.- MARCO TEÓRICO	
I.5.1.-Definición y partes del Sistema Petrolero.....	14
I.5.2.-Conceptos fundamentales .....	20
I.6.-GENERALIDADES	
I.6.1.-Ubicación del área .....	34
I.6.2.-Vías de Acceso .....	36
I.6.3.-Fisiografía .....	38
I.6.4.-Provincias Geológicas .....	46
I.6.5.-Geomorfología .....	46

<b>II.-GEOLOGÍA REGIONAL</b> .....	52
II.1.- ESTRATIGRAFÍA .....	53
II.2.- GEOLOGÍA ESTRUCTURAL .....	87
II.3.- EVOLUCIÓN GEOLÓGICA .....	91
<b>III.- SISTEMAS PETROLEROS</b> .....	97
III.1.- SISTEMA JURÁSICO SUPERIOR.....	105
III.1.1- Rocas Generadoras .....	106
III.1.2.-Migración .....	108
III.1.3.-Rocas Almacenadoras .....	109
III.1.4.-Rocas Sello .....	109
III.1.5.-Trampas .....	110
III.1.6.- Tipos de fluidos .....	110
III.2.- SISTEMA PLATAFORMA TUXPAN (FAJA DE ORO) .....	110
III.2.1- Rocas Generadoras .....	112
III.2.2.- Migración .....	114
III.2.3.- Rocas Almacenadoras .....	114
III.2.4.- Rocas Sello .....	116
III.2.5.- Trampas .....	116
III.2.6.- Tipos de fluidos .....	117
III.3.- SISTEMA CHICONTEPEC .....	117
III.3.1- Rocas Generadoras .....	118
III.3.2.- Migración .....	120

III.3.3.- Rocas Almacenadoras .....	120
III.3.4.- Rocas Sello .....	120
III.3.5.- Trampas .....	121
III.3.6.- Tipos de fluidos .....	121
<b>IV.-RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES</b> .....	<b>123</b>
<b>V.-IMPORTANCIA ECONÓMICA</b> .....	<b>143</b>
<b>VI.-CONCLUSIONES</b> .....	<b>152</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>155</b>

## INDICE DE FIGURAS

Figura I.5.1 Esquema de El Sistema Petrolero.....	17
Figura I.6.1 Ubicación del área de estudio .....	35
Figura I.6.2 Vías de Acceso .....	37
Figura I.6.3 Provincias y Subprovincias Fisiográficas del área de estudio .....	39
Figura I.6.4 Hidrografía del área de estudio .....	41
Figura I.6.4 Provincias Geológicas en el área de estudio .....	47
Figura II.1 Tabla Estratigráfica .....	54
Figura III.1 Microfotografías de Calizas Mudstone - Wakestone.....	100
Figura III.2 Ubicación de pozos y características geoquímicas .....	102
Figura III.1.1 Sección esquemática del Sistema Jurásico Superior .....	107
Figura III.2.1 Sección esquemática del Sistema Plataforma Tuxpan .....	113
Figura III.3.1 Sección esquemática del Sistema Chicontepec .....	119
Figura III.3.2 Paleocanal de Chicontepec - Producción .....	122
Figura V.1 Distribución de Reservas probadas por Campo .....	148
Figura V.2 Distribución de Reservas 3P por Campo .....	149
Figura V.3 Distribución de la Producción de aceite 1998 .....	150
Figura V.4 Distribución de la Producción de gas 1998 .....	150
Figura V.5 Distribución de la Producción de aceite 1998 Activo Altamira .....	151
Figura V.6 Distribución de la Producción de gas por Campo 1998 Activo Altamira .....	151

## **RESUMEN**

El área de estudio se ubica en la parte centro-oriental del territorio mexicano, fisiográficamente se encuentra en la porción sur de la Provincia Llanura Costera del Golfo Norte y geológicamente en la Provincia Geológica Miogeoclinal del Golfo de México.

En la región de Tampico-Misantla se tienen estructuras con deformación dúctil originadas por el evento denominado "Orogenia Laramide" de fines del Cretácico y principios del Paleogeno, posteriormente se interpreta un hundimiento y sepultamiento en el Cenozoico, todo lo anterior modificado y modelado por los agentes exógenos.

La estratigrafía abarca desde el Paleozoico como basamento, contiene 18 unidades Mesozoicas y 13 Cenozoicas. Dichas secuencias reflejan la evolución geológica que muestra que en el Triásico Superior la región estuvo emergida y las secuencias de basamento expuestas a la erosión, generándose el depósito de lechos rojos de la Formación Huizachal. En el intervalo del Triásico-Jurásico se consolida un proceso de expansión e inicia la apertura del Océano Atlántico y Golfo de México. En el Liásico, una invasión marina proveniente del Océano Pacífico cubre áreas de topografía baja y se origina la Cuenca de Huayacocotla, la cual al desarrollarse da lugar al depósito de la Formación Huayacocotla. Una nueva emersión del área en el Jurásico Medio, producto del plegamiento de la Cuenca de Huayacocotla, propició el desarrollo de sedimentos continentales de la Formación Cahuassas. Posteriormente, a partir del Calloviano, dada una progresiva extensión del Golfo de México y el paulatino hundimiento de fosas y pilares, se propagó una transgresión marina con depósito de carbonatos, terrígenos y evaporitas de ambiente marino de poca profundidad. Lo anterior se deduce del carácter calcáreo-arcilloso de las formaciones Tepexic, Santiago, Tamán y Pimienta con sus respectivos cambios de facies.

En el Cretácico, la transgresión continuó a escala continental, por lo que se desarrollaron bancos, rampas y plataformas carbonatadas, con lo que se depositaron los sedimentos de las formaciones Tamaulipas Inferior, El Abra, Tamabra y Tamaulipas Superior. Para el Cretácico Tardío la circulación del agua

ya no estuvo restringida y además, por la subducción de la placa Farallón y el movimiento del bloque de Yucatán, se observa un incremento del material terrígeno de las formaciones calcáreo-arcillosas Agua Nueva, San Felipe y Méndez. El final del Cretácico y el principio del Paleogeno la región estuvo sujeta a compresión por el evento tectónico denominado Orogenia Laramide, la cual es responsable del plegamiento y fallamiento inverso de toda la secuencia mesozoica, resultando la estructura de la Sierra Madre Oriental así como pliegues y fallas en el subsuelo de la Planicie Costera del Golfo. Este evento y las corrientes marinas y de litoral propiciaron en el Paleogeno la formación de canales submarinos, con su correspondiente relleno de sedimentos arcillo-arenosos de tipo tubidítico (formaciones Velasco, Chicontepec). A partir del Oligoceno se depositaron formaciones como la Horcones, Palma Real, Alazán de carácter transgresivo y regresivo con lo que la cobertura sedimentaria llegó a tener un espesor de hasta 10 000 metros. En el Mioceno y Plioceno Tardío continuó el ciclo regresivo hasta llegar a la línea de costa actual.

Estructuralmente el área esta formada en el subsuelo por anticlinales, sinclinales y fallas inversas de varios kilómetros de desplazamiento. También se tiene la presencia de grandes espesores de unidades siliciclásticas rellenas paleocañones.

Se proponen para esta área los siguientes tres sistemas petroleros:

### ***1.-Sistema Jurásico Superior.***

Sus características principales incluyen a las formaciones calcáreo-arcillosas del Jurásico Superior (Santiago, Tamán y Pimienta) como rocas generadoras, la migración de este sistema es de dos tipos vertical ascendente y diagonal ascendente y descendente, tiene como roca almacenadora a las calizas oolíticas de la Formación San Andrés, en trampas de tipo mixto, sus rocas sello son las mismas formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, después de la expulsión de los hidrocarburos y la compactación de sus sedimentos. La densidad de los aceites va de 10 a 28° API (American Petroleum Institute).

**2.-Sistema Plataforma de Tuxpan.**

Con las mismas unidades que el anterior sistema como generadoras. La migración en este sistema es vertical ascendente, diagonal y horizontal. Incluye secuencias carbonatadas tanto arrecifales, post-arrecifales y de talud como roca almacenadora (formaciones El Abra y Tamabra respectivamente) así como, las formaciones Tamaulipas Inferior y Superior por fracturamiento. Las trampas son de tipo mixto, actuando como rocas sello los horizontes de calizas arcillosas y lutitas negras de las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez. A sus aceites se les asignan densidades entre 9 y 55° API.

**3.-Sistema Chicontepec.** Las rocas generadoras son las mismas que en los dos sistemas anteriores, pero se considera que la Formación Chicontepec en sus miembros Inferior y Medio contribuyen, en menor medida, a la generación de hidrocarburos. La migración es vertical ascendente. Tiene como elemento característico grandes espesores de estratos de arenisca como roca almacenadora (Formación Chicontepec). Las trampas son de tipo estratigráfico, actuando como roca sello las facies de lutitas interestratificadas con areniscas de la misma Formación Chicontepec. La calidad de sus aceites va de 18 a 45° API. En el marco de las reservas y áreas potenciales el área tiene, tanto en mar como en continente, gran cantidad de reservas probadas, probables y posibles siendo el de mayor potencial, con respecto a estos sistemas petroleros, el Sistema Chicontepec, seguido por el Sistema Jurásico Superior y finalmente el Sistema Plataforma de Tuxpan. Estos sistemas petroleros son de gran importancia económica para el país ya que representan grandes volúmenes de hidrocarburos potencialmente explotables.

## **I.-INTRODUCCIÓN**

### **I.1.- ANTECEDENTES**

Las primeras referencias históricas de la existencia de petróleo en nuestro país datan de la época de la conquista española, Fray Bernardino de Sahagún en su "Historia General de las Cosas de la Nueva España" (1558-1569) relata acerca de un material que los nativos llamaban "chapopoctli" del náhuatl, chiáhuatl = grasa y poctli = humo, que derivó en la palabra castellanizada "chapopote". Hernando de Soto en 1543, reportó chapopoterías en el Golfo de México. Los antiguos habitantes de la región de la Huasteca lo usaban para revestir los pisos de sus construcciones, como medicina, pegamento, impermeabilizante y como incienso para sus ritos religiosos. En 1579, en las relaciones histórico-geográficas, Melchor Alfaro de Santa Cruz lo menciona, además, fue el autor del primer mapa de la "Provincia de Tabasco". En la época de la Colonia poca importancia se le da al petróleo, la Independencia no da las condiciones propicias para la exploración y no es sino hasta el efímero imperio de Maximiliano en el que se aprueban los primeros denuncios de criaderos de petróleo en 1864. En el siglo XIX numerosos autores mencionan la presencia de manifestaciones superficiales de petróleo en la zona de Tuxpan, uno de ellos, Crowter en 1868, reportó chapopoterías en la laguna de Tampamachoco, Tuxpan, muchas referencias sobre el tema aparecieron en la revista minera, "El Minero Mexicano" publicado de 1873 a 1902. Varios científicos alemanes de esa época hicieron diversos reconocimientos y estudios sobre la geología de México, reportando condiciones potenciales de existencia de petróleo especialmente para la zona Sureste (Tabasco y Chiapas). Los estudios se enfocaban a la zona de Tabasco y Chiapas principalmente, pero las dificultades y los pocos resultados obtenidos, aunado al descubrimiento de los campos gigantes del área de Poza Rica, hicieron que muchas empresas quebraran o enfocaran sus objetivos a otras regiones.

En 1864, en las cercanías de Ebano, en San José de las Rusias y Chapopote, Tamaulipas, se otorgó al Sr. Idelfonso López, la primera concesión para explotar petróleo a escala superficial. En el rancho denominado "Cubas" cerca

de Furbero, el Dr Autrey, descubrió un yacimiento, que denunció la Compañía "Exploradora del Golfo Mexicana" convirtiéndose en el primer yacimiento explorado mediante perforación, sin embargo, no se tuvo éxito y fue abandonado. Diversos fueron los pozos perforados en la región sin que se tuviera el éxito esperado, debido en parte a lo somero de sus sondeos y a lo incipiente de la tecnología de perforación de estas épocas (1890-1900). En México se dio un incremento en la solicitud de concesiones petroleras a partir del desarrollo de la industria en los Estados Unidos, por lo que, el ministro de Fomento en 1901, José I. Limantour impulsó una comisión encabezada por el Instituto Geológico en manos de Juan de Dios Villarello para que estudiara la razón de muchos fracasos en las empresas petroleras. A medida que estas barreras se superaban, los resultados no se hicieron esperar. En el año de 1901 la Mexican Petroleum Company en Ebano alcanzó a producir con sus pozos 18 000 barriles; esta misma compañía introdujo en 1903, la primera locomotora a México. Ezequiel Ordoñez, en 1903 descubrió el Campo Ebano y más tarde algunos de la Faja de Oro, trabajó para la Huasteca Petroleum Company que en los años veinte fue vendida a la Exxon; el geólogo mexicano en los años treinta regresó al Instituto de Geología, el cual ya era parte de la Universidad Nacional. En 1904 la Oil Fields of México Company, comenzó a operar en las inmediaciones de Furbero, mientras tanto, la Mexican Petroleum Company produjo en el pozo Pez No. 1 (cerca del Cerro La Pez) desde 1904 hasta 1917, la cantidad de 3' 669 000 barriles de petróleo convirtiendo a la zona en la más productiva en 1910. También la Compañía S. Pearson and Son, Ltd, de Londres estuvo perforando con fines petroleros desde 1902, inicialmente en la zona del Istmo de Tehuantepec pero no fue sino hasta 1907 cuando se interesó en la región de Tampico-Tuxpan, perforando en Tumbadero y Los Esteros, Altamira. Otras compañías que también perforaron en la región fueron la Pennsylvania Oil Company, sin dejar de mencionar a la Huasteca Petroleum Company. En mayo de 1908 en el pozo San Diego-No. 2 la Pearson reportó una producción de 2 500 barriles por día. No fue muy afortunada la historia del San Diego No.3, pues este se incendió por espacio de dos meses, siendo prácticamente este pozo, el descubridor de la "Faja de Oro". Este mismo año la Tamesí Asphalt and Petroleum, perforó en Los Esteros y Altamira,

Tamaulipas y en Tampamachoco cerca de Tuxpan, Veracruz, lo hizo la East Coast Oil Company.

En 1908 la Pearson transfirió sus proyectos del norte de Veracruz a una nueva compañía, la Compañía Mexicana de Petróleo "El Aguila". En 1909 la Huasteca Petroleum Company inició la construcción de un oleoducto de Juan Casiano hasta Tampico, al mismo tiempo en Topila perforaba la Mexican Fuel Company parte de la Waters Pierce Oil Company, mientras que, al norte de Méndez lo hacía la East Coast Oil Company. Se reportó una producción de 5 000 barriles por día en la zona de Potrero del Llano por la Aguila Company, de aquí en adelante se daban cifras record de producción a cada momento pues la East Coast Oil Co. Reportó 25 000 barriles diarios en el pozo Juan Casiano No. 7, inclusive el pozo Potrero del Llano No. 4 de la Aguila Company, no pudo ser controlado sino hasta después de 60 días y derramó petróleo a los ríos Buenavista y Tuxpan que llegó finalmente hasta el Golfo de México, reportándose una producción de entre 100 000 y 110 000 barriles diarios. Para 1911 numerosas compañías perforaban el área de Tampico y Tuxpan. La Tampico Oil Ltd, en 1912 llevaba a cabo el primer pozo importante en Mata Chapapote, en 1913 se descubrió el Campo El Alamo por la Penn Mex Fuel Company y el Campo Los Naranjos por la Aguila Company; en 1914 la Corona Petroleum Company perforó su primer pozo productivo en la zona de Pánuco, así como la Freeport and Mexican Fuel Company más tarde Mexican Sinclair Corporation en Chijoles.

Everette Lee De Golyer sr. Realizó importantes estudios geológicos de la Faja de Oro desde 1916, lo que le valió el reconocimiento y homenaje por parte de la Asociación de Geólogos Petroleros de México, inclusive la Universidad Nacional Autónoma de México lo premió con un doctorado *Honoris causa*. Esta zona denominada "Faja de Oro" fue medianamente reconocida y explicada basándose en las "nuevas" teorías geológicas de la época, lo que produjo nuevos descubrimientos, uno de ellos por De Golyer, que ocurrió en la Hacienda llamada "Potrero del Llano". Sin embargo, estos nuevos yacimientos gigantes descubiertos ocasionaron que otras zonas quedaran pendientes o totalmente abandonadas. De Golyer, atribuye una producción de 400 millones de barriles a la Faja de Oro, de los 537 millones producidos en el país de 1901 a 1920; para 1937 llegó a acumular una producción de 1000 millones de

bariles. Con todo esto se generó una sobre-explotación de los yacimientos ocasionada por errores en la forma de extracción, lo que provocó la caída de la producción en los campos de la Faja de Oro, lo que fue aprovechado por compañías como la Exxon y la Shell que se encontraban al acecho de las otras en banca rota.

La primera guerra mundial y sus repercusiones en los Estados Unidos, con la falta de crudo, ayudaron al derrumbe de la Faja de Oro, por otro lado, esto ocasionó que se retomaran otras zonas y se buscarán nuevos campos dentro de la Faja de Oro, apoyándose en las nuevas tecnologías como la geofísica, el avance del conocimiento paleontológico, la aviación y nuevos equipos y herramientas de perforación (perforación con barrenas de diamante). La tabla I.1 muestra las perforaciones petroleras en el siglo XIX y primeros años del XX. El resultado más importante de estas nuevas tecnologías fue el descubrimiento del Campo Poza Rica, una de las razones de no haberlo descubierto anteriormente fue la profundidad de perforación que antes de estas tecnologías se alcanzaban y que iban del orden de los 500 a los 900 metros, siendo que al descubrirse, el pozo llegó a los 2050 metros. Sin embargo, esto no suscitó un nuevo auge exploratorio debido a una sobresaturación del mercado; por otro lado, otras compañías iniciaron sus perforaciones como la Stanford en Tajín cerca de Papantla, aunque en 1938 sus operaciones se vieron truncadas por la expropiación petrolera, la cual fue originada por el mal trato, los míseros sueldos que percibían y a la discriminación de que eran víctimas los trabajadores que prestaban sus servicios en las distintas compañías petroleras que operaban en el país. Se organizaron pequeños grupos para reclamar sus derechos pero estos eran reprimidos por pistoleros y guardias blancas al servicio de las compañías, lo que en lugar de aplacar el movimiento, generó un descontento mayor y la creación de un sindicato fuerte apoyado por casi toda la población. El presidente en turno, el general Lázaro Cárdenas, luego de una huelga que casi paralizó la actividad económica, trató de conciliar los intereses en pugna mediante un convenio para instaurar un Contrato Colectivo que regulara a toda la industria del petróleo. Obviamente éste último no fue aceptado por las compañías, por lo que el asunto se trasladó a la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje, y después de un minucioso estudio del problema se determinó que dichas compañías debían acatar las demandas de los

## PERFORACIONES PETROLERAS EN EL SIGLO XIX Y PRIMEROS AÑOS DEL XX

NOMBRE ACTUAL	NOMBRE ANTIGUO	NUMERO DE POZOS
Cuenca de Burgos	1.- San José de las Rusias	1
Golfo mesozoico de Sabinas	2.- Sabinas	1
Cuenca Pánuco-Ebano	3.- Zona de Aquismón	1
	4.- Ebano	1
	5.- Tantoyuca	1
Faja de Oro/Poza Rica	6.- Zona de Tuxpan	6
	7.- Papantla,	23
	Cubas y Furbero	5
	Istmo	10
Domos Salinos del istmo	Chiapas (Caimba)	9
Mesozoico Chiapas-Tabasco	Oaxaca (Pochutla)	1
Oaxaca (?)	Macuspana	7
Cuenca de Macuspana		

<b>TOTAL:</b>	<b>66</b>
---------------	-----------

Tabla I.1.-Primeras perforaciones petroleras

Nota. Tabla construida con los datos de Villarello, Jonathan Brown, en Barbosa-Cano, 2000.

trabajadores, sin embargo, las compañías no aceptaron y promovieron un amparo ante la Suprema Corte. El fallo de la Suprema Corte de Justicia de la Nación no fue aceptado y las compañías entraron en franca rebeldía y en consecuencia, la noche del 18 de marzo de 1938, el presidente dio a conocer al pueblo de México por las estaciones de radio, el Decreto de Expropiación de la industria petrolera mexicana por causa de utilidad pública, basándose en el Artículo 27 Constitucional.

Después de esto con la segunda guerra mundial, se propició la saturación y los bajos precios del petróleo, además de que los Estados Unidos inició un boicot de suministros para los equipos que operaban en México, aunado a que los dueños de las empresas expropiadas se llevaron toda la información generada a lo largo de su estancia en el país, lo que desembocó prácticamente en la semiparalización de las actividades de exploración y explotación. Después de la segunda guerra mundial se repitió la escena de la primera, escasez y elevación de precios. El impulso a la exploración se dio, nuevamente, por la incorporación de los adelantos tecnológicos desarrollados para la guerra, como por ejemplo: las técnicas de localización submarina, la aviación, la metalurgia y los registros eléctricos de pozos; con ellos se lograron explorar y perforar pozos en la zona marítima de la Sonda de Campeche, la cual representa otro de los grandes descubrimientos de PEMEX, con una superficie con posibilidades de 40 000 kilómetros cuadrados, lo que la hace 6 veces mayor a la del Mesozoico Chiapas-Tabasco; se ubica en la porción occidental de la Plataforma marina de Yucatán. El pozo descubridor en la Sonda de Campeche fue el Chac No.1, terminado a 80 kilómetros, frente a las costas de Isla del Carmen. Las rocas productoras de la región, son de carbonatos y de edades Paleoceno, Cretácico y Jurásico. Dentro de esta importantísima región petrolera se encuentra ubicado el Complejo Cantarell clasificado como uno de los campos gigantes en el mundo. Por otro lado, el pozo Tortuguero fue el primer pozo mar adentro de México. También con éstos adelantos se descubrieron cuatro campos gigantes, el José Colomo en Tabasco, el San Andrés-Hallazgo en una extensión de la Faja de Oro, el Tamaulipas-Constituciones, y el campo Tres hermanos. En el año de 1948, diez años después de la expropiación, PEMEX celebró su primera Convención Nacional,

con gran éxito, lo que derivó en la fundación, en 1949, de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros.

En 1951 se produjo el descubrimiento del Campo Tamiahua, en 1952 el Campo Solís primero y el Arco Sur después en la Faja de Oro. El 23 de agosto de 1965, siendo director de PEMEX el licenciado Jesús Reyes Heróles, se crea el Instituto Mexicano del Petróleo, siendo su primer director el ingeniero Javier Barros Sierra, con el objetivo de impulsar el desarrollo de tecnología para la industria del petróleo, mediante la investigación científica básica y aplicada, la formación de investigadores y la difusión de los avances y su aplicación.

En exploración petrolera, las áreas primordiales de apoyo son: Los estudios del basamento, Sedimentología y Diagénesis, Paleontología bioestratigráfica, Geología regional y Análisis de Cuencas, Geoquímica Orgánica, Procesado sísmico y métodos potenciales. Con la aplicación de estas disciplinas científicas se ha llegado a conocer los modelos sedimentarios del Cenozoico y Mesozoico, la edad de los sedimentos, definir los plays potenciales en las principales cuencas sedimentarias de México, contar con un banco de datos gráfico-numérico y un atlas de la geoquímica de la República Mexicana, así como generar un compendio de la información geológica y geofísica más importante. Con todo lo anterior y la experiencia acumulada a lo largo de más de 35 años, se han alcanzado importantes logros como el descubrimiento de los yacimientos de la Sonda de Campeche. Finalmente se fueron perforando pozos en el mar en la parte correspondiente al Atolón de la Faja de Oro, esto último ya en la época en la que Díaz Ordáz recorría el país como candidato a la presidencia de la República. Continuando, en el sexenio de Luis Echeverría, el desarrollo de la zona marina frente a las costas de Tamaulipas, así como el regreso a la Sonda de Campeche que comenzó a ser perforada hasta 1974. Además se estudió nuevamente la cuenca de Burgos, La cuenca de Macuspana, la del Papaloapan y con todo esto las reservas no crecieron sino que incluso hubo que importar crudo de Venezuela para abastecer las refinerías de Tampico y Minatitlán.

Durante el sexenio de López Portillo se dio prioridad al desarrollo de cuatro áreas: 1.- Chiapas – Tabasco; 2.- Sonda de Campeche; 3.- Golfo Mesozoico de Sabinas; 4.- Paleocanal de Chicontepec.

Junto con las áreas prioritarias, también se han encontrado otras áreas, denominadas "Nuevas provincias con buenas posibilidades" que son las siguientes: a) Cuencas de Sebastián Vizcaino-Purísima Iray y Plataforma continental (Costa del Pacífico de la Península de Baja California); b) Provincia de Chihuahua; c) San Felipe-Isla de Tiburón (Plataforma continental del Golfo de California); d) Provincia Marina de Mazatlán; e) Provincia de Salina Cruz; f) Provincia de Michoacán, Guerrero, Tlaxiaco, Zongolica; g) Provincias de la Mesa Central y de la Plataforma de Valles; h) Provincia de la Sierra de Chiapas. En la Sonda de Campeche se descubrieron entre 1977 y 1982 las siguientes estructuras productoras: Bacab, Akal, Nohoch, Maloob, Abkatún, Ku, Kutz, Ha, Ich, Kanaab, Chuc, Zasil-Ha y la célebre Ixtoc. Se impulsó la exploración sísmológica, la tridimensional para definir las características estructurales de los horizontes productores en áreas de desarrollo y la sísmológica bidimensional para encontrar la extensión de las áreas productoras. Asimismo, tanto en esta provincia como en las demás provincias terrestres del país se comenzaron a realizar los primeros muestreos geoquímicos, con la finalidad de realizar e implantar las modernas técnicas y conceptos en esa disciplina.

En la actualidad, con las nuevas tecnologías, los recientes avances, pruebas, ensayos, estudios realizados en 1997 y 1998, las nuevas técnicas de adquisición de datos por un lado, y por otro la política petrolera del país y del mundo, dejan vislumbrar un panorama de crecimiento de la industria petrolera, con muchos retos que afrontar para descubrir nuevos yacimientos y así incrementar las reservas de hidrocarburos.

## **1.2.-OBJETIVOS**

Objetivo general:

- Caracterizar el potencial petrolero de la región de Tampico-Misantla, utilizando el enfoque de Sistema Petrolero.
- Objetivos específicos:
  - Conocer las características de las rocas generadoras, almacenadoras y sello de los sistemas petroleros de la región de Tampico-Misantla.
  - Conocer los tipos de trampas petroleras que se encuentran en la región de Tampico-Misantla.
  - Conocer las características de los yacimientos petroleros que se encuentran en la región Tampico-Misantla.
  - Ubicar áreas potenciales para exploración petrolera de la región de Tampico-Misantla.

## **1.3.-METAS**

- Identificar y describir las principales características de los Sistemas Petroleros de la región de Tampico-Misantla.
- Generar información geológica sobre los yacimientos petroleros de la región de Tampico-Misantla.
- Generar información sobre los estilos de deformación que caracterizan a las trampas petroleras de los sistemas petroleros híbridos, de la región de Tampico-Misantla.
- Generar información sobre aspectos sedimentológicos y estratigráficos que caracterizan a las trampas petroleras de los sistemas puros, de la región de Tampico-Misantla.

## **1.4.-METODO DE TRABAJO**

### **1.4.1.- *Compilación de Información***

Consistió en la recopilación de la información antecedente disponible referente a la historia, ubicación, conceptos básicos, Fisiografía, Geomorfología, Estratigrafía, reservas, problemas actuales, etc. así como la selección y agrupación de los factores litológicos, estructurales y geodinámicos. También involucra el análisis de la información general y cartográfica para

tener un panorama general de las relaciones tectono-estratigráficas involucradas en los sistemas petroleros de la región de Tampico-Misantla y finalmente realizar una síntesis de todo lo anterior para comprender las características y potencialidades de los Sistemas Petroleros de la región de Tampico-Misantla.

#### **1.4.2.- Trabajo de Campo**

Se llevó a cabo, el reconocimiento de campo necesario para conocer la litología, relaciones estratigráficas y estructuras geológicas relacionadas con el potencial petrolero de la región, obtener datos estructurales, recolectar muestras para analizar y corroborar la información antecedente, verificar la cartografía existente, las estructuras, así como conseguir imágenes fotográficas para apoyar materialmente la presentación de este trabajo. Participar en el trabajo llevado a cabo para el análisis petrofísico de los núcleos obtenidos en la perforación de un pozo petrolero. Conocer el uso y aplicación de las secciones sísmicas así como lo más actual en el procesamiento de datos. Participar en el proceso de laminación de las muestras obtenidas y su posterior análisis petrográfico y paleontológico. Finalmente, conocer el proceso y el equipo necesario para el desarrollo de la perforación de un pozo petrolero.

#### **1.4.3.-Trabajo de Gabinete**

Se realizaron mapas referentes a los diversos temas del presente trabajo, con el objeto de hacer más gráfica la presentación de la información referente a la ubicación, vías de acceso, provincias geológicas, fisiografía, paleogeografía, con el fin de permitir visualizar las características del área que involucra a los sistemas petroleros de la región Tampico-Misantla. Se analizaron los datos obtenidos, litológicos y estructurales para la presentación de los resultados y proponer las áreas potenciales de estos sistemas petroleros. Finalmente se elaboró este texto en el que se resaltan los aspectos geológicos más importantes de los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico-Misantla.

## **I.5.- MARCO TEÓRICO**

### **I.5.1.- Definición y partes del Sistema Petrolero**

El Sistema Petrolero o la "Máquina Natural de hacer Petróleo" como también se conoce, es un sistema natural, que incluye a todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de aceite y/o gas exista en la naturaleza, a su vez este se compone de los siguientes subsistemas: generador (roca generadora de petróleo), almacenador (roca almacenadora), sello (roca sello), de migración (ruta de migración), de maduración, de tipo de fluido, de presión y de entrapamiento (trampa), dichos subsistemas se deben concatenar en tiempo y espacio (sincronía) para que se forme una acumulación natural de petróleo en la corteza terrestre, misma que debe ser susceptible de explotarse con rendimiento económico; podemos decir entonces, que si se dan las condiciones anteriores en el área evaluada, existió la "máquina natural de hacer petróleo"

Un sistema petrolero representa el suficiente tiempo geológico para incorporar los elementos básicos, desde la roca generadora, hasta la última unidad requeridos para formar depósitos petroleros. Un depósito petrolero incluye altas concentraciones de: gas natural biogénico y termogénico que se encuentra en yacimientos convencionales, así como hidratos de gas, condensados, aceites crudos, aceites pesados y bitúmenes sólidos almacenados en rocas siliciclásticas o carbonatadas.

Estratigráficamente el sistema se concreta a las siguientes unidades: roca generadora de petróleo, rocas transportadoras, roca almacenadora, roca sello y las rocas sobreyacientes requeridas para incrementar la presión y temperatura para que ocurra la madurez.

El tipo de materia orgánica, se distingue basándose en los índices del hidrógeno y oxígeno del kerógeno cuando se grafican en un diagrama de Van Krevelen.

En una región determinada el tipo de material orgánico potencialmente productor del yacimiento de petróleo más grande, es usado para clasificar el sistema. El depósito de petróleo más grande se refiere a una sola concentración que contiene la mayor cantidad de hidrocarburos in situ o a una

serie de yacimientos que acumulativamente contienen a la mayor cantidad de hidrocarburos in situ en el sistema, al momento del descubrimiento.

Los sistemas petroleros varían considerando la forma, la geometría, el tipo de receptáculo y la evolución geológica; se clasifican como puros o híbridos. De acuerdo a la calidad y cantidad de información geológica disponible referente a la roca generadora (nivel de certeza), los sistemas se clasifican como conocidos, hipotéticos o especulativos; de lo anterior resumimos a lo siguiente:

**Los sistemas puros:** tienen la particularidad de no presentar deformación estructural significativa, ya que sus características se deben principalmente a los aspectos sedimentológicos, como consecuencia, sus trampas son principalmente estratigráficas. Como ejemplos mexicanos se encuentran: el Sistema Paleocanal de Chicontepec, Sistema Terciario de Burgos y Sistema Terciario de Veracruz.

**Los sistemas híbridos:** se caracterizan por presentar reorientación estructural por efecto de deformación, por lo que estos sistemas se distinguen por trampas en pliegues anticlinales y en fallas, o en combinación de pliegues y fallas, aunque lo más frecuente es que el sistema tenga pliegues dislocados (trampas mixtas); un ejemplo de este tipo son: Jurásico Superior-Cretácico Sonda de Campeche, La Casita-Menchaca-Padilla del Golfo de Sabinas y Depósito - Encanto- Concepción de la Cuenca Salina del Istmo.

**Los sistemas conocidos:** son aquellos en los que la información geológica, geofísica y geoquímica permite establecer correlación positiva entre la roca generadora y los aceites entrampados en la cuenca. Ejemplo de este tipo es el Sistema Taman-Pimienta- San Andrés de Poza Rica, Ver.

**Los sistemas hipotéticos:** son aquellos en que la información geoquímica identifica a la roca generadora pero no se tiene correlación con acumulaciones de hidrocarburos en la cuenca o no existen yacimientos; como ejemplo se tiene al Sistema Tamán- Pimienta- Tamaulipas de la Sierra Madre Oriental.

**Los sistemas especulativos:** son cuando solo se tienen evidencias geológicas y/o geofísicas de la existencia de rocas generadoras y acumulaciones de petróleo, pero no se han hecho estudios detallados.

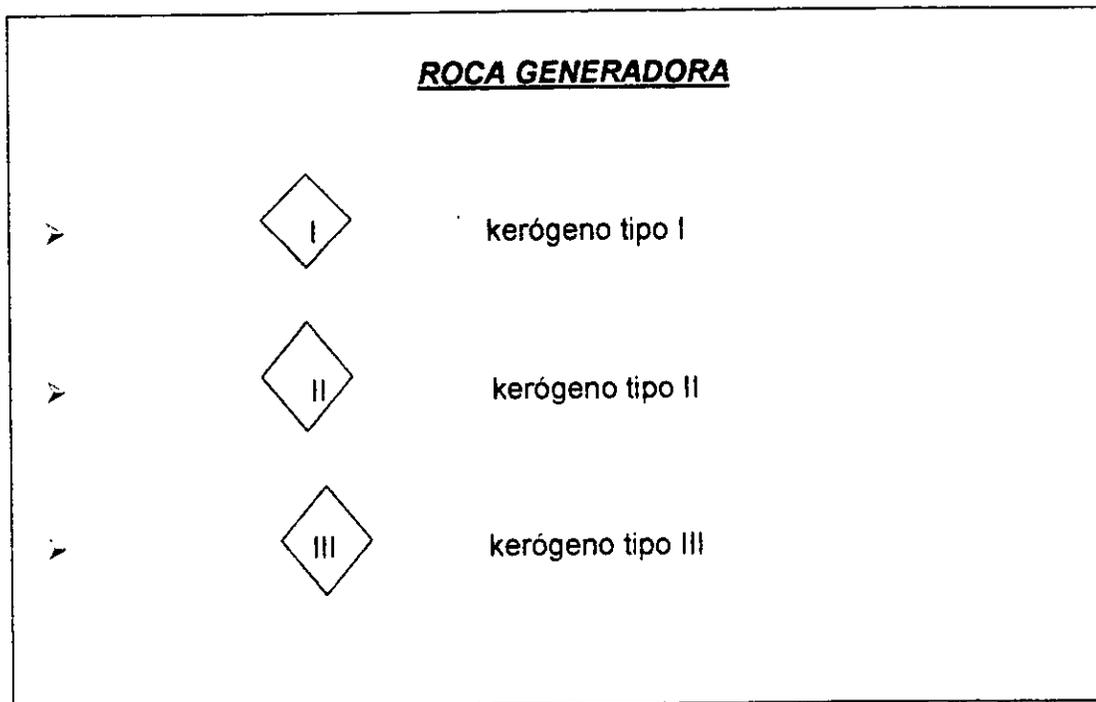
El sistema petrolero es una herramienta analítica en la exploración de petróleo que ayuda a la identificación y cualificación de los elementos de riesgo al analizar objetivamente y en forma simple cada una de las variables o subsistemas, lo que permite definir programas de investigación y tomar decisiones durante la exploración.

El sistema Petrolero enfatiza la relación genética entre una roca generadora en particular y la resultante acumulación de petróleo.

El concepto de sistema petrolero lleva implícito una relación genética entre la roca generadora y una serie de acumulaciones, aunque esto no es prueba de la relación.

El Sistema Petrolero utiliza simbología convencional que unifica el lenguaje entre geólogos, petroleros, geofísicos y administradores. En la figura 1.5.1 se tiene parte de la simbología utilizada, la que se complementa a continuación:

### SIMBOLOGÍA DEL SISTEMA PETROLERO



# EL SISTEMA PETROLERO

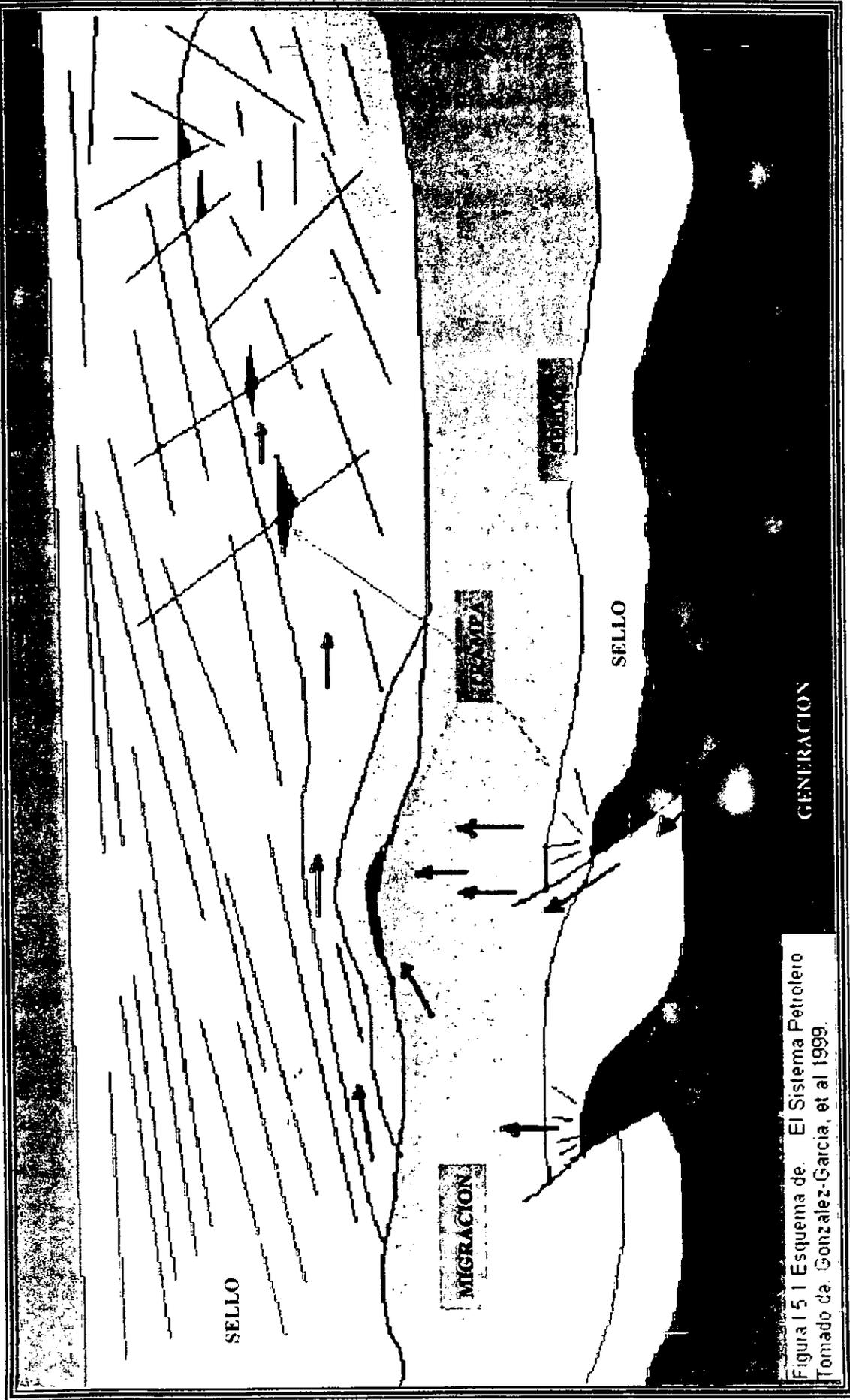


Figura 15 | Esquema de. El Sistema Petrolero  
Tomado de. Gonzalez-Garcia, et al 1999.

"Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico Misantla"

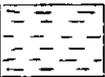
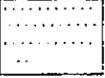
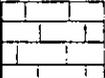
**ROCA ALMACENADORA**

-  Siliciclástica
-  Carbonatada

**ROCA SELLO**

-  Lutita
-  Anhidrita
-  Yeso

**LITOLOGÍA**

	Lutita
	Roca siliciclástica
	Mudstone
	Caliza

**ACUMULACIONES DE PETROLEO**

De todos tipos

- B bitúmenes naturales, asfaltitas y pirobitúmenes asfálticos
- E aceite extrapesado ( 10° API)
- P aceite pesado (10 ° a 20° API)
- L aceite ligero 20° a 45° API)
- C condensado ( 45° API)
- G gas termogenético
- M gas metano biogenético (microbiano)
- Ca gas originado en lechos de carbón
- D gas almacenado en rocas de baja porosidad y permeabilidad
- H hidratos de gas natural (hidratos de metano)

**MIGRACIÓN**

- Indica la dirección en que migró el petróleo

**DEFINICIÓN DE NIVELES DE CERTEZA**

<u>Nivel de certeza</u>	<u>Criterios</u>	<u>Simbolo</u>
<b>Conocido</b>	Correlación aceite/roca generadora o gas almacenado en roca generadora de gas conocida	(!)
<b>Hipotético</b>	No-correlación aceite/roca generadora, o gas almacenado cercano a la roca generadora postulada	(.)
<b>Especulativo</b>	Evidencias geológicas y geofísicas	(?)

### **1.5.2.-Conceptos fundamentales**

**Alcanos:** Son hidrocarburos acíclicos, saturados o de una ligadura, que forman una serie en donde el primer término tiene un carbono, el segundo 2, el tercero 3, el cuarto 4 y así sucesivamente. Los cuatro primeros términos son gaseosos. Del 5 al 16 son líquidos y del 17 en adelante son sólidos. Se dividen en normales y arborescentes. Los cuatro primeros términos tienen nombres que no siguen ninguna regla: metano, etano, propano, butano. A partir del quinto término se aplica la regla siguiente: Se cuentan los carbonos y la palabra griega que representa dicho número, se le agrega la terminación *ano*. Del butano en adelante, se antepone la letra *n*, que quiere decir normal. En estos compuestos, el número de hidrógenos es el doble de carbonos más dos.

**Alquenos:** Son los hidrocarburos no saturados de doble ligadura. El primer término de la serie tiene dos carbonos; el segundo tiene 3 y así sucesivamente. Se cambia la terminación *ano* del alcano del mismo número de átomos de carbono, por la terminación *eno*. Desde el compuesto con cuatro carbonos debe indicarse el número del carbono en que va apoyada la doble ligadura. Los carbonos se enumeran comenzando por el extremo más cercano al doble enlace.

**Alquinos:** Son los hidrocarburos no saturados de triple ligadura. El primer término consta de dos carbonos, el segundo de 3 y así sucesivamente. Se nombran cambiando la terminación *ano* del alcano del mismo número de átomos de carbono, por la terminación *ino*. Desde el compuesto de cuatro carbonos se indica el número del carbono en que va apoyada la triple ligadura. Si en la estructura hay dos dobles ligaduras o más, o dos o más triples ligaduras, la terminación es dieno, trieno, etc., y diino, triino, etc.

**Acelte:** Porción de petróleo que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones base de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos producidos con los líquidos, tiene una viscosidad menor o igual a 10,000 centipoises, a la

temperatura original del yacimiento y presión atmosférica, y libre de gas (estabilizado)

**Aceite crudo:** Está constituido por hidrocarburos líquidos, a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, con una viscosidad menor o igual a 10,000 centipoises, medida a la temperatura original del yacimiento y a la presión atmosférica, como un líquido estabilizado libre de gas.

**Anticlinal:** Configuración de un paquete de rocas que se pliegan, y en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta. En el núcleo se tienen a las rocas más antiguas y en los flancos a los más jóvenes.

**Anticlinal buzante:** Es cuando, en un pliegue anticlinal, la línea de charrela está inclinada con respecto a la horizontal y se hunde en el terreno por uno de sus extremos.

**Basamento:** El basamento o complejo basal es considerado como el conjunto de rocas metamórficas o ígneas, debajo del cual no aparece ninguna secuencia sedimentaria. Cuando predominan las rocas ígneas plutónicas de diferente origen, se denomina "Basamento ígneo", cuando la secuencia basal está formada por diferentes rocas metamórficas incluyendo material ígneo intrusivo se llamará "Complejo Metamórfico". La secuencia de basamento son las rocas debajo de las formaciones sedimentarias y cinturones plegados, que tienen una historia geológica previa, estas rocas están cubiertas por una capa estructural más joven y menos deformada. Idealmente, las rocas del basamento son metamórficas y plutónicas y contrastan fuertemente con su cobertura, aunque partes del basamento están compuestas de tipos de rocas intermedias de tan distintas clases, que provoca confusión en algunos lugares.

**Campo Petrolero:** Área donde existen varios pozos petroleros productores y se tiene un grupo de yacimientos de hidrocarburos con características litológicas, estratigráficas, estructurales y de tipo de aceite similares.

**Catagénesis:** Es el resultado del aumento de la temperatura durante el entierro en las cuencas sedimentarias. La degradación térmica del kerógeno es responsable de la generación de la mayor parte de los hidrocarburos, es decir, del petróleo y del gas. La temperatura en esta etapa va de 50 a 200°C y la presión de 300 a 1500 bares.

**Diagénesis:** Se inicia en los sedimentos recientemente depositados, donde la actividad microbiana es uno de los principales agentes de transformación. Luego se presentan rearrreglos químicos a poca profundidad: la policondensación y la insolubilización. Al final de la diagénesis, la materia orgánica consiste principalmente de kerógeno.

**Discordancia erosional:** Superficie de erosión sepultada que separa dos masas de roca, la más antigua de las cuales estuvo expuesta a la erosión por un largo intervalo de tiempo antes del depósito del más joven.

**Discordancia angular:** Discordancia en la que los estratos más antiguos tienen un echado o ángulo de inclinación diferente de los estratos más jóvenes.

**Discordancia paralela:** Superficie de erosión sepultada y que permanece paralela al depósito de la roca más joven.

**Falla inversa:** Es aquella en que el echado del plano de falla está dirigido hacia el bloque levantado, el bloque de techo siempre queda superpuesto al bloque de piso, originando una cierta *cobijadura* de parte de los estratos más jóvenes.

**Falla lateral:** Se caracteriza por un movimiento que es más o menos paralelo a la dirección del plano de falla. El movimiento resultante es predominantemente horizontal y lateral derecho o lateral izquierdo.

**Falla normal:** Es aquella en la que el echado del plano de falla se dirige hacia el bloque hundido, el bloque de techo baja con relación al bloque de piso; un

caso particular lo constituyen las fallas verticales, en las que el plano de falla es vertical.

**Gas asociado:** Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

**Gas asociado Libre:** Gas asociado libre o gas de casquete, es el gas natural que sobreyace y esta en contacto con el aceite crudo en el yacimiento.

**Gas asociado en solución o disuelto:** Gas natural disuelto en el aceite crudo del yacimiento, bajo las condiciones de presión y temperatura que prevalecen en él.

**Gas húmedo:** Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual le fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite su proceso comercial.

**Gas natural:** Es la porción de petróleo que existe en los yacimientos en fase gaseosa o en solución en el aceite, y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Este puede incluir algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos (ácido sulfhídrico, nitrógeno o dióxido de carbono).

**Gas natural amargo:** Cuando las impurezas alcanzan valores por arriba de cierta norma, este gas es tratado a fin de eliminar estas concentraciones de impurezas. Este gas no se puede utilizar directamente porque es generalmente tóxico.

**Gas natural dulce:** Es cuando las impurezas no impiden el uso como combustible, es no corrosivo.

**Gas no asociado:** Gas no asociado es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo.

**Gas seco:** Es cuando contiene cantidades insignificantes de hidrocarburos más pesados que el metano como para extraerlos en forma comercial, o tener que removerlos para que pueda ser utilizado como un gas combustible; esta compuesto básicamente de metano. También se obtiene de las plantas de proceso.

**Gas seco equivalente a líquido:** Volumen de aceite crudo que por su poder calorífico equivale al volumen del gas seco.

**Grados API:** Las siglas corresponden a American Petroleum Institute. Se relaciona con la densidad, con la cual se manejan los diferentes tipos de petróleo y su escala es arbitraria.

**Graben:** Fosa o depresión formada por procesos tectónicos, limitada por fallas de tipo normal de ángulo alto.

**Hidrocarburo:** cualquiera de los compuestos de hidrógeno y carbono, como los que forman la nafta, la parafina, el metano, el benceno y otros productos del petróleo; se les llama saturados cuando los átomos de carbono tienen saturadas todas sus valencias.

**Hidrocarburos Aromáticos:** Son un tipo especial de hidrocarburos líquidos, en donde se alternan enlaces simples y covalentes en una cadena cerrada de seis carbonos, formando un anillo denominado del benceno y el nombre de aromático proviene del olor agradable de gran parte de dichos compuestos.

**Kerógeno:** Materia orgánica dispersa en las rocas sedimentarias, insoluble en ácidos, bases y solventes orgánicos, que producen hidrocarburos cuando se someten a un proceso de catagénesis. Los kerógenos sapropélicos generan aceite mediante calor; mientras que los húmicos dan principalmente gas.

**Kerógeno Tipo I:** Kerógeno que tiene una alta relación atómica H/C inicial (cerca de 1.5 o más) y con una baja relación O/C inicial (generalmente menor de 0.1). Tal kerógeno se compone de gran cantidad de material lípido, particularmente cadenas alifáticas. El contenido de los núcleos poliaromáticos y enlaces heteroatómicos es bajo, comparado con otros tipos de materia orgánica. Cuando se somete a pirólisis a 550-600° C, el kerógeno produce un alto rendimiento de compuestos volátiles y/o extraíbles, comparado con cualquier otro tipo de kerógeno (hasta 80% en peso para las muestras inmaduras de poca profundidad), y de manera similar, un más alto rendimiento de aceite. Es poco común con respecto a los otros tipos. Es probablemente derivado de productos algáceos, y de una biomasa de lípidos retransformados y otros lípidos microbiales.

**Kerógeno Tipo II:** Se encuentra relacionado con los sedimentos marinos en los que una materia orgánica autóctona, derivada de una mezcla de fitoplancton, zooplancton y microorganismos (bacterias), se han depositado en un medio ambiente reductor; es de menor rendimiento en la pirólisis que el tipo I. Aunque es más frecuente en muchas rocas generadoras de petróleo y lutitas aceitíferas con relaciones H/C relativamente altas y O/C bajas. Los núcleos poliaromáticos, y los grupos heteroatómicos cetona y carboxílico son más importantes en comparación con el tipo I, pero menos que el tipo III. El azufre se encuentra presente en cantidades notables.

**Kerógeno Tipo III:** Se refiere al kerógeno con relación H/C inicial relativamente baja (normalmente menos de 1.0) y una relación atómica O/C inicial alta (tan alta como 0.2 o 0.3). Este tipo de kerógeno está compuesto por una proporción importante de núcleos poliaromáticos y grupos heteroatómicos, cetona y ácido carboxílico. Esta formado por algunas cadenas largas que se han originado en las ceras de plantas superiores. Este tipo es menos favorable para la generación de petróleo que los otros dos, aun cuando puede proporcionar rocas generadoras de gas convenientes, si está sepultado a profundidad suficiente; también es menos productivo durante la pirólisis. No incluye ninguna lutita aceitífera.

**Limolita:** Roca sedimentaria de depósito fino, que es transportada por acción del agua y cuya granulometría está comprendida entre las arenas finas y las arcillas, es decir entre 1/16 y 1/256 de mm.

**Metagénesis:** Se alcanza solamente a gran profundidad. Sin embargo, esta última etapa de evolución de la materia orgánica se inicia antes (reflectancia vitrinita cercana a 2.0) que el metamorfismo de la fase mineral (reflectancia vitrinita cerca de 4.0, correspondiente al principio de las facies de esquistos verdes).

**Metamórfico:** Grupo de rocas resultantes de la transformación que sucede generalmente a grandes profundidades por presión y temperatura. Las rocas originales pueden ser sedimentarias, ígneas o metamórficas.

**Migración Primaria:** El desprendimiento de los compuestos de petróleo de las partículas orgánicas sólidas (kerógeno) en los lechos generadores, y su transporte dentro y a través de los capilares y poros estrechos del lecho generador de grano fino ha sido denominado migración primaria.

**Migración Secundaria:** Es el movimiento del petróleo después de su expulsión de la roca generadora a través de poros más amplios de las rocas portadoras y de yacimientos, más permeables y porosas. La diferencia entre la migración primaria y secundaria no se fundamenta en distintos procesos de migración sino solamente en su localización en poros de diferentes tamaños y litología y posiblemente en un diferente estado de distribución. La pérdida de los hidrocarburos de una trampa frecuentemente se denomina dismigración.

**Paleogeografía:** El estudio de las transgresiones y regresiones marinas y de la extensión alcanzada por el mar en un momento determinado, a escala regional, permite trazar las líneas de costa y como consecuencia, se pueden llegar a establecer *mapas paleogeográficos*, que nos ilustran sobre las variaciones de las áreas continentales y de los mares, en el transcurso de los tiempos geológicos.

**Parafínicos:** Aceites ligeros, generalmente líquidos con excepción de algunas ceras con alto número de carbonos; su viscosidad es baja y el porcentaje de azufre es, también, bajo.

**Permeabilidad:** Facilidad de una roca para dejar pasar fluidos a través de ella. Es un factor importante que clasifica si un yacimiento petrolero es o no de buenas características productoras.

**Permeabilidad absoluta:** Capacidad de conducción, cuando únicamente un fluido está presente en los poros.

**Permeabilidad relativa:** Descripción del flujo en dos o tres fases de fluidos a través de rocas porosas.

**Petróleo:** Es una sustancia mineral aceitosa de color oscuro, corresponde con una mezcla de hidrocarburos, de composición variable según los yacimientos. Se compone de hidrocarburos en fase sólida, líquida o gaseosa.

**Petróleo crudo equivalente (pce):** Suma del aceite crudo, condensados, líquidos de planta y gas seco equivalente a líquido.

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

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

**Petróleo Olmeca:** Petróleo crudo muy ligero con densidad de 39.9° API y 0.8% de azufre en peso.

**Play:** Grupo de proyectos de campo que comparten similitudes geológicas y donde el yacimiento y la trampa controlan la distribución del aceite y gas. Es la percepción o modelo de cómo se pueden combinar una roca almacenadora capaz de producir, un sistema de generación de petróleo, un sello regional y

trampas para producir una acumulación de petróleo. En el play se resalta la importancia que tiene la roca almacenadora.

**Porosidad:** Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

**Porosidad Primaria:** También conocida como intergranular, es aquella que depende en gran parte de las características de empaquetado y de la variación en la forma y tamaño de los granos, inherente al origen de la roca misma.

**Porosidad secundaria** Es aquella que es el resultado de cualquier tipo de actividad geológica, después de que los sedimentos han sido convertidos en roca.

**Porosidad efectiva:** Fracción que se obtiene de dividir el volumen total de poros comunicados entre el volumen total de la roca.

**Presión capilar:** Es la fuerza por unidad de área resultado de las fuerzas superficiales a la interfase entre dos fluidos.

**Presión de abandono:** Presión hasta la que se considera económicamente factible llevar a explotación un yacimiento.

**Presión de saturación:** Presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

**Presión de rocío:** Presión a la cual, se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de dos fases.

**Presión original:** Presión que prevalece en un yacimiento que no ha sido explotado y se le denomina original del yacimiento. Es la que se mide en el pozo descubridor de una estructura productora.

**Producción:** Son los hidrocarburos ya recuperados.

**Radicales alquilo:** Cuando en un hidrocarburo saturado se suprime un hidrógeno, dicho hidrocarburo se convierte en un radical monovalente que nunca se encuentra libre. Se nombran estos radicales cambiando la terminación *ano* del hidrocarburo de donde se derivan, por la terminación *ilo*. Por ejemplo, Metano a radical metilo etc.

**Radio de drene:** Distancia desde la que se tiene flujo de fluidos hacia el pozo, es decir, hasta la cual llega la influencia de las perturbaciones ocasionadas por la caída de presión.

**Recuperación primaria:** Extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para mover los fluidos, a través de la roca del yacimiento hacia los pozos.

**Recuperación secundaria:** Se refiere a técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua, o gas con el propósito en parte de mantener la presión del yacimiento.

**Recurso:** Volumen total de hidrocarburos existente en las rocas del subsuelo. También conocido como volumen original.

**Recurso descubierto:** Volumen de hidrocarburos de los cuales se tiene evidencia a través de los pozos perforados.

**Recurso no descubierto:** Volumen de hidrocarburos con incertidumbre, pero cuya existencia se infiere en cuencas geológicas a través de factores favorables, resultantes de la interpretación geológica, geofísica y geoquímica y se subdivide en recursos posibles y potenciales.

**Regresión:** Término geológico utilizado para definir el levantamiento de una parte del continente sobre el nivel del mar, como resultado de un ascenso del

continente o de una disminución del nivel del mar. En las regresiones el mar pierde terreno.

**Relación gas-aceite:** Relación de la producción de gas del yacimiento a la producción de aceite, medidos a la presión atmosférica.

**Relación gas disuelto aceite:** Relación del volumen de gas que está disuelto en el aceite comparado con el volumen de aceite que lo contiene. Esta relación puede ser original (Rsi) o instantánea (Rs).

**Reserva:** Hidrocarburos que se esperan recuperar, económicamente, con los métodos y los sistemas de explotación adecuados, evaluada a cierta fecha a condiciones atmosféricas y bajo las normas gubernamentales.

**Reserva de hidrocarburos:** Son acumulaciones conocidas de las que se tiene evidencia física mediante pruebas de producción. Es el volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que será producido económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de la evaluación.

**Reserva original:** Volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables a una fecha específica. También se puede decir que es la fracción del recurso que podrá obtenerse al final de la explotación del yacimiento.

**Reserva posible:** Volúmenes de hidrocarburos en donde el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables. En este contexto, cuando métodos probabilísticos se utilizan, el término posible implica que se tiene una probabilidad de al menos 10 por ciento de las cantidades actualmente recuperadas serán iguales o mayores que la suma de reservas estimadas probadas más probables más posibles.

**Reserva probable:** Reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son más tendientes a ser que a no ser comercialmente recuperables. Para los métodos probabilísticos esto implica que se tendrá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades actualmente recuperadas serán iguales o mayores que la suma de las reservas estimadas probadas más probables.

**Reserva probada:** Volúmenes de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada proveniente de yacimientos conocidos bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales. Dicho volumen está constituido por la reserva probada desarrollada y la reserva probada no desarrollada. Cuando se utilizan métodos probabilísticos, el término probado implica que se tiene una probabilidad de al menos 90% de que las cantidades actualmente recuperadas sean mayores o iguales a las reservas estimadas.

**Reserva remanente:** Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. En otra forma, es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica.

**Reservas técnicas:** Producción acumulada derivada de un pronóstico de producción en donde no hay aplicación de criterios económicos.

**Reservas 2P:** Suma de las reservas probadas más las reservas probables.

**Reservas 3P:** Suma de las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles.

**Resina y asfaltenos:** Son compuestos policíclicos con alto peso molecular, que se encuentran normalmente en el petróleo. Se separan entre sí por su distinto punto de ebullición y constituyen la parte más densa del petróleo.

**Rocas Almacenadoras:** Los dos elementos esenciales de una roca almacenadora, o de yacimiento son la porosidad y la permeabilidad. La roca debe contener poros o espacios para almacenar el petróleo y estos poros deben estar interconectados. La roca debe ser permeable a los fluidos y gases. Los diámetros de poro también deben ser mayores a un tamaño mínimo; la porosidad de las rocas de yacimiento o almacenadoras normalmente queda dentro del intervalo de 5 a 30%. La porosidad de las rocas carbonatadas frecuentemente es algo menor que en las areniscas pero la permeabilidad de los carbonatos puede ser superior. La mayor parte de las acumulaciones de petróleo se encuentran en rocas almacenadoras clásticas o detriticas, incluyendo las areniscas.

**Rocas Generadoras:** Son aquellas que son o han sido capaces de generar petróleo. Es necesario determinar el contenido de materia orgánica insoluble (kerógeno) y soluble (bitumen) para reconocer una roca generadora, también el grado de madurez, tipo y calidad de la materia orgánica.

**Rocas Sello:** Son aquellas que por su escasa permeabilidad no permiten el paso del petróleo, sirviendo como cierre a su migración o desplazamiento.

**Segregación gravitatoria:** Mecanismo de empuje en el cual parte del gas liberado del aceite, forma o contribuye al agrandamiento de un casquete de gas en la parte culminante de la estructura y aumenta la eficiencia total de desplazamiento.

**Sistema Petrolero:** Es el conjunto de aquellos elementos y procesos geológicos esenciales para que un depósito de gas o aceite exista en la naturaleza. Estos elementos básicos incluyen, una roca generadora de petróleo, un camino de migración, una roca almacenadora, una roca sello y una

trampa, así como los procesos geológicos que crean cada uno de estos elementos básicos.

**Trampa:** Término empleado en geología para definir un yacimiento petrolífero con una geometría que permite la concentración de los hidrocarburos y que los mantiene en condiciones hidrodinámicas propicias e impide que estos escapen. Una trampa es una característica geológica que permite que el petróleo en migración se acumule y conserve durante un cierto período de tiempo dentro de la corteza terrestre.

**Transgresión:** Avance del mar sobre el continente, la línea de costa retrocede y los sedimentos acumulados en la cuenca marina, sobre la plataforma continental, van teniendo progresivamente mayor extensión; el mar gana terreno.

**Yacimiento:** Es una concentración de hidrocarburos en el subsuelo en secuencias de roca permeable, caracterizado por un sistema natural de presión de tal manera que la producción de petróleo en una parte de él afecta la presión del receptáculo en toda su extensión.

## **I.6.- GENERALIDADES**

### **I.6.1.- Ubicación del área de estudio**

El área de estudio se ubica geográficamente en la porción este-noreste de México, en el sur del estado de Tamaulipas, en el centro-norte de Veracruz y al este de los estados de San Luis Potosí, Hidalgo y norte de Puebla. Su límite septentrional es el paralelo 22° 45' latitud norte; su límite meridional es el paralelo 19° 45' norte. Al oeste, esta delimitada por la Sierra Madre Oriental y al oriente su límite es la plataforma marina del Golfo de México. Ver fig. I.6.1

I.- INTRODUCCION "Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico Misantla"

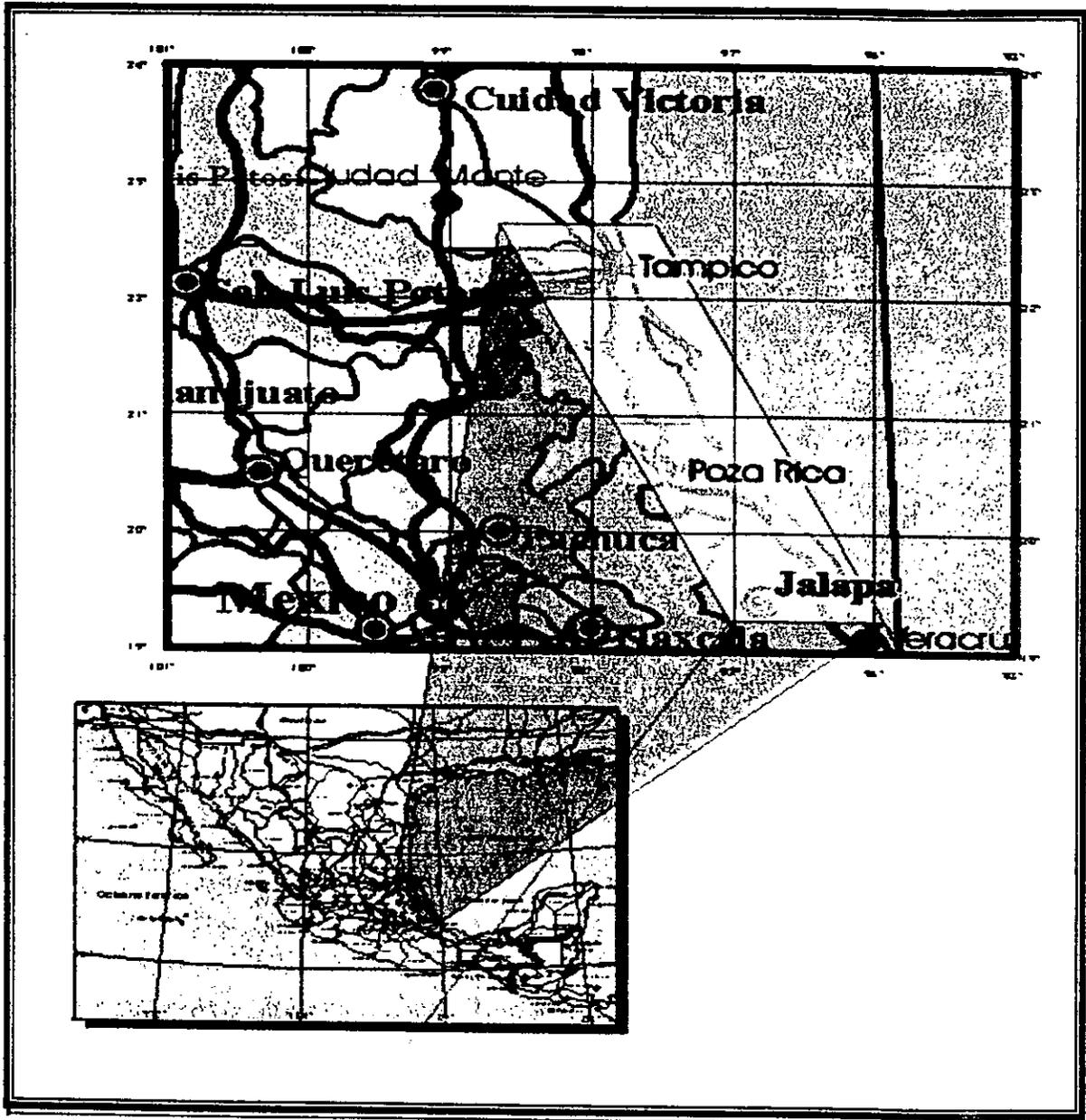


Figura I.6.1 Ubicación del área de estudio

### **1.6.2 Vías de acceso**

Diversas carreteras permiten el acceso al área de estudio tanto por el norte, centro y sureste del País. Desde la Ciudad de México se llega al puerto de Tampico, que es la ciudad más importante del norte de la zona. La carretera 105 une a dichas poblaciones pasando por Pachuca y Huejutla, donde prácticamente se entra al área de estudio, también la carretera 105 comunica a las comunidades: Tempoal y Pánuco.

San Luis Potosí se comunica con el área de estudio por medio de la carretera 70 la cual pasa por Cd. Valles; otra vía de acceso es por Tamuin y Ebano para llegar finalmente a Tampico. En Ciudad Valles está el entronque de la carretera que une a esta población con Tamazunchale; por medio de una carretera secundaria se llega a Huejutla y de ahí a Chicontepec.

En Tempoal se tiene otro entronque importante, de este lugar parte la carretera 127 que une a Tampico con Tuxpan, pasando por Potrero del Llano, sin embargo, también la carretera 180 comunica a estas comunidades, pasando por Naranjos y Potrero del Llano. A partir de Tuxpan se tiene una autopista por la que es posible llegar a Poza Rica, Papantla, Tecolutla y continuar al sur pasando por Nautla y llegar al Puerto de Veracruz, ciudad ubicada fuera del área de estudio.

La carretera 129 une a Nautla con Puebla, pasando por Martínez de la Torre y Teziutlan, de ahí, por la carretera 131 se llega a Perote, Puebla y a la Ciudad de México.

Otra carretera que comunica al área estudiada es la 130 que une a la Ciudad de México con Poza Rica, Veracruz, pasando por Tulancingo y Huauchinango. Es de notar que está en construcción una autopista que unirá a Tulancingo con Tuxpan.

La región se comunica a todo el noreste de la República por la carretera 80 que une a Tampico con el resto del estado de Tamaulipas: Finalmente podemos mencionar que existe un gran número de caminos secundarios y terracerías que permiten comunicar a la mayor parte de los poblados del área.

Ver figura 1.6.2.

## MAPA DE ACCESO A LA ZONA

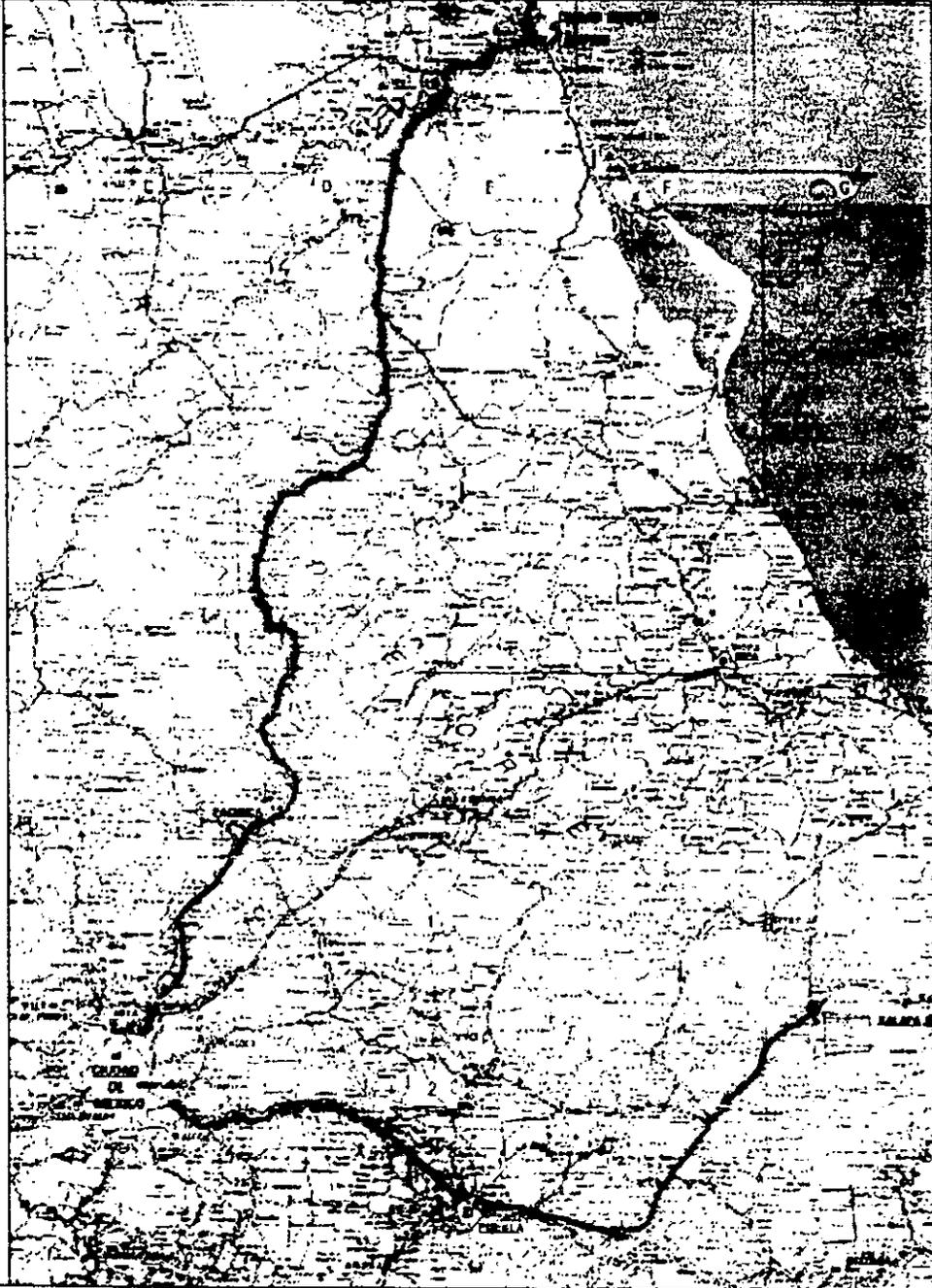


Figura I.6.2 Vías de Acceso.

Tomado de: Por las Carreteras de México - Guía Roji 2001.

“Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico Misantla”

### ***1.6.3.-Fisiografía***

De acuerdo con la Carta Fisiográfica México, escala 1: 1'000 000 publicada por el INEGI (1981), el área de estudio se encuentra en la porción sur de la provincia Llanura Costera del Golfo Norte. Colinda con la Sierra Madre Oriental al oeste y al sur con el Eje Neovolcánico. La parte marina considerada pertenece a la Plataforma Continental del Golfo de México, que a su vez colinda al oriente con la provincia denominada Talud del Golfo de México, según los mapas batimétricos de Martín y Bouma (1978). Ver la tabla 1.6.1 y figura 1.6.3.

#### **PROVINCIAS Y SUBPROVINCIAS CONTINENTALES:**

- 1.-*Llanura Costera Norte del Golfo.*
  - ❖ 1.1.-Llanuras y lomeríos.
  - ❖ 1.2.-Sierra de Tamaulipas.
  - ❖ 1.3.-Sierra de Tantima.
- 2.-*Sierra Madre Oriental.*
  - ❖ 2.1.-Sierras y Llanuras Occidentales.
  - ❖ 2.2.-Gran Sierra Plegada.
  - ❖ 2.3.- Carso Huasteco.
- 3.-*Eje Neovolcánico.*
  - ❖ 3.1.-Llanuras y Sierras de Querétaro e Hidalgo.
  - ❖ 3.2.-Lagos y Volcanes del Anáhuac.
  - ❖ 3.3.-Sierra de Puebla.
  - ❖ 3.4.-Chiconquiaco.
- 6.-Altiplano Central.
- 7.-Llanura Costera Sur del Golfo.
- 8.-Sierra Madre del Sur.

#### **PROVINCIAS Y SUBPROVINCIAS MARINAS:**

- 4.-Plataforma Continental del Golfo de México.
- 5.-Talud del Golfo de México.
  - ❖ 5.1-Coordilleras Marinas Mexicanas.
  - ❖ 5.2.-Depresión Marina de Veracruz.

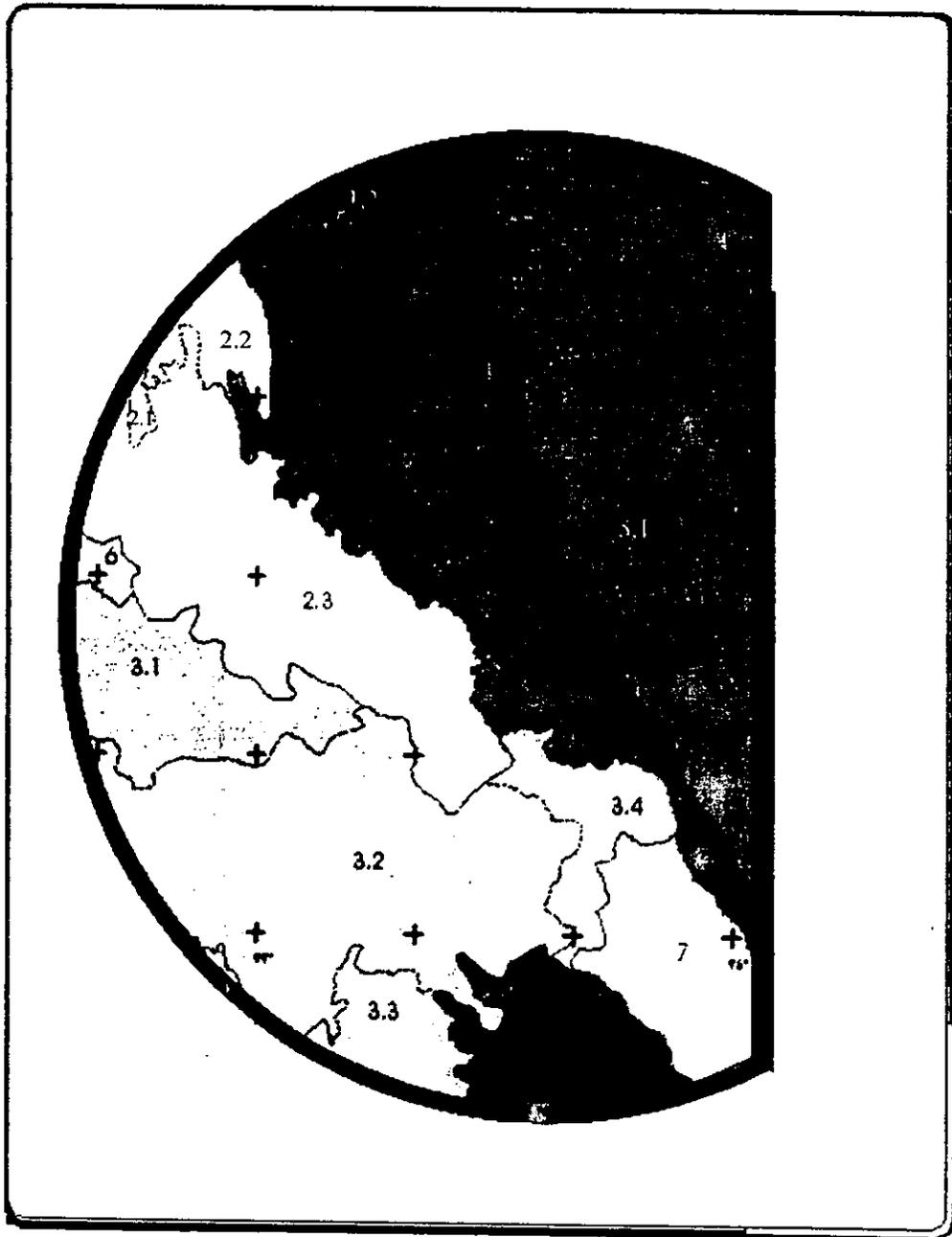


Figura 1.6.3 Provincias y Subprovincias Fisiográficas del área de estudio

**Hidrografía:**

La descripción de la hidrografía del área de estudio se realizó de norte a sur empezando a la altura de Ciudad Mante y Tampico, Tamaulipas. El relieve general de esta área no supera los 100 msnm, las corrientes perennes principales cruzan esta llanura en forma serpenteante y llegan a formar meandros y lagunas, como los que se tienen en el tramo de más de 100 kilómetros entre Tamuín S.L.P. y Tampico, Tamaulipas. Estas corrientes están representadas por los ríos Pánuco, Tamesí, Tamuín, Moctezuma, Tempoal y Topila. El sistema de drenaje secundario es de tipo dendrítico con corrientes intermitentes consecuentes, las que desembocan en los ríos citados o en las lagunas costeras.

En el resto del área, desde Tempoal hasta la Barra de Palma Sola, las corrientes fluviales principalmente, han modelado el relieve y en menor proporción el oleaje. Las corrientes perennes más importantes que drenan el área son los ríos Moctezuma, San Pedro, Calabozo, Tamozus, Vinazco ó Tuxpan, San Marcos ó Cazones, Tecolutla y Bobos. Estos ríos delimitan zonas de lomeríos drenadas por arroyos de corrientes perennes e intermitentes, que en conjunto forman un sistema de drenaje combinado entre dendrítico y subparalelo, cuyas corrientes son antecedentes, consecuentes y subsecuentes. Un rasgo importante en esta área es que los ríos Tuxpan, Cazones y Tecolutla tienen valles muy planos que se extienden por más de 70 kilómetros sin superar los 100 msnm, donde los cauces de dichos ríos son serpenteantes y al acercarse a sus desembocaduras desarrollan meandros. A pesar de la importante erosión y transporte de estos ríos, no han formado deltas importantes en sus desembocaduras. Ver figura I.6.4.

**Orografía:**

A continuación se hace la descripción del relieve de las provincias y subprovincias colindantes con el área de estudio.

**1.- Provincia *Llanura Costera Norte del Golfo*:** Esta provincia enmarca totalmente el área de estudio. Se caracteriza como una amplia llanura con topografía de suaves pendientes, pero con lomeríos y elevaciones locales.

## HIDROGRAFIA - ZONA DE ESTUDIO



Figura 1.6.4 Hidrografía del área de estudio  
Tomado de: El Orbe y México - 1973.

"Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico Misantla"

Estas últimas sobresalen entre las planicies como áreas abruptas y montañosas. El límite hacia la parte oeste de esta provincia corresponde con el piedemonte en el frente de la Sierra Madre Oriental; el límite en la porción sur es una transición hacia el Eje Neovolcánico; y el límite este se marca por la línea de costa en el Golfo de México, asociada con una serie de lagunas costeras y pantanos. Además presenta zonas de mesetas y sierras bajas volcánicas creando discontinuidades muy notables, por lo que se ha dividido en las siguientes tres subprovincias.

**1.1.- Subprovincia *Llanuras y lomeríos*:** En general esta subprovincia consta de lomeríos, valles de llanura y planicies aluvio-fluviales. El declive de la provincia se marca de oeste a este, por el descenso en los valores de las cotas, que van desde aproximadamente 250 metros en la porción norte, y de más de 500 metros en la porción sur del piedemonte, hasta llegar a la línea de costa.

**1.2.- Subprovincia *Sierra de Tamaulipas*:** Es una zona de topografía montañosa muy abrupta. Se identifica por ser una sierra alta y escarpada con más de 1000 metros de altura. Sus límites le dan forma semiovalada, con su eje mayor orientado NW-SE de aproximadamente 100 kilómetros de longitud.

**1.3.-Subprovincia *Sierra de Tantíma*:** Es una combinación de sierras menores y sierras volcánicas que forman salientes con altitudes promedio de 250, 800 y 1000 metros. Las zonas bajas tienen altitudes menores de 200 metros. Esta subprovincia tiene una forma semicircular muy irregular con aproximadamente 25 kilómetros de diámetro.

**2.- Provincia *Sierra Madre Oriental*:** Es una unidad fisiográfica de sierras altas y complejas que en su mayoría se relacionan con pliegues anticlinales y sinclinales alargados, truncados y/o buzantes. Ha sido subdividida en varias subprovincias, debido a que su expresión topográfica de serranías, se combina con valles profundos, llanuras altas, lomeríos y laderas escarpadas. Tiene altitudes con variaciones alternantes entre 500, 2500 y 3000 metros.

**2.1.Subprovincia *Sierras y Llanuras Occidentales*:** Esta subprovincia es una transición fisiográfica entre las provincias de la Sierra Madre Oriental y el Altiplano Central. Se caracteriza por una distribución heterogénea pero predominante de llanuras, no de relleno sino rocoso, de tipo desértico, además

de las aluviales intermontanas. Así mismo, presenta sierras complejas plegadas asociadas a llanuras, bajadas y lomeríos. El promedio de altitud es de 1000 metros, aunque se tienen zonas con altitudes que llegan a los 3000 metros.

**2.2.- Subprovincia *Gran Sierra Plegada*:** La parte de esta subprovincia incluida en el área de estudio, corresponde con topofomas alternantes de mesetas, bajadas y valles. Predominan las grandes bajadas con lomeríos y llanuras aluviales. Las mesetas son altas y complejas debido al tipo de material ígneo y al estilo de plegamiento de las rocas sedimentarias. Los valles intermontanos no son muy profundos; algunos de ellos están asociados con llanuras. Las sierras no son complejas pero por su estilo forman partes altas planas con bajadas abruptas. Los valores de las cotas varían entre 200 y 3200 m; con promedio de 1000 m.

**2.3.- Subprovincia *Carso Huasteco*:** esta unidad fisiográfica es muy homogénea en sus características, las cuales comprenden sierras bajas y altas, muy escarpadas, de laderas convexas y profundos cañones. Las altitudes varían entre 200 y 2600 m. El paisaje Cárstico es su característica distintiva.

**3.- Provincia *Eje Neovolcánico*:** Se trata de una faja volcánica que atraviesa todo el territorio mexicano en dirección casi este-oeste. Su porción oriental, parte que nos ocupa, es la de mayor altitud en toda el territorio mexicano. Se caracteriza por la presencia de sierras altas, de innumerables conos y aparatos volcánicos, muchos de ellos en forma alineada y/o superpuesta, calderas, cuencas intermontanas; lagos en las partes centrales de las cuencas y cráteres. Todo ello conforma un altiplano de gran altura, sujeto a peniplanización con diferentes estadios erosivos. Esta provincia se ha dividido en varias provincias de las cuales solo se consideran las de su posición oriental.

**3.1.- Subprovincia *Llanuras y Sierras de Querétaro e Hidalgo*:** muestra una combinación y sierras volcánicas, asociadas a mesetas y llanuras. Es una transición fisiográfica no muy clara entre las provincias Altiplano Central y Eje Neovolcánico.

**3.2.- Subprovincia *Lagos y Volcanes del Anáhuac*:** es una de las subprovincias más extensas de mayor altitud. Se compone de abundantes volcanes de diversos tipos y tamaños, interconectados por mesetas, cuencas, lagos y cañadas. Resalta la interposición de aparatos y complejos volcánicos, todos ellos forman un paisaje volcánico típico, con variaciones de altitud desde los mil hasta más de cinco mil metros (Pico de Orizaba), la altitud promedio es de 2000 m.

**3.3.- Subprovincia *Sierra de Puebla*:** esta subprovincia es una transición del paisaje de sierras volcánicas de la zona neovolcánica al de sierras compuestas de la Sierra Madre del Sur. Presenta combinación de mesetas y llanuras con sierras altas y complejas en altitudes promedio de 1400 m.

**3.4.- Subprovincia *Chiconquiaco*:** es una zona poco extensa, que esta ubicada en la intersección de 3 provincias fisiográficas sin embargo, se caracteriza por estar constituida de sierras volcánicas con escarpes muy pronunciados, asociadas en sus alrededores con lomerios abruptos e irregulares y variaciones de altitud desde el nivel del mar hasta los 2000 m.

**4.- Provincia *Plataforma Continental del Golfo de México*:** comprende la zona orientada NW-SE de la plataforma continental marina entre la línea de costa y la isobata de los 200 m. Presenta algunas variaciones en su topografía submarina asociadas con pliegues fallas y deslizamientos. Estas estructuras tienen su expresión batimétrica como topofomas semiparalelas con relación a su orientación longitudinal, así como algunos escarpes perpendiculares que han resultado de la acción de las corrientes submarinas. La provincia tiene una amplitud entre 20 y 45 km. Su topografía submarina es irregular pero mantiene una pendiente general exageradamente suave, por varios kilómetros, desde la línea de costa hasta los 200 m. de profundidad y con ligera inclinación hacia el este.

**5.- Provincia *Talud del Golfo de México*:** esta provincia comprende el declive o pendiente que se forma desde el límite submarino externo de la plataforma continental (isobata de +/- 200 m), hasta las profundidades de más de 3000 metros, en la frontera con la Planicie Abisal Sigsbee. Aunque generalmente se considera como una zona de talud, con gradiente homogéneo que varía de

suave a fuerte en dirección E-W, es irrumpida batimétricamente por cañones, depresiones, escarpes y canales submarinos que disectan fuertemente sus laderas. Se considera una zona de rugosidad anormal del fondo marino. La rugosidad es el resultado de una serie de pliegues alargados de amplitud pequeña y con direcciones diferentes. Los límites norte y sur de la provincia son contactos con zonas de domos salinos, y el límite este con la planicie abisal. Esta provincia se subdividió en 2 subprovincias que se encuentran a lo largo de una amplia franja marina enfrente de los estados de Veracruz y Tamaulipas.

**5.1- Subprovincia *Cordilleras Marinas Mexicanas*:** no se trata de una cordillera en el sentido estricto de la palabra, sino de una serie de anticlinales submarinos, exageradamente suaves y subparalelos combinados con fallas de crecimiento dentro de esta subprovincia sobresalen dos regiones la primera en la parte norte presenta los ejes de las rugosidades con orientación NE-SW; en la segunda región en la parte sur muestra una dirección predominante NW-SE aunque sus ejes principales se desvían hacia ambos lados de la dirección primordial. En general la batimetría refleja superficies anómalas que corresponden a fallas, sedimentos deformados deslizamientos y escarpes. Lo anterior se manifiesta también como una fuerte disección de la topografía submarina.

**5.2.- Subprovincia *Depresión Marina de Veracruz*:** la subprovincia se manifiesta batimétricamente entre las cotas de 2000 a 4000 metros. Es una depresión elongada con forma de saco y orientada NNE-SSE. Tiene paredes fuertemente inclinadas y disectadas. En la superficie submarina refleja protuberancias relacionadas con deslizamientos de sedimentos y estructuras geológicas paralelas a lo largo de la depresión misma. Se ubica separando la subprovincia cordilleras mexicanas de la provincia Domos de Campeche.

#### ***1.6.4.-Povincias Geológicas***

En el marco de la clasificación de las provincias geológicas propuesto por Ortega Gutierrez, et al (1992), el área de estudio se ubica completamente en el sur de la provincia denominada Miogeoclinal del Golfo de México, de edad Cenozoica, de origen sedimentario marino y ambiente geotectónico geoclinal. Siendo precisamente sus límites marcados al oeste con la Sierra Madre Oriental (20), al este con el Golfo de México, al sur con el Macizo de Palma Sola (18) y la Faja Volcánica Transmexicana (15). Ver figura 1.6.5.

#### ***1.6.5.- Geomorfología:***

El área de estudio se divide geomorfológicamente en dos partes, una de ellas es un área casi plana que existe entre la Sierra Madre Oriental y la Costa del Golfo de México, a la altura de Ciudad Mante y Tampico, Tamaulipas, en la cual, en sus porciones oeste y central afloran lutitas y margas del Cretácico Superior y del Paleoceno, con plegamiento originado por tectonismo del evento de deformación denominado "Orogenia Laramide", presentando un relieve ondulado por efecto del moderado plegamiento de las estructuras anticlinales y sinclinales buzantes. Estas estructuras se encuentran dislocadas por fallas normales paralelas o transversales a los pliegues, formadas en un evento posterior a la Orogenia Laramide, por un proceso de extensión que originó deformación frágil. En la parte este, afloran areniscas arcillosas y calcáreas, así como bancos de coquinas, cuya estratificación presenta una inclinación muy suave de oeste a este, tal vez debido a un ligero basculamiento del terreno, asociado al depósito de sedimentos cenozoicos en un régimen eminentemente regresivo. Estas rocas forman lomas con pendientes fuertes y zonas escarpadas, que localmente superan los 100 metros de altura. Algunas de estas lomas tienen formas alargadas paralelamente a la costa del Golfo de México, generalmente limitadas por fallas normales debidas a reajustes postorogénicos. El relieve anterior está modificado y modelado por el intemperismo y erosión a que está sujeta la región donde se tiene clima cálido con abundante precipitación pluvial. La actividad ígnea en el área está representada por derrames de lava y cuerpos aislados de rocas hipabisales, las

# PROVINCIAS GEOLOGICAS

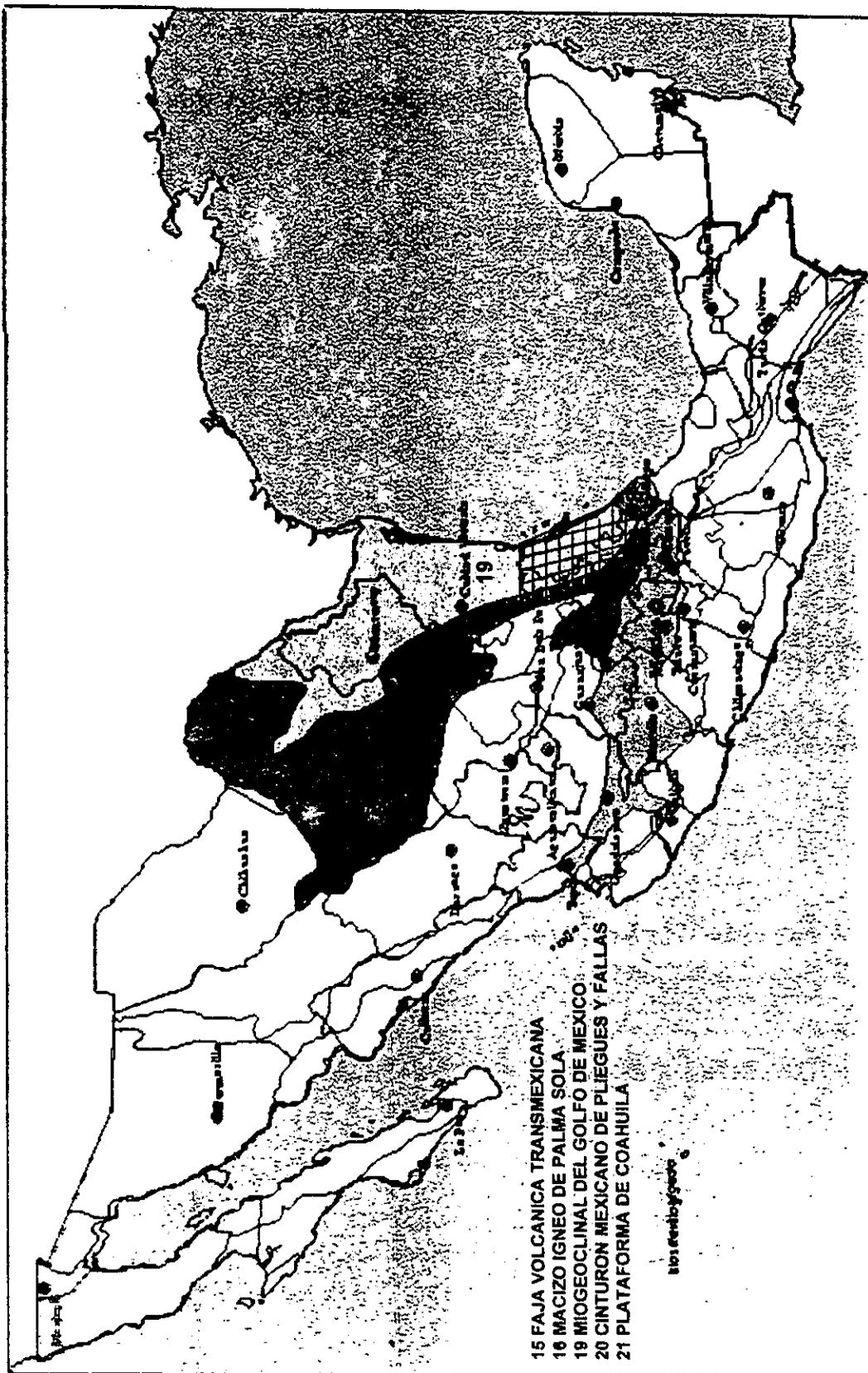


Figura 1.6.5 Provincias Geológicas en el área de estudio  
Tomado de: Ortega Gutiérrez et al. 1992.

"Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico Misantla"

que al ser descubiertas por erosión formaron pequeños cerros; La actividad ígnea con su relieve característico, se asocia al Eje Neovolcánico Mexicano. En la parte noroeste de esta área se encuentra un cuello volcánico que sobresale más de 700 metros sobre el terreno circundante. La parte central de la Llanura Costera del Golfo de México, se extiende desde la costa del Golfo de México hasta una altura promedio de 500 msnm, en las estribaciones de la Sierra Madre Oriental, es un relieve modelado en lutitas y margas del Cretácico Superior, rodeadas por lutitas y areniscas del Paleoceno y Eoceno, que presentan intensa deformación dúctil, con pliegues asimétricos, recostados y fallas inversas asociadas al levantamiento de la Sierra Madre Oriental; los ejes de las estructuras están orientados de noreste a sureste y se observan disectados por corrientes fluviales que forman cañones transversales. En la parte este, afloran rocas areno-arcillosas del Cenozoico, cuyos estratos se inclinan suavemente de oeste a este, en general no presentan rasgos de intensa actividad tectónica. El cambio de relieve en el área es gradual de oeste a este y se caracteriza por tener grupos de lomeríos con pendientes variables desde muy suaves hasta formar zonas escarpadas, principalmente en las secuencias siliciclásticas de grano más grueso. Los escarpes pueden tener su origen por fallamiento normal local o por efectos de erosión muy fuerte en determinados lugares, como en las márgenes de los diferentes y numerosos ríos. La actividad ígnea de fines del Neogeno es la responsable de diversas estructuras, propias de ese tipo de rocas, las que se encuentran dispersas en toda el área y han originado zonas de inversión de relieve. En la parte norte afloran cuerpos intrusivos e hipabisales de gabro y basalto, en forma de domos y cuellos volcánicos, los que sobresalen del terreno circundante por efectos de erosión. El relieve en rocas ígneas es resultado de la actividad ígnea del Eje Neovolcánico el cual ha sido modelado por los agentes exógenos. En esta parte se encuentra la Sierra Tantima, considerada como una anomalía en el relieve de la zona, debido a que las rocas ígneas que la forman, dieron lugar a una estructura alargada en forma de espinazo, que se orienta de noreste a suroeste y alcanza una altura de 1300 msnm. En la parte sur del área las rocas ígneas están cubriendo grandes extensiones de terreno y forman mesas basálticas aisladas que aparentemente son remanentes de cuerpos mayores, afectados por procesos de intemperismo y erosión. En términos generales

estas mesas se alinean de noreste a suroeste, paralelamente a los principales ríos que drenan el área. También se encuentran depósitos de rocas piroclásticas ácidas y algunos conos cineríticos con derrames basálticos.

### **Provincias y subprovincias colindantes**

Se tienen dos provincias geomorfológicas colindantes: *La Sierra Madre Oriental* y *el Eje Neovolcánico*, sus características se describen a continuación:

**Sierra Madre Oriental.** Esta provincia geomorfológica consiste en una franja que se extiende desde Ciudad Victoria, Tamaulipas, donde tiene 100 km. de ancho, aproximadamente, hasta Tuxtepec Oaxaca, con unos 30 km de ancho. Tiene una orientación general de noroeste a sureste y esta interrumpida entre Teziutlán Puebla y Orizaba Veracruz, por estar cubierta por derrames y tobas del Eje Neovolcánico Transmexicano. En la Sierra Madre Oriental afloran rocas sedimentarias del Paleozoico, Jurásico y Cretácico, muy variadas en litologías y texturas. Estas secuencias fueron afectadas por los esfuerzos compresivos de la Orogenia Laramide, durante el Cretácico Superior y el Paleoceno; lo que originó estructuras plegadas de varias modalidades; así como fracturas, fallas y cabalgaduras, que se orientan paralelamente a los anticlinales y sinclinales.

Tres son las zonas colindantes principales de esta provincia con el área de estudio, de norte a sur, se tiene una zona caracterizada por rocas sedimentarias aflorantes, que forman montañas plegadas y afalladas, a partir de las cuales fue modelado el relieve, el cual ha cambiado por la acción de las corrientes de agua y modificada posteriormente por derrames de lava. El límite este de esta área es un escarpe de falla que llega a tener 500 metros de desnivel con respecto a la llanura Costera y esta alineado de norte a sur. Los pliegues forman cordilleras con valles intermontanos, angostos, paralelos a fallas y con desnivel medio de 500 m; los que en la parte oeste se arquean hacia el noroeste, y sus valles intermontanos son más amplios y disminuye el nivel medio entre ellos. El sistema de drenaje en el área es de tipo dendrítico y en algunos sitios es rectangular regulado por las estructuras de pliegues y el fracturamiento perpendicular a ellas, es decir, tiene control estructural. Las corrientes principales son de tipo consecuente, subsecuente, resecuente y obsecuente, con regímenes perennes, en donde sobresalen los ríos Tamasopo, Ocampo y el Salto; los que han formado pequeños cañones.

La siguiente zona se ubica al sur de la primera, pero con algunas diferencias geomorfológicas. Aunque en esta área afloran rocas del mismo tipo y edad que en el anterior, plegadas en la misma dirección y modeladas por la acción de las corrientes de agua, el relieve es más abrupto. En esta no se encuentran cordilleras alargadas, los cañones son más profundos y las rocas ígneas han modificado el relieve. El sistema de drenaje es dendrítico y en algunos sitios es rectangular con corrientes consecuentes, subsecuentes y resecuentes de regímenes perennes e intermitentes; entre las que sobresalen los ríos Verde y Santa María. Estos ríos forman cañones de hasta 500 metros de profundidad, que limitan zonas de lomeríos, donde existen algunas prominencias topográficas que llegan a los 1000 metros de desnivel desde el fondo de los cañones. También existen zonas con desarrollo de topografía cárstica.

La tercera zona colindante al sur, pertenece también a la Sierra Madre Oriental, se caracteriza porque entre los 500 y 2000 msnm afloran rocas sedimentarias paleozoicas, mesozoicas y cenozoicas, con estructuras plegadas orientadas de noroeste a sureste, dislocadas por fallas inversas y en menor proporción por fallas normales. Las corrientes fluviales han modelado el relieve, que posteriormente fue modificado por depósitos de rocas ígneas extrusivas del Eje Neovolcánico Transmexicano. El área está disectada por un sistema de drenaje subparalelo, donde se han labrado grandes cañones que cortan transversalmente a las estructuras plegadas. Las sierras son alargadas, orientadas de noreste a suroeste. Las corrientes principales son consecuentes, de regímenes perennes y algunos intermitentes. En esta área existe un gran número de valles en "V" muy cerrados, precipicios y pendientes fuertes característicos de una región escarpada.

**El Eje Neovolcánico**, por su parte, es una provincia geomorfológica que consiste en una franja que se extiende de oriente a poniente, desde la costa del Golfo de México, hasta muy cerca de la costa del Océano Pacífico. La zona colindante con el área de estudio constituye una especie de abanico que se extiende de norte a sur por más de 100 km entre las Ciudades de Jalapa y Tierra Blanca, Veracruz; alcanza una anchura hasta de 70 km a la altura del Río Pescados. En esta zona el cambio de relieve es gradual desde 1500 msnm, hasta una altura aproximada de 100 msnm. La forma característica que presenta se modeló por la acumulación de materiales producidos por la erosión

de las partes más elevadas, que se intercalan con materiales producidos por actividad ígnea. Dentro de este se encuentran conglomerados, brechas, lapilli, cenizas y algunos derrames de lava. El sistema de drenaje que ha modelado esta zona es de tipo dendrítico y subparalelo, formado por corrientes perennes e intermitentes, de tipo consecuente, que fluyen de oeste a este. Estas corrientes han formado algunos cañones, como los cauces de los ríos Pescados y Atoyac.

## **II.-GEOLOGIA REGIONAL**

La presencia de hidrocarburos en la Cuenca Tampico-Misantla se explica al analizar la historia geológica de la región desde antes de que se formaran las cuencas sedimentarias marinas mesozoicas, cuando la región, después de pertenecer al supercontinente Pangea (Permo-Triásico) participó en la fragmentación del mismo, en el Triásico-Jurásico. El Golfo de México se generó bajo un régimen tectónico distensivo que dio lugar a grandes fallas de transcurrencia y cuencas captadoras de material clástico. En el Cretácico amplias plataformas carbonatadas evolucionaron, hasta que al final del mismo y en el Paleoceno, debido a la Orogenia Laramide, se formó la Sierra Madre Oriental. Este levantamiento ocasionó la formación de grandes depresiones, en donde se depositaron gruesos espesores de sedimentos terrígenos que rellenaron las depresiones semiparalelas al frente de la Sierra Madre Oriental; a saber, Paleocuenca de Tampico-Misantla y de Veracruz. Los paleo-elementos emergidos como la Plataforma de Tuxpan y el alto de Teziutlán actuaron como contrafuerte a los esfuerzos laramídicos provenientes del suroeste generando un cinturón de pliegues y fallas transcurrentes e inversas, como las de Nautla y Misantla, que limitan un bloque donde se localiza una ventana de rocas del Cretácico y Jurásico, las cuales están rodeadas por rocas del Cenozoico. En el Eoceno-Oligoceno esfuerzos tectónicos compresivos en la costa pacífica propiciaron magmatismo y volcanismo en toda la región. Así mismo, desde el final del Oligoceno y durante el Mioceno y Plioceno se emplazó la estructura del Eje Volcánico Transmexicano. La acumulación de la Formación Tuxpan estuvo acompañada por actividad magmática y volcánica, esta última se prolongó hasta el Pleistoceno-Holoceno. La cima de la Formación Tuxpan se erosionó, por lo cual quedó cubierta de gravas que fueron distribuidas extensamente por una red hidrográfica ancestral. Tectónicamente, el patrón de fallamiento y plegamiento regional heredado de la compresión laramídica se reconoce en numerosos pliegues y fallas inversas.

## **II.1.-ESTRATIGRAFIA**

La secuencia sedimentaria que cubre el basamento en el área, esta compuesta por 31 formaciones de las cuales 13 son cenozoicas y las restantes 18 son mesozoicas, reportándose espesores de hasta 7 kilómetros para esta cubierta sedimentaria de rocas carbonatadas (Mesozoico) y siliciclásticas (Cenozoico).

### **BASAMENTO**

El basamento está formado de rocas ígneas plutónicas: granitos, granodioritas, tonalitas, dioritas y gabros principalmente, en menor proporción se tienen rocas metamórficas como: esquistos y gneises y en algunas localidades existen conglomerados basales. En la zona de Poza Rica el basamento es de esquistos del Paleozoico Superior, en la región de Tampico y Arenque son granitos posiblemente del Triásico. En el pozo Carmen No.1 de la zona Poza Rica-San Andrés se reporta que los sedimentos arcillosos de la Formación Tamán, yacen sobre esquistos posiblemente paleozoicos y estos a su vez sobre esquistos Precámbricos. El basamento y su cubierta están ubicados en tiempo en la figura II.1, donde también se aprecian las relaciones verticales entre las distintas formaciones sedimentarias.

### **MESOZOICO**

#### **Triasico**

##### **Formación Huizachal.**

Descrita por primera vez por Seemes en 1921, por Imlay *et al.*, en 1948 y definida por Carrillo-Bravo en 1961. Nombre utilizado por Seemes en 1921, para una secuencia de lutitas, lutitas arenosas, areniscas y conglomerados de color rojo, verde y gris verdoso, siendo común la presencia de estratificación cruzada, canales de corte y relleno y laminación cruzada. Lopez-Infanzón (1986), reporta intercalaciones de tobas riolíticas, riolitas y andesitas. El espesor de la formación es variable, ya que en algunos lugares es de más de 2000 metros, promediando 1000 metros. La localidad tipo se encuentra en el Valle del Huizachal, aproximadamente 20 km al suroeste de Ciudad Victoria, Tamaulipas. Además de otras localidades, también se encuentra aflorando en el área de Miquihuana, Tamaulipas, lugar donde se haya en contacto por falla

**TABLA ESTRATIGRAFICA - ACTIVO MISANTLA GOLFO DE MEXICO**

PERIODO	EPOCA	ETAPAS	FORMACION	LITOLOGIA	AMBITO	DOMINIO	TEXTURA	PROFUNDIDAD	R. GENE.	R. ALMACEN.	R. SELLO
<b>CEZOICO</b>	<b>NEOGENO</b>	<b>PLIOCENO</b>	PLIOCENO SUP.			<b>MARINO / MIXTO</b>	<b>SILICICLASTICOS</b>	<b>ANTEFOBA</b>			
			PLIOCENO MED.								
			PLIOCENO INF.								
		<b>MIOCENO</b>	SUPERIOR								
			MEDIO								
			INFERIOR								
	<b>PALEOGENO</b>	<b>OLIGOCENO</b>	SUPERIOR								
			INFERIOR								
			INFERIOR								
		<b>EOCENO</b>	SUPERIOR								
			MEDIO								
			INFERIOR								
	<b>CRETACICO</b>	<b>SUPERIOR</b>	SENO-MIANO								
			GALICO								
			NEOCC-MIANO								
		<b>INFERIOR</b>									
<b>JURASICO</b>	<b>SUPERIOR</b>	MALMICO									
	<b>MEDIO</b>	DOGGERIANO									
<b>INFERIOR</b>	LIASICO										
<b>TRIASICO</b>											

Figura II.1 Tabla Estratigráfica  
 Tomada de: PEMEX. Exploración y Producción. Región Norte. 2000.

“Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico Misantla”

con rocas Precámbricas, en el Anticlinorio Huizachal-Peregrina cubre en discordancia angular, en algunos casos, a sedimentos paleozoicos y en otros a rocas Precámbricas, en el oriente de México aflora en el Anticlinorio de Huayacocotla, en donde rocas liásicas de la Formación Huayacocotla descansan en concordancia sobre los "lechos rojos". Subyacen discordantemente a sedimentos siliciclásticos rojos del Jurásico Superior o a sedimentos marinos y evaporitas del Cretácico Inferior-Jurásico Superior. Se le reporta en la zona sur de Pánuco-Ebano, cubierta por rocas del Liásico. Por la identificación de esporas y su posición estratigráfica, se ha confirmado su edad, Triásico Superior (Retiano), con fósiles de plantas tales como *Pterophyllum fragile*, *Mertenside bullatus*, *Ptilophyllum acutidolium*. Los componentes detríticos derivan de gneises y esquistos precámbricos, así como de rocas plutónicas graníticas y rocas terrígenas retrabajadas paleozoicas, su origen se relaciona con sedimentos producto del desarrollo de abanicos aluviales y llanuras de inundación, depositados en fosas tectónicas, asociados a la disgregación del supercontinente Pangea.

Se le considera correlacionable con la Formación Todos Santos del sureste de México, además, con las formaciones Zacatecas y la Ballena del Centro de México, estas últimas de facies turbidicas.

### **Jurásico**

#### **Formación Huayacocotla**

Definida por Imlay, et al. en 1948, la localidad tipo se localiza a lo largo del Río Vinazco al sur de la población de Huayacocotla, Veracruz, donde se reporta como una secuencia de 300 metros de rocas arcillosas y areno-arcillosas de color oscuro. Se tienen afloramientos en la parte frontal este de la Sierra Madre Oriental y en el subsuelo de la Cuenca de Tampico-Misantla, al norte de Puebla y al oriente de Hidalgo. Su distribución se encuentra en estrecha relación con la distribución de las formaciones del Triásico Superior continental.

Consisten de un conglomerado en la base, seguidos de areniscas, sobre el que descansa una sección de calizas arenosas con pelecípodos, los que a su vez subyacen a una potente sección de lutitas y areniscas gris claro, verdoso, oscuro y negro, en partes carbonosas y micacíferas, con restos de plantas, amonitas y pelecípodos.

El espesor de esta formación varía entre 500 y 1000 metros. Sus contactos inferior y superior, son en general, concordante, con la Formación Huizachal y discordante con la Formación Cahuasas, respectivamente.

El contenido fosilífero es muy variado, predominando: *Arietites sp*, *Oxynticeras sp*, *Echioceras sp*, *Macroderoceras sp*, *Amioceras sp*, *Coroniceras sp*, y *Vermiceras sp*, que la ubican dentro del Sinemuriano; también se han reportado conjuntos de plantas fósiles que permiten asignarle alcance hasta el Pleinsbachiano.

La presencia de amonitas y pelecípodos, sugiere condiciones de depósito marinas someras sin barreras, de baja energía, en un ambiente de plataforma clástica cercana al continente, correspondientes a la fase de relleno del graben Triásico-Jurásico, en el que la influencia marina provino del Pacífico. Se correlaciona con depósitos marinos con fauna liásica que aflora al oeste del Río Verde en la Sierra de Catorce, San Luis Potosí, con la Formación Nazas del Mar Mexicano y con la Formación Rodeo de la región de Fresnillo, Zacatecas. Por su gran contenido de materia orgánica se le considera generadora; también puede ser roca sello por sus horizontes arcillosos.

### **Formación Cahuasas**

Definida por Carrillo-Bravo en 1959; la localidad tipo se encuentra en el Rancho Cahuasas sobre el Río Amajac, al sureste de Chapulhuacan, Hidalgo, donde consiste de una secuencia de areniscas, limolitas, lutitas y conglomerados de color rojizo.

Aflora en la porción central de la Sierra Madre Oriental y en el subsuelo de la Cuencas de: Tampico-Misantla, la de Sabinas, la de Veracruz y en la Península de Tamaulipas, además se encuentra expuesta en la Cuenca de Zongolica.

Consiste según Carrillo-Bravo (1965), de "una secuencia continental de lutitas, limolitas, areniscas y conglomerados rojos que infrayacen preferentemente al Jurásico Superior marino" con frecuencia presentan estratificación cruzada. También se le reporta conformada por arcosas, constituidas por fragmentos subarredondados de feldespato y cuarzo blanco lechoso, traslúcido, café rojizo y naranja, alternando con areniscas café rojizo y verdes de grano fino, con algunas intercalaciones de lutitas café rojo de aspecto arenoso.

El espesor promedio es de 300 metros, el contacto inferior es discordante con la Formación Huizachal (discordancia angular) y con la Formación Huayacocotla (discordancia paralela). El contacto superior también es discordante con la Formación Huehuatepec. La presencia de los fósiles *Exesipollenites Balme* y *Todisporites major*, ubican a estos sedimentos en el Jurásico Medio, (Bajociano-Bathoniano). Los ambientes sedimentarios que predominaron en esta edad fueron continentales y varían de depósitos de pie de monte a abanicos aluviales, caracterizados por los depósitos de conglomerados; los terrígenos finos sugieren llanuras de inundación aluviales. La procedencia de los sedimentos muestra aportaciones del basamento y de la Formación Huizachal, así como de elementos sedimentarios marinos carbonatados, derivados de la Formación Huayacocotla.

Se le correlaciona con la Formación Taberna y la Formación Zorillo del Grupo Teconcoyuca de la Cuenca Guerrero-Morelos. Con la Formación Tecomasuchil de la Cuenca de Tlaxiaco y con la Formación Tenexcate en la zona de Poza Rica. Las rocas sedimentarias continentales del Jurásico Medio, con frecuencia están asociadas a rocas volcánicas constituidas por piroclastos, coladas riolíticas y andesíticas, que presentan también una coloración rojiza. Localmente en el extremo sureste de la Sierra Madre Oriental y región adyacente de la Cuenca de Tampico-Misantla, la secuencia con estas características recibe el nombre informal de Formación Tenexcate. Por sus horizontes lenticulares conglomeráticos se considera que esta unidad es almacenadora.

### **Formación Tenexcate**

Descrita informalmente por el Departamento de Geología del Subsuelo de Poza Rica, Veracruz en 1967. Se le reporta en el Subsuelo de Poza Rica, aflora en una amplia franja de la hoja Cuetzalan (F14-D85), en el lecho del Río Zempoala al oriente de Atlequizayán, al oriente de Jonotla y al poniente de Mazatepec, Puebla, así mismo constituye los flancos occidental y oriental del Anticlinorio de Villa Juárez. En donde fue descrita, (pozos Tenexcate 1; Tecuantepec 1; Ayotoxco 1; Carolina 1 y 2; Gachupíñate 1 y Manigua 1), se caracteriza por un cuerpo de conglomerados de fragmentos volcánicos en matriz tobácea de color gris verdoso; contiene también limolitas de color rojizo,

areniscas de color negro, gris verdoso a café oscuro, grano fino a medio, lutitas de color amarillento, con intercalaciones de brechas volcánicas gris verdoso al fresco. Incluyen conglomerados de fragmentos volcánicos en una matriz tobácea, cuyos fragmentos son de rocas ígneas extrusivas y grauvacas líticas de grano fino a medio, con matriz areno-tobácea de color gris verdoso y café rojizo.

El espesor promedio es de 350 metros, en los pozos mencionados anteriormente. Su contacto superior es discordante con la Formación Tepexic y con la Formación San Pedro, aunque también se le encuentra subyaciendo a la Formación San Andrés. El contacto inferior es discordante con rocas ígneas plutónicas del basamento y con la Formación Huayacocotla. Por su posición estratigráfica se le asignó una edad Bajociano-Bathoniano; se depositó en un ambiente continental con intensa actividad volcánica efusiva y explosiva produciendo lahares, brechas volcánicas, domos y coladas. Los conglomerados se acumularon en zonas de pie de monte, abanicos aluviales y zonas de talud con poco acarreo. Se correlaciona con las siguientes Formaciones: Nazas del norte de México, Cahuasas de la Cuenca de Tampico-Misantla, Todos Santos del sureste de México y con el Grupo Teconcoyuca de la Cuenca Guerrero-Morelos. Se considera almacenadora en sus horizontes conglomeráticos.

### ***Formación Huehuetepic***

Definida por González-García en 1970. Esta formación se ha localizado al noroeste de Poza Rica, Veracruz, en el subsuelo de la porción sur de la Cuenca de Tampico-Misantla. La localidad tipo se encuentra en el pozo Huehuetepic No. 1 donde se le describe como una secuencia de evaporitas con intercalaciones de lutita, limolitas rojas, cuerpos de mudstone, packstone, grainstone y ocasionalmente areniscas calcáreas. De la base a la cima se compone de horizontes grauvacas líticas, seguidas de grainstone, wackestone y mudstone; los principales aloquímicos de los carbonatos son: pellets, oolitos, bioclóstos y carpetas de algas. Las calizas son de color café claro a gris verdoso que alternan con lutitas y limolitas rojas. Culmina la secuencia con cuerpos de anhidrita y sal.

Se han reportado espesores en pozos de 50 metros, mínimo, a un máximo de 273 metros. Esta Formación se encuentra subyaciendo a la Formación Tepéxic y a la Formación Santiago, sobreyace a la Formación Cahuasas de forma concordante. Por la fauna encontrada en un cambio lateral a facies lagunares marginales, que contienen a las amonitas *Wagnericeras aff wagneri* y *Keplerites sp.*, se confirma la edad Bathoniano Superior-Calloviano Inferior. Es probable que en uno de los canales ancestrales de la invasión marina proveniente del Pacífico, los sedimentos de esta formación se hayan depositado en facies "sabkha". Se le considera roca sello por sus horizontes arcillosos y evaporíticos.

### **Formación Tepéxic**

Nombre aplicado por Imlay en 1952 y descrita más ampliamente por Erben en 1956, como "Calcarenita Tepéxic", fue definida como formación por Bonet y Carrillo en 1961, su localidad tipo se encuentra en el Río Necaxa entre el campamento Tepéxic y el Puente Acazapa.

Se reporta superficialmente en la porción central del sureste de la Sierra Madre Oriental. En el subsuelo de la región de Poza Rica, Veracruz, y al extremo sur de la Cuenca de Tampico-Misantla. Además se tiene registrada en pozos de la cuenca de Chicontepéc y al norte de Poza Rica, aunque la litología reportada no concuerda totalmente con la de la definición.

Generalmente consiste de packstone y grainstone café a gris oscuro, de oolitas y fragmentos de cuarzo, así como bioclásticos y granos carbonatados de algas y de gasterópodos; se le han encontrado amonitas; la Formación esta constituida por capas de 20 a 60 cm de espesor. También incluye intercalaciones de calizas arcillosas y calizas arenosas con fragmentos de cuarzo, estratos coquinoideos con pelecípodos en una matriz espática y calcarenitas grises en estratos masivos con líticos redondeados; contiene algunos horizontes de lutitas carbonosas con influencia calcárea de color negro y nódulos calcáreos de color gris. Los estratos de lutitas tienen espesores de 3 a 6 centímetros, se observa, en algunas localidades, fracturas rellenas de gilsonita.

El espesor máximo reportado de esta unidad es de 220 metros. La Formación Tepéxic sobreyace transicionalmente a las formaciones Canuwasas y Huehuetepéc, de igual forma subyace a las formaciones Santiago y Tamán. La

presencia de fósiles como *Lioqryphqaea nebrascensis*, *Reineckia neoqaeae* y *Neuquenicerias neoqarum* determinan su edad Calloviano.

Su litología indica condiciones marinas de alta a media energía, en condiciones topográficas irregulares durante su depósito. Esta unidad refleja un incremento en la transgresión marina y el desarrollo de depósitos de plataforma sobre los de tipo continental terrígeno.

### **Formación Santiago**

Propuesta informalmente por Reyes en 1964 y definida formalmente como Formación Santiago por Cantú en 1969. La localidad tipo se encuentra en el arroyo Santiago, cerca de Tamán, San Luis Potosí.

Esta formación se encuentra reportada en el área del Anticlinorio de Huayacocotla-Cuenca de Chicontepec, así como en pozos petroleros de la zona de Poza Rica, Veracruz. En la Zona Norte, Petróleos Mexicanos la denomina Formación Pantepec. Comprende desde lutitas con nódulos calcareos hasta lutitas interestratificadas con calizas, capas finas de lutita calcárea, micrita arcillosa fosilífera, micritas limo-arcillosas grumosas; contiene peletoides con materia carbonosa y pirita, lutitas calcáreas con abundante limo y limolitas de grano grueso (feldareníticas). También se reportan algunos estratos de calizas gris oscuro en espesores de 40 centímetros a 1.20 metros, intercaladas con lutitas carbonosas, con tonos grises al fresco y café por intemperismo.

Cantú (1969 y 1976), en Pedrazzini y Bazañez (1978), reportan en esta Formación, macrofauna que indica una edad del Oxfordiano Tardío; describen organismos pelágicos, equinodermos, foraminíferos bentónicos, algas laminares, microbraquiopodos y ostrácodos; también se tienen lutitas con fragmentos biógenos grandes y *Rhaxella*, biomicritas de "esquirlas" (fragmentos de protoconchas de pelecípodos pelágicos) asociadas con lutitas carbonosas con pirita. Por las características litológicas y fosilíferas se considera un origen marino no muy profundo, de energía moderada en una plataforma con depósitos próximos al borde del talud. Se le consideran rocas almacenadoras en sus calizas bioquímicas, así como también rocas generadoras y sello por sus horizontes arcillo-calcáreos. Se puede correlacionar con la Formación Zuloaga del norte de México

### ***Formación San Pedro***

Definida por Reyes en 1985. La localidad tipo se localiza en la Barranca del Río San Pedro al sur de la Cuenca Tampico-Misantla, la litología consiste de una secuencia de rocas oolíticas y pseudoolíticas. Al oeste de Misantla se le reporta como un wackestone oolítico gris, con intercalaciones de packstone y mudstone-wackestone café-gris, con ostrácodos, gasterópodos, bivalvos; además de mudstone-wackestone color café, en algunas partes dolomitizada y con nódulos de pedernal. Por su contenido fósil se le asigna una edad Kimmeridgiano Inferior. Su contacto superior se considera concordante con la Formación Pimienta y discordante con la Formación Chicontepec Inferior; su contacto inferior es discordante con las formaciones Cahuastas y Tenexcate. Se correlaciona con las formaciones San Andrés y Tamán en la Cuenca de Tampico-Misantla, con la Formación Mapache y Sabinal en la Cuenca de Tlaxiaco. Sus sedimentos son de facies lagunar, acumulados en un ambiente de plataforma interna de aguas someras. Se le considera roca generadora y almacenadora, lo primero se basa en estudios geoquímicos de sus facies arcillosas y lo segundo por su miembro de calizas mudstone fracturadas.

### ***Formación San Andrés***

Definida por Cantú en 1971. Se reporta en la parte oriental de la Sierra Madre Oriental y en la Cuenca Tampico-Misantla, esta representada por grainstone de oolitas, peletoides, bioclásticos e intraclásticos. Campa, (1970) la describe como calcarenitas porosas, con cambio de facies de calizas micríticas a calizas calcareníticas, en lentes o franjas. La divide en dos partes, la superior, formada por más del 70% de calizas calcareníticas, compuestas de intraclastos y pellas en diferentes combinaciones dentro de un cementante de espatita; son de color café oscuro por impregnación de aceite. La inferior esta constituida en más del 60% de calizas oolicalcareníticas con cementante de espatita y a veces en matriz de micrita. Además de algunas dolomías y esporádicos estratos de areniscas feldespáticas cementadas con calcita. Campa (1970), también reporta la presencia de procesos secundarios presentes en esta formación como: reemplazo, neomorfismo (recristalización e inversión), silicificación y estilolitización.

La Formación San Andrés se encuentra subyaciendo a la Formación Pimienta y suprayaciendo a la Formación Santiago; a veces está en contacto directo con el basamento o con el complejo basal.

Contiene restos de algas, moluscos y tintinidos, por lo que, se le asigna una edad de Kimeridgiano-Titoniano.

El ambiente de depósito es de rampa cercana al litoral o en él mismo, inclusive en lagunas con barras arenosas; se depositó en aguas poco profundas, cálidas, muy cargadas de sales y otros minerales solubles, a lo largo de costas arenosas que proporcionaron la gran abundancia de terrígenos incluidos. La Formación San Andrés es una excelente roca almacenadora.

### **Formación Tamán**

Propuesta por Heim en 1926. La localidad tipo se encuentra, de acuerdo a Erben en 1956, en los afloramientos cercanos a la población de Tamán en las cercanías de Tamazunchale, San Luis Potosí.

Se reporta en pozos de la Cuenca de Chicontepec y en las partes altas de la Sierra Madre Oriental en el Estado de Tamaulipas, también se encontró en los pozos perforados en las márgenes de Plataforma Valles-San Luis Potosí. Se define como una secuencia de calizas bien estratificadas, de color negro, de grano fino y microcristalinas, con intercalaciones de lutita negra. Incluyen una alternancia de lutitas calcáreas color negro, carbonosas, con caliza arcillosa de color gris oscuro, en espesores de 40 a 50 centímetros, las lutitas tienen espesores de 10 a 15 cm, con tonos rojizos por intemperismo.

Se considera una unidad con un gran espesor (alrededor de 700 m) en las paleodepresiones, sin embargo, sus espesores disminuyen notablemente hacia las partes altas del paleorelieve, e incluso hasta desaparece. Subyace en forma concordante y transicional a la Formación Pimienta, esto es observable en superficie y reportado en el subsuelo, por pozos petroleros; sobreyace en algunas partes a la Formación Santiago, pero en otras llega a cubrir al basamento o a las capas rojas del Triásico.

Presenta biomicritas con organismos pelágicos, como radiolarios, equinodermos y *Rhaxella*. Su macrofauna ha permitido establecer su edad, la que corresponde al Kimeridgiano-Oxfordiano.

Análisis geoquímicos realizados en muestras de superficie y del subsuelo por Petróleos Mexicanos muestran la presencia de estratos bituminosos y de abundante materia carbonosa. Basándose en esto se interpreta que se acumuló en un ambiente de depósito correspondiente a las márgenes de una plataforma. Se correlaciona con las formaciones San Andrés, Chipoco y San Pedro de la Cuenca Tampico-Misantla. Se le considera una importante roca generadora y sello por sus horizontes arcillosos.

### **Formación Pimienta**

Definida por Heim en 1926. La localidad tipo se encuentra en el Rancho Pimienta en el valle del Río Moctezuma kilómetro 337 de la carretera México-Laredo. La litología de la localidad tipo se compone de una secuencia de calizas oscuras en capas delgadas con bandas de pedernal. Se reportan, también, calizas mudstone-wackestone y calizas arcillosas de color negro a gris oscuro, intercaladas con capas delgadas de lutitas calcáreas y lutitas laminares negras, con abundante materia orgánica; contiene lentes de pedernal negro. En los estratos de carbonatos contienen gran cantidad de foraminíferos, además, incluye un horizonte de 50 cm de espesor de coquinas de amonitas en calizas arcillosas de color negro, cerca de Tepatlán, Puebla.

Se encuentra en pozos de la Cuenca de Chicontepec y aflora en los alrededores del Rancho Pimienta, al sur-sureste de Tamazunchale, San Luis Potosí, también aflora al sur de Poza Rica, Veracruz, en la cañada del Río Zempoala, al suroeste y sureste de Jonotla, en las cercanías de Cuetzalan del Progreso y Mazatepec, Puebla. El espesor reportado es muy variable desde 28 metros hasta los 600 metros. Subyace a la Formación Tamaulipas Inferior y sobryace a la Formación Tamán. La edad de esta formación es Kimmeridgiano-Titoniano, obtenida por el contenido faunístico que incluye especies como: *Calpionella alpina*, restos de equinodermos y tintínidos. De acuerdo a su fauna y litología se infiere que se depositó en condiciones de plataforma con comunicación al mar abierto y aporte de terrígenos finos, con cambio hacia la cima a condiciones batimétricas someras de baja energía. Esta formación se correlaciona con las formaciones La Caja y La Casita del norte de México, además con la Formación Tepexilotla de la Cuenca de Veracruz, con la Formación Las Trancas al noroeste de Pachuca, Hidalgo y con la Formación

Anganguero del área de Huetámò, Michoacán. Se le considera roca generadora de acuerdo a estudios geoquímicos que indican alto contenido de materia orgánica, además roca sello por sus capas de calizas arcillosas y lutitas.

### ***Cretácico***

#### ***Formación Tamaulipas Inferior***

Definida por Stephenson en 1921 y descrita más ampliamente por Muir en 1936. Superficialmente se encuentra al sur de la paleopenínsula de Tamaulipas, en el este y centro de la Sierra Madre Oriental y sector transversal, además del norte y noreste de la Cuenca Mesozoica del Centro de México. En el subsuelo es reportada en los pozos petroleros de las cuencas de: Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz, también en la parte noreste de la Cuenca de Zongolica. La localidad tipo se encuentra en el Cañón de la Borrega en la Sierra de Tamaulipas, en este lugar consiste de una secuencia de calizas densas de grano fino, cretáceas de color crema, en estratos ondulados, con nódulos de pedernal.

La litología está compuesta de wackestone y mudstone de color gris y gris oscuro, con microfósiles planctónicos; incluye lentes y bandas de pedernal gris oscuro a negro, además de intercalaciones de lutitas negras laminares. Contiene en su parte basal, greinstone calcarenítico con oolitas, bioclásticos y peletoides, seguidos por un wackestone con horizontes bentoníticos, después se compone de wackestone grueso con oolitas, de color gris y disseminaciones de hematita; finalmente mudstone-wackestone con disolución. El espesor de los estratos varía de 60 centímetros a 2.20 metros. El espesor promedio de la formación es de 400 metros.

Sobreyace en concordancia a las formaciones La Casita, Pimienta, Taraises, San Pedro y Tepexilotla, según la cuenca sedimentaria en cuestión. Su contacto superior es transicional con las formaciones La Peña (en el norte de México) y Otates en las cuencas adyacentes al Golfo de México. Al sur de Poza Rica, Veracruz, el contacto superior es discordante con las formaciones Méndez, Chicontepec y Velasco. En la Cuenca de Veracruz, este contacto se reporta concordante con los carbonatos de plataforma de la Formación Orizaba.

Su edad es Berriasiano-Aptiano Inferior, esto se apoya en el contenido faunístico de algunas especies como: *Neucomites neocomienses*, *tintinopsella carpathica*, *Calpionella alpina*, *globigerinelloides ferreolensis*.

Se puede interpretar por las características de su litología y su contenido faunístico que el depósito de esta formación ocurrió en un ambiente de rampa y cuenca, en aguas de baja a moderada energía; con libre circulación, en clima templado y con litorales retirados lejos del aporte de terrigenos. Se correlaciona con las formaciones San Lucás e Ixcatepec en la Cuenca de Michoacán; con las formaciones Nexapa, Acuitlapan, Atzompa y Acahuitzola de la Cuenca de Guerrero-Morelos; con las formaciones San Juan Raya de Tehuacán, Puebla y la Formación Xonomanca de la Cuenca de Zongolica. Se consideran importantes los horizontes de calcarenitas como rocas almacenadoras, es productora de aceite en fracturas en campos del distrito de Poza Rica.

### **Formación Otates**

Definida por Muir en 1936. Su distribución es amplia, ya que se encuentra al sur de la paleopenínsula de Tamaulipas, al este y centro de la Sierra Madre Oriental; así como en el subsuelo de las Cuencas de Burgos y de Tampico-Misantla. La localidad tipo se encuentra en el Cañón de Otates, en el flanco oeste de la Sierra de Tamaulipas, en donde consiste de una caliza arcillosa y carbonosa de color gris claro, con intercalaciones de lutitas café grisáceo, laminares. Su litología varía de mudstone a wackestone y calizas arcillosas y carbonosas, de color gris oscuro a negro, con intercalaciones de lutitas café grisáceo, laminares y calcáreas; a veces con lentes de pedernal, e intercalaciones de bentonita. Se le reconocen tres miembros, el primero, de calizas color crema y café, compacta; intercalada con cuerpos delgados y escasos de caliza crema cretosa, contiene escaso pedernal café, gris claro, ámbar y blanco ahumado. El segundo miembro se compone de una caliza crema café y café claro, criptocristalina y microcristalina, compacta, con abundante bentonita verde, gris verdosa, gris y verde esmeralda. El tercer miembro es de calcarenitas y calizas arcillosas de color café claro, café, crema y crema grisáceo, criptocristalina y microcristalina compacta, con escaso pedernal negro, ámbar, café claro y gris ahumado. Se presentan en forma escasa, horizontes de bentonita blanca, verde claro y gris verdosa. Este último

miembro, en San Andrés-Hallazgo está constituido por calcarenitas de color crema y café conformados por fragmentos de calizas, microfósiles, microfósiles y calizas cretosas, crema, café claro y café. Su espesor varía de 3 a 20 metros, subyace a las Formaciones Tamaulipas Superior, El Abra y Tamabra; sobreyace a la Formación Tamaulipas Inferior. Por su posición estratigráfica y contenido faunístico compuesto de *Oxytropidoceras acutocarinatum*, además de *Colomiella recta*, *Globigerinelloides algerianus*, *Globigerinelloides barri*, *Globigerinelloides blowi*, se confirma su edad, Aptiano Medio a Superior. Se interpreta que su ambiente de depósito corresponde al de cuenca con baja energía, más profunda y distal que su correspondiente Formación La Peña, con la que se correlaciona. También se correlaciona, con la Formación Acuitlán de la Cuenca Guerrero-Morelos. Se le considera roca sello por su baja permeabilidad y porosidad, en sus horizontes arcillosos y calcáreo arcillosos, sin embargo, tiene poco espesor.

### **Formación El Abra**

Definida por Power en 1925. Su distribución es amplia en la parte media oriental de la Cuenca Mesozoica del Centro de México, en la Sierra Madre Oriental y en el subsuelo de la Cuenca de Tampico-Misantla. Es una secuencia compleja de facies de plataforma, en la que se tienen depósitos de post-arrecife y de arrecife; en su facies lagunar se compone de una potente sección de mudstone a packstone de miliólidos y bioclásticos, color gris claro, con dolomías y evaporitas. Se reporta abundancia de bioclásticos, intraclásticos y fósiles que se encuentran localizados en mayor o menor proporción en una matriz micrítica (wackestone) o bien cementados por calcita espática (grainstone), a veces, la matriz esta recristalizada dando la apariencia de cementante. La localidad tipo se encuentra en el Cañón de El Abra, sobre la carretera Ciudad Valles.-Tampico, aproximadamente a 10 Km. al Oriente de Ciudad. Valles, San Luis Potosí.

El nombre de Formación El Abra en un principio fue aplicado a un grupo de dos facies (Muir, 1936). Las Facies Taninul (de rudistas), con localidad tipo en el Túnel Taninul, al oeste de la Estación Taninul, sobre la vía del ferrocarril Tampico-San Luis Potosí; la Facies El Abra (de miliólidos) con localidad tipo en

la Estación El Abra, a 9.4 Km al oriente de Ciudad Valles. Se le subdivide en tres facies principales de edades semejantes:

1.-Facies Pre-Arrecifal (Formación Tamabra), que se describirá posteriormente.

2.-Facies Arrecifal (Facies Taninul) formada por una potente secuencia de boundstone de caprinidos, radiolíticos, toucasias, nerineas y escasos corales, de color gris y gris-café, masivos, intercalados por packestone y grainstone de bioclastos y oolitas.

3.-Facies Post-Arrecifal (Facies El Abra), se le considera una gruesa secuencia de calcilutitas, calizas bioclásticas y calcarenitas con miliolidos y toucasias, dolomitas y calizas parcialmente dolomitizadas, de aspecto sacaroide; se presentan intercalaciones de bentonitas gris verdosas, gris azulosas y verdes, depositadas sobre una gran plataforma, en aguas claras, cálidas y poco profundas. El espesor de sus facies (arrecifal y lagunar) llega a medir 2000 metros; es sobreyacida concordantemente por la Formación Agua Nueva y sobreyace de igual forma a la Formación Otates. Contiene algas estromatolíticas, corales, rudistas, crinoides, *Toucasia texana*, *Caprinula*, *Microcalamoides confusus*; que confirman su edad, Albiano-Cenomaniano aunque, a veces, se extiende en algunas localidades al Aptiano y al Turoniano en otras. Se le correlaciona con las calizas El Doctor, de la región de San Joaquín, Querétaro. Su ambiente de depósito se define como el de una plataforma carbonatada amplia y estable de aguas someras, con dos facies: la post-arrecifal o lagunar y la de arrecife. Presenta cavernas, bugulos y poros, además de abundante fracturamiento que incrementan la permeabilidad de esta formación. Este complejo de sedimentos formadores de bancos o arrecifes en dicha plataforma constituyen verdaderas trampas estratigráficas con buena porosidad, permeabilidad y capacidad de constituir una excelente roca almacenadora.

### **Formación Tamabra**

Definida por Muir en 1936, descrita más ampliamente por Heim en 1940 y Flores en 1955. Se encuentra aflorando al este de la Sierra Madre Oriental, al oriente de los bordes arrecifales de la Plataforma San Luis Valles y del Atoión de la Faja de Oro, así mismo se encuentra en el subsuelo de la Cuenca de Tampico-Misantla. Se le considera un conjunto litológico constituido por rocas

clásticas de talud (dolomitizadas o parcialmente dolomitizadas). Constituida por rocas derivadas de organismos arrecifales, moluscos y rudistas; consisten de conglomerados intraformacionales con fragmentos de packstone y grainstone, mudstone de foraminíferos y dolomías microcristalinas. Esta formación se divide, en el Campo Poza Rica, en miembro superior (zona de calcarenitas biógenas) y un miembro inferior (zona de calcirruditas biógenas y dolomías). La presencia de arcillas como matriz en estos sedimentos, apoya el origen pelágico de sus sedimentos. Hacia el poniente de la cuenca, la formación se acuña presentándose los sedimentos en forma brechoide y compacta. El espesor promedio de esta secuencia varía de 150 a 200 metros para la zona de Poza Rica, aunque también se reportan espesores en otras localidades que van de 300 a 1500 metros. La Formación Tamabra sobreyace concordantemente a la Formación Otates y subyace igualmente a la Formación Agua Nueva.

Su edad Albiano-Cenomaniano, se confirma basándose en su posición estratigráfica y su contenido faunístico de especies planctónicas y bentónicas como: *Stomiosphaera conoidea*, *Microcalamoides diversus*, *Nannoconus minutus*. Su ambiente de depósito es el de talud, representando la facies intermedia entre depósitos de arrecife y mar abierto; dada la presencia de rocas carbonatadas bioclásticas, brechoides y microcristalinas, se le considera almacenadora y productora.

### **Formación Tamaulipas Superior**

Descrita por Stephenson en 1921 y por Belt en 1925 y definida por Muir en 1936. Su distribución es muy amplia, se ha reportado en la Cuenca de Tampico-Misantla, al sur de la Península de Tamaulipas y Cuenca de Burgos, al este de la Sierra Madre Oriental; al sureste de la Cuenca de Sabinas, al este de la Cuenca Mesozoica del Centro de México y al norte de la Cuenca de Zongolica. La localidad tipo se encuentra en el Cañón de la Borrega en la Sierra de Tamaulipas donde se define como una secuencia de calizas blancas con pedernal blanco, intercaladas con calizas arcillosas grises con pedernal negro, en capas de 30 a 50 centímetros.

Consiste de calizas mudstone a wackestone gris claro y café oscuro, con líneas estilolíticas, contiene bandas y lentes de pedernal y nódulos de hematita.

Presenta intercalaciones de lutitas, margas y tobas, además abundante disolución. Hacia la base se observan intercalaciones delgadas de bentonita de color claro, verde y gris.

Su espesor varía de 60 a 400 metros; sobreyace concordantemente a la Formación Otates, cambia de facies con la Formación Tamabra y El Abra al sur de la Cuenca Tampico-Misantla; subyace concordantemente a la Formación Agua Nueva. Por su microfauna se le asigna una edad del Albiano-Cenomaniano, presenta micro y microfósiles tales como: *Rotolispota* sp., *Colomiella recta*, *Nannoconus Truitti*, *Calciesphaerula innominata*, *Inoceramus comancheanus*, *Microcalamoides diversus*, *Praeglobotruncana aptiensis*, *Pithonella ovalis*, *Munuaniceras uddeni*, *Kingena wacoensis*.

Su ambiente de depósito corresponde a facies de cuenca con influencia volcánica ya que contiene material bentonítico y tobáceo, debido a la actividad volcánica en el arco magmático del occidente. Se correlaciona con las Formaciones El Abra y Tamabra en la Cuenca de Tampico-Misantla, con la Formación Orizaba en la Cuenca de Veracruz (Plataforma de Córdoba), con la Formación Teposcolula de la Cuenca de Tlaxiaco, con la Formación Morelos de la Cuenca Guerrero-Morelos. Se le considera roca almacenadora dado su porosidad secundaria por fracturamiento en especial en la zona de Ebano y Pánuco.

### **Formación Agua Nueva**

Definida por Stephenson en 1921 y Muir en 1934. La localidad tipo se encuentra en el Cañón de la Borrega en la Sierra de Tamaulipas, en donde se caracteriza por una secuencia calcáreo-arcillosa; se divide en dos miembros, el miembro inferior se compone de calizas arcillosas con laminaciones de lutita e impresiones de *Inoceramus labiatus*; y el miembro superior se caracteriza por calizas wackestone en estratos delgados con un espesor de 127 metros.

Aflora en el frente oriental de la Sierra Madre Oriental, al noreste de la Cuenca Mesozoica del Centro de México y al sur de la Península de Tamaulipas; a nivel subsuelo se reporta en las cuencas de Burgos y Tampico-Misantla. Consisten de una alternancia de mudstone, wackestone con nódulos y bandas de pedernal, contiene intercalaciones de lutitas carbonosas y cuerpos de margas bentónicas. Los estratos son delgados y medios en la base y

laminares en la parte media y superior. Incluyen mudstone y calizas arcillosas, biógenas y bandeadas, wackestone gris claro con nódulos y bandas de pedernal negro e intercalaciones de lutitas calcáreas laminares, mudstone-wackestone gris, ligeramente arcilloso con abundantes nódulos de pedernal negro con interstratificaciones de lutitas gris verdoso de aspecto laminar. El espesor promedio es de 240 metros. Subyace transicionalmente a la Formación San Felipe, es concordante en su contacto inferior con la Formación Tamaulipas Superior; su edad es Turoniano aunque en algunas porciones es Cenomaniano Superior-Turoniano, caracterizada por el siguiente contenido faunístico; *Calcisphaerula Innominata Inoceramus Labiatus, Rotalipora appenninica, Marginotruncana indica, Globotruncana helvetica*. El ambiente de depósito es de plataforma externa de aguas profundas con circulación restringida, de baja energía con poca oxigenación; se interpreta influencia del vulcanismo del lado del Pacífico. Se correlaciona con las formaciones Maltrata de la Cuenca de Zongolica, con la Formación Soyatal del área de Zimapan, Hidalgo, con la Formación Cuautla de la Cuenca Guerrero-Morelos y con la Formación Tamasopo de la región Valles-San Luis Potosí. Tiene las tres posibilidades; roca generadora, basándose en su contenido de materia orgánica, roca almacenadora debido a su porosidad y permeabilidad secundaria por fracturamiento y roca sello por sus horizontes arcillosos.

### **Formación San Felipe**

Definida por Jeffreys en 1910. La localidad tipo se encuentra al oeste del poblado de San Felipe en San Luis Potosí, en donde se caracteriza por una alternancia de calizas y lutitas en estratos delgados gris verdoso con capas de bentonita verde. Su distribución es muy amplia, se le reporta al sur de la Península de Tamaulipas, en las cuencas de Tampico-Misantla, de Burgos, de Veracruz y del Sureste; al este de la Sierra Madre Oriental y en la Cuenca Mesozoica del Centro de México. Su litología dominante es mudstone y wackestone, bentoníticos, con escasos nódulos de pedernal, alterna con capas de lutitas color gris claro a gris verdoso, con material glauconítico. Incluyen una alternancia de wackestone gris verdoso que intemperiza a café, en estratos de 10 a 40 centímetros de espesor, la cual contiene intercalaciones de lutitas

bentoníticas gris verdoso, así como capas laminares de bentonita de 5 a 10 cm de espesor.

Su espesor va de 50 hasta 330 metros. Sobreyace en forma concordante a la Formación Agua Nueva y discordantemente a la Formación Tamaulipas Superior; subyace concordantemente a la Formación Méndez. Algunas especies del amplio contenido faunístico son las siguientes: *Globotruncana lapparenti*, *Heterohelix globulosa*, *Inoceramus unduloplicatus*, *Ostrea plumosa*, *Globotruncana fornicata*, *Marginotruncana difformis*, lo que implica una edad Coniaciano-Santoniano. El ambiente de depósito de esta formación es el de cuenca, con gran influencia del material volcánico proveniente del arco magmático del occidente en plena actividad. Se correlaciona con la parte media de la Formación Mexcala de la Cuenca Guerrero-Morelos, con la parte superior de la Formación Guzmantla de la Cuenca de Veracruz, con la Formación Caracol de la Cuenca Mesozoica del Centro de México y con la Formación Tamasopo en la porción centro-occidental de la plataforma Valles-San Luis Potosí. Se le tiene considerada como roca almacenadora en sus brechas fracturadas de la parte basal así como roca sello por algunos horizontes bentoníticos de baja porosidad.

### **Formación Méndez**

Definida por Jeffrey en 1910 y descrita más ampliamente por DeGolyer en 1916. Su localidad tipo se encuentra al oriente de la estación Méndez en el kilómetro 629 del ferrocarril de San Luis Potosí a Tampico; su litología se caracteriza por margas grises con fracturamiento concoidal, en la cima son de color rosado y se conocen como "Méndez rojo", este miembro tiene intercalaciones de margas grises y areniscas. Aparece en el núcleo de los sinclinales del frente este de la Sierra Madre Oriental. Se compone de una secuencia de lutitas y margas de color gris y gris verdoso, que llegan a alternar con capas de bentonita blanca; incluyen calizas arcillosas de color gris, lutitas en parte bentoníticas en capas delgadas. El espesor de la Formación Méndez varía desde 100 metros hasta 1000 metros aproximadamente. Es correlacionable con la parte superior de la Formación Mexcala de la Cuenca Guerrero-Morelos, con la Formación Atoyac de la plataforma de Córdoba, con la Formación Necoxtla de la Cuenca de Zongolica, con la Formación Cárdenas

en el centro y occidente de la plataforma Valles-San Luis Potosí. Sobreyace concordantemente a la Formación San Felipe, es discordante con las formaciones Tamaulipas Superior e Inferior; se presenta en contacto tectónico con rocas del Jurásico Superior al noroeste de las Truchas Veracruz, subyace concordantemente a la Formación Velasco Basal del Paleoceno. Por su contenido faunístico, compuesto de *Globotruncana conica*, *Globotruncana bulloides*, *Heterohelix ct cieneuxiae*, *Globotruncana ventricosa*, *Planulina dayi*, *Clavulinoides trilaterata*, entre otros, y su posición estratigráfica se confirma su edad Campaniano-Maestrichtiano. El ambiente sedimentario de esta formación es el de mar abierto, de aguas tranquilas representados por facies de relleno de cuenca con aporte de terrigenos y cenizas volcánicas. Se le considera roca almacenadora por su litología en horizontes brechoides y también roca sello por sus horizontes limosos y arcillosos.

### **Cenozoico**

#### **Formación Velasco.**

Definida por Cushman y Trager en 1924. Se encuentra expuesta en el lado este y sureste del Sinclinal de Magiscatzin, se reporta al este de la Faja de Oro y al sur de la Cuenca de Chicontepec. Tiene su localidad tipo en la estación Velasco del ferrocarril Tampico-San Luis Potosí. Se compone de lutitas de color gris, verde, algunas capas son calcáreas y otras se componen de bentonita verde, con interestratificaciones de areniscas calcáreas en capas delgadas. Al sur de la Cuenca de Chicontepec, la Formación Velasco consiste de margas de color gris, gris-verde, con capas muy delgadas de bentonita, cenizas y arenas. Presentan en ocasiones horizontes de anhidritas, huellas de oleaje y anélidos; al este de la Faja de Oro la Formación Velasco está representada por lutitas de color verde. El espesor promedio es de 140 metros. Sobreyace en concordancia a la Formación Méndez, el contacto superior es concordante con la Formación Chicontepec.

Al oeste de Ebano-Pánuco, en las Haciendas de Tullillo, se zonificó a la Formación Velasco en dos miembros: Velasco Inferior y Velasco Basal.

**Velasco Basal:** Esta biozona se caracteriza por el predominio de ejemplares de la familia Globigerinidae, con un porcentaje muy elevado de *Globigerina cretacea* d'Orbigny. Otros ejemplares fósiles reportados son: *Globorotalia*

*velascoensis*, *Globorotalia compressa*, por lo que la edad asignada es Paleoceno inferior. La fauna, en su mayoría pelágica aunque con algunos ejemplares bentónicos indica un mar de aguas más profundas que el de la Velasco Inferior, en un ambiente marino que corresponde con mar abierto. El espesor máximo de esta biozona es de 90 metros. El conjunto faunístico está representado por un "limo de *Globigerina*", constituido en su mayor parte por *Globigerina cretacea* d'Orbigny.

Debe mencionarse la gran semejanza que existe entre las microfaunas de las formaciones Velasco y Chicontepec, variando la parte basal de la Velasco que no se encuentra representada en la Chicontepec. (Congreso Geol. Int., exc. C-16, 1956). Se le considera roca sello por su baja porosidad y permeabilidad.

**Velasco Inferior.** Esta biozona también se presenta en la región de Ebano, Velasco, La Palma, etc., su fauna planctónica y bentónica corresponde a condiciones batiales y neríticas con profundidades variables hasta cerca de 700 metros. La salinidad corresponde a un medio braquisalino, es decir, a un mar de agua ligeramente diluida. En esta biozona predominan numéricamente los ejemplares de las familias Globorotaliidae y Globigerinidae, que constituyen hasta un 60% del conjunto faunístico. Aparece *Globorotalia membranacea* (Ehrenberg). (Congreso Geol. Int., exc. C-16, 1956). Por sus características litológicas se considera roca sello.

### **Formación Chicontepec**

Definida por Dumble en 1918. La localidad tipo se encuentra a 2.5 kilómetros al este de Chicontepec, Veracruz, aquí se compone de una alternancia de areniscas arcillosas con limolitas y lutitas, gris verdosas con estratificación rítmica e intercalaciones delgadas de margas arenosas, gris oscuro. Esta formación se encuentra desde el sureste de San Luis Potosí hasta Teziutlán Puebla, paralelamente a la margen oriente de la Sierra Madre Oriental, así como en el subsuelo de la Cuenca de Veracruz. Se le ha dividido en tres biozonas que para fines petroleros se les otorgó categoría de formación y se conocen como Chicontepec Inferior, Medio y Superior, siendo esta última, considerada a la base del Eoceno, basándose en datos micropaleontológicos. Consisten en una alternancia de areniscas arcillosas bien cementadas y lutitas calcáreas color gris oscuro, con algunos horizontes conglomeráticos

lenticulares a la base, constituidos por fragmentos de uno a tres centímetros de pedernal y calizas de plataforma del Albiano-Cenomaniano. Tiene un espesor promedio de 300 metros, aunque se han medido en el centro de la cuenca espesores de hasta 1500 metros.

Descansa concordantemente con la Formación Méndez y subyacen a los sedimentos arcillosos de las formaciones Aragón o Guayabal. Su edad Paleoceno-Eoceno se determina por la existencia de especies como: *Globorotalia velascoensis*, *Globorotalia membranacea* y *Aragonia velascoensis*; se han identificado algunos moluscos, fragmentos de corales, briozoarios y equinodermos. La Formación Chicontepec es una secuencia de turbiditas depositadas en aguas poco profundas en un cañón submarino con abanicos submarinos, lo que se corrobora por la asociación de foraminíferos bentónicos, además, presenta algunos restos de plantas carbonizadas, surcos de corriente, corte y relleno, laminación cruzada, graduada y convoluta.

**Formación Chicontepec Inferior.** Al norte de la Cuenca Tampico-Misantla se caracteriza por intercalaciones de lutitas con areniscas lenticulares, al centro de la Cuenca de Chicontepec son lutitas de color gris verdoso a oscuro y areniscas calcáreas a veces con bentonita. Al sur de la Cuenca tiene tres divisiones litológicas bien definidas; primera: depósitos arcillosos; segunda: secuencia arenosa y tercera: secuencia arenosa-calcárea, pudiéndose considerar calizas arenosas. Se han medido en el centro de la cuenca espesores hasta de 1500 metros; tiene por contenido faunístico las siguientes especies: *Anomalina velascoensis*, *Globorotalia wilcoxensis*, *Nuttalides florealis* y *Spiroplectammia grzybowskii*, entre otras, por lo que se le asigna una edad Paleoceno Superior. El contacto Superior es discordante con las formaciones Chicontepec Medio, con la Chicontepec Superior y con las formaciones del Eoceno; su contacto inferior es por discordancia angular con las formaciones San Pedro y Cahuasas en el pozo Vega de la Torre y es concordante con la Formación Velasco Basal. El depósito de esta formación se asocia al continuo levantamiento del occidente y un acelerado hundimiento o basculamiento al oriente. Este episodio es relacionado con la Orogenia Laramide que da por resultado la Sierra Madre Oriental y un gran aporte de sedimentos a la Cuenca de Tampico-Misantla, dando inicio al relleno de un paleocanal en condiciones

próximas a los litorales o marginales de profundidad somera y de fondo irregular. Se le considera roca almacenadora por sus horizontes lenticulares arenosos.

**Formación Chicontepec Medio.** Se presenta al norte de la Cuenca Tampico-Misantla, se compone de una secuencia de areniscas oscuras, de grano medio, compactas y con restos de plantas, alternando con lutitas grises y con guijarros de caliza arenosa; en el sur de esta cuenca consisten de lutitas compactas, masivas, color gris, sin estratificación y con láminas de areniscas calcáreas. Se le identificaron las siguientes especies fósiles: *Chiloqumbelina critina*, *Chilestomella sp*, *Bulimina trihedra*, *Globigerina velascoensis* y *Gumbelina globulosa*; por lo que se le asigna una edad Paleoceno Superior (Landeniano). Su contacto superior es concordante con las formaciones Chicontepec Superior y Aragón en Misantla, Veracruz; el contacto inferior es concordante con la Formación Chicontepec Inferior. Se considera un ambiente de depósito similar al de la Formación Chicontepec Inferior con la diferencia en los periodos de aporte y alternancia de los sedimentos arcillosos. Se le considera roca almacenadora por sus horizontes arenosos los que presentan alta porosidad y permeabilidad.

**Formación Chicontepec Superior.** Aflora en la parte central de la Cuenca Tampico-Misantla y en el subsuelo de la Cuenca de Veracruz, se compone de areniscas con alternancia de lutitas; presenta estructuras primarias como: laminación cruzada, canales de corte y relleno, rizaduras de corrientes, calcos de carga y restos de carbón diseminado. El espesor promedio es de 400 metros, su contacto superior es concordante con la Formación Aragón por medio de cambio de facies al sureste de Misantla, Veracruz; es también concordante con la Formación Guayabal. El contacto inferior es concordante con la biozona de la Formación Chicontepec Medio y se presenta en discordancia con la Formación Chicontepec Inferior. Se infiere que estos sedimentos se depositaron en una plataforma clástica con influencia de flujos turbidicos distales, en el marco del relleno del Paleocanal de Chicontepec, en un ambiente poco profundo, en donde proliferaban organismos bentónicos. Se han identificado fósiles del Eoceno inferior tales como: *Globigerina*

*pseudobulloides*, *Trochammina diagonis*, *Globorotalia rex*, entre otros. Se correlaciona con la Formación Aragón. Es roca sello por sus horizontes arcillosos.

### **Formación Aragón**

Definida por Nuttall en 1930. Su localidad tipo se encuentra en las márgenes del Río La Puerta, al oeste de la Antigua, Veracruz, en la antigua hacienda de Aragón, se compone de lutitas de color gris y verde olivo con intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso, de color ocre amarillento. Se encuentra en el subsuelo y en la superficie de la Cuenca de Tampico-Misantla, así como en la Cuenca de Veracruz. Consiste de lutitas de color gris claro, oscuro y verdoso, que intemperizan en color amarillento, con estratificación bien marcada por un bandeamiento debido en ocasiones, a intercalaciones de bentonita. Solamente en la parte inferior de la formación se encuentran algunos horizontes de areniscas y a veces algunos nódulos calcáreos pequeños. Su espesor va desde los 80 hasta los 325 metros, aunque en ocasiones no se ha definido perfectamente debido a que tiene una litología similar a la de la Formación Chicontepec Superior, especialmente hacia el oeste de la Faja de Oro. El contacto superior es concordante con la formación Guayabal, del Eoceno Medio y discordante con la Formación Concepción Encanto. El contacto inferior, también es concordante con la Formación Chicontepec Superior, aunque se determina casi siempre basado en el contenido microfaunístico. Su edad Eoceno Inferior se determinó basándose en algunas especies como: *Globorotalia aragonensis*, *Globigerina orbiformis*, *Globigerina soldadoensis*, *Textularia agglutinans* y *Vulvulina pectinata* var. *mexicana*. Los sedimentos de la Formación Aragón se depositaron en un ambiente de aguas poco profundas en una plataforma clástica que recibía aportes de elementos emergidos inestables. Se considera almacenadora por sus horizontes arenosos y roca sello por sus horizontes arcillosos.

### **Formación Guayabal**

Definida por Adkins en 1925 y descrita más ampliamente por Cole en 1927. La localidad tipo se encuentra en Guayabal, Municipio de Temateco, Veracruz, a 12 kilómetros al oeste de Potrero del Llano, en donde se compone de lutitas

calcáreas deleznales de color gris. Aflora al norte de la Cuenca de Tampico-Misantla, al suroeste de Ebano, San Luis Potosí y de ahí al sureste en una franja de 200 kilómetros de longitud por 15 de ancho. Se le encuentra en el subsuelo de esta cuenca y en la Cuenca de Veracruz. Consiste de lutitas de color gris azul, que intemperizan en color gris-café a café claro; contiene intercalaciones de areniscas de grano fino, a veces calcáreas, localmente con nódulos de siderita (característicos de esta formación), al sureste de Poza Rica, Veracruz, presenta cuerpos de conglomerados lenticulares con fragmentos de calizas del Cretácico. Incluyen una secuencia de margas color verde olivo, con estructura nodular, con intercalaciones de lutitas plásticas de color verde a café ligeramente arenosas de aspecto masivo: La estratificación, por lo general, no es muy clara y ocasionalmente tiene una estructura laminar, particularmente cuando tiene intercalaciones de areniscas. Su espesor varía de 60 a 1200 metros, incrementándose de norte a sur. En la Cuenca Tampico-Misantla, sobreyace a la Formación Aragón concordantemente y subyace, de igual forma, a las formaciones Tantoyuca y Chapopote. También subyace en discordancia angular con la Formación Palma Real y la Concepción Encanto. Su edad Eoceno Medio (Luteciano) se fija por la presencia de especies planctónicas y bentónicas como: *Globigerina topilensis*, *Globorotalia albeari*, *Amphistegina mexicana*, *Nodosaria mexicana* y *Eponides guayabalensis*, así como algunos moluscos como: *Ostrea sellaeformis*, *Trunconotaloides rohri*, *Protocardia gambrina*, *Venericardia serricosta*; además de abundantes briozoarios y corales. Sus condiciones de depósito fueron en mares tranquilos, relativamente someros de plataforma clástica, aunque menos tranquilos que para las formaciones que la subyacen, sus cambios de espesor muestran el depósito en un cañón submarino inclinado al sur, recibiendo sedimentos del oeste. Se le considera roca sello por su baja permeabilidad y porosidad.

### **Formación Chapopote**

Definida por Cole en 1927. Su localidad tipo se encuentra en la margen norte del Río Tuxpán cerca de la población de Chapopote, Veracruz, en el cruce de la carretera de Alamo a Potrero del Llano, Veracruz, se compone de margas de color claro y gris verdoso que intemperizan en color crema. Se presenta en la parte norte de la Cuenca de Tampico-Misantla hasta el sureste de la misma; en

el subsuelo aparece tanto en la Cuenca antes mencionada como en la Cuenca de Veracruz. La estratificación es irregular y presenta intercalaciones en la cima, de capas delgadas de bentonita de color amarillo verdoso, hacia la parte donde se presenta el cambio de facies con la Formación Tantoyuca, (parte media de la cuenca de Tampico-Misantla); en otras localidades contiene intercalaciones de arenisca de cuarzo de grano fino, calcáreas. En la base se compone de lutitas calcáreas verdes que intemperizan a amarillo, plásticas y arenosas, con algunas capas delgadas de areniscas de grano fino con horizontes de lutitas, en ocasiones contiene areniscas conglomeráticas con intercalaciones de lutitas grises y algunas capas de bentonita. El espesor varía de 80 hasta 800 metros. En general el contacto inferior es concordante con la Formación Guayabal, así mismo, el contacto superior también es concordante con las formaciones Horcones y Palma Real Inferior. Los foraminíferos son muy abundantes en las dos facies, pudiéndose citar para la Formación Chapopote el conjunto faunístico siguiente: *Anomalina dorri*, *Bulimina semicostata*, *Globorotalia cerroazulensis*, *Hantkenina alabamensis*, *Textularia eocaena*, lo que define su edad Eoceno Superior. El ambiente de depósito inferido es el de plataforma clástica. Mares tranquilos con aporte de terrígenos finos, en un ambiente marino somero de aguas tranquilas cerca de la línea de costa donde predominan las areniscas. Se correlaciona con la Formación Tantoyuca del área de Poza Rica, Veracruz. Se le considera excelente roca sello por su baja porosidad y permeabilidad.

### **Formación Tantoyuca**

Definida por Cole en 1927. Su localidad tipo se encuentra en el poblado del mismo nombre, en el arroyo Tecomate, ubicado al centro de la Cuenca de Tampico-Misantla; en el subsuelo se reporta a lo largo y al poniente de la Faja de Oro; también se tiene en la Cuenca de Veracruz. Esta constituida por sedimentos arenoso-conglomeráticos, areniscas y areniscas conglomeráticas de grano grueso y fino, con cementante calcáreo, presenta algunas intercalaciones de lutitas arenosas de color gris a gris oscuro. En algunos sitios contiene conglomerados y brechas con fragmentos de calizas cretácicas de diferentes colores, así como fragmentos de pedernal negro y areniscas. En otros sitios consiste de areniscas de cuarzo de grano fino a grueso y

conglomeráticas, con cementante calcáreo y sin estratificación definida, con algunas intercalaciones de lutitas bentónicas y margas arenosas; además presenta esporádicos horizontes de conglomerados y brechas, formados de cantos arredondados de calizas del Cretácico, areniscas de la Formación Chicontepec, fragmentos de pedernal, rocas metamórficas y volcánicas; su espesor llega a alcanzar los 1000 metros. Sobreyace en concordancia a la Formación Guayabal, en la Cuenca Tampico-Misantla; el contacto superior en algunas partes es discordante con la Formación Palma Real, pero en otras, es concordante con la Formación Horcones. El contenido faunístico determina su edad Eoceno Superior con abundantes foraminíferos de los géneros *Operculina* y *Lepidocyclina*. Las condiciones de depósito fueron muy diferentes en ambas facies, ya que la Formación Tantoyuca evidentemente se depositó cerca de la costa, pues está formada principalmente por material detrítico (facies deltáicas) derivado por erosión, de regiones adyacentes al oeste; su gran espesor en la vecindad de Tantoyuca-Chila Cortaza indica una depresión en esa zona. Fue depositada en una plataforma clástica, en condiciones moderadas y uniformes de profundidad.

### **Formación Horcones**

Definida por Grimdale en 1933. Su localidad tipo se encuentra al sureste y noreste de Colipa, Veracruz, también se reporta en el pozo Plan de las Hayas 1, en donde consisten de lutitas y areniscas conglomeráticas, gris claro con intercalaciones aisladas de bentonita gris. Aflora erráticamente a lo largo de la Cuenca de Tampico-Misantla, por ejemplo a 25 kilómetros al oeste de Tampico; también al noreste, oeste y sureste de Poza Rica Veracruz. En el subsuelo se reporta al este y al oeste de la Faja de Oro, así como en la Cuenca de Veracruz. Se definen como lutitas gris claro y gris oscuro, calcáreas, que intemperizan a café, con intercalaciones de areniscas de cuarzo finas y algunos estratos de conglomerados calcáreos, en capas de 10 a 15 centímetros de espesor, con intercalaciones de ceniza volcánica. También se reportan capas gruesas de hasta un metro de conglomerados heterogéneos con fragmentos redondeados de calizas y dolomitas, con pedernal negro y en menor proporción fragmentos de rocas ígneas y areniscas calcáreas.

Su espesor es muy variable, llegando a estar ausente como al oeste de la Cuenca Tampico-Misantla, generalmente va de 60 a 450 metros. Sobreyace concordantemente a las Formaciones Tantoyuca y/o Chapopote. Subyace a las formaciones Palma Real Inferior, Alazan y Mesón.

Su edad Oligoceno Inferior se determina por su contenido faunístico de especies como: *Lepidocyclina fauosa*, *Globigerina ampliapertura*, *Planulina cocoaensis*, *Rotaliatina mexicana*, *Textularia eocaona*. Se depositó en aguas someras cercanas a la costa, con aporte de material detrítico resultado de la erosión de rocas más antiguas. Se correlaciona con las formaciones La Laja en la Plataforma de Córdoba en la Cuenca de Veracruz y con la Formación Palma Real Inferior en el área de Tecuantepec. Se le considera roca almacenadora por sus propiedades petrofísicas de alta porosidad y permeabilidad en sus horizontes conglomeráticos.

### **Palma Real Inferior**

Descrita inicialmente por Nuttall en 1928 y definida por Villatoro en 1932. Su localidad tipo se encuentra en el cruce del camino entre Potrero del Llano y Temapache, Veracruz, en la Hacienda de Palma Real. Aquí se compone de una secuencia clástica de características variables, en función de su proximidad a la línea de costa. Aflora en la parte central de la Cuenca de Tampico-Misantla, desde el norte de Tampico hasta el sur de Veracruz; se reporta en el subsuelo en casi todos los pozos perforados al oeste de la Faja de Oro; el espesor promedio es de 250 metros. Está constituida por lutitas calcáreas de color amarillo café muy intemperizadas y quebradizas, laminares, friables y nodulares con intercalaciones de areniscas en capas delgadas de grano fino. Consiste en otros sitios de lutitas arenosas, areniscas de cuarzo, conglomerados y gravas de cantos rodados de calizas y pedernal mesozoico, con abundantes foraminíferos, incluso presentan desarrollos lenticulares de calizas coralinas; las areniscas presentan huellas de oleaje. Sobreyace concordantemente a la Formación Horcones y se presenta en discordancia angular con las formaciones Guayabal y Chapopote; subyace de igual forma a la Formación Palma Real Superior y está en contacto transgresivo con la Formación Concepción Ericanto. El contenido fosilífero de especies como: *Ggyroidina broekhuana*, *Cibicides aknerianus*, *Anomalina grosserugosa*,

*Operculina operculinoides*, *Vaginulina elegans*, fijan su edad en el Oligoceno Inferior. Se considera por su posición estratigráfica, su litología y el contenido faunístico de un ambiente de plataforma clástica. Es de notarse que la variación tan notable en la litología se explica por la transgresión que tuvo lugar durante el principio del Oligoceno, incluso otros autores mencionan que esta formación descansa en discordancia angular sobre las Formaciones Horcones, Chapopote-Tantoyuca, Guayabal y Chicontepec, debido que al depositarse, la superficie de sedimentación, tenía una inclinación al este. Se correlaciona con las formaciones La Laja, de la Plataforma de Córdoba en la Cuenca de Veracruz. Se considera como una roca sello por su baja porosidad y permeabilidad.

### ***Palma Real Superior***

Descrita inicialmente por Nuttall en 1928 y definida por Villatoro en 1932. Aflora en la parte central de la Cuenca de Tampico-Misantla, desde el norte de Tampico hasta el sur de Veracruz, y en los pozos del oeste de la Faja de Oro. Consiste de lutitas grises, arenosas, bentónicas, con intercalaciones de areniscas de cuarzo de grano fino, con cuerpos lenticulares de calizas coralinas con abundantes orbitoides; contiene un horizonte de areniscas de cuarzo, de grano fino a medio; también se reportan conglomerados al noroeste de Poza Rica. Se tienen espesores variables, por ejemplo, en la Cuenca de Tampico-Misantla va de 80 a 520 metros y en el campo Poza Rica es de 280 metros. Como el depósito de estos sedimentos se efectuó al final de la transgresión de la Palma Real Inferior, su litología es muy semejante, siendo muy difícil su separación; la cual se hace únicamente por microfósiles, aunque se considera este contacto concordante, no así el contacto superior, con la Formación Coatzintla el cual es por discordancia, pero se presenta concordante con la Formación Mesón. Abundan los foraminíferos bentónicos *Lepidocyclina tuberculata*, *Lepidocyclina parvula*, *Lepidocyclina esterodisca* y *Schenckiella cyclostomata*, que permiten situarla en el Oligoceno Superior. Al final del depósito de la Formación Palma Real debió efectuarse una regresión, pues, en general, aparece en su cima un intervalo de clásticos de tamaño medio, llamado conglomerado Mecatepec. Los sedimentos de esta formación presentan serias dificultades, para su estudio, debido a los cambios laterales

de facies de varias localidades. Se considera que la Formación Palma Real Superior es equivalente en cronología a la Formación Alazán, pero de facies diferente; también se correlaciona con parte de la Formación Mesón. A esta formación se le considera almacenadora de hidrocarburos en la Cuenca Tampico-Misantla.

### **Formación Concepción-Encanto**

Definida por Goldschmid en 1933. La localidad tipo se encuentra en el área de Defensa, Cerro Quebrado, Cojolite y Dos Hermanos, en donde consiste de lutitas arenosas gris-plomo alternando con areniscas arcillosas y conglomerados, con clastos de rocas sedimentarias e ígneas.

El contacto superior se encuentra cubierto por sedimentos del reciente, el contacto inferior es transgresivo con la Formación Palma Real; es discordante con las formaciones Aragón, Guayabal y Chapopote. Consiste de lutitas de color gris, con fractura concoidal, en ocasiones, con foraminíferos, se le reconocen horizontes de conglomerados con fragmentos de caliza, areniscas y rocas ígneas; además contiene capas en forma de cuña de areniscas o lentes de conglomerados con estratificación cruzada. Se reportan los fósiles planctónicos *Turborotalia mayeri* y *Globorotalia foshi colsata*; *Lenticulina americana* y *Bolivina uvigerina* son bentónicos, por los que se le asigna una edad Mioceno; se correlaciona con la Formación Tuxpán. Se depositó en una plataforma clástica en posición proximal a la línea de costa; es considerada como roca almacenadora en su miembro conglomerático.

### **Formación Alazán**

Definida por Dumble en 1912. La localidad tipo se encuentra en el Río Buenavista, en el cruce del antiguo camino entre la Hacienda de Alazán y la de Mozula. Se encuentra distribuida a lo largo de una franja de 280 kilómetros desde el Río Cazonas hasta las cercanías de Aldama, Tamaulipas. Esta formación consiste en una serie de margas y lutitas de color gris a azul oscuro, que intemperizan a color gris rojizo con intercalaciones de capas delgadas de areniscas. En algunos pozos se reportan lutitas grises que cambian a areniscas de color gris con intercalaciones arcillosas; su espesor es variable, desde 60 hasta 930 metros.

Sobreyace en forma concordante y transicional a la Formación Horcones o Palma Real Inferior, subyace de forma discordante a la Formación Coatzintla. Su contenido faunístico de las especies *Ammospirata mexicana*, *Anomalina alazanensis*, *Bolivina tectoniformis*, *Globorotalia opima opima*, asignan su edad perteneciente al Oligoceno Inferior-Oligoceno Superior. Se infiere que esta formación se depositó en una plataforma clástica. Es probable que los sedimentos de la Formación Palma Real Superior, equivalente en edad a parte de la Formación Mesón pertenezcan a mares que se hayan extendido desde el flanco norte del Macizo de Teziutlán hasta el flanco este de la Sierra de Tamaulipas, extendiéndose al oriente hasta el actual Golfo de México.

### **Formación Mesón**

Definida por Dumble en 1918. La localidad tipo aflora en los valles entre Moralillo (Hacienda de San Marcos) y Mesón, Veracruz. Se distribuye en el oriente de la Cuenca de Tampico-Misantla y aflora desde el sur de Soto la Marina hasta el sur de Poza Rica, Veracruz, en una franja de 400 kilómetros de largo por 15 Km de ancho. Consiste hacia la base de una secuencia de lutitas calcáreas y margas arenosas, de color gris, con abundantes microfósiles, hacia la parte media se presentan areniscas de cuarzo y bioclóstos, de grano fino a medio, calcáreas en capas de 20 a 30 cm; contiene algunas capas de calizas biógenas coralinas; la cima se compone de areniscas grises en capas delgadas. Además, presenta lutitas y margas de color gris a gris azul oscuro, arenosas, conteniendo mucho caliche al intemperizarse. En superficie, su espesor varía de 90 a 600 metros y en el subsuelo se han reportado espesores de 115 a 875 metros. El contacto inferior con la Formación Palma Real Superior es concordante no así su contacto superior que es discordante con la Formación Coatzintla del Mioceno Inferior. Su contenido faunístico permite asignarle una edad que va del Oligoceno inferior hasta Oligoceno Superior. Se tienen identificados los foraminíferos *Lepidocyclina croassata*, *Discorbis submamilla*, y *Orbitoides papyracea*; también a los equinodermos *Equinolampas mexicanus*, *Cidarís laveni*, *Paraster tampicoensis*; también contienen a los celenterados *Cyathomorpha antiguensis*, *Stylocoenia*, *Diploastraea crassolamellata*.

Se interpreta que la formación Mesón se depositó en aguas someras al desarrollarse parte de las formaciones Coatzintla, Palma Real Superior y posiblemente Alazán, por lo que tal vez sus sedimentos comprendan parte del Oligoceno Medio.

### **Formación Coatzintla**

Definida por Adkins en 1925. La localidad tipo se encuentra en el poblado de Coatzintla, en el cruce del camino entre Coatzintla y Palma Sola con el arroyo de Troncones. Esta formación sólo se encuentra en una estrecha franja que va de Poza Rica, Veracruz, hasta el sur de Tecolutla, en una longitud de 45 kilómetros, aunque su anchura se desconoce. Consiste de lutitas y margas de color gris oscuro, intercaladas con margas arenosas y algunos conglomerados constituidos por fragmentos de rocas cretácicas y eocénicas cementadas en material arcilloso; también contiene calizas coralinas; Su espesor varía entre 150 y 450 metros. Incluyen clastos de grano grueso en la base, principalmente areniscas y de lutitas en la parte superior. Presenta numerosos ejemplares de foraminíferos como los siguientes: *Cibicides mantaenesis*, *Miogypsina*, *Siphogenerina lamellata* contiene a los celenterados *Acropora*, *diploastaea*, *Scutella cazonensis*. Su edad asignada es Oligoceno Superior y se asocia a facies de plataforma clástica de carácter transgresivo. Se considera roca almacenadora por sus horizontes clásticos gruesos.

### **Formación Escolín**

Definida por Grimsdale en 1933. La localidad tipo se encuentra en los arroyos Canoas y Escolín, Hacienda Escolín, a lo largo de 1500 metros al este del pozo Escolín No. 54. Esta formada por lutitas gris, plásticas; muestran ocasionalmente planos de estratificación irregulares. Presenta algunas intercalaciones de areniscas de color gris de grano fino y areniscas conglomeráticas, se observan también esporádicos horizontes de conglomerados, hacia la base de la formación. En general carecen de fósiles, aunque se le ha reportado *Sorites sp.*, a 15 kilómetros de Poza Rica, Veracruz, sobre la carretera a Papantla. Se reportan foraminíferos como *Almaena alvarezii*, *Miogypsina mexicana*, *Robulus gutticolatus*; algunos moluscos como *Orthaulax aguadillensis*, *Ostrea*, *Turritella*, y algunos bancos de corales. Su

distribución geográfica es reducida, se le encuentra al sureste del campo Poza Rica; en los campos Santa Agueda y Ezequiel Ordoñez al norte, hasta los de Miguel Hidalgo y Tecolutla al sur. La edad asignada a esta formación es Oligoceno Superior. El espesor va desde los 90 hasta los 300 metros en los diferentes pozos de los campos petroleros de la región de Poza Rica, Veracruz. Su litología indica que esta formación se depositó en un periodo en el cual el nivel del mar ascendió un poco para descender posteriormente y permanecer con poca profundidad hasta el comienzo del depósito de la Formación Tuxpan, del Mioceno Inferior.

### **Formación Tuxpan**

Definida por Dumble en 1911. La localidad tipo se encuentra en las lomas de la Ciudad de Tuxpan, Veracruz, a 120 metros al oeste de la iglesia principal. Esta formación es característica de la parte media de la Cuenca Tampico-Misantla, aflora a lo largo de la costa del Golfo en una franja de hasta 20 kilómetros de ancho, desde el sur de la Barra de Tamiahua hasta 20 kilómetros al sur del Río Tecolutla; inclusive se le reporta en pozos del subsuelo de la región. Consiste de areniscas, areniscas calcáreas, calizas arenosas alternadas en una secuencia de lutitas arenosas, bentoníticas, color gris verdoso, areniscas de cuarzo grano fino a medio; contiene algunos estratos de calizas arenosas, biógenas incluso con conglomerados hacia la base de la formación. En el Campo Ezequiel Ordoñez se presenta un horizonte de tobas color verde. Su espesor varía de 150 a 820 metros. Sobreyace a la Formación Coatzintla en forma concordante y en forma discordante, en algunas localidades a la Formación Mesón; su parte superior, es cubierta por gravas y gravillas del Plioceno-Pleistoceno. Por su contenido de foraminíferos se le asigna la edad Mioceno Inferior-Mioceno Superior, algunas especies de foraminíferos son *Globigerina rohri*, *Globorotalia mayeri*, *Robulus vaughani*, *Rotalia becarii*; también contiene a los equinodermos *Macropneustes antillarum*, *Schizaster dumblei*, *Clypeaster meridiaensis*, entre otros; además se han determinado los moluscos *Ostrea rugifera*, *Pecten candy* y *Turritella subgrundifera*.

Por las anteriores características faunísticas y su litología, se infiere que el ambiente de depósito de esta formación corresponde a una plataforma clásica en posición cercana a la línea de costa, asociada a una transgresión, seguida

de una regresión que fue conformando la actual línea de costa. Se considera roca almacenadora de poco potencial, por sus cuerpos arenosos.

## **II.2.-GEOLOGIA ESTRUCTURAL**

El área que ocupa la Cuenca Tampico-Misantla tiene que ver con tres tipos de secuencias estratigráficas distintas, la primera, constituida principalmente por rocas carbonatadas del Cretácico; la segunda, por unidades siliciclásticas cenozoicas de gruesos espesores y la tercera secuencia está conformada por rocas volcánicas del Plioceno y Pleistoceno.

La secuencia cretácica, en el subsuelo en el área de estudio, es la más deformada, está formada estructuralmente por anticlinales, sinclinales y fallas inversas (cabalgaduras) de varios kilómetros de desplazamiento. El tipo de pliegues es muy variado, los hay asimétricos, recostados, recumbentes y buzantes, muchos de ellos dislocados por fallas inversas y normales. La base de esta secuencia formada por siliciclásticos constituye un grueso espesor de relleno, acumulado en lo que geológicamente correspondió con depresiones tectónicas que condicionaron y modelaron a la Cuenca Tampico-Misantla. En el Cenozoico se formaron en el oriente de México, varias cuencas post-orogénicas en las que se acumularon también, gruesas secuencias de siliciclásticos, la cuenca que corresponde al área de estudio es conocida como Cuenca de Chicontepec, la cual colinda al sur, con la Cuenca de Veracruz; estas cuencas iniciaron su relleno en el Paleoceno. Durante su evolución, la Cuenca Tampico-Misantla ha estado asociada con un basamento pre-mesozoico, y a elementos paleotectónicos como la Plataforma de Tuxpan y el Paleocanal de Chicontepec. Las rocas cenozoicas más antiguas y deformadas tectónicamente se encuentran en las serranías en las estribaciones de la Sierra Madre Oriental, cambiando a secuencias más jóvenes y menos deformadas hacia la línea de costa actual, la inclinación de la mayoría de los estratos es con dirección al oriente. La secuencia terrígena en su porción superior, más joven, no ha sufrido fuertes deformaciones, sólo fallamiento normal y plegamiento muy suave. Algunos de sus rasgos mejor conocidos y reportados son el Paleobanico Submarino "La Flor de Ayotoxco" (Paleoceno Tardío), los Paleocanales de Chicontepec y Nautla (Eoceno Temprano) y los Paleodeltas de Cazones y Tecolutla (Eoceno Tardío). De los varios basculamientos regionales que tuvieron lugar en la paleocuenca, destacan el del Eoceno-Oligoceno y otro durante el Mioceno.

Por sus características estructurales se reconocen los efectos de deformación frágil y dúctil más intensos en la secuencia mesozoica, los que muestran un estilo de deformación característico en la gruesa secuencia sedimentaria. Las secuencias del Cenozoico registran menos deformación, caracterizándose por numerosas estructuras sedimentarias.

La secuencia de rocas volcánicas, pertenecientes al Eje Neovolcánico Transmexicano, forman parte de un elemento estructural que cruza la República Mexicana por su parte central con dirección este-oeste y que limita al sur el área de estudio; esta secuencia es producto de eventos vulcano-tectónicos, que han originado una serie de fosas, calderas, aparatos y estructuras volcánicas de gran diversidad y tamaño. Estos eventos tectónicos están relacionados con la subducción en la costa pacífica mexicana.

En lo que se refiere al área de estudio, se reconocen tres estilos de deformación característicos, el primero corresponde al frente de la Sierra Madre Oriental (frente cordillerano) y que afecta los sedimentos del Paleoceno y más antiguos, que se encuentran en las cuencas Jurásicas-Cretácicas de Chicontepec y Magiscatzin; se caracterizan por pliegues asimétricos, recostados y fallas inversas; el segundo estilo de deformación, corresponde a la parte media del área estudiada y se caracteriza por anticlinales suaves más o menos simétricos. El último estilo de deformación se reconoce en la parte norte, entre el Río Pánuco y la Sierra de Tamaulipas, se compone de anticlinales alargados, pliegues buzantes y sinclinales asociados al buzamiento sur del Arco de Tamaulipas. En la región de Pánuco-Ebano, dichos plegamientos, de intensidad moderada, están cortados por fracturas y fallas normales de poco desplazamiento, paralelas o transversales a los ejes de las estructuras mayores.

En la porción norte de la Cuenca de Tampico-Misantla las trampas petroleras están relacionadas con una componente estratigráfica importante, por un lado, se tienen levantamientos estructurales orientados de norte a sur, limitados por fallas de tipo normal que originaron el fracturamiento asociado. Los grabenes, propiciaron la sedimentación clástica, en las depresiones, formando gruesas cuñas, que originaron la configuración de las estructuras en forma de rampa. También se tienen estructuras de pliegues buzantes, asimétricos con

buzamiento hacia el sureste, en unos casos, y en otros al noreste, con ejes longitudinales hasta de 11 kilómetros de largo por 6 Km de ancho.

En la Llanura Costera del Golfo de México Norte se delimitaron cuatro elementos tectónicos básicos: La Plataforma de Tamaulipas, la Cuenca Tampico-Misantla, la Plataforma Tuxpan-Tecolutla y la Cuenca de Veracruz. Entre las dos últimas se interpone un pilar tectónico del basamento denominado Macizo de Santa Ana. El nombre de Cuenca de Tampico-Misantla, evolucionó del Término antiguo "Paleobahía de Tampico" (Tampico Embayment). Excepto las rocas sedimentarias del Paleoceno y Eoceno Inferior, que al pie de la Sierra Madre Oriental están moderadamente plegadas y cabalgadas, las demás rocas del Cenozoico al parecer conservan su posición original de depósito, o presentan ligera inclinación y fallamientos locales debido al fenómeno de compactación diferencial.

La expresión superficial de la Plataforma de Tamaulipas, es la Sierra de Tamaulipas, al norte del Puerto de Tampico, la cual evolucionó a partir de un pilar tectónico formado por rocas graníticas, teniendo al oriente y al poniente, fosas tectónicas en las que se presentan rocas paleozoicas marinas cubiertas discordantemente por capas rojas del Triásico Superior, dicho pilar tectónico quedó cubierto por sedimentos marinos carbonatados durante el Cretácico Temprano y siliciclásticos marinos durante el Cretácico Tardío. Su estructura actual corresponde a un anticlinorio, y las rocas aflorantes más antiguas son del Cretácico Inferior. Los pliegues que conforman a este anticlinorio son suaves y en varios sitios se presentan intrusiones de rocas graníticas. La Plataforma de Tamaulipas presenta una anchura máxima de 50 kilómetros y una orientación general nor-noroeste-sur-sureste.

La Plataforma de Tuxpan (Tuxpan-Tecolutla), se extiende en el subsuelo desde el área de Cabo Rojo hasta la playa de Tecolutla, alcanzando una longitud de 150 kilómetros y anchura máxima de 70 km a la altura de Tuxpan, el núcleo de la plataforma está formado por rocas intrusivas del Paleozoico Tardío, que localmente están cubiertas por restos de capas rojas del Triásico Tardío. Estas rocas a su vez fueron cubiertas por sedimentos evaporíticos del Cretácico Temprano que después se cubrieron en el Albiano-Cenomaniano por un notable desarrollo de facies arrecifales, sobre todo a lo largo de su borde occidental formando la "Faja de Oro". Los movimientos verticales que dieron

origen a esta plataforma perduraron hasta el final del Cretácico, propiciando los grandes acantilados a lo largo del borde de esta plataforma y finalmente su basculamiento hacia el noreste.

La Cuenca de Veracruz es una estructura semejante a la Cuenca de Tampico-Misantla, casi la mitad del volumen total de los sedimentos cenozoicos de esta cuenca lo representan las rocas miocénicas, que contienen importantes aportes de rocas piroclásticas. Las rocas de la Cuenca de Veracruz correspondientes al Paleoceno y Eoceno inferior y Medio sufrieron plegamiento moderado junto a la Sierra Madre Oriental. En cambio hacia el oriente de la Sierra, la secuencia cenozoica guarda su posición original de depósito o posee estructuras que resultaron del proceso de compactación diferencial y de los efectos de la intrusión de cuerpos ígneos hipabisales.

### **II.3.-EVOLUCION GEOLOGICA**

La evolución geológica de la Cuenca Tampico-Misantla está relacionada con todos los eventos geológicos que afectaron a la región, primeramente, en el Cratón de Norteamérica, donde se encontraba, en el Precámbrico Tardío, el cual fue afectado por la Orogenia Grenvilliana (800-1100 ma). Evidencias de este evento son el Gneis Novillo, el gneis Huiznopala, al norte del área de estudio y el Complejo Oaxaqueño al sur. Sobre este cratón se depositaron desde el Cámbrico hasta el Devónico, sedimentos en las cuencas sedimentarias, para luego ser deformados e intrusionados por procesos de la Orogenia Taconiana. Durante el Carbonífero y el Pérmico, se tiene sedimentación de plataforma clástica y carbonatada, que evoluciona a ambiente de aguas profundas. Posteriormente, todo ello fue afectado por procesos orogénicos que resultaron en la acreción, sobre el basamento o cratón de Norteamérica, por la Orogenia Apalachiana-Ouachita-Marathon dando como resultado, los esquistos de la región de Tamaulipas, del subsuelo de Tampico-Misantla, de las áreas de Teziutlán y Acatlán en Puebla, y de Nochistlán en Oaxaca. Finalmente, se produjo actividad intrusiva Permo-Triásica para cerrar el ciclo de formación de la Pangea (colisión del arco de islas de raíz magmática granítica, Silurico-Missisípico, y el continente Mexicano). En el Triásico se formaron horsts y grabens, que fueron rellenados por material clástico continental, principalmente de la Formación Huizachal, dado que, estando el continente expuesto a la erosión, se produjeron reajustes en el marco tectónico global y consecuentemente, cambios muy notables en la sedimentación. Primero, un adelgazamiento cortical y fenómenos de tipo distensivo (rifting) fragmentaron la masa continental y dieron lugar al desarrollo de cuencas intracontinentales. Esta ruptura está registrada por depósitos de capas rojas (Formación Huizachal); arcosas, limolitas, lutitas y conglomerados con intercalaciones de lavas, diques y mantos de composición basáltica y andesítica, además de la intrusión de cuerpos graníticos y granodioríticos; las localidades con rocas triásicas de origen continental se encuentran reportadas en los siguientes lugares: Anticlinorio de Huizachal-Peregrina, Anticlinorio de Huayacocotla, subsuelo del estado de Tamaulipas, subsuelo de la región de Tampico-Misantla y área del Macizo de Teziutlán. En el Anticlinorio de

Huayacocotla, las rocas triásicas sobreyacen discordantemente a las rocas pérmicas deformadas y truncadas, mientras que en el Macizo de Teziutlán están sobre granitos erosionados del Paleozoico Tardío e interestratificadas con derrames lávicos, principalmente andesíticos.

En los núcleos de los Anticlinorios de Huizachal-Peregrina y Huayacocotla afloran rocas metamórficas del Precámbrico, así como sedimentos correspondientes al Silúrico, Devónico, Pensilvánico y Pérmico.

Para el Triásico Temprano y Medio la región estuvo expuesta a erosión; posteriormente en el Triásico Tardío, los sedimentos comenzaron a acumularse en fosas tectónicas que resultaron de un régimen de tensión regional que produjo fallas profundas y propició el desarrollo de fosas y pilares en el basamento. Durante el intervalo del Triásico-Jurásico se consolida la expansión del fondo marino en la evolución del Océano Atlántico y empieza la apertura y extensión del Golfo de México. En el Jurásico se reactiva la tectónica del basamento, evidenciado por los datos magnéticos y gravimétricos, además de la presencia de corteza oceánica jurásica en el centro del Golfo de México. Una invasión marina en el Liásico, proveniente del Océano Pacífico dio lugar a la Cuenca de Huayacocotla ubicada en la porción central y suroeste del área en cuestión. Esta cuenca tiene un origen tectónico controvertido, ya que, se desarrolla a partir de una zona de subducción, proveniente del Pacífico y forma un arco magmático y una cuenca transarco, donde se deposita la Formación Huayacocotla. En lo referente a las rocas ígneas jurásicas, en el subsuelo de la llanura costera se determinaron edades radiométricas por K/Ar de 173 a 187 m.a. en rocas tonalíticas y dioríticas, estos cuerpos intrusivos detectados están emplazados a lo largo de contactos entre rocas precámbricas y paleozoicas que corresponden con alineamientos basamentales de dirección noroeste-sureste, sin carácter magmático secundario asociado a la tectónica distensiva durante la apertura del Golfo de México. Al finalizar el Jurásico Temprano la cuenca de Huayacocotla tuvo plegamiento y emersión, quedando toda el área expuesta durante el Jurásico Medio, lo que propició el depósito de rocas continentales que corresponden a la Formación Cahuassas; en otros sitios hubo vulcanismo andesítico, registrado al sur de Poza Rica, Veracruz, por las rocas de la Formación Tenexcate. En el Calloviano, debido a la progresiva extensión del Golfo de México, entraron aguas marinas y comenzó una transgresión

regional, resultando de esto mares someros, cuencas marinas profundas y elementos paleogeográficos positivos aislados, asociados a sistemas transformes que les permitieron una evolución independiente. Se dio lugar a una sedimentación siliciclástica en algunos sitios y en otros lugares, depósitos de evaporitas en las cuencas marinas someras. Los hundimientos de fosas y pilares fueron un fenómeno constante; en las cuencas se depositaban sedimentos en ambientes carentes de oxigenación, como la zona que rodea lo que más tarde formaría la Plataforma de Tuxpan, que sufrió hundimientos paulatinos con diferentes ritmos de velocidad. Las rocas que representan estos eventos afloran en el Anticlinorio de Huayacocotla, sobre el Macizo de Teziutlán y en el subsuelo de los estados de Tamaulipas, San Luis Potosí y norte de Veracruz. Las rocas predominantes son arcosas, lutitas, limolitas carbonosas, calizas y abundantes masas evaporíticas. Las calizas oolíticas y evaporitas atestiguan las fases de transgresión sedimentaria. Es de mencionar que las abundantes discordancias entre las unidades del Jurásico Temprano y Medio indican condiciones de erosión repetitivas, previas a un ambiente marino. Los sistemas de fallas intracontinentales estuvieron muy activos. En general, además de la tectónica extensiva, en el Jurásico Medio hasta el Cretácico, se propagó una transgresión marina con depósito de carbonatos, terrigenos y evaporitas. Ejemplo de ello, es la gran transgresión que se dio en el Calloviano-Oxfordiano, donde, en la actual Planicie costera se desarrolló un sistema de islas en cuyas márgenes se depositaron durante el Kimeridgiano, rocas de alta energía como son las oolitas y calcarenitas de la Formación San Andrés. Sobre las depresiones que se ubicaban entre las áreas positivas se depositaron calizas arcillosas y lutitas negras de la Formación Tamán. Durante el Tithoniano, la transgresión continuó y se depositó la Formación Pimienta, constituida por lutitas y carbonatos arcillosos con pedernal.

En el Cretácico se reajusta el marco tectónico regional debido, primero, a la colisión de placas tectónicas en la costa pacífica, y segundo, por el desplazamiento de los bloques continentales y sus remanentes. La transgresión reiniciada en el Jurásico Tardío siguió a escala continental acompañada del hundimiento de cuencas, islas y penínsulas que funcionaron como elementos paleogeográficos bien definidos. A lo largo de las plataformas marinas, es decir, en los bordes de las masas continentales se desarrollaron

bancos, rampas y plataformas carbonatadas. Es así como se desarrollan plataformas como la de Tuxpan, Orizaba, El Doctor, en donde las aguas son más puras y el clima adecuado para el crecimiento de núcleos arrecifales en las márgenes de las plataformas, lo que da lugar al desarrollo del Atolón de la Faja de Oro y al complejo arrecifal que bordea a la Plataforma de Valles-San Luis Potosí; en los lugares con aguas más profundas se depositaron calizas con pedernal, correspondientes a la Formación Tamaulipas. En general, estos elementos paleogeográficos debieron su existencia a la presencia de bloques de basamento, que se encontraban a diferentes profundidades, los cuales en sus cimas (partes altas) tuvieron las condiciones para la evolución de las plataformas carbonatadas. Por otro lado, cuencas profundas y escarpes pronunciados rodeaban a esos pilares tectónicos limitados por grandes fallas; en otros sitios se acumularon sedimentos de aguas profundas. Para el Cretácico Medio, los ambientes de depósito evolucionaron y se tiene como resultado, en el frente de los atolones el depósito de un mayor volumen de calizas intraformacionales de talud, que fueron dolomitizadas en algunos sitios y dieron origen a la Formación Tamabra.

En el Cretácico Tardío existió un amplio mar y la circulación del agua ya no estuvo restringida. Debido a la subducción de la placa de Farallon y por el movimiento de bloques, como el de Yucatán; se infiere que la región experimentaba esfuerzos de cizallamiento, lo que se refleja en el incremento de aporte de material terrígeno y volcánico a las cuencas marinas, lo que dio origen a formaciones calcáreo-arcillosas como las Formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez. Estas potentes secuencias anteceden el evento orogénico laramídico. De hecho, el final del Cretácico y principio del Paleogeno está marcado por la Orogenia Laramide. Su consumación se logró con el plegamiento y fallamiento de toda la secuencia mesozoica que resultó en la formación de la estructura tectónica de la Sierra Madre Oriental.

La compresión ocasionó actividad magmática y volcánica, aparentemente constante, ya que se encuentran cuerpos intrusivos y secuencias volcano-sedimentarias. En la columna estratigráfica cretácica se distinguen claramente los fenómenos mencionados debido a los cuerpos intrusivos, horizontes bentoníticos, rocas piroclásticas y lava en almohadilla en algunas formaciones sedimentarias. Así, al finalizar el Cretácico y durante el Paleoceno, las rocas

mesozoicas y del Paleoceno fueron plegadas y cabalgadas producto de esfuerzos compresivos de la Orogénesis Laramidica, que originó la estructura de la Sierra Madre Oriental. Esto sucedió primeramente en las partes más occidentales de la región y posteriormente durante el Eoceno Temprano hacia la zona frontal de Sierra Madre Oriental. Dicha deformación tectónica propició una regresión con lo que la región emergió y se convirtió en área fuente de material terrígeno y empezó una erosión intensa durante todo el Neogeno, además de que con el levantamiento regional y a medida que éste se fue levantando, las cuencas se hundieron, produciendo un movimiento de basculamiento a lo largo del cinturón marginal del Golfo, originando pliegues y cabalgaduras con orientación general noroeste-sureste. De tal manera que hubo apilamientos de masas rocosas, aumento en el volumen de material erosionable, desequilibrio litostático y hundimientos en partes aledañas a la nueva estructura. Las consecuencias de estos fenómenos se reflejaron en el frente de la Sierra Madre Oriental al desarrollarse profundas cuencas marginales que se rellenaron durante el Paleogeno, por ejemplo la denominada Cuenca de Chicontepec, en la que se depósito un gran volumen de sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico, correspondiente a las Formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio. Al mismo tiempo en la porción noroeste de la citada región se desarrolló la subcuenca de Magiscatzin la cual fue rellenada por sedimentos arcillo-arenoso y arcillosos de la Formación Velasco. Lo complejo del paleorelieve eocénico, ocasionó una gran variedad de material sedimentario con características similares pero originados en partes y épocas diferentes. Al poniente del área del de la Faja de Oro, se desarrollo el Paleocanal de Chicontepec que fue rellenado por sedimentos arcillo-arenosos de abanico submarino, así como el de Nautla al borde de la Isla de Santana y hasta la vecindad de la Isla de Tecolutla. Posteriormente las formaciones Aragón, Guayabal, Tantoyuca y Chapopote se acumularon ante cambios en las condiciones de depósito ocasionados por los paleorelieves submarinos. Finalmente, en el Oligoceno se depositaron las formaciones Horcones, Palma Real, Alazán, Mesón, Coatzintla y en parte Escolín, la secuencia de cobertura llegó a tener hasta 10 000 metros de espesor. Sobre la planicie costera en el Oligoceno-Mioceno, ocurrieron cambios en la sedimentación que se reflejan en los cambios de facies. El depósito de las anteriores unidades estratigráficas

estuvo acompañado de algunos eventos ígneos de composición intermedia. Los efectos estructurales fueron principalmente fallas de crecimiento. En el Oligoceno una invasión marina de aguas someras cubrió buena parte de la región de la planicie costera. Los sedimentos del principio del Mioceno descansan discordantemente sobre los depósitos del Oligoceno. Aparentemente, esta transgresión perduró hasta el Mioceno Temprano ya que los depósitos superiores del Mioceno Temprano poseen características regresivas; posteriormente en el Mioceno Tardío continuó el ciclo regresivo hasta llegar a la actual línea de costa. Lo anterior se comprueba porque parte de las formaciones Mesón y Escolín del Oligoceno están cubiertas discordantemente por la Formación Tuxpan del Mioceno. Esta última, a su vez, está en contacto discordante con los depósitos pliocénicos y cuaternarios tanto sedimentarios como ígneos.

Por su parte, la actividad volcánica del Plioceno-Cuaternario se manifiesta en el área de estudio por la presencia de aparatos volcánicos disectados, derrames de lava basáltica, diques, mantos y pequeños troncos, afectando a estratos sedimentarios del Mioceno. Sin embargo, fechamientos de cuerpos intrusivos someros, de basaltos andesíticos y algunos derrames indican que esa actividad magmática comenzó a principios del Mioceno, casi penecontemporáneamente con el depósito de la Formación Tuxpan y se incrementó durante el Plioceno-Pleistoceno. Al final del Plioceno, como consecuencia probable de un levantamiento regional y condiciones climáticas húmedas, la región quedó cubierta por conglomerados derivados de la erosión de la Sierra Madre Oriental, como de las rocas del Paleogeno más antiguas que afloran en la parte occidental de la planicie costera del Golfo. La cubierta conglomerática contiene también fragmentos de rocas basálticas, es correlacionable con el Conglomerado Reynosa del noreste de México.

### **III.- SISTEMAS PETROLEROS**

El sistema petrolero es un sistema natural, abierto, compuesto de varios subsistemas interrelacionados dentro de un suprasistema mayor que es el medio ambiente, los subsistemas son: generador, almacenador, sello y migración.

De acuerdo a Hunt 1996, en un *Subsistema Generador* el origen del petróleo ocurre por dos caminos:

El primero representa la formación y acumulación de hidrocarburos libres derivados de organismos muertos, depositados en sedimentos no consolidados recientes, además de los formados por la actividad de las bacterias y las reacciones químicas de baja temperatura. En porcentajes entre el 10% y el 15% el petróleo se forma directamente por este proceso, donde la materia orgánica se deposita y más tarde sufre alteración química, física y biológica ante un pronunciado aumento en la temperatura, ésta tiene un rango menor de 50°C aproximadamente; todo este proceso corresponde a la Diagénesis, la cual en su etapa final forma el kerógeno. En la diagénesis ocurre la transformación de lípidos (grasas), proteínas y carbohidratos derivados de los organismos principalmente marinos, a Kerógeno (el contenido orgánico en promedio de tales sedimentos que eventualmente se transforman a roca generadora varía de 0.5 a 5%). Cuando el Kerógeno es sepultado a grandes profundidades se incrementa el gradiente geotérmico y se producen altas temperaturas (rango de 50°C a 200°C), ocurre el cracking que es el rompimiento termal, dando por resultado el bitumen, para dar paso después a la formación del petróleo en un rango de temperatura 50°C a 200°C y presiones de 300 a 1500 bares, en este proceso es donde se origina el mayor porcentaje de hidrocarburos líquidos, se le denomina Catagénesis.

La alteración térmica mayor denominada Metagénesis, provoca que el petróleo se divida en dos caminos de transformación por altas temperaturas (de 200°C a 250°C), se generen pequeñas cantidades de metano y metantracitas. Con temperaturas mayores a 250°C y sepultamiento profundo de más de 12 kilómetros, la materia orgánica sufre metamorfismo junto con la roca

sedimentaria, por lo que se puede formar grafito. Landes 1975, considera que las características de una roca generadora basado en estudios geoquímicos de materia orgánica se pueden conocer por cualquiera de las siguientes formas:

Por medio de análisis cualitativos y cuantitativos se determina el contenido de materia orgánica de la roca generadora (Contenido Orgánico Total COT).

Por medio de análisis ópticos, se determina el tipo de materia orgánica, si es algácea, herbácea, leñosa o carbonosa.

Considerando el Índice de Alteración Termal (IAT), basado en la coloración del tipo de materia orgánica y en la refractancia de la vitrinita, se obtiene el rango de valores siguiente:

- De 0.0 a 0.5 Facies Inmadura
- De 0.5 a 2.0 Facies Madura
- De 2.0 a 4.0 Facies Metamórfica
- Mayor a 4.0 Metamorfismo

Las unidades que presentan características de rocas generadoras de hidrocarburos en la Cuenca de Tampico-Misantla, son las secuencias calcáreo-arcillosas bituminosas de las formaciones Huayacocotla, Santiago, Tamán y Pimienta, pertenecientes al Jurásico y la Formación Chicontepec Inferior y Medio del Paleogeno en sus horizontes arcillosos. Estas formaciones, de acuerdo a sus respectivos estudios geoquímicos, según Olivella-Ledezma, (1986), en Martínez-Contreras (1998) presentan las siguientes características:

- 1.- En rocas arcillosas y en calizas se presentan valores de COT entre 0.5% y 2%, que es condición favorable para que la roca sea considerada generadora.
- 2.- La materia orgánica de tipo algácea, leñosa y carbonosa junto con la determinación del IAT y la refractancia de la vitrinita (1 a 3), corresponde con la facies madura y metamórfica, lo que implica la generación de hidrocarburos líquidos y gaseosos.
- 3.- En las secuencias del Paleogeno predomina la materia orgánica leñosa y carbonosa, señalado por el índice de hidrógeno menor al índice de Oxígeno, lo que indica que los hidrocarburos corresponden a la fase gaseosa.

Con referencia al *Subsistema Almacenador*, Landes 1975, considera que una roca almacenadora es toda aquella que sea capaz de almacenar hidrocarburos, y que debe tener las siguientes características generales:

- 1.- Ser poroso, esto es, que disponga de suficientes espacios para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos. Pueden tener una porosidad original que puede ser la porosidad primaria o intergranular (presente ya en el sedimento original), o la porosidad secundaria (fracturas, disolución) que es la resultante de cualquier actividad geológica, como resultado de la diagénesis, después de que los sedimentos han sido convertidos en roca, Ver figura III.1.
- 2.-Ser permeable, esto es que los poros estén interconectados para que cedan fácilmente los hidrocarburos.

En la columna estratigráfica de la Región de Tampico-Misantla, son varias las formaciones que presentan características de rocas almacenadoras o contienen algún horizonte almacenador con importancia petrolera; tenemos a las siguientes formaciones: Huizachal en sus facies conglomeráticas y arenosas; Formación Cahuasas en sus horizontes conglomeráticos; Formación San Pedro, por su miembro de calizas mudstone fracturadas; Formación San Andrés que es de gran importancia almacenadora de hidrocarburos en el Sistema Jurásico Superior, por la buena porosidad de su grainstone oolítico y sus calizas arcillosas fracturadas; Formación Tamaulipas Inferior en sus calizas fracturadas y sus horizontes calcareníticos; Formación El Abra en sus sedimentos formadores de bancos o arrecifes; Formación Tamabra dada la presencia de sus horizontes carbonatados bioclásticos, brechoides; Formación Tamaulipas Superior por la porosidad y permeabilidad secundaria desarrollada por fracturamiento, así mismo, las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez lo son por brechamiento y fracturamiento. En las formaciones del Paleogeno, la Formación Chicontepec es importante almacenadora por sus horizontes arenosos de alta porosidad y permeabilidad; la Formación Aragón, que también es almacenadora por su similitud con la anterior. Secuencias posteriores a la Chicontepec que son almacenadoras potencialmente, aunque de menor importancia ya que contienen lentes arenosos de reducido volumen son las formaciones: Tantoyuca, Horcones, Palma Real Superior, Concepción-Encanto, Coatzintla y Tuxpan. Las principales formaciones carbonatadas son:



Figura III.1.- Microfotografías de Calizas Mudstone - Wakestone, mostrando

- Arriba con un aumento de X10 Microforaminíferos y Microfracturas abiertas
- Abajo con aumento de X500 se observa la presencia de Cocolitoforidos y la Geometría de los microporos.

Microfotografías tomadas de: Román-Ramos, et al 1999.

San Pedro, San Andrés, Tamaulipas Superior, El Abra y Tamabra. Las siliciclásticas son: Chicontepec, Aragón, Tantoyuca y Horcones.

Un Subsistema Sello se define como aquellas secuencias rocosas de escasa permeabilidad o bien impermeables (no deben poseer fracturas ni poros interconectados), si tienen poros, su diámetro promedio de garganta de poro debe ser menor a 4 Angstrom, condiciones que no permiten el paso del petróleo; sello es el cierre a la migración o desplazamiento de los hidrocarburos. La roca debe constituir una barrera a la migración y eso permite la acumulación en una trampa.

De acuerdo a Landes, 1975, las rocas sello más comunes son las lutitas y calizas arcillosas, pero las mejores son el yeso, la sal de roca y la anhidrita. La Formación Huayacocotla se considera roca sello por sus gruesos paquetes de lutitas, porque tienen continuidad, su espesor máximo de 969 m, impide la migración de los hidrocarburos, cubre a la Formación Huizachal, que funge como potencialmente almacenadora.

Las rocas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta se consideran rocas sello por su posición estratigráfica, porque cubren a las rocas almacenadoras y por sus características litológicas (lutitas, limolitas y calizas arcillosas).

Las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez, también pueden funcionar como sello, por sus secuencias arcillosas y calcareo-arcillosas. También la Formación Chicontepec puede ser sello en sus horizontes arcillosos, de la misma manera que las formaciones: Guayabal, Chapopote, Tantoyuca y la Palma Real Inferior.

La figura III.2 muestra la ubicación, distribución y características geoquímicas de las rocas generadoras del Jurásico Inferior-Medio (Huayacocotla) y su relación con los hidrocarburos descubiertos en la porción occidental de la Cuenca Tampico-Misantla, en rocas almacenadoras del Jurásico Medio-Superior, Cretácico Superior y Paleoceno.

Para el *Subsistema de Migración* es probable que en el curso de la diagénesis y después de ella, una parte de los hidrocarburos y el agua hayan sido expulsados de la roca generadora depositándose directamente en la roca capaz de almacenarlos, este movimiento se denomina migración primaria. La migración secundaria ocurre en rocas de mayor porosidad y permeabilidad en



trayectos más largos, la que origina la concentración y acumulación del petróleo y el gas en yacimientos; no se conocen todos los parámetros para establecer las posibles rutas de migración, solamente se puede inferir que las vías de migración pudieron ser por fracturas, superficies de estratificación y fallas; se interpreta que ocurrió migración lateral y vertical. Se considera que los siguientes son parámetros clave en relación con la migración y acumulación de petróleo: 1) las partículas arrastradas, 2) la presión capilar (fenómeno de presión de desplazamiento), 3) la flotabilidad, 4) los efectos del gas disuelto, 5) la acumulación, 6) los contactos petróleo-agua inclinados, 7) las barreras estratigráficas, 8) la migración vertical y 9) el tiempo de acumulación del petróleo.

La presencia de gilsonita es evidencia de que los hidrocarburos se movieron en sentido ascendente en diferentes áreas y niveles estratigráficos.

Es de suponer que el petróleo expulsado con el agua de la roca generadora se dispersó en partículas minúsculas, tal vez de tamaño coloidal o microscópico y que algunas de ellas incluso pueden haber estado disueltas en el agua. Se sabe que casi todos los depósitos de petróleo se dan dentro de un medio acuoso, esto significa que la migración está estrechamente vinculada con la Geohidrología. No existe razón para suponer que algún mecanismo de migración primaria es el responsable de todas las acumulaciones de petróleo, ya que el mecanismo predominante de la migración primaria cambia con las diferentes condiciones subsuperficiales relacionadas, principalmente, con la profundidad creciente de sepultamiento. Las microfracturas de la roca (debidas al aumento de presión interna resultante de la generación térmica de hidrocarburos de peso molecular bajo a partir del kerógeno) permite el desprendimiento de los hidrocarburos de las rocas generadoras compactadas, densas y relativamente impermeables. Las distancias implicadas por la migración primaria son del orden de metros o decenas de metros. El petróleo atrapado en un yacimiento representa un estado de equilibrio entre las fuerzas impulsoras (flotabilidad o flujo de agua) que exigen el movimiento del petróleo y las presiones que se resisten a este movimiento. El final de la migración secundaria y la etapa final de la formación de los depósitos de petróleo y gas es la concentración en la parte más alta disponible de una trampa. Las

distancias implicadas por la migración secundaria se encuentran dentro del intervalo de decenas a cientos de kilómetros.

Según Landes, *op cit*, para el *Subsistema de Entrampamiento*, se tienen a las trampas las cuales son obstáculos naturales que impiden la migración de los hidrocarburos y quedan acumulados en ella. La característica fundamental de una trampa es la forma convexa, hacia arriba, de la roca porosa de yacimiento en combinación con una roca sello más densa y relativamente impermeable, localizada arriba y lateralmente. La forma definitiva de la convexidad puede ser angular, curvada o una combinación de ambas; el único parámetro geométrico importante es que debe estar cerrada en los planos vertical y horizontal, sin fugas notables, para formar un recipiente invertido. Los contornos longitudinales de este recipiente invertido, en una trampa estructural, deben circundar las áreas cerradas que constituyen lo que se llama área de cierre o cierre de una trampa. Las trampas pudieron formarse por condiciones estratigráficas en el tiempo del depósito de los sedimentos, por cambios posteriores, por litificación de sedimentos, por deformaciones estructurales o por combinación de dos o más de estos factores. Las trampas son receptáculos naturales cerrados, son cuerpos de rocas almacenadoras completamente rodeadas por rocas impermeables.

Estrictamente se habla de trampas estructurales cuando son resultado de modificaciones en la forma del reservorio (fallas, plegamientos y asociadas con domos de sal) y las trampas por variación de permeabilidad que se dan por modificaciones en la continuidad de la roca, ejemplos típicos de estas últimas son las barras de arena, areniscas de canales distributivos deltáicos, y los arrecifes de carbonato, así mismo, se tienen las trampas combinadas que son la mezcla de las dos anteriores. La mayor parte de los campos petroleros conocidos de México se encuentran en trampas estructurales. La roca, sello o barrera que interrumpe el movimiento de los hidrocarburos, debido a la disminución general de los diámetros de poro, deberá ejercer presiones capilares mayores que la fuerza impulsora.

En el área de estudio se tienen tres sistemas petroleros distintos, cuyas características principales se describen a continuación.

### **III.1.- SISTEMA JURÁSICO SUPERIOR**

El Sistema Jurásico Superior pertenece a los activos de producción de Altamira, Tamaulipas y Poza Rica, Veracruz de la Región Norte; los campos de este sistema se extienden desde la parte norte de la Ciudad de Tampico, Tamaulipas, pasando por aguas territoriales nacionales del Golfo de México, aproximadamente a 30 kilómetros al oriente de Ciudad Madero, Tamaulipas hasta la porción central del territorio mexicano en el estado de Veracruz.

El Sistema Jurásico presenta sus características generales medidas en los yacimientos pertenecientes a los campos Arenque, San Andrés y Tamaulipas Constituciones, donde la porosidad promedio de éste sistema varía del 8% en el campo Tamaulipas Constituciones hasta el 18% en el Campo Arenque; su permeabilidad varía de 0.1 milidarcy en el Campo Arenque hasta 6 milidarcys medidos en el Campo Tamaulipas Constituciones.

El espesor de los yacimientos varía entre los 8 m en el campo Tamaulipas Constituciones y una columna original de aceite de 105 m, en el campo San Andrés presenta una saturación de agua de formación que varía del 18% con una salinidad de 100,000 ppm hasta un 43% con una salinidad de 80,000 ppm estas dos mediciones se hicieron en dos yacimientos del campo Tamaulipas-Constituciones.

La presión original de los yacimientos del mismo sistema varía de 162 Kg/cm<sup>2</sup> en el campo Tamaulipas-Constituciones a 608 Kg/cm<sup>2</sup> en el campo Arenque. Su densidad API va de los 18° en el campo Tamaulipas Constituciones a 34° en el campo Arenque. La temperatura oscila de los 59°C en el Tamaulipas Constituciones a 125°C en el campo Arenque.

Este sistema se considera Híbrido, ya que para la acumulación de hidrocarburos se tiene la presencia de pliegues buzantes, fuertemente fracturados y asociados con plegamientos mayores. Por su nivel de certeza se considera Conocido ya que es posible correlacionar las rocas generadoras y las acumulaciones de aceite de este sistema gracias a los análisis geoquímicos de los mismos.

Su origen se relaciona con una transgresión marina en el Calloviano-Oxfordiano sobre la planicie costera existente y la consecuente formación de un sistema de archipiélagos en cuyos márgenes, durante el Kimmeridgiano, se

depositaron rocas de alta energía (oolitas y calcarenitas de la formación San Andrés). Este evento fue el resultado de la disgregación del supercontinente Pangea y la apertura del Golfo de México. En las depresiones dentro de una rampa siliciolástica se depositó la Formación Tamán, consistente de calizas arcillosas y lutitas negras. Tanto el continente como las islas o el archipiélago aportaron sedimentos siliciolásticos, principalmente, esto condicionó el depósito de las secuencias arcillosas y calcareo-arcillosas posteriores de la Formación Pimienta que cubrió algunas áreas que eran islas en el Oxfordiano-Kimmeridgiano. En la figura III.1.1 se muestran de manera esquemática las principales características de este Sistema Petrolero.

### **III.1.1- Rocas Generadoras**

Para este Sistema Petrolero, se consideran generadores los sedimentos de la Formación Huayacocotla del Jurásico Inferior (Liásico), consistentes en una secuencia marina compuesta de lutitas negras y verdes, limolitas amarillas, areniscas y algunas calizas, depositadas en una cuenca intracratónica o un graben con circulación restringida; se formó por la disgregación de Pangea debido a la separación de la corteza a lo largo de la zona de fractura en la parte central de México. El tipo de materia orgánica de esta formación, es algácea en un 14%, herbáceo-leñoso en un 5% y carbonoso en un 18%; su IAT varía de moderado a severamente maduro, es viable para producción de gas seco y se le atribuye contribuir con la producción de hidrocarburos en la Región de Tampico-Misantla. Esta afirmación se basa en el amplio análisis geoquímico de las rocas generadoras de hidrocarburos con lo cual se estableció correlación entre los gases-condensados presentes en esta región.

Las rocas generadoras de hidrocarburos del Sistema Petrolero Jurásico Superior, se determinaron de acuerdo a los estudios geoquímicos, realizados en los Campos San Andrés, Arenque y Tamaulipas Constituciones; una parte de la generación se produjo en las lutitas carbonosas deleznales y ligeramente calcáreas que alternan con calizas arcillo-carbonosas, limolitas de grano grueso; incluyen micrita limo-arcillosa grumosa con peletoides, con materia carbonosa y pirita de la Formación Santiago; contiene materia orgánica algácea en un 15% en promedio, leñosa en un 2% y carbonosa en un 18% y con un Índice de Alteración Termal (IAT) moderado con valores de -3 a 3, esta



formación constituye la roca generadora más importante, con fuerte potencial generador de hidrocarburos líquidos. Otra fuente de generación de hidrocarburos son las calizas arcillo-carbonosas, con intercalación de lutitas laminares y carbonosas, que incluyen lutitas calcáreas carbonosas de la Formación Tamán del Kimmeridgiano; su contenido de materia orgánica algácea es del 20% y carbonosa del 7.5%, que la hace potencialmente generadora de hidrocarburos líquidos y gaseosos; esta formación se relaciona con depósitos en el margen de una plataforma siliciclástica. También se consideran generadoras las secuencias de carbonatos arcillosos y las lutitas negras laminares con abundante materia orgánica, conteniendo foraminíferos y horizontes coquinoideos de la Formación Pimienta del Tithoniano Medio y Tardío la cual con su contenido de materia orgánica leñosa del 32.5% en promedio y carbonosa del 10% la hacen potencialmente generadora de gas y en menor proporción de aceite. Los mayores espesores de éstas formaciones se encuentran en 12 grabens, en los que al existir mayor gradiente geotérmico y mayor presión la materia orgánica maduró y se convirtió en importante foco oleogenerador.

El área promedio de los focos generadores es de 907 km<sup>2</sup> y su espesor promedio de 150 m. El promedio de COT es 2.2%, se tiene un potencial remanente bueno de kerógeno tipo II precursor de aceite y gas con una madurez en el Pico de Generación de Aceite (Roe=0.8%) y una Relación de Transformación del kerógeno en hidrocarburos del 45%.

### **III.1.2 Migración**

La migración en este sistema es de dos tipos principales, el vertical ascendente (permite clasificar a la Cuenca Tampico-Misantla como Normalmente Cargada), de los hidrocarburos provenientes de las rocas generadoras de la Formación Huayacocotla, y por otro lado el diagonal ascendente y descendente de los hidrocarburos de las formaciones Santiago y Pimienta a los receptáculos de la Formación San Andrés. El modelado de los focos de generación sugiere que la generación de aceite y gas inició en el Cretácico Tardío, alcanzándose la máxima generación y expulsión durante el Paleoceno - Eoceno. Se invierte la cuenca en el Oligoceno-Mioceno, por lo que se suspende la generación y existe la remigración de los hidrocarburos a través de las fallas y fracturas. Los

hidrocarburos indican una sincronía entre la migración y la formación de trampas. Por otro lado, los procesos distensivos postorogénicos afectaron las acumulaciones por el rompimiento y la erosión de los sellos, por el levantamiento y por la formación de fallas y fracturas, lo que provocó la remigración y dispersión de los hidrocarburos preexistentes.

### **III.1.3 Rocas Almacenadoras**

A este subsistema pertenecen principalmente, las rocas de la Formación San Andrés en sus diversas facies y variaciones verticales y horizontales de depósito, se tienen bancos carbonatados de grainstone oolítico y de bioclastos e intraclastos, con desarrollos arrecifales dispersos, así como, areniscas y calizas de oolitas y pelletoides. La porosidad y permeabilidad promedio es de 15% y de 6 milidarcys respectivamente, con una saturación de agua de formación de aproximadamente 29% y una salinidad de 95 000 ppm en promedio. La presión original de los yacimientos varía notablemente en los diferentes campos, con valores desde 215 kg/cm<sup>2</sup> hasta 608 kg/cm<sup>2</sup>; la temperatura promedio es de 107°C. De menor importancia en cuanto a la capacidad de almacenamiento de este sistema petrolero, son las rocas de las formaciones Agua Nueva y San Felipe, en sus correspondientes horizontes de calizas fracturadas, siendo estas constituidas por mudstone-wackestone de coccolitofóridos con porosidades con rangos del 5 y el 10%, así como permeabilidades de .001 a .01 milidarcys.

### **III.1.4.- Rocas Sello**

En este Sistema Petrolero, las unidades que, originalmente, fueron las generadoras de hidrocarburos, las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, con la mecánica de la expulsión de los aceites generados y la correspondiente presión litostática por el sepultamiento, se convirtieron también en las principales rocas sello en este sistema. Incluso las arcillas intraformacionales y calizas compactas de la Formación San Andrés actúan como sello en una parte del Campo Tamaulipas-Constituciones. Pero, la principal roca sello de este sistema son los sedimentos limosos, calizas arcillo-carbonosas y lutitas de la Formación Pimienta del Tithoniano y los sedimentos arcillo-arenosos del Paleocanal de Chicontepec. También, se reconoce como sello al cambio de

facies lateral hacia talud y cuenca, representado por una caliza arcillo-carbonosa y lutitas laminares de la Formación Tamán.

### **III.1.5.- Trampas**

Son principalmente mixtas, producto de la tectónica extensiva de apertura que dio origen a los depósitos jurásicos en forma de bancos de carbonatos y en algunas partes su componente estructural domina, correspondiendo a pliegues buzantes, limitados por cambios de facies; en otras partes la componente estratigráfica es la dominante, producto de la tectónica distensiva que dio lugar a bloques de basamento, en donde se dieron las condiciones paleotopográficas propicias para la sedimentación de plataforma durante el Kimmeridgiano.

### **III.1.6.- Tipos de Fluidos**

Se tienen densidades particulares para los aceites de los campos: Tamaulipas-Constituciones de 18° API, San Andrés de 32° API y Arenque de 34° API, en todos los campos el aceite se clasifica como aceite negro. Sin embargo, en general, la densidad de los aceites de los yacimientos del Sistema Jurásico Superior va desde 10 a 28° API, conteniendo azufre entre 1.5 y 4.3%. El contenido de parafinas varía entre 37 y 56%, los aromáticos se encuentran entre 21 y 39% y las resinas y asfaltenos entre 12 y 30%. Los aceites pesados del Jurásico no están alterados, pero provienen de una roca generadora con baja madurez al momento de ser expulsados.

## **III.2.- SISTEMA PLATAFORMA DE TUXPAN (FAJA DE ORO)**

El Sistema Plataforma Tuxpan (Faja de Oro) se localiza en la porción central este de la República Mexicana, en el estado de Veracruz y pertenece al activo de producción de Poza Rica en la Región Norte; es un complejo arrecifal y brechas intraformacionales del Cretácico Medio. Su geometría es ovalada, elongada de noroeste a sureste con un eje mayor de 150 km y eje menor de casi 60 km. Las características generales de este sistema se obtuvieron del Campo Poza Rica principalmente, el cual representa la parte media distal del talud de la Plataforma de Tuxpan, la Formación Tamabra es la principal roca almacenadora de hidrocarburos en este sistema que se está explotando en la

actualidad, ya que los campos ubicados en el arrecife, se encuentran agotados. Este campo ocupa un área de 104 km<sup>2</sup>, con 831 pozos perforados, de los que 305 se encuentran en operación. La densidad del aceite varía entre 30° y 32° grados API. La roca sello es, en todos los casos, la Formación Agua Nueva del Turoniano.

Este sistema se define como Híbrido ya que existen algunos indicios de deformaciones significativas; las trampas son de tipo estratigráfico y están asociadas a las zonas pre-arrecifal y post-arrecifales así como algunos anticlinales. Cabe hacer la aclaración de que lo correspondiente a la trampa arrecifal puede considerarse sin deformación, pero esto no define el sistema. Por su nivel de certeza es un sistema Conocido ya que existe correlación entre la roca generadora y las acumulaciones de aceite, de acuerdo a los análisis geoquímicos de dichos aceites.

El origen de este sistema es el resultado de la continua transgresión de los mares en el Neocomiano en el oriente de México, pero en esta ocasión las aguas son más propicias para la formación de núcleos arrecifales, dados los climas más cálidos y la disminución del aporte de terrígenos, ya que a principios del Cretácico las áreas positivas disminuyen su superficie; en las partes profundas se depositaron calizas con pedernal de la Formación Tamaulipas Inferior. En el Albiano-Cenomaniano ya no existían áreas positivas que aportaran terrígenos y en las áreas inundadas con poca profundidad se depositaron carbonatos de plataforma y en los bordes se desarrollaron arrecifes sobre los márgenes de los paleoelementos positivos; los más importantes de la región son la Plataforma de Tuxpan (Atolón de la Faja de Oro) y la Plataforma de Valles-San Luis, entre otras. En el Cretácico Medio, las secuencias carbonatadas depositadas en estas condiciones corresponden a la Formación El Abra, producto de la subsidencia de la cuenca, y son depósitos de arrecife y post-arrecife; las facies Taninul corresponden con el arrecife. La Formación Tamabra de calizas clásticas de talud rodean al arrecife en gruesas secuencias de brechas intraformacionales y la Formación Tamaulipas Superior de calizas de cuenca en estratos delgados, con nódulos de pedernal y estilolitas. Del Turoniano al Maestrichtiano se dio un aumento en el aporte de terrígenos, debido al cambio de los ambientes de depósito resultado del incremento del vulcanismo al occidente por la acción de la subducción de la

Placa Farallón debajo de la placa Norteamericana y al movimiento del bloque de Yucatán, originando el depósito de las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez, las que tienen un carácter calcáreo-arcilloso; estas rocas constituyen el sello de este sistema. Durante el Paleoceno y Eoceno el atolón fue el límite de la paleo-cuenca Tampico-Misantla, donde se acumularon los sedimentos terrígenos turbidíticos de la Formación Chicontepec. Un basculamiento hacia el oriente de la Plataforma de Tuxpan durante el Oligoceno que culminó en el Mioceno, contribuyó a que se depositaran sedimentos en la parte oriental del atolón, por lo que la cresta arrecifal y el talud se caracterizan como zonas sobrepasadas por los sedimentos. El talud fue cubierto paulatinamente durante Eoceno, Oligoceno y Mioceno Inferior; la cresta arrecifal quedó cubierta en el Mioceno Inferior Tardío. Actualmente, más de 2000 metros de sedimentos del Mioceno y Plio-Pleistoceno, principalmente arcillosos cubren el frente arrecifal, afectados por fallas normales y pliegues cuyos planos axiales buzcan hacia la cuenca. Las características principales de este sistema se muestran en la figura III.2.1.

### **III.2.1- Rocas Generadoras**

Para el Sistema Plataforma de Tuxpan, las rocas generadoras, según estudios geoquímicos, son las calizas arcillosas y las lutitas calcáreas de las formaciones Pimienta, Santiago y Tamán, en ese orden de importancia. Estas rocas generadoras se depositaron en un ambiente marino bajo condiciones de escasez o falta total de oxígeno y alta salinidad; el tipo de materia orgánica dispersa predominante es algácea marina y en menor proporción materia orgánica continental leñosa. La Formación Pimienta representa una transgresión marina (en su ciclo de máxima inundación), constituida por sedimentos de plataforma clástica del Tithoniano, y que se caracteriza por estar compuesta principalmente de calizas arcillosas, alternando con horizontes de lutitas negras bituminosas que sirven, a su vez, de sello. Contiene materia orgánica de tipo leñosa y carbonosa en porcentajes del 32.5% y 10% respectivamente, lo que la hace generadora de gas principalmente. La Formación Santiago con sus horizontes de materia carbonosa, incluye micritas, limolitas y calizas arcillo-carbonosas, con materia orgánica algácea, leñosa y carbonosa (15, 2, y 18% respectivamente), junto con la Formación Tamán

# SISTEMA PLATAFORMA DE TUXPAN

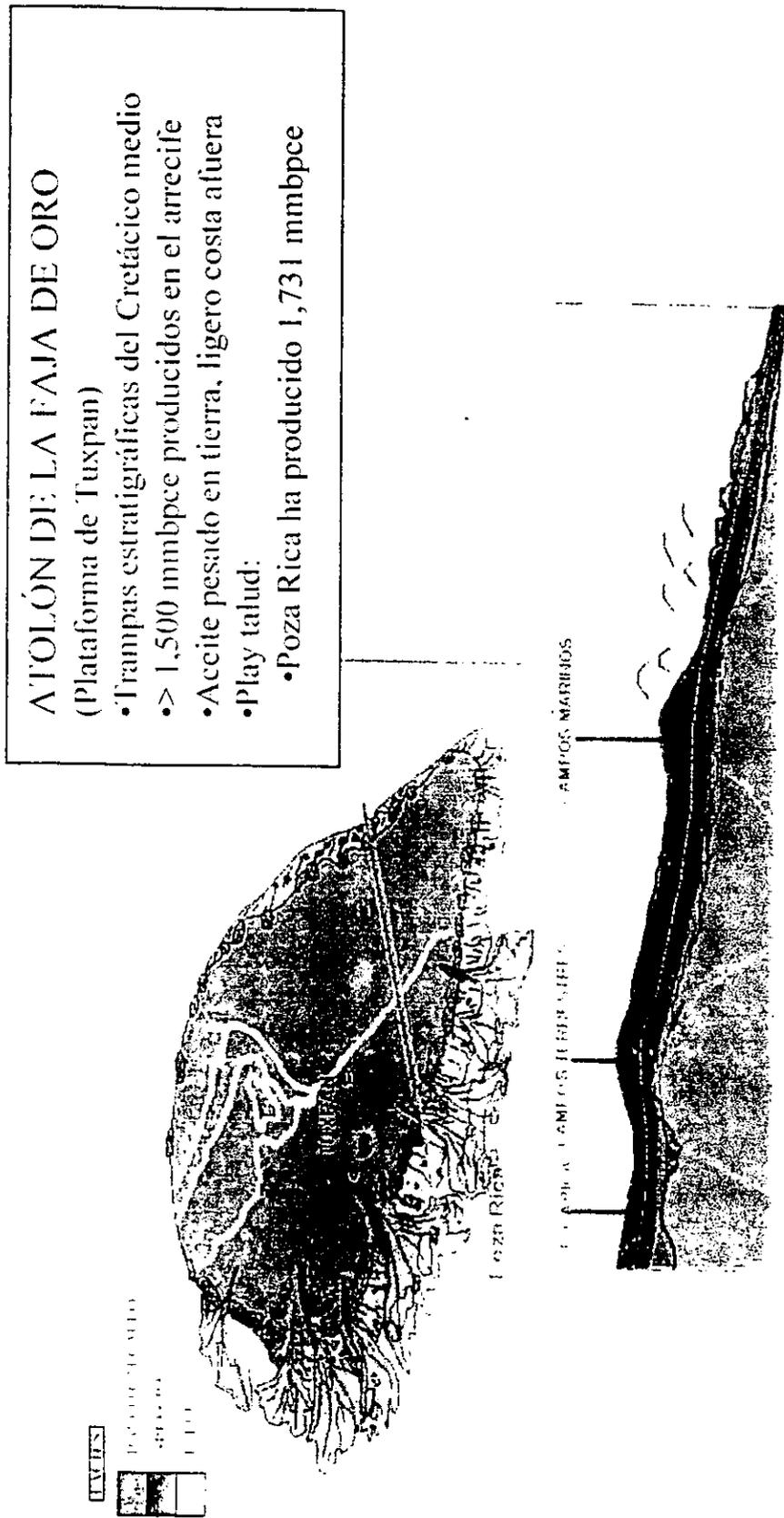


Figura III.2.1 Sección esquemática del Sistema Plataforma Tuxpan.  
Tomada de: Guzmán Baldizan, Alfredo E. 2000.

“Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico Misantla”

compuesta por lutitas calcáreas carbonosas, con materia orgánica de tipo algácea (20%) y carbonosa (7.5%), son también consideradas como parte del subsistema generador de hidrocarburos.

### **III.2.2.- Migración**

El principal tipo de migración en este sistema es de tipo vertical ascendente, diagonal y en algunas partes horizontal. En la zona de El Atolón de la Faja de Oro, se tienen calizas con intenso fracturamiento que pudo ser causado por basculamiento o por reacomodos causados por los movimientos relacionados con la Orogenia Laramide. Posteriormente ocurrió un basculamiento regional que inició en el Terciario medio y terminó al inicio del Mioceno con lo que el atolón fue sepultado profundamente con una inclinación mayor hacia el sureste, con una columna estratigráfica post-arrecife de espesores variables de 500 m en el norte y hasta 2500 m en el sur. La migración del aceite en el arrecife puede estar relacionada al basculamiento del atolón, la migración pudo darse de sureste a noroeste durante el Oligoceno y Mioceno. También es posible que los cambios de profundidad propiciaron la percolación de aguas meteóricas, las que causaron intensa karstificación con lo que se originó un gran desarrollo de porosidad secundaria; adicionalmente se produjo fracturamiento, que, junto con la presión litostática de los sedimentos del Terciario propiciaron las vías de migración secundaria de los hidrocarburos.

### **III.2.3.- Rocas Almacenadoras**

Una de las principales secuencias almacenadoras de hidrocarburos considerada para este sistema, es la Formación El Abra de edad Albiano-Cenomaniano, en sus facies arrecifal, (Taninul) a la que se le reconocen espesores de hasta 2000 metros; este potente espesor puede deberse a un crecimiento de series superpuestas de biostromas de rudistas en el borde de la plataforma. Como se mencionó en el capítulo de Estratigrafía, esta formación se compone de dos facies, la de laguna interna propiamente llamada El Abra que litológicamente es una caliza criptocristalina, de color blanco, crema o gris, frecuentemente oolítica y con abundancia de miliólidos; la facies Taninul, consiste de crecimientos orgánicos de bancos de corales, algas, brechas coquinoideas de fragmentos angulares de conchas de pelecipodos,

gasterópodos, braquiópodos, algas calcáreas y equinodermos. Las anteriores características litológicas la colocan, como una óptima roca almacenadora por su excelente porosidad primaria y permeabilidad.

Las características generales de otra unidad almacenadora, dentro de este sistema, son conocidas a través del Campo Poza Rica, donde los yacimientos se encuentran en la Formación Tamabra, la que se caracteriza por estar compuesta por flujos de escombros y granos de carbonatos, procedentes de la denudación de los bordes de la Plataforma de Tuxpan; también son considerados como una secuencia de turbiditas calcáreas depositadas en el talud medio y distal. En la Formación Tamabra se distinguen dos zonas; en la parte superior, son estratos de cuerpos porosos y compactos de bioclastos, en la inferior se presentan gruesos horizontes de rudistas retrabajados. En el campo Poza Rica se le asigna un espesor promedio de 150 metros. Esta formación se adelgaza hacia el oeste y desaparece por un cambio de facies dentro de la caliza densa y micrítica en estratos delgados de la Formación Tamaulipas Superior. Los yacimientos del campo Poza Rica son de aceite negro, saturados con casquete inicial de gas y entrada parcial de agua, con mecanismo de empuje por gas disuelto y por un acuífero poco activo. Su porosidad promedio es del 14% la cual se debe al tipo de material y a los procesos diagenéticos, en los que se identificaron cuatro etapas además del fracturamiento. Su permeabilidad es de 6.5 milidarcys en promedio, con una columna aproximada de aceite de 120 m. La saturación de agua de formación es del 21% con una salinidad de 60,000 ppm. La presión original fue de 245 Kg/cm<sup>2</sup> y disminuyó a 236 Kg/cm<sup>2</sup>, cabe mencionar que se mantiene por la presión de la expansión del gas disuelto y por el efecto de la inyección de agua. Su temperatura es de 90°C, y la densidad de los aceites varía entre los 30° y 32° API.

Para este sistema, se consideran también como rocas almacenadoras a las formaciones Tamaulipas Inferior y Tamaulipas Superior, por fracturamiento. Para el Cretácico Inferior, la Formación Tamaulipas Inferior está constituida de wackestone de microfósiles, de color gris oscuro, que gradualmente pasa a packestone de intraclastos de color café claro y gris claro; se divide en dos cuerpos el A y el B. El cuerpo A, tiene porosidad promedio de 14%, permeabilidad de 4 milidarcys, el espesor neto permeable es de 40 metros,

saturación de agua de formación del 23%, con una salinidad de 60 000 ppm. El yacimiento está sujeto a un empuje por gas disuelto y la presión original es de 162 kg/cm<sup>2</sup>. La temperatura es de 71° C y el aceite producido tiene una densidad de 18° API. Para el cuerpo B la porosidad promedio es de 8%, la permeabilidad es de 1 milidarcys. El espesor neto impregnado es de 8 metros, con una saturación de agua de 43% y una salinidad de 80 000 ppm. El yacimiento tiene un empuje por gas disuelto, con una presión original de 184 kg/cm<sup>2</sup>. Su temperatura es de 73° C y la densidad del aceite es de 18° API.

El yacimiento de la Formación Tamaulipas Superior, está en una caliza densa de microfósiles, fracturada, con un espesor neto impregnado de 16 metros, porosidad de 13%, saturación de agua de formación del 28% y permeabilidad de 3 milidarcys y con temperatura de 59° C.

#### **III.2.4.- Rocas Sello**

Una de las principales rocas sello para el Sistema Petrolero Plataforma de Tuxpan se caracteriza por los horizontes de calizas arcillosas y lutitas negras laminares, con intercalaciones de lutitas carbonosas y cuerpos de margas bentoníticas; incluyen horizontes de caliza arcillosa con abundantes fósiles, en estratos delgados, y con nódulos y bandas de pedernal negro del Cretácico Superior correspondientes con la Formación Agua Nueva, la que constituye un excelente sello, además de que tiene una amplia distribución regional. La Formación San Felipe es otra de las rocas sello de menor importancia en este sistema, esta formación, se compone de una alternancia de calizas y lutitas delgadas gris verdoso con capas de bentonita verde, lo que por su baja porosidad se constituye también una buena roca sello. Finalmente se considera a la Formación Méndez por sus secuencias de margas y lutitas de color gris que alternan con capas de bentonita blanca como una buena roca sello, sobre todo por su gran espesor.

#### **III.2.5.- Trampas**

Las trampas en este sistema petrolero, son mixtas, aunque se tienen algunas de tipo estratigráfico; presentan características estructurales y variaciones de permeabilidad, debidas a los cambios de facies. En el Campo Poza Rica una estructura anticlinal buzante se desarrolla en el acuñaamiento de permeabilidad

echado arriba, en la Formación Tamabra que presenta cambio de facies, de dolomía permeable a caliza densa, y en la combinación de este acuífamiento y el plegamiento se forma la trampa. La mayoría de los campos productores de la Formación Tamabra representan trampas mixtas.

### **III.2.6.- Tipos de fluidos**

Se han reportado densidades entre 9° y 55° API, con un contenido de azufre de hasta 4.5%, predominando los aceites negros saturados. Se les relaciona con ambientes anóxicos marino carbonatado y evaporíticos. Se reporta una temperatura de yacimiento de 90° C.

### **III.3.- SISTEMA CHICONTEPEC**

El sistema Chicontepepec, se encuentra ubicado entre la Plataforma de Tuxpan (poniente de la Faja de Oro) y al oriente de la Sierra Madre Oriental, comprende una porción de los estados de Veracruz y Puebla, pertenece a los activos de Producción de Poza Rica y Altamira, ambos de la región Norte.

Este Sistema se define como Puro dado que no presenta deformación estructural significativa, las trampas de tipo estratigráfico se asocian con abanicos submarinos, superficies de erosión y con rellenos de paleocanal; por otra parte es considerado un sistema Conocido en cuanto a su nivel de certeza ya que en los Campos en que se le ha estudiado (Campos Presidente Alemán, Cerro del Carbón, Remolino, San Andrés y Hallazgo) existen datos de importantes volúmenes de producción de aceite, en las areniscas Chicontepepec, aceite que se correlaciona positivamente con la roca generadora. Esta formación contiene una de las mayores acumulaciones (reservas probables) de hidrocarburos del Hemisferio Occidental.

Asociado al levantamiento de la Sierra Madre Oriental, se originó la Cuenca de Tampico-Tuxpan en el Paleoceno, la cual fue afectada en su margen occidental y sudoccidental por una depresión de considerable magnitud (Antefosa de Chicontepepec), producto de la erosión generada por corrientes submarinas que llevaron sedimentos del Paleoceno, Cretácico y Jurásico, a formar una serie de canales que posteriormente fueron rellenos por sedimentos arcillosos y arenosos, en forma alternada (turbiditas), definidos como Formación

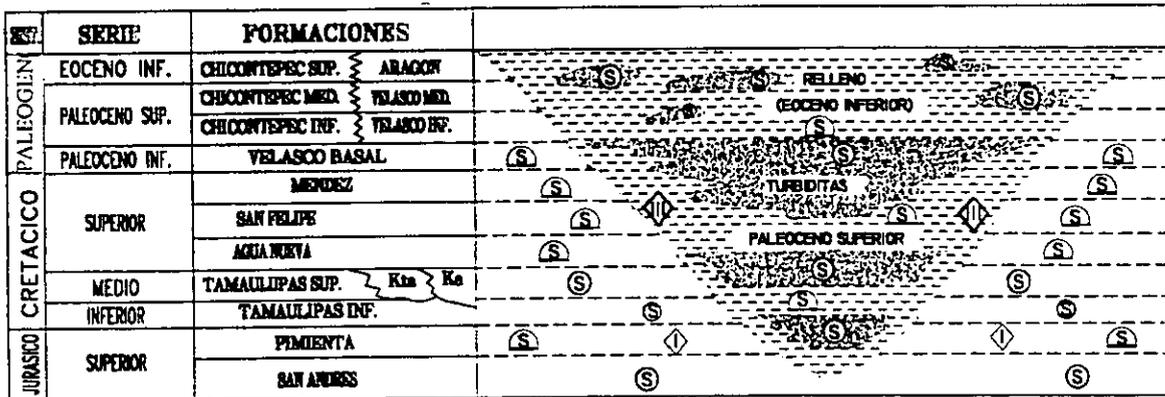
Chicontepec, la cual se ha dividido en Inferior, Medio y Superior; el más importante de los surcos submarinos, ubicado al poniente del Atolón de la Faja de Oro, es el denominado Paleocanal de Chicontepec. En el Eoceno Tardío continua el relleno de estos canales predominando dos facies, una arcillosa de aguas profundas de la Formación Chapopote y otra arenosa conglomerática de la Formación Tantoyuca. Durante el Oligoceno y el Mioceno continúan las transgresiones y regresiones, depositándose los sedimentos arcillosos, arenosos y conglomeráticos de las formaciones Palma Real Inferior y Superior, así como de la Formación Tuxpan.

Los yacimientos se encuentran en cuerpos independientes en lentes de arenas, las que se encuentran a profundidades que varían de 800 a 2400 m; en estos yacimientos no se ha detectado la presencia de contactos de agua-aceite o de gas-aceite. La presión original en la mayoría de los yacimientos es del orden de 220 Kg/cm<sup>2</sup>, su temperatura de fondo varía de los 65°C a los 75°C. Se estableció por una jerarquización de zonas con potencial de contener hidrocarburos, que la margen occidental del Paleocanal de Chicontepec presenta índices de hidrocarburos de hasta 24 m<sup>3</sup>. En la figura III.3.1 se ilustran de manera esquemática las principales características de este sistema petrolero.

### **III.3.1- Rocas Generadoras**

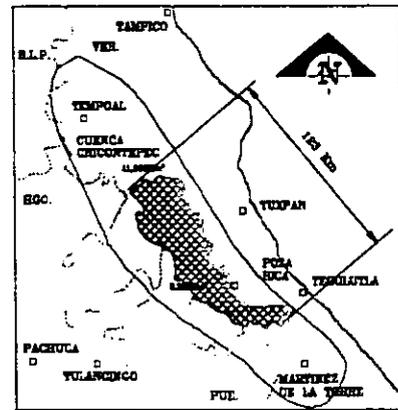
Las rocas generadoras de este sistema, son las mismas que en toda la región de Tampico-Misantla, las facies arcillo-calcáreas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta del Jurásico Superior, así como en menor escala los horizontes arcillosos de la Formación Chicontepec Inferior y Medio, debido a la alta concentración de materia orgánica y el posterior sepultamiento por la gruesa secuencia marina, de abanicos, que suele llegar hasta 1700 metros de espesor. El potencial generador de las formaciones jurásicas es principalmente de hidrocarburos líquidos con menor volumen de gases, en cambio, la Formación Chicontepec tiene potencial generador principalmente de gas con volúmenes menores de aceite.

# SISTEMA CHICONTEPEC



## LEYENDA

-  LUTITAS
-  SILICICLASTOS
-  KEROGENO TIPO I (ROCA GENERADORA)
-  KEROGENO TIPO III (ROCA GENERADORA)
-  ROCA ALMACENADORA
-  ROCA SELLO



PALEOCANAL DE CHICONTEPEC

Figura III.3.1 Sección esquemática del Sistema Petrolero Chicontepec

### **III.3.2.- Migración**

En este sistema la migración se dio principalmente en una sola dirección, en sentido vertical ascendente con moderada extensión hacia rocas de mayor porosidad como lo son los estratos arenosos de la Formación Chicontepec o de la Formación Aragón del Eoceno Inferior.

Los horizontes arcillosos de la Formación Chicontepec Inferior y Medio con gran contenido de materia orgánica se vieron sometidos al sepultamiento y degradación térmica por lo que se generaron ventanas de gas que, posteriormente, fueron expulsadas a zonas de mayor estabilidad y equilibrio térmico debido al peso de la columna litostática.

### **III.3.3.- Rocas Almacenadoras**

La Formación Chicontepec es la principal roca almacenadora en este sistema, en sus horizontes arenosos que se caracterizan por areniscas de grano medio a fino y algunos estratos conglomeráticos de matriz arenosa; presenta porosidades promedio (intergranular) de 12%, son de espesor variable, cuya continuidad lateral es dependiente de la geometría y profundidad del paleocanal. La Formación Chicontepec presenta alta variabilidad vertical en sus características petrofísicas, de porosidad y permeabilidad; relacionados a que sus constituyentes líticos carbonatados tienen un porcentaje que varía entre el 35% y el 40%. Los paquetes de areniscas tienen geometría de barras de desembocadura y canales distributarios con espesores entre 12 y 18 metros. Las secuencias arenosas de grandes espesores ofrecen las más atractivas posibilidades para contener hidrocarburos, los que con técnicas de fracturamiento apropiadas pueden superar los problemas de la baja porosidad y permeabilidad. La Formación Aragón es correlacionable con la Formación Chicontepec y es igualmente almacenadora y sello por sus horizontes arcillosos; esta formación se ubica fuera del Paleocanal.

### **III.3.4.- Rocas Sello**

La misma Formación Chicontepec en sus facies de lutitas interestratificadas con areniscas de grano fino, actúan como rocas sello. En las partes norte y central del Paleocanal, el sello lo componen sedimentos arcillosos de la misma Formación Chicontepec localizados por encima de la erosión regional de edad

Eoceno Temprano, mientras que al sureste el sello son los sedimentos arcillosos de la formación Guayabal.

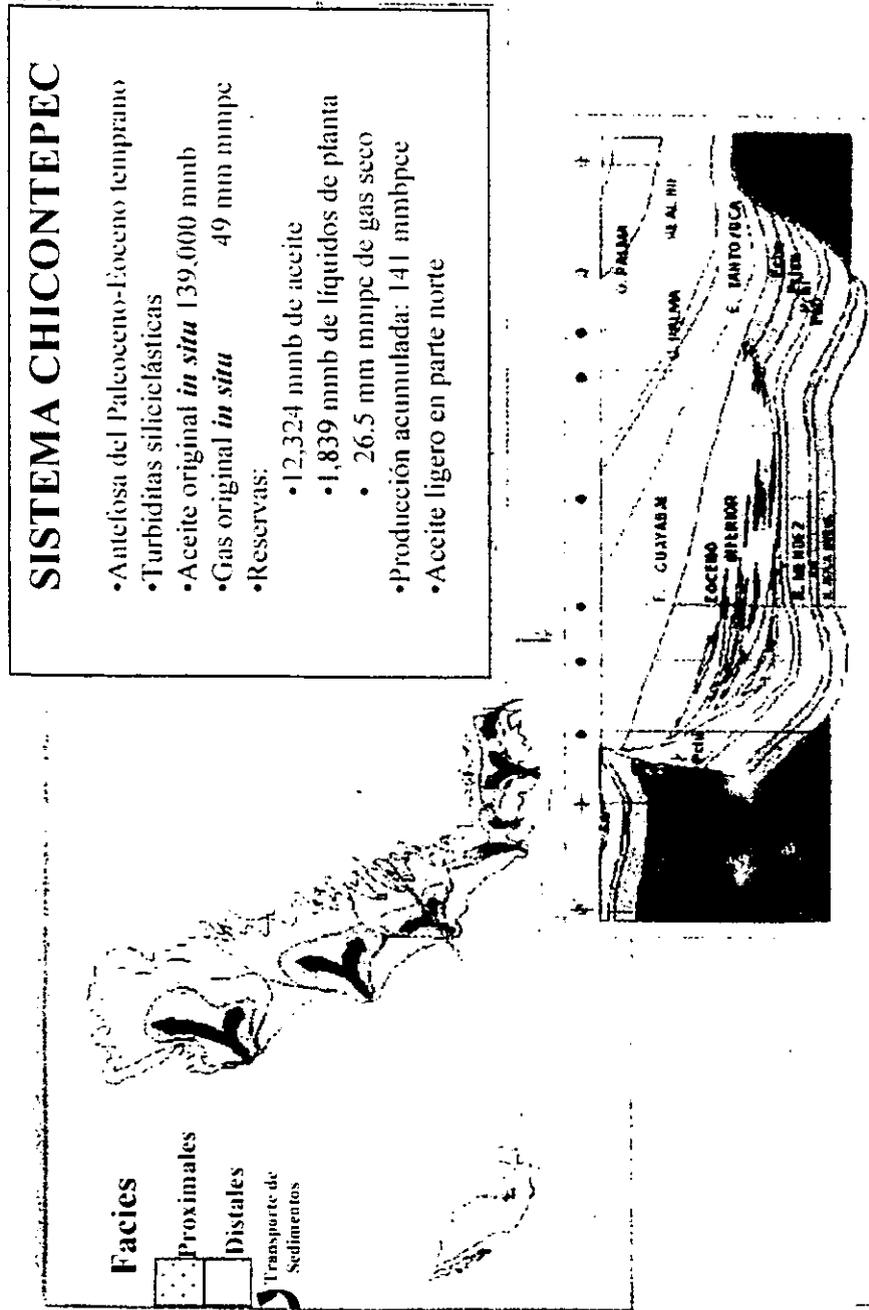
### **III.3.5.- Trampas**

El patrón de entrapamiento del Sistema Chicontepec esta formado por una gran cantidad de trampas por variación de permeabilidad, en la mayoría de los casos, son lutitas intercaladas con areniscas de grano fino de estratificación delgada que limitan en su cima, en su base y lateralmente, a los desarrollos arenosos (contactos discordantes y gradacionales); en estos cuerpos arenosos se encuentran los hidrocarburos. Predominan las trampas de tipo estratigráfico - complejas, influenciadas por la ocurrencia de grandes paleoestructuras en el subsuelo, como lo son los paleocanales, en algunos casos controlados por la geometría del depósito debida a la superposición de abanicos y superficies de erosión dentro del Paleocanal, que determinan los espesores y el comportamiento estructural (fallas de crecimiento) de las secuencias de relleno, pudiendo llegar a constituir trampas combinadas con importante potencial de yacimientos petrolíferos.

### **III.3.6.- Tipos de fluidos**

Se tiene un rango amplio en la calidad de los aceites, porque se han identificado dos focos de generación de hidrocarburos, varias etapas y vías de migración; se tiene por lo menos una etapa de biodegradación por efectos de la erosión del Paleocanal. La calidad de sus aceites en la mayoría de los casos varía de 18 a 45 grados API con volumen reducido de gas metano, sin embargo en la porción noroeste se caracteriza por tener los aceites más ligeros con mayor proporción de gas. Las características principales del Paleocanal de Chicontepec se aprecian en la figura III.3.2.

# SISTEMA CHICONTEPEC



## SISTEMA CHICONTEPEC

- Antefosa del Paleoceno-Eoceno temprano
- Turbiditas siliciclásticas
- Aceite original *in situ* 139,000 mmb
- Gas original *in situ* 49 mm mmpce
- Reservas:
  - 12,324 mmb de aceite
  - 1,839 mmb de líquidos de planta
  - 26.5 mm mmpce de gas seco
- Producción acumulada: 141 mmpce
- Aceite ligero en parte norte

Figura III.3.2 Paleocanal de Chicontepec - Producción  
Tomado de: Guzmán Baldizan, Alfredo E., 2000

“Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico Misantla”

## IV.- RESERVAS Y AREAS POTENCIALES

Cuando ha sido necesario calcular la cantidad de hidrocarburos almacenados en el subsuelo, susceptibles de ser explotados con rendimiento comercial, se hace necesario contar con varios parámetros para estimar el volumen de los mismos; algunos de estos parámetros son: presión inicial, temperatura, tipo de hidrocarburo, porosidad, permeabilidad, trampa, etc. El personal de PEMEX ha trabajado en el cálculo de reservas de manera efectiva durante muchos años, también han postulado y publicado los conceptos relacionados a este tema. Una de las primeras definiciones fue propuesta por Rodríguez- Aguilar, 1950, en Barbosa-Cano, 2000, quien dice que las *Reservas probadas* "son el volumen de petróleo y gas susceptibles de extraerse en forma comercial de los campos conocidos y cuyo monto ha sido objeto de una estimación técnica basada en los datos de los pozos perforados en dichos campos y en los métodos de explotación seguidos". Así mismo de acuerdo a este autor *las reservas probadas* se diferencian de las *reservas no probadas* en que esta últimas "son una estimación generalmente imprecisa de los hidrocarburos que pudieran existir en supuestas extensiones de los campos conocidos o en áreas donde no existen aún campos petroleros". Entonces, *las reservas probadas* las considera como "petróleo y gas a la vista, o almacenados en el subsuelo, para irse extrayendo a medida que las necesidades de la industria lo requieran y son en consecuencia la única base posible para un programa lógico de explotación".

Antonio J. Bermúdez, 1960, en Barbosa-Cano, 2000, da otra definición considerando factores geológicos y tecnológicos; Dice que entendemos por *reservas probadas* "no el total de los volúmenes de petróleo y gas localizados en los yacimientos por medio de los pozos de exploración y de desarrollo, sino solamente la parte que de acuerdo con la técnica actual de explotación, se estima que podrá extraerse de los yacimientos en el transcurso de los años"; Considera que la cuantificación de las *reservas probadas* no es un dato definitivo. El progreso de la técnica, ha permitido ampliar cada vez más el porcentaje de petróleo y gas que puede extraerse del volumen original. Las reservas probadas

no son el límite máximo sino la garantía mínima. A partir del año de 1948, el gobierno federal comenzó a informar sobre la cantidad de reservas que tenía México. Poco después se efectuó la modificación retroactiva de las tablas estadísticas vigentes durante los primeros diez años; por último, desde ese mismo año, incluyeron las estadísticas desagregadas de gas natural. A partir de 1958 se incluyó también un tercer componente que son los condensados.

Hablando de las *reservas* en México, en lugar de que se presentaran las estadísticas de crudo y de gas en forma separada, puesto que el crudo y el gas son productos distintos, hablando en forma técnica y económica, las reservas de ambos se conjuntaron en una sola tabla, colocando las cifras de gas por su poder calorífico, como "barriles de crudo equivalente". La manera en como se manejó a la reserva fue confusa e incompleta. El factor de conversión empleado desde entonces (5,000 pc/b) ha sido cuestionado con frecuencia por abultar los recursos. Pasan los años y también cambian las definiciones tanto como la forma de dar a conocerlas, por lo que, Díaz Serrano en 1977, próximo a dirigir PEMEX, consideró que las evaluaciones, se harían con base en los conceptos de *recurso* lo que presenta como el "volumen total de hidrocarburos existentes en las rocas del subsuelo, también conocido como volumen in situ o volumen original" y la *reserva* que es "la porción recuperable del recurso". Entonces también la *reserva probada* será el "volumen de hidrocarburos que se puede producir económicamente con los métodos y sistemas de exploración aplicables en el momento de la evaluación, tanto primarios como secundarios; incluye la reserva probada perforada y la reserva probada no perforada". Para diferenciar la cantidad de hidrocarburos de un yacimiento, se han acuñado una serie de conceptos alternativos. La *reserva probada primaria* es el "volumen de hidrocarburos que puede recuperarse, sin proporcionar energía adicional al yacimiento"; la *reserva probada secundaria* es el "volumen de hidrocarburos que puede recuperarse adicionalmente al volumen de la reserva primaria, como resultado de suministrar energía al yacimiento por inyección de agua, gas u otros métodos secundarios o de recuperación mejorada"; la *reserva probada perforada* es "aquella que puede extraerse a través de los pozos existentes"; la *reserva no perforada* es "la existente en áreas aún no

perforadas de un yacimiento, en las que se puede inferir, con razonable certeza, la existencia de iguales condiciones de productividad económica a las áreas ya perforadas"; *la reserva probable* es "el volumen recuperable de hidrocarburos estimado en trampas definidas por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas donde se cuenta con factores geológicos y de éxitos en perforación exploratoria, que permiten definir que existe más del 50% de probabilidades de obtener, técnica y económicamente, producción e hidrocarburos"; *reserva potencial neta* es "el volumen recuperable de hidrocarburos inferido en áreas o provincias en donde la información geológica y geofísica disponible indica la presencia de factores favorables para la generación, acumulación y explotación de hidrocarburos, con la exclusión de los volúmenes de la reserva probada y la probable, así como los de la producción acumulada"; *reserva potencial total* es "la cantidad de hidrocarburos obtenida al sumar los volúmenes de la producción acumulada y los correspondientes a la reserva probada, la probable y la potencial neta".

A partir de 1983 PEMEX acepta la definición de *reservas probadas* como: "el volumen que se estima puede extraerse comercialmente de yacimientos ya descubiertos, empleando tecnología petrolera comúnmente utilizada en México y en el resto del mundo". Para la década de los noventa el Director en turno de PEMEX Exploración y Producción, Ceballos Soberanis, explica que para los cálculos y definiciones de reservas, se aceptan los criterios de clasificación establecidos por el Congreso Mundial del Petróleo y la Sociedad de Ingenieros Petroleros de Estados Unidos donde las *reservas* son "una estimación del volumen de hidrocarburos - aceite crudo, condensados, líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso y gas natural - que se prevé podrá recuperarse, en acumulaciones conocidas del subsuelo, a partir de una fecha determinada y bajo condiciones económicamente rentables", y en función del grado de certidumbre las *reservas* se subdividen en tres categorías: probadas, probables y posibles.

Con una área de 50,000 Km<sup>2</sup> incluyendo la parte marina, la Cuenca Tampico-Misantla es la más antigua productora de aceite en México. Los campos petroleros Tamaulipas-Constituciones, San Andrés y Arenque (marino), que se encuentran

dentro de la ya mencionada cuenca, a diciembre de 1999, han producido 257, 443 y 152 mmbpce (miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente) respectivamente, Bordeando a los campos de la Faja de Oro hay una segunda franja productora, es la famosa trampa estratigráfica, conocida como el Campo Poza Rica, el cual tiene una producción acumulada de 1,731 mmbpce que es la principal acumulación dentro de este play. En la actualidad éste es el campo más importante en producción de aceite de la Región Norte y el segundo en términos de reservas.

El Paleocanal de Chicontepec con un área de 3,000 Km<sup>2</sup> y ubicado al occidente de la Faja de Oro, tiene una cantidad original de aceite y gas en el subsuelo de 139,000 mmb (miles de millones de barriles) y 49 mm mmpc (millones de millones de pies cúbicos) con reservas totales de 12,324 mmb de aceite, 1,839 mmb de líquidos de planta y 26.5 mm mmpc de gas seco.

La producción actual de la Cuenca es de 75,900 barriles diarios de aceite, después de haber alcanzado un máximo de 600,000 b/d en 1921. Las reservas remanentes son de 1,571 mmbpce, sin incluir las correspondientes al Paleocanal de Chicontepec. Usando sísmica 3D (tres dimensiones) se han detectado 175 oportunidades exploratorias (67 fuera de la costa) dentro de los plays tradicionales, con características similares a los de las áreas productoras, en la costa afuera de la cuenca.

### **AREAS POTENCIALES**

Existen datos de los tres sistemas petroleros, en cuanto al tipo de reservas y la cantidad de hidrocarburos, aceite, gas, que se han explotado así como también de las reservas probadas, probables y posibles dentro de cada uno de ellos.

El Campo Tamaulipas-Constituciones que pertenece al sistema petrolero Jurásico, tiene un volumen original probado de aceite de 2,551.7 millones de barriles, calculados al 1° de enero de 1999, de donde se explotaron 214.9 millones de barriles con un factor de recuperación del 8.4%.

El Campo San Andrés, perteneciente al mismo sistema, tiene un volumen original probado de aceite de 1,422 millones de barriles, también calculado al 1° de enero

de 1999, también aquí se explotó aceite en un total de 378.9 millones de barriles, con un factor de recuperación del 26.6%.

Otro de los campos perteneciente a este sistema es el Arenque, que tiene un volumen original probado de hidrocarburos de 1,033.1 millones de barriles de aceite, así como 1,170.6 miles de millones de pies cúbicos de gas, datos también al 1° de enero de 1999. Se explotaron 104.5 millones de barriles de aceite y 236.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, con factores de recuperación para el aceite del 10.1% y para el gas de un 20.2%.

En el Sistema Petrolero Plataforma de Tuxpan se ha medido en el Campo Poza Rica un volumen original probado de aceite de 4,809.7 millones de barriles, explotándose 1,354.3 millones de barriles con un factor de recuperación del 28.2% al 1° de enero de 1999. Las reservas probadas remanentes de hidrocarburos del campo son de 106 millones de barriles de aceite y 521.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

También en el Sistema Chicontepec, en el Paleocanal del mismo nombre, se ha medido el volumen original probado de aceite de 73,108.5 millones de barriles de aceite y se han explotado 104.4 millones de barriles, al 31 de diciembre de 1998. Para el gas se tiene un volumen original probado de 24,776.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural; ya se han explotado 181.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Haciendo un balance de los volúmenes originales probados de hidrocarburos, en cada uno de estos tres sistemas y teniendo en cuenta que los datos de estas mediciones se han tomado de algunos de sus campos, ya sea de aceite o del gas; podemos decir que el sistema petrolero con un mayor potencial de hidrocarburos es el Sistema Chicontepec, donde la explotación de aceite ha llegado únicamente a 104.4 millones de barriles en relación con su volumen original de 73108.5 millones de barriles.

En segundo lugar se tiene al Sistema Jurásico Superior, que sumando el volumen original probado de aceite de los campos Tamaulipas-Constituciones, San Andrés y Arenque hacen un total de 5,006.8 millones de barriles con una explotación también sumada de los mismos campos de 698.3 millones de barriles.

Por último y no menos importante está el Sistema Plataforma de Tuxpan donde, medido en su Campo Poza Rica se tiene un volumen original probado de 4,809.7 millones de barriles, explotándose 1,354.3 millones de barriles.

Con la finalidad de mostrar información más completa sobre las reservas y la producción de hidrocarburos alcanzada por Petróleos Mexicanos durante las últimas nueve décadas se dan los datos de las siguientes tablas.

Las tablas IV.1 y IV.2 contienen información sobre las reservas probadas expresadas por su poder calorífico 1938 a 1947 y 1948 a 1970, respectivamente.

La tabla IV.3 expresa las reservas probadas de petróleo crudo y de gas natural de 1948 a 1970.

La tabla IV.4 contiene los datos de las reservas probadas, incorporadas por cada campo descubierto de 1948 a 1970.

La tabla IV.5 resume las reservas probadas expresadas por su poder calorífico de 1971 a 1981.

La tabla IV.6 contiene datos de las reservas probadas de petróleo crudo y de gas natural de 1971 a 1998.

La tabla IV.7 contiene los datos de las reservas probadas expresadas por su poder calorífico de 1982 a 1998.

La tabla IV.8 contiene las reservas probadas de petróleo crudo y gas natural de 1982 a 1998.

La tabla IV.9 contiene los datos de los diferentes estimados de reservas probadas de crudo, gas natural y crudo equivalente en los últimos años.

La tabla IV.10 expresa el potencial gasífero de México por cuenca en 1995.

La tabla IV.11 contiene los diversos estimados de reservas probadas en Chicontepec.

La tabla IV.12 contiene las reservas de los Sistemas Petroleros de la Cuenca Tampico-Misantla.

La tabla IV.13 contiene las reservas remanentes de hidrocarburos en la Cuenca Tampico-Misantla.

La tabla IV.14 contiene los métodos de estimación de reservas de la Cuenca Tampico-Misantla.

**RESERVAS PROBADAS EXPRESADAS POR SU PODER CALORÍFICO SEGÚN LA REFORMULACIÓN  
QUE INICIÓ EL DIRECTOR DE PEMEX ANTONIO BERMÚDEZ  
1938-1947  
(En millones de barriles de crudo equivalente)**

ANOS	RESERVAS	PRODUCCION ANUAL	NUEVA RESERVA INCORPORADA
1938	1,236	39	-
1939	1,190	43	-
1940	1,225	44	75
1941	1,225	43	41
1942	1,236	35	46
1943	1,257	35	55
1944	1,548	35	329
1945	1,515	44	11
1946	1,437	49	-
1947	1,388	56	7

<b>TOTAL</b>	-	<b>423</b>	<b>564</b>
--------------	---	------------	------------

<b>PROMEDIO</b>	<b>56</b>
-----------------	-----------

Tabla IV.1

Fuente: INEGI, Estadísticas Históricas..., op cit, en Barbosa-Cano, 2000

**RESERVAS PROBADAS EXPRESADAS POR SU PODER CALORÍFICO  
1948-1970**  
(En millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

<b>AÑOS</b>	<b>RESERVAS</b>	<b>PRODUCCION ANUAL</b>	<b>NUEVA RESERVA INCORPORADA</b>
-------------	-----------------	-------------------------	----------------------------------

1948	1,367	59	38
1949	1,650	61	344
1950	1,608	72	72
1951	1,919	77	398
1952	2,241	77	399
1953	2,233	72	64
1954	2,549	84	400
1955	2,751	89	291
1956	2,959	91	299
1957	3,374	88	503
1958	4,070	94	790
1959	4,348	96	374
1960	4,787	99	538
1961	1,990	107	310
1962	5,008	112	130
1963	5,150	115	257
1964	5,227	116	193
1965	5,078	118	-
1966	5,357	121	400
1967	5,486	133	202
1968	5,530	142	186
1969	5,570	150	190
1970	5,568	157	-

<b>TOTAL:</b>	-	<b>2,330</b>	<b>6,378</b>
---------------	---	--------------	--------------

<b>PROMEDIO</b>	<b>277</b>
-----------------	------------

Tabla IV.2

Fuente: INEGI. Estadísticas Históricas..., en Barbosa-Cano, 2000

## RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO CRUDO Y DE GAS NATURAL 1948-1970

AÑOS	CRUDO (en millones de barriles)	GAS NATURAL (en millones de millones de pies cúbicos)
1948	1,015	1,830
1949	?	?
1950	?	?
1951	?	?
1952	1,635	2,970
1953	1,601	3,095
1954	?	?
1955	?	?
1956	?	?
1957	?	?
1958	2,285	7,790
1959	2,458	8,125
1960	2,763	?
1961	2,765	?
1962	2,776	?
1963	2,936	?
1964	2,925	11,510
1965	2,828	?
1966	3,012	?
1967	3,116	?
1968	3,167	?
1969	3,242	?
1970	3,288	11,325

Tabla IV.3

Fuente: Pemex. Anuario Estadístico, diversos años. Los datos de gas en Antonio J. Bermudez, "La política petrolera mexicana", op cit, en Barbosa-Cano, 2000

## RESERVAS PROBADAS, INCORPORADAS POR CADA CAMPO DESCUBIERTO 1948-1970

(En millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

AÑO	NUMERO DE CAMPOS DESCUBIERTOS	RESERVA NETA INCORPORADA EN EL AÑO	RESERVA INCORPORADA POR CAMPO DESCUBIERTO
1948	4	38	9
1949	3	344	115
1950	3	72	24
1951	3	398	133
1952	6	399	67
1953	11	64	6
1954	12	400	34
1955	14	291	21
1956	18	299	17
1957	16	503	32
1958	4	789	197
1959	11	374	34
1960	17	538	32
1961	6	310	52
1962	18	130	7
1963	10	257	26
1964	10	193	19
1965	20	-	-
1966	18	400	22
1967	14	202	14
1968	20	186	9
1969	17	190	11
1970	13	-	-

**TOTALES:****268****6,377****-****PROMEDIO****3**

Tabla IV.4  
Fuente: PEMEX. Anuario Estadístico, diversos años. Los datos de gas en Antonio J. Bermudez, "La política petrolera mexicana", op cit, en Barbosa-Cano, 2000

**RESERVAS PROBADAS EXPRESADAS POR SU PODER CALORÍFICO,  
1971-1981, EXPLICANDO LAS RAZONES DE LOS INCREMENTOS  
(En millones de barriles de PCE)**

AÑO*	RESERVA
1971	5,568
1972	5,428
1973	5,388
1974	5,432
1975	5,773
1976	6,480
1977	11,160
1978	16,002
1979	40,194
1980	45,803
1981	60,126

En 1976 la cifra corresponde al 1° de diciembre de 1976, al concluir el sexenio de Luis Echeverría Álvarez.

En 1977 se aplicó un nuevo método de estimación de reservas.

En 1978 se agregó la reserva de los nuevos campos de Tabasco y Chiapas.

En 1979 se agregaron las reservas de Chicontepec y Golfo de Sabinas.

En 1980 se revaluó la reserva del área de Reforma.

En 1981 Se descubrieron nuevos campos en la Sonda de Campeche y Tabasco.

\* Al 1° de enero de cada año.

Tabla IV.5

Fuente: PEMEX. Anuario Estadístico y Ana María Sordo, op cit, en Barbosa-Cano, 2000

**RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO CRUDO  
Y DE GAS NATURAL  
1971-1981**

AÑO	CRUDO (en millones de barriles)	GAS NATURAL (en miles de millones de pies cúbicos)
1971	3,288	11,396
1972	3,234	10,969
1973	3,106	10,752
1974	3,269	10,811
1975	3,541	11,185
1976	3,954	11,924
1977	6,436	19,403
1978	10,428	27,862
1979	28,407	58,935
1980	30,616	61,217
1981	44,161	64,511

Tabla IV.6  
Fuente: PEMEX. Anuario Estadístico y memoria de labores, varios años, Adrian Lajous Vargas y Victor Villa, "El sector petrolero mexicano, 1970-1977. Estadísticas básicas". Foro internacional, vol XVIII, No. 4, abril-junio, 1978 y Miguel H. Marquez, "La industria del gas natural en México, 1970-1985". Op cit en Barbosa-Cano, 2000.

**RESERVAS PROBADAS EXPRESADAS POR SU PODER CALORIFICO  
1982-1998**  
(En millones de barriles de crudo equivalente)

AÑO	RESERVAS
1982	72,008
1983	72,008
1984	72,500
1985	71,750
1986	70,900
1987	70,000
1988	69,000
1989	67,600
1990	66,450
1991	65,500
1992	65,000
1993	65,050
1994	64,516
1995	63,220
1996	62,058
1997	60,900
1998	60,160
1999	34,180

Tabla IV.7

Fuente: 1982-1997, Pemex. Anuario Estadístico, varios años. 1998. PEMEX, "Memoria de labores", marzo de 1998; 1999. PEMEX, Gerencia Corporativa de Información, Boletín 49/1999 op cit, en Barbosa-Cano, 2000.

## RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO CRUDO Y GAS NATURAL 1982-1998

AÑO	CRUDO (en millones de barriles)	GAS (en miles de millones de pies cúbicos)
1982	48,084	75,352
1983	48,084	75,352
1984	49,911	76,998
1985	49,260	76,702
1986	48,612	76,536
1987	48,041	75,796
1988	47,176	74,831
1989	46,191	73,356
1990	45,250	72,744
1991	44,560	71,508
1992	42,296	70,954
1993	44,439	70,046
1994	44,043	69,675
1995	43,127	68,413
1996	42,146	67,668
1997	42,072	63,913
1998	41,392	63,456
1999	24,700	30,064

Tabla IV.8

Fuente: 1982-1997, PEMEX, "Anuario Estadístico, varios años, 1998, PEMEX, "Memoria de labores, op cit, 1999, PEMEX, Boletín 49/1999, op cit, en Barbosa-Cano, 2000

## DIFERENTES ESTIMADOS DE RESERVAS PROBADAS DE CRUDO, GAS NATURAL Y CRUDO EQUIVALENTE, EN LA POLÉMICA DE LOS ULTIMOS AÑOS

AÑO DE ESTIMACION Y FUENTE	CRUDO (en millones de barriles)	GAS (en miles de millones de pies cúbicos)	EQUIVALENTE CALORIFICO (en millones de barriles de "crudo equivalente")
1981. PEMEX	44,161		
USGS-DOE	26,500		
183. PEMEX	48,084		
DOE	27,200		
1988. PEMEX	47,176	7,500	69,000
CARDENAS	20,000		25,000
INGUANZO	23,145		33,065
1991.PEMEX	44,560	72,000	65,500
INGUANZO	20,900		29,879
PETROLEUM FINANCE	32,500		
USGS-DOE	27,400		
CRS	26,400		
BAKER & ASOCIATES	22,900		
1996. PEMEX		68,000	
CERI		193,000	
1998. PEMEX	41,392	63,000	60,160
1999. PEMEX	24,700	30,064	34,180

Tabla IV.9

Fuentes: 1981: U.S. Geological Survey y Department of Energy (DOE), en Congressional Research Service, Washington, DC, Report No.91-535.1983: (DOE, 1983, en William Dietzman, op cit.);1988:Cardenas, en Estudio Técnico, op cit; Inguanzo 1988 en "Dato oficial sobre reservas... ", op cit; Las cifras fueron publicadas en "hidrocarburos líquidos totales", la conversión a barriles de crudi se formuló utilizando los factores tradicionales de conversión (5 000 Pcf/b) y considerando la estructura de las reservas. 1991:Baker, en "Policy implications...", op cit;1996: Canadian Energy Research Institute (CERI), EN Boletín, Asoc. Mexicana de Economía Energetica... en Barbosa-Cano, 2000.

**POTENCIAL GASIFERO DE MEXICO POR CUENCA**  
**SEGÚN EL CANADIAN ENERGY RESEARCH INSTITUTE (1995)**  
 (En miles de millones de pies cúbicos de gas)

CUENCA	DESARROLLADO	SUBDESARROLLADO	NO DESCUBIERTO
<b>ZONA NOROESTE</b>			
1.- Salton Trough	-	-	1,000
<b>ZONA NORESTE</b>			
2.- Burgos	3,000	1,000	6,000
3.- Sabinas	1,000	-	57,000
<b>ZONA CENTRO</b>			
4.- Tampico Onshore	1,200	-	1,500
5.- Tampico Offshore	1,000	-	300
6.- Veracruz	1,000	-	200
7.- Chicontepec	-	32,000	5,000
<b>ZONA SUR</b>			
8.- Salina	18,000	-	14,000
9.- Macuspana	4,000	-	12,000
10.- Graben Chapayal	-	-	1,200
11.- Campeche	12,000	1,000	20,000
<b>TOTALES POR COLUMNA</b>	<b>41,200</b>	<b>34,000</b>	<b>118,200</b>
<b>TOTAL DESCUBIERTO (Desarrollado más subdesarrollado)</b>			<b>75,200</b>
<b>GRAN TOTAL:</b>			<b>193,400</b>

Tabla IV.10

Fuente: Canadian Research Institute, 1995. (Boletín Asociación Mexicana de Economía Energética, op cit. en Barbosa-Cano, 2000.

## DIVERSOS ESTIMADOS DE RESERVAS PROBADAS EN CHICONTEPEC

AÑO DE ESTIMACION Y FUENTE	CRUDO (en millones de barriles)	GAS (en miles de millones de pies cúbicos)	EQUIVALENTE CALORIFICO (en millones de barriles de "crudo equivalente")
PEMEX 1978	10,900	27,000	17,620
PEMEX 1984	10,900		
PEMEX 1988	8,000		
PEMEX 1999	6,546	18,000	10,061
COMISION INTERSECRETARIAL 1980	De 2,700 a 8,000		
SSP, 1980	2,700		
RICHARD NEHRING 1978	De 1,000 a 2,000		
DEPARTMENT OF ENERGY 1983	2,500		
CRS/BAKER & ASOCIATES 1992	2,500		
ING. INGUANZO 1988			1,000
CERI 1995		37,000	

Tabla IV.11

Fuentes: PEMEX, Anuario Estadístico y Gerencia Corporativa de Comunicación Social; Comisión Intersecretarial Sepafin-SPP en Ana María Sordo y Carlos Roberto López, op cit (Esta comisión estableció tres escenarios con factores de recuperación que variaban de 5 a 15%. Aquí sólo citamos el mínimo y máximo. Department of Energy (DOE), en Congressional Research Service, Washington, DC., Report No.91-535 y William Dietzman, op cit; Inguanzo en "Dato oficial sobre las reservas...", op cit) Baker, en "Policy implications..." op cit; Canadian Energy Research Institute (CERI) en Boletín, Asociación Mexicana de Economía Energética, op cit: en Barbosa-Cano, 2000.

## RESERVAS DE LOS SISTEMAS PETROLEROS DE LA CUENCA TAMPICO-MISANTLA

NOMBRE DEL SISTEMA	NOMBRE DEL CAMPO	VOLUMEN ORIGINAL DE:			PRODUCCION DE:		FACTOR DE RECUPERACION DE:		RESERVAS PROBADAS REMANENTES	
		HIDROCARBUROS (en millones de barriles)	ACEITE (en millones de barriles)	GAS (en miles de millones de pies cúbicos)	ACEITE (en millones de barriles)	GAS (miles de millones de pies cúbicos)	ACEITE	GAS	ACEITE (millones de barriles)	GAS NATURAL (miles de millones de pies cúbicos)
SISTEMA JURASICO	CAMPO ARENQUE	1033.1		1170.6		236 (al 1° de enero/99)	10.10%	20.20%		
	CAMPO SAN ANDRES		1422 (volumen probado)		378.9 y diaria promedio 4.2 en miles de barriles		26.60% (al 1° ene/99)			
	TAMAULIPAS CONSTITUCIONES		2552 (volumen probado)		214.9 (al 1° ene/99)		8.40%			
PLATAFORMA TUXPAN (FAJA DE ORO)	POZA RICA		4809.7 (volumen probado)		1354.3		28.20% (al 1° ene/99)		106	521.4
	SISTEMA CHICONTEPEC		73109 (volumen probado al 31 dic/98)	24776.2 (volumen probado)	104.4	181.9				

Tabla IV.12  
Fuente: Construida con datos de PEMEX Exploración y Producción, "Las reservas de hidrocarburos de México".  
Vol II, 1999.

## RESERVAS REMANENTES DE HIDROCARBUROS AL 1° DE ENERO DE 1999 DE LA CUENCA TAMPICO MISANTLA

NOMBRE DEL SISTEMA	NOMBRE DEL CAMPO	TIPO DE RESERVAS	ACEITE mmb	CONDENSADO mmb	LIQUIDOS DE PLANTA mmb	GAS SECO mmbpce	TOTAL mmbpce
<b>SISTEMA JURASICO</b>	CAMPO ARENQUE	Probadas	115.4	0	0	22.3	137.7
		Probadas + probables	119.8	0	0	23	142.8
		Probadas + probables + posibles	123.2	0	0	23.6	146.8
	CAMPO SAN ANDRES	Probadas	27.1	0	1.1	3.6	31.9
		Probadas + probables	58.3	0	2.2	7.3	67.9
		Probadas + probables + posibles	104.2	0	4.1	13.2	121.5
<b>SISTEMA PLATAFORMA TUXPAN (FAJA DE ORO)</b>	TAMAULIPAS CONSTITUCIONES	Probadas	87	0	0	7.3	94.3
		Probadas + probables	97.6	0	0	8.3	105.9
		Probadas + probables + posibles	139.2	0	0	12.2	151.4
<b>SISTEMA CHICONTEPEC</b>	PALEOCANAL DE CHICONTEPEC	Probadas	106	0	24.1	78	208.1
		Probadas + probables	350.4	0	36.9	119.4	506.8
		Probadas + probables + posibles	715.2	0	55.6	179.8	950.5
		Probadas	6545.7	0	830.5	2684.8	10061.1
		Probadas + probables	9064.4	0	1194.8	3862.6	14122.1
		Probadas + probables + posibles	12324.6	0	1668.5	5393.5	19386.5

Tabla IV.13  
Fuente: Construido con datos de: PEMEX. Exploración y Producción, las reservas de hidrocarburos de México Vol II. 1999.

## METODOS DE ESTIMACION DE RESERVAS Y DE DESARROLLO DE LOS CAMPOS DE LA CUENCA TAMPICO MISANTLA

NOMBRE DEL SISTEMA	NOMBRE DEL CAMPO	METODO DE ESTIMACION DE LAS RESERVAS	RESERVAS PROBABLES Y POSIBLES SE DETERMINARON	PLAN DE DESARROLLO ACTUAL
SISTEMA JURASICO	CAMPO ARENQUE	Simulación numérica	De volúmenes de hidrocarburos por drenar	Programación de reparaciones para reducir las presiones en las tuberías de revestimiento.
	CAMPO SAN ANDRES	Por estudios Geológicos y Geofísicos y de yacimientos concluidos en 1997.	Considerando una mayor recuperación de hidrocarburos por la optimización de inyección de agua en el yacimiento San Andrés Superior.	Perforación de pozos adicionales Reparaciones mayores para el mantenimiento de la producción y optimización de la inyección de agua.
	TAMAULIPAS CONSTITUCIONES	Métodos volumétricos Análisis del comportamiento de los yacimientos y simulación numérica.	Asociadas a un mejoramiento del barrido de aceite por la inyección de agua.	Se plantea la perforación de pozos adicionales y la modificación del patrón de inyección hexagonal a uno de características de líneas de inyección.
SISTEMA PLATAFORMA TUXPAN (FAJA DE ORO)	POZA RICA	Métodos volumétricos Análisis de comportamiento de los yacimientos	Se considero una mayor recuperación de hidrocarburos como consecuencia de la optimización de la inyección de agua.	Perforación de pozos adicionales Reparaciones mayores Optimización de la inyección de agua y reducción de los costos de producción. Se evalúan técnicas de recuperación mejorada y la realización futura de la prueba piloto.
SISTEMA CHICONTEPEC	PALEOCANAL DE CHICONTEPEC	Métodos volumétricos Balance de materia Algunos campos con simulación numérica.	Considerando volúmenes probables y posibles de hidrocarburos en áreas donde existe información limitada.	Perforación masiva de pozos Incorporación de mejores técnicas de fracturamiento hidráulico Identificación de las áreas más propicias para desarrollar.

Tabla IV.14

Fuente: Construida con datos de: Pemex. Exp. Y Prod. las reservas de hidrocarburos de México Vol. II. 1999.

## **V.- IMPORTANCIA ECONOMICA**

Podemos afirmar que los hidrocarburos son los energéticos, sin duda, más importantes en la historia de la humanidad. El petróleo es un recurso natural no renovable, y es el que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo.

Desde hace miles de años se conoce la existencia del petróleo y cuales son los usos que se le pueden dar a éste, sin embargo desde hace menos de 200 años es cuando se le ha visto como un elemento vital y un factor estratégico de desarrollo industrial y en consecuencia, económico.

Este producto se comercializó por primera vez en 1850 por Samuel Kier en Pittsburg, Pennsylvania (U.S.A.), con el nombre de "aceite de roca" o "petróleo" se dice entonces que de ahí comenzó el desarrollo de la industria del petróleo y el aprovechamiento del mismo.

El ser humano alrededor del mundo, se ha hecho dependiente del petróleo y la inestabilidad que caracteriza al mercado internacional y sus precios han hecho que se hagan investigaciones sobre energéticos que sean alternativos para sustituirlo, pero hasta el momento únicamente se han dado importantes pasos en este sentido sin encontrar quien lo reemplace.

Los países como el Reino Unido, Noruega, México Rusia y Estados Unidos, son llamados países productores independientes de petróleo. Estados Unidos es el mayor consumidor de petróleo, pero al mismo tiempo es uno de los grandes productores. Petróleos Mexicanos mantiene relaciones comerciales para la venta de petróleo, derivados y productos petroquímicos, con Antillas Holandesas, Bélgica, Belice, Brasil, Canadá, Colombia, Costa Rica, Ecuador, Francia, El Salvador, España, Estados Unidos de América, Gran Bretaña, Guatemala, Israel, Italia, Jamaica, Japón, Nicaragua, Perú, Puerto Rico, República Dominicana, Suecia, Túnez, Turquía, entre otros.

Existe el caso de Colombia que es una nación que se considera "marginal", en reservas, producción y en volúmenes de exportación, por lo que no es un país petrolero por excelencia.

Uno de los más importantes productos que se negocian en el mercado mundial de materias primas [en las Bolsas de Nueva York (NIMEX) y de Londres (IPC)] es el petróleo, también tiene un mercado "spot" o al momento y sus precios están regulados por marcadores o "precios de referencia" (los más sobresalientes son el WTI, Bren y el Dubai). La variación de precios provoca que aunque se exporte mayor cantidad de petróleo, en ocasiones se obtienen menores recursos económicos por la venta de hidrocarburos.

Considerando los tipos de petróleo, este contiene tal diversidad de componentes que difícilmente se encuentran dos tipos idénticos, además de existir parámetros internacionales, como el del Instituto Americano del Petróleo (API), que diferencian las calidades del mismo y por lo tanto su valor. Entre más grados API tenga el petróleo, mejor será su calidad; los mejores son los que se clasifican como "ligeros" y/o los "suaves" y "dulces".

A los que se les llama "ligeros", son los que tienen más de 26°API, por otro lado a los que se les llama "intermedios" se les sitúa entre 20° y 26° API, por último a los que se les llama "pesados" están por debajo de los 20°API.

La explotación del petróleo se derivó del descubrimiento de los yacimientos, el o los usos que se le dan, la tecnología para su proceso industrial y el desarrollo económico de un país. Dicha explotación se hace de acuerdo a las características de cada yacimiento, esto es que si por ejemplo, el yacimiento tiene energía propia, el petróleo saldrá por sí solo, o por el contrario si no existe dicha presión se emplearán otros métodos de extracción. Todo esto se toma en cuenta para sacar el costo de producción del petróleo y es lo que lo hace más o menos competitivo en el mercado. En la tabla V.1 se muestra la producción de petróleo por tipo de crudo y gas natural en México.

La tabla V.2 indica la producción Mundial y Nacional de petróleo crudo.

<b>Producción de Petróleo por tipo de crudo y gas natural</b>						
Periodo	Petróleo crudo (Miles de barriles/día)			Gas natural (Millones de pies cúbicos/día)		
	Total	Pesado	Ligero y super ligero	Total	Asociado	No asociado
<b>1999</b>						
Enero	3.144	1.723	1.420	4.917	3.695	1.222
Febrero	3.020	1.641	1.379	4.787	3.588	1.199
Marzo	3.053	1.659	1.394	4.768	3.628	1.141
Abril	2.893	1.487	1.406	4.876	3.598	1.278
Mayo	2.926	1.548	1.378	4.866	3.560	1.306
Junio	2.801	1.517	1.284	4.690	3.406	1.284
Julio	2.920	1.562	1.358	4.854	3.543	1.311
Agosto	2.848	1.555	1.293	4.799	3.471	1.328
Septiembre	2.861	1.565	1.296	4.772	3.476	1.296
Octubre	2.766	1.471	1.295	4.748	3.456	1.292
Noviembre	2.852	1.560	1.291	4.660	3.446	1.214
Diciembre	2.793	1.478	1.315	4.744	3.443	1.300
<b>2000</b>						
Enero	3.032	1.738	1.293	4.809	3.492	1.317
Febrero	2.897	1.609	1.288	4.658	3.334	1.324
Marzo	2.998	1.716	1.282	4.767	3.448	1.319
Abril	3.041	1.759	1.281	4.669	3.470	1.199
Mayo	3.040	1.756	1.284	4.787	3.489	1.297
Junio	3.056	1.784	1.272	4.781	3.478	1.303
Julio	2.876	1.755	1.121	4.592	3.286	1.306
Agosto	3.162	1.924	1.238	4.751	3.445	1.306
Septiembre	3.173	1.954	1.220	4.656	3.362	1.294
Octubre	2.861	1.707	1.154	4.518	3.210	1.308
Noviembre	2.965	1.765	1.200	4.566	3.259	1.307
Diciembre	3.043	1.819	1.224	4.596	3.288	1.308
<b>2001</b>						
Enero	3.087	1.884	1.203	4.575	3.277	1.298
Febrero	3.136	1.941	1.195	4.570	3.302	1.269
Marzo	3.151	1.970	1.180	4.631	3.324	1.306
Abril	3.008	1.847	1.161	4.515	3.222	1.293
Mayo	3.031	1.917	1.114	4.480	3.192	1.288

**NOTA:** La suma de las cifras parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo.  
**Gas natural asociado:** Gas natural que se produce conjuntamente con el petróleo crudo.  
**Gas natural no asociado:** Gas natural extraído de yacimientos en los cuales sólo existe fase gaseosa.  
**FUENTE:** INEGL, con base en cifras de Petróleos Mexicanos.

Tabla V.1

**Producción Mundial y Nacional  
de Petróleo Crudo  
(Miles de barriles diarios)**

Año	Crudo		Participación % (2/1)
	Mundial (1)	Nacional (2)	
1980	59,718.6	1,935.7	3.2
1981	56,013.7	2,312.1	4.1
1982	53,024.7	2,746.4	5.2
1983	53,054.8	2,665.5	5.0
1984	54,144.8	2,684.5	5.0
1985	53,397.3	2,630.5	4.9
1986	55,912.3	2,427.7	4.3
1987	55,797.3	2,540.6	4.6
1988	57,759.6	2,506.6	4.3
1989	59,353.4	2,513.3	4.2
1990	60,446.6	2,548.0	4.2
1991	59,920.5	2,675.8	4.5
1992	60,039.1	2,667.7	4.4
1993	59,827.1	2,673.4	4.5
1994	60,480.0	2,685.1	4.4
1995	61,494.0	2,617.2	4.3
1996	63,486.1	2,858.3	4.5
1997	65,467.9	3,022.2	4.6
1998	66,149.0	3,069.9	4.6
1999	64,564.1	2,999.5	4.6
2000 p_/	n.d	3,169.4	n.d

p\_/ Cifras preliminares.

n.d. No disponible.

FUENTE: Secretaría de Energía, con datos proporcionados por PEMEX para Informe de Gobierno.

Tabla V.2

Las reservas técnicas, son producto de una estrategia de explotación, sin embargo en realidad, la producción del campo está sujeta a aspectos económicos que tienen que ver con el precio de venta de los hidrocarburos producidos y los costos asociados a la extracción de ellos. La premisa fundamental es que los ingresos superen a los egresos, y así que la operación de producir y vender hidrocarburos sea rentable. El análisis económico para estimar las reservas al 1 de enero de 1999 considera el precio promedio de los hidrocarburos de 1998, así como los costos de extracción promedios para igual período.

Los precios de venta reconocen las diferentes calidades de los hidrocarburos producidos, en tanto que los costos de extracción son específicos para la operación de cada campo. Estos últimos son clasificados como fijos y como variables. Los variables están asociados a la operación misma de cada uno de los pozos, por ejemplo, los costos de energía asociados a la operación de un compresor. Los costos fijos son aquellos relacionados con la operación de campo, por ejemplo, los salarios del personal de geología, de desarrollo, de ingeniería de yacimientos y de producción que mantienen las operaciones en el campo. La aplicación de ambos costos permite conocer en que momento un pozo debe ser cerrado al no poder compensar el costo de su operación con la venta de su producción. Determinado este momento, el perfil de producción o reserva técnica del pozo es truncado y corresponde al cierre del pozo.

De igual manera, los costos fijos son contrastados con los ingresos derivados de la venta de los hidrocarburos producidos por el campo. El perfil de producción de éste, ya truncado por los costos variables a nivel pozo, ahora nuevamente es truncado al tiempo en que los costos fijos superan a los ingresos. La producción acumulada desde la apertura del campo hasta su cierre constituye la reserva que es clasificada de acuerdo a los supuestos con los que el perfil de producción ha sido construido. Así la reserva técnica siempre es mayor que la reserva ajustada de acuerdo a las condiciones económicas prevalecientes al momento en el que el análisis es efectuado.

La perforación exploratoria de hidrocarburos en la Región de Tampico-Misantla se inició en 1901 y no fue sino hasta 1904 cuando se tuvo éxito con el descubrimiento

del Campo Ebano por el Pozo-La Pez-1, que produjo aceite pesado en las calizas fracturadas del Cretácico superior. En la actualidad la producción de la Cuenca alcanza 5.2 mmbpce, de los cuales los plays El Abra y Tamabra (Km) aportan el 65%; los Plays Agua Nueva y San Felipe (Ks) el 21%; el Play San Andrés (Js) el 13% y el 1% restante el Play Chicontepec (T) y los plays del Jurásico Medio.

Sin embargo las arenas turbídicas del Paleoceno-Eoceno relacionadas con el Sistema Chicontepec, poseen un potencial remanente calculado en una reserva probable de 19 mmbpc y para el Cretácico Superior junto con el Jurásico Medio se calculan reservas mayores de 3 mmbpce, en forma de gas y condensados.

Para el activo Poza Rica al 1° de enero de 1999, las reservas probadas remanentes ascienden a casi 5.6 mmbpce y las 3P a 12.7 mmbpce. En las figuras V.1 y V.2 se presentan los campos más importantes en este activo en términos de reservas probadas y reservas 3P destacando el Paleocanal de Chicontepec.

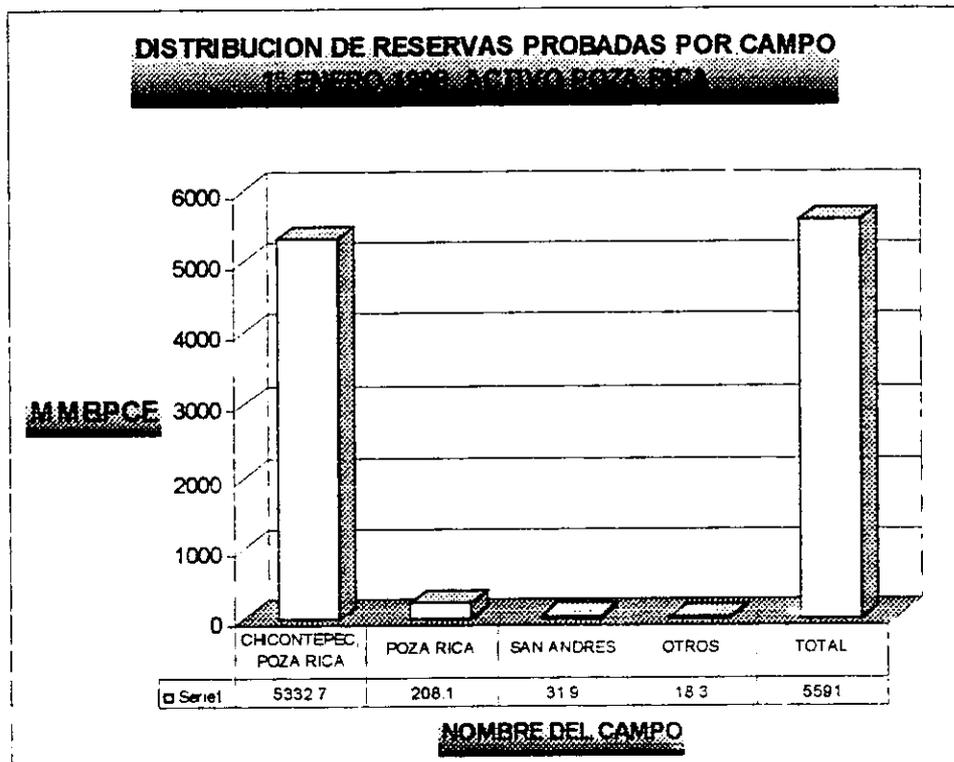


Figura No. V.1

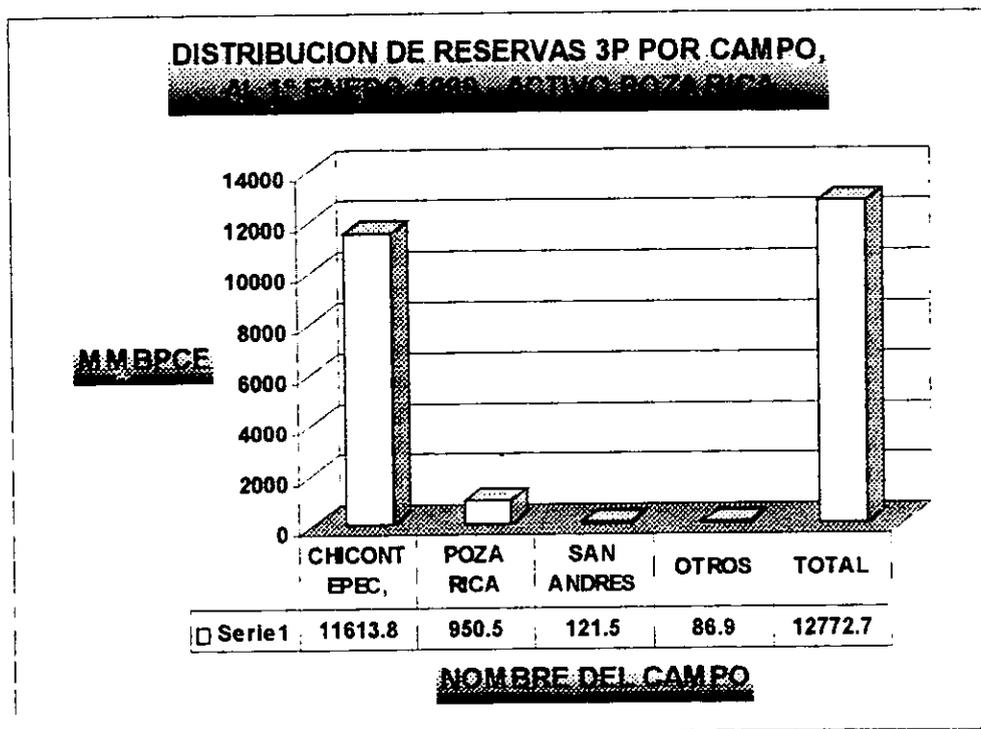


Figura V.2

El activo Poza Rica produce el 47% del aceite y el 5.5.% de gas natural de la región. La figura V.3 muestra la distribución de la producción de aceite por campo, la figura V.4 muestra la distribución de la producción de gas por campo en 1999, para este activo. Para el activo de Altamira las figuras V.5 y V.6 muestran las mismas distribuciones de producción de aceite y gas.

De acuerdo a estos valores se estima la importancia económica que esta región tiene para el país en el renglón de la Industria Petrolera, aunando a esto las posibilidades de crecimiento son muy grandes, por ejemplo, en el área marina, el borde del Arrecife Faja de Oro, y las formaciones Turbidíticas del Paleocanal de Chicontepec.

La revalidación petrofísica de pozos en reproceso de la información sísmica existente y el análisis geoquímico de las rocas generadoras de hidrocarburos han permitido definir oportunidades exploratorias para la región de Tampico Misantla, con un recurso probable medio de 15 mmbpce.

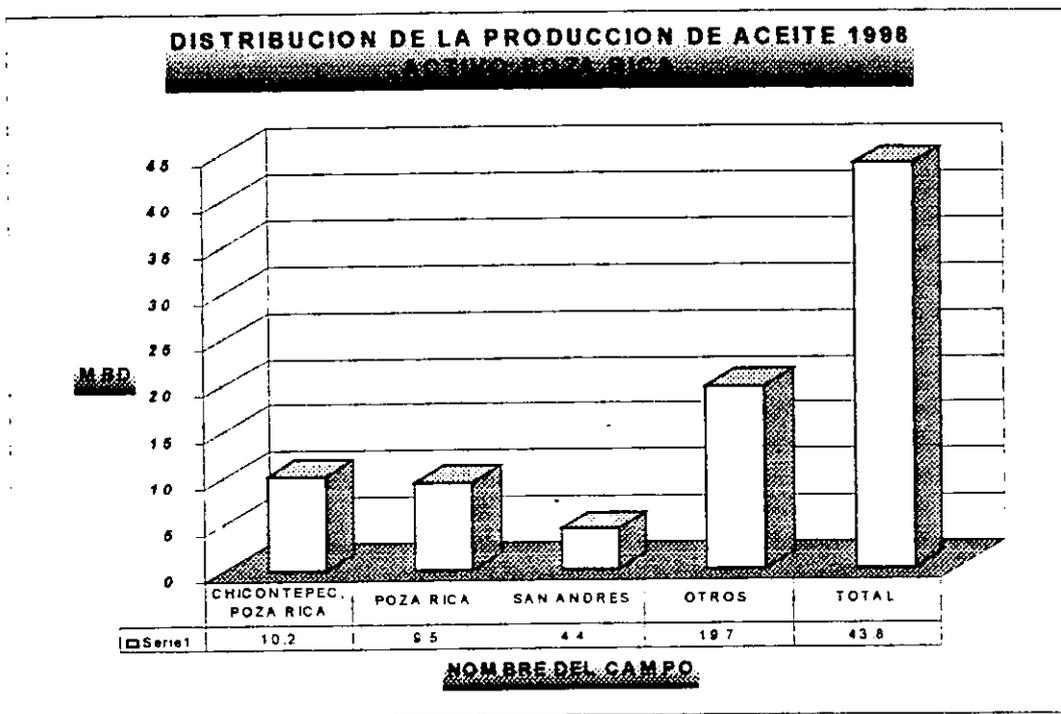


Figura V.3

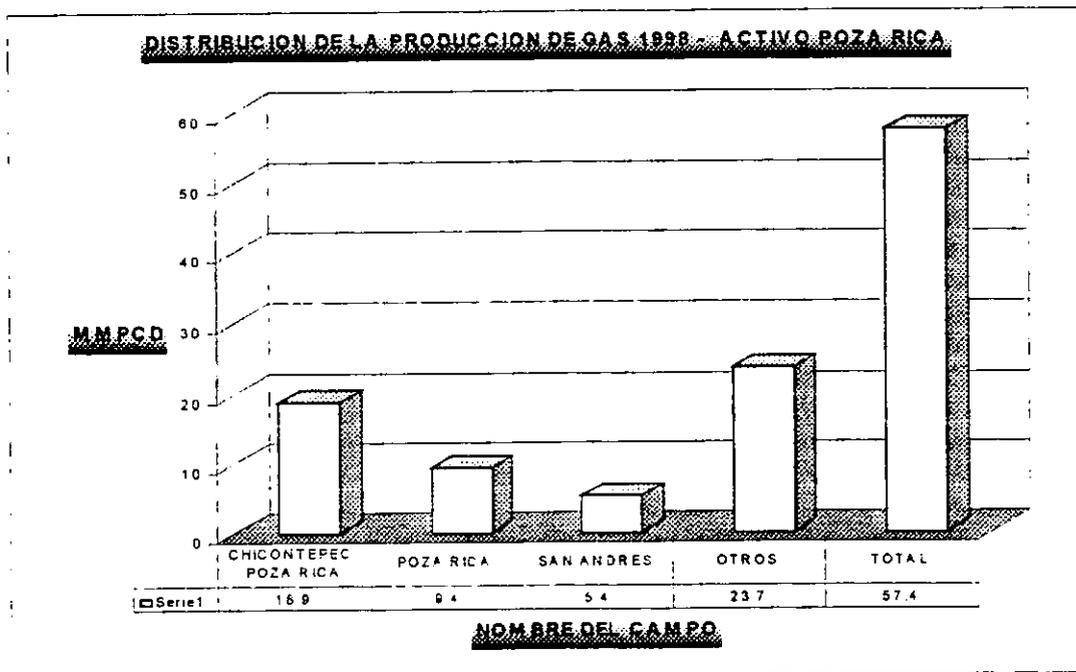


Figura V.4

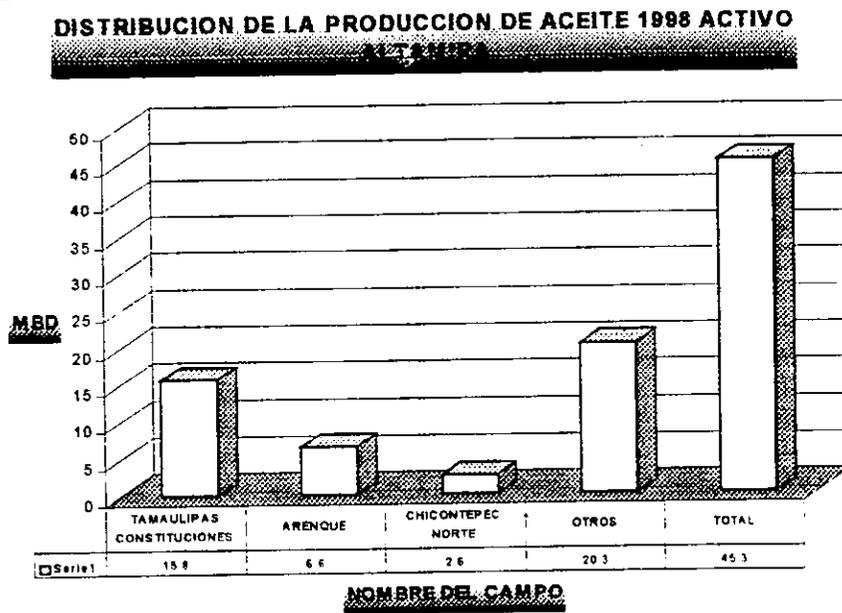


Figura V.5

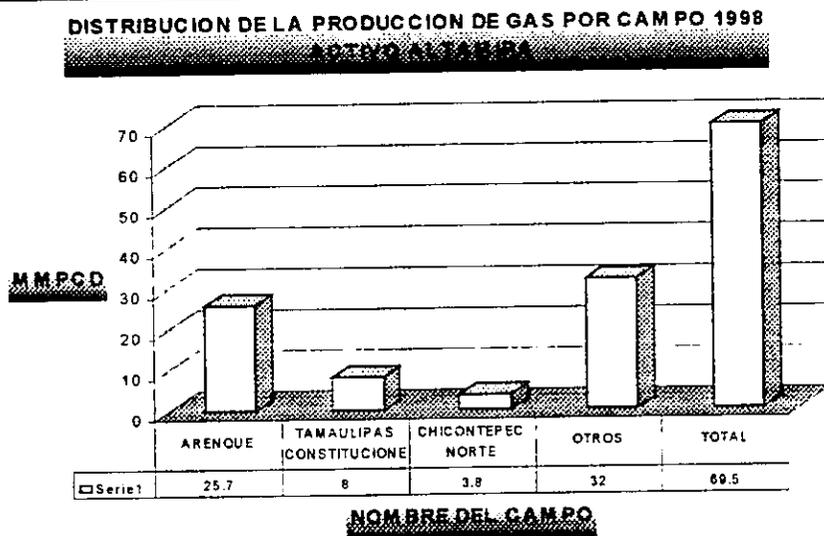


Figura V.6

Los tres sistemas petroleros analizados en esta tesis, son de suma importancia para el país, ya que contienen reservas probadas, probables y posibles en volúmenes muy grandes, por lo que representan activos con un alto valor económico, que los convierte en sistemas petroleros estratégicos para México.

## VI.-CONCLUSIONES

- 1.-Las lutitas y calizas arcillosas del Jurásico Superior (formaciones Santiago, Tamán y Pimienta) son las rocas generadoras en los tres sistemas petroleros propuestos para la región de Tampico-Misantla, ya que contienen materia orgánica con la calidad y cantidad necesaria para producir y expulsar la cantidad de hidrocarburos acumulados a nivel del Jurásico, Cretácico y Cenozoico. La Formación Santiago contiene materia orgánica algácea en 15% en promedio, leñosa en un 2% y carbonosa en un 18% y con un IAT (Índice de Alteración Termal) moderado con valores de -3 a 3. Para la Formación Tamán el contenido de materia orgánica algácea es del 20% y carbonosa del 7.5%; la Formación Pimienta contiene materia orgánica leñosa del 32.5% en promedio y carbonosa del 10%. En el Sistema Jurásico Superior, también se considera generadora a la Formación Huayacocotla, así como en el Sistema Chicontepec a la Formación Chicontepec Inferior y Medio en sus horizontes arcillosos, en cuanto a que el contenido y tipo de materia orgánica algácea y leñosa excede al 15% en promedio y su IAT óptimo para generar hidrocarburos líquidos y gaseosos en el caso de la Formación Huayacocotla, así como para la Formación Chicontepec Inferior y Medio.
- 2.-Las unidades potencialmente almacenadoras del subsuelo del área de estudio son: la Formación San Andrés para el Sistema Jurásico Superior, en sus diversas facies y variaciones verticales; para el Sistema Plataforma de Tuxpan se tiene a la Formación El Abra en sus dos facies (El Abra, de laguna interna y Taninul arrecifal), a la Formación Tamabra en sus calizas de talud y a las formaciones Tamaulipas Superior e Inferior por fracturamiento. Finalmente para el Sistema Chicontepec la formación de igual nombre, en sus horizontes arenosos.
- 3.-Las unidades sello de esta región son las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta para el Sistema Jurásico Superior por sus calizas arcillosas, las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez para el Sistema Plataforma

Tuxpan por sus intercalaciones de lutitas carbonosas y la Formación Chicontepec para el Sistema del mismo nombre por sus facies de lutitas.

- 4.-Las trampas para el Sistema Jurásico Superior y el Sistema Plataforma de Tuxpan son principalmente mixtas, pero para el Sistema Chicontepec son eminentemente estratigráficas.
- 5.-Se concluye que la expulsión de hidrocarburos se inició a finales del Paleoceno en la parte occidental, migrando hacia el oriente como resultado de la Orogenia Laramídica durante el Eoceno. Este evento compresivo causó fracturamiento de las rocas más competentes mecánicamente del Cretácico y el levantamiento del borde occidental de la Plataforma de Tuxpan; como consecuencia ocurrió la exposición subaérea, erosión e infiltración de aguas oxigenadas en las rocas carbonatadas del Cretácico Medio y Superior. Las bacterias contenidas en estas aguas provocaron la biodegradación de los hidrocarburos en migración en la etapa inicial de generación. El reacondo isostático postorogénico y los cambios eustáticos del nivel del mar favorecieron la continuidad de la subsidencia durante el Oligoceno-Mioceno, propiciando de esta manera la expulsión y migración de hidrocarburos hacia las trampas mixtas del Jurásico Superior, Cretácico y Cenozoico. Los procesos distensivos post-orogénicos afectaron las acumulaciones iniciales a través del rompimiento y erosión de los sellos por el levantamiento y la formación de fallas y fracturas provocando la remigración y dispersión de los hidrocarburos.
- 6.-El Sistema Jurásico Superior y el Sistema Plataforma de Tuxpan, son sistemas híbridos y conocidos en cuanto a su nivel de certeza. El Sistema Chicontepec es un sistema puro y conocido por la correlación que existe entre las areniscas Chicontepec y los gases y condensados acumulados.
- 7.-Es importante resaltar el gran esfuerzo multidisciplinario de los profesionales mexicanos agrupados en torno a la industria petrolera de este país, geólogos, geofísicos, petroleros, paleontólogos, topógrafos, ingenieros de sistemas, personal de oficinas y de campo, dedicados a la tarea de ubicar yacimientos para incrementar las reservas, descubriendo nuevas posibilidades.

- 8.-Las modificaciones del entorno petrolero mundial, por el derrumbe de los precios, la crisis del petróleo y los cambios de organización de PEMEX generan una apertura con un importante intercambio de ideas, conceptos, metodología y sobre todo, de tecnología con instituciones científicas, centros de investigación, compañías de servicio y compañías operadoras con lo que la exploración y explotación petrolera ha tomado un diferente e importante enfoque.
- 9.-De particular importancia es la introducción y aplicación del concepto de Sistema Petrolero, base para el análisis integral y detallado de los factores geológicos que inciden en la formación de un yacimiento de hidrocarburos. La gran condicionante para que México continúe siendo, ya de cara al siglo XXI, un importante país petrolero a escala mundial, es asignando los recursos económicos necesarios para la investigación y la exploración continuada de las cuencas productoras y las aún no productoras, revirtiendo la tendencia de la última década.
- 10.-Por las características analizadas de los tres sistemas petroleros existe un gran margen de éxito en la localización de los yacimientos de hidrocarburos tanto líquidos como gaseosos en la región.
- 11.-Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico-Misantla generan en su conjunto, una importante expectativa de crecimiento para el país, el cual deberá optimizar estos recursos para sostener y mejorar el nivel de vida de la sociedad.

## BIBLIOGRAFÍA

- Arriaga Martínez, Victor Hugo (1997) **"Análisis del Sistema Petrolero Sierra Madre Oriental, en el sector sureste de la hoja Filomeno Mata (F14-D84). Estado de Puebla"**. Tesis profesional. Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Barbosa Cano, Fabio (2000) **"Exploración y reservas de hidrocarburos en México"** U.N.A.M. Instituto de Investigaciones Económicas. Colección Jesús Silva Herzog.p.p.378.
- Becerra H. A., (1970) **"Estudio Bioestratigráfico de la Formación Tamabra del Cretácico en el Distrito de Poza Rica"**, Revista del I. M. P. vol.II, No. 3.
- Bermúdez, Antonio J. (1960) **"Doce años al servicio de la industria petrolera mexicana, 1947-1958"** México, Comaval
- Bertand C, et. al., (1996). **"Caracterización geoquímica de aceite y rocas de diferentes sistemas generadores de la región Norte de México"** Memorias del V Congreso Latinoamericano de Geoquímica Orgánica, Cancún, México.
- Bitter, R. M., (1993) **"Sedimentation and provenance of Chicontepec sandstones with implications for uplift of The Sierra Madre Oriental and Teziutlan massif, east central Mexico"** Gcssepm Foundation 13<sup>th</sup> Annual Research Conference Proceedings.
- Brito Burgos, Abraham, et al,(1999) **"El Sistema Petrolífero y la Reactivación Exploratoria en la Porción Marina de la Plataforma de Tuxpan, México"**. Tercera conferencia internacional conjunta AMGP/AAPG, octubre 10-13, 1999, Veracruz, México.
- Cabrera, C. R. (1975) **"Comentarios breves sobre los aspectos sedimentológicos y económicos del Jurásico Superior en el Distrito de Poza Rica"** Superintendencia General de Exploración II Simposium Geología del Subsuelo, Poza Rica, Ver.
- Cabrera, C. R. y Menés López S., (1972) **"Aplicación e importancia económica de las microfacies en la Formación el Abra"**, Pemex.
- Campa, M. F., (1970).**"Clasificación de las rocas carbonatadas sedimentarias y su aplicación en un área de Poza Rica, Ver."**, Revista del I.M.P., vol. II, No. 1

- Cantú C., A. (1971) **"La Serie Huasteca (Jurásico Medio-Superior) del Centro-Este de México"**. Rev. Inst. Mex. Petrol. V.3, p.17-40. Congreso geológico internacional, Excursión C-16, "Visita a las localidades tipo de las formaciones del Eoceno, Oligoceno y Mioceno de la Cuenca Sedimentaria de Tampico-Misantla, en la llanura costera del Golfo de México, entre Poza Rica, Ver., Tampico, Tamps. y Ciudad Valles, S. L.P."
- Carrillo Bravo, J. (1965) **"Estudio de una parte del Anticlinorio de Huayacocotla"** Bol. de la Asoc. Mex. de Geólogos Petroleros, p.p. 73-96.
- Carrillo Bravo, J. (1971) **"La Plataforma Valles – San Luis Potosí"** Bol. Asoc. Mex. Geol. Petrol. Vol. 23, Nos.1-6, p.p. 1-112.
- Comisión Federal de Electricidad (1988) **"Geología, Sismología y Geotecnia de la parte Continental del Proyecto Cazonas, Ver."** Subdirección de Construcción. Depto de Estudios Nucleares y Carboníferos. Superintendencia de Estudios Zona Golfo. Poza Rica, Ver.
- Contreras Barrera, A. D. y Gio Argáez R., (1985) **"Consideraciones Paleobiológicas de los icnofósiles de la Formación Chicontepec en el Edo. De Puebla"**, U.N.A.M. Revista del Instituto de Geología, vol. 6, No. 1.
- D. Winker C y T Bubbler R., (1988) **"Paleogeographic Evolution of Early Deep – Water Gulf of Mexico and Margins, Jurassic to Middle Cretaceous (Comanchean)"** The American Association of Petroleum Geologist, Bulletin v. 72, No. 3
- Eguiluz A. de Antuñano S., Aranda García, M. y Marrett, Randall, (2000) **"Tectónica de la Sierra Madre Oriental, México"** Bol. Soc. Geol. Mex. v. LIII
- F. Longoria, J. (1988) **"Late Triassic – Jurassic Paleogeography and origin of Gulf of Mexico Basin: Discussion"** The American Association of Petroleum Geologist Bulletin, v. 72, No. 11
- Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. (1998) **"Estudio Geológico Plan de Arroyos"** Puebla y Veracruz. Pemex. Exploración y Producción. Gerencia de Exploración. Residencia de Poza Rica
- González García Raúl, Cruz Helu, Pablo (2000) **"60 Años de Exploración Petrolera en México"** Boletín del 50 Aniversario de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Vol. XLVIII, Números 1-2, p 3-14
- Grajales Nishimura, J. M. (2000) **"El IMP; Tres décadas de Apoyo a la Exploración Petrolera en México"** Boletín del 50 Aniversario de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Vol. XLVIII, Números 1-2, p 43-48.

- Guzman Baldizan, Alfredo E. (2000) **"Estado de la Exploración Petrolera en México"** Boletín del 50 Aniversario de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Vol. XLVIII, Números 1-2, p 16-42.
- Holmes, Arthur, (1964) **"Geología Física"** Ediciones Omega, tercera edición, p.p. 812.
- Hunt, John M. (1996) **"Petroleum Geochemistry and Geology"**
- INEGI, (1981) **"Carta fisiográfica: México"** escala 1:1' 000 000.
- J. Stas Kowski, R y Everett J. (1998) **"Fold Belt of Eastern Mexico"**, International Petroleum Conference and exhibition in Mexico, March 3-5 Villa Hermosa, Tab., México.
- Landes, K.K., (1975) **"Petroleum Geology"** New York, John Wiley. 445 p.
- Levorsen A.I. (1954) **"Geología del Petróleo"** Editorial Universitaria de Buenos Aires. 452 pags.
- López Infanzón, M. (1986) **"Estudio Petrogenético de las rocas ígneas en las formaciones Huizachal y Nazas"**. Bol. Soc. Geol. Mex. Tomo XLVII, v. 2.
- López Ramos, E., (1972) **"Estudio del basamento ígneo y metamórfico de la zonas norte y Poza Rica (entre Nautla, Ver., y Jiménez, Tamps.)"** Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, v.24, p. 265-323.
- Martin, R.G. y Bouma, A.H. (1978) **"Physiography of the Gulf of Mexico"**. Am. Assoc. Petroleum Geologist, Studies in Geology, n.7, p. 3-19.
- Martínez Contreras, José Francisco (1998) **"Características del Sistema Petrolero Sierra Madre Oriental en la porción suroeste de la hoja Filomeno Mata (Hoja F14-D84)"** Tesis profesional, Facultad de Ingeniería. UNAM.
- Meneses de Gyves, Javier (2000) **"Breve Reseña de la Exploración Petrolera en México"** Boletín del 50 Aniversario de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Vol. XLVIII, Números 1-2, p 49-74.
- Morelos García, J. Alejandro. (1996) **"Oils and Source Rocks of the Southern Portion of the Tampico-Misantla Basin, Mexico: Evidence for the Great Petroleum Potential of the Western Gulf of Mexico"** Memorias del V Congreso Latinoamericano de Geoquímica Orgánica, Cancún, México.
- Morelos García, J. Alejandro. (1999) **"Oportunidades Para la Exploración y Definición de un nuevo sistema Petrolero en la Sierra Madre Oriental y Cuenca Tampico-Misantla, México: Estudio de Chapopoterías (Manaderos)"**

- y Petróleos Crudos".** Tercera conferencia internacional conjunta AMGP/AAPG, octubre 10-13, 1999, Veracruz, México.
- **Moreno Lopez, Marcelino, (2000) "Inversión de datos Gravimétricos y Magnetométricos en 3-D, con aplicación a la Cuenca Tampico-Misantla"** Tesis de Maestría. UNAM.
  - **Muir J., (1936) "Geology of the Tampico Region. Mexico"** Amer. Asoc. Petrol. Geol. Bull. Vol. 20.pp 280.
  - **Ortega Gutierrez, Fernando et. al. (1992) "Texto explicativo de la quinta edición de la Carta Geológica de la República Mexicana" escala 1: 2' 000 000"** UNAM, Instituto de Geología, Consejo de Recursos Minerales p.p.74
  - **Pedrazzini C. y Basañez M. A. (1978) "Sedimentación del Jurásico medio superior en el Anticlinorio de Huayacocotla - Cuenca de Chicontepec, Estados de Hidalgo y Veracruz, México".** Revista del I.M.P Vol X, No.3.p.6-25.
  - **PEMEX, Exploración y Producción (1999) "Las reservas de Hidrocarburos de México",** vol. I y II.
  - **Pursell, D. A., et. al., (1997) "Integrating Modern open hole logscore data and old electric logs: a study of the San Andres field, Veracruz, Mexico",** Second Joint AAPG/AMGP. Hed Berg Research Symposium Oil and Gas Exploration and Production in fold an Thrust Belts, Feb. 23-26 Veracruz, Mexico.
  - **Rodríguez Aguilar, Manuel, Bertenche Alfonso, (1950) "Las reservas petroleras de la República Mexicana"** Memoria de la Primera Convención Técnica Petrolera Mexicana, México, PEMEX.
  - **Roji García, Joaquín (2001) "Guía Roji. Por las carreteras de México"** Ed. Guia Roji S.A..de C.V.
  - **Román Ramos,J.R. Mena Sánchez, E. (1996) "Evaluación Geoquímica de los Recursos Petrolíferos de la Cuenca Tampico-Misantla, México"** Memorias del V Congreso Latinoamericano de Geoquímica Orgánica, Cancún, México.
  - **Román Ramos, J. R., et. al., (1999) "El Rol del Sistema Petrolero Huayacocotla en la Reactivación Exploratoria de la Cuenca Tampico-Misantla".** Tercera conferencia internacional conjunta AMGP/AAPG, octubre 10-13, 1999, Veracruz, México.

- Rueda Gaxiola, J., (1995) **"El origen del Golfo de México y de sus subcuencas petroleras mexicanas, con base en palinoestratigrafía de lechos rojos"** I.M.P-
- Santiago A., J., Carrillo B., J., y Martell A., B., (1984) **"Geología petrolera de México"** Petróleos Mexicanos, Evaluación de Formaciones en México.
- Tissot, B. P. y Welte, D. H., (1982) **"El petróleo, su formación y localización"**, Ciencia y Desarrollo, Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, México.
- U. S. Geological Survey, (1988) **"Petroleum systems of the United States"** U. S. Geological Survey Bulletin No. 1870 Leslie B. Magoon, Editor.
- Valencia Islas, J.J. Guzmán Vega Mario. (1996) **"Historia Térmica en el Centro y Sur de México: Comparación de la Diagénesis Mineral y Orgánica de las Rocas del Jurásico Superior"** Memorias del V Congreso Latinoamericano de Geoquímica Orgánica, Cancún, México.
- Viniestra Osorio, Francisco (1992) **"Geología Histórica de México"** UNAM. Facultad de Ingeniería. p-213.
- Zumberge, John, Illich, Harold, y Brown Stephen, (1999) **"Crude Oil Quality in the Gulf of Mexico"**. Tercera conferencia internacional conjunta AMGP/AAPG, octubre 10-13, Veracruz, México.