



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS
DE LA TIERRA**

**“EVALUACIÓN PETROLERA DE LOS
CAMPOS AGUA FRÍA, COAPECHACA Y
TAJÍN, EN EL PALEOCANAL DE
CHICONTEPEC”**

T E S I S
**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO GEÓLOGO**

PRESENTA:
J. FÉLIX PORRAS FALCÓN



DIRECTOR DE TESIS
M.I. ALBERTO HERRERA PALOMO

México D.F., Cd. Universitaria, Enero 2014



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.

A LA MEMORIA DE MIS PADRES:

Brígida Falcón Cruz y Anacleto Porras Ángeles.

Por darme la vida y ser mi más grande apoyo durante toda su existencia.

Mi eterna e infinita gratitud por la herencia más valiosa que recibí de su parte: educación; a mi madre por su gran amor y dedicación, a mi padre por su constante esfuerzo por guiarme.

Por su bondad y comprensión, porque al brindarme todo su apoyo para la realización de mis estudios, compartieron los momentos más difíciles y alegres de mi vida, siempre dispuestos al sacrificio y con un renovado aliento de fe y esperanza.

A todos mis hermanos:

A todos mis hermanos por su compañía y gusto por la vida: Lucia, Victoria, Efrén, Gregorio, Guillermo, Víctor, Pedro y María del Carmen.

A mis seres queridos, recordando los momentos de felicidad y el cariño que hemos compartido, gracias a todos ellos por su gran apoyo.

A mi hermosa familia:

Con amor a Cecilia Rosas García y a mi hijo Ulises Porras Rosas, gracias por su infinito amor y cariño, por ser el núcleo de mi existencia y felicidad.

AGRADECIMIENTOS:

Mi infinita gratitud a mi hermano, **Ing. Efrén Porras Falcón**, por su enorme apoyo incondicional, desinteresado y motor de este proyecto, por permitirme compartir con él lo más importante de mi vida y el más grande de todos mis proyectos. Gracias por creer en mí y ser un ejemplo en mi vida.

Un profundo agradecimiento, con enorme respeto y admiración al **Ing. Miguel Ildefonso Vera Ocampo**, por haberme otorgado la oportunidad y la confianza de realizar este trabajo, quién de forma incondicional colaboró activamente con la revisión, comentarios y sugerencias, que ayudaron a la realización de este trabajo.

Al **Maestro en Ingeniería, Alberto Herrera Palomo**, por su excelente disposición en la asesoría y dirección de esta tesis profesional.

Al **Doctor en Ingeniería, Ricardo José Padilla y Sánchez**, por su excelente disposición, comentarios y sugerencias, durante la revisión de este trabajo de tesis.

Al **Ing. Manuel Juan Villamar Viguera** e **Ing. Javier Arellano Gil** por sus críticas acertadas y comentarios durante la revisión de este trabajo de tesis profesional.

Al **Maestro en Ciencias, Noé Santillán Piña** por su valiosa colaboración en la revisión de este trabajo de tesis.

De igual forma agradezco a todas aquellas personas que contribuyeron de forma directa e indirecta en la realización del presente proyecto de tesis profesional.

Quiero agradecer a todos mis maestros, que inspiraron en mí, el espíritu de superación personal y académica, a pesar de todas las adversidades, gracias por todos los conocimientos y experiencias que me dieron.

A mí querida universidad, la UNAM, y especialmente a mí amada Facultad de Ingeniería, a las cuales no defraudare.

ÍNDICE DE CONTENIDO

	Página
CONTENIDO	i
RESUMEN	iv
I.- INTRODUCCIÓN	1
1.1 Objetivo.....	2
1.2 Antecedentes.....	2
1.3 Método de trabajo.....	4
1.4 Análisis de trabajos previos.....	4
1.4.1 Geológicos.....	5
1.4.2 Geofísicos.....	7
II.- GEOGRAFÍA	8
2.1 Localización.....	8
2.2 Vías de comunicación.....	10
2.3 Clima.....	12
2.3.1 Temperatura.....	13
2.3.2 Precipitación pluvial.....	13
2.4 Vegetación.....	13
2.5 Características por municipio en el área.....	14
2.5.1 Coatzintla.....	14
2.5.2 Poza Rica de Hidalgo.....	15
2.5.3 Venustiano Carranza.....	16
III.- FISIOGRAFÍA	17
3.1 Provincias Fisiográficas.....	17
3.2 Orografía.....	18
3.3 Hidrografía.....	18
3.3.1 Cuenca Río Cazones.....	19
3.3.2 Cuenca Río Tuxpan.....	20
IV.- GEOLOGÍA	21
4.1 Modelo Geológico.....	21
4.2 Estratigrafía.....	23
4.2.1 Descripción de las formaciones.....	25
SISTEMA JURÁSICO	26
Formación Tamán.....	26
Formación San Andrés.....	28
Formación Pimienta.....	29

	Página
SISTEMA CRETÁCICO	31
Formación Tamaulipas Inferior.....	31
Formación Horizonte Otates.....	32
Formación Tamaulipas Superior.....	34
Formación Tamabra.....	35
Formación Agua Nueva.....	37
Formación San Felipe.....	38
Formación Méndez.....	39
SISTEMA CENOZOICO	41
Formación Velasco Basal.....	41
Formación Chicontepec Inferior.....	42
Formación Chicontepec Medio.....	43
Formación Chicontepec Superior.....	45
Formación Aragón.....	46
Formación Guayabal.....	47
Formación Tantoyuca.....	49
Formación Chapopote.....	50
Formación Horcones.....	51
Formación Palma Real Inferior.....	53
Formación Palma Real Superior.....	54
Formación Alazán.....	55
4.3 Modelo Sedimentario.....	57
4.3.1 Superficies estratigráficas de control que definen las Megasecuencias.....	62
4.3.2 Megasecuencia Inferior (unidad 1).....	64
4.3.3 Megasecuencia Media (unidad 2).....	65
4.3.4 Megasecuencia Superior (unidad 3).....	65
4.4 Estructuras Geológicas.....	66
4.4.1 Paleocanal de Chicontepec.....	70
4.4.2 Delta de Cazonas.....	71
4.5 Evolución Tectónica.....	72
V.- SISTEMA PETROLERO AGUA FRÍA, COAPECHACA Y TAJÍN	77
5.1 Introducción.....	77
5.2 Definición de Sistema Petrolero.....	78
5.2.1 Sistemas puros.....	80
5.2.2 Sistemas híbridos.....	80
5.2.3 Sistemas conocidos.....	80
5.2.4 Sistemas hipotéticos.....	80
5.2.5 Sistemas especulativos.....	80
5.3 Generación de hidrocarburos.....	80
5.4 Sistema petrolero en el área.....	82
5.5 Rocas generadoras.....	83
5.5.1 Características de las rocas generadoras del Jurásico Superior-Cretácico..	86
5.5.2 Formación Santiago (Jurásico Superior-Oxfordiano).....	87

	Página
5.5.3 Formación Tamán (Jurásico Superior-Kimmeridgiano).....	88
5.5.4 Formación Pimienta (Jurásico Superior-Tithoniano).....	88
5.5.5 Horizonte Otates (Cretácico Inferior-Aptiano).....	89
5.5.6 Formación Agua Nueva (Cretácico Superior-Turoniano).....	89
5.5.7 Generación y expulsión de hidrocarburos.....	90
5.5.8 Sincronía y Migración.....	91
5.6 Sistema Petrolero Tamán-San Andrés.....	92
5.6.1 Rocas Generadoras.....	93
5.6.2 Rocas Almacenadoras.....	93
5.6.3 Rocas Sello.....	94
5.6.4 Sincronía y Migración.....	94
5.7 Sistema Petrolero Pimienta.....	94
5.7.1 Rocas Generadoras.....	95
5.7.2 Rocas Almacenadoras.....	95
5.7.3 Rocas Sello.....	95
5.7.4 Sincronía y Migración.....	95
5.8 Sistema Petrolero Chicontepec.....	96
5.8.1 Rocas Generadoras.....	97
5.8.2 Rocas Almacenadoras.....	98
5.8.3 Rocas Sello.....	99
5.8.4 Sincronía y Migración.....	99
VI.- ÁREAS POTENCIALES Y RESERVAS.....	100
6.1 Generalidades.....	100
6.2 Definición de Play.....	101
6.3 Play productor.....	103
6.3.1 Play Chicontepec Inferior y Medio (Paleoceno).....	104
6.3.2 Play Chicontepec Superior y Canal (Eoceno Inferior Tardío).....	104
6.3.3 Play Tantoyuca (Eoceno Tardío).....	105
6.4 Áreas potenciales.....	106
6.5 Reservas.....	111
6.5.1 Reservas remanentes totales del país.....	111
6.5.2 Reservas remanentes de la Región Norte.....	114
6.5.3 Evolución de los volúmenes originales.....	114
6.5.4 Evolución de las reservas.....	116
6.5.5 Petróleo crudo equivalente.....	118
6.5.6 Relación reserva-producción.....	121
6.5.7 Reservas por tipo de fluido.....	122
6.5.8 Reservas de la Cuenca de Chicontepec.....	122
VII.- CONCLUSIONES.....	125
REFERENCIAS CITADAS	128

RESUMEN

El estudio de “Evaluación petrolera de los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, en el Paleocanal de Chicontepec, Estados de Veracruz y Puebla”, cubren una superficie aproximada de 400 km²; se encuentran en las cartas topográficas de Coatzintla (F14D75) y Poza Rica (F14D65), escala 1:50,000. Se localizan en la parte norte de los Estados de Veracruz y Puebla, son administrados por PEMEX simultáneamente por los activos de Altamira y en mayor parte por el activo de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz, Región Norte.

El objetivo principal de este trabajo, es analizar y evaluar el potencial petrolero de dichos campos, con base en un análisis litológico, sedimentario, estratigráfico, estructural y tectónico, ya que la declinación natural en la producción diaria de hidrocarburos que se ha venido presentando en el Complejo de Cantarell en la Sonda de Campeche; se requiere de la caracterización y explotación de campos alternos que sustituyan esta producción. Los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín en el Paleocanal de Chicontepec, son una alternativa viable para esta sustitución de producción de hidrocarburos, mediante estudios y estrategias que permitan seguir aportando recursos económicos a nuestro país.

El presente trabajo tiene como objetivo particular, presentar en forma general, el nivel de caracterización de las rocas generadoras, rocas almacenadoras, rocas sello, hidrocarburos y los procesos de sincronía y migración presentes en los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín, abordando por completo el concepto de Sistema Petrolero. Para evaluar, planear y ejecutar estrategias que permitan mejorar la exploración y explotación de hidrocarburos en México. Así como, conocer el grado de avance del conocimiento del origen del petróleo en estos campos. Además, se describe el método y la caracterización detallada de los procesos de generación, migración y entrapamiento de petróleo en esta región del país.

En el Capítulo 1, se hace una introducción y se describe el objetivo del trabajo, los antecedentes de los yacimientos petroleros del Paleocanal y Cuenca de Chicontepec, el método de trabajo y el análisis de trabajos previos, como geológicos y geofísicos.

En el Capítulo 2, se presentan, de forma general, los datos del Paleocanal y Cuenca de Chicontepec, desde la localización del área de estudio, la distribución de los campos petroleros en sectores, las vías de comunicación a través de las cuales se tiene acceso, el tipo de clima, la vegetación y las características principales de los municipios que abarcan los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín.

En el Capítulo 3, se ubica al Paleocanal de Chicontepec en el contexto fisiográfico e hidrológico, que determinan muchas de las características importantes en la topografía para considerar el desarrollo y explotación de los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín, en el Paleocanal y Cuenca de Chicontepec. Fisiográficamente el área de estudio se localiza en dos provincias fisiográficas, la primera en la Llanura Costera del Golfo Norte (Sub-provincia de las Llanuras y Lomeríos) y la segunda en las estribaciones de la Provincia Fisiográfica de la Sierra Madre Oriental (Sub-provincia del Carso Huasteco).

En el Capítulo 4, se describen, de forma general, al Paleocanal y a la Cuenca de Chicontepec en un contexto geológico, donde se determinan las características más importantes a considerar para el desarrollo y explotación de estos campos petroleros. El Paleocanal y la Cuenca de Chicontepec, forman parte de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla, que es

necesario tomar en cuenta desde el punto de vista geológico-petrolero, ya que comparten características comunes.

En el aspecto estratigráfico se describen 22 unidades sedimentarias, en un estricto orden de cada una de las formaciones que conforman a la columna sedimentaria. La edad de la columna sedimentaria, representa un intervalo de tiempo que comprende desde el Jurásico Superior (Kimmeridgiano-Tithoniano Inferior) hasta el Cenozoico (Oligoceno Medio-Mioceno Inferior), y están constituidas de la siguiente manera: para el Kimmeridgiano sobreyaciendo de manera concordante a la Formación Santiago se tienen las rocas calcáreo-arcillosas con intercalaciones de lutitas laminares de color oscuro y nódulos de pedernal y por calizas de clasificación grainstone oolítico, de la Formación Tamán y su miembro San Andrés. En forma concordante se encuentra sobreyaciendo a ambas litologías en función de área, la Formación Pimienta, constituida por sedimentos calcáreo-arcillosos en capas delgadas, con intercalación de lutitas calcáreas laminares y abundantes amonitas de edad Tithoniano.

El Cretácico Inferior (Neocomiano-Albiano) está representado por calizas grainstone calcarenítico con oolitas, de la Formación Tamaulipas Inferior que sobreyace concordantemente a la Formación Pimienta; sobreyaciendo de manera concordante a la Formación Tamaulipas Inferior se tienen a las rocas de la Formación Horizonte Otates de edad Aptiano y sobreyaciendo de manera concordante al Horizonte Otates se tiene a la Formación Tamaulipas Superior y la facies de talud de la Formación Tamabra, la cual está representada principalmente por brechas calcáreas de color gris claro. La Formación Tamaulipas Superior se compone de capas medianas de calizas mudstone y wackestone que contienen bandas y nódulos de pedernal negro de edad Albiano-Cenomaniano. Sobreyaciendo de manera concordante a la formación anterior, se encuentran calizas de color gris claro en capas delgadas con nódulos y bandas de pedernal negro de la Formación Agua Nueva. La Formación San Felipe sobreyace de forma concordante a la Formación Agua Nueva y está representada por calizas compactas arcillosas, de color gris verdoso, con margas y lutitas calcáreas, con intercalación de lutitas bentoníticas y bentonita verde esmeralda, de edad Coniaciano-Santoniano. La Formación Méndez que representa el fin del Cretácico, está constituida por margas de color gris, fisiles y con una estratificación, en capas de distinto espesor que sobreyacen concordantemente a la Formación San Felipe.

Para el Cenozoico, la Formación Velasco Basal, está constituida por lutitas de color gris verdoso y pardo rojizo con intercalaciones de margas, ocasionalmente presenta intercalaciones de areniscas laminares de grano fino y en algunas zonas yeso. Sobreyace concordantemente con las rocas de la Formación Méndez del Cretácico Superior. El Grupo Chicontepec, que está representado por las formaciones de Chicontepec Inferior, Medio y Superior, están constituidas por una secuencia arcillo-areno-conglomerática de facies turbidítica. El contacto inferior es discordante con la Formación Velasco Basal y los contactos internos de cada formación de este grupo, son discordantes con respecto a cada formación; en la parte sur del paleocanal se localiza la Formación Aragón, la cual está constituida por rocas arcillosas de aguas profundas, dando origen a lutitas y margas de color gris verdoso a un color azul claro.

Sobreyaciendo en forma concordante a la Formación Aragón, descansa la Formación Guayabal del Eoceno Medio, que en general está constituida por rocas arcillosas, con bastantes formas pelágicas de estratificación muy delgada.

El Eoceno Tardío está representado por dos facies, la primera de aguas profundas constituida por lutitas con abundantes microfósiles plantónicos (Formación Chapopote) y la

segunda de aguas someras, rica en foraminíferos y pobre en pelágicos (Formación Tantoyuca); la litología está representada por rocas turbidíticas, en donde alternan conglomerados, arenas y lutitas. El depósito de sedimentos del Oligoceno Temprano se caracteriza por un lodo de Globigerínidos en donde sobresale la especie de Globigerina parva Bolli; esta especie identifica a la Formación Palma Real Inferior constituida por lutitas y areniscas de aguas profundas que se correlaciona con la Formación Alazán de aguas profundas, abundante en sedimentos arcillosos ricos en fauna pelágica. La Formación Horcones constituida por lutitas y areniscas de aguas profundas, se diagnostica exclusivamente con Rotaliatina mexicana, Cushman y se correlaciona con la Formación Palma Real Superior del Oligoceno Superior, la cual sobreyace a la unidad bioestratigráfica citada anteriormente, constituida por lutitas ligeramente arenosas, areniscas y en ocasiones calizas de tipo arrecifal.

En el marco geológico estructural, se describe el origen del modelo sedimentario del Paleocanal de Chicontepec, en donde se puede distinguir tres grandes etapas de sedimentación arcillo-arenosas, nombrándolas como Megasecuencias (unidades 1, 2 y 3), las cuales están limitadas por una discordancia basal, que separa a los depósitos Mesozoicos de los Cenozoicos, así como tres discordancias llamadas A, B y C, que separan a las tres Megasecuencias, y que determinan las características principales de los yacimientos de hidrocarburos que se encuentran dentro de las rocas sedimentarias turbidíticas. También se describen las principales estructuras primarias y secundarias de dichos campos, para posteriormente abordar la evolución tectónica.

En el Capítulo 5, se describe al Sistema Petrolero, el cual estudia a todos los elementos que son necesarios para saber si fue posible la generación de hidrocarburos, a partir del contenido del Carbono Orgánico Total (COT) presente en las rocas de dichos campos petroleros, su definición y la descripción de cada una de sus partes, así como los procesos involucrados en la generación, la migración y el almacenamiento de los hidrocarburos. Se describen los sistemas petroleros Tamán-San Andrés, Pimienta y el sistema petrolero Chicontepec, a través de cada una de las principales características físicas y químicas de las rocas generadoras de hidrocarburos de los tres sistemas petroleros y los principales evento de sincronía y migración.

El capítulo 6, se refiere al play productor, áreas potenciales y reservas de los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín. Los Plays productores de la columna estratigráfica en dichos campos, están representados por:

- 1.- Play Chicontepec Inferior y Medio (Paleoceno).
- 2.- Play Chicontepec Superior y Canal (Eoceno Inferior Tardío).
- 3.- Play Tantoyuca (Eoceno Tardío).

Localizados en las rocas sedimentarias de la secuencia estratigráfica de los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, en el Paleocanal y la Cuenca de Chicontepec.

Las áreas potenciales se localizan principalmente en la Megasecuencia Media (unidad 2) limitada por las discordancias A y B, las cuales están representadas por cuerpos lenticulares de areniscas saturadas de hidrocarburos, que disminuyen hacia la Megasecuencia Superior limitada por las discordancias B y C. Las reservas de los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín suman un total de 135 mmb de reserva remanente probada (1P), 360 mmb de reserva remanente probable (2P) y 838 mmb de reserva remanente posible (3P).

I.- INTRODUCCIÓN

En el Paleocanal y Cuenca de Chicontepec, de la Provincia Tampico-Misantla, se puede tener generando una fascinante riqueza de hidrocarburos. Además, es un área de extraordinaria complejidad geológica (Demaison, 1984).

En el área de estudio, se tienen depósitos de petróleo en las formaciones del Jurásico Superior, Cretácico y Cenozoico a diferentes profundidades, con una variedad de litologías que corresponden a diferentes facies sedimentarias; además, en algunas partes de la cuenca es posible definir diversos orígenes de roca para estos hidrocarburos.

De serna (1976), propone a las secuencias marinas del Jurásico Inferior como posibles rocas generadoras que dieron origen a los hidrocarburos de esta cuenca; con fundamento, en el total de los yacimientos costeros del Golfo de México. Los geólogos Gonzales-García y Olguín Quiñones, 1992; Minero et al, 1983; Bishop, 1980 y López Ramos, 1950 a, b, 1959, consideran a las formaciones del Jurásico Superior como el origen de las rocas generadoras de la Provincia Tampico-Misantla. Esta suposición se basa en el alto contenido de carbono orgánico total (COT) que tienen estas formaciones, en su composición química y en sus características físicas, incluyendo el olor y color negro. Aunque las rocas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, son fuente posible de cuerpos petrolíferos; las evidencias indican y sugieren, no directamente, que las formaciones son generadoras de hidrocarburos por su contenido de materia orgánica y que mucho petróleo ha emigrado. Arenas-Partida et al, (1985) menciona que es correcto esto para la zona norte de la presente área de estudio; las formaciones Santiago, Tamán, Huehuetepic y Huayacocotla podrían ser consideradas como origen posible de rocas generadoras de hidrocarburos.

Scholle y Arthur (1980) analizando muestras de afloramientos de las formaciones Tamaulipas del Sistema Cretácico, encontraron que estas rocas mostraban generalmente menos del 0.5 % de contenido de materia orgánica. Furthermore, Enos (1977) sugieren a la Formación Tamaulipas Superior como posible roca origen de hidrocarburos debido a estas características litológicas dentro del subsuelo. Además, las formaciones Cenozoicas están sugiriendo poseer un origen potencial de rocas generadoras de hidrocarburos, porque en los mismos intervalos estratigráficos, ellas contienen más del 1% de carbono orgánico total y son estratigráficamente asociadas a los demás depósitos en el área (Carrillo-Bravo, 1980; Wilson, 1975).

Si bien ahí, son muchas las características que dieron origen a las rocas sedimentarias a diferentes intervalos estratigráficos; las rocas responsables de las acumulaciones de los aceites en la Provincia Tampico-Misantla permanecen inciertas, y es por esto que se deben de continuar los estudios geológicos tanto superficiales como del subsuelo en busca de nuevos yacimientos de petróleo o bien en la explotación racional de los ya conocidos.

La Cuenca de Chicontepec, formada durante el Cenozoico Temprano, tiene mucha importancia desde el punto de vista sedimentológico, tectónico y económico petrolero, ya que en ella se encuentran espesores considerables de rocas clásticas de origen turbidítico. Los sistemas turbidíticos tuvieron su fuente de aporte de sedimentos clásticos, principalmente del levantamiento y plegamiento de la Sierra Madre Oriental al occidente y noroccidente, y por el basculamiento de la Plataforma de Tuxpan al oriente; existiendo actividad tectónica durante el depósito de los sedimentos y continuando posteriormente, ya que las rocas de las formaciones Chicontepec presentan plegamiento y fallamiento.

Las rocas clásticas, por su fuente de origen y procesos de transporte, depósito y redistribución, presentan características muy espaciales en cuanto a su geometría y distribución vertical y horizontal. Estos cuerpos presentan rápidos cambios litológicos laterales y verticales, que los ubican y clasifican como yacimientos discontinuos, aislados y de formas irregulares, difíciles de ubicar con exactitud y con costos altos de producción.

1.1 OBJETIVO

El objetivo principal de este trabajo, es evaluar el potencial petrolero de los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, con base en las propiedades geoquímicas y físicas de las rocas que se localizan en la parte Sur-Central del Paleocanal de Chicontepec, dentro de la Cuenca de Chicontepec y en la Provincia Geológica Petrolera Tampico-Misantla.

Describir el modelo geológico-estructural de estos campos, utilizando la información disponible, considerando sus características litológicas más representativas de sedimentología, estratigrafía y geología estructural. Además, valorar el papel de las formaciones de los Sistemas Jurásico Superior, Cretácico y Cenozoico en el contexto de Sistema Petrolero en la porción sur del Paleocanal de Chicontepec.

1.2 ANTECEDENTES

El área de estudio es muy importante desde el punto de vista petrolero, ya que el primer yacimiento en Chicontepec fue descubierto en 1926, cuando al perforar pozos con objetivos Cretácico por las compañías de “Stanford” y el “Águila”, ambas encontraron areniscas con manifestaciones de hidrocarburos, que en ese tiempo no era costeaable su explotación. Sin embargo, en mayo de 1935 con la prueba de producción efectuada en el pozo Poza Rica 8, se confirma el potencial de hidrocarburos con atractivo económico del Grupo Chicontepec.

Posteriormente, entre los años de 1952 y 1970 se perforaron pozos exploratorios con objetivo Chicontepec en los campos Soledad y Presidente Alemán, con resultados positivos en las areniscas de la Cuenca de Chicontepec, después de que habían dejado de fluir petróleo en la Formación Tamabra. Iniciando su producción comercial en el año de 1952 con la explotación del Campo Presidente Alemán, la cual duro hasta 1970 con un total de 6 pozos perforados; basados en los resultados obtenidos en estas intervenciones, así como, el éxito obtenido en los pozos que con objetivo Eoceno Inferior que se perforaron en diferentes áreas; se concluyó que era atractivo el desarrollo de los campos ya que si bien no eran pozos de alta productividad, sí eran pozos someros y por lo tanto de bajo costo la perforación.

También, durante los años de 1952 a 1963 se perforaron pozos con objetivos Jurásico en los campos de los distritos de Poza Rica y Cerro Azul, detectándose nuevamente la presencia de hidrocarburos en las formaciones arcillo-arenosas de baja permeabilidad del Cenozoico, las cuales se consideraron como no rentables su explotación por la baja permeabilidad de estas formaciones. En noviembre de 1971, en el pozo Presidente Alemán No. 126, se aplica por primera vez en la Cuenca de Chicontepec la técnica de fracturamiento hidráulico con apuntalante (Sand-Oil), incrementando su producción de 13 a 70 BPD; apoyados en este resultado se incluye de manera rutinaria el fracturamiento con apuntalante, como parte de la terminación en la mayoría de los pozos en desarrollo.

Entre los años de 1976 al 1980, de acuerdo con evidencias geológicas existentes de esa época, se utilizó por primera vez el término de “Paleocanal de Chicontepec” y así comenzó un programa intensivo de perforación de desarrollo; perforándose alrededor de 300 pozos nuevos, resultando todos ellos productores de hidrocarburos. El rango de producción inicial de petróleo por pozo en Chicontepec fue de 70 a 300 BPD, antes del año de 1990; posteriormente el rango de producción de petróleo por pozo varió entre 300 a 1,000 BPD. También, en la década de los 80’s del siglo pasado, se desarrollaron los campos de Agua Fría y Tajín, ubicados en la parte sur del Paleocanal de Chicontepec. La compañía “DeGolyer & MacNaughton” en el año de 1978 validó un volumen original de petróleo de 106,000 MMBPCE y en 1979 se elaboró el “Proyecto Chicontepec”, el cual propone diversos escenarios de desarrollo. La producción máxima de petróleo alcanzada fue de 17,000 BPD en la década de los 90’s, cuando se ejecutó un programa de fracturamiento masivo en los campos de Agua Fría y Tajín.

Desde 1998, Pemex Exploración y Producción (PEP) por medio de estudios regionales en la Cuenca de Chicontepec, ha concluido con base en las características petrofísicas, la calidad de los hidrocarburos, espesor neto impregnado, cálculo del volumen original de los aceites y la densidad del petróleo que varía entre los 18 y 45 °API, que existen en cinco áreas de mayor potencial de hidrocarburos de oportunidad inmediata en el Paleocanal de Chicontepec (Fig. 1.1).

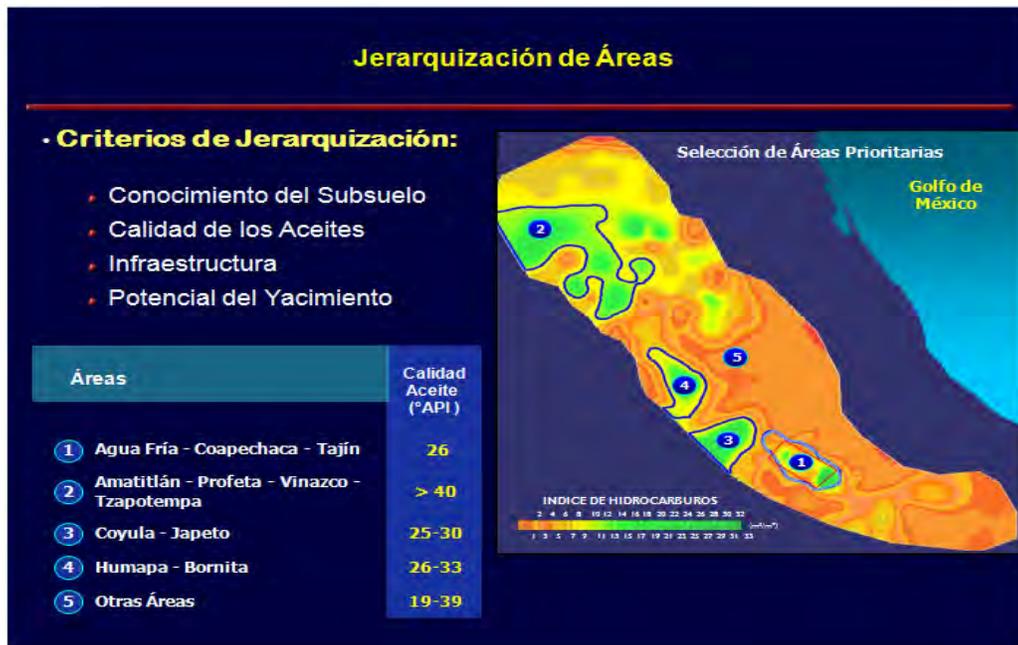


Fig. 1.1 Regiones identificadas con mayor potencial de hidrocarburos en el Paleocanal de Chicontepec (proyecto Integral del Paleocanal Chicontepec, PEMEX, 2005).

En 1999 “DeGolyer & MacNaughton” certificó un nuevo volumen de aceite “in situ” de 139,000 MMBPCE, con una reserva probable (2P) de 9,000 MMBPCE para la Cuenca de Chicontepec (PEMEX, 2005). Actualmente se han perforado aproximadamente 2,026 pozos en toda la cuenca, de los cuales 905 están cerrados y 1,121 están produciendo aceite; los cuales se encuentra distribuidos en los 29 campos; de estos campos, Agua Fría, Coapechaca, Tajín,

Amatitlán, Aragón, Coyotes, Horcones, Miquetla y Soledad, se encuentran parcialmente desarrollados y el Campo Soledad Norte se encuentra en desarrollo. Además se tienen nuevas áreas de oportunidad a mediano plazo, considerando la disponibilidad de las instalaciones superficiales, la calidad de los hidrocarburos, el índice de productividad, el espesor y la profundidad de los yacimientos.

Los yacimientos de petróleo de dichos campos, se encuentran en cuerpos independientes, en lentes de areniscas, las que se localizan 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/cm² y su temperatura de fondo varía entre los 65 y 75 °C. Recientemente se estableció una jerarquización de zonas con potencial de contener hidrocarburos (Fig. 1.1); encontrándose que en la margen occidental de la Cuenca de Chicontepec, presenta índices de potencial de hidrocarburos de hasta 24 m³. Los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín, destacan debido a que presentan las mejores condiciones petrofísicas y de calidad del yacimiento; actualmente estos campos se encuentran en operación y explotación; cuentan con la disponibilidad de instalaciones que permiten manejar la producción oportunamente.

1.3 MÉTODO DE TRABAJO

El estudio de los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín se realizó con base en la recopilación y análisis de la información geológica disponible de los diferentes trabajos realizados en esta área de estudio y con la información de los distintos proyectos que se han hecho en estos campos, con la información obtenida de los pozos perforados, los estudios de interpretación sísmica 2D y 3D; así como de informes técnicos, tesis profesionales y proyectos integrales, como el Proyecto Integral del Paleocanal Chicontepec, el Proyecto Aceite Terciario del Golfo, el Proyecto Integral Agua Fría, Coapechaca y Tajín y el Dictamen del Proyecto Agua Fría-Coapechaca, realizado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), entre otros más.

Siendo necesaria su integración para cumplir con el objetivo de evaluar sus posibilidades económicas petroleras reales, mediante el empleo de los diferentes parámetros como correlación de registros eléctricos, espesor de la roca generadora, geometría de la roca almacén y de la roca sello, grado de madurez, migración y su entorno estructural.

1.4 ANÁLISIS DE TRABAJOS PREVIOS

Existe una innumerable lista de publicaciones que abordan los más diversos temas, algunos de ellos desarrollan temas desde el punto de vista geológico-petrolero, en donde se pretende descifrar y resolver problemas regionales de estratigrafía, sedimentología, geología histórica, geología estructural y tectónica, entre otros.

Los trabajos proponen modelos geológicos y petrofísicos de tipo regional en la Cuenca de Chicontepec, a fin de establecer un esquema de distribución de las zonas productoras de hidrocarburos. Debido al alto potencial económico petrolero que tiene el Paleocanal y Cuenca de Chicontepec y a la problemática geológica que presenta el Grupo Chicontepec para su explotación; se hace necesario un estudio geológico detallado de las facies en la superficie, ya que un mejor entendimiento de estas permitirá una mejor interpretación del subsuelo.

1.4.1 Geológicos

Los trabajos exploratorios con objetivos geológicos-petroleros, se iniciaron en 1923, cuando J. T. Singuald realizó el “Geological Reconnaissance of the States of Veracruz and Puebla between the towns of Papantla, Misantla and Teziutlán”, donde describe al Cenozoico de manera general y divide al Cretácico Superior en San Felipe Inferior y San Felipe Superior.

De los trabajos realizados en la Cuenca de Chicontepec sobresale el estudio de Busch y Govela (1978), el cual se enfoca al estudio estratigráfico y estructural de las turbiditas de Chicontepec, esencialmente en la porción sureste de la Provincia Tampico-Misantla.

En 1997, Mutti y Araujo elaboraron un libreto guía sobre un seminario de campo sobre facies turbidíticas del Cenozoico Temprano en la Cuenca de Chicontepec, en los Estados de Hidalgo, San Luis Potosí, Puebla y Veracruz, como parte de las investigaciones realizadas por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

Carrillo-Martínez (1980), realizó el estudio de la “Distribución e importancia económica de los bancos oolíticos del Kimmeridgiano Inferior en el distrito de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz”. Reporta que para el área de Teziutlán-Mazatepec Puebla, existen bancos oolíticos de la Formación San Andrés, los cuales se encuentran ampliamente distribuidos en el borde la Plataforma Jurásica de Tuxpan, Tecolutla y Entabladero. En esta misma área las calizas se encuentran diseminadas en forma aislada, como resultado de la erosión que ha sufrido esta región. Estas rocas son muy importantes desde el punto de vista petrolero, ya que por su notable porosidad funcionan como rocas almacenadoras.

La Facultad de Ingeniería, UNAM, (1994), en el “Estudio Geológico Coxquihui”, concluye que la zona se sitúa en dos áreas de interés petrolero: la parte poniente en el sistema petrolero Sierra Madre Oriental y el sector noreste en el sistema petrolero Tampico-Misantla, región donde se tiene una columna sedimentaria con espesores importantes que incluyen rocas generadoras, almacenadoras y sello.

Como subsistema almacenador a las formaciones de Huayacocotla en sus horizontes arenosos; Cahuassas y Tenexcate en sus cuerpos conglomeráticos; a la Tepexic en sus desarrollos calcareníticos; a la Santiago en sus calizas bioquímicas; a las formaciones Tamaulipas Inferior y Superior en sus calizas fracturadas y al Grupo Chicontepec en sus horizontes arenosos.

En el subsistema sello se incluyen: a las formaciones Tamán, Pimienta, Agua Nueva, Méndez y Grupo Chicontepec.

El subsistema de entrapamiento de tipo anticlinal se localiza en el noreste y las trampas son principalmente por variación de permeabilidad en los bancos arrecifales y oolíticos de la Formación San Andrés.

Entre los años de 1994 y 1995, se llevó a cabo por PEMEX el estudio integral de los campos: Agua Fría, Coapechaca, Tajín, Corralillo, Escobal y Coyula.

La Facultad de Ingeniería, UNAM, (1998), en el “Estudio Plan de Arroyos”, define una columna estratigráfica que comprende rocas desde el Permo-Triásico hasta el Cenozoico. La Formación Cahuassas comprende dos miembros, uno formado por limolitas arenosas y conglomerados con clastos volcánicos de coloración rojiza y el otro miembro está constituido por areniscas con alto contenido de cuarzo de color gris claro y lutitas de color gris verdoso.

Existe una discordancia basal que se desarrollo a finales del Cretácico, que separa a las rocas Mesozoicas de las rocas Cenozoicas. Estableciéndose que las rocas del Sistema Jurásico y Sistema Cretácico definen un homoclinal, ligeramente flexionado al oriente, perteneciente al Macizo de Teziutlán. En las rocas de las formaciones San Pedro, Pimienta y Chicontepec, se encontraron manifestaciones de aceites residuales (gilsonita), lo que indica la presencia de rocas generadoras de petróleo, tales como las formaciones de Huayacocotla, Pimienta, Chicontepec, Guayabal, Aragón y Chapopote. También existen rocas con capacidad para almacenar petróleo como las rocas de las formaciones San Pedro, Tamaulipas Inferior y Grupo Chicontepec; además, existen horizontes arcillosos que pueden definirse como rocas sello en las formaciones Huayacocotla, Pimienta y Grupo Chicontepec.

En el 2002, se inician nuevamente trabajos intensivos de perforación masiva utilizando nuevas herramientas y tecnologías para la terminación y fracturamiento de pozos, en el Campo Agua Fría, para aumentar su producción en los siguientes 4 años. El objetivo de producción de hidrocarburos para el año 2006 fue llegar a 6,200 m³/d (39,000 BPD) y 1.4 millones de m³/d de gas (50 mmpc/d), aumentado la producción de hidrocarburos en un factor de más de 10 e incrementando más de cuatro veces la producción de gas. Para el éxito de este proyecto, fue esencial la perforación de pozos con una productividad significativamente superior al promedio histórico. Para hacer realidad esta visión, Schlumberger, en asociación con ICA Flúor and Drillers Technology de México, han firmado un contrato con PEMEX para desarrollar los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín del Activo de Chicontepec.

Otros tipos de artículos se encuentran enfocados a la investigación de las diferentes metodologías para la localización de yacimientos petroleros en formaciones complejas y de cuantificación del volumen original de hidrocarburos “in situ”, además de la estimación de reservas (e.g. PEP, 2007).

Los últimos trabajos realizados sobre la Cuenca de Chicontepec, son los de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la cual realizó la primera revisión y recomendaciones sobre el Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Paleocanal de Chicontepec), debido a la importancia que tiene no sólo por la mayor inversión en la historia petrolera del país, sino también por el volumen original de hidrocarburos en reservas que contiene. También realizó la evaluación del Dictamen Técnico del Proyecto Aceite Terciario del Golfo, realizado por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), señalando la posibilidad de mejorar el diseño del proyecto, conforme a las mejores prácticas internacionales para incrementar el factor de recuperación esperado.

De igual forma la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), realizó el dictamen del Proyecto Agua Fría-Coapechaca en diciembre del 2010 (SENER).

La Comisión Nacional de Hidrocarburos en conjunto con la Facultad de Ingeniería de la UNAM, realizó el proyecto denominado “Apoyo Técnico Especializado para el Modelo Geológico, Estructural, Sedimentario y de Yacimientos de los Campos del Paleocanal de Chicontepec denominados: Aragón, Coyotes, Furbero, Humapa, Miquetla, Palo Blanco”, así como la actualización de los modelos de los campos Agua Fría y Tajín, en función de la nueva información obtenida en ellos.

Aguayo y Santillán, 2011, realizaron el trabajo de “Facies Sedimentarias Turbidíticas del Cenozoico Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México”, publicado en la revista UNAM, Ingeniería Investigación y Tecnología, Volumen XXII, Núm. 3, 2011.

La compañía Tecpetrol Internacional, S. A., realizó un estudio de factibilidad y opciones de desarrollo de áreas en el Proyecto Chicontepec y la Compañía International Petroleum Service México, realizó un estudio de factibilidad para la aplicación de inyección de agua en las arenas del Campo Chicontepec, como un proceso de recuperación mejorada del Proyecto Aceite Terciario del Golfo.

1.4.2 Geofísicos

En los años de 1997 y 1998, se realizó un estudio sísmico tridimensional en el área de los campos petroleros de Agua Fría, Coapechaca y Tajín y sísmica 2D.

Pemex Exploración y Producción (PEP) realizó un estudio geológico-geofísico en el año de 1998, previo a la certificación de las reservas probables del Paleocanal de Chicontepec, que la compañía de “DeGolyer & MacNaughton” vuelve a realizar éste estudio en 1999; que sirvió para sustentar y certificar el nuevo volumen de aceite “in situ” de 139,000 MMBLS; además, se identificaron cinco áreas de oportunidad inmediata, las cuales consideran la disponibilidad de instalaciones superficiales, profundidad de los yacimientos, espesor de los yacimientos, índice de productividad y calidad de los aceites en grados API ($^{\circ}$ API).

En el año 2006 se realizó un pequeño estudio sísmico entre los pozos Yate 1 y Nirzán 1, a través de una prueba tecnológica con una herramienta llamada “Martillo Higráulico”.

Actualmente se cuenta con sísmica 3D de excelente calidad, que se ha realizado en todo el Paleocanal de Chicontepec, también hay información muy valiosa de registros geofísicos de pozos, que nos permiten hacer excelentes correlaciones de pozo a pozo, en el área de estudio, como se muestra en la siguiente figura 1.2.

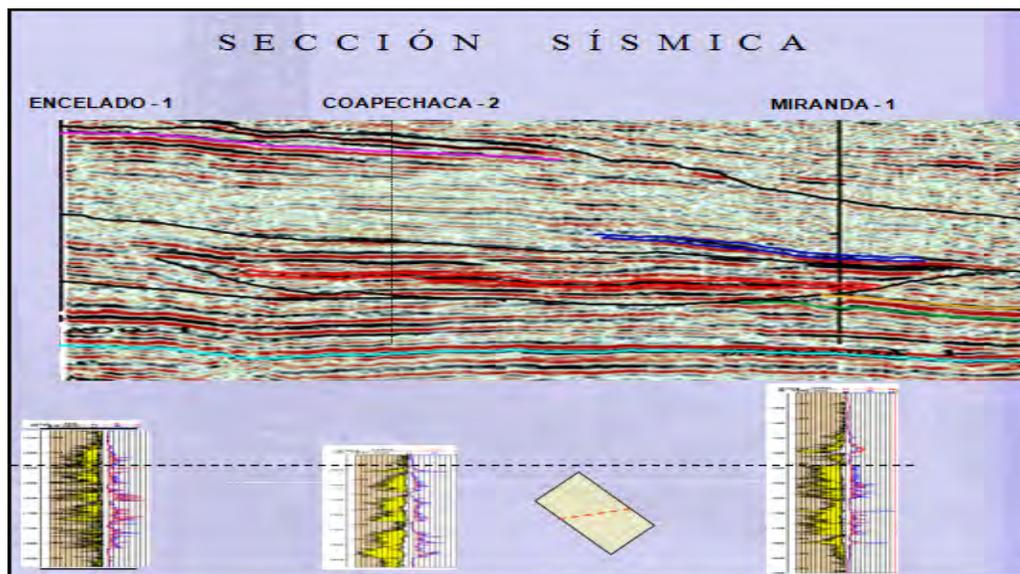


Fig.1.2 Sección sísmica transversal A-A', con una orientación E-W, de los campos Coapechaca y Tajín, en el área de estudio.¹

¹ Proyecto Aceite Terciario del Golfo, PEMEX, Región Norte, 1998.

II.- GEOGRAFÍA

2.1 LOCALIZACIÓN

Los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín, se ubican geológicamente en la parte Sur-Central del Paleocanal de Chicontepec y comprenden una superficie aproximada de 400 km², donde se han hecho perforaciones de 500 pozos petroleros (Abril del 2007) y en la superficie es atravesada por el Río Cazonas con una longitud de 10 km aproximadamente.

El área de los campos petroleros se localiza geográficamente en el norte de los estados de Veracruz y Puebla; al Norte limita con el municipio de Tihuatlán, al Este con la Ciudad de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz, y al Oeste con el municipio de Pantepec en el Estado de Puebla. Y quedan comprendidos dentro de los municipios de Venustiano Carranza y Coatzintla, en los Estados de Puebla y Veracruz, respectivamente.

El área de estudio está comprendida en las cartas topográficas de Coatzintla (F14D75) y Poza Rica (F14D65), escala 1:50000; editadas por el Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI).

Geográficamente se ubica en el rectángulo formado por las siguientes coordenadas:

Latitud Norte	Longitud Oeste
20° 25' 45"	97° 30' 50"
20° 25' 45"	97° 39' 30"
20° 34' 15"	97° 30' 50"
20° 34' 15"	97° 39' 30"

El Paleocanal de Chicontepec se encuentra localizado fisiográficamente en la Planicie Costera del Golfo de México o "Llanura Costera del Golfo Norte", abarcando una superficie aproximada de 3,815 km², dentro de la Cuenca de Chicontepec que cubre un área aproximada de 11,300 km², entre el frente tectónico de la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro), en la Provincia Geológica Tampico-Misantla; en porciones de los estados de Veracruz, Puebla e Hidalgo. A 250 km al noreste de la Ciudad de México y a 5 km al occidente de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz.

La provincia geológica petrolera Tampico-Misantla se ubica geográficamente en la porción centro-oriental de la república mexicana, ocupando un área aproximada de 90,000 km², entre la porción central del frente de la Sierra Madre Oriental y el Golfo de México profundo (con un tirante de agua mayor a 200 m), el Macizo de Teziutlán al Sur y el Arco de Tamaulipas por el Norte (Fig. 2.1).

Debido a su gran extensión y distribución, es administrada por PEMEX simultáneamente desde los dos activos de Altamira y en mayor parte por el activo de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz, pertenecientes a la Región Norte.



Fig. 2.1 Ubicación geográfica de los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín, en el Paleocanal de Chicontepec.¹

Para facilitar el desarrollo de las reservas de la Cuenca de Chicontepec debido a su gran extensión, distribución, características geológicas, producción de hidrocarburos y la distribución espacial de las secuencias sedimentarias que caracterizan a ésta cuenca, se ha dividido en 29 campos petroleros, de los cuales el campo Soledad Norte se encuentra en desarrollo, en tanto que Horcones, Coyotes, Aragón, Soledad, Amatitlán, Miquetla, Agua Fría, Coapechaca, y Tajín, se encuentran parcialmente en desarrollo (Fig. 2.2).

El resto de los campos petroleros actualmente no cuentan con actividad de exploración o producción de hidrocarburos. Sin embargo, tienen el potencial suficiente para su exploración, explotación y operación a futuro de esta extraordinaria riqueza.

¹ PEMEX, CNN y SENER, Diciembre del 2010.

La distribución y características litológicas de las diferentes formaciones que conforman la secuencia estratigráfica y las características estructurales de los yacimientos han ocasionado dificultades en el manejo eficiente de las reservas y de producción de hidrocarburos.



Fig. 2.2 Distribución de los 29 campos petroleros en la Cuenca de Chicontepec.²

Los 29 campos petroleros de la Cuenca de Chicontepec se han dividido en 8 sectores para facilitar el desarrollo y operación de las reservas de hidrocarburos (Fig. 2.3), derivado de diversas reuniones de trabajo entre la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y Petróleos Mexicanos (PEMEX).

Los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín, se ubican en la parte Sur-Central del Paleocanal de Chicontepec en los sectores 6 y 7 (Fig. 2.3) de la Cuenca de Chicontepec, los cuales corresponden con áreas cuyos yacimientos se encuentran como proyectos de desarrollo, laboratorio de campo y desarrollo tecnológico, en los municipios de Venustiano Carranza y Coatzintla, el primero pertenece al Estado de Puebla y el segundo al Estado de Veracruz.

2.2 VÍAS DE COMUNICACIÓN

La región donde se ubican los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín, en el Paleocanal de Chicontepec, cuenta con numerosas vías de comunicación y de fácil acceso, por tierra a través de carreteras estatales y federales que comunican a los municipios que comprende el área de estudio, así como caminos rurales de terracería entre comunidades aledañas.

² PEMEX Exploración y Producción Región Norte, 2005

También, se cuenta con un aeropuerto que se localiza al Norte de la ciudad de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz.

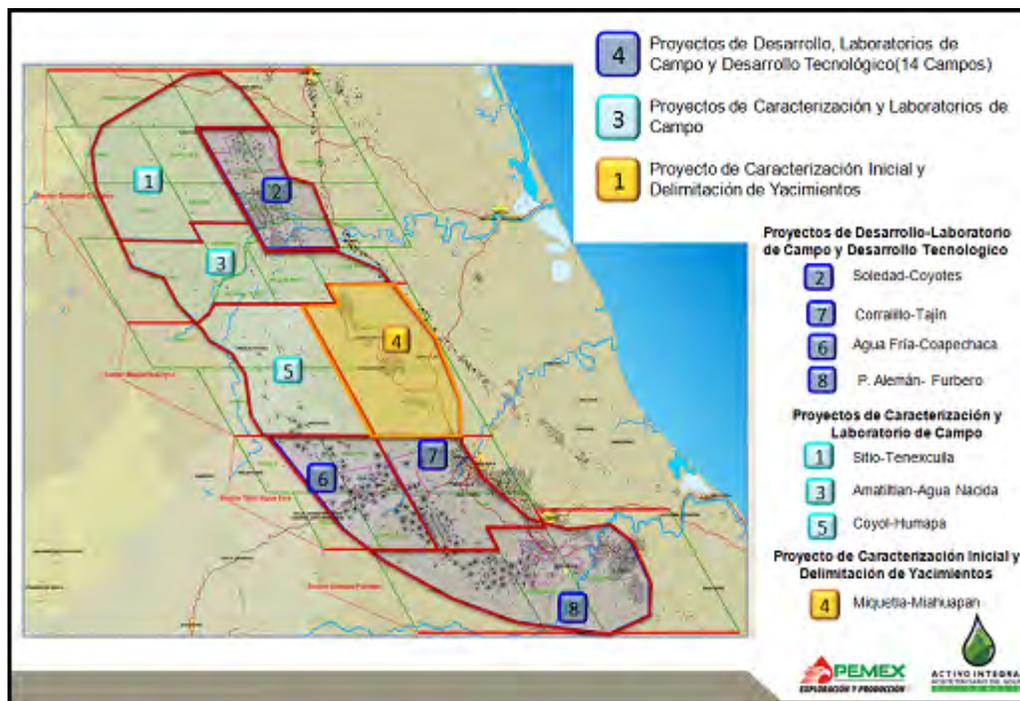


Fig. 2.3 Ubicación de los 8 sectores en el Paleocanal de Chicontepec.³

La carretera principal que comunica los campos de interés es la Federal México-Poza Rica, No. 130. Es una vía de comunicación muy importante que comunica gran parte de la Sierra Madre Oriental. Esta carretera atraviesa de Oeste a Este a dicha área. Antes de llegar a la ciudad petrolera de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz, pasa por Pachuca y Tulancingo en el estado de Hidalgo y posteriormente por Huauchinango, Nuevo Necaxa, Xicotepec de Juárez, Villa Ávila Camacho y Lázaro Cárdenas, en el estado de Puebla.

En la Figura 2.4, se muestra de forma general las principales vías de comunicación de la región donde se encuentran los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín del Paleocanal y la Cuenca de Chicontepec.

También, se encuentran señalados los municipios que abarcan los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín, marcados con rombos oscuros que fueron citados previamente.

Otras carreteras que comunican a los campos de interés son: de norte a sur, la carretera federal No. 132 que pasa por el municipio de Tuxpán de Rodríguez Cano, que posteriormente pasa a ser la carretera federal No. 130, y la carretera federal No. 127 que pasa por zonas agrícolas, ganaderas e industriales de gran trascendencia, en la que se ubican los municipios de Álamo y Tihuatlán, prolongándose hacia la parte Sur, hasta el municipio de Papantla de Olarte.

³ PEMEX, CNH y SENER, Diciembre del 2010.

Con éstas carreteras, se entroncan la mayoría de las carreteras que llegan a éste sector Norte del Estado de Veracruz provenientes de interior, norte y sur del país.



Fig. 2.4 Principales vías de comunicación en el área de estudio.⁴

2.3 CLIMA

La parte de la Planicie Costera del Golfo de México donde se localiza el área de estudio, tiene un clima tropical con lluvias en verano (Aw) y otro templado con lluvias todo el año (Cf); con estación seca bien definida y lluvias monzonicas en verano, la precipitación pluvial media anual promedio es de 1,096 mm, con una temperatura promedio de 24.3 °C, presentando temperaturas máximas de 40 °C.

Los climas presentes en el área de estudio son los siguientes: (Fuente, Koeppen, Atlas Nacional de México, UNAM, 1990).

Tropical con lluvias en verano (Aw)

La temperatura en todos los meses del año es mayor a los 18 °C y la temporada de lluvias queda localizada en los meses de verano, que alcanzan una altura de precipitación anual superior al límite de 1600 mm y la vegetación es herbácea de tipo sabana, con un ecosistema como la selva alta perennifolia con especies como el cedro, caoba, laurel, jonote, cacahuete y acahuals en el área de Cuatzintla.

⁴ Por las carreteras de México. Guía Roji. México 2003

Templado con lluvias todo el año (Cf)

La temperatura media del mes más cálido excede los 18 °C y la del mes más frío es ligeramente superior a 5 °C. La precipitación alcanza alturas anuales mayores a 300 mm y las lluvias se presentan abundantes y distribuidas en todos los meses del año. Tiene también un área de dispersión bastante reducida. Esta superficie ésta cubierta por vegetación forestal, en su mayor parte de coníferas.

Por último, se puede decir que en los meses de diciembre, enero y febrero, la totalidad de área se ve afectada por los “nortes” (donde la lluvia y neblina tienen una duración promedio de 4 a 5 días), que azotan al Golfo de México.

2.3.1 Temperatura

El clima es cálido húmedo con lluvias todo el año (Enriqueta Garcia de Miranda) y una Temperatura promedio anual de 24.4 °C, que varía entre los 18 °C y 30 °C.⁵, presentando temperaturas máximas en verano de 40 °C, en el área de estudio donde se localizan los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín.

2.3.2 Precipitación Pluvial

La precipitación pluvial media anual alcanza alturas mayores a los 1,096 mm, llegando hasta los 1600 mm ^{6,7} y la temporada de lluvias queda localizada en los meses de verano que alcanzan una altura de precipitación anual superior al límite de 1600 mm. Conviene señalar que en el Golfo de México, las áreas de estos climas tienen lluvias superiores al límite 1600 mm y la vegetación es herbácea de tipo sabana.

2.4 VEGETACIÓN

La flora representativa en la zona donde se localizan los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín, está constituida por el ecosistema de selva alta perennifolia, con especies de árboles, como el cedro, la caoba, el laurel, el calahuate, el jonote y los acahuals, donde habitan poblaciones de conejos, mapaches, armadillos, ardillas y zorrillos. También podemos encontrar ecosistemas de bosque mediano perennifolio con especies de árboles de guarambo, jonote, guanacte y sangrado, donde se desarrolla una fauna representada por poblaciones de armadillos, mapaches, tlacuaches, tejones y coyotes, en la ciudad de Poza Rica, Veracruz.

Asimismo se genera riqueza representada por su vegetación, sobresaliendo las maderas preciosas como la caoba y el cedro, que proporcionan una gran riqueza forestal, ganadera y agrícola, en el municipio de Coatzintla, Veracruz.

En el municipio de Venustiano Carranza, podemos encontrar un ecosistema con vegetación de tipo caducifolia con árboles como los encinos, fresnos, álamos, sauces, cedros y caoba, que proporcionan una riqueza forestal, por sus maderas preciosas, en este municipio.

⁵ Geografía Moderna de México.

⁶ Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática.

⁷ Centro Nacional de Desarrollo Municipal, Gobierno del Estado de Puebla.

2.5 CARACTERÍSTICAS POR MUNICIPIO EN EL ÁREA

A continuación se presentan las principales características generales de los municipios que pertenecen al Estado de Veracruz y el municipio de Venustiano Carranza que pertenece al Estado de Puebla, donde se localizan los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín del Paleocanal de Chicontepec, que se encuentra dentro de la Cuenca de Chicontepec y en la Planicie Costera del Golfo de México.

2.5.1 Coatzintla

Se localiza en la zona norte del Estado de Veracruz, entre las coordenadas 20° 29' 08" de latitud norte y 97° 28' 10" de longitud oeste, a una altura promedio de 120 msnm, su relieve presenta lomeríos y conjuntos montañosos de la Sierra de Papantla de Olarte. Limita al norte con los municipios de Tihuatlán y Poza Rica de Hidalgo, al sur con el municipio del Espinal, al este con el municipio de Papantla de Olarte, al suroeste con el municipio de Coyutla en el Estado de Veracruz, y al oeste con el municipio de Venustiano Carranza, en el Estado de Puebla. Su distancia aproximada en línea recta a la capital del Estado (Xalapa) es de 120 km y por carretera de 288 km aproximadamente.

Tiene una superficie de 235.25 km², cifra que representa el 0.32 % del total del Estado de Veracruz. Su suelo es de tipo luvisol y vertisol, el primero se caracteriza por su acumulación de arcilla en el subsuelo, el segundo presentan grietas anchas y profundas en épocas de sequía, son suelos duros y arcillosos susceptibles a erosionarse; se encuentran regados por pequeños y numerosos arroyos, que son tributarios del Río Cazones; su clima es cálido húmedo con lluvias abundantes en verano y a principios de otoño; tiene una temperatura promedio de 24.4 °C. Su precipitación pluvial media anual es de 1,108 mm, lo que da lugar a ecosistemas como la selva alta perennifolia, que contiene especies como el calahuate, acahuales, laurel, jonote, cedro y caoba donde habitan poblaciones de conejos, mapaches, armadillos, ardillas y zorrillos.

Asimismo se genera riqueza representada por su vegetación, sobresaliendo las maderas preciosas que se obtienen de arboles como el cedro y la ceiba. Además cuenta con yacimientos de petróleo en producción.

De acuerdo a los resultados que presenta el Censo de Población y Vivienda del 2010, el municipio cuenta con 48,351 habitantes que representan el 0.63 % de la población del Estado de Veracruz, de los cuales 24,902 son mujeres y 23,449 son hombres (INEGI). En el municipio, el 2.27 % de la población habla alguna lengua indígena siendo la totonaca la principal y la segunda la otomí. Se practica la religión católica y protestante entre otras y algunos no practican religión alguna. En el municipio existen 12,436 viviendas en total, de las cuales 8,665 son particulares.

La infraestructura de educación y salud está compuesta por 95 escuelas que comprenden, preescolar, primaria, secundaria y bachillerato. En salud, hay 6 unidades de consulta externa.

Cuenta con una estación radiodifusora de AM y se recibe señal de televisión, telefonía celular, servicio telefónico por marcación automática en la cabecera municipal y 12 localidades; además, cuenta con 9 oficinas postales y una de telégrafos. Tiene una infraestructura de vías de comunicación conformada por 57.4 km de carreteras pavimentadas, dando lugar al servicio de transporte de pasajeros.

Su grado de marginación en el año 2010, se clasificó como bajo.

2.5.2 Poza Rica de Hidalgo

Se localiza en la zona norte del Estado de Veracruz, entre las coordenadas de 20° 31' 35" latitud norte y 97° 27' 38" de longitud oeste, a una altura promedio de 57 msnm, su superficie es irregular por un conjunto de lomeríos. Limita al noroeste y este con el municipio de Papantla de Olarte, al sur con el municipio de Coatzintla y al noroeste con el municipio de Tihuatlán. Su distancia aproximada a la capital del Estado de Veracruz (Xalapa) por carretera es de 290 km.

Tiene una superficie de 230.31 km², cifra que representa un 0.32 % del total del Estado de Veracruz. Su suelo se clasifica como vertisol, con un alto contenido de arcillas expansivas que forman grietas anchas y profundas en época de sequía, el suelo se utiliza para la agricultura, ganadería y para asentamientos humanos; tanto para vivienda como para zonas industriales, tiene numerosos arroyos que son tributarios del Río Cazones. Su clima es cálido húmedo, con una temperatura promedio de 24.4 °C, con abundantes lluvias en verano y principios de otoño; con una precipitación pluvial media anual de 1,103 mm, dando origen a un ecosistema de bosque mediano perennifolio, con especies de árboles, como el guarambo, jonote, guanactle y sangrado, donde existe una fauna compuesta por poblaciones de conejos, armadillos, mapaches, tlacuaches, tejones y coyotes.

Se ubica en la cuenca del Río Cazones, el cual tiene un escurrimiento promedio anual superior a 40 m³/s en su desembocadura, tiene varios arroyos tributarios como son el Mollejón, Hueleque y Arroyo del Maíz.

Su riqueza está representada por yacimientos de petróleo y gas natural, además de la industria petroquímica.

De acuerdo a los resultados que presenta el Censo de Población y Vivienda del 2012 (INEGI), en el municipio habitan un total de 193,311 habitantes, que representan el 2.55 % de la población total del Estado, de los cuales 101,921 son mujeres y 91,390 son hombres; en el municipio, el 0.44 % de la población habla alguna lengua indígena, de las cuales, la principal es la totonaca. La población profesa religiones como la católica y evangélica, entre otras, además de que existe una mínima proporción que no practica religión alguna. En el municipio existen 52,155 viviendas en total, de las cuales 41,515 son particulares.

En el sector educativo, se cuenta con un total de 310 escuelas, que en el inicio de cursos correspondientes al ciclo escolar 2009-2010 registraron una cifra de 67,435 alumnos en todos los niveles educativos incluyendo educación especial, educación para los adultos y capacitación para el trabajo. Mientras que en el sector salud, en el 2010 se brindaron 811,405 consultas externas en 7 unidades médicas del sector público.

El municipio cuenta con estaciones de radiodifusión; 11 de AM y 3 de FM, televisión y cable; así mismo, circula un periódico impreso local y recibe publicaciones periodísticas estatales y nacionales. Tiene servicio telefónico por marcación automática en la cabecera municipal, así como telefonía celular; además 20 oficinas postales y 2 de telégrafos; también cuenta con el servicio de terminal de autotransporte federal de pasajeros de primera y segunda clase; además se cuenta con un aeropuerto, denominado "El Tajín". La infraestructura de comunicación está conformada por 19.2 km de carreteras.

Su grado de marginación en el año 2010 se clasificó como muy bajo.

2.5.3 Venustiano Carranza.

Se localiza en la parte norte del Estado de Puebla, entre las coordenadas de 20° 30' 35'' de latitud norte y 97° 39' 30'' de longitud oeste, a una altura promedio de 130 msnm, su relieve en la parte norte del municipio está representado por un conjunto montañoso escarpado y en la parte suroeste del municipio está representado por un conjunto de lomeríos irregulares. Limita al norte con el municipio de Tihuatlán, al sur con el municipio de Coyutla y al sureste con el municipio de Coatzintla, al este con el municipio de Poza Rica, en el Estado de Veracruz, al noroeste con el municipio de Francisco Z. Mena, al oeste con el municipio de Pantepec y Jalpan en el Estado de Puebla. Su distancia aproximada a la ciudad de Puebla es de 193.5 km.

Tiene una superficie de 308.71 km² que lo ubica en el lugar 26 con respecto a las demás municipios del Estado de Puebla. Su superficie es regada por varios ríos permanentes, además de presentar numerosos arroyos intermitentes, de los cuales destacan los siguientes: el Río San Marcos, principal afluente del el Río Cazones, el Río Tepetzala, que recorre de este a noreste la porción central del municipio, cambia de nombre a Totolapa y ya fuera del Estado, al Río Cazones, el Río Andrea que se une al Río San Marcos, por último el Río Amixtlán que forma fuera del Estado al Río Acuatempa, afluente del Río Cazones, que desemboca en el Golfo de México; estas características dan origen a tres climas en el municipio: Clima cálido húmedo con lluvias todo el año, con una temperatura media anual de 22 °C y una precipitación pluvial media anual de 1,076.2 mm; clima cálido húmedo, con abundantes lluvias en verano y clima cálido subhúmedo con lluvias en verano y precipitación del mes más seco menor de 60 mm.

La mayor parte de su territorio está cubierto por pastizales cultivados y por selva alta perennifolia asociada a vegetación arbustiva y también subsisten áreas reducidas con bosques de encinos. La vegetación es de tipo caducifolia y se encuentran árboles como el fresno, encino, álamo y sauce, que proporcionan una riqueza forestal, ganadera y agrícola.

Su riqueza está representada por yacimientos de petróleo en san José, Ojo de Agua y el Llano Grande; además, hay bosques de maderas finas y de construcción.

En el municipio existe una gran diversidad edafológica; se identifican seis grupos de suelos: Nitrosol, son suelos de los más fértiles de las zonas tropicales; Cambisol, son suelos arcillosos y pesados, adecuados para la actividad agropecuaria; Vertisol, son suelos de textura arcillosa y pesada que se agrietan notablemente cuando se secan; Feozem, son suelos adecuados para cultivos que toleran el exceso de agua; Regosol, suelos formados por material suelto que no sea luvial reciente como dunas o cenizas volcánicas y por último, Acrisol, son suelos muy pobres en nutrientes, adecuados para la explotación forestal.

Su número aproximado de habitantes es de 5,347 y su principal actividad económica es la agricultura y la agropecuaria.

Su grado de marginación en el año 2010 se clasifico como muy alto.

III.- FISIOGRAFÍA

3.1 PROVINCIAS FISIOGRÁFICAS

Los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín, se localizan principalmente en dos Provincias Fisiográficas, de acuerdo con la regionalización de las Provincias Fisiográficas de México de la 5ª edición de la Carta Geológica de la República Mexicana de 1972 (Fig. 3.1); la primera que está representada por la mayor parte del área de estudio, se ubica en la Llanura Costera del Golfo Norte (Sub-provincia de las Llanuras y Lomeríos) y la segunda provincia, por las estribaciones de la Provincia Fisiográfica de la Sierra Madre Oriental (Sub-provincia del Carso Huasteco).

Aquí se localiza el Paleocanal de Chicontepec dentro de la Cuenca de Chicontepec y en la provincia geológica denominada Tampico-Misantla.



Fig. 3.1 Provincias Fisiográficas de México y ubicación de los campos petroleros.¹

La porción sur de la zona de estudio corresponde con la Provincia Fisiográfica, Llanura Costera del Golfo Norte (Subprovincia de las llanuras y Lomeríos), comprende gran parte del norte del Estado de Veracruz, desde el límite con Tamaulipas al norte, hasta el sur de Papantla, donde se localizan las elevaciones del Eje Neovolcánico; su límite occidental lo constituye la Sierra Madre Oriental (SMO) y hacia el oriente el Golfo de México.

¹ Instituto Nacional de Geografía Estadística e Informática 2007

La cual presenta un relieve de llanuras con suave inclinación y un conjunto de lomeríos, con una elevación que va desde los 100 msnm hasta los 200 msnm.

La porción norte corresponde con las estribaciones de la Provincia Fisiográfica, Sierra Madre Oriental (Subprovincia del Carso Huasteco), la cual presenta un relieve accidentado y un conjunto montañoso, con elevaciones que van desde los 100 msnm hasta los 350 msnm, observándose formas y estructuras casi circulares de los cerros en esta zona del área de estudio y cañadas angostas; rasgos que se observan en la carta Topográfica con escala 1:50,000 editada por el Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática, (INEGI).

3.2 OROGRAFÍA

En general, en la parte sur del área donde se ubican los campos petroleros, su relieve está representado por una superficie plana con suave inclinación y un conjunto de lomeríos, donde la altitud va desde los 100 msnm hasta 200 msnm; y la parte norte está representada por un conjunto montañosos con relieve abrupto y tiene una altitud que va desde los 100 msnm hasta los 350 msnm y se extiende desde el Cerro La Bandera, Santa Cruz, pasando por el poblado de Benito Juárez, General Ignacio Zaragoza hasta el poblado de Emiliano Zapata (Las Micas) en la parte noreste y por la parte noroeste, La Joya, el Salto, Vaquerías hasta el poblado de La Constitución y el Cerro Grande (Palo de Rosa); cada una de ellas con características litológicas, geomorfológicas y estructurales propias bien definidas, que se originaron por levantamientos tectónicos iniciados en el Cretácico Tardío y terminaron en el Cenozoico (Eoceno Medio, Orogenia Laramide), caracterizado por formas de planicie costera.

Con ayuda de las cartas topográficas de las hojas de Cuatzintla y de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz. Se observa una superficie plana con suave inclinación y un conjunto de lomeríos, resaltando el Cerro de Chapultepec al suroeste del poblado de Santa María; en la hoja topográfica de Cuatzintla y en la de Poza Rica, podemos observar un conjunto montañoso con estructuras circulares y pequeñas mesetas alargadas con una orientación preferencial de noreste a suroeste, en el área de estudio y un relieve accidentado y abrupto en la parte centro-norte del rectángulo de la zona de estudio. También se tienen cerros y pequeñas prominencias de formas redondeadas cuyo relieve no rebasa los 400 msnm. La topografía está gobernada por la erosión diferencial de las rocas calcáreas, areniscas y calizas. Se encuentra influenciada principalmente por la denominada zona montañosa de La Huasteca, en la Sierra Madre Oriental (SMO).

3.3 HIDROGRAFÍA

El análisis hidrográfico, concluye que el área donde se localizan los campos petroleros de Agua Fría, Coapechaca y Tajín, está drenada en su mayor parte por los Ríos de Cazonas y Tuxpan con sus respectivas corrientes tributarias. El área se ubica totalmente dentro de la región hidrológica “Tuxpan-Nautla” que ocupa la porción noreste del territorio veracruzano y está integrada por las cuencas de los Ríos Nautla, Tecolutla, Cazonas y Tuxpan. Además, un rasgo sobresaliente corresponde con la Laguna de Tamiahua, al norte del área de estudio.

Los ríos señalados desembocan y vierten sus aguas en el Golfo de México y tienen su origen en numerosos afluentes en la Sierra Madre Oriental y la Sierra de Puebla (Fig. 3.2).

3.3.1 Cuenca Río Cazones.

Desciende de la Sierra de Puebla, en las estribaciones de la Sierra Madre oriental y se forma por la unión de los Ríos Magdalena o de Chila y el Río de Naupan para adoptar el nombre de Río San Marcos.

Posteriormente se le une el Río Cuanepixca, mas tarde el Río Coajechapa, que se localiza en el límite entre los estados de Puebla y Veracruz. Desde este punto en adelante se llama Río Cazones, probablemente porque en las proximidades de su desembocadura se tiene a la barra de cazones.

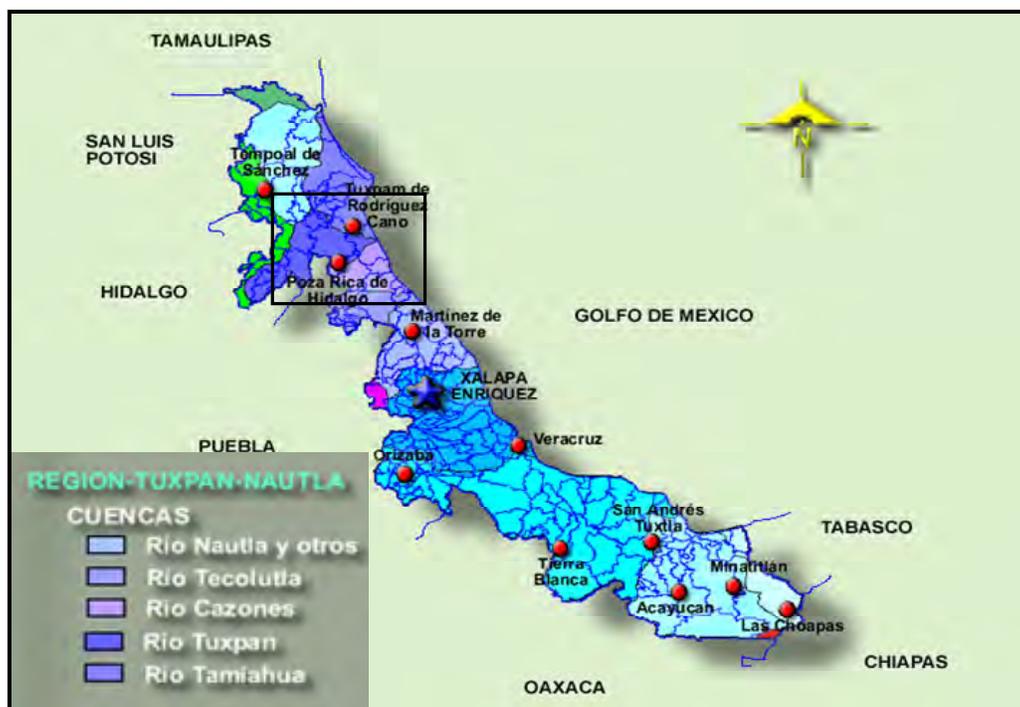


Fig. 3.2 Region hidrológica "Tuxpan Nautla".²

El Río Cazones recibe abundante agua y sedimentos de sus afluentes que le permiten que en sus últimos 30 km de longitud, sea más profundo; sin embargo, como es torrencial y su cauce insuficiente, en las avenidas de aguas torrenciales se desborda, afectando principalmente a los poblados que se encuentran en la desembocadura y gran parte de la ciudad de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz.

A pesar de formar barra en su desembocadura es navegable por embarcaciones de corto calado. Su área de captación es de 2,760 km², y el escurrimiento medio anual se ha estimado en 2,147 millones de metros cúbicos.

En la corriente formadora se ha construido la presa de los Reyes que, por medio de un túnel, vierte el agua almacenada a un afluente del Río Necaxa, en el norte del Estado de Puebla.

² Instituto Nacional de Geografía Estadística e Informática 2007

3.3.2 Cuenca Río Tuxpan.

Es la primera corriente de la planicie costera veracruzana y nace en las estribaciones de la Sierra Madre Oriental (SMO), por la unión de los ríos Vinazco y Pantepec.

Tiene muy corta extensión de cuenca en la zona montañosa, pues la corriente se precipita en rápida pendiente para alcanzar la llanura costera que cruza con numerosos meandros, para desembocar formando barra después de 180 km de recorrido con el nombre de Tuxpan.

La cuenca tiene una extensión de 5,440 km² y su escurrimiento medio anual se estimó en 4,231 millones de metros cúbicos.

Forma parte del límite entre los Estados de Puebla y Veracruz. El puerto fluvial de Tuxpan está situado en la margen izquierda, a 12 km de distancia de la desembocadura. Este río es perene y relativamente caudaloso, ya que esta zona es afectada frecuentemente por ciclones y tormentas tropicales originadas en el mar Caribe y Golfo de México.

IV.- GEOLOGÍA

4.1 MODELO GEOLÓGICO

La Provincia Tampico-Misantla experimentó un continuo hundimiento desde los tiempos del Jurásico Medio hasta el Mioceno.

Los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín se localizan geológicamente en la porción sur del Paleocanal y Cuenca de Chicontepec, en la Provincia Tampico-Misantla, al occidente de la Plataforma de Tuxpan; esta cuenca se originó durante el Paleoceno-Eoceno Inferior, al inicio de los levantamientos de la Sierra Madre Oriental (Orogenia Laramídica) y fue afectada en su margen oriental y suoriental por una depresión de considerable magnitud, denominada Antefosa de Chicontepec. La sedimentación de ésta depresión en el Paleógeno fue eminentemente terrígena clástica y se compone de turbiditas de ambiente nerítico externo a batial; formando complejos de abanicos y canales submarinos, constituidos por sedimentos clásticos como conglomerados y arenas lenticulares con intercalación de lutitas (Fig. 4.1).

El modelo geológico de la Cuenca de Chicontepec, corresponde a un sistema complejo de depósitos de sedimentos de turbiditas, con potentes espesores estratigráficos de secuencias terrígenas de composición siliciclástica y calcárea, derivados principalmente por el plegamiento, levantamiento y erosión de la Sierra Madre Oriental, al occidente, por el basculamiento de la Plataforma de Tuxpan, al oriente y por el Macizo de Teziutlán, al sur; es una cuenca sintectónica que se formó durante la fase final de la Orogenia Laramídica. La columna geológica investigada por los pozos va desde el Jurásico Superior hasta el Oligoceno Superior; donde el Jurásico Superior está representado por calizas arcillosas y lutitas negras de la Formación Tamán, que cambia a rocas de alta energía de la Formación San Andrés, constituida por calizas arcillosas con nódulos de pedernal y por lutitas de la Formación Pimienta.

Durante el Sistema Cretácico, existe una transgresión a escala continental, por lo que se desarrollan bancos, rampas y plataformas carbonatadas. Así como, áreas de aguas profundas donde se depositaron los sedimentos de la Formación Tamaulipas Inferior, los sedimentos de cuenca de la Formación Tamaulipas Superior, la cual cambia de facies a depósitos de talud con la Formación Tamabra y con la secuencia compleja de facies de plataforma de la Formación El Abra. Para el Cretácico Tardío la circulación del agua ya no estuvo restringida y además, por la subducción de la placa Farallón (paleopacífica) y el movimiento del bloque de Yucatán, se observa un incremento de material terrígeno en las formaciones calcáreo-arcillosas de Agua Nueva, San Felipe y Méndez, al Oriente.

Al final del Cretácico y principio del Paleoceno la región estuvo sujeta a fuerzas de compresión por el evento tectónico denominado Orogenia Laramide, la cual es responsable del plegamiento y fallamiento inverso de toda la secuencia Mesozoica, teniendo como resultado la estructura de la Sierra Madre Oriental, así como pliegues y fallas en el subsuelo en la Planicie Costera del Golfo de México. Este evento y las corrientes marinas y de litoral propiciaron en el Cretácico Tardío y en el Paleoceno la formación de las cuencas sintectónicas con canales submarinos, con su correspondiente relleno de sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico, dando origen a las formaciones Velasco Basal, Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio del Paleoceno. Así que, durante el Paleoceno suceden varios eventos de erosión y relleno de sedimentos, los cuales están representados por las rocas sedimentarias de dichas formaciones.

El Eoceno Inferior, está representado por las formaciones Aragón, Chicontepec Superior y Canal. En el Eoceno Medio se observa una sedimentación terrígena arcillosa de ambiente batial, que está representada por la Formación Guayabal y en el Eoceno Superior por las formaciones Tantoyuca y Chapopote.

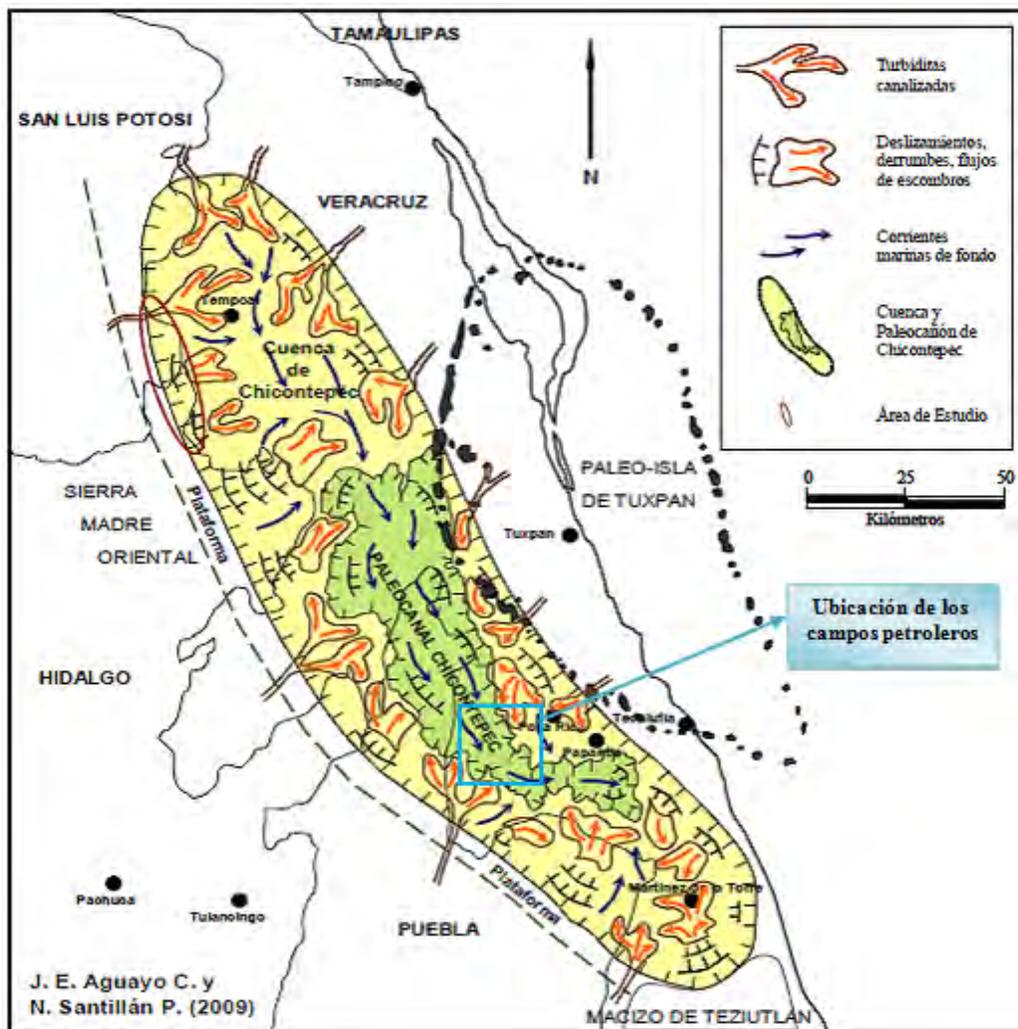


Fig. 4.1 Modelo geológico regional de dirección de aportes sedimentarios del Paleocanal y Cuenca de Chicontepec.¹

A partir del Oligoceno Inferior, en el sector oriental de la Cuenca de Chicontepec se depositaron los sedimentos que dieron origen a las formaciones como: Horcones, Palma Real Inferior y Alazán de carácter transgresivo y regresivo, en el Oligoceno Superior se depositaron los sedimentos de las formaciones Horcones y Palma Real Superior.

En el Mioceno y Plioceno Tardío del Cenozoico continuó el ciclo regresivo hasta llegar a la actual línea de costa, en el Golfo de México.

¹ J. E. Aguayo y N. Santillán, 2009.

4.2 ESTRATIGRAFÍA

Las formaciones investigadas más antiguas que se han encontrado en los pozos perforados en los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, son de origen sedimentario marino y la edad de la columna geológica está representada por un intervalo de tiempo que comprende desde el Jurásico Superior (Kimmeridgiano Inferior) hasta el Cenozoico (Oligoceno Superior) y está constituida por 21 formaciones y el Canal de Chicontepec, de la siguiente manera (Fig. 4.2).

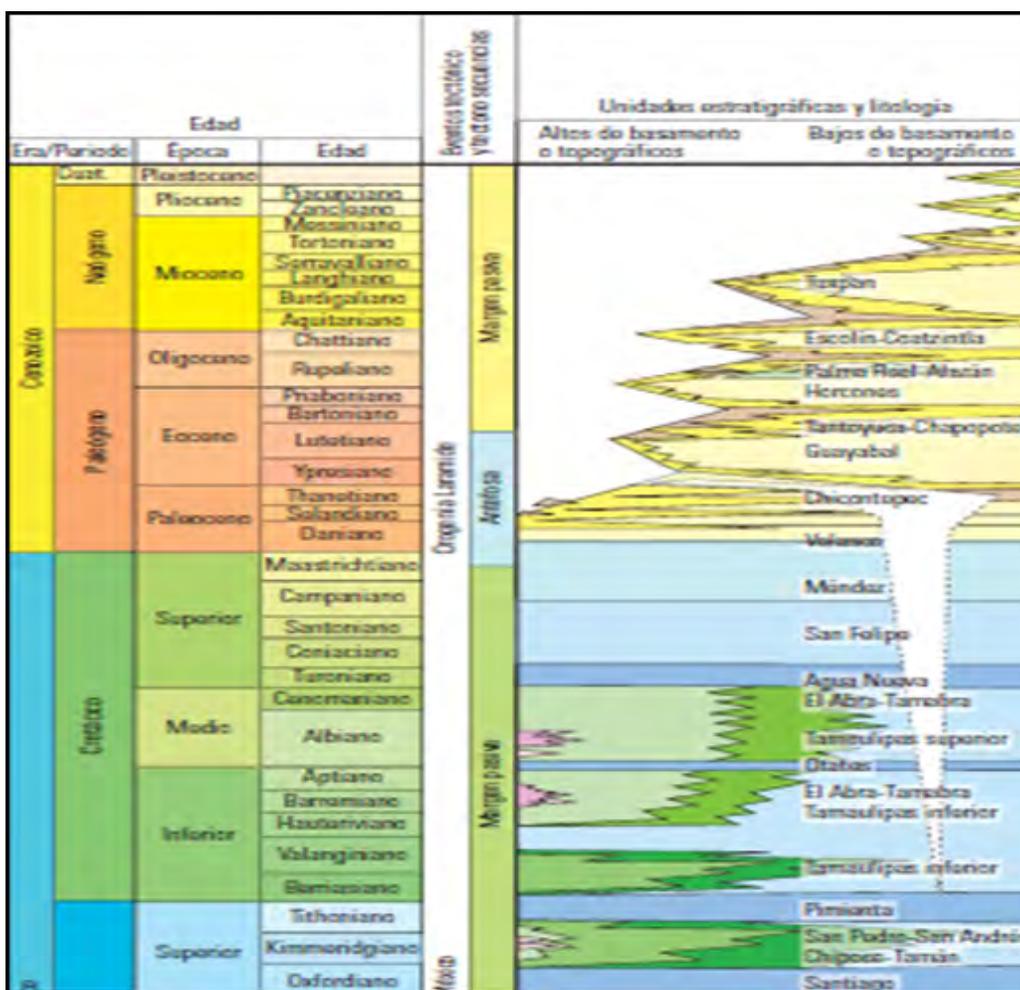


Fig. 4.2 Columna Geológica de la Cuenca de Chicontepec y Paleocanal.²

Con la trasgresión marina de Calloviano-Oxfordiano asociada a la apertura del Paleo Golfo de México, la cual fue invadiendo gradualmente a la planicie costera; desarrollándose un sistema de archipiélagos en cuyas márgenes se depositaron rocas de alta energía (oolitas), durante el Kimmeridgiano, que en la base de esta columna, está representada por sedimentos calcáreo-arcillosos con intercalación de lutitas laminares de color oscuro y nódulos de pedernal de la Formación Tamán, considerada como roca generadora de hidrocarburos.

² PEMEX, Exploración y Producción Región Norte, 2008.

En el área norte y en el área sur, por un cambio de facies se tiene el depósito de los sedimentos de la Formación San Andrés que está constituida por calizas de clasificación wackestone a packestone que en partes varía a grainstone oolítico con abundantes Nerineas (Gasterópodo), considerada como una de las principales rocas almacenadoras de petróleo en la Provincia Tampico-Misantla; para este mismo periodo en el Tithoniano Superior se acentúa la transgresión marina, las secuencias sedimentarias se nivelan, rellenándose con sedimentos calcáreo-arcillosos y con un alto porcentaje de materia orgánica, dando origen a la Formación Pimienta, la cual es considerada como una roca potencialmente generadora de hidrocarburos; esta unidad estratigráfica se encuentra sobreyaciendo en forma concordante a las formaciones litológicas anteriores y está constituida por sedimentos calcáreo-arcillosos en capas delgadas, con intercalaciones de lutitas laminares calcáreas y abundantes amonitas de edad Tithoniano.

Para el Cretácico Inferior (Berriasiano-Valanginiano) el mar cubre la Cuenca Mesozoica del Golfo de México y aunado a una subsidencia en la región, se desarrollan rampas, bancos, plataformas carbonatadas y áreas con aguas profundas, dando origen a los ambientes de plataforma abierta donde se depositaron los sedimentos químicos y aloquímicos que dieron origen la Formación Tamaulipas Inferior, la cual está constituida por calizas densas de grano fino ligeramente cretosas que sobreyace concordantemente a la Formación Pimienta. Los sedimentos calcáreo-arcillosos de la Formación Horizonte Otates de edad Aptiano, sobreyacen concordantemente a la Formación Tamaulipas Inferior. Sobreyaciendo de manera concordante al Horizonte Otates se tiene la Formación Tamaulipas Superior, constituida principalmente por calizas ligeramente arcillosas de color gris claro en capas medianas con bandas y nódulos de pedernal negro, que se originaron en aguas profundas de cuenca. Y debido principalmente a que el nivel del mar baja por los levantamientos del basamento en el Albiano-Cenomaniano del Cretácico, en el frente de los atolones, y en el talud, se depositaron grandes cantidades de flujos de calizas clásticas provenientes de la denudación de las plataformas carbonatadas, dando origen a la Formación Tamabra, que está constituida por calizas intraformacionales (brechas calcáreas); en este proceso contribuyó la gravedad al movimiento de masas de carbonatos fragmentados que se acumularon al pie del talud bordeando a la Paleo-Plataforma de Tuxpan.

En el Cenomaniano-Turoniano se comienza a gestar la Orogenia Laramídica, donde se puede observar a las discordancias entre las facies de plataforma. La circulación del agua estuvo restringida por los elementos positivos que empezaron a emerger en el occidente de México, originado por la acción tectónica de la subducción de la Placa Farallón (paleopacífica) debajo de la Placa de Norteamérica, al mismo tiempo ocurrió el movimiento del bloque de Yucatán hacia el sur, con estos eventos inicia la acumulación de sedimentos terrígenos finos intercalados con calizas arcillosas en capas delgadas, con nódulos y bandas de pedernal negro, de la Formación Agua Nueva. Con el incremento de material terrígeno al oriente de México, se desarrolla la Formación San Felipe del Coniaciano-Santoniano; evidenciando actividad ígnea, ya que esta unidad está constituida por calizas arcillosas con intercalación de bentonita de color verdoso y verde esmeralda, depositada en aguas profundas. La Formación Méndez del Campaniano-Maestrichtiano constituida por calizas arcillosas y margas, depositadas en un ambiente de cuenca, muestra con sus relaciones estratigráficas zonas de levantamiento; tales como el alto de Teziutlán y la Plataforma de Tuxpan.

El Sistema Cenozoico está representado por los sedimentos arenosos de las facies de tipo turbiditas (Formación sedimentaria detrítica, constituida esencialmente por un apilamiento de areniscas y lutitas), en donde al inicio del Paleoceno la región continua sujeta a fuerzas de

compresión por el evento tectónico denominado Orogenia Laramide, la cual es responsable del plegamiento y fallamiento inverso presente en toda la secuencia Mesozoica; emergiendo las tierras inundadas que con el desarrollo de las cuencas se inicia el nacimiento del transpaís, desplazando los sedimentos mesozoicos al antepaís; dando origen al depósito de los sedimentos de la Formación Velasco Basal constituida por lutitas de color gris verdoso y pardo rojizo con intercalación de margas y ocasionalmente con areniscas laminares de grano fino.

Este evento tectónico y las corrientes submarinas y de litoral propiciaron la formación de cuencas sintectónicas, con canales submarinos, con su correspondiente relleno de sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico en el Paleoceno, para dar origen a la Formación Chicontepec Inferior, Medio y Chicontepec Superior; los cuales se rellenaron por el aporte de sedimentos del Paleoceno; continuando durante el Eoceno, Oligoceno y Mioceno. La deformación ocasionada por la Orogenia Laramídica dio como resultado la estructura de la Sierra Madre Oriental, así como pliegues y fallas en el subsuelo de la Planicie Costera del Golfo de México.

Como resultado del plegamiento y levantamiento de la Sierra Madre Oriental, se originó entre la plataforma de San Luis Valles y la plataforma de Tuxpan una depresión de considerable magnitud denominada Antefosa o Cuenca de Chicontepec depositándose en ella un gran volumen de sedimentos terrígenos. Al noroeste de esta región se desarrolló la fosa Magiscatzin que fue rellenada por sedimentos arcillo-arenosos de la Formación Velasco Basal.

El Eoceno Inferior está caracterizado por las formaciones, Aragón, Chicontepec Superior (Canal); el Eoceno Medio por la Formación Guayabal y el Eoceno Superior por las formaciones Tantoyuca y Chapopote. La Formación Tantoyuca está constituida por arenas y conglomerados de origen deltaico y la Formación Chapopote está representada por una secuencia arcillosa de aguas profundas.

El Oligoceno y Mioceno es marcado geológicamente activo, ya que el área estuvo sujeta a constantes transgresiones y regresiones; manifestada por la variabilidad en sus unidades litoestratigráficas de la secuencia sedimentaria en la cuenca, tanto lateral como vertical.

La columna estratigráfica está identificada por areniscas, lutitas, conglomerados y raramente calizas de tipo arrecifales; con abundante fauna pelágica y bentónica, dando origen a las formaciones más jóvenes como Aragón, Guayabal, Tantoyuca, Chapopote, Alazán, Palma Real Inferior, Palma Real Superior y Horcones, las cuales muestran una granulometría más fina hacia arriba y son el resultado del acarreo post-orogénico de terrígenos hacia la cuenca.

Otra consecuencia de las pulsaciones de la Orogenia Laramide, es la distribución de las líneas de costa del Paleoceno al Plioceno-Pleistoceno (área, de Burgos a Veracruz), en franjas burdamente paralelas a la costa. Así observamos que las unidades estratigráficas más antiguas, se localizan al occidente y las más jóvenes al oriente.

4.2.1 Descripción de las Formaciones

La descripción de las formaciones litoestratigráficas que se depositaron en la Cuenca de Chicontepec y Paleocanal, se desarrollan con base en la columna geológica investigada por los pozos perforados, sísmica 2D, 3D y de la información obtenida por trabajos de exploración petrolera y de tesis profesionales realizadas en el área de estudio.

SISTEMA JURÁSICO

Formación Tamán (Jt), Jurásico Superior (Kimmeridgiano-Tithoniano Inferior).

Definición.

Esta formación fue estudiada y definida por H. Heim (1926), designando como localidad tipo a los afloramientos del Valle del Río Moctezuma a su paso por la población de Tamán, al Suroeste de Tamazunchale, Estado de San Luis Potosí, denominándola como “Capas Tamán”, describiéndola como caliza negra microcristalina bien estratificadas, en capas medianas a gruesas con intercalación de lutitas negras. Su espesor aproximado es de 500 m de acuerdo a Erbén (1956c).

La localidad tipo no fue establecida con detalle en el trabajo de H. Heim, por lo que propone, que debe considerarse como tal, a los afloramientos cercanos al pueblo de Tamán, en Estado de San Luis Potosí.

E. Reyes-Domínguez (1964) y posteriormente Cantú (1969), al definir formalmente la Formación Santiago; reportan una sección tipo de la Formación Tamán en el Río Moctezuma y la dividen en 3 unidades.

La unidad inferior denominada como miembro arcilloso de la Formación Tamán, que corresponde a la Formación Santiago y restringe el término Formación Tamán, para el cuerpo de calizas arcillosas grises de la parte superior de lo que originalmente fue definido por H. Heim; describen detalladamente 505 m de espesor en la unidad media y en la unidad superior 290 m de espesor en esta formación.

Distribución.

Dentro del área de estudio no se encuentra aflorando, pero en el subsuelo se ha cortado a esta formación en los pozos Tenexcate-1 y Ayotoxco-1; alcanzando espesores que van de 51 m (Pozo Tenexcate-1) hasta 108 m (Pozo Ayotoxco-1).

Litología y Espesor.

Está constituida principalmente por caliza calcáreo-arcillosa, de color gris oscuro a negro, en capas delgadas de 50 a 80 cm de espesor, de estratificación uniforme con delgadas intercalaciones de lutitas arenosas calcáreas de color negro y areniscas arcillosas de color gris oscuro, gris verdoso y negro de estructura laminar con amonitas y pelecípodos, en capas que alternan con delgados estratos de pedernal negro y nódulos; intercalados con estos sedimentos se tienen los cuerpos de calizas arcillosas de color negro y gris oscuro.

Según exámenes practicados en el estudio Geológico de Tatatila, Facultad de Ingeniería, UNAM (2000), la definen como una roca sedimentaria de clasificación mudstone-wackestone de peletoides, finalmente recristalizados con algunos moldes de radiolarios calcificados, así como fragmentos de gasterópodos observándose microfracturas y líneas estilolíticas.

Relaciones estratigráficas.

Esta formación es concordante y transicional en sus contactos tanto inferior como superior con las formaciones Santiago y Pimienta, respectivamente.

Por su alcance Oxfordiano se considera como cambio de facies lateral con la parte superior de la Formación Santiago, también presenta cambios de facies con las formaciones San Andrés, Chipoco y San Pedro, en la Provincia Tampico-Misantla.

El contacto superior en el subsuelo se determina por la primera aparición de calizas, después de un cuerpo con abundante bentonita y su contacto inferior por la primera aparición de lutitas calcáreas negras de la Formación Santiago.

Edad y correlación.

En general su edad es Kimmeridgiano-Tithoniano Inferior; con base en especies faunísticas presentes en las rocas de esta formación (Carrillo, 1958), en los afloramientos cercanos a Tenango, Hidalgo.

Cantú (1971), en Tamán, San Luis Potosí y en Huehuetla, Hidalgo, cita que en la base contiene amonitas clasificadas como: Ataxioceras aff subinvolutum, siemeradski y Resenia (Involuticeras) sp., Taramelliceras (Methaploceras) aff Sunerus, del Kimmeridgiano Inferior, y en la cima contiene Virgatosphinctes mexicanus, Perisphinctes cf., Cylodorsatus, Aspidoceras gr. Longispinum y las que además están asociadas a los pelecípodos Aulacomyella neogael, Aulacomyella heimi, Buchia concéntrica y Buchia mosquensis, características de la base del Tithoniano Inferior. Por tanto, Cantú le atribuye a esta formación una edad del Jurásico Superior (Kimmeridgiano-Tithoniano Inferior).

Se correlaciona con las formaciones de San Andrés, San Pedro y Chipoco en la Provincia Tampico-Misantla, aunque también se correlaciona con parte de la Formación Las Trancas de la región de Zimapán, Hidalgo, con la cima de la Formación Zuloaga expuesta en la curvatura de Monterrey y las formaciones Mapache y Sabinal en la cuenca de Tlaxiáco.

Ambiente de depósito.

Los sedimentos que constituyen a esta facies, considerando las estructuras laminares, color, contenido de amonitas, radiolarios, así como espículas de esponjas, nos sugieren que el depósito se originó en un ambiente de plataforma externa de aguas relativamente profundas de baja energía, de un medio reductor con aporte de sedimentos terrígenos finos, sin barreras que impidieran el ingreso de amonoides.

Importancia económica petrolera.

La sección calcáreo-arcillosa de esta formación es considerada y clasificada como roca potencialmente generadora de hidrocarburos, mismos que han sido extraídos en los yacimientos de los campos de la Provincia Tampico-Misantla.

Formación San Andrés (Jsa), Jurásico Superior (Oxfordiano-Kimmeridgiano-Tithoniano).

Definición.

Burckhardt (1930) describió a la unidad, en el sur de Huayacocotla como “Calizas con Nerineas”; La Formación San Andrés fue estudiada y definida por Carrillo, M. P. (1968), está representada por grainstone oolítico correspondientes a bancos situados en los bordes de las plataformas productoras de aceites y gas en los campos San Andrés, Hallazgo, Remolino, Riachuelo, Guadalupe y Paso de Oro, con peletoides, bioclastos e intraclastos, que en algunas partes se encuentra dolomitizado.

El espesor de la Formación San Andrés es muy variable desde unos cuantos metros hasta más de 400 m de potencia.

Distribución.

Esta unidad se encuentra circundando al Alto de la Soledad y al borde occidental de la Plataforma de Tuxpan. Puede verse en el S-E de la región de Poza Rica, especialmente en el campo San Andrés (donde toma su nombre). En la región de Tampico, está ampliamente distribuida en los campos de Tamaulipas, y en el Golfo de México en los campos de Arenque.

Litología y espesor.

Está constituida por wackestone a packstone de color gris claro que en partes varía a grainstone de peletoides con abundantes Nerineas y Corales en capas de estratificación gruesa cuyo espesor varía de 20 a 200 cm, su espesor promedio en superficie es de 50 m, mientras que en el pozo Carolina-1 fue de 120 m de espesor.

La microfacies de esta formación está representada por una grainstonita con escasos fósiles, tales como: Foraminíferos, Algas, Rhaxela y fragmentos de biocalcáreos.

Relaciones estratigráficas.

Sobreyace discordantemente a la Formación Tenexcate y subyace de manera concordante a la Formación Pimienta. El contacto superior queda definido en el subsuelo por la aparición de grainstonita y el contacto inferior por la desaparición de esta grainstonita. En el registro geofísico radioactivo, el contacto superior se marca por una disminución tanto en los Rayos Gamma como en el Neutrón.

Edad y correlación.

En Cuetzalan, Estado de Puebla, el IMP determinó algas dasicladáceas a las que clasificó como Petrascula bursifurmis de edad Oxfordiano-Kimmeridgiano. H. Jenny (1931), reporta Perisphinctes del Oxfordiano Superior. La edad de ésta formación corresponde al Jurásico Superior (Oxfordiano-Kimmeridgiano-Tithoniano Inferior).

Ambiente de depósito.

Se depositó en un ambiente de plataforma somera de aguas cálidas poco profundas y bien oxigenadas con zonas de alta energía, muy cargadas de sales y otros minerales solubles, depositada a lo largo de las costas arenosas que proporcionaron la gran abundancia de terrígenos asociados; contiene restos de algas, moluscos y tintínidos. Evidenciado por los depósitos oolíticos y áreas aisladas de bancos de coral.

Importancia económica petrolera.

Es considerada como productora de hidrocarburos en el distrito de Poza Rica, Veracruz, en los campos San Andrés y Miguel Alemán. Además es una excelente roca almacenadora.

Formación Pimienta (Jp), Jurásico Superior (Tithoniano).***Definición.***

El nombre de Formación Pimienta fue propuesta por H. Heim (1926), y está representada por dos miembros bien definidos:

El miembro inferior que está constituido por una secuencia de calizas tipo mudstone, con calizas arcillosas de color negro, gris oscuro y margas de color oscuras en estratos delgados con horizontes de pedernal negro, intercaladas con capas de lutitas de color gris oscuro y bentonita.

El miembro superior está representado por mudstone y calizas arcillosas de color pardo oscuro y gris, de estratificación mediana con intercalación de capas delgadas de lutitas negras, bentonita de color gris y bandas de pedernal negro, a la cual consideró como del Jurásico Superior. Edad que demuestra Cantú (1969), y cuya localidad tipo se encuentra en el Rancho Pimienta situado en el Valle del Río Moctezuma (km 337-338 de la carretera México Laredo); San Luis Potosí.

Distribución.

Dentro del área de estudio no aflora. Sin embargo, estos sedimentos se han identificado en el subsuelo en toda el área de los campos petroleros de Poza Rica y San Andrés.

Litología y espesor.

La Formación Pimienta está constituida en general por calizas de clasificación mudstone y wackestone y calizas arcillosas de color negro a gris oscuro, carbonosas, dispuestas en capas delgadas a medianas que contienen lentes y nódulos de pedernal negro y alternan con lutitas calcáreas y lutitas laminares de color negro, ricas en materia orgánica, interestratificadas con delgadas capas de pedernal negro; además contienen abundantes foraminíferos y lechos de bentonita de color gris a un color verde, en estratos medianos a gruesos que intemperizan en un color pardo y gris oscuro, bituminosa con fracturas rellenas de calcita; en las porciones mas arcillosas presentan cristales autígenos de cuarzo de hasta 2 cm.

El espesor de esta formación es de unos 200 m en la localidad tipo, en el Rancho Pimienta, San Luis Potosí.

Relaciones estratigráficas.

El miembro inferior de la Formación Pimienta sobryace concordantemente con las formaciones Tamán, San Andrés y Chipoco.

En la parte superior subyace concordante y transicionalmente a la Formación Tamaulipas Inferior. El contacto superior es marcado en el subsuelo con la aparición de mudstone de color pardo oscuro a negro y su contacto inferior por calizas de clasificación mudstone y grainstone.

Edad y correlación.

Por su contenido faunístico, Cantú Chapa A. (1971), le asigno una edad del Tithoniano Medio al Tithoniano Superior.

El miembro inferior está identificado y representado por fósiles de amonitas *Kossmatia victoris*, *Acevedites* sp., *Surrites* sp., *Pseudolissoceras* cítela, *Proniceras* sp., *Aulocosphintes* sp., y *Paradontoceras* aff *callistoides*.

El miembro superior contiene fósiles clasificados como *Suarites bituberculatum*, asociados a *Suarites velardensis*, *Acevedites acevedence* y *whichmanníceras* en la base de Tithoniano Superior. Con base en los fósiles contenidos en esta formación se le asigna una edad que comprende desde el Tithoniano Temprano al Berriasiano-Valanginiano.

La unidad sedimentaria se correlaciona con la Formación Tepexilotla de la Cuenca de Veracruz, con la Formación Las Trancas del noroeste de Pachuca, Hidalgo, la Formación Anganguero en la región de Huetamo, Michoacán.

Con las formaciones La Caja y La Casita del altiplano y Norte de México; así como con los sedimentos arenosos de la Formación La Casita, en la Provincia Tampico-Misantla.

Ambiente de depósito.

Por las características litológicas de esta unidad y por su contenido fosilífero, se infiere que corresponde a un ambiente reductor, relativamente profundo, con aporte de material terrígeno y materia orgánica; en áreas cercanas debió haber periodos de actividad volcánica, esto se ve evidenciado por la existencia de bentonita intercalada en los sedimentos.

Importancia económica petrolera.

Debido a su alto contenido de materia orgánica, las calizas mudstone y wackestone, así como las lutitas de color negro carbonosas de la Formación Pimienta, son consideradas como potencialmente generadora de hidrocarburos y en sus calizas arcillosas como roca sello.

SISTEMA CRETÁCICO

Formación Tamaulipas Inferior (Kti), Cretácico Inferior (Neocomiano).

Definición.

De acuerdo a Muir (1936), L. W. Stephenson (1921), fue quien utilizó por primera vez el término Tamaulipas a una secuencia calcárea que se encuentra en el núcleo de la Sierra de Tamaulipas, sin proponer localidad tipo. Muir (op. cit. p. 31), describe como Formación Tamaulipas Inferior a los estratos de calizas densas de grano fino ligeramente cretosas (sedimentos marinos del 90% o más de Ca CO_3), de color crema amarillento en estratos ondulados con espesores de 20 a 25 cm hasta más de 50 cm y con nódulos de pedernal amarillo.

La localidad tipo se encuentra en el Cañón de la Borrega en la Sierra de Tamaulipas, con un espesor expuesto de más de 400 m. Como la secuencia calcárea está dividida por la presencia de un paquete calcáreo-arcilloso intermedio llamado Horizonte Otates, Muir (1936) considera más adecuado denominar Tamaulipas Inferior a los estratos que se encuentran debajo de dicho horizonte, y propone denominar como Formación Tamaulipas Superior a la secuencia calcárea que se encuentra arriba del Horizonte Otates.

Distribución.

Los sedimentos de la Formación Tamaulipas Inferior no afloran en el área de estudio, pero han sido alcanzada por los pozos Carolina-1, Tenexcare-1 y Paxtle-1, presentado un miembro bentonítico que sobreyace al calcarenítico denominado Horizonte Otates.

Litología y espesor.

La parte basal de esta formación está constituida por grainstone calcarenítico con oolitas, en estratos de 40 cm a 1 m de espesor, al que sobreyace un mudstone a wackestone con intercalaciones de grainstone y algunos horizontes de bentonita, presentando nódulos de pedernal, así como abundantes líneas estilolíticas. Wackestone-packestone en estratos gruesos de color gris que intemperizan en gris claro, con oolitas, fracturas rellenas de calcita y disseminaciones de hematita.

En su parte media presenta un horizonte de wackestone arcilloso con materia orgánica y mudstone interestratificado, en capas delgadas y medianas, de color gris y pardo que intemperizan en gris, con estructura laminar en algunos estratos medianos.

La parte alta presenta mudstone-wackestone en estratos delgados a medianos de color crema que intemperizan en color gris claro con lentes de pedernal de color pardo oscuro, fracturas rellenas de calcita y estilolitas paralelas a la estratificación, con intercalación de arcilla bentonítica.

Mudstone y packstone en estratos medianos a delgados de color crema que intemperizan en color gris, con nódulos y lentes de pedernal, estructuras estilolíticas y huellas de disolución. Su espesor en el extremo norte es de 60 a 88 m y en la parte sur de 62 a 220 m.

Relaciones estratigráficas.

La formación sobryace concordantemente y transicional a la Formación Pimienta; su contacto superior subyace concordantemente a la secuencia calcárea arcillosa de las formaciones Horizonte Otates y Tamaulipas Superior.

Edad y correlación.

Con base en su contenido faunístico, a esta formación se le ha asignado un rango estratigráfico del Berriasiano al Aptiano. Cantú-Chapa (1967), reporta *Calpionella alpina* Lorenz, *Calpionella* elíptica Cadisch, *Tintinnopsella cadischiana* Colo, que corresponden a edades del Valanginiano-Aptiano. Entre la microfauna determinada por la Facultad de Ingeniería, UNAM (2000), de las muestras FIA-82, 87, 92, 93, 108 y 109, se tiene fauna como: *Tintinnopsella carpathica*, *Calpionella alpina*, *Remaniella cadishiana*, *Caucasella hoterivica*, *Lorenziella hungarica*, *Calpionellopsis simples* y *Globochaete alpina* que corresponden a edades del Valanginiano-Aptiano. Se correlaciona con las formaciones San Lucas e Ixcatepec de la Cuenca de Michoacán, con las formaciones Nexapa, Atzompa, Acuitlapán y Acahuizotla de la Cuenca de Guerrero-Morelos. También se correlaciona en tiempo con la Formación San Juan Raya del área de Tehuacán, Puebla y con la Formación Xonamanca de la Cuenca de Veracruz.

Ambiente de depósito.

Las características litológicas y el contenido fosilífero de esta formación, sugieren que se acumuló en un ambiente de plataforma abierta y de cuenca, de aguas someras, cálidas de libre circulación en un clima templado y con litorales retirados que no permitieron la predominancia de sedimentos terrígenos.

Importancia económica petrolera.

Estudios de geoquímica (Alemán, 1984), han dado como resultado, que la parte inferior de esta unidad, puede ser considerada como potencialmente generadora de hidrocarburos.

En la Provincia Tampico-Misantla, varios pozos son productores de aceite y gas en fracturas, con una producción modesta, en los campos Hallazgo, Remolino y Presidente Alemán del distrito de Poza Rica, Veracruz. Por tanto, es considerada como roca almacenadora.

Formación Horizonte Otates (Kho), Cretácico Inferior (Aptiano Medio al Superior).***Definición.***

El nombre de Horizonte Otates fue introducido por J. M. Muir (1936), definió al Horizonte Otates como una caliza arcillosa de color gris claro que separa a la Formación Tamaulipas Inferior y Tamaulipas Superior, dando como localidad tipo al Cañón de Otates, ubicado en la Sierra de Tamaulipas, a 7 km de la localidad de Agua Nueva del Cañón de la Borrega, Tamaulipas.

Distribución.

En el área de estudio no aflora, pero ha sido reportada cerca. Lín-Hernández (1990), menciona dos localidades en donde es posible ubicarlas: una a 5 km al sureste de Zacapoaxtla y a 1.7 km al suroeste de Tétela de Ocampo.

En los campos Hallazgo y San Adres está constituido por calcarenitas de color crema y pardo, con microfósiles y fragmentos de calizas.

Litología y espesor.

Según Hernández-De la Fuente (1990), está constituido por una secuencia de rocas de clasificación de mudstone a wackestone, y calizas arcillosas, carbonosas, de color gris oscuro a negro, con intercalaciones de lutitas laminares y calcáreas de color gris oscuro con microfauna planctónica en capas de 10 a 30 cm de espesor.

Presenta nódulos y bandas de pedernal negro, con escasas intercalaciones de bentonita.

Relaciones estratigráficas.

Esta formación en general sus contactos inferior y superior son concordantes con las formaciones Tamaulipas Inferior y Tamaulipas Superior respectivamente; pero también subyace normalmente a las formaciones El Abra y Tamabra.

Edad y correlación.

Tiene una rica fauna de amonitas y microfósiles entre los que se encuentran la Colomiella mexicana, Bonet y Oligostegina, sp., que la ubica en el Aptiano Medio al Superior. Carlos Acosta (1983), reporto Globigerinelloides barri del Aptiano Superior.

La Formación Horizonte Otates se correlaciona con la Formación La Peña, que alcanza espesores hasta de 80 a 100 m, expuesta ampliamente en el Noreste de México, así como la Formación Acuitlapán de la Cuenca Guerrero-Morelos.

Ambiente de depósito.

Por las características litológicas que presenta, se interpreta que se depositó en un ambiente de cuenca con baja energía, con aporte de terrígenos finos.

Importancia económica petrolera.

Presenta valores superiores al 2% de Carbono Orgánico Total (COT) y más de 10 mg de hidrocarburos por gramo de roca, lo que la califica como una roca con un fuerte potencial de generación.

Sin embargo, su espesor es inferior a 10 m y su inmadurez en la mayor parte de la cuenca, le resta importancia económica petrolera.

Formación Tamaulipas Superior (Kts), Cretácico (Albiano-Cenomaniano).

Definición.

Fue definida por J. M. Muir (1936) y corresponde a la parte superior de la Caliza Tamaulipas, ligeramente arcillosa que sobreyace al Horizonte Otates, propone como Formación Tamaulipas Superior a la secuencia de calizas arcillosas de color gris crema a blancas con pedernal blanco y calizas de color gris con bandas y nódulos de pedernal negro, en capas de 30 a 50 cm. Tiene fauna del Albiano-Cenomaniano y tiene como localidad tipo al cañón de la Borrega, en la Sierra de Tamaulipas.

Distribución.

Los sedimentos de la Formación Tamaulipas Superior no afloran en el área de estudio, pero aflora desde la Sierra de San Carlos, Sierra de Tamaulipas, y gran parte de la Sierra Madre Oriental y en el subsuelo en los campos Ébano, Panuco y suroeste de Tampico, donde gradúa lateralmente a la facies arrecifal de la Formación El Abra.

También se encuentra en los campos petroleros de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz, a donde cambia de facies para dar origen a la Formación Tamabra.

Litología y Espesor.

La Formación Tamaulipas Superior está constituida por un mudstone y wackestone de color gris claro a crema, con nódulos, lentes y bandas de pedernal negro, con nódulos de hematita y ocasionalmente intercalaciones de lutitas calcáreas, en capas ondulantes de 30 a 50 cm de espesor, contiene fósiles del Albiano-Cenomaniano y la localidad tipo se encuentra en el cañón de la Borrega, en la Sierra de Tamaulipas. La muestra FIA-98, analizada por la Facultad de Ingeniería, UNAM (2000), la clasifiqué como una caliza wackestone biógena con radiolarios calciferúlidos, con microfracturas selladas con dolomita.

Relaciones estratigráficas.

El contacto inferior es transicional y concordante con el Horizonte Otates y discordante con la Formación Pimienta al occidente de Tlapacoyan. El contacto superior es concordante y transicional con la Formación Agua Nueva y discordante con la Formación Méndez en la localidad del Escalar, y con la Formación Pimienta al occidente de Tlapacoyan.

Edad y correlación.

La Formación Tamaulipas Superior contiene microfósiles plantónicos como: Colomiella recta Bonet, Colomiella mexicana Bonet, Microcalamoi diversus Bonet y Rotalipora, sp.; Hernández-De la Fuente (1990), reporta fósiles de Bishopella alata, Calcisphaerula innminata, Hedbergella ssp., Pithonella trejoi, Pithonella ovalis, Planomalina buxtorfi, Globigerinelloides sp. Y Favusella sp., que indican una edad correspondiente al Albiano-Cenomaniano.

Se correlaciona en edad con las formaciones El Abra y Tamabra de la Provincia Tampico-Misantla, a las que se les considera como cambio de facies; con la Formación Orizaba en la Plataforma de Córdoba y la Formación Teposcolula de la Cuenca Tlaxiáco, con la Formación Morelos de la Cuenca Guerrero-Morelos y con la facies de talud de la Formación Tamabra.

Ambiente de depósito.

El depósito de esta unidad se efectuó en un ambiente de plataforma externa de mar abierto, de profundidad batial entre los 200 a 3000 m y de baja energía, con aporte moderado de material terrígeno.

Importancia económica petrolera.

Potencialmente puede ser productora de hidrocarburos cuando presenta una porosidad secundaria, semejante con los paquetes rocosos del distrito petrolero de Poza Rica, Veracruz.

Formación Tamabra (Kt), Cretácico (Albiano-Cenomaniano-Turoniano).

Definición.

Fue definida originalmente por Muir en 1936 y descrita más ampliamente por H. Heim A. (1940) y Flores (1955). El nombre de Tamabra proviene de la unión de las tres primeras letras de Tamaulipas y todo el nombre de Abra. Originalmente se trató de presentar la facies mixta de estas dos formaciones, compuestas de calizas densas y porosas alternadas de color gris crema claro. Uno de los trabajos más completos es el de L.V. Illing, el cual se basó en muestras de núcleos de las rocas clásticas de talud de la Formación Tamabra, con el fin de tener una descripción más detallada. La dividió en dos miembros: Miembro Inferior y Miembro Superior.

Distribución.

Aparece en los campos de Poza Rica y en la parte sur de los campos de San Andrés; hacia el norte puede verse en los campos de Soledad, Moralillo y Tres Hermanos, en una franja de más de 20 km, paralela a la Faja de Oro y en algunos afloramientos en la Sierra Madre Oriental, especialmente al SW y W de Llera Tamaulipas.

Litología y espesor.

Para facilitar su estudio de las rocas clásticas de talud (dolomitizadas o parcialmente dolomitizadas) de esta formación, se utilizó tanto petrología como registros eléctricos. Se compone de fragmentos de calizas derivadas de organismos arrecifales, moluscos y rudistas; se conforma de conglomerados intraformacionales con fragmentos de packstone y grainstone, mudstone de foraminíferos y dolomías microcristalinas.

El miembro Inferior está constituido por rocas clásticas dolomíticas de grano medio, de color crema y gris azul, de 15 a 40 cm de espesor, pero en conjunto tienen de 1 a 20 m de potencia. Sobre estas capas se encuentran otras brechas dolomíticas de aspecto sacaroidea y de color gris pardo, debido a la impregnación de aceite. El contenido de magnesio es alto de hasta un 45 % y todo el tramo se aprecia muy fosilífero.

El miembro Superior está constituido en su parte inferior por rocas sedimentarias clásticas criptocristalinas, de color crema, compactas, con nódulos de pedernal de color gris y tiene de 40 a 60 m de espesor, en ocasiones presenta bandas de bentonita de color azul.

Sobre las rocas anteriores, descansa una serie de brechas criptocristalinas de color gris y pardo claro, con intercalaciones de rocas clásticas porosas coquinoide con rudistas. En este miembro no se aprecian foraminíferos debido a lo recristalizado del material y su espesor es de 90 a 120 m de potencia.

Relaciones estratigráficas.

Gradúa lateralmente a sedimentos de la Formación Tamaulipas Superior del Cretácico (Albiano-Cenomaniano), yace sobre rocas del Neocomiano y está cubierta en discordancia por rocas Turonianas y Cenomanianas.

Edad y correlación.

Si se acepta que su formación es post Abra, entonces tendrá que ser del Turoniano, aunque se encuentran rocas de esta edad superyaciendo en algunos campos petroleros, como Tres Hermanos y Moralillo.

Se correlaciona con la Formación El Abra de facies arrecifales y con la Formación Tamaulipas Superior.

Ambiente de depósito.

Se han realizado muchos estudios estratigráficos, los cuales indican que las rocas clásticas de la Formación Tamabra, es un depósito alóctono derivado de las rocas arrecifales de la caliza El Abra.

Este concepto es de interés aunque vale la pena comprobarlo en toda la franja Tamabra paralela a la Faja de Oro en su porción occidental.

El ambiente de depósito de esta formación se considera de facies de talud.

Importancia económica petrolera.

Esta formación se encuentra al norte y al oeste de Poza Rica, es de origen arrecifal y por la presencia de rocas carbonatadas bioclásticas, brechoides y microcristalinas con muy buena porosidad, se le considera como roca almacenadora y es productora de hidrocarburos en los campos de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz.

Formación Agua Nueva (Kan), Cretácico Superior (Turoniano).

Definición.

Stephenson L. W. (1921), propuso el nombre de Formación Agua Nueva a una secuencia de calizas calcáreo-arcillosa de color gris, gris verdoso y crema, en capas de 10 a 40 cm de espesor, con muy poca laminación de lutitas negras quebradizas y calcáreas de color pardo amarillento. La localidad tipo se ubica en el Cañón de la Borrega, cerca de la rancharía Agua Nueva, en la Sierra de Tamaulipas. Posteriormente Muir (1936), la dividió en dos miembros:

El miembro inferior que consiste en capas de estratificación media a gruesa de calizas arcillosas con intercalaciones de lutitas laminares y el miembro superior consiste de calizas arcillosas de estratificación delgada a media.

Distribución.

Esta formación no aflora en el área de estudio pero se localiza en el subsuelo en algunos campos petroleros de la Provincia Tampico-Misantla y en el Paleocanal de Chicontepec.

Litología y espesor.

Esta formación consiste principalmente por una alternancia de mudstone y calizas arcillosas, biógenas, de aspecto bandeado y calizas arcillosas de color gris claro y gris verdoso, de estratificación delgada a media, presenta nódulos y bandas de pedernal negro y gris, con intercalaciones de lutitas laminares carbonosas, de estratificación delgada a mediana que varía de 10 a 40 cm de espesor, con intercalaciones de lutitas calcáreas laminares. El espesor mínimo reportado para esta formación es de 20 m en el Pozo Gachupinate-1 y el máximo es de 202 m en el Pozo Tecuantepec-1. El espesor de la sección tipo es de 127 m.

Relaciones estratigráficas.

Sobreyace de manera concordante a la Formación Tamaulipas Superior. Discordante con la Formación Méndez en los posos Tlapacoyan 1-A; Paxtle-1 y Martínez de la Torre-1. Subyace de manera concordante y transicional a la Formación San Felipe.

Edad y correlación.

Con base en el contenido de fósiles presentes en esta formación y por correlación litoestratigráfica se le ha asignado una edad del Cenomaniano Superior -Turoniano. Los fósiles son: *Calcisphaerula Innominata* Bonet, *Globotruncana* sp., *Globigerínidos* *Bentonensis* Morrow, *Heterohelix* of *Clemenciae* sp. También *Pithonella ovalis* kaufman y como fósiles acompañantes *Rotalipora* sp. y *Heterohelix* globulosa. Se correlaciona con las formaciones Maltrata de la Cuenca de Zongolítica, Soyatal en el área de Pachuca de la Cuenca Mesozoica del Centro de México, con la Formación Cautla de la Plataforma Morelos-Guerrero y con la Formación Tamasopo de la Plataforma de Valles- San Luis Potosí.

Ambiente de depósito.

Esta formación se depósito en una cuenca abierta de aguas profundas con profundidad moderada, en un ambiente reductor, con circulación restringida, de baja energía con poca oxigenación y con aporte de terrígenos finos.

Importancia económica petrolera.

Por su fauna es considerada como roca generadora de aceites, pero se tiene conocimiento de ser de escaso potencial, como roca sello por sus horizontes arcillosos y almacenadora por su permeabilidad y porosidad secundaria debido principalmente a sus fracturas.

Formación San Felipe (Ksf), Cretácico Superior (Coniaciano-Santoniano).***Definición.***

La definió L. W. Jeffreys (1910), Muir, J. M. (1936), como Formación San Felipe, quien la describe como calizas compactas arcillosas, de color gris verdoso, con margas y lutitas calcáreas verdosas, con intercalación de lutitas bentónicas y bentonita verde esmeralda, de edad Coniaciano-Santoniano. La localidad tipo aflora al Oeste del Rancho San Felipe, a 6 km al Este de Ciudad Valles, San Luis Potosí.

Distribución.

En el área de estudio no aflora, pero se localiza en el subsuelo en todos los campos petroleros de la Provincia Tampico-Misantla y Cuenca de Veracruz.

Litología y espesor.

Esta constituida principalmente por rocas calcáreo-arcillosas que varían de mudstone a wackestone de color gris verdoso, en capas de 10 a 20 cm de espesor, con intercalaciones de lutitas bentónicas laminares de color gris, así como capas laminares de bentonita verde esmeralda de 5 a 10 cm de espesor.

Conforme se sube en la secuencia estratigráfica, las calizas se hacen más arcillosas y su espesor es muy variado, fluctuando entre los 101 m en el Pozo Actopan-4, y de 166 m en el Pozo Remudadero-2 (según el Ing. Luis Lín Hernández). Zozaya y Saynes (1973), midió un espesor promedio de 90 m aproximadamente y en la localidad de Ricardo Flores Magón, Veracruz es de 30 m de espesor, aproximadamente.

Relaciones estratigráficas.

La unidad sobreyace en secuencia estratigráfica normal, concordante y transicional a la Formación Agua Nueva y subyace de igual forma a la Formación Méndez.

Edad y correlación.

Hernández De la Fuente (1990), le asigna una edad del Coniaciano-Santoniano con base en su contenido faunístico planctónico: *Globotruncana lapparenti*, *Globotruncana concavata*, *Globotruncana stuartiformis*, *Globotruncana sp.*, *Globotruncana fornicata* y *Globotruncana elevata*.

Se correlaciona con la parte baja de la Formación Mexcala de la Plataforma Morelos-Guerrero. Así como con la parte superior de la Formación Guzmantla de la Cuenca de Veracruz y con la Formación Caracol de la Cuenca Mesozoica del Centro de México.

También se correlaciona con la facies arrecifal de la Formación Tamasopo de la Plataforma de Valles, San Luis Potosí.

Ambiente de depósito.

Los sedimentos que dieron origen a esta formación fueron depositados en un ambiente nerítico somero de plataforma externa, con poca circulación de agua y con aporte de sedimentos terrígenos y volcánicos que suspendieron la sedimentación calcárea durante el depósito.

Importancia económica petrolera.

En los campos petroleros de Capte y Matapionche, sus brechas de la parte basal son productoras de hidrocarburos y por sus características litológicas de algunos horizontes se puede considerar sólo como roca sello.

Formación Méndez (Km), Cretácico Superior (Campaniano-Maestrichtiano).***Definición.***

Jeffreys (1910), fue quien propuso el nombre de Formación Méndez a unas margas grises, verdosas, fisiles, estratificadas en capas de distinto espesor, desde unos cm hasta 1 o más metros. Posteriormente De Goyer (1916), la definió formalmente como una secuencia que consiste principalmente de margas grises y lutitas de color pardo rojizo, verde y gris oscuro. En la parte superior presenta un aspecto rosado, por lo que se le llama “Méndez Rojo”, este miembro presenta algunas intercalaciones de margas grises y en ocasiones pueden verse capas de areniscas especialmente en la parte superior en contacto con las lutitas y areniscas del Cenozoico de las formaciones Velasco o Chicontepec.

La localidad tipo se encuentra a 300 m al Este de la estación del Ferrocarril Méndez, al Oriente de Ciudad Valles, San Luis Potosí.

Distribución.

En el área de estudio no aflora, pero en subsuelo ha sido cortada por los pozos Moralillo con un espesor de 150 m y por el pozo Poza Rica con un espesor de 60 a 80 m.

Litología y espesor.

Consiste principalmente de margas de color gris y gris verdoso, con intercalaciones de lutitas en parte bentoníticas y capas delgadas de bentonita, estas lutitas son calcáreas, físciles, de color verde al fresco que intemperizan en tonos amarillentos.

Esta unidad es eminentemente pelítica, identificándose una facies predominantemente terrígena-calcárea constituida por lutitas y marga laminares de color gris claro e intemperismo amarillento; frecuentemente presenta microfósiles de foraminíferos planctónicos y en la cima de la unidad se observan nódulos calcáreos discoidales.

Zozaya S. (IGPR) reportó que tiene un espesor promedio de 90 m de potencia.

Relaciones estratigráficas.

Sobreyace concordante y transicional en secuencia estratigráfica a la Formación San Felipe, discordante con la Formación Tamaulipas Superior.

Está en contacto tectónico con el Jurásico Superior al noroeste de las Truchas, Veracruz.

Edad y correlación.

Se le asigna una edad del Campaniano-Maestrichtiano con base en la siguiente microfauna: Globotruncana elegians, Globotruncana bulloides, Globotruncana havanensis y Globotruncana linneiana, Globotruncana elevata Heterohelix globulosa, Heterohelix ct cleneuxiae y las muestras FIC-48 D y FIC-49 D analizadas por la Facultad de Ingeniería, UNAM (Estudio "Plan de Arroyos").

En el año de 1998; se determinó al fósil Rugoglobigerina sp., que se correlaciona con la Formación Atoyac de la Cuenca de Veracruz y con la Plataforma de Córdoba, con la Formación Necoxtla de la Cuenca de Zongolítica, con la Formación Cárdenas en el centro y occidente de la Plataforma Valles, San Luis Potosí y con la parte superior de la Formación Mexcala de la Plataforma Morelos-Guerrero.

Ambiente de depósito.

Se depositó en un mar abierto de aguas tranquilas, representado por una facies de relleno de cuenca con aporte de terrígenos finos producto de las primeras pulsaciones de la Orogenia Laramide, cenizas volcánicas de manera intermitente y abundancia de organismos bentónicos; en aguas someras con tendencia regresiva hacia el oriente.

Importancia económica petrolera.

Por sus características litológicas esta roca es almacenadora de aceite y gas en sus horizontes brechoides en la Cuenca de Veracruz (Campo Angostura) y por sus propiedades petrofísicas se considera como roca sello.

SISTEMA CENOZOICO

Formación Velasco Basal (Pv), Cenoico (Paleoceno Inferior).

Definición.

Fue definida por Cushman, J. A. y Trager, E. A. (1924), como Formación Velasco Basal a una secuencia estratigráfica constituida por lutitas de color gris verdoso y pardo rojizo con intercalaciones de margas del mismo color, ocasionalmente presentan intercalaciones de areniscas laminares de grano fino y en algunas zonas yeso.

Se compone de lutitas calcáreas de color gris rojizo semicompactas, plegadas y muy alteradas, lutitas de color pardo rojizo ligeramente areno-calcáreas y bentonita de color verdoso en capas delgadas.

La localidad tipo se localiza en el afloramiento de la estación de Velasco, San Luis Potosí, en el Ferrocarril Tampico-San Luis Potosí.

Distribución.

En el área de estudio no aflora, pero se localiza en el subsuelo en la parte oriente de la Faja de Oro y en todo el frente tectónico de la Sierra Madre Oriental, desde los afloramientos de Velasco, al NE de Tamazunchale, hasta los sedimentos arcillosos del Paleoceno, en la región de Ayotoxco, Estado de Veracruz y a lo largo del sinclinal de Magiscatzin de Norte a Sur, son muy abundantes en los campos de Solís y Tempache, al sur de la Cuenca de Chicontepec.

Litología y espesor.

Está constituida en su mayor parte por lutitas homogéneas de grano fino y locamente con capas delgadas de bentonita de color verde y margas de color gris, gris verdoso, rojizo y pardo, más o menos arenosas y no muy duras, con capas muy delgadas de bentonita, ceniza y escasas areniscas calcáreas interestratificadas en capas delgadas, presentado ocasionalmente huellas de oleaje y pistas de Serpúlidos (Anélidos marinos); las lutitas son calcáreas de color gris, variando en tono e intensidad de verde, azul, pardo, rosa, rojo o marrón y en algunas zonas tienen yeso.

Las areniscas son tan calcáreas que pueden considerarse como calcarenitas variando su espesor de 1 a 10 cm, aunque en algunos lugares se observan lentes hasta de 30 cm de espesor.

Su espesor es muy variable: al norte de Tampico en el pozo Cardiel tiene un espesor de 1235 m, al SW de Tampico es de 230 m, al oriente de la Faja de Oro es de 90 m y al SW de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz, región de Ayotoxco es de 125 m de espesor promedio.

Relaciones estratigráficas.

Su contacto superior es gradual y concordante con la Formación Chicontepec Medio y en ocasiones con la Chicontepec Inferior. El contacto inferior es concordante con las rocas de la Formación Méndez del Cretácico Superior.

Edad y correlación.

Se le asigna una edad del Paleoceno Inferior de acuerdo a la microfauna contenida en estas rocas. El micropaleontólogo J. Obregón de la parra (?), zonificó a la Formación Velasco en dos miembros: Velasco Basal y Velasco Inferior.

Velasco Basal.- Esta biozona se caracteriza por fósiles de la familia Globigerinidea, con un porcentaje muy elevado de Globigerina cretácea d'Orbigny, y otros microfósiles como: Globorotalia compresa Plummer, Globorotalia trinidadensis Bolli y Globorotalia velascoensis Cushman. Se correlaciona con la formación del mismo nombre en el subsuelo de Poza Rica.

Velasco Inferior.- Esta biozona está representada por fauna plantónica y bentónica de ejemplares de las familias Globorotalidae y Globigerinidae que constituyen el 60 % del conjunto faunístico. Aparece también, Globorotalia membranacea (Ehrenberg).

Ambiente de depósito.

Los sedimentos de esta formación indican, por su litología y fauna, condiciones de depósito en aguas moderadamente profundas, de medios marinos de tipo nerítico y batial con baja salinidad y baja temperatura.

Importancia económica petrolera.

Debido a su baja porosidad y permeabilidad se le considera como una roca sello.

Formación Chicontepec Inferior (Pchi), Cenozoico (Paleoceno Superior-Eoceno Inferior).***Definición.***

La Formación fue estudiada primeramente por W.F. Cummins en las inmediaciones del pueblo de Chicontepec, de donde toma su nombre, a 2.5 km al Este, en Veracruz. Pero fue definida por Dumble E.T. (1918), y en 1931, W. L. F. Nuttall por su fauna la subdivide en tres unidades, y que para fines petroleros les otorgó la categoría de formaciones.

Compuestas por areniscas de color amarillo a pardo y contienen huellas con fragmentos de gusanos (Anélidos).

Distribución.

La distribución de la Formación Chicontepec aunque ya ha sido atravesada por los pozos petroleros no es posible zonificarla faunísticamente debido al carácter de depósito.

En el subsuelo se ha identificado en el distrito de Poza Rica, en el extremo sur y al poniente de la Faja de Oro (Plataforma de Tuxpan).

En el sureste de México, en la parte sur de la Cuenca de Macuspana, Tabasco y en el extremo norte del Estado de Chiapas.

Litología y espesor.

Está constituida por una serie de capas rítmicas de areniscas calcáreas de grano fino de color gris oscuro de 50 a 60 cm de espesor, areniscas arcillosas que alternan con capas de lutitas calcáreas de color gris a gris verdoso de 20 a 25 cm de espesor, de tipo nodular y margas, que intemperizan a un color amarillo ocre.

En algunas localidades se encuentran capas lenticulares de conglomerados de 2 a 3 m de espesor, formados por guijarros de 2 a 3 cm de diámetro de rocas calizas y de pedernal. A medida en que se asciende estratigráficamente, las capas de arenisca se adelgazan hasta tener el mismo espesor que las lutitas.

Relaciones estratigráficas.

Su contacto inferior es gradual y concordante con la Formación Velasco Basal y en el pozo Vega de la Torre es discordante con las formaciones de San Pedro y Cahuasas. El contacto superior es discordante con la Formación Chicontepec Medio.

Edad y correlación.

Por su contenido faunístico se le asigna una edad del Paleoceno Superior. Los fósiles característicos más representativos son: *Globorotalia velascoensis* Cushman, *Globorotalia membranacea* Ehrenberg, *Globorotalia compressa* Plummer. Además la *Anomalina velascoensis* y *Aragonia velascoensis*, Cushman. Se correlaciona con la formación del mismo nombre en la Cuenca de Chicontepec y con las rocas de facies arcillo-margosas de la Formación Velasco.

Ambiente de depósito.

Estos sedimentos representan el depósito de la facies arenosa de tipo turbiditas, de aguas poco profundas. Gobernados por un continuo levantamiento del occidente y un progresivo hundimiento o basculamiento al oriente.

Importancia económica petrolera.

Por sus características litológicas puede ser considerada como una roca almacenadora en los Campos Hallazgos y Remolino en el distrito de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz.

Formación Chicontepec Medio (Pchm), Cenozoico (Paleoceno Superior).***Definición.***

Fue estudiada primeramente por W.F. Cummins y Sands en las inmediaciones del pueblo de Chicontepec, a 2.5 km al Este de dicho poblado, en el Estado de Veracruz y definida por Dumble E.T. (1918). En 1931, W. L. F. Nuttall, la llamo, con bases micropaleontológicas en Formación Chicontepec Medio.

Distribución.

Se encuentra distribuida en la parte occidental de la Provincia Tampico-Misantla, donde mejor se le conoce por los pozos perforados, en la parte Sur del Estado de Veracruz. En el subsuelo se le ha identificado en el extremo Sur y Occidente de la Faja de Oro y en el distrito petrolero de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz.

Litología y espesor.

Está constituido por una serie de areniscas calcáreas de color gris claro de grano fino a medio, compactas, en capas de 20 a 40 cm de espesor, ocasionalmente con material carbonoso (restos de plantas), que intemperizan a pardo amarillento. Alternado con lutitas calcáreas de color gris o gris azul, duras, de 10 a 20 cm de espesor.

Esta formación tiene un espesor que varía de 40 a 200 m. Hay presencia de areniscas en bancos gruesos a delgados con marcas de oleaje y horadaciones de anélidos. En esta unidad se tienen yacimientos de hidrocarburos.

Relaciones estratigráficas.

El contacto inferior de esta formación es concordante con la Formación Chicontepec Inferior. El contacto superior es normal y concordante con la Formación Chicontepec Superior y con la Formación Aragón en Misantla, Veracruz.

Edad y correlación.

Se le asigna una edad del Paleoceno Superior con base a su microfauna del Landeniano y los microfósiles más representativos son: *Cornuspira cretácea* Reuss, *Globigerina velascoensis* Cushman, *Globigerina velascoensis* White, *Globorotalia velascoensis* Cushman, *Globorotalia pusilla*, *Chilestomella* sp., *Chiloqumbelina critina* Glaessner y con el microfósil de *Gumbelina globulosa* Ehrenberg.

Se correlaciona con la formación del mismo nombre en el subsuelo de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz, en la Cuenca de Chicontepec.

Ambiente de depósito.

Su depósito fue en condiciones similares a las de la Formación Chicontepec Inferior, variando sólo en la duración de los períodos de aporte y alternancia de los sedimentos arcillosos típicos de esta unidad, con granos de cuarzo y el depósito fue de un ambiente batial.

Importancia económica petrolera.

Se le considera como una roca potencialmente almacenadora de hidrocarburos en sus horizontes arenosos, debido a su alta porosidad y permeabilidad, en el distrito petrolero de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz.

Formación Chicontepec Superior (Echs), Cenozoico (Eoceno Inferior).

Definición.

Los sedimentos de esta formación fueron estudiados primeramente por W.F. Cummins, en la cresta de un anticlinal en las montañas de Chicontepec, a 2.5 km al oriente del pueblo de Chicontepec y definida por Dumble E.T. (1918).

Subdividida por W. L. F. Nuttall, en tres formaciones. Así como también B.C. Belt, en el año de 1925 la describió, siendo ésta la clasificación más acertada.

Distribución.

Los afloramientos donde se originó el nombre de esta formación está expuesta en la cresta de un anticlinal a 2.5 km, al oriente del pueblo de Chicontepec. Esta unidad es la menos expuesta en la Cuenca de Chicontepec.

Litología y espesor.

En su localidad tipo consiste de lutitas de color gris oscuro, que intemperizan en un color ocre, alternando con areniscas de color azul y gris oscuro, de grano fino a medio, en capas delgadas de 5 a 10 cm de espesor, con impresiones de gusanos marinos, huellas de oleaje y restos de plantas.

Contiene cantos rodados que parecen contener algo de material carbonoso y con material lignítico que fue encontrado en las areniscas. Alternando con horizontes finos de lutitas arenosas de color gris. Su espesor exacto no puede ser definido, debido a que horizontes índices no han podido ser establecidos.

Presenta estructuras primarias como laminación cruzada, canales de corte y de relleno, rizaduras de corriente y huellas de carga. Esta unidad es rica en lodos de arcillas y limos, con un espesor promedio de 400 m.

Relaciones estratigráficas.

Su contacto inferior es normal y concordante con la Formación Chicontepec Medio y es discordante con la Formación Chicontepec Inferior. Estratigráficamente hacia arriba la cubre concordantemente la Formación Guayabal.

Edad y Correlación.

Con base en el contenido de fósiles presentes en esta formación, se le asigna una edad del Eoceno Inferior. La fósiles presente son: Globorotalia palmerae, Cushman y Bermúdez, Globorotalia rex Martin, Globorotalia formosa Bolli, Globigerina pseudobulloides, Plummer, Textularia aff. T. foeda, Reuss y Trochammina diagonis, Carsey. Se correlaciona con la formación del mismo nombre en algunas partes de la Provincia Tampico-Misantla.

Ambiente de depósito.

Según los estudios sedimentológicos más recientes, los sedimentos del Paleoceno están formados por turbiditas, que consisten en repeticiones de las secuencias de lutitas, limonitas, areniscas y ocasionalmente de conglomerados. El depósito turbidítico se realizó como relleno del Paleocanal de Chicontepec.

Importancia económica petrolera.

Se considera como roca sello por su contenido arcilloso; en sus horizontes arenosos se tiene regulares posibilidades de contener petróleo en los rellenos de canal, zonas de desborde y en los lóbulos de los deltas (Nava y Alegría, 2001; Pérez, 1990).

Por tanto, en general, el Grupo Chicontepec, en sus tres formaciones es de gran importancia económica desde el punto de vista petrolero, puesto que han resultado productoras de hidrocarburos en algunos de los campos petroleros al oeste de la Faja de Oro (Plataforma de Tuxpan) y en la región de San Andrés.

Formación Aragón (Ea), Cenozoico (Eoceno Inferior).***Definición.***

Los sedimentos de esta formación fueron definidos por Nuttall, W. L. F., en 1930, como Formación Aragón, la cual está constituida por lutitas y margas de color gris verdoso a un color azul claro, que intemperizan a un gris rosado, contiene franjas arenosas en la parte inferior de la formación, la localidad tipo está en el Río de La Puerta, al poniente de la Antigua Ex-Hacienda de Aragón, en el Estado de Veracruz.

Distribución.

Se localiza principalmente en la Provincia Tampico-Misantla, está expuesta en áreas separadas entre sí, pero que probablemente se extienda por el norte hasta Soto la Marina, además en el Estado de Tamaulipas.

Hacia el sur llega hasta Palma Sola y Fubero, Veracruz, alcanzando posiblemente hasta la parte norte del Macizo de Teziutlán, en el Estado de Puebla.

Litología y espesor.

La Formación Aragón, está constituida por lutitas de colores gris, gris azul y verde, que por el intemperismo toma un color amarillento. En la base de la formación se presentan bandas de bentonita. Hacia la parte alta de esta formación se encuentran laminaciones de arena fina y pequeños nódulos calcáreos.

Tiene un espesor medio de 150 m y su mayor potencia se observa al oriente de la Faja de Oro (Plataforma de Tuxpan), donde alcanza 325 m de espesor (Pozo Tuxpan No. 1).

Relaciones estratigráficas.

El contacto inferior sobreyace con la Formación Chicontepec Superior, se determina por medios paleontológicos ya que las diferencias litológicas son casi imperceptibles y el contacto superior está bien marcado litológicamente con la Formación Guayabal, ya que contrastan con las lutitas parduzcas de esa formación con las de color verde azul de la Formación Aragón.

Edad y correlación.

Pertenece al Eoceno Inferior de acuerdo con la fauna fósil que contiene. Las biozonas distintivas están representadas por: Globorotalia aragonensis Nutall, Hantkenina mexicana var, Hastigerina cocaenica var y Hantkenina aragonensis asociadas con Globorotalia collatea (Finlay) y Globigerina soldadoensis Bronnimán.

Estas especies ubican a la Formación Aragón en el Eoceno Temprano y en la Base del Eoceno Medio.

Ambiente de depósito.

Por su litología constituida por sedimentos arcillosos y ricos en especies plantónicas se le considera de una facies de aguas profundas.

Importancia económica petrolera.

Por sus características litológicas similares a las de la Formación Chicontepec en los paleocanales, se considera almacenadora en el Campo Hallazgo del distrito de Poza Rica y sello por sus horizontes arcillosos.

Formación Guayabal (Eg), Cenozoico (Eoceno Medio).***Definición.***

Esta formación fue definida por W. S. Adkins (1925), en un informe privado, y posteriormente por Cole (1927). La localidad tipo se localiza en un pequeño acantilado en El Guayabal, hacienda de Temateco, Veracruz, a unos 12 km al Oeste del Potrero del Llano.

Existe el antecedente de que Wiebe (1924), utilizó el nombre “Tempoal”, para los sedimentos llamados poco después como Formación Guayabal.

Distribución.

Aflora en una franja orientada burdamente N 45 W SE, con amplitud máxima de 5 km aproximada, en el área de Juchique de Ferrer, Veracruz y en una franja burdamente paralela a la línea de costa del Golfo de México, a unos 55 km al poniente, de dicha línea.

Litología y espesor.

Está representada en general por sedimentos arcillosos y abundante en formas pelágicas, con estratificación muy delgada, limosa y algo glauconítica. Es un secuencia de margas de color verde olivo, con estructuras nodulares calcáreas duras, algunas de varios cm de diámetro, que intemperizan en un color pardo crema.

También, está constituida por lutitas plásticas de color verde a pardo ligeramente arenosas de aspecto masivo, lutitas de color gris y gris verdoso bentoníticas de fractura nodular (nódulos de siderita) que intemperizan a un color amarillo claro, y capas delgadas de arenisca de grano fino de color pardo claro.

Al norte de la Provincia Tampico-Misantla se vuelve areno-arcillosa y los microfósiles disminuyen has un 50%. Su espesor es de 100 m a más de 1000 m de potencia, el máximo desarrollo se localiza en el área de Tajín y el Chote, donde alcanza 1190 m.

Relaciones estratigráficas.

Su contacto inferior es concordante con la Formación Chicontepec Superior y con la Formación Aragón en Misantla.

El contacto superior está bien definido tanto paleontológica y estratigráficamente, pues sus sedimentos arcillosos contrastan claramente con los arenosos y conglomeráticos de las formaciones Chapopote y Tantoyuca que la cubren. Con la Formación Palma Real presenta una discordancia angular.

Edad y correlación.

Por su características faunísticas se le asigna una edad del Eoceno Medio (Luteciano), la cual está representada por: Globorotalia leheneri Cushman y Jarvis, Trunconotaloides rohri Bronniman y Bermúdez, Porticulosphaera mexicana Cushman. Se correlaciona con la formación del mismo nombre en el subsuelo de la cuenca.

Ambiente de depósito.

En la localidad tipo la formación es rica en moluscos, briozoarios y en corales, con abundancia de foraminíferos que nos indican un ambiente de depósito de mares someros y tranquilos, con aportes cíclicos de terrígenos.

Al sur del Río Tecolutla, está constituida por sedimentos de facies marginales.

Importancia económica petrolera.

Debido a su baja permeabilidad y porosidad se considera como roca sello en la Cuenca de Chicontepec y Paleocanal, de la Provincia Tampico-Misantla.

Formación Tantoyuca (Et), Cenozoico (Eoceno Superior-Priaboniano).

Definición.

Las formaciones Tantoyuca y Chapopote. Se trata de una sola formación representada por dos diferentes facies características que fueron descritas independientemente una de otra. La Formación Tantoyuca fue definida por Ver Wiebe, Walter A., (1927). En: "The Stratigraphy of the Petroliferous Area of Eastern México" Amer. Jour. Science, 5 th. Ser. Vol. 8, October and December, 1924.

La facies está representada por rocas compuestas de conglomerados, areniscas y lutitas, ricas en macroforaminíferos y pobres en pelágicos. La localidad tipo se localiza en el poblado de Tantoyuca y al oriente del mismo, sobre el camino de Tantoyuca-Chapopote.

Distribución.

En el subsuelo se le conoce a lo largo de La Faja de Oro, desde Tecolutla hasta San Isidro, Veracruz. Así como al poniente, desde Miquetla hasta el Chote, pasando por Miahuapan, nuevo Progreso y Poza Rica.

Está expuesta en algunas localidades de la cuenca Tampico-Tuxpan, al norte; al sur en la localidad de Tantoyuca hasta Tlacolula, al oriente de la mesa de Metraltoyuca y al poniente de Papantla de Olarte, Veracruz.

Litología y espesor.

Esta facies está constituida por sedimentos arenosos-conglomeráticos. Conformada por arenisca de grano fino a grano grueso y arenisca conglomerática de matriz calcárea con algunas intercalaciones de lutitas o de margas arenosas de color gris y gris oscuro.

También tiene conglomerados y brechas constituidas principalmente por fragmentos de calizas del Cretácico, con pedernal negro y fragmentos de areniscas derivadas de la Formación Chicontepec. Está representada por sedimentos terrígenos, en donde alternan conglomerados, areniscas y lutitas, debido a que su depósito está asociado a la culminación del ciclo tectónica Laramídico.

Los espesores medios varían de unos cuantos metros hasta aproximadamente 400 m de potencia, medidos en secciones superficiales y es muy variable, debido principalmente a que no se tienen secciones completas.

Relaciones estratigráficas.

Su contacto inferior es concordante con la Formación Guayabal, pues los sedimentos arenosos y conglomeráticos contrastan claramente con los arcillosos de la Formación Guayabal y el contacto superior es concordante con la Formación Palma Real Inferior y con la Formación Horcones. Es discordante con las formaciones Concepción y Encanto.

Edad y correlación.

Con base en el contenido faunístico presente en ésta formación se le asigna una edad del Eoceno Superior (Priaboniano), los fósiles están representados por macroforaminíferos y muy pobre en pelágicos. Por ejemplo: *Bulimina jacksonensis* Cushman, *Discorbia jacksonensis* Cushman y Applin, *Globorotalia cerroazulensis* Cole y *Hantkenina alabamensis* Cushman.

Ambiente de depósito.

Los sedimentos que caracterizan a la facies Tantoyuca son indicativos de depósito bajo condiciones de perturbación, en un medio ambiente marginal, de aguas someras.

Importancia económica petrolera.

La Formación Tantoyuca es productora de hidrocarburos en algunos pozos en el área de Mecatepec y en otras localidades del distrito de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz, se han registrado manifestaciones de hidrocarburos en esta formación.

Formación Chapopote (Ec), Cenozoico (Eoceno Superior-Priaboniano).***Definición.***

La Formación Chapopote fue definida por Cole, W. S., (1927). En: "A foraminiferal fauna from the Guayabal Formación in México" Bull. Amer. Paleontology, Vol. 14, No. 51, pp. 5-43, dec. 1927. Está constituida por lutitas con abundantes microfósiles plantónicos de aguas profundas. Su localidad tipo se localiza en la margen norte del Río Tuxpan cerca de la población de Chapopote, en el cruce de la carretera de Álamo a Potrero de Llano, Veracruz.

Distribución.

La facies Chapopote está expuesta en la región de San José de las Rusias, al sur de Soto la Marina, a unos 25 km al poniente y suroeste de Tampico, Tamaulipas. Al oeste y al sur de Cerro Azul, Veracruz. En el subsuelo se le ha reportado en los pozos de la región de San José de las Rusias; al poniente sobre la Faja de Oro, excepto en la parte norte, donde las calizas del Cretácico están cubiertas directamente por sedimentos transgresivos del Oligoceno.

Litología y espesor.

Está constituida por margas de color gris y gris verdoso, que por intemperismo toman un color crema. También por lutitas calcáreas friables de color verde que intemperizan a un color amarillo, plásticas y arenosas, con intercalación de areniscas de grano fino de color gris oscuro al fresco.

En la base de esta formación, se compone de capas delgadas de arenisca de grano fino de color gris y algunos estratos de arenisca conglomerática con intercalaciones de lutitas de color

gris claro, con algunas capas de arcilla bentonítica de un color amarillo verdoso, siendo más frecuentes hacia la cima, en estratos de aproximadamente de 30 cm de espesor. El espesor máximo de esta formación es de 320 m (Parga, 1979), y en el subsuelo se reportan espesores de 86 m (Pozo Sultepec No 1).

Relaciones estratigráficas.

El contacto inferior frecuentemente es discordante con la Formación Guayabal en el Río Yecuatla. El contacto superior es concordante con la Formación Palma Real Inferior y con la Formación Horcones; está en discordancia angular con las formaciones Concepción y Encanto.

Edad y correlación.

Con base en el contenido faunístico se le ha asignado una edad Eoceno Superior, los microfósiles contenidos son: Globorotalia cocoaensis Cushman, Globigerina linaperta Finlay y Globigerina centralis Cushman y Bermúdez. Se correlaciona con la Formación Tantoyuca en el área de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz.

Ambiente de depósito.

Se depósito en 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.

Importancia económica petrolera.

La Formación Chapopote es productora de aceites en algunos pozos de Mecatepec y en Poza Rica de Hidalgo, Veracruz, se ha registrado manifestaciones de hidrocarburos. Por sus horizontes arcillosos de baja porosidad e incipiente permeabilidad, se considera como roca sello.

Formación Horcones (Oh), Cenozoico (Eoceno Superior-Oligoceno Inferior).

Definición.

Esta formación fue definida por Grimsdale, T. F., (1933), en un informe Geológico inédito. Su localidad tipo aflora en el arrollo que cruza el camino entre el Potrero del Llano y Tlacolula, Veracruz. En términos generales está constituido por lutitas intercaladas con arenisca conglomerática. Esta formación sólo se identifica con base en su microfauna.

Distribución.

Tomando en cuenta su distribución estratigráfica lateral de unos 200 km, se presenta desde el sur de Poza Rica, Veracruz, hasta Tamismolón. Su amplitud es muy restringida por su carácter litológico.

Litología y espesor.

Está constituida por margas de color gris claro a un color gris azul, que intemperizan a un color pardo y gris crema, frecuentemente presenta intercalaciones de areniscas de grano fino y ocasionalmente capas de ceniza volcánica.

En el distrito de Poza Rica donde ha sido estudiada con mayor detalle; está constituida por lutitas con abundantes areniscas de color gris a un color gris blancuzco, cuarcíferas y conglomeráticas con cemento calcáreo de grano fino y algunas veces de grano grueso.

También contiene capas gruesas de conglomerados, areniscas conglomeráticas, con fragmentos de 10 a 20 cm de calizas y dolomitas redondeados, con pedernal negro y fragmentos de rocas ígneas, así como intercalaciones aisladas de bentonita gris. Su espesor varía de 120 a 465 m de potencia, en el área de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz.

Relaciones estratigráficas.

El contacto inferior es concordante con la Formación Chapopote y con la Formación Tantoyuca. El contacto superior es concordante con de la Formación Palma Real Inferior.

Edad y correlación.

Por el contenido de microfósiles presentes en ésta formación, se le asigna una edad del Oligoceno Inferior, fechada con la microfauna de foraminíferos.

Los fósiles más representativos son: *Lepidocyclina lavosa* Cushman, *Lepidocyclina* (*Eulepidina*) *favosa*, *Rotaliatina mexicana* Cushman, *Planulina cocoaensis* Cushman y *Textularia eocaona* (Gumbel) según Cole.

El microfósil más importante es *Rotaliatina mexicana* Cushman, notándose, además, la ausencia de ejemplares del genero *Hantkenina*. Se correlaciona con la Formación La Laja en la Cuenca de Veracruz y con la Formación Palma Real Inferior en el área de Tecuantepec.

Ambiente de depósito.

Las condiciones reinantes de su depósito y fuente de suministro de material, fueron las mismas que prevalecieron durante el depósito de Formación Tantoyuca y Chapopote, que está constituida en su mayor parte por sedimentos terrígenos, en facies areno-conglomerática.

Su depósito fue en aguas someras cercanas a la costa, con aporte de material detrítico, producto de la erosión de rocas más antiguas.

Importancia económica petrolera.

Se le considera como roca almacenadora, con base a sus propiedades petrofísicas de alta porosidad y permeabilidad en sus horizontes conglomeráticos.

Formación Palma Real Inferior (Opri), Cenozoico (Oligoceno Inferior y Medio).

Definición.

Inicialmente fue considerado como Grupo Palma Real. Actualmente se le ha subdividido en 2 formaciones Palma Real Inferior y Palma Real Superior. Los sedimentos de esta formación fueron definidos por Villatoro J. A. (1932). Muestra variaciones de facies lateralmente. Los sedimentos están constituidos por margas de color azul, lutitas de color gris, con intercalación de arenisca en capas delgadas en la parte superior. En la base se compone de areniscas estratificadas y algunas veces ceniza volcánica y su localidad tipo se localiza en la Hacienda de Palma Real, particularmente en el arroyo de Cal, en su cruce con el camino del Potrero del Llano a Temapache, Veracruz.

Distribución.

Se distribuye en la Provincia Tampico-Misantla. También se localiza hacia la parte norte y al oriente de la Faja de Oro. Superficialmente aflora a lo largo en una franja NW-SE, que se orienta hacia el sur en las inmediaciones de La Fila, quedando cubierta por los derramen volcánicos, aflorando solamente en algunas partes de los ríos Chiltepec y Palma Sola, Veracruz.

Litología y espesor.

Esta formación está constituida por lutitas calcáreas de color amarillo pardo, quebradizas y muy intemperizadas, laminares, friables y nodulares con intercalaciones de areniscas en capas delgadas de grano fino. Areniscas, conglomerados y margas arenosas con alternancia de lutitas de color pardo en su parte superior y areniscas de grano medio. Los conglomerados tienen cantos de calizas del Cretácico y guijarros de pedernal negro, con microfósiles. La facies de este grupo varía de aguas marginales a aguas comparativamente profundas y el espesor promedio es de 300 m, con su correspondiente cambio en litología y fauna.

Relaciones estratigráficas.

Su contacto inferior está en discordancia angular con las formaciones de Chapopote y Guayabal y cubre concordantemente a la Formación Horcones. El contacto superior de esta formación es transgresivo con las formaciones Concepción y Encanto. El contacto superior con la Formación Palma Real Superior, se define por medios paleontológicos por su semejanza.

Edad y correlación.

Con base en el contenido faunístico se le asigna una edad del Oligoceno Inferior, misma que fue asignada por Hernández de la Fuente en 1990, La cual está representada por la presencia de Globigerina ampliapertura Bolli, Robulus americanus Cushman, Nonion pompiloides Fitchell y Mall. Se correlaciona con las formaciones Horcones y Tuxpan en la Provincia Tampico-Misantla y con la Formación La Laja de la Plataforma de Córdoba de La Cuenca de Veracruz.

Ambiente de depósito.

Se depositó en un ambiente nerítico externo de aguas profundas, en una época transgresiva, donde existieron condiciones favorables para el desarrollo restringido de arrecifes.

Importancia económica petrolera.

Por su baja porosidad y permeabilidad constituye una roca sello. También ha resultado productor de hidrocarburos en pequeña escala en dos campos de la Provincia Tampico-Misantla y se le considera como Grupo Palma Real.

Formación Palma Real Superior (Oprs), Cenozoico (Oligoceno Superior).***Definición.***

La Formación Palma Real Superior, se distingue de la anterior por la ausencia de ciertas especies de microfósiles y fue definida por Villatoro J. A. en 1932. El nombre se usó por primera vez en 1928, para designar a las capas que cubren a los sedimentos de la Formación Chapopote (Nuttall), informe inédito.

Su localidad tipo se encuentra en el arroyo de la Cal, en el cruce del camino del Potrero del Llano a Temapache Veracruz.

Distribución.

Superficialmente los afloramientos de esta formación son reducidos formando una agosta faja que rodea a los sedimentos de la Formación Palma Real Inferior, a la que cubre al sur en el Río Palma Sola y queda cubierta por el material volcánico del Post-Mioceno. Se localiza en la Provincia Tampico-Tuxpan.

Litología y espesor.

La litología se distingue de la formación anterior por la ausencia de ciertas especies de microfósiles, está constituida por lutitas suaves de color gris, en capas delgadas ligeramente arenosas, con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino y restos de organismos.

En algunas localidades se presentan también calizas coralinas de tipo arrecifal, con abundancia de Orbitoididos. Se ha cortado espesores de hasta 280 m en el campo de Poza Rica.

Relaciones estratigráficas.

Por la semejanza con la Formación Palma Real Inferior, su límite inferior sólo se hace por medios paleontológicos y el contacto superior está en discordancia con la Formación Mesón.

Edad y correlación.

Por su contenido faunístico se le asigna una edad del Oligoceno Medio a Superior. Los microfósiles más representativos de esta formación son: *Lepidocyclina parvula* Cushman, *Lepidocyclina tuberculata palmerealensis* y *Lepidocyclina asterodisca* Nuttall. Se correlaciona en la Provincia Tampico-Misantla, con la Formación Alazán.

Ambiente de depósito.

Se depositó a continuación de la transgresión del miembro Palma Real Inferior en un ambiente nerítico externo.

Al finalizar el depósito de esta formación, debió efectuarse una regresión, pues en general en su cima aparecen algunos horizontes clásticos, areniscas de grano fino a medio y un conglomerado llamado Mecatepec.

Importancia económica petrolera.

El Grupo Palma Real ha resultado productor de hidrocarburos en pequeña escala en dos de los campos de la Provincia Tampico-Misantla.

Formación Alazán (Oa), Cenozoico (Oligoceno Medio-Mioceno Inferior).***Definición.***

Los sedimentos de ésta formación fueron definidos por Dumble, E. T. en 1918, los cuales están constituidos por margas y lutitas de color azul oscuro a gris que intemperizan a un color gris rosado, con pequeños fósiles bien preservados.

La localidad tipo se encuentra sobre el Río Buenavista, en el cruce del antiguo camino entre las haciendas de Alazán y Mozutla. También, fue descrita por Garfias en 1915, *Economic Geology*, Vol. X, p. 205.

Distribución.

Está expuesta en diferentes localidades dentro de la Cuenca Tampico-Tuxpan. En el subsuelo se le conoce bien por los pozos perforados en la región.

Ha sido cortada en San José de las Rusias, Tamaulipas, en Tuxpan y Cabo Rojo, Veracruz. Así como al poniente de la Faja de Oro (Plataforma de Tuxpan).

En la superficie se le encuentra en la Planicie Costera del Golfo de México, a lo largo de una franja de 280 km de longitud y de 2 a 18 km de ancho. Se presenta en un área pequeña al noroeste de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz, en el Río Cazones.

Litología y espesor.

Esta formación está constituida de margas de color azul oscuro a gris que intemperizan a gris rosado. En sus afloramientos consiste de una serie de margas y lutitas de color azul oscuro a gris, que por intemperismo adquieren un color gris rojizo.

Ocasionalmente se encuentran intercalados algunos estratos de arenisca arcillosa de 2 a 3 cm de espesor. El espesor medido en la superficie es variable. Se tiene de 100 a 120 m al oriente de Cerro Azul, 500 m al noroeste de Poza Rica y 600 m al oriente y noreste de Tantoyuca, Veracruz.

Relaciones estratigráficas.

Su límite inferior lo constituye la Formación Palma Real Superior y el límite superior lo constituye la Formación Mesón.

Edad y correlación.

A esta formación se le considera del Oligoceno Medio, por su contenido abundante de fósiles de foraminíferos, la fauna es muy constante, siendo el género *Uvigerina* el predominante, acompañado por una variedad de otras formas en perfecto estado de conservación.

La fauna más representativa de esta formación es: *Ammospirata mexicana* Cushman, *Anomalina alazanensis* Nuttall, *Boliviana alazanensis* Cushman y *Planulina alazanensis* Nuttall. En algunos pozos se reportan lutitas de color gris que cambian a areniscas con intercalaciones arcillosas, su espesor es variable desde 60 hasta 930 m (Nava et al., 2001).

Ambiente de depósito.

Esta litofacies se depositó en aguas profundas, con abundantes sedimentos arcillosos ricos en fauna pelágica.

Importancia económica petrolera.

No se hay registro de esta formación de alguna importancia económica petrolera.

4.3 MODELO SEDIMENTARIO

Durante años, el modelo conceptual sedimentario utilizado por PEMEX para la Cuenca de Chicontepec, fue el de Walker (1985), pero debido a que éste no explica la totalidad de todos los eventos presentes en el Paleocanal de Chicontepec, se propone el modelo conceptual tomado de Aguayo y Santillán (2010), con el objetivo de mejorar el modelo geológico (Fig. 4.1).

La Cuenca de Chicontepec y Paleocanal, es una cuenca de antepaís (foreland) rellena de sedimentos terrígenos turbidíticos, depositados en un ambiente marino profundo, formando lóbulos y abanicos de edad Paleoceno-Eoceno Inferior (Fig. 4.5).

La evolución sedimentaria de la Cuenca de Chicontepec y Paleocanal, estuvo gobernada por el continuo levantamiento del occidente y progresivo hundimiento o basculamiento al oriente; las relaciones de mar-Tierra, fueron invariablemente inestables, asociadas a fases transgresivas y regresivas, sucesivas y alternantes que dejaron su huella en la columna estratigráfica con una serie de contrastes en la sedimentación.

El ciclo sedimentario de la Cuenca Cenozoica, se inicia a finales de Cretácico, cuando la Orogenia Laramide levanto y plegó a las rocas mesozoicas, para dar origen a la Sierra Madre Oriental (SMO). Como consecuencia de este fenómeno, evolucionaron corrientes fluviales que transportaron durante el Paleoceno Inferior, gran cantidad de sedimentos finos que dieron origen a la Formación Velasco Basal, que fue depositada en aguas profundas de la localmente llamada Cuenca de Chicontepec, localizada en la porción sur de la Provincia Tampico-Misantla.

Al final del Paleoceno Inferior, se aparece un rasgo distintivo en la sedimentación Cenozoica, que en forma general, en esta época, se establece la combinación de dos litofacies isócronas, representadas, una por sedimentos arcillosos con contenido faunístico característico de aguas profundas de la Formación Velasco, que varían lateralmente a otra arcillo-arenosa de ambiente turbidítico con una marcada asociación faunística de aguas someras y profundas. Esta variación y polaridad de facies, es más notable de sur a norte y de este a oeste, muestran con ello un depósito sedimentario de ambiente de Antefosa.

En el Paleoceno Superior y Eoceno Inferior, se depositaron los sedimentos arenosos del Grupo Chicontepec procedentes de las montañas occidentales de la Sierra Madre Oriental, los cuales fueron depositados dentro de una serie de abanicos submarinos con rasgos morfológicos relacionados al medio ambiente de depósito (fig. 4.5).

A finales del Paleoceno, en el extremo meridional de la Provincia Tampico-Misantla, se generó un levantamiento estructural diferencial con respecto a la porción septentrional, llamado levantamiento de Santa Ana, producido por los esfuerzos de tensión de la mecánica emergente de la región, quedando erosionada gran parte de la columna litoestratigráfica Mesozoica, formándose posteriormente canales submarinos (Chicontepec-Nautla) que labraron sus lechos, cortando principalmente rocas del Jurásico y rocas del Cretácico.

Estos canales que se formaron como producto de un proceso de erosión subacuosa acelerada, constituyen el fenómeno estratigráfico más importante de la Cuenca de Chicontepec; donde el depósito de sedimentos consiste en repeticiones de una secuencia alternada con múltiples depósitos de turbiditas y los límites erosiónales adoptan cierto paralelismo con las estructuras Laramídicas emergidas a finales del Sistema Cretácico.

La CNH señala que los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín, se encuentran en un sistema turbidítico de los cuales se tiene un alto interés económico ya que un porcentaje importante de los campos gigantes de petróleo en producción están desarrollados en este tipo de sistemas sedimentarios. Por esta razón, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) señala que es necesario comprender cómo se forman los sistemas turbidíticos y sus características como yacimientos, siendo de vital importancia para el desarrollo de estrategias de exploración.

Estos sistemas turbidíticos presentan cambios litológicos laterales y verticales abruptos, que los ubican como yacimientos discontinuos, aislados y de formas irregulares, teniendo una complejidad importante, en donde también se señalan las diferentes facies (Fig. 4.3).

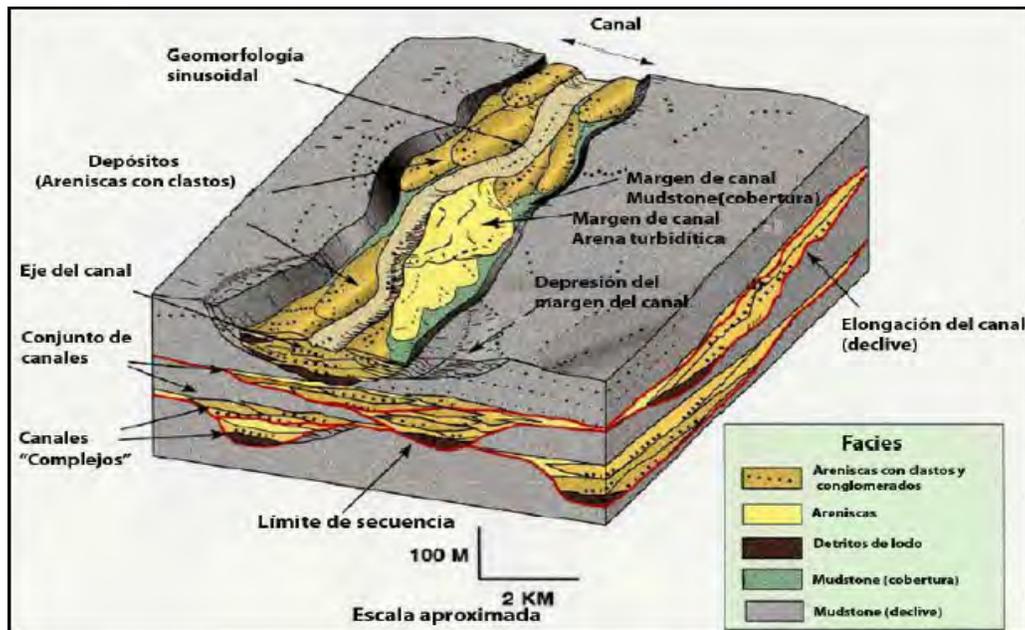


Fig. 4.3 Modelo sedimentario de la complejidad en el sistema de depósito del Paleocanal de Chicontepec.³

Es de vital importancia tener identificadas, caracterizadas e interpretadas, todas las facies de turbiditas y su respectivo ambiente de depósito sedimentario, de tal forma que contribuyan al conocimiento sobre los mecanismos de transporte y depósito de sedimentos que dieron origen a los sistemas turbidíticos en la Cuenca de Chicontepec del Cenozoico.

En esta cuenca, el relleno fue principalmente de una alternancia de sedimentos finos y gruesos, típicos de una secuencia de facies turbidítica del Cenozoico Temprano; ésta secuencia fue propuesta por Mutti y Araujo en 1997; y en algunos casos, se observa fauna retrabajada del Cretácico en los sedimentos clásticos.

La clasificación de la secuencia de turbiditas que proponen Mutti, Araujo et al. (1997) y Ricci Lucchi (1975) (Fig. 4.4), comprende siete facies descritas alfabéticamente de la A a la G y las relaciona a los procesos sedimentarios de densidad que ocurren durante la formación del

³ Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH, 2010).

abanico submarino. Con la caracterización y distribución de las litofacies donde se establecen los parámetros sobre la geometría de depósito, estructuras internas de los estratos y de sus variaciones texturales, laterales y verticales; todos ellos y de forma integral, conducen a interpretar sus mecanismos de transporte y depósito. En la siguiente figura 4.4, se ilustran los principales atributos texturales de las facies A-G en el modelo propuesto por Mutti et al. (1997), los cuales son empleados para caracterizar e interpretar a los sedimentos estudiados que afloran en el Paleocanal y Cuenca de Chicontepec.

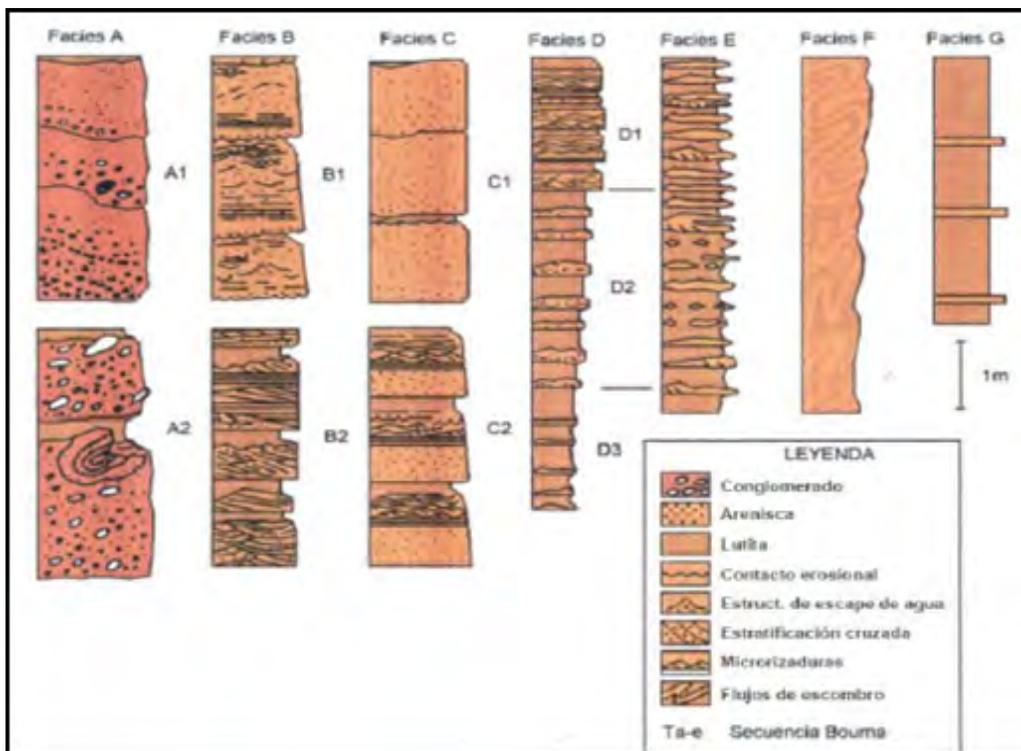


Fig. 4.4 Clasificación de las facies turbidíticas propuestas para la Cuenca de Chicontepec.⁴

En el Eoceno Temprano, estas depresiones fueron rellenadas por sedimentos clásticos provenientes en su mayoría de las porciones continentales emergidas al occidente (Sierra Madre Oriental) y del oriente (Plataforma de Tuxpan). A finales del Eoceno Temprano y hasta el Eoceno Medio, se tiene una sedimentación con predominio arcilloso, representada por las formaciones Aragón y Guayabal, las cuales se depositaron en un ambiente batial.

Posteriormente en el Eoceno Tardío continúa el relleno de la cuenca, depositándose dos facies, una arcillosa de aguas profundas (Formación Chapopote) y otra arenosa conglomerática (Formación Tantoyuca), observándose cambios en la sedimentación en el Paleocanal y Cuenca de Chicontepec, controlada por los paleorelieves submarinos, dando como resultado el depósito de sedimentos turbidíticos de las formaciones Aragón y Guayabal, representados en los modelos deltaicos de Cazonés y Tecolulá.

⁴ Mutti y Araujo, 1997.

Durante el Oligoceno y Mioceno, continúan las transgresiones y regresiones, así en el Oligoceno, se presenta una serie de intensos movimientos verticales, que proporcionaron gran cantidad de sedimentos arcillosos, arenosos y conglomeráticos, representados por la bipolaridad de litofacies someras y profundas de las formaciones Horcones-Palma Real Inferior y Palma Real Superior-Mesón, respectivamente. Esta serie de intensos movimientos verticales dan origen a características estratigráficas y litológicas muy variables en la Provincia Tampico-Misantla, debido a su carácter marcadamente regresivo. A finales del Oligoceno, la cuenca presentó un proceso acelerado de azolvamiento que marco el retiro de las líneas de costa; pero un nuevo basculamiento relacionado con fenómenos de subsidencia, marco el inicio de la época del Mioceno, con el depósito de sedimentos transgresivos de clastos gruesos en la base y finos en la cima de las formaciones Cuatzintla y Escolín del área de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz, bajo condiciones de aguas poco profundas.

El hundimiento es pulsativo, puesto que en el Mioceno Medio, hay inversión de la secuencia granulométrica de los sedimentos, es decir finos en la base y gruesos en la cima, marcando el carácter regresivo de los mares de esta época. En el Mioceno Tardío nuevamente vuelve a definirse una secuencia transgresiva, definida con el depósito de sedimentos arenosos a sedimentos arcillosos de la Formación Tuxpan, de un ambiente de depósito de litoral. A finales del Mioceno, la zona marginal del Golfo de México empieza a levantarse, retirándose los mares hacia el oriente, cerrándose el ciclo sedimentológico en la Provincia Tampico-Misantla.

En la Cuenca de Chicontepec y el Paleocanal, diferentes autores han realizado varios estudios sedimentológicos y todos coinciden en explicar que los sedimentos del Grupo Chicontepec, son producto del levantamiento y de la erosión de la Sierra Madre Oriental, los cuales han sido transportados primero por corrientes fluviales que dieron origen a deltas, en un ambiente transicional y posteriormente en depósitos de plataforma clástica, en cuyo borde se originaron corrientes de turbidez que dieron origen a depósitos de ambiente de aguas profundas.

La sedimentación de la cuenca se realizó por canales submarinos, dando origen a los abanicos de un ambiente nerítico externo a batial; formando complejos de canales y abanicos, que dieron origen a una secuencia sedimentaria de turbiditas compuesta por arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas. Los abanicos submarinos tuvieron una gran influencia en la sedimentación de la Cuenca de Chicontepec, con lo que el espesor de las rocas terrígenas se incrementó notablemente. El modelo sedimentario del Paleocanal y Cuenca de Chicontepec, está definido como una serie de eventos de múltiples episodios de depósito de abanicos submarinos. El modelo sedimentario que mejor explica el proceso de sedimentación en los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín, corresponde al de abanicos submarinos antiguos, propuesto por Mitti y Ricci Luchi (1972), que consideran una distribución espacio-temporal de litofacies que caracterizan a los subambientes de depósito como abanico interno, abanico medio y abanico externo (Fig. 4.5), los cuales son alimentados por canales y que en conjunto representan los depósitos turbidíticos.

El abanico interno, es un sistema alimentado por cañones submarinos donde se derivan canales que sirven como conducto para los sedimentos. El origen de los sedimentos es variado y su distribución está controlada por los cañones submarinos, donde los sedimentos más gruesos se acumulan en canales del abanico interno y en zonas de derrumbes, los cuales son el resultado del desborde lateral a través de los flancos y terrazas de dichos canales; cuando hubo mayor carga de sedimentos, depositando los sedimentos más finos en unidades delgadas gradadas, presentando comúnmente en sus bases, estructuras primarias de flama y secuencias Bouma

parciales, caracterizada por una laminación paralela cubierta por una estratificación convoluta o múltiples sectores de laminación cruzada en rizaduras, donde se forman muchos canales dentro del canal mayor.

El abanico medio, se caracteriza por su predominio en areniscas y por formar lóbulos de supra-abanicos, con superficies pulidas convexas ricas en areniscas. Cada lóbulo es abastecido por canales distribuidores que acumulan arenas masivas o guijarrosas, estos lóbulos presentan estratificación lenticular y estructuras someras de arrastre, los cuales son retrabajados a medida de que los canales migran. Los sedimentos finos son depositados sobre superficies planas y en las partes superiores de estos canales, a medida de cómo van desaparecen pendiente abajo.

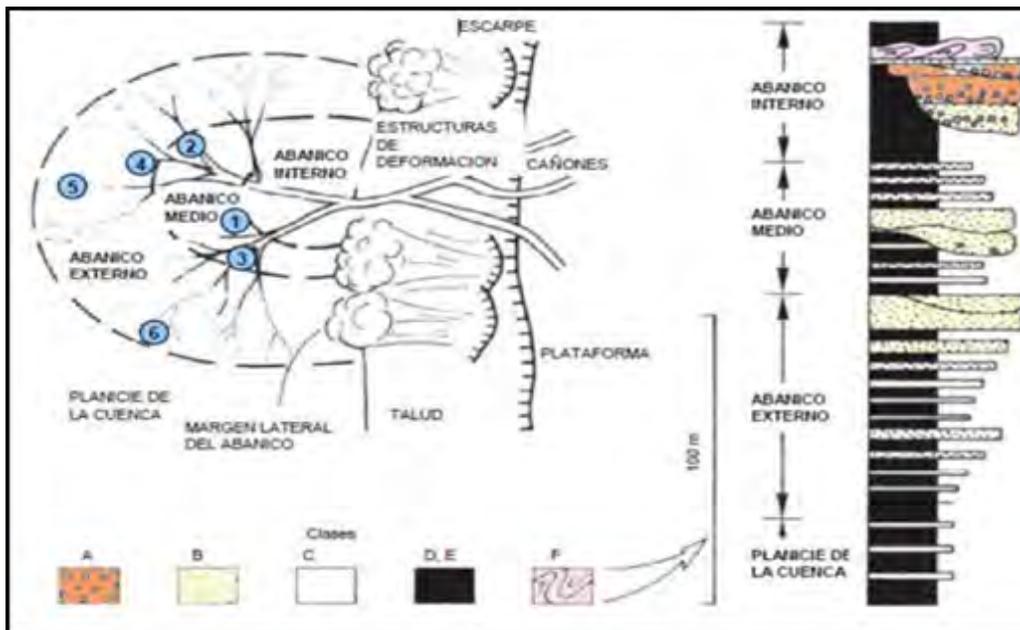


Fig. 4.5 Modelo para un abanico submarino antiguo que muestra el desarrollo y la mecánica de los depósitos turbidíticos en las zonas de plataforma continental, talud continental y cuenca.⁵

El abanico externo tiene una superficie de pendiente suave y recibe constantemente depósitos de sedimentos en suspensión por los pulsos de turbiditas de grano fino. Los mantos gradados que resultan son delgados, lateralmente resistentes y monótonamente superimpuestos, normalmente a través de espesores estratigráficos considerables (Santillán, 2009).

Para los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín, el modelo más representativo corresponde con éste modelo, el cual propone una distribución espacio-temporal de facies y subambientes caracterizados por depósitos de abanico interno, abanico medio y abanico externo; cuyos flujos son transportados masivamente como derrumbes, deslizamientos y flujos de escombros, depositados al pie del talud y en la cuenca marina profunda.

Regionalmente, el modelo sedimentario está conformado por varios abanicos, con sus canales alimentadores ubicados en la margen de la Cuenca de Chicontepec. Estos depósitos de

⁵ Mutti y Ricci Lucchi, 1972.

abanicos del Paleoceno Inferior, fueron afectados por una serie de eventos erosivos en la mayor parte de la cuenca durante el Eoceno Temprano, de los cuales sobresale la discordancia regional que es el límite del Eoceno Inferior, que corresponde a lo que se conoce como Paleocanal de Chicontepec, que se profundiza del noroeste hacia el sureste, donde sedimentos del Jurásico Superior y Paleógeno están en contacto en discordancia angular. Esta discordancia es uno de los factores que regula la distribución de hidrocarburos en la Cuenca de Chicontepec. La mayoría de los hidrocarburos localizados en las arenas en esta cuenca, están presentes por debajo de esta discordancia en la parte norte y centro de la cuenca, mientras que en la porción suroriental, la producción de hidrocarburos se ubica en las arenas basales que sobreyacen a esta discordancia.

El espesor de la secuencia estratigráfica está constituido principalmente por lutitas calcáreas interestratificadas en capas delgadas y cuerpos de areniscas de grano fino a grueso que gradúan hacia la parte superior a lutitas limosas (Bitter, 1993); la cual se encuentra aflorando en la porción oeste y sureste en la parte marginal de la Provincia Tampico-Misantla, localizada principalmente en la parte norte de los Estado de Veracruz y Puebla, pero también se extiende en el extremo sur del Estado de Tamaulipas y las porciones más orientales de los Estados de San Luis Potosí e Hidalgo.

La Cuenca de Chicontepec, corresponde con una gran depresión que posteriormente fue rellenada por sedimentos arcillosos y arenosos en forma alternada, que dieron origen a rocas terrígenas, depositadas en abanicos submarinos durante el Paleoceno-Eoceno; representa una cuenca sedimentaria de considerable magnitud, producto de la deformación que sufrió la Plataforma de Tuxpan (Basculamiento) y el cinturón plegado y fallado de la Sierra Madre Oriental y de la erosión generada por corrientes submarinas, que primero erosionaron y después acumularon un importante volumen de sedimentos clásticos durante el Paleoceno y el Eoceno.

Indudablemente que durante el proceso de formación de ésta cuenca, la Orogenia Laramídica, es en gran parte responsable de la génesis de estos episodios y de muchos de los rasgos estratigráficos que se presentan durante el Cenozoico (canales, abanicos, etc.), los cuales quedaron como testigo en el paquete de sedimentos arcillo-arenosos y conglomeráticos que constituyen dicha cuenca.

4.3.1 Superficies estratigráficas de control que definen las Megasecuencias.

Con base en la información estratigráfica aportada por los pozos perforados en los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín, la interpretación geofísica de registros de pozos (resistividad y rayos gamma), la sísmica 3D y estudios de campo de geología disponibles, realizados sobre rocas Cenozoicas aflorantes en la Cuenca de Chicontepec y Paleocanal, han dado como resultado la identificación de diferentes episodios de depósito, los cuales están representados por 4 superficies de control que definen a 3 distintas etapas de sedimentación arcillo-arenosas (megasecuencias), con una columna estratigráfica de aproximadamente 1500 m de espesor. Estas unidades están limitadas por una discordancia basal que separa los depósitos Mesozoicos de los depósitos Cenozoicos y tres discontinuidades regionales (A, B y C) que separan regionalmente a las megasecuencias (unidades) del Grupo Chicontepec (Fig. 4.6).

Estas cuatro discordancias se pueden correlacionar con alto nivel de certeza a nivel pozo con los registros geofísicos, las cuales también se observan en las secciones sísmicas.

Cabe mencionar que todas las secciones fueron interpretadas utilizando el programa Petrel como parte del proyecto elaborado para la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), por parte de la Facultad de Ingeniería, UNAM (De Anda Romero, 2013).

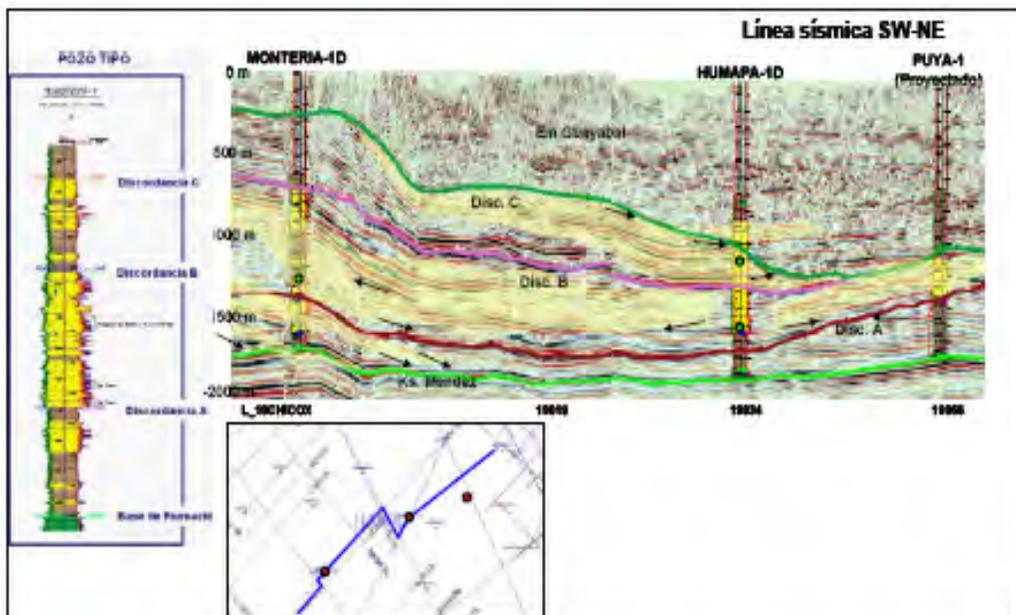


Fig. 4.6 Registro tipo y línea sísmica con las superficies de control estratigráfico-estructural del Grupo Chicontepec.⁶

La secuencia estratigráfica entre la discordancia basal regional y la discordancia A es cíclicamente areno-arcillo-limosa y areno-limo-arcillosa. Corresponde con la unidad niveladora del paleorelieve Mesozoico que por su alto contenido de arcilla y limo, sirve de sello inferior a la Megasecuencia Media que le sobryace, resultando poco atractiva para la industria petrolera.

En la sección sísmica correspondiente con la Fig. 4.7, se pueden observar e interpretar la presencia de cuerpos lenticulares donde predominan las areniscas que son los de mayor interés económico-petrolero. Los cuales son actualmente productoras de hidrocarburos o han tenido producción importante de aceites en el pasado. Los estratos entre las discordancias A y B (unidad 2), tienen mejores posibilidades de tener areniscas por su asociación a sedimentos de depósitos lobulares, cuya orientación de distribución es de NW, E, SE.

La unidad estratigráfica sedimentaria que está limitada por la discordancia "B" y el contacto inferior de la columna estratigráfica del Eoceno Inferior (discordancia C), está formada por estratos sedimentarios que muestran evidencias de movilización intraformacional, sin-sedimentaria (deslizamientos, flujos de escombros canalizados, plegamientos y fallamientos), donde el transporte de sedimentos provenía del margen occidental del talud del cañón. Esta unidad sedimentaria sirve de sello superior al horizonte estratigráfico que le subyace por la mezcla de sedimentos finos con los sedimentos arcillo-arenosos.

⁶ SENER, 2010.

Las características que distinguen a las tres unidades delimitadas por las discordancias, permiten entender el funcionamiento dentro de los sistemas petroleros de los campos Agua Fría y Tajín, sobre todo si se observan y analizan sus análogos con afloramientos representativos de las tres megasecuencias en el Paleocanal y Cuenca de Chicontepec. A continuación se describen las principales características de las tres megasecuencias citadas anteriormente.

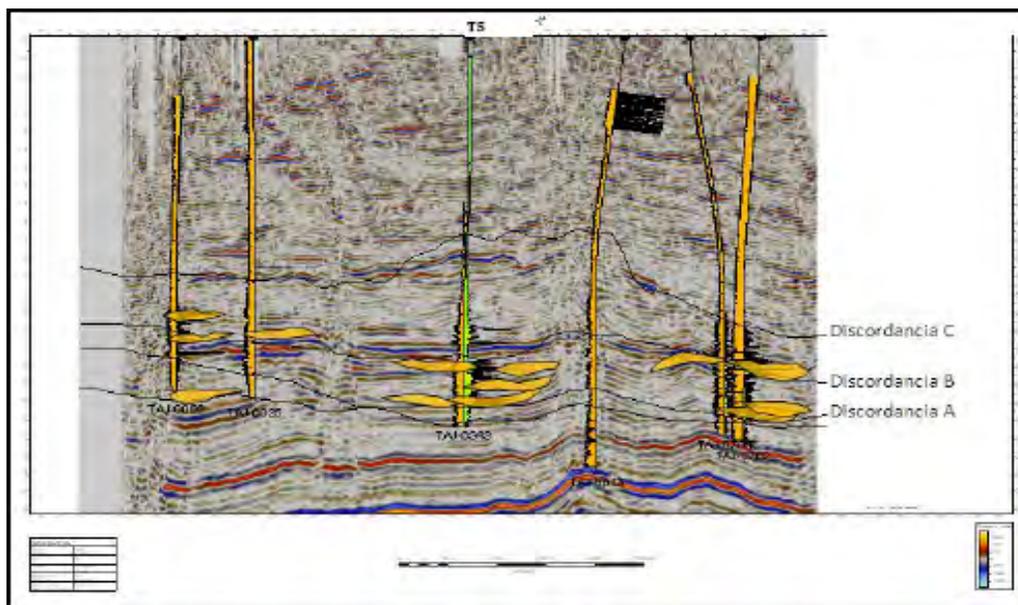


Fig. 4.7 Sección sísmica T5, donde se observan las Megasecuencias separadas por las discordancias A, B y C en el Campo Tajín, con cuerpos arenosos lenticulares con potencial productor de hidrocarburos, indicados con color amarillo.⁷

4.3.2 Megasecuencia Inferior (unidad 1)

Se originó durante la subsidencia tectónica que afectó a la Cuenca de Chicontepec, dando origen a depósitos de sedimentos cíclicos repetitivos, representados por sedimentos arcillo-arenosos que se emplazaron discordantemente (discordancia basal) sobre el paleorelieve suave. Los cuales comprenden un intervalo estratigráfico que se depositó desde la cima de la secuencia sedimentaria Mesozoica hasta el contacto superior de la discordancia A (Fig. 4.7), de la Megasecuencia Media (unidad 2). La litología está representada por depósitos rítmicos de carácter limo-arcilloso, interestratificados con horizontes delgados de arenas y arcillas de origen turbidítico.

Los cuerpos poseen una geometría tabular estratificada y laminada que en general son continuos pero que se acuan a corta distancia, aunque algunos de los cuerpos areno-arcillosos pueden presentar forma lenticular. La conectividad entre los cuerpos arenosos es baja debido al predominio de las facies limo-arcillosas, las cuales se encuentran interestratificadas con estratos discretos areno-limosos. El registro de facies a nivel de pozo, es casi en su totalidad arcilloso con estratos areno-arcillosos intercalados en menor proporción.

⁷ CNH, UNAM, 2010).

Considerando que la unidad estratigráfica tiene predominio de materiales finos, que corresponden con lutitas, limolitas y areniscas de grano fino, las cuales tienen poca importancia como roca almacenadora, ya que es una unidad de baja porosidad.

4.3.3 Megasecuencia Media (unidad 2)

La base de esta Megasecuencia sedimentaria, está formada por depósitos turbidíticos tabulares y concordantes que presenta estructuras de tipo lobular asociadas a corrientes someras de turbidez, con una menor tendencia al paralelismo en sus capas; ésta unidad se localiza entre las superficies de las discordancias A y B (Fig. 4.7). La textura de los lóbulos es arenosa y areno-arcillosa, teniendo una gran extensión y se encuentran interestratificados con horizontes limo-arcillosos, los cuales dan origen a una secuencia rítmica, que en conjunto pueden aparentar una continuidad de hasta más de 1 km. Sin embargo, los cuerpos arenosos que conforman rocas potencialmente almacenadoras de hidrocarburos, están separados horizontal y verticalmente por materiales principalmente arcillosos y limosos, como se observa en la figura 4.7.

En la secuencia sedimentaria se observan algunas superficies de despegue (decóllément) con una orientación preferencial de aporte NW-SE de baja amplitud, lo cual generó deformación de tipo intraformacional, así como flujos de escombros canalizados de carácter local. La conectividad de los cuerpos areno-limosos es de moderada a alta y los registros de facies a nivel pozo muestran intercalaciones cíclicas continuas de cuerpos areno-arcillosos y arcillo-arenosos tabulares. Esta Megasecuencia, presenta las mejores características petrofísicas para contener hidrocarburos, ya que los cuerpos lenticulares con predominio de areniscas son más abundantes.

4.3.4 Megasecuencia Superior (unidad 3)

El proceso de sedimentación de esta unidad estuvo en un periodo de inestabilidad tectónica, cuando ocurrió el mayor basculamiento (hundimiento) del frente tectónico de la Plataforma de Tuxpan, lo que ocasionó una subsidencia más rápida en los depósitos del paleocanal hacia el E-NE, favoreciendo el desarrollo de flujos de escombros y derrumbes, que dieron origen a formas de tipo “slumps” emplazados con una dirección preferencial NE, así como estructuras de corte y relleno sobre la discordancia B; estos rasgos se tienen en algunos sectores donde hubo desarrollo de canales locales dentro de ésta unidad. Esta unidad sobreyace en forma discordante a la Megasecuencia Media (unidad 2), las cuales están divididas por la discordancia B (Fig. 4.7); estratigráficamente está constituida por cuerpos arcillo-arenosos en espesores gruesos a masivos, los cuales deslizaron intraformacionalmente. Los cuerpos de esta unidad presentan geometría estratiforme y masiva de flujos de escombros y derrumbes por deslizamientos locales, asociados a plegamientos coherentes e incoherentes. La conectividad entre los cuerpos arenosos es baja debido a la mezcla de los horizontes arenosos permeables con los arcillo-limosos durante su desplazamiento masivo por gravedad. Los registros de facies a nivel pozo son arcillo-limosos con escasa intercalación de niveles arenosos.

La unidad se compone de una mezcla de materiales gruesos con finos que disminuyen su porosidad, por lo que esta secuencia no presenta características petrofísicas adecuadas como rocas almacenadoras, salvo algunos lentes aislados de areniscas en la base de esta unidad, en zonas cercanas a la discordancia B (Fig. 4.7).

4.4 ESTRUCTURAS GEOLÓGICAS

La Provincia Tampico-Misantla, presenta una geometría de bloques de basamento relacionada a la etapa de apertura del Golfo de México y que evoluciono a una cuenca de antepaís (foreland) formada en el Paleógeno, cuando el cinturón plegado de la Sierra Madre Oriental (SMO) fue desarrollándose al occidente de dicha cuenca. Las condiciones litológicas y estructurales en la Cuenca de Chicontepec y Paleocanal, donde se ubican los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín, no favorecieron el desarrollo de estructuras espectaculares; sin embargo, a continuación se describen las principales estructuras que sobresalen.

La Cuenca de Chicontepec y Paleocanal, es una secuencia sedimentaria que pertenece al Jurásico Superior, Cretácico y Paleógeno-Neógeno (Mioceno), es un ejemplo de una Cuenca Sintectónica, que se caracteriza por presentar discordancias progresivas que atestiguan; qué ocurrió levantamiento y erosión al mismo tiempo en algunos sectores de la secuencia sedimentaria marina, como resultado de la fase de deformación compresiva de la Orogenia Laramide; desarrollándose en otras localidades próximas una sedimentación continua (sin discontinuidades) que fue afectada en su margen oriental por una discordancia progresiva sintectónica. Las discordancias progresivas “sintectónicas”, son aquellas que corresponden a “cualquier tipo de discordancia en la que la sedimentación y la formación de la megaestructura discordante angular ha sido contemporánea al proceso tectónico que la engendro” (Vera, 1994).

Por otro lado, una discordancia progresiva constituye una discordancia continuada por una acumulación vertical de cuñas sedimentarias todas ellas dirigidas hacia el flanco activo del cabalgamiento (flanco del anticlinal), formando un abanico abierto hacia el centro de la cuenca sedimentaria (Vera, 1994).

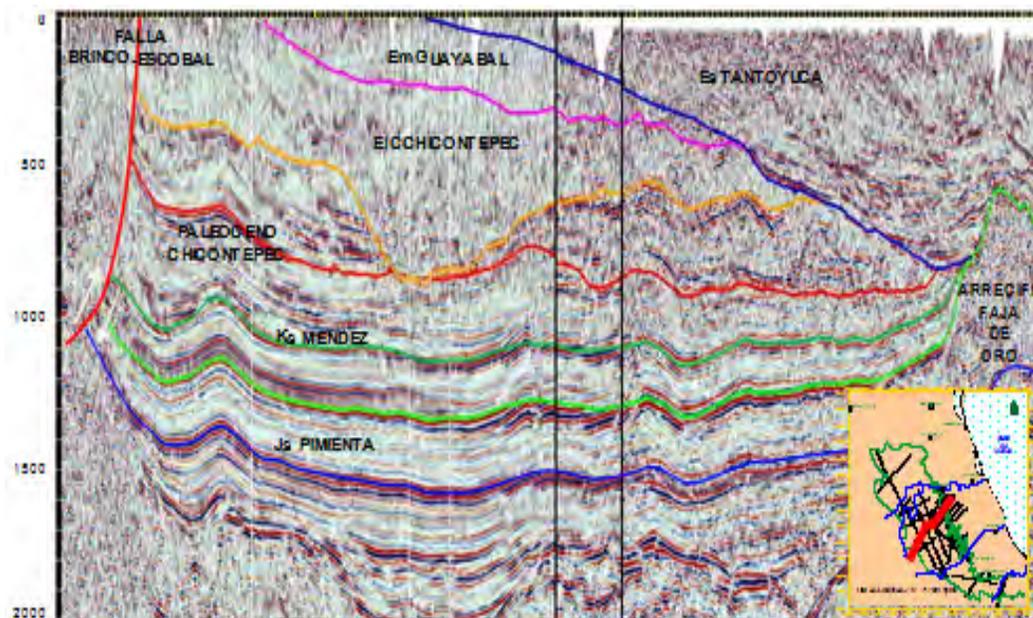


Fig. 4.8 Sección sísmica transversal, con orientación NE-SW del Paleocanal de Chicontepec.⁸

⁸ Proyecto Aceite Terciario del Golfo, PEMEX, 2008.

La generación de la discordancia progresiva fue controlada al oriente por las rocas carbonatadas y muy competentes de la Plataforma de Tuxpan y hacia el poniente por el frente tectónico de la Sierra Madre Oriental. Las relaciones estratigráficas discordantes se reconocen claramente en una sección sísmica de dirección NE-SW (Fig.4.8), donde se observa como las unidades estratigráficas calcáreas y calcáreo-arcillosas de la Era Mesozoica, están erosionadas en varios niveles estratigráficos (discordancia progresiva) y son cubiertas por rocas clásticas (lutitas y areniscas) de diferentes espesores de las formaciones Chicontepec Inferior, Medio y Superior. Así como también, de rocas más jóvenes del Cenozoico.

El Paleocanal de Chicontepec donde se localizan los campos petroleros del área de estudio; presentan poca deformación estructural caracterizada por tener grandes espesores de sedimento terrígenos (siliciclásticos) de ambiente marino (depósitos de turbiditas con estructuras de abanicos submarinos), rellenando al paleocanal que se formó durante la Orogenia Laramídica entre la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan.

Las estructuras geológicas que se localizan principalmente en estos campos petroleros, han sido identificadas en las secciones sísmicas 3D hechas y en los registros geofísicos de los diferentes pozos que se han perforado en el área, son principalmente discordancias progresivas, fracturas y fallas laterales, así como discordancias angulares y acuñamientos (Fig. 4.9).

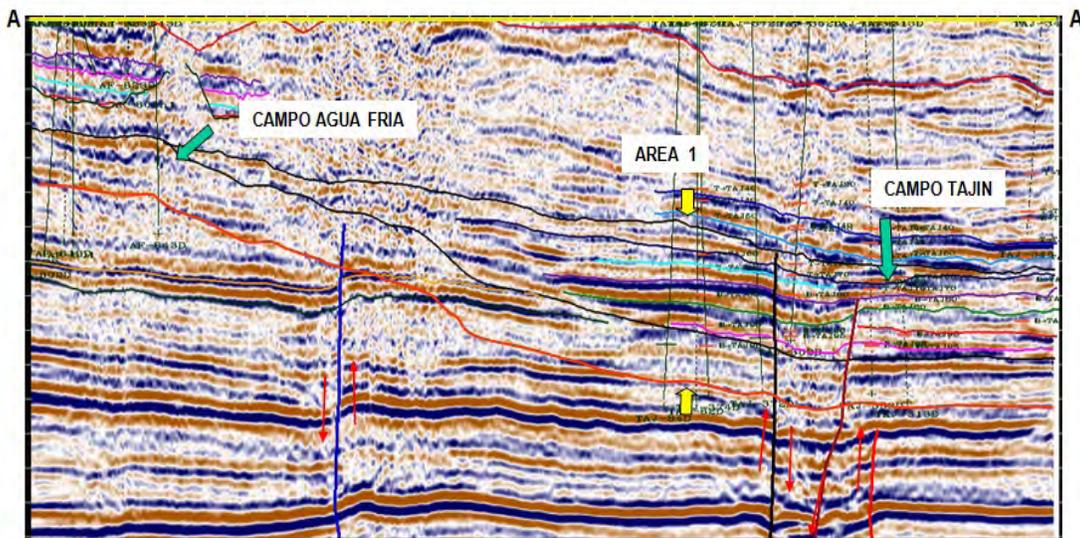


Fig. 4.9 Sección sísmica A-A' (NW-SE), del Campo Agua Fria al Campo Tajín, en el área de estudio.⁹

Las unidades estratigráficas que constituyen la columna sedimentaria en esta área, que fueron depositadas antes de la Orogenia Laramídica; presentan una competencia estructural muy diferente. Así que, el conjunto más viejo representado por las formaciones San Andrés, Tamán y Pimienta y las unidades más jóvenes como Chicontepec y Velasco Basal, son mecánicamente incompetentes. Mientras que el grupo intermedio como las formaciones Tamabra y Tamaulipas Inferior y Superior, son mecánicamente competentes y de alta competencia estructural.

⁹ Proyecto Aceite Terciario del Golfo, PEMEX, 2008.

Las rocas cenozoicas más antiguas y deformadas tectónicamente se encuentran en las estribaciones de la Sierra Madre Oriental, que gradualmente cambian a secuencias más jóvenes y menos deformadas hacia la línea de costa actual, lo que explica porque en el subsuelo de los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín en el área de estudio tienen pliegues suaves y abiertos, desarrollados en las secuencias sedimentarias del Cretácico y en la base del Paleoceno.

Se pueden distinguir tres estilos de deformación en estos campos petroleros, los cuales corresponden con una deformación intraformacional (pliegues y fallas locales), plegamiento causado por la Orogenia Laramídica y un sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas.

La deformación intraformacional que se produjo por los flujos turbidíticos, en algunos casos formaron pliegues sinsedimentarios de reducidas dimensiones, los cuales se desarrollaron más frecuentemente en la Megasecuencia Inferior (unidad 1), en las proximidades con la discordancia A. Estos pliegues son contemporáneos al depósito sedimentario y se deben al corrimiento local que experimentó el depósito y a la pendiente del terreno, a las formas del paleorelieve y a la cantidad de arenas presentes en el flujo de sedimentos. Son estructuras primarias donde las dimensiones pueden ir de 5 hasta 100 m, y que por contener una mayor proporción de arenas pueden constituir localmente trampas por variación de permeabilidad, no por el pliegue en sí, sino por constituir un cuerpo lenticular que cambia a facies arcillo-limosas.

El plegamiento Laramídico está representado en las rocas sedimentarias del Jurásico Superior y Cretácico que se encuentran por debajo del Grupo Chicontepec en el subsuelo de los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín, cuyo límite es la discordancia de la base del Cenozoico, es donde se tiene un desarrollo de pliegues suaves con ángulos interflancos de 150° , como los que se pueden ver en una sección sísmica NE-SW (Fig. 4.10).

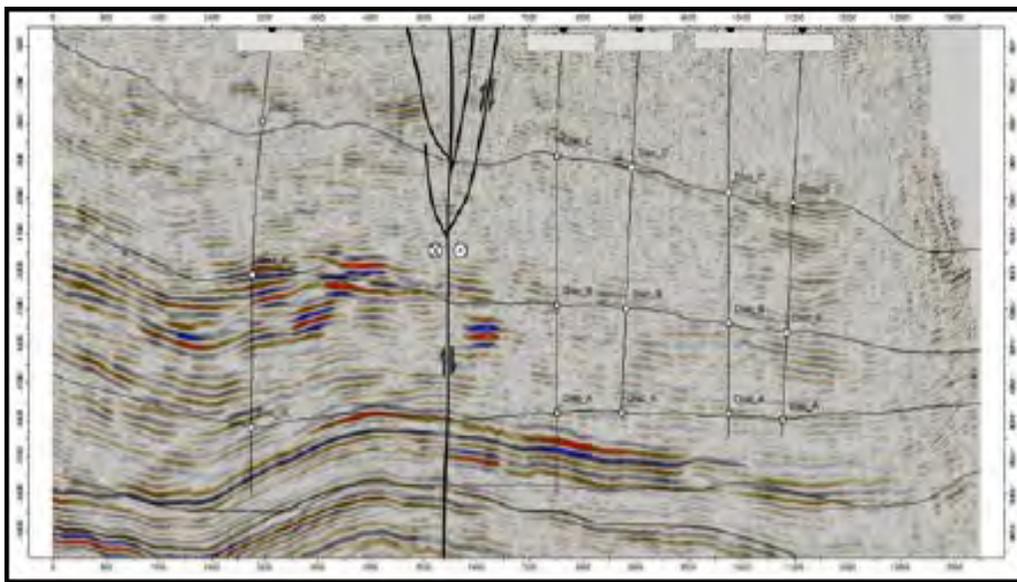


Fig. 4.10 Sección sísmica NE-SW en donde se tiene un pliegue anticlinal suave en las secuencias Jurásica y Cretácica cortadas por una falla lateral derecha.¹⁰

¹⁰ CNH-UNAM, 2012.

En las secuencias sedimentarias del Jurásico Superior y Cretácico presentan deformación ocasionada por el proceso comprensivo originado por la dinámica de las placas Norteamericana y Paleopacífica (Farallón) que al converger con un ángulo bajo propiciaron el desarrollo de la Orogenia Laramídica que dio origen a la Sierra Madre Oriental y es donde se tiene el mayor grado de deformación (plegamiento y fallamiento inverso), el cual se va atenuando al oriente donde se encuentran los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín.

En la figura 4.10, se aprecia que las secuencias terrígenas en la parte superior del Mesozoico y en la base del Cenozoico se tienen pliegues abiertos, que influyen en la secuencia terrígena sobrepuestas (base del Grupo Chicontepepec) como se ve en los reflectores continuos; donde también se pueden observar pliegues que se van atenuando a medida que se sube estratigráficamente, esto es debido a que el depósito terrígeno fue acomodado de acuerdo al paleorelieve existente, el cual fue controlado por la discordancia de la base del Cenozoico y por las estructuras formadas por la Orogenia Laramídica. También se puede ver e interpretar una falla lateral derecha, que ramifica en conjunto en una flor positiva.

La deformación más importante que afectó a la columna Mesozoica y Cenozoica en los campos petroleros Agua Fría-Coapechaca-Tajín, corresponde con una deformación frágil, la cual originó un sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas de componente derecho, acompañadas con fallas inversas de segundo orden; por tanto, encontramos estructuras que ramifican en flor positiva, con importante desarrollo de fracturas verticales, sobre todo donde predomina una litología de areniscas, como ocurre localmente en los horizontes de areniscas que pertenecen a la Megasecuencia 2.

Los pozos ubicados sobre la zona de falla o cercanos a éstas, resultaron no productores, tal como ocurre con los pozos TJ 41 y TJ 621, esto es porque en las discontinuidades estructurales (fallas y fracturas) se formaron zonas altamente porosas y permeables, que permitieron el flujo de aceite y gas hasta los cuerpos lenticulares próximos o hasta la superficie terrestre, en cambio los pozos vecinos (TJ 55, TJ 84 y TJ 340), presentan grandes producciones acumuladas de hidrocarburos.

Las fallas laterales tienen una gran importancia en el sistema petrolero de los campos Agua fría, Coapechaca y Tajín, pues representan las mejores rutas de migración de los aceites, ya que comunican a las secuencias generadoras de hidrocarburos del Jurásico Superior con las unidades sedimentarias del Grupo Chicontepepec ubicadas en las discordancias A y B.

En la Cuenca de Chicontepepec, en el área centro-oriente en la secuencia sedimentaria clástica del Paleoceno, se reconocen pliegues suaves, simétricos con orientación general de NW-SE, mientras que en la parte occidental (frente de la Sierra Madre Oriental), en las secuencias sedimentarias del Jurásico y Cretácico, los pliegues son similares en la orientación a las del Paleoceno y se tienen cabalgaduras, fallas inversas, pliegues apretados y recostados. La fase más importante de deformación que se ha documentado se originó durante la Orogenia Laramídica (Turoniano-Paleoceno), generando estructuras secundarias que se presentan como pliegues paralelos y cabalgadoras con un rumbo preferencial de NW-SE, convergencia al oriente y un echado entre 10° y 15° al NW, donde se observan diferentes estructuras menores como pliegues chevron e isoclinales en las secuencias calcáreas delgadas; en las secuencias calcáreo-arcillosas y arcillo-arenosas, se observan pliegues disarmónicos y fallas inversas de menor desplazamiento.

4.4.1 Paleocanal de Chicontepec

Se localiza geológicamente en la Cuenca de Chicontepec, es una depresión alargada en la cual las diferencias de relieve no exceden los 200 m. Tectónicamente se localiza entre los elementos de la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan, abarca parte de los estados de Puebla, Veracruz e Hidalgo y fue originado por los esfuerzos de la Orogenia Laramide y por los movimientos corticales ascendentes asociados que provocaron el levantamiento, deformación del cinturón orogénico y la formación de una antefosa al oriente “cuenca de antepaís”, cuya hidrodinámica, estuvo condicionada por la morfología del talud del frente tectónico, por la ubicación de altos del basamento y cambios del nivel del mar, que en conjunto coadyuvaron a la formación del Paleocanal de Chicontepec a finales del Paleoceno e inicio del Eoceno. Esta cuenca se rellenó con una columna sedimentaria marina de turbiditas de ambiente nerítico externo y batial, en algunos lugares los espesores rebasan los 2700 m. Compuesta por conglomerados, areniscas, limolitas y lutitas, cuyas edades van del Paleoceno-Eoceno Inferior.

El Paleocanal de Chicontepec tiene una superficie aproximada de 3,815 km² (Fig. 4.11) y queda localizado dentro de la Cuenca de Chicontepec. Este sistema fue originado por procesos erosivos de corrientes submarinas que circularon sensiblemente paralelas a los márgenes de la Sierra Madre Oriental (SMO) y Plataforma de Tuxpan, cortaron en la porción sur, sedimentos comprendidos desde el Jurásico hasta el Paleoceno y al norte las rocas afectadas fueron del Paleoceno; también se aprecia que la discordancia es más abrupta en el área norte.

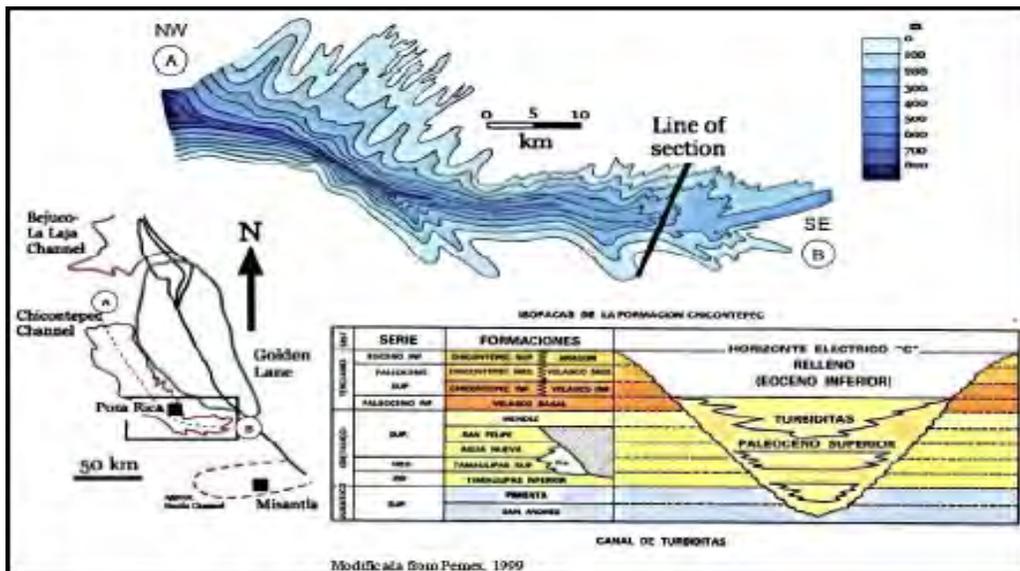


Fig. 4.11 Mapa de Isopacas y sección NE-SW del Paleocanal de Chicontepec, donde se muestran los depósitos de corte y relleno del Paleocanal (Eoceno Temprano).¹¹

El relleno de esta depresión, se llevó a cabo en el Eoceno Inferior, por las corrientes fluviales que drenaban de la Sierra Madre Oriental y que transportaron y depositaron más de 1000 m de sedimentos turbidífticos, representados por una alternancia rítmica de areniscas y

¹¹ Modificado por Busch y Govela (1978) (Rosenfeld y Pindell, 2003).

lutitas, formando cuerpos lenticulares y tabulares lateralmente discontinuos, ricas en fauna mezclada y retrabajada de plataforma y cuenca de diferentes edades. Los fósiles más distintivos para el Eoceno Inferior son: *Globorotalia wilcoxensis* Bolli y *Globorotalia rex* Bolli, que son biozonas típicas de este nivel estratigráfico.

El máximo espesor de areniscas observado es de 700 m de potencia y se localiza hacia la parte central de la desembocadura del Paleocanal de Chicontepec. La importancia económica petrolera de este elemento radica en que en él se encuentran el mayor porcentaje de reservas remanente del país, buena parte de los yacimientos actuales están estratigráficamente por debajo del Paleocanal de Chicontepec. El Paleocanal de Chicontepec se va haciendo más profundo al sureste, considerando una profundidad promedio de 1500 m en los cuerpos productores de hidrocarburos.

4.4.2 Delta de Cazones

Se localiza hacia la porción suroeste de la ciudad de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz. Es de forma alargada (Figura 4.12), y en esa zona se tienen espesores hasta 140 m de arenisca netas en sus partes más proximales, los que disminuyen paulatinamente hasta desaparecer en las áreas más distales; su longitud aproximada es de 25 km, distinguiéndose tres facies bien definidas que se describen a continuación.

Facies fluviales: Caracterizadas por la presencia de lutitas, interrumpidas por canales distribuidores que dificultan su correlación entre los pozos, se identifican también areniscas de grano grueso y conglomerados que gradúan hacia la cima en sedimentos más finos. Su espesor medio es de 14 m de potencia.

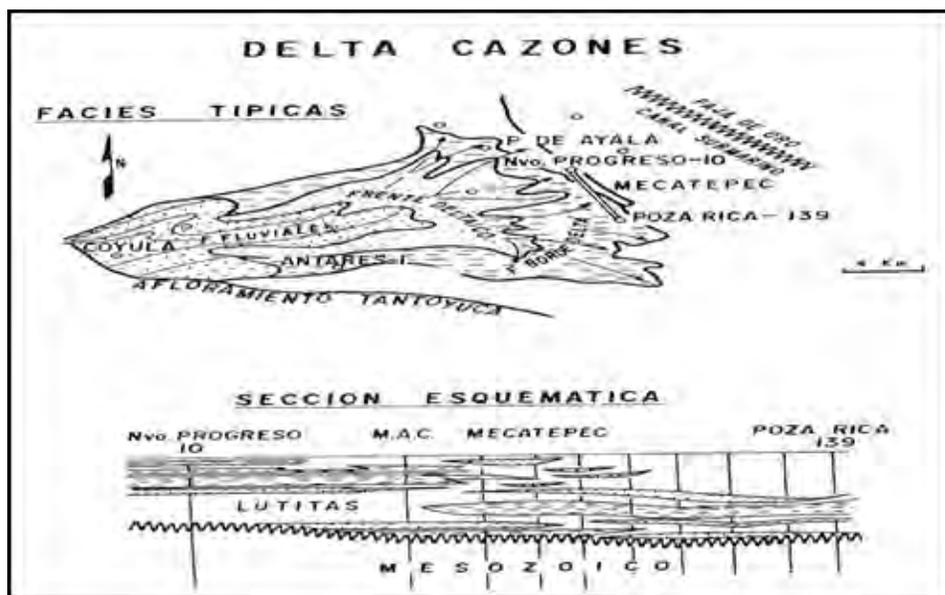


Fig. 4.12 Delta de Cazones y sección esquemática en la Cuenca de Chicontepec.¹²

¹² Tomada de Cabrera Castro y Lugo Rivera (1984).

Facies del frente deltaico: Se define por aisladas barras de desembocadura, que forman cuerpos arenosos con espesores de 12 m de potencia y la Facies de bordes deltaicos: Comprende el área con valores de relación de lutita-arenisca hasta el límite depositacional de las areniscas.

4.5 EVOLUCIÓN TECTÓNICA

La geometría actual de los principales elementos tectónico-estructurales y estratigráficos de la Provincia Tampico-Misantla es producto de varios eventos tectónicos que forman parte de la evolución de la megacuenca del Golfo de México (Fig. 4.13).

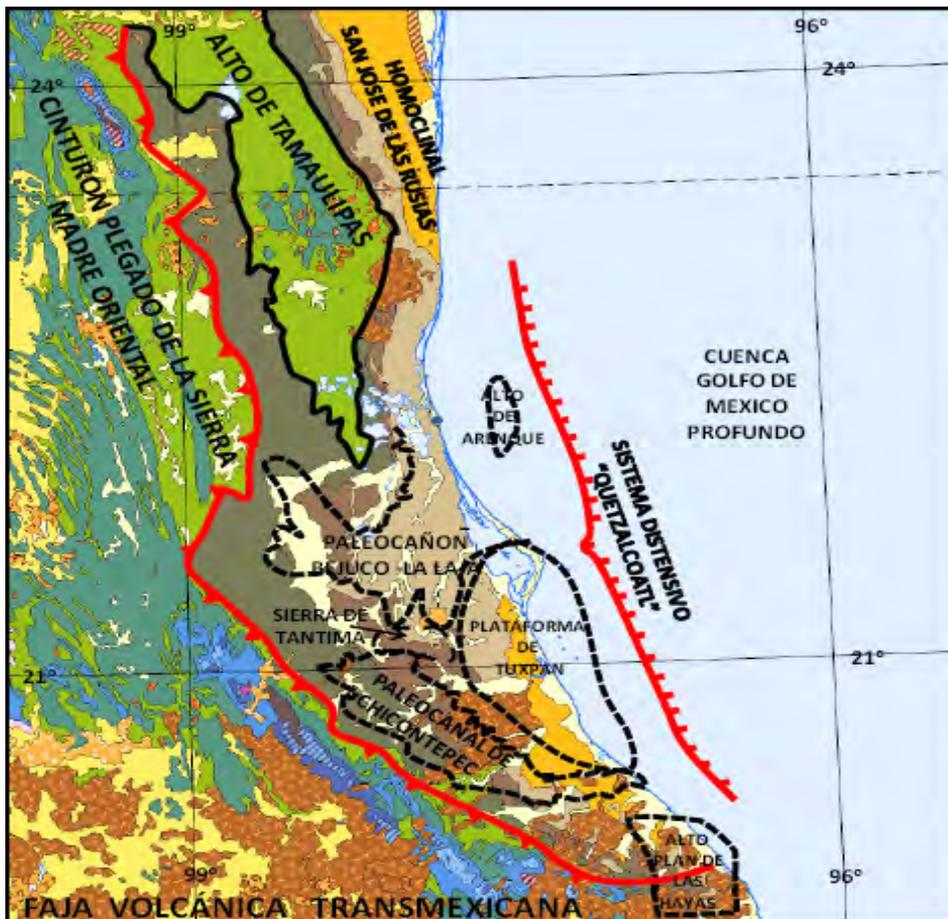


Fig. 4.13 Principales elementos tectónicos en la Provincia Petrolera Tampico-Misantla.¹³

La Provincia Tampico-Misantla es una cuenca de margen pasivo cuya geometría de bloques de basamento está relacionada a la etapa de apertura del Golfo de México, dando origen a fosas en el Triásico Tardío-Jurásico Medio (Fig. 4.14) y que evolucionó a una cuenca de antepaís formada en el Paleógeno, cuando el cinturón plegado de la Sierra Madre Oriental fue emplazado al occidente de la cuenca. Es un elemento tectónico que ha recibido considerables

¹³ PEMEX, Exploración y Producción (2010).

volúmenes de sedimentos, desde el Jurásico Tardío hasta el Cenozoico Tardío (Mioceno), de éste elemento tectónico, corresponde una porción de la plataforma noroccidental “Cuenca de Burgos” y la totalidad de la plataforma occidental, en donde se ubican la Provincia Tampico-Misantla y las cuencas de Veracruz y del Sureste; las cuales están representadas por un paquete de sedimentos eminentemente terrígenos, constituidos principalmente por lutitas, areniscas y conglomerados, en la mayoría de los casos ricos en fauna de tipo pelágica y bentónica.

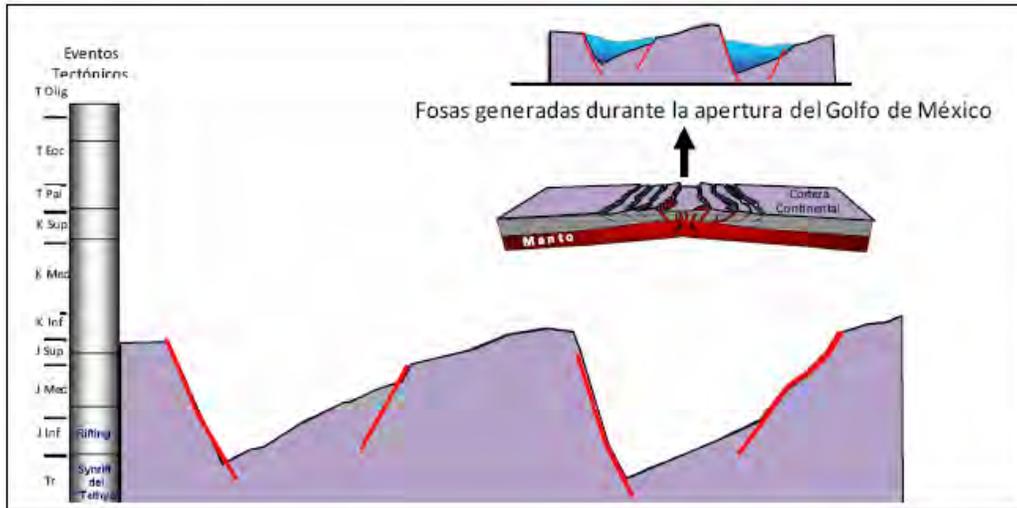


Fig. 4.14 Apertura del Golfo de México, margen activa en el Triásico-Jurásico Medio.¹⁴

A partir del Sistema Jurásico Tardío, se presenta una amplia etapa de margen positivo que está relaciona con el establecimiento del Golfo de México.

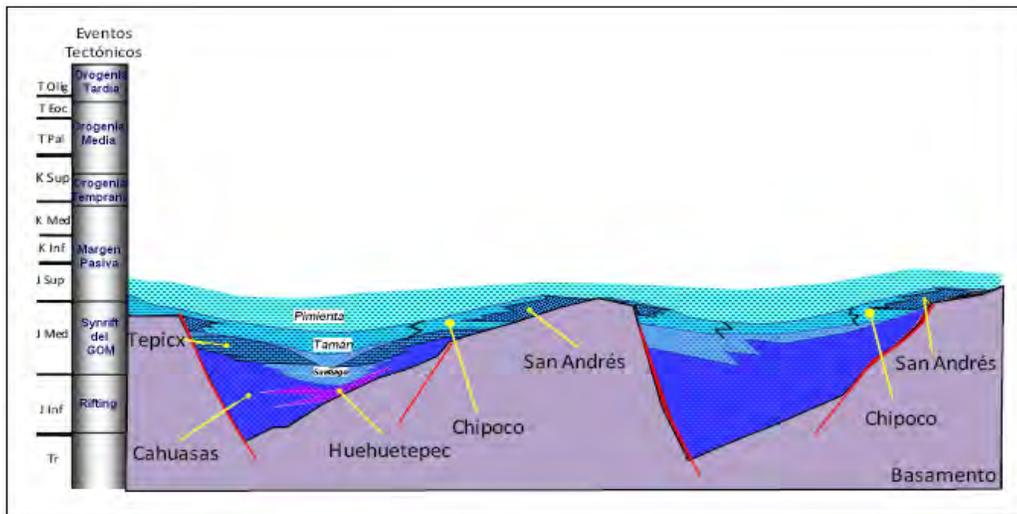


Fig. 4.15 Relleno sedimentario de las fosas durante el Jurásico Medio y Tardío (PEP, 2010).

¹⁴ PEMEX, Exploración y Producción (2010).

Este margen positivo contiene la primera unidad transgresiva temprana de subsidencia rápida, que dio origen al depósito de los sedimentos de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, la cual finaliza con la formación y emplazamiento de las grandes plataformas carbonatadas en el Cretácico Medio (Fig. 4.15).

La génesis e historia geológica de estas cuencas sedimentarias están relacionadas íntimamente a la historia tectónica de la Sierra Madre Oriental. Así apreciamos, que a finales del Cretácico y principios del Cenozoico, los sedimentos carbonatados de la cuenca de antepaís del Golfo de México fueron afectados principalmente por la Orogenia Laramídica (Fig. 4.16); plegándolos, fallándolos y levantándolos para formar las grandes estructuras geológicas que observamos actualmente en la Sierra Madre Oriental.

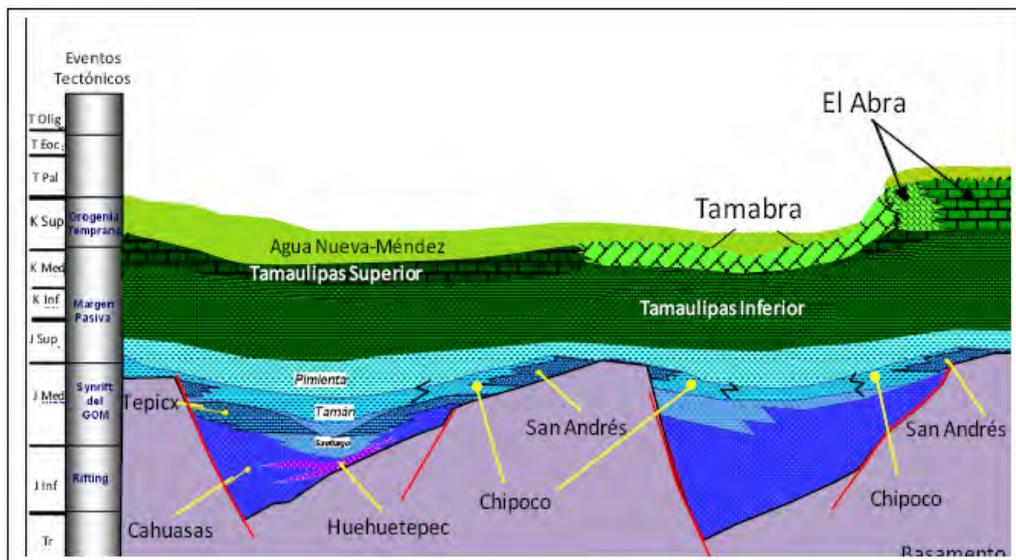


Fig. 4.16 Extensas plataformas carbonatadas y crecimientos arrecifales en el Cretácico Inferior y Medio (PEP, 2010).

Este levantamiento de la secuencia sedimentaria, fue acompañado por el hundimiento del Archipiélago de Tamaulipas, y con la consecuente formación de una serie de depresiones relativamente paralelas al Cinturón Orogénico, que constituyen, lo que actualmente conocemos como Cuencas Cenozoicas del Golfo de México.

La carga tectónica provocó la subsidencia por flexura de la corteza terrestre y dio origen a la cuenca de antepaís o antifosa de Chicontepec durante el Paleoceno e Eoceno (Fig. 4.17), en la que se depositaron grandes volúmenes de sedimentos arcillo-arenosos de facies turbidíticas, correspondientes a las formaciones del Grupo Chicontepec.

Durante el Paleógeno siguió la emersión gradual del continente y la progradación de la línea de costa hacia el oriente en la porción noroccidental y occidental del Golfo de México, de sur a norte en la porción sureste del mismo; propiciando el aporte y depósito de sedimentos arcillosos, arenosos y conglomeráticos, que presentan características estratigráficas acordes a su ambiente de depósito.

Del Oligoceno y Mioceno el área estuvo sujeta a constantes transgresiones y regresiones, manifestadas por la variabilidad en su litología.

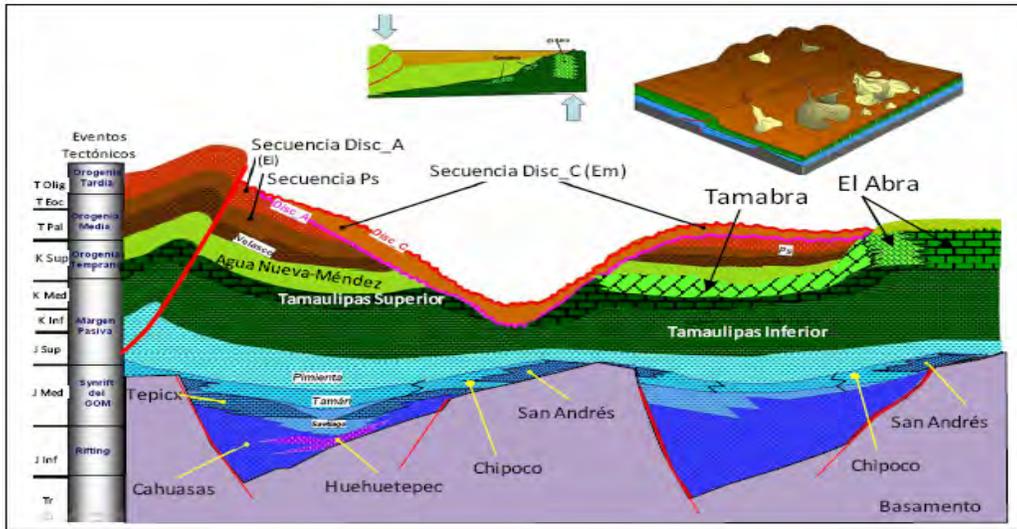


Fig. 4. 17 Depósitos turbidíticos del Grupo Chicontepec de aguas profundas en el Paleoceno-Eoceno Tardío (PEP, 2010).

Tras el cese de la deformación causada por la Orogenia Laramídica y el relleno de la antifosa por los sedimentos de las formaciones más jóvenes (Fig. 4.18), la Provincia Tampico-Misantla pasó a un dominio de margen pasivo en la que la carga sedimentaria ocasionada por el paquete Cenozoico depositado sobre la margen continental provocó la subsidencia y el basculamiento hacia el Golfo de México en esta provincia. Al finalizar estas edades, se origino una regresión constante que tiene como límite la actual línea de costa.

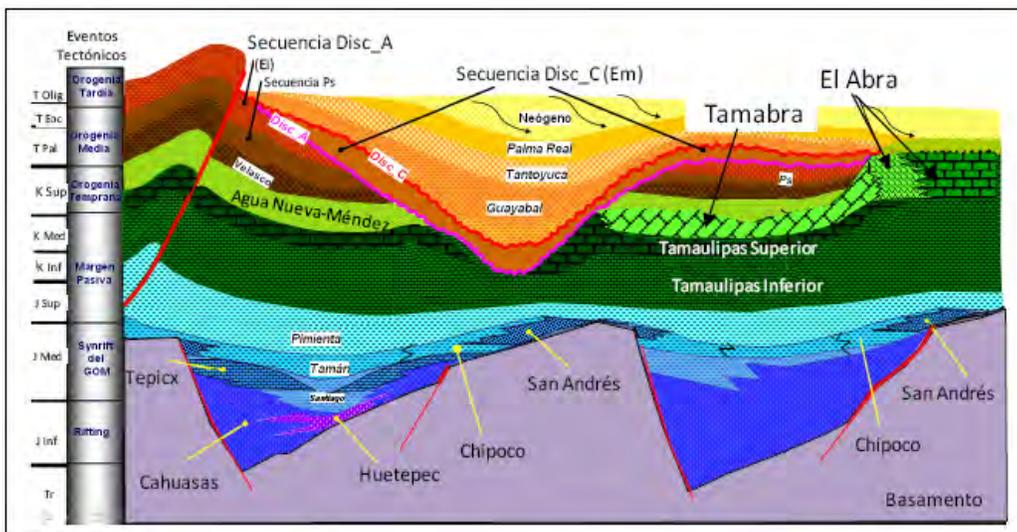


Fig. 4.18 depósitos progradantes en el Oligoceno Temprano-Pleistoceno (PEP, 2010).

La Provincia Tampico-Misantla, se originó al interactuar los bloques rocosos del basamento, debido a la formación de la Orogenia Laramide al occidente, a partir de una franja de rocas sedimentarias del Mesozoico (Triásico Superior, Jurásico y Cretácico) de la cuenca de antepaís (foreland) del Golfo de México, que dieron origen a la Sierra Madre Oriental y su expresión actual, es consecuencia de la tectónica causada por la Orogenia Laramídica que migro en México de noreste a sureste y de poniente a oriente.

Con la emersión de las regiones occidentales, conjugada con la función del marco rígido que jugaron los cuerpos arrecifales y de plataformas, que se desarrollaron sobre la porción del sureste de la Plataforma de Tamaulipas, se delinea entre estos elementos tectónicos la Provincia Tampico-Misantla con un nuevo régimen sedimentológico bien definido, marcando el inicio de la Era Cenozoica.

La evolución tectónica-sedimentaria de esta cuenca estuvo gobernada por el continuo levantamiento del occidente y progresivo hundimiento o basculamiento al oriente; la relación entre mar y Tierra fueron invariablemente inestables, asociadas a diferentes fases transgresivas y regresivas, sucesivas y alternantes que dejaron su huella en la columna estratigráfica con una serie de contrastes en la sedimentación.

El área que ocupa la Provincia Tampico-Misantla tiene que ver con tres tipos de secuencias estratigráficas distintas, la primera, constituida principalmente por rocas calcáreo arcillosas y calcáreas del Jurásico Tardío y rocas carbonatadas del Cretácico; la segunda, por rocas terrígenas del Cenozoico, con gruesos espesores y la tercera secuencia está conformada por rocas volcánicas del Plioceno, Pleistoceno y Cuaternario.

La secuencia estratigráfica del Jurásico Superior-Cretácico, en el subsuelo en el área de estudio, presenta poca deformación. La base de esta secuencia, está formada por siliciclásticos que constituyen un grueso espesor de relleno continental, acumulado en lo que geológicamente correspondió con las depresiones tectónicas (grabens) que condicionaron y modelaron a la Provincia Tampico-Misantla. En el Cenozoico se formaron en México al oriente, varias cuencas post-orogénicas en las que se acumularon, gruesas secuencias terrígenas, como la que dio origen a la Cuenca de Chicontepec. Durante la evolución de la Provincia Tampico-Misantla ha estado asociada con un basamento priesozoico, y a elementos peletectónicos como la Plataforma de Tuxpan y la Plataforma de Valles-San Luís.

Las rocas más antiguas y deformadas tectónicamente se encuentran en las serranías en las estibaciones de la Sierra Madre Oriental (SMO), 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. El estilo de deformación estructural está representado a lo largo de la Plataforma Continental, el cual corresponde a eventos tectónicos más jóvenes de la cuenca y está asociada a la etapa de extensión del Golfo de México, caracterizada por estructuras asociadas a fallas de crecimiento con bloques caídos al oriente, formando en algunos casos estructuras rollover, con sus fallas lístricas características. La secuencia terrígena más joven en la porción superior, no ha sufrido fuerte deformación; sólo fallamiento normal con fallas de crecimiento y plegamiento muy suave.

Algunos de los rasgos más conocidos y reportados son el Paleocanal Submarino “La Flor de Ayotoxco” (Paleoceno Tardío), los Paleocanales de Cazones y Tecolutla (Eoceno Tardío).

V.- SISTEMA PETROLERO AGUA FRÍA, COAPECHACA Y TAJÍN

5.1 INTRODUCCIÓN

En la historia de la exploración sistemática de hidrocarburos en México, se reconocen tres estados de desarrollo evolutivos. Cada uno se caracteriza por la naturaleza de los criterios que guiaron a la selección de sitios de perforación en las áreas de estudio y de prospección.

El primer estado de desarrollo empezó desde el siglo XIX, junto con el nacimiento de la búsqueda sistemática de petróleo. Los principales criterios para la selección de la perforación eran la existencia de indicadores superficiales de hidrocarburos, ya sea en forma de gas o de emanaciones líquidas. Mediante este método se descubrieron importantes yacimientos de hidrocarburos en México. Sin embargo, este método exploratorio pronto llegó a un límite y los yacimientos descubiertos de éste modo disminuyeron drásticamente. Ahora sabemos que la evidencia de emanaciones superficiales de petróleo, sólo están presentes cuando se combina la existencia de rocas generadoras de petróleo activas con la presencia de rocas sello, deficientes.

El segundo estado de desarrollo de la exploración petrolera, se inició con la observación empírica de los exploradores; al observar que algunas de estas manifestaciones superficiales estaban asociadas con estructuras de anticlinales, en donde los criterios de selección de sitios de perforación de pozos, se orientaron fundamentalmente hacia las zonas donde existían trampas estructurales, principalmente anticlinales.

Con el empleo de métodos geofísicos y el refinamiento de los conceptos geológicos empleados en la exploración petrolera, la detección de trampas estructurales en el subsuelo fue posible aún en aquellas áreas en las cuales no existía ninguna expresión superficial e hicieron viable la búsqueda de petróleo en trampas estratigráficas. No obstante que el éxito para ubicar trampas se incrementaba con el tiempo, los resultados indicaban que no todas las trampas contenían hidrocarburos.

Este hecho era explicado por los exploradores de la época por la existencia de deficiencias en la roca sello que permitía la fuga de hidrocarburos atrapados, hasta la superficie de la Tierra, en donde se perdían por intemperismo. Esta explicación asumía que los hidrocarburos estaban presentes en todas las trampas y que su ocurrencia está únicamente controlada por los factores de retención. El conocimiento actual en la exploración petrolera ha permitido explicar que la falta de hidrocarburos en algunas cuencas sedimentarias está principalmente relacionada con la ausencia de las rocas generadoras efectivas.

El tercer y más reciente estado de desarrollo en la exploración petrolera, tiene que ver con el uso sistemático del concepto de sistema petrolero, el cual ha venido evolucionando desde los años setentas, ochentas y noventas (Dow, 1974; Perrodon, 1980; Demaison, 1984; Magoon, 1987 y 1988; Demaison y Hiuzinga, 1991; y Magoon and Dow, 1994 y 2000).

En este estado de desarrollo en la exploración petrolera, la selección de los sitios en donde se decide perforar los pozos, está fundamentalmente relacionada con la existencia de áreas en las cuales se han conjugado todos los elementos y procesos naturales necesarios para la existencia de un yacimiento comercial de aceite o de gas y que, en su conjunto, definen un sistema petrolero.

5.2 DEFINICIÓN DE SISTEMA PETROLERO

Un sistema petrolero o “máquina natural de hacer petróleo”, es un sistema natural que abarca todos esos elementos claves y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de petróleo o gas exista en la naturaleza (Magoon, 1988).

Los elementos clave que definen la existencia de un sistema petrolero son las rocas generadoras de hidrocarburos, una ruta de migración, una roca almacén, una roca sello, trampas y el sepultamiento necesario para la generación térmica de hidrocarburos, sin embargo, estos elementos deben compartir las apropiadas relaciones espacio-temporales para que permitan que la materia orgánica contenida en las rocas se transformen en kerógeno, aceite o gas y que los hidrocarburos se acumulen y preserven en un yacimiento.

En gran parte, el uso del concepto de sistema petrolero como una herramienta de exploración ha evolucionado por el desarrollo de los métodos y conceptos generados por la geoquímica orgánica petrolera. Por ejemplo, con la cromatografía de gases, espectrometría de masas y los métodos de pirólisis que aparecieron en los años sesenta. Sin embargo, no fue sino hasta finales de los años setentas que apareció la pirólisis Rock-Eval, que ha sido de gran ayuda para identificar y caracterizar a las rocas generadoras de petróleo en todo el mundo.

Permitiendo el análisis a nivel molecular del petróleo crudo y de los extractos orgánicos de las rocas sedimentarias, como del establecimiento de mejores y más confiables correlaciones de aceite-roca y aceite-aceite.

La contribución de la geoquímica orgánica a la identificación de los sistemas petroleros incluye tres aspectos principales:

- 1) La identificación y la caracterización de las rocas generadoras.
- 2) El análisis de los hidrocarburos líquidos o gaseosos y su comparación con las rocas generadoras.
- 3) La determinación del tiempo de generación y el tipo de hidrocarburos que pueden formarse de las rocas generadoras.

Demaison y Huizinga, 1991, aportaron nuevos conceptos para el estudio sistemático de los sistemas petroleros. Estos autores propusieron que los sistemas petroleros sean divididos en dos subsistemas: el generador y el almacenador. El subsistema generador está conformado por:

- a) El depósito y litificación de sedimentos ricos en materia orgánica.
- b) La generación de hidrocarburos al interior de la roca generadora.
- c) La expulsión de hidrocarburos de la roca generadora.

Por otro lado, los subsistemas de migración-trampa que conforman al almacenador, está constituido por:

- a) La migración secundaria.
- b) La roca sello.
- c) La trampa.
- d) Las rocas almacén con espacios porosos efectivos.

Estratigráficamente el sistema petrolero está representado por las siguientes unidades sedimentarias y características: las rocas generadoras de petróleo, las rocas transportadoras, las rocas almacenadoras, las rocas sello y las rocas sobreyacentes requeridas para incrementar la presión litostática y la temperatura para que ocurra la madurez (Fig. 5.1).

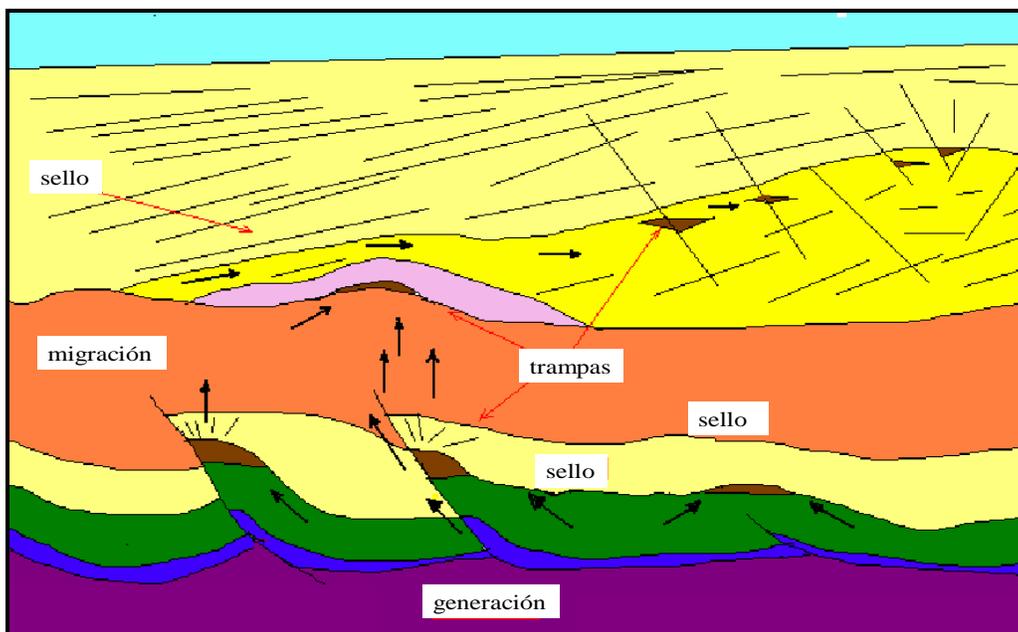


Fig. 5.1 Esquema del sistema petrolero.¹

Un sistema petrolero representa el suficiente tiempo geológico para incorporar los elementos básicos, desde la roca generadora, hasta la última unidad requerida para formar depósitos de hidrocarburos. Un depósito de hidrocarburos incluye altas concentraciones de gas natural biogénico y termogénico que se encuentra en yacimientos convencionales, así como hidratos de gas, condensados, aceite crudo, aceite pesado, y bitúmenes sólidos almacenados en rocas clásticas o carbonatadas porosas y permeables.

El sistema petrolero, es un sistema natural abierto, compuesto de varios subsistemas dentro un sistema mayor en un medio ambiente natural. Los subsistemas son: generador, almacenador, migración y sello. El sistema petrolero enfatiza la relación genética entre una roca generadora en particular y la resultante acumulación de petróleo dentro de una trampa en la corteza terrestre.

Los sistemas petroleros varían de acuerdo a su forma, su geometría, el tipo de estructura o receptáculo y su evolución geológica, y se clasifican como sistemas puros o híbridos.

De acuerdo a la calidad y cantidad de información geológica disponible referente a las rocas generadoras (nivel de certeza), los Sistemas Petroleros se clasifican como: conocidos, hipotéticos y especulativos; de lo anterior podemos resumirlos como:

¹ Gonzales García et al 1999.

5.2.1 Sistemas puros.- Se tiene la particularidad de no presentar deformación estructural significativa, y sus características se deben principalmente a sus aspectos sedimentológicos, por tanto, sus trampas son principalmente estratigráficas y se localizan en México, por ejemplo en el Paleocanal y Cuenca de Chicontepec, Sistema Cenozoico de Burgos y en el Sistema Cenozoico de Veracruz.

5.2.2 Sistemas híbridos.- Se caracterizan por presentar reorientación estructural por efectos 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 combinadas). En México se localizan en la Sonda de Campeche en el Sistema Jurásico Superior y Cretácico y La Casita-Menchaca-Padilla en el Golfo de Sabinas, por ejemplo.

5.2.3 Sistemas conocidos.- Son aquellos en los que la información geológica, geofísica y geoquímica, permiten establecer una correlación positiva entre la roca generadora y los aceites atrapados en los yacimientos de la misma cuenca sedimentaria, y se localizan, por ejemplo, en el Sistema Tamán-Pimienta-San Andrés de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz.

5.2.4 Sistemas hipotéticos.- Son aquellos en donde la información geoquímica identifica a la roca generadora, pero no se tiene correlación con acumulaciones de hidrocarburos en la cuenca sedimentaria o no existen yacimientos y se localizan en México, por ejemplo, en el Sistema Tamán-Pimienta-Tamaulipas de la Sierra Madre Oriental.

5.2.5 Sistemas especulativos.- Son aquellos en los que sólo se tienen evidencias geológicas y geofísicas de la existencia de rocas generadoras y acumulaciones de petróleo, pero no se han hecho estudios detallados sobre los componentes de sistema petrolero.

5.3 GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS

La historia térmica de una cuenca sedimentaria, es el parámetro clave para la generación de hidrocarburos líquidos, los cuales son el producto de la maduración térmica de la materia orgánica presente en los sedimentos (Tissot et. al., 1974; Hunt, 1979).

En una cuenca sedimentaria la migración y acumulación de hidrocarburos depende de la historia de sepultamiento de los sedimentos y de la creación de estructuras dentro de la cuenca; mientras que la generación y preservación de los aceites depende de las condiciones térmicas a través del tiempo geológico. Esta relación tiempo-temperatura ha permitido el desarrollo del concepto de “ventana de aceite” (Tissot ob. cit.; Waples, 1980). Para cualquier cuenca, el conocimiento de la historia térmica que la columna ha experimentado, es indispensable; se requiere para predecir el tiempo de generación de los hidrocarburos; así como la cantidad, calidad y el estado de preservación del petróleo.

La presencia de hidrocarburos en la cuenca sedimentaria, depende fuertemente de los eventos suscitados durante el periodo de subsidencia tectónica, debido a que el material orgánico depositado, junto con los sedimentos, fue posteriormente degradado térmicamente durante el sepultamiento, ocasionando la generación de hidrocarburos.

La generación de hidrocarburos líquidos de una cuenca sedimentaria, provienen de la materia orgánica preservada en los sedimentos, es en parte debida al proceso de metamorfismo orgánico o maduración de la materia orgánica.

El proceso de alteración térmica ocurre durante la sedimentación y la subsidencia de dicha cuenca. Aunque varios factores contribuyen a la transformación de la materia orgánica contenida en las rocas; las reacciones químicas para la generación de hidrocarburos depende principalmente de la temperatura, la presión y de la duración del calentamiento de la cuenca sedimentaria (Tissot et. al., ob. cit.).

Uno de los objetivos principales del análisis de cuenca, es deducir la historia de la temperatura y presión de la columna sedimentaria. La historia térmica que los estratos sedimentarios han experimentado durante la evolución de la cuenca, está directamente relacionada con el flujo térmico proveniente del interior de la Tierra, a los incrementos de profundidad de sepultamiento con el tiempo y la manera de la transferencia de energía calorífica, la cual en la mayoría de las cuencas, es predominante conductiva. Los primeros factores responden al porcentaje de enfriamiento de la astenosfera en una cuenca sedimentaria subsidente térmicamente controlada. La acumulación de aceite y gas es el resultado de una serie de procesos geológicos que ocurrieron durante la historia de una cuenca sedimentaria.

La materia orgánica, como parte de los sedimentos, es progresivamente acumulada y sepultada durante la subsidencia de la cuenca. Al tiempo que la capa sedimentaria es sepultada, existe un incremento en la temperatura y presión que afecta a la materia orgánica, la cual, bajo una maduración termal suficiente podrá generar hidrocarburos. Una vez que los hidrocarburos son expulsados de las capas generadoras, pueden migrar y acumularse en trampas. El análisis de subsidencia de cuencas sedimentarias permite en muchos casos, estimar el estado de maduración de la roca generadora.

La generación de hidrocarburos o formación de aceites puede realizarse a través de los siguientes caminos (Tissot and Welte, 1982 y Hunt, 1996):

El primero representa la formación y acumulación de hidrocarburos libres derivados de organismos muertos, depositados en sedimentos recientes no consolidados y los formados por la actividad bacteriana, con reacciones químicas de baja temperatura. Al petróleo generado en esta etapa se le conoce como biológico, bioquímico o biogénico. Más tarde sufren una alteración química, física y biológica, ante un pronunciado aumento en la temperatura y presión, en un intervalo cercano a los 50 °C y 300 bares, a este proceso se le llama diagénesis, la cual en su etapa final genera kerógeno. Entre el 10 y 20 % de petróleo se forma directamente por este proceso.

Un camino alternativo en la generación de petróleo, es por medio de la transformación de lípidos (grasas), proteínas y carbohidratos derivados de organismos principalmente marinos, a kerógeno. El contenido de materia orgánica en promedio de los sedimentos que eventualmente se transforman a roca generadora de hidrocarburos es de 0.5 al 5 %.

El segundo camino ocurre cuando el kerógeno es sepultado a varios kilómetros de profundidad, se incrementa el gradiente geotérmico y se producen altas temperaturas en un rango de 50 a 200 °C y presiones de 300 a 1500 bares. Entonces ocurre, el rompimiento termal cracking, dando como resultado el bitumen, para dar paso después a la creación de petróleo. En este proceso es donde se origina el mayor porcentaje de hidrocarburos líquidos.

El petróleo generado en esta etapa se le llama térmico, catagénico o catagenético. A este proceso se le llama Catagénesis. Por último, cuando el petróleo alcanza altas temperaturas de 200 a 250 °C y presiones mayores a 1500 bares, se divide en dos caminos de transformación,

que son: la generación de metano y residuos de grafito, a ésta alteración térmica se le llama Metagénesis (Alemán, 1984).

Por otro lado, la determinación analítica de una roca generadora de hidrocarburos está basada en estudios geoquímicos de la materia orgánica que contiene la roca (Alemán, 1984), evaluando lo siguiente.

- 1.- El contenido de materia orgánica en la roca generadora se determina por medio del análisis cuantitativo y cualitativo del Carbono Orgánico Total (COT).
- 2.- El tipo de materia orgánica se determina por medio del análisis óptico, concluyendo, sí la materia orgánica es algácea, herbácea, leñosa o carbonosa y definiéndolas cuantitativa y cualitativamente.
- 3.- Por último, el Índice de Alteración Termal (IAT), nos permite señalar a qué facies de madurez pertenece y se basa en la coloración de Refractancia de Vitritina (R_o) para determinar el tipo de materia orgánica, de los cuales se obtiene el siguiente rango de valores:
 - * R_o de 0.0 a 0.5 = Facies inmadura
 - * R_o de 0.5 a 2.0 = Facies madura
 - * R_o de 2.0 a 4.0 = Facies sobremadura
 - * R_o Mayor a 4.0 = Metamorfismo

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

5.4 SISTEMA PETROLERO EN EL ÁREA

El área de estudio queda comprendida dentro del Paleocanal de Chicontepec, que se encuentra localizado fisiográficamente en la Planicie Costera del Golfo de México, dentro de la Cuenca de Chicontepec, abarcando una superficie aproximada de 3,815 km², en la provincia geológica denominada Tampico-Misantla, entre el frente tectónico de la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan. En porciones de los estados de Veracruz, Puebla e Hidalgo. A 250 km al noreste de la Ciudad de México y a 5 km al occidente de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz.

Los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín, se ubican en la parte Sur-Central del Paleocanal de Chicontepec y comprenden una superficie aproximada de 400 km², en los municipios de Venustiano Carranza y Coatzintla; el primero pertenece al Estado de Puebla y el segundo al Estado de Veracruz (Fig.5.2) y la secuencia sedimentaria cortada por los pozos perforados en estos campos petroleros, está representada por calizas arcillosas del Jurásico Superior, Cretácico y rocas clásticas de origen turbidítico del Cenozoico.

La profundidad máxima reportada en los pozos es de 2007 m (Pozo Tajín 396, D-376) y de 2018 m (Pozo Tajín 399, D-357), la cual representa el espesor de la columna sedimentaria en

el área de estudio y se definen varios horizontes de interés petrolero e identificándose como principales rocas generadoras de hidrocarburos a las del Sistema Jurásico Superior.

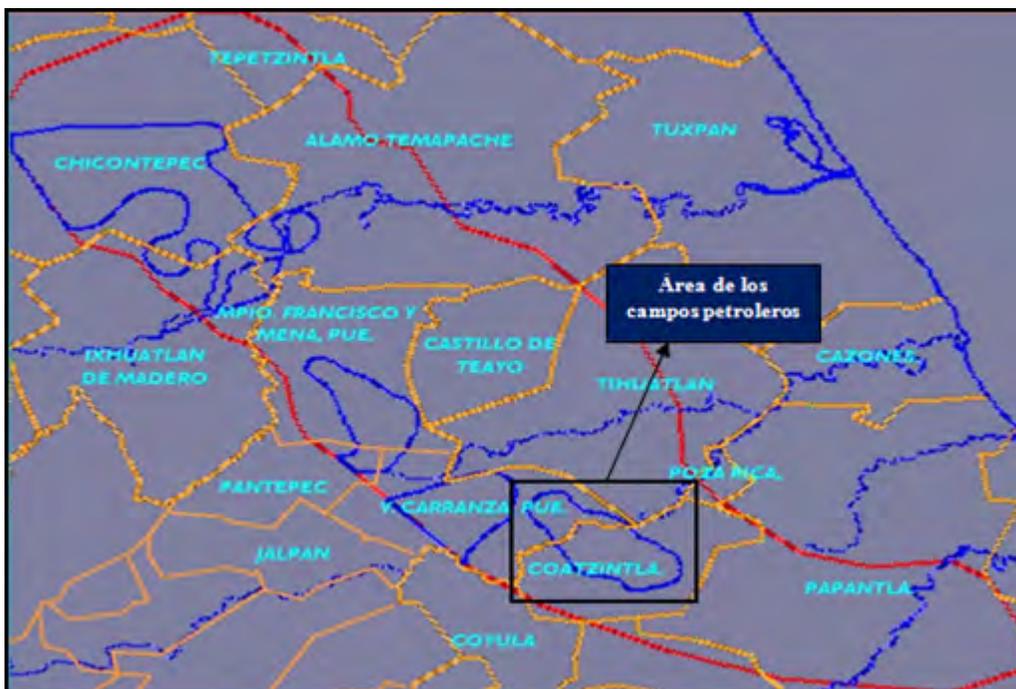


Fig. 5.2 Ubicación de los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín.²

Los sistemas turbidíticos tuvieron su fuente de aporte principal de sedimentos por el levantamiento y plegamiento de la Sierra Madre Oriental, causada por la Orogenia Laramídica, al occidente y por el noroccidente de la Plataforma de Tuxpan al Oriente; existiendo actividad tectónica durante el depósito de sedimentos y continuando posteriormente, ya que las rocas presentes en la columna sedimentaria presentan fallamiento, y un ligero plegamiento observado en los estudios sísmicos 3D hechos en el área de estudio (Fig.5.3).

Las rocas clásticas, por su fuente de origen y procesos de transporte, depósitos y redistribución presentan características muy especiales en cuanto a su geometría y distribución vertical y horizontal, para tener un mejor entendimiento de su sedimentología y con ello establecer a mayor detalle la distribución de los cuerpos arenosos que presentan las mejores condiciones como rocas almacenadoras de aceite y gas.

5.5 ROCAS GENERADORAS

Las rocas del Jurásico Superior están representadas por calizas arcillosas de ambiente marino de cuenca, su distribución regional abarca toda la cuenca, excluyendo los altos del basamento que actuaron como islas durante ese tiempo. El espesor promedio de estas rocas generadoras es 550 m de potencia.

² Proyecto Aceite Terciario del Golfo, PEMEX, 2008.

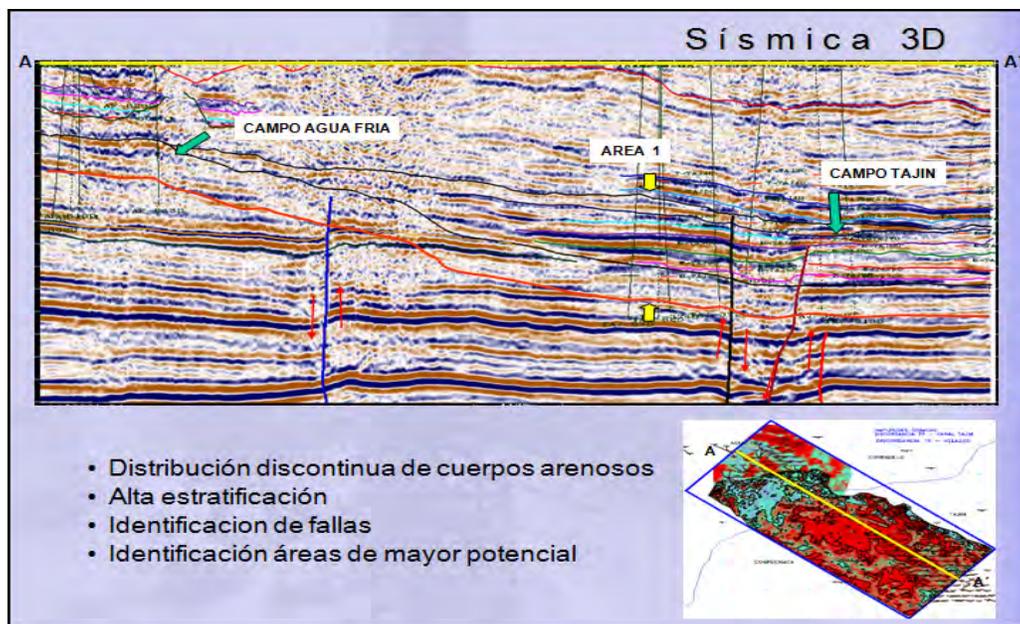


Fig. 5.3 Sección Sísmica NW-SE del campo Agua Fría al campo Tajín, donde se observa un ligero plegamiento y fallamiento, en el área de estudio.³

Las rocas generadoras de hidrocarburos de la Provincia Tampico-Misantla del Jurásico Superior, son calizas arcillosas y lutitas que corresponden con las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta de edad Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano respectivamente, que han sido caracterizadas por varias técnicas geoquímicas como petrografía, pirólisis por rock-eval y cromatografía-espectrometría de masas, las cuales indican que las formaciones Tamán del Kimmeridgiano y Pimienta del Tithoniano tienen el mayor potencial remanente de Carbono Orgánico Total (COT) en la parte norte de la cuenca, mientras que la Formación Santiago del Oxfordiano en la parte sur (Fig. 5.4).

La madurez de la Materia Orgánica Dispersa (MOD) es buena y se ubica en la zona primordial de la fase principal de generación de petróleo “ventana de aceite”, en las rocas generadoras de hidrocarburos de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, que son las principales rocas generadoras del subsistema generador de la Provincia Tampico-Misantla.

La mayor riqueza de Carbono Orgánico Total (COT) se encuentra en las formaciones Tamán y Pimienta, con kerógeno de tipos I y II, ubicándose dentro de la “ventana de aceite”. En las tres formaciones existe una buena correlación entre la Refractancia de Vitritina (R_o) y la Temperatura Máxima de Pirólisis ($T_{máx}$), ya que la Refractancia de Vitritina (R_o) equivalente con escasez de vitritina es de entre 0.5 a 2.0, en esta cuenca (Fig. 5.5).

Los mayores espesores de las rocas generadoras se concentran en 12 grabens, los cuales al madurar la materia orgánica, se convirtieron en los principales focos de la fase principal de generación de petróleo; el área promedio de estos focos es de 907 km² y su espesor aproximado es de 550 m de potencia. El promedio de Carbono Orgánico Total (COT) es de 2.2% y el del Índice de Hidrogeno (IH), alrededor de 500 mg HC/g COT (López, 2008).

³ Proyecto Aceite Terciario del Golfo, PEMEX, 2008.

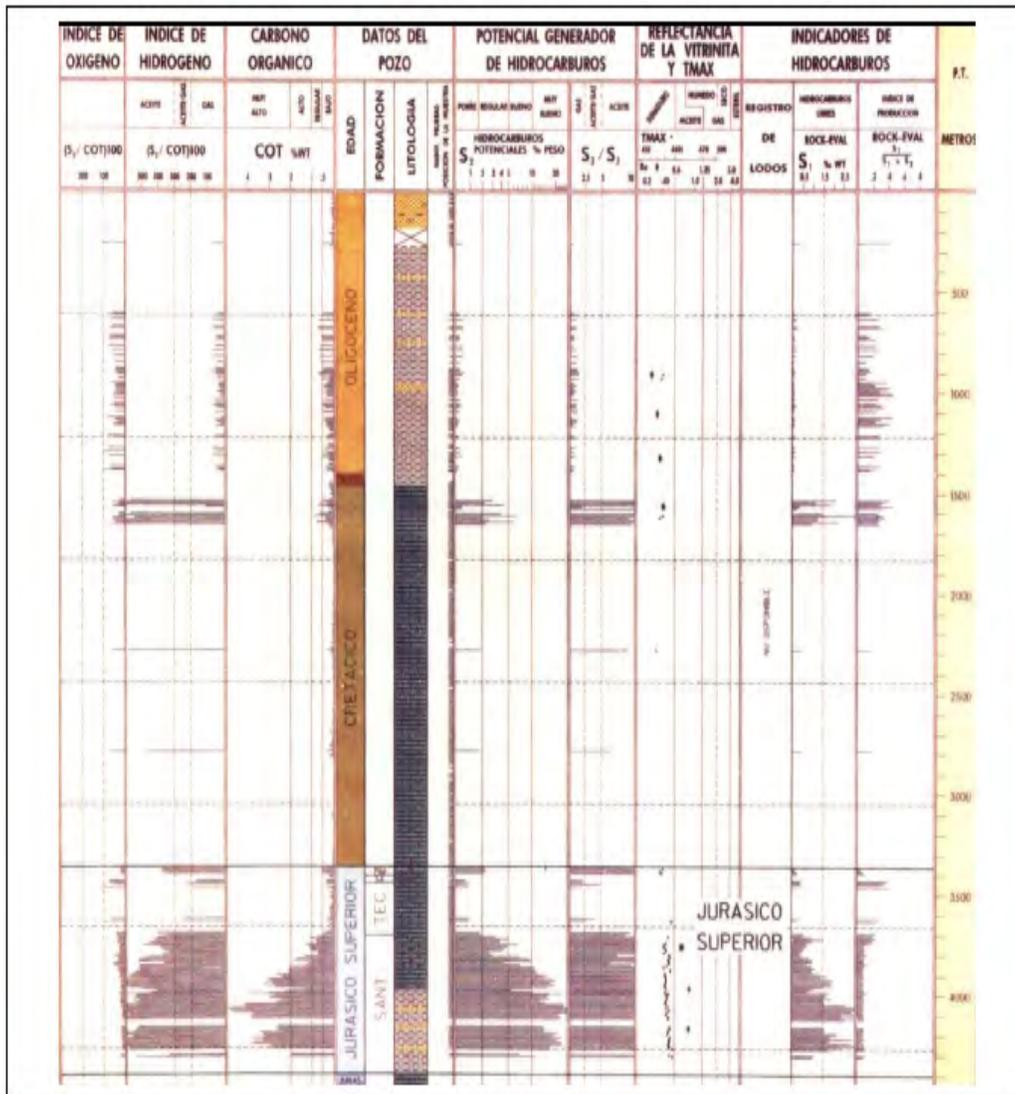


Fig. 5.4 Registro geoquímico del Sistema Jurásico Superior en la parte sur de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla.⁴

Por lo tanto, este potencial remanente es aún bueno y se caracteriza por tener kerógeno precursor de aceite y que, con una madurez en el pico de generación de aceite ($R_{oe}=0.8$ a 1.0 %) y una relación de transformación del kerógeno en hidrocarburos del 45%, lo que nos permite calcular una carga inicial (SPI) promedio de 6 ton/m^2 . El sistema de migración de las rocas sedimentarias de la Provincia Tampico-Misantla, es predominantemente vertical, lo que permite clasificar a esta cuenca sedimentaria como normalmente cargada (Demaison, 1991).

Los estudios geoquímicos indican que las rocas generadoras más importantes son las del Jurásico Superior y en segundo término las rocas del Cretácico (Aptiano y Turoniano).

⁴ Provincia Petrolera Tampico-Misantla, PEMEX, 2010.

Las rocas generadoras de hidrocarburos del Jurásico Superior, son las mismas en toda la región de la Provincia Tampico-Misantla y corresponden a las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta del Jurásico Superior de facies arcillo-calcáreas, así como en menor proporción los horizontes arcillosos de las formaciones Chicontepec Inferior y Medio. En todas ellas se tiene una alta concentración de materia orgánica y el posterior sepultamiento por la gruesa secuencia marina de abanicos, con un espesor máximo de hasta 1700 m, ha favorecido la maduración térmica. A continuación se describen las principales características de las rocas generadoras.

5.5.1 Características de las rocas generadoras del Jurásico Superior-Cretácico

El contenido de Carbono Orgánico Total (COT), es superior al 1% en el 57% de las 309 muestras analizadas de las formaciones Santiago del Oxfordiano, Tamán del Kimmeridgiano y Pimienta del Tithoniano (Fig. 5.5). El 40% de ellas presenta un potencial de generación de hidrocarburos (S₂) superior al 2.5 mg/g.

La Formación Santiago del Oxfordiano es una unidad con fuerte potencial de generación de petróleo (S₂), debido a la incipiente transgresión marina que cubría sólo algunos restringidos depocentros en los que se acumulaban carbonatos y arcillas bajo aguas someras de muy baja energía, propicias para la preservación de la materia orgánica de buena calidad (tipos I y II), pero con aportaciones de materia orgánica continental (tipo III), por la cercanía de amplias áreas positivas circundantes (González García y Holguín Quiñones, 2001).

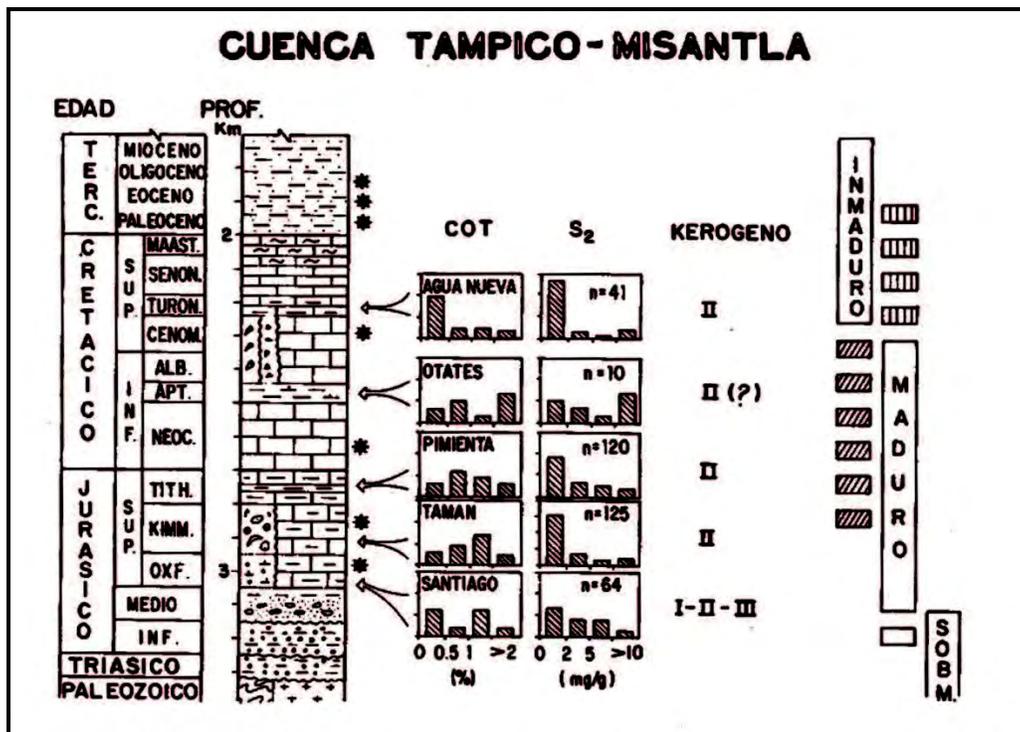


Fig. 5.5 Características estratigráficas y geoquímicas de la Provincia Tampico-Misantla.⁵

⁵ Tomada de González y Olguín, 1991.

Durante el Kimmeridgiano, la transgresión cubrió casi toda el área de Tampico-Misantla, continuando la sedimentación de lodos calcáreo-arcillosos de la Formación Tamán, adecuados para la conservación de materia orgánica, pero distribuidos solamente en el 50% de la cuenca.

Fue hasta el Tithoniano, cuando la cuenca quedó completamente cubierta de agua, con el predominio de ambientes tranquilos de mar abierto, en los cuales se depositaron carbonatos y arcillas con materia orgánica marina (tipo II) que dieron origen a la Formación Pimienta, la cual presenta, actualmente un potencial de generación de hidrocarburos (S_2) superior a 2.5 mg/g, en el 45% de las 120 muestras analizadas (Fig. 5.5). Esta secuencia sedimentaria conserva aún cantidades importantes de carbono orgánico e hidrocarburos potenciales de generación (S_2).

5.5.2 Formación Santiago (Jurásico Superior-Oxfordiano)

La Formación Santiago está constituida por lutitas carbonatadas de color negro las cuales presentan microlaminación, limolitas arcillosas, calizas arcillosas-piritizadas y horizontes de nódulos calcáreos; la fauna es pobre y está representada por algunos bivalvos y cefalópodos de edad Oxfordiana. Su espesor varía entre 10 y 755 m de potencia, concentrándose perfectamente en la porción sur de la cuenca (López Aguirre, 2008).

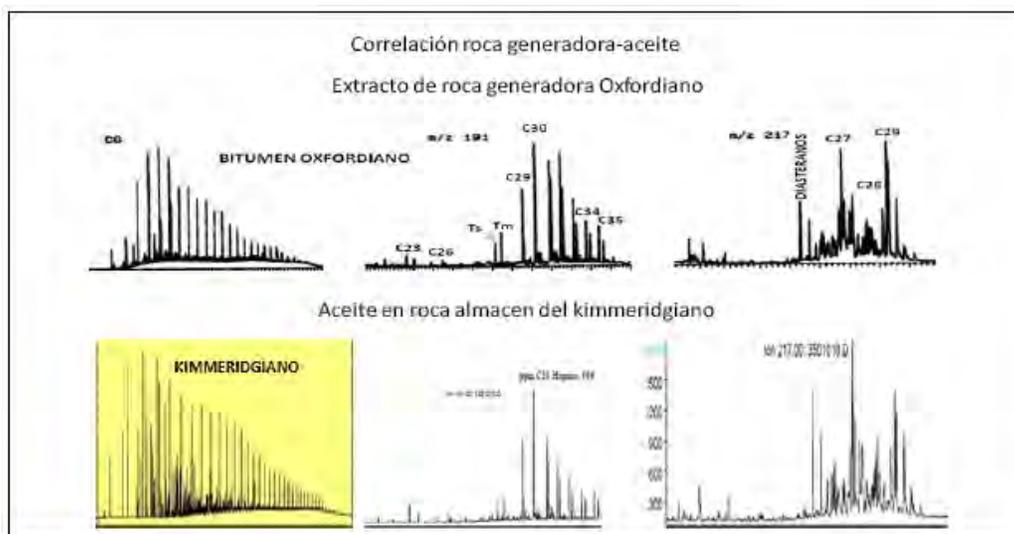


Fig. 5.6 Cromatogramas de gases y fragmentogramas de bitúmenes extraídos de las calizas arcillosas generadoras del Jurásico Superior (Oxfordiano) y su correlación con el aceite acumulado en las calizas oolíticas del Jurásico Superior (Kimmeridgiano).⁶

El contenido de Carbono Orgánico Total (COT) es de 0.5 a 6.3% y de hidrocarburos potenciales (S_2) es de 0.2 a 39.1 mg/g en la roca. El kerógeno muestra Índices de Hidrogeno (IH) entre 21 y 1079, así como temperaturas máximas de pirólisis (T_{máx}) que varían entre 425 y 525 °C (PEMEX, 2010). Estos valores son propios de un kerógeno predominante del tipo II, que se encuentra desde incipiente maduro hasta sobremaduro; en la fase madura genera aceite y gas,

⁶ Provincia Petrolera Tampico-Misantla, PEMEX, 2010.

mientras que en la fase sobremadura únicamente gas; contiene también en menor proporción kerógeno de tipo I y III (Fig. 5.5). Los biomarcadores indican, un ambiente marino salobre subóxico arcilloso (Hópanos: $C_{29} < C_{30}$, $C_{34} > C_{35}$, alta relación de Diastéranos/Estéranos) como se muestra en la figura 5.6 (Vázquez, 2008).

5.5.3 Formación Tamán (Jurásico Superior-Kimmeridgiano)

La Formación Tamán está compuesta por mudstone y calizas arcillosas, lutitas calcáreas laminares y escasas limolitas con espesores que varían entre 3 y 998 m como máximo, sus características principales son buena estratificación y el predominio de los carbonatos sobre las arcillas. La fauna presente es radiolarios, esponjas, pelecípodos, cefalópodos y equinodermos del Kimmeridgiano. El contenido de Carbono Orgánico Total (COT) se encuentra entre 0.1 y 5.4 %, mientras que los valores de potencial de generación de hidrocarburos (S_2) fluctúan entre 15 y 925 mg/g y los de temperaturas máximas de pirólisis ($T_{máx}$) varían de 421 a 527 °C. Los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado (Hópanos: $C_{29} > C_{30}$, $C_{34} < C_{35}$, y muy baja relación de Diastéranos/Estéranos) (PEMEX, 2010).

5.5.4 Formación Pimienta (Jurásico Superior-Tithoniano)

Las rocas de esta formación son principalmente mudstone y calizas arcillosas de color negro, ligeramente piritizadas, de estratificación delgada con intercalación de lutitas negras laminares, bentonita y lentes de pedernal con espesores máximos de 485 m; la fauna está constituida por *Calpionella* sp., *Fibrosphaera* sp., y *Globochaete alpina* del Tithoniano.

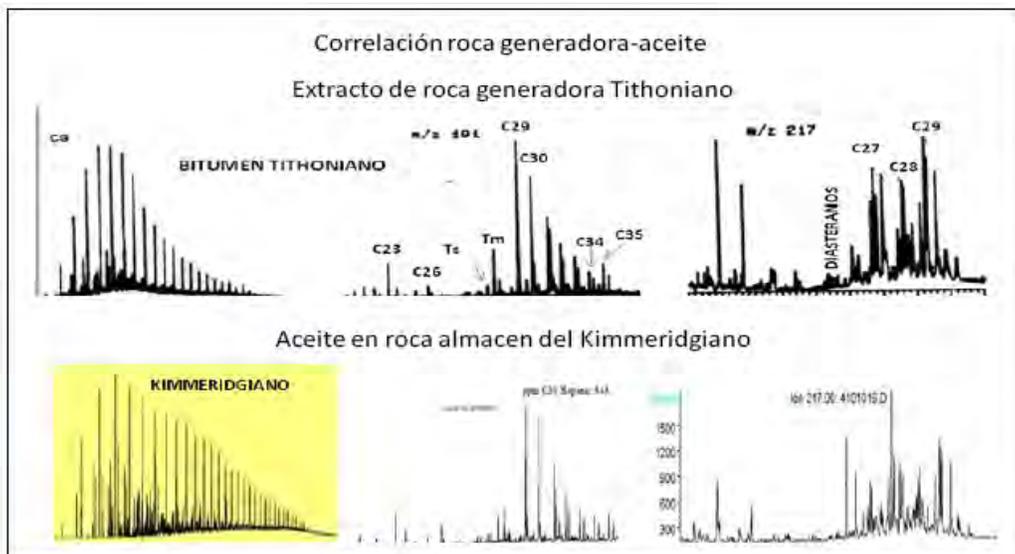


Fig. 5.7 Cromatogramas de gases y fragmentogramas de bitúmenes extraídos de las calizas arcillosas generadoras del Jurásico Superior (Tithoniano) y su correlación con un aceite acumulado en las calizas oolíticas del Jurásico Superior (Kimmeridgiano).⁷

⁷ Provincia Petrolera Tampico-Misantla, PEMEX, 2010.

El porcentaje de Carbono Orgánico Total (COT) es de 0.2 a 6.5% y el potencial de generación de hidrocarburos (S_2) entre 0.2 y 43.4 mg/g; el Índice de Hidrogeno (IH) varía entre 18 y 959, mientras que la Temperatura Máxima de Pirólisis ($T_{máx}$), se encuentra entre 412 y 476 °C. Los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado arcilloso (Hópanos: $C_{29} > C_{30}$, $C_{34} < C_{35}$, regular relación de Diastéranos/Estéranos) como se muestra en la figura 5.7 (PEMEX, 2010).

5.5.5 Horizonte Otates (Cretácico Inferior-Aptiano)

El Horizonte Otates del Cretácico Inferior-Aptiano, está constituido por calizas arcillosas de color gris oscuro, laminares, que denotan un ambiente de depósito de cuenca de baja energía.

De 10 muestras analizadas, 4 presentan valores superiores al 2% de carbono orgánico total y más de 10 mg de hidrocarburos por gramo de roca, lo que las califica como rocas con un fuerte potencial de generación de hidrocarburos (S_2). Sin embargo, su espesor promedio es inferior a 10 m y su inmadurez en la mayor parte de la cuenca. Le resta importancia económica petrolera (González García y Holguín Quiñones, 2001).

5.5.6 Formación Agua Nueva (Cretácico Superior-Turoniano)

Durante el Cretácico Superior, la Formación Agua Nueva del Turoniano, mostró valores de carbono orgánico total superiores al 1% en 11 muestras analizadas de 41. Aunque sólo 6 superan los 2.5 mg/g de potencial de generación (S_2). Los estudios ópticos indican que contiene predominantemente kerógeno tipo II. Todo esto, permite definir a esta formación, aún inmadura, como potencialmente generadora de hidrocarburos de importancia regular, en la mayor parte de la Provincia Tampico-Misantla (González García y Holguín Quiñones, 2001).

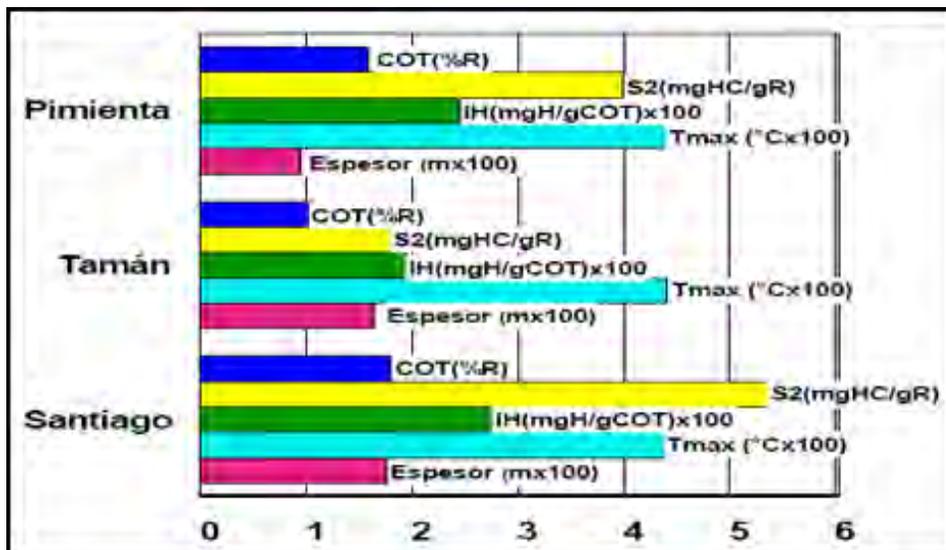


Fig. 5.8 Características de las rocas generadoras de la Cuenca de Chicontepec.⁸

⁸ Proyecto Chicontepec, PEMEX, Exploración y Producción, Región Norte, 2005.

De acuerdo con la madurez de la Materia Orgánica Dispersa (MOD), la mayor riqueza orgánica en la ventana de oleogeneración (ventana de aceite) se encuentra principalmente en las rocas generadoras de las formaciones Santiago y Pimienta, teniendo mayoritariamente kerógeno tipos I y II, y en menor proporción la Formación Tamán con kerógeno tipo II. En la figura 5.8, se muestran de manera esquemática las principales características de las rocas potencialmente generadoras de hidrocarburos de ésta cuenca sedimentaria.

5.5.7 Generación y expulsión de hidrocarburos

La mayor riqueza orgánica está relacionada con las formaciones Santiago y Pimienta, teniendo kerógeno principalmente de tipos I y II, encontrándose predominantemente dentro de la ventana de aceite y en menor proporción en la Formación Tamán, con kerógeno tipo II.

A partir de estas rocas se generó aceite y gas asociado que están almacenados en las rocas carbonatadas del Cretácico Inferior entre 2500 y 3500 m de profundidad; en las calizas arrecifales, prearrecifales y de talud del Albiano-Cenomaniano a profundidades que varían de 600 a 4700 m, donde se tienen aceites con una densidad de 15 a 36 °API; en los carbonatos fracturados del Cretácico Superior a una profundidad promedio de 500 m con hidrocarburos de densidades entre 11 y 18 °API, que están afectados por una severa biodegradación y en las areniscas del Paleoceno-Eoceno donde se tienen aceites con una densidad de 19 a 40 °API, estos hidrocarburos se han caracterizado por biomarcadores con el extracto de roca generadora que confirma su afinidad a un ambiente marino carbonatado con regular influencia de arcillas en condiciones reductoras.

Debido al decremento de la tasa de sedimentación durante el Cretácico por el régimen tectónico pasivo de la cuenca en este periodo, las condiciones de sedimentación profunda en su porción centro-occidental en esta cuenca y el sepultamiento de las rocas generadoras de petróleo del Jurásico Superior que maduraron con mayor lentitud que sus análogas del Jurásico Inferior y Medio, entrando a la ventana de generación de hidrocarburos a finales del Cretácico e inicios del Cenozoico, alcanzando su mayor madurez a través de Eoceno como resultado del hundimiento rápido de la antifosa por el flexoramiento del basamento causado por el acercamiento del frente tectónico sepultado de la Sierra Madre Oriental y por el mayor aporte de sedimentos.

A finales del Cretácico en la parte occidental de la Cuenca de Chicontepec se inició la principal fase de expulsión de hidrocarburos, migrando en el momento crítico hacia el oriente como resultado del plegamiento de la Sierra Madre Oriental (SMO), causado por la Orogenia Laramídica, que estuvo activa hasta el Paleógeno. Este evento compresivo generó dislocamiento en todas las rocas del Jurásico-Cretácico en el subsuelo de dicha cuenca y el levantamiento del borde occidental de la Plataforma de Tuxpan, provocando la exposición de afloramientos, por lo que ocurrió erosión e infiltración de aguas oxigenadas en las rocas carbonatadas del Cretácico.

Las bacterias contenidas en estas aguas se alimentaron de las fracciones ligeras de las parafinas, provocando la degradación de los hidrocarburos, lo que contribuyó a la migración de aceites y acumulación posterior en las rocas almacenadoras (CNH-UNAM, 2012). Con el sucesivo reacomodo o rebote isostático postorogénico de la corteza y los cambios eustáticos del nivel medio del mar a partir del Oligoceno, se favoreció la continuidad de la subsidencia y la erosión submarina durante el Neógeno hacia el Golfo de México, continuando de esta manera la expulsión, migración y el depósito de hidrocarburos en las trampas combinadas (estratigráficas

y estructurales mixtas) del Jurásico Superior, Cretácico y Cenozoico, así como la consecuente migración al oriente de los depocentros sedimentarios.

El proceso de generación de aceites en el occidente de la cuenca fue extinguiéndose lentamente, transfiriendo su intensidad al oriente, continuando de esta manera la expulsión, migración y remigración de los hidrocarburos y el relleno de las trampas estratigráficas y estructurales mixtas (CNH-UNAM, 2012).

Alcanzando el pico de generación de aceite durante el Plioceno-Pleistoceno. Por tanto, las rocas generadoras del Jurásico Superior se encuentran distribuidas dentro de la ventana de generación de petróleo, habiendo alcanzado su momento crítico de máxima madurez durante el Oligoceno en la porción occidental correspondiente a la antifosa de Chicontepec y en la parte oriental, lo que actualmente corresponde con la plataforma continental del Golfo de México.

5.5.8 Sincronía y Migración

Los elementos que dieron origen a las acumulaciones de hidrocarburos en el Paleocanal y la Cuenca de Chicontepec, tienen la ocurrencia oportuna necesaria en tiempo y espacio, que hacen posible la presencia de yacimientos de aceite y gas susceptibles de ser explotados económicamente, afirmando que existe sincronía, ya que se tiene la presencia de rocas generadoras del Jurásico Superior, las cuales entraron en la ventana de generación, dando lugar posteriormente a la expulsión y migración a diferentes distancias a través de los planos de fallas laterales y fracturas, obteniendo de esta manera el tiempo necesario para el entrapamiento y preservación de hidrocarburos en trampas estratigráficas y estructurales mixtas ubicadas a diferentes profundidades en el subsuelo, por lo que se puede afirmar que si hay sincronía.

La principal expulsión de hidrocarburos se inicia a finales del Cretácico en la parte occidental de la Cuenca de Chicontepec, migrando en el momento crítico hacia el oriente como resultado de la Orogenia Laramídica, que se mantuvo activada hasta el Paleoceno. Lo más importante de la sincronía y migración se puede resumir de la siguiente manera:

- Las principales rocas generadoras de hidrocarburos deben tener valores altos de Carbono Orgánico Total (COT), superior al 1%.
- Las principales rocas generadoras de hidrocarburos son las del Jurásico Superior.
- La mayor parte de los hidrocarburos son generados por materia orgánica de tipo algácea, depositada en un ambiente marino de carbonatos arcillosos y anóxico.
- La generación de hidrocarburos se inició durante el Cretácico Tardío al Paleoceno, en la Cuenca de Chicontepec y durante el Mioceno Tardío en la Megacuenca del Golfo de México.
- El momento crítico de máxima generación/expulsión, es en el Paleoceno-Eoceno en el frente tectónico de la Sierra Madre Oriental, en el Oligoceno en la Cuenca de Chicontepec y en el Plioceno-Pleistoceno en la Cuenca del Golfo.
- El decremento de la densidad de los aceites de la provincia hacia la plataforma nos indica el predominio de una migración lateral desde la parte occidental de la cuenca.

- La presencia de yacimientos múltiples en la Cuenca de Chicontepec, nos indica una remigración vertical, probablemente a través de fallas laterales durante el periodo distensivo del Plioceno-Pleistoceno.
- La cantidad de hidrocarburos migrados desde las rocas generadoras del Jurásico Superior hasta los depósitos, superan en 10 veces el volumen in-situ de aceites descubiertos.
- El potencial remanente de la Provincia Tampico-Misantla es alto.

La sincronía y migración se refiere a la ocurrencia de todos los elementos necesarios en tiempo y espacio para que sea posible la generación y entrapamiento de los hidrocarburos susceptibles de ser explotados económicamente.

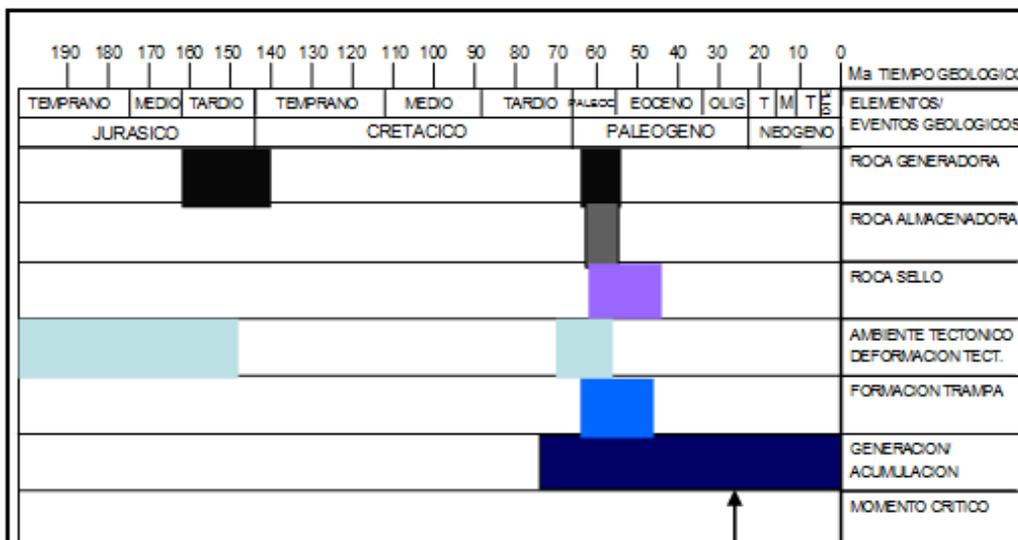


Fig. 5.9 Principales eventos del sistema petrolero con relación a la sincronía.⁹

En la figura 5.9, se muestra de manera esquemática la ocurrencia de cada uno de estos elementos, que en una secuencia adecuada dieron origen a las acumulaciones de hidrocarburos en el Paleocanal y Cuenca de Chicontepec, donde se localizan los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín.

5.6 SISTEMA PETROLERO TAMÁN-SAN ANDRÉS

El sistema petrolero de la Formación Tamán y su miembro San Andrés (Hernández-De la Fuente, 1992), se considera como un sistema de tipo híbrido-hipotético, ya que hasta ahora no se conocen o no se cuenta con estudios geoquímicos realizados que le avalen una designación clara como roca generadora de hidrocarburos, aunque existen evidencias muy notables en sus

⁹ Tomado de Vázquez, 2008.

propiedades generadoras en sus horizontes de caliza arcillosa de color negro, de clasificación wackestone con radiolarios, pelecípodos y bioclastos de importante espesor de 150 a 450 m (Pineda Acevedo, 2001), tanto en el subsuelo como en superficie para rocas del Kimmeridgiano.

La relativa cercanía con los campos productores Poza Rica, San Andrés y la región productora Furbero-Entabladero; con igual columna geológica de unidades litoestratigráficas y con un lapso de tiempo entre el Sistema Jurásico Medio y Cretácico Superior. Y especialmente, las mismas condiciones y relaciones petrofísicas de la Formación Tamán, hacen pensar en la posibilidad de un potencial de generación con buenos atractivos económicos en este sistema, para la generación de hidrocarburos líquidos así como gaseosos, con base en el contenido y porcentaje de materia orgánica que presentan los sedimentos de esta formación (UNAM, 1996).

Sin embargo, con el análisis de contenido de Carbono Orgánico Total (COT) de las 309 muestras analizadas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, arriba mencionadas, indican para las tres unidades que: (González García y Holguín Quiñones, 2001).

- El contenido de carbono orgánico total (COT) es superior al 1%.
- El 40% de muestras presentan un potencial de generación (S_2) superior al 2.5 mg/g.
- Esta secuencia conserva aún cantidades importantes de carbono orgánico total (COT) y aceites potenciales de generación (S_2).

5.6.1 Rocas generadoras

La Formación Tamán tiene el mayor potencial remanente de materia orgánica en el norte de la Cuenca de Chicontepec y con una buena madurez de la Materia Orgánica Dispersa (MOD) en sus sedimentos, con kerógeno tipos I y II, encontrándose dentro la ventana de generación.

Los hidrocarburos provienen de las facies arcillo-carbonosas de esta formación y se caracterizan por tener materia orgánica del tipo algácea, cuyo espesor varía entre 200 y 700 m, en donde la ventana de generación de aceite fue alcanzada durante el Eoceno-Oligoceno.

La calidad de los aceites de las rocas generadoras en este sistema petrolero, varía a través de toda su distribución con densidades entre los 18 y 45 °API. Sus principales rocas generadoras son calizas arcillosas y lutitas que corresponden a la Formación Tamán y Pimienta.

5.6.2 Rocas almacenadoras

Las rocas almacenadoras, son calizas oolíticas y brechas biocalcáreas que presentan porosidad primaria del Jurásico Tardío, de la Formación Tamán.

La Formación Tamaulipas Inferior puede ser considerada como el yacimiento para este play generador de hidrocarburos, los cuales al migrar en sentido vertical ascendente en rocas del Jurásico Superior (Kimmeridgiano), fueron almacenados en las secuencias calcáreas del Sistema Cretácico Inferior y Medio, con buena porosidad secundaria (abundante fracturamiento en varias direcciones), aunque es posible que esta formación sea generadora de hidrocarburos en sus horizonte basales con gran contenido de materia orgánica.

5.6.3 Rocas sello

La Formación Tamaulipas Superior puede ser considerada como subsistema sello de este sistema, para hidrocarburos generados a partir de la Formación Tamán, en sus horizontes de rocas carbonatadas densas de amplia distribución en la Cuenca de Chicontepec, tanto en el subsuelo como en la superficie, esta formación posee la singularidad de poder ser tomada en cuenta también como rocas almacenadoras bajo ciertas condiciones litoestratigráficas y estructurales, ya que posee intrínsecamente condiciones de buena porosidad secundaria, como fracturas y estructuras de pliegues mixtos generados por la deformación causada por la Orogenia Laramídica, debido al comportamiento plástico y dúctil en los sedimentos de esta formación que la constituyen, por lo que es factible que este sistema posee excelentes trampas de cierre contra falla y en estructuras anticlinales. Las rocas sello de este sistema petrolero son principalmente calizas arcillosas y lutitas de la Formación Pimienta del Jurásico Superior, las formaciones Agua Nueva, San Felipe y las margas de la Formación Méndez del Cretácico Superior y las secuencias arcillosas o arcillo-calcáreas del Paleógeno (Paleoceno-Eoceno-Oligoceno).

5.6.4 Sincronía y Migración

El sistema de migración es predominantemente vertical ascendente en éste sistema, lo que permite clasificar a la Provincia Tampico-Misantla, como supercargada. Ya que tiene una relación de transformación del kerógeno en hidrocarburos del 45%, lo que nos permite calcular una carga inicial (SPI) promedio de 6 tol/m^2 .

5.7 SISTEMA PETROLERO PIMIENTA

De acuerdo al nivel de certeza, el Sistema Petrolero Pimienta es considerado como: híbrido-conocido, el cual se ubica en la cuenca de antepaís (foreland) del Golfo de México. Este sistema petrolero ha sido plenamente estudiado por Pemex Exploración y Producción (PEP) de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz.

La secuencia calcáreo-arcillosa de naturaleza bituminosa y carbonosa de la Formación Pimienta se considera como roca generadora con base en los análisis geoquímicos realizados a los sedimentos de esta formación, los cuales, les han determinado las siguientes características: (Oliviella-Ledezma, 1986) (Manzo-Barajas, 1985).

- Los valores de los porcentajes de Carbono Orgánico Total (COT) son: 0.5 a 2.0 %. El cual se considera como favorable para generar hidrocarburos.
- La materia orgánica que contiene esta formación, de acuerdo con el análisis óptico, es de tipo algácea, leñosa y carbonosa.
- La materia orgánica es predominantemente leñosa y carbonosa, con base en el análisis del índice de oxígeno, lo cual indica que los aceites resultantes corresponden, también, a la fase gaseosa.
- El Índice de Alteración Termal (IAT) de los sedimentos es de 3 a 4. El cual corresponde a una facies madura y premetamórfica, lo cual indica la formación de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Además, otras investigaciones geoquímicas hechas en áreas próximas, sobre el potencial generador (Hernández de la Fuente, 1990 y Balam and Canché, 1993), revelan que:

- El contenido de Carbono Orgánico Total (COT), de esta formación varía de 2.07 a 2.89 %, de esta proporción aproximadamente la cuarta parte proviene de materia orgánica leñosa y las otras tres partes de algácea y una fracción mínima carbonosa.
- Los índices de producción varían de 0.20 a 0.44 %.
- El Índice de Alteración Termal (IAT) varía entre -3 a 3.

Por los valores anteriores, se puede decir que la unidad es potencialmente generadora de gas y en menor proporción de aceite.

5.7.1 Rocas generadoras

Las principales rocas generadoras de hidrocarburos de este sistema petrolero, son rocas de clasificación calcáreo-arcillosa de naturaleza bituminosa y carbonosa. Al igual que las rocas de la Formación Tamán, tienen el mayor potencial remanente de materia orgánica en la parte norte y con una buena madurez de la Materia Orgánica Dispersa (MOD) en sus sedimentos.

5.7.2 Rocas almacenadoras

La Formación Tamaulipas Inferior es considerada como roca almacén de yacimientos de petróleo y gas, debido a su intenso fracturamiento en varias direcciones y sentidos, así como a su porosidad secundaria, aunque el contenido orgánico de su miembro basal la ubica como posible roca generadora de hidrocarburos, según estudios geoquímicos realizados a rocas que pertenecen al Tithoniano (Oliviera-Ledezma, 1986).

5.7.3 Rocas sello

En cuanto al sello de este sistema petrolero, lo constituyen las secuencias carbonatadas densas del Cretácico Superior (Formación Tamaulipas Superior, las formaciones arcillosas de Agua Nueva, San Felipe y las rocas margosas de la Formación Méndez), las cuales constituyen buenos cierres litológicos y estratigráficos.

5.7.4 Sincronía y Migración

El entrapamiento está controlado tanto por la posición estratigráfica como por el comportamiento estructural que guardan entre sí las formaciones involucradas en este sistema.

La ruta de migración presente en este sistema es compleja, ya que sigue dos direcciones preferenciales o rutas posibles: una ruta vertical ascendente de amplia distribución y alcance estratigráfico y otra de sentido horizontal de escasa distribución y poco alcance. Ambas rutas de migración están subordinadas a la posición estratigráfica y estructural que guardan entre sí las rocas almacenadoras con las rocas generadoras.

5.8 SISTEMA PETROLERO CHICONTEPEC

El Sistema Petrolero Chicontepec, se ubica en una cuenca de antepaís (foreland) formada en el Paleógeno en el Golfo de México. Tectónicamente se encuentra entre los elementos de la Plataforma de Tuxpan, al oriente y la Sierra Madre Oriental, al poniente. Este sistema se define como puro, ya que no presenta deformación estructural significativa, su principal característica es de aspecto sedimentológico, ya que las trampas son de tipo estratigráfico (Fig. 5.10), y se asocian con abanicos submarinos, superficies de erosión, barras arenosas, rellenos de paleocanal y zonas de desborde; sin embargo, se pueden encontrar zonas fracturadas, pliegues suaves y un sistemas de fallas laterales (par conjugado), por lo que el Sistema Petrolero Chicontepec se clasifica como híbrido.

Cabe señalar, que varios sectores productores se encuentran en bloques delimitados por fallas, por lo que en estos casos sólo se tienen trampas de tipo estratigráfico, que están asociadas con lóbulos, rellenos de paleocanal y barras de desborde.

Por otro lado es un sistema que se considera como conocido en cuanto a su nivel de certeza, ya que estudios hechos en las areniscas del Grupo Chicontepec, han arrojado datos importantes de volúmenes de producción de hidrocarburos, donde el aceite se correlaciona positivamente con las rocas generadoras del Jurásico Superior.

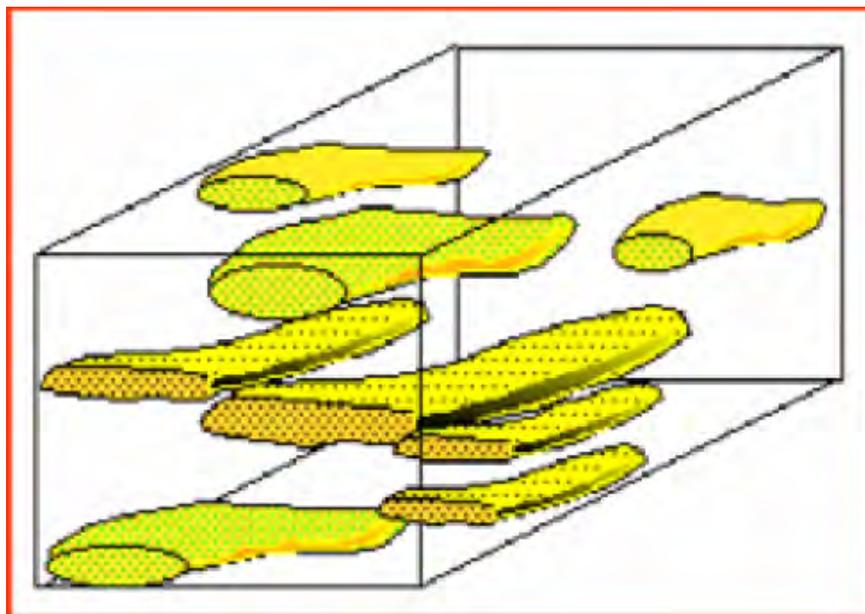


Fig. 5.10 Cuerpos arenosos que constituyen las trampas estratigráficas de la Cuenca de Chicontepec.¹⁰

Además existen datos de producción de hidrocarburos de 928,673 m³ en las areniscas del Grupo Chicontepec, que revelan que dichas rocas son susceptibles de entrapar hidrocarburos y que es posible encontrar yacimientos en nuevas áreas en esta zona, capaces de almacenar aceite y gas (PEMEX, 1975).

¹⁰ Proyecto Chicontepec, PEMEX, Exploración y Producción, Región Norte, 2005.

Dicho potencial, también está regido por la ocurrencia de grandes megaestructuras en el subsuelo (Paleocanales submarinos), que son grandes surcos labrados sobre el piso marino por corrientes de turbidez, y posteriormente, rellenos por secuencias sedimentarias terrígenas, generadas por la erosión de rocas preexistentes del Jurásico, Cretácico y Paleógeno; así como, por gruesos paquetes arcillo-arenosos de Sistema Cenozoico, en los que posiblemente hubo acumulaciones importantes de hidrocarburos.

Lo anterior, confirma que el Paleocanal y la Cuenca de Chicontepec, contienen una de las más grandes acumulaciones de aceites en reservas probables existentes en el país, donde los yacimientos se encuentran en cuerpos independientes en lentes de arenas, que se localizan a profundidades que varían de 800 a 2400 m. La presión original en la mayoría de los yacimientos es del orden de 220 kg/cm^2 , con una temperatura de fondo que varía de los 65 a 75 °C. Su volumen total estimado es de 106,000 millones de barriles de petróleo, dato calculado como reserva, es decir, el volumen que puede extraerse comercialmente (PEMEX, 1978).

5.8.1 Rocas Generadoras

Las principales rocas generadoras de este sistema son las mismas que en toda la región de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla, y corresponden a las facies arcillo-calcáreas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta del Jurásico Superior (Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano respectivamente), con un espesor promedio de 550 m. Así como, en menor medida a los horizontes arcillosos de las formaciones de Chicontepec Medio y Superior. En todas ellas se tiene una alta concentración de materia orgánica en la fase madura para las formaciones del Jurásico Superior, mientras que para las formaciones del Paleoceno la concentración es menor e inmadura; considerando que el relleno sedimentario terrígeno del Cenozoico de la cuenca no es uniforme, ya que el espesor de la cubierta puede ser desde 1000 m en la periferia y de 3000 m en el depocentro de ésta cuenca, lo que favoreció diferentes condiciones de maduración térmica debida al posterior sepultamiento diferencial por la gruesa secuencia sedimentaria marina de abanicos submarinos (Vázquez, 2008).

El potencial generador de las formaciones del Jurásico Superior de acuerdo a la madurez de la Materia Orgánica Dispersa (MOD), es principalmente de petróleo líquido con menor volumen de gas, ya que provienen del kerógeno tipo II (Fig. 5.5), en cambio, las formaciones del Grupo Chicontepec tienen potencial generador principalmente de gas, esto se debe a que provienen del kerógeno tipo III (leñoso y carbonoso); sin embargo, se encuentra en la fase inmadura en varios sectores de la cuenca, tal como ocurre en el campo de Agua Fría, donde en los afloramientos se observa materia orgánica con madera carbonizada muy deleznable, lo que indica que se encuentra en la fase de diagénesis temprana, con volúmenes menores de aceite (PEMEX, 2010).

Los estudios geoquímicos indican que los hidrocarburos que se producen en los campos petroleros Agua Fría-Coapechaca-Tajín, han sido generados principalmente por lutitas calcáreas y calizas arcillosas del Jurásico Superior. La edad de las principales rocas generadoras de hidrocarburos en estos campos petroleros corresponden también al Jurásico Superior, las cuales están representadas por las formaciones Pimienta (Tithoniano), Tamán y su miembro de San Andrés (Kimmeridgiano). Su litología está representada por calizas arcillosas, cuyo contenido de arcilla disminuye hacia la cima del Sistema Jurásico Superior.

5.8.2 Rocas almacenadoras

El Sistema Chicontepec se define como sistema puro, ya que no presenta deformación estructural significativa, las trampas son de tipo estratigráfico y las rocas almacenadoras están compuestas por areniscas de las unidades estratigráficas superiores del Grupo Chicontepec, cuyo origen está asociado a depósitos turbidíticos cíclicos de abanicos submarinos y rellenos de paleocanal (López Aguirre, 2008).

Las formaciones del Grupo Chicontepec, constituyen la principal roca almacenadora en este sistema petrolero, en sus horizontes arenosos que se caracterizan por areniscas, las cuales predominan las arenitas y grauwacas líticas de grano fino a medio y algunos estratos de conglomerados de matriz arenosa; presentan porosidad promedio del 12%. Los cuerpos arenosos tienen espesor variable, cuya continuidad lateral es dependiente de la geometría y profundidad del paleoelemento.

Presentan alta variabilidad vertical en cuanto a sus principales características petrofísicas de permeabilidad y porosidad; relacionada al ambiente de depósito, a la distancia de transporte y a que sus constituyentes líticos carbonatados tienen un porcentaje que varía entre el 20 y 40%.

Los paquetes de areniscas con mayor potencial almacenador tienen geometrías de barras de desembocadura y canales de distribución con espesores de entre 12 y 18 m. Las secuencias arenosas de grandes espesores son escasas pero ofrecen las más atractivas posibilidades para contener hidrocarburos con volúmenes mayores, las cuales corresponden con rellenos de canal.

Por otra parte, si el sistema es conocido en cuanto a su nivel de certeza, ya que en los campos en donde se ha estudiado existen datos de importantes volúmenes de producción de hidrocarburos en los horizontes de las areniscas del Grupo Chicontepec; el aceite se correlaciona positivamente con la roca generadora del Jurásico, Cretácico y Paleógeno. Particularmente en la Cuenca de Chicontepec y Paleocanal, la principal roca almacenadora donde se ha encontrado la mayor acumulación de hidrocarburos, es en las arenas lenticulares del Grupo Chicontepec.

El patrón de entrapamiento del Sistema Petrolero Chicontepec está formado por una gran cantidad de trampas por variación de la permeabilidad (Fig. 5.11). 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 de gradación), que son los que forman las principales trampas, por lo que es en estos cuerpos arenosos donde se encuentran las principales acumulaciones comerciales de hidrocarburos.

También se tienen algunos cuerpos lenticulares de rocas de areniscas potencialmente almacenadoras de hidrocarburos en la secuencia clásica correspondiente con la Formación Tantoyuca del Eoceno Superior.

Las principales rocas almacenadoras de los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, están ubicadas en la Megasecuencia Media (Unidad 2) comprendida entre la Megasecuencia Inferior (Unidad 1) y la Megasecuencia Superior (Unidad 3), cuyos límites son las superficies de las discordancias A y B; está formada por cuerpos arenosos y limo arcillosos en forma tabular y lenticular, además, los cuerpos arenosos lenticulares están separados horizontal y verticalmente por material arcilloso y limoso, sin embargo, presentan las mejores características petrofísicas para contener hidrocarburos, ya que los cuerpos lenticulares con predominio de areniscas son los más abundantes.

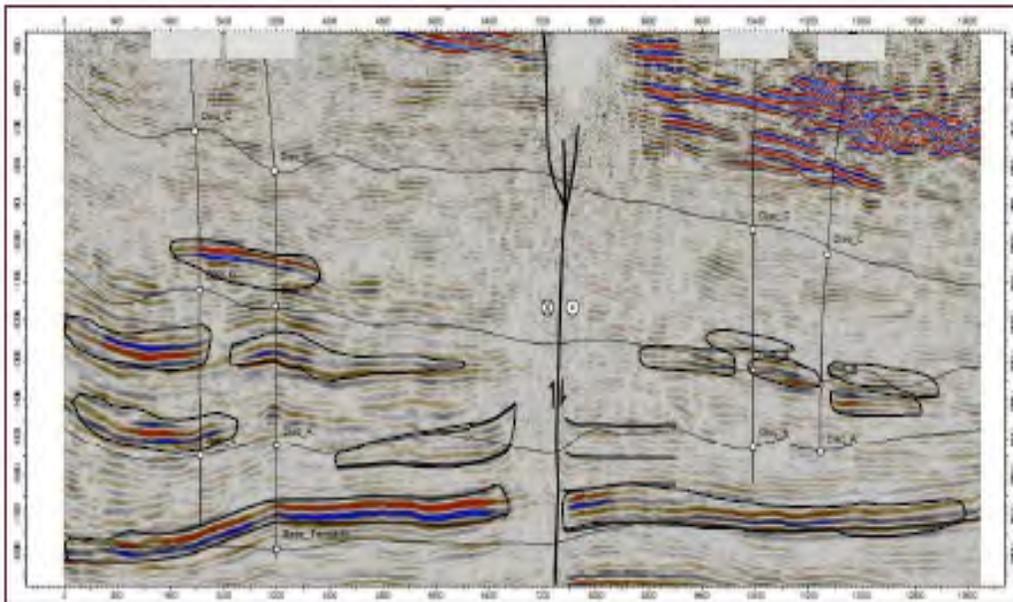


Fig. 5.11 Sección sísmica donde se ejemplifican las trampas por variación de permeabilidad dentro del campo Agua Fría en el Paleocanal de Chicontepec.¹¹

También, predominan las trampas de tipo estratigráfico complejas combinadas, cuya geometría fue influenciada por la ocurrencia de grandes paleoestructuras en el subsuelo, en algunos casos controladas por la geometría del depósito, que determinaron los espesores y el comportamiento estructural en los paleocanales.

5.8.3 Rocas sello

Las principales rocas sello de este sistema petrolero, son las mismas formaciones del Grupo Chicontepec en sus facies de lutitas arcillosas, arcillo-limosas, arcillo-arenosas y limosas interestratificadas con arenisca de grano fino, que actúan como rocas sello.

En la parte norte y centro de la Cuenca de Chicontepec, el sello principal lo componen sedimentos arcillosos del mismo Grupo Chicontepec, localizados por encima de la erosión regional de edad Eoceno Temprano, mientras que al sureste de la cuenca, la roca sello, son las rocas arcillosas de la Formación Guayabal.

5.8.4 Sincronía y Migración

En este sistema petrolero, la migración se dio principalmente en una sola dirección, en sentido vertical ascendente, siguiendo los planos de fallas laterales y fracturas, con moderada extensión hacia las rocas con mayor porosidad como son los estratos arenosos ubicados entre las discordancias A y B del Grupo Chicontepec o de la Formación Aragón del Eoceno Inferior.

¹¹ (CNH-UNAM, 2012).

VI.- ÁREAS POTENCIALES Y RESERVAS

6.1 GENERALIDADES

El territorio mexicano está cubierto en un 75% de su superficie, por gruesas secuencias de rocas sedimentarias; sin embargo, la producción mayoritaria de petróleo y gas, se restringe a las cuencas de la Planicie Costera del Golfo de México. En ella Petróleos Mexicanos (PEMEX), ha desarrollado un programa sistemático de muestreo de pozos y afloramientos para detectar, con fundamentos geoquímicos, a las rocas generadoras de petróleo en las cuencas sedimentarias de nuestro país.

Esto ha generado un banco de información básico de geoquímica de más de 10,000 análisis de pirólisis y carbono orgánico de las cuencas productoras de petróleo en México. Con tal información, se han definido a las rocas generadoras, cuya distribución es amplia y cuyo espesor es suficientemente grande para ser detectado con cierta facilidad. Sin embargo, todavía no se tiene un control estricto de su riqueza orgánica, de las condiciones térmicas y menos aún se conoce su participación cuantitativa en la formación de depósitos de petróleo en esta región.

Estudios geológicos y geoquímicos previos han mostrado la existencia de diversas rocas generadoras potenciales de hidrocarburos, depositadas en diferentes y bien definidos ambientes sedimentarios y en algunas cuencas, las correlaciones geoquímicas han permitido establecer su origen, pero falta confirmar el de otros hidrocarburos, principalmente gaseosos y condensados alojados en rocas sedimentarias del Cenozoico.

Viniegra (1981), señaló que las rocas del Jurásico Superior (Kimmeridgiano-Tithoniano) son probablemente la fuente principal del origen del petróleo producido en la Provincia Tampico-Misantla. Sin embargo, diversos estudios geoquímicos han demostrado que las rocas generadoras de hidrocarburos del Jurásico Superior (Tithoniano), no son la única fuente de aceites en las áreas productoras de petróleo en el país.

La Cuenca de Chicontepec y Paleocanal, se clasifican como potencialmente productores de aceite y gas asociado, desde el punto de vista geológico-petrolero. Además, la producción de petróleo del Paleocanal de Chicontepec, proviene de rocas terrígenas arenosas del Cenozoico y la columna estratigráfica está constituida por rocas predominantemente carbonatadas a nivel Jurásico Superior y Cretácico, así como por rocas clásticas del Cenozoico, alcanzando espesores que varían de 6,000 a 7,000 m de potencia.

La cuenca petrolífera está representada del occidente al oriente por dos depresiones (Chicontepec y Golfo) y el alto del basamento Tuxpan-Plan de las Hayas. En esta cuenca la producción de hidrocarburos proviene principalmente de rocas carbonatadas del Play San Andrés del Jurásico Superior (Kimmeridgiano), de los Plays Tamabra y El Abra del Cretácico (Albiano) y del Play Fracturas del Cretácico Superior, así como de rocas clásticas de los Plays Chicontepec y Tantoyuca y del Play Arenas Terciarias del Oligoceno.

Los hidrocarburos del Cretácico y Cenozoico con densidades menores a 20 °API y contenido de azufre (S) mayor al 4%, presentan la línea base del cromatograma con “joroba”, indicando biodegradación. Los aceites pesados del Jurásico Superior no están alterados, pero provienen de una roca generadora carbonatada con baja madurez al momento de expulsarlos (Román Ramos y Holguín Quiñones).

En el Jurásico Superior y Cretácico Inferior se tiene aceites con densidades que varían de 10 a 28 °API y un contenido de azufre (S) entre 1.5 y 4.3%. A nivel Albiano-Cenomaniano del Cretácico se han reportado densidades que van desde 9 a 55 °API y su contenido de azufre (S) es de hasta 4.5%, predominando los aceites pesados. En el Cretácico Superior, los hidrocarburos son pesados con densidades entre 13 y 20 °API y el contenido de azufre (S) varía de 2.2 a 4.9%.

Los valores bajos de densidad y contenido de azufre (S) en los aceites del Cenozoico parecen estar controlados por los fenómenos de segregación gravitacional y precipitación por cationes de metales pesados contenidos en las rocas siliciclásticas conductoras del Cenozoico de baja permeabilidad, formándose piritita (Zorkin, 1984). En la figura 6.1 podemos ver la calidad de los aceites en densidades °API de los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín.

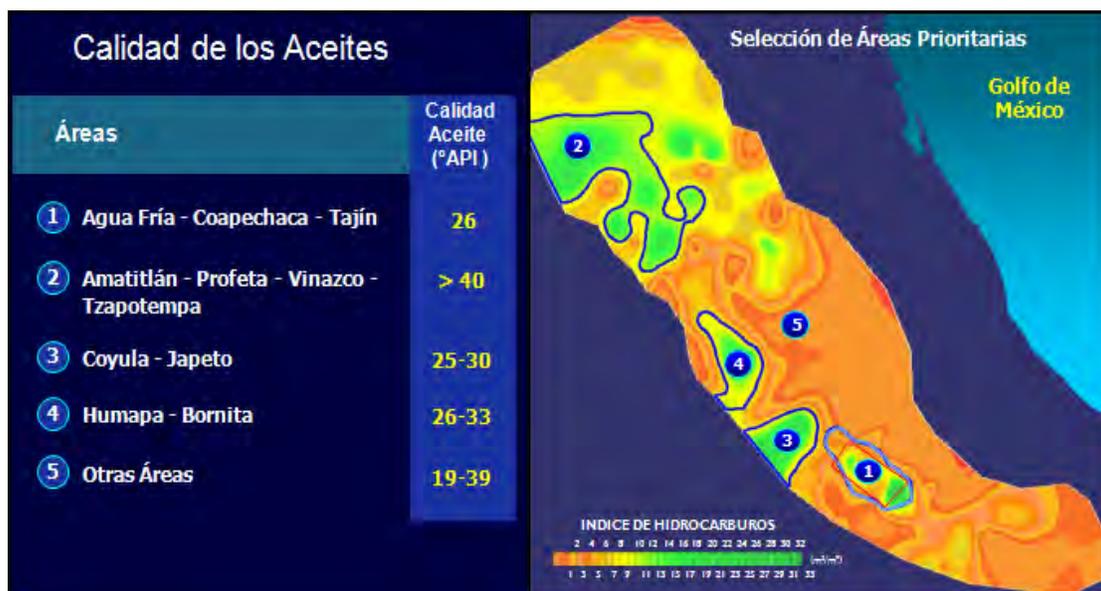


Fig. 6.1 Calidad de los aceites en densidades °API del Paleocanal de Chicontepec.¹

Las propiedades físicas de los hidrocarburos están influenciadas tanto por las facies orgánicas y la madurez de las rocas generadoras, como por la diagénesis de los hidrocarburos durante su migración y preservación en los yacimientos.

6.2 DEFINICIÓN DE PLAY

¿Qué es un Play?, (Fuente: North, 1985).

Un Play, puede ser definido inicialmente como una percepción o modelo en la mente de los geólogos, cómo un número de factores que pueden combinarse para producir acumulaciones de hidrocarburos a un nivel estratigráfico específico, en una cuenca sedimentaria. Estos factores geológicos deben de ser capaces de producir petróleo, en un Play; siempre que los ingredientes esenciales a saber, estén presentes, los cuales son:

¹ Proyecto Integral del Paleocanal Chicontepec, PEMEX, 2005.

- Una unidad de depósito; capaz de almacenar fluidos de petróleo y poder proporcionarlos bien a ellos, para considerar el taladrar con un valor económico comercial.
- Un sistema de carga de petróleo; comprender el origen termal de petróleo maduro en las rocas, una expulsión capaz de los fluidos de petróleo en capas porosas y permeables transportistas, qué transporten el total de hidrocarburos, hacia los sitios de acumulación (trampas) en la unidad de depósito.
- Un sello regional o casquete de roca sobre la unidad de depósito, qué contenga a los fluidos de petróleo en el nivel estratigráfico de los depósitos.
- Trampas de petróleo; qué concentren los aceites en localidades específicas, permitiendo la explotación comercial.
- La oportuna relación de los cuatro ingredientes que están arriba indicados, por ejemplo, que las trampas estén disponibles en el tiempo de cargado de petróleo (North, 1985).

Así, un Play puede ser definido como una familia de prospecciones no perforadas y descubrimientos de yacimientos de petróleo, que se cree en una prospección común de depósitos densos, de un sello regional y un sistema de carga de petróleo. Una breve descripción de un play en el área de Chicontepec puede ser:

“En un medio sedimentario de depósito de abanico de rocas areniscas en bloques de falla en el Jurásico Tardío, sellado por rocas calizas marinas del Cretácico Inferior, y cargado durante en Cenozoico Temprano desde el origen de las rocas marinas del Jurásico Superior”.

El área geográfica sobre el cual se cree extenderse un play, es hacia el play fairway. El alcance o extensión de los plays fairway, es resuelto inicialmente por la sedimentación de límites erosionales de las amplias unidades de depósito, sin embargo, además puede ser posible limitarlos, si se conoce la ausencia de algunos otros factores.

Definición de Play según PEMEX.

“Es un conjunto de campos y/o prospectos en determinada región, que están controlados por las mismas características geológicas generales (roca generadora, roca almacén, roca sello y tipo de trampa)”.

Un Play, es un grupo de proyectos de campo con similitudes geológicas bien definidas en cuanto a la generación, maduración, migración, trampa y almacenamiento de hidrocarburos de una cuenca sedimentaria. Los yacimientos de la cuenca sedimentaria, comparten en común una misma roca almacén, una misma roca sello y un mismo sistema de carga.

Los trabajos de identificación y evaluación de los plays permiten delimitar aquellas áreas con mayor probabilidad de encontrar hidrocarburos en las cuencas sedimentarias, es decir, que las rocas generadoras, almacenadoras, sello y trampas, así como la sincronía y migración estén presentes en dichas cuencas.

6.3 PLAY PRODUCTOR

En el área de estudio, se tienen definidos tres plays productores, donde la producción principal de hidrocarburos proviene de rocas siliciclásticas del Paleoceno y Eoceno de los Plays Chicontepec (Paleoceno Superior-Eoceno Inferior), Play Chicontepec Canal (Eoceno Inferior Tardío) y Play Tantoyuca (Eoceno Superior) (Fig. 6.2). Sin embargo, en los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, de acuerdo a las características geológico-petroleras se tiene que considerar que en las unidades Cretácicas por debajo del Grupo Chicontepec, existe un play productor más antiguo en las secuencias de carbonatos y brechas calcáreas de la Formación Tamabra.

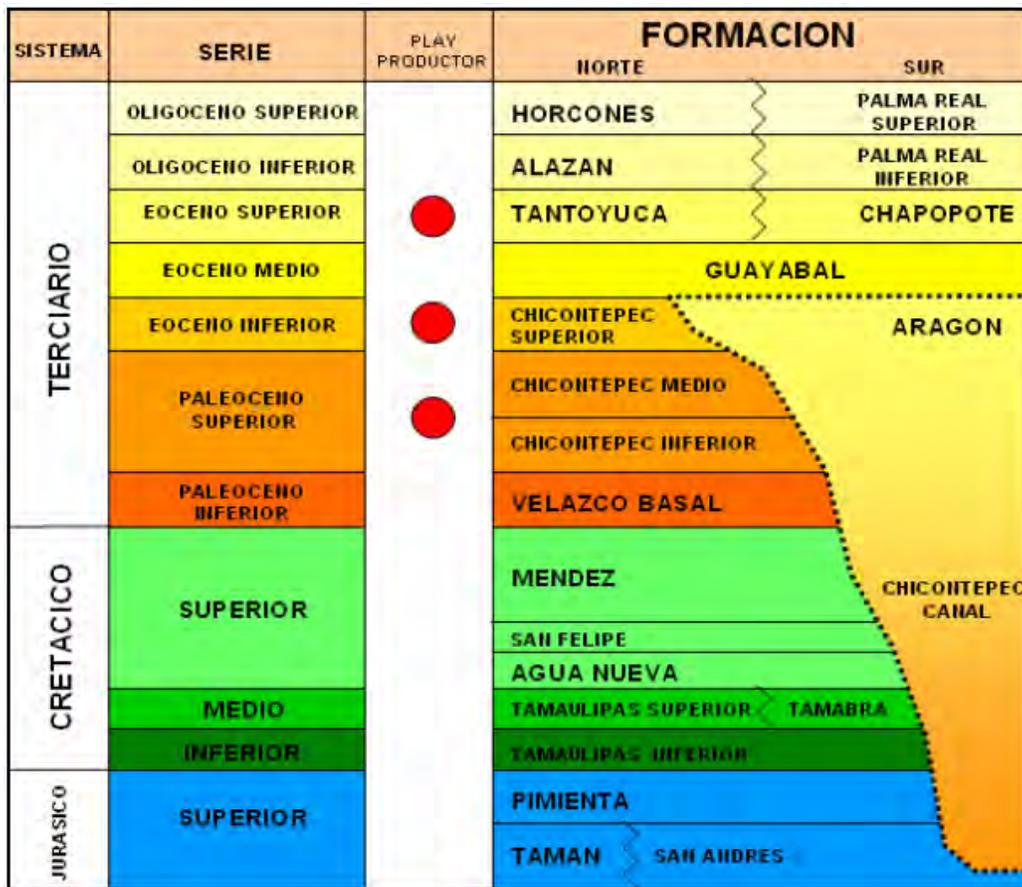


Fig. 6.2 En la Cuenca de Chicontepec y Paleocanal se tienen definidos tres plays productores.²

El Play Chicontepec fue descubierto en 1926, aunque no se denominaba de esta manera, se localiza en la parte sureste de la Provincia Tampico-Misantla, al poniente y suroeste de la Plataforma de Tuxpan con una superficie aproximada de 3,815 km². Sin embargo, fue hasta el año de 1952 que dio inicio la producción de aceites en este play, cuando se obtuvo la producción de petróleo en los pozos del campo Presidente Alemán, productor en la Formación Tamabra y que probaron el potencial petrolero de las areniscas del Grupo Chicontepec.

² PEMEX, Exploración y Producción Región Norte, 2008

En los años setentas del siglo pasado se desarrollo en la parte Norte de este play; los campos Soledad y Soledad Norte, y a finales de esta década se empezó a desarrollar los campos petroleros Agua Fría y Tajín en el sector Sur; en los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín se tienen dos play productores, el Play Tamabra y Play Grupo Chicontepec (Megasecuencia 2).

6.3.1 Play Chicontepec Inferior y Medio (Paleoceno).

Este play, se encuentra distribuido principalmente en la porción sur-occidental de la Cuenca de Chicontepec, el cual corresponde a una secuencia sedimentaria marina, turbidítica de ambientes neríticos externos y batial, depositada en forma de lóbulos y abanicos submarinos sobrepuestos con edades entre el Paleoceno-Eoceno Inferior; que en algunos lugares el depósito de terrígenos rebasa los 1700 m de espesor, esta secuencia de areniscas que constituyen la roca almacén (play) y las lutitas (sello) tienen características muy variables distribuidas de manera irregular. Los yacimientos de petróleo se localizan en la Megasecuencia Inferior, por debajo de la discordancia regional B y sobre la discordancia regional A. Este play es el más importante por su producción, con relación a los restantes.

6.3.2 Play Chicontepec Superior y Canal (Eoceno Inferior Tardío).

Este play, se encuentra distribuido en la porción sureste de la Cuenca de Chicontepec, en donde la erosión regional fue más intensa y se pone en contacto discordante con las rocas de Jurásico Superior, de la Formación San Andrés con las del Eoceno Inferior de la Formación Chicontepec. El depósito de sedimento se originó a partir del relleno del Paleocanal, originado por una discordancia regional alargada con orientación NW-SE que bordea a la Plataforma de Tuxpan. Se considera que el evento erosivo fue de gran magnitud, en donde se depósito una secuencia sedimentaria de turbiditas, en un ambiente nerítico batial, que en algunos lugares rebasan los 1000 m de espesor.

El alto contenido de materia orgánica contenida en los sedimentos, aportados por las corrientes fluviales y preservada en los coñones submarino, debido a un ambiente reductor y un rápido sepultamiento, puede considerarse como una importante fuente de generación de petróleo (Boletín de la asociación de geólogos petroleros, Carrillo Bravo J., "Paleocanales Terciarios de la Planicie Costera del Golfo de México", V-32 No. 1, Enero 1980).

Los horizontes arcillosos de la Formación Chicontepec Inferior y Medio, con importante concentración de materia orgánica, fueron sometidos a un continuo sepultamiento y degradación térmica, que generaron ventanas de hidrocarburos que posteriormente, al incrementarse el peso de la columna litostática, fueron desplazados a zonas con mayor estabilidad y equilibrio térmico (horizontes arenosos de rocas del Eoceno), presentándose una migración en una sola dirección, en sentido vertical ascendente, de moderada extensión hacia las rocas de mayor porosidad de las formaciones Chicontepec Superior y Aragón del Eoceno Inferior.

La Formación Chicontepec Superior en sus horizontes arenosos, constituye una buena roca almacenadora de hidrocarburos; generados estos hidrocarburos en el Jurásico Superior, en esta formación los horizontes lutítico-arcillosos conforman principalmente la roca sello; a su vez, las formaciones del Eoceno Superior (Oligoceno), presentan la misma naturaleza, debido a sus propiedades petrofísicas similares.

La ruta de migración de los hidrocarburos presentes en este play sigue dos direcciones preferenciales, una vertical de amplia distribución en la cuenca y otra horizontal de bajo alcance, debido a la posición estratigráfica entre las rocas generadoras y las rocas almacenadoras. La migración de este play se considera como secundaria.

El entrapamiento va regido por la posición estratigráfica, por el carácter estructural y por el proceso sedimentario de las formaciones que intervienen en este play.

Los campos petroleros del Grupo Chicontepec se encuentran sellados por rocas arcillosas del Cenozoico de las formaciones Chapopote y Palma Real de edad Eoceno Superior-Oligoceno.

El patrón de entrapamiento es, estratigráfico y estructural, pero primordialmente está influenciado por la ocurrencia de grandes paleoestructuras (paleocanales) que se formaron en el subsuelo y determinaron los espesores litoestratigráficos, el comportamiento estructural y las secuencias de relleno, para formar trampas combinadas con importen potencial de yacimientos de petróleo.

6.3.3 Play Tantoyuca (Eoceno Tardío).

El Play Tantoyuca (Eoceno Tardío), se caracteriza por tener una secuencia sedimentaria compuesta por areniscas, conglomerados, limolitas y lutitas, depositadas en un ambiente sedimentario que varía de nerítico interno a batial superior. Su distribución está restringida principalmente entre el borde oriental de la Cuenca de Chicontepec y la Plataforma de Tuxpan; el depósito de sedimentos se originó en deltas y canales submarinos a diferente profundidad. Su espesor promedio es de 500 m de potencia.

Las rocas almacenadoras son areniscas con geometría de barras de desembocadura y canales distributarios con espesores entre 12 y 18 m. Las rocas más comunes son las litearenitas de grano fino a medio, aunque en algunos intervalos en la estratigrafía existen conglomerados con una matriz arenosa.

La porosidad es predominantemente intergranular y varía entre el 7 y 11%. La roca sello regional está representada por lutitas de la Formación Palma Real del Oligoceno. Localmente se tiene lutitas interestratificadas con los cuerpos arenosos que actúan como roca sello. El tipo de trampas de este play son predominantemente estratigráficas, pero existen algunas combinadas.

En general los yacimientos de estos plays tienen porosidades del 12% y permeabilidades bajas (promedio de 0.5 md). La calidad de los aceites varía a través de toda su distribución con densidades entre los 18 y 45 °API.

Los hidrocarburos del Paleocanal de Chicontepec provienen de yacimientos clasificados como de aceite y gas disuelto y su densidad varía de 22 °API en la porción sur a 45 °API en la parte norte. El gas producido no contiene ácido sulfhídrico por lo que está conceptualizado como gas dulce. El agua producida es del 5 % y tiene una concentración de 30,000 a 35,000 ppm de cloruros. Los yacimientos producen bajo el mecanismo de gas en solución sin la influencia de un acuífero activo.

Las trampas encontradas en estos plays son de tipo predominantemente estratigráficas y en segundo término trampas combinadas, el principal riesgo es, su distribución lateral ya que ésta es muy errática.

Los sellos de estos plays, son lutitas laminares intercaladas entre los diferentes lóbulos de los abanicos depositados en el Paleocanal y Cuenca de Chicontepec.

Los procesos relacionados con la migración han propiciado la degradación de los aceites, cambiando las propiedades físicas y químicas de los aceites, cuya distribución corresponde a los más ligeros hacia la parte noreste y los más pesados hacia la parte sureste del área de estudio en la Cuenca de Chicontepec (Fig. 6.3).

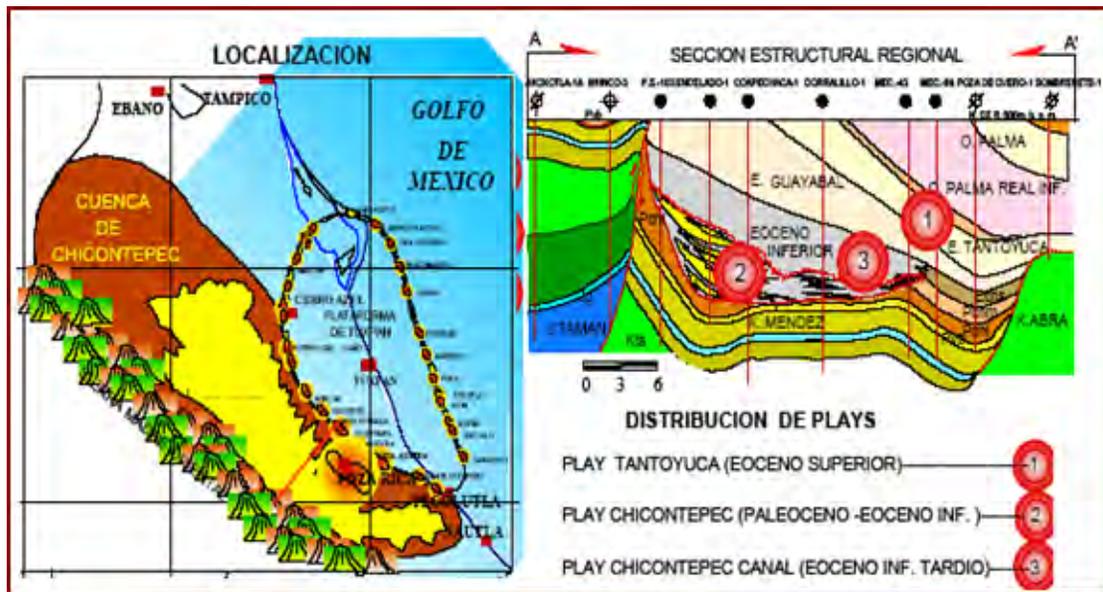


Fig. 6.3 Distribución de los tres plays productores de la Cuenca de Chicontepec, de una sección transversal A-A.³

Los sedimentos que conforman el Paleocanal de Chicontepec, corresponden a una secuencia de areniscas con intercalación de lutitas de origen turbidítico, depositadas en forma de abanicos de aguas profundas. Debido al carácter turbidítico de depósito, en un campo petrolero, se encuentran varios horizontes productores de petróleo que se comportan como yacimientos independientes, cuyos espesores pueden variar de 5 a más de 70 metros. La principal producción de hidrocarburos proviene de los plays Chicontepec y en menor proporción del play Tantoyuca.

6.4 ÁREAS POTENCIALES

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) señala que para el desarrollo de yacimientos complejos como los del Proyecto Agua Fría-Coapechaca y el Campo Tajín, es necesario el entendimiento del modelo geológico de los campos en su totalidad, debido a que el éxito en la producción de hidrocarburos para estos yacimientos se basará en la integración de la información geológica, con la mejor selección para perforar pozos, terminarlos y fracturarlos, por lo cual, es indispensable, para garantizar el éxito en la producción de petróleo.

³ Proyecto Integral del Paleocanal Chicontepec, PEMEX, 2005.

Especialmente, los depósitos asociados al campo petrolero Agua Fría presentan una mezcla de arenas lenticulares saturadas de hidrocarburos, depresiones de escombros, corte y rellano de canales y otras características. La geometría de esta estructura geológica tan compleja tiene un impacto importante en la terminación de pozos y en el desarrollo del campo.

Para evaluar el potencial de los volúmenes de hidrocarburos en los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín, se debe de realizar un modelo Petrofísico de Litología Compleja que permita estimar el volumen original total de petróleo y establecer un modelo sedimentario de litología compleja (arena, arcilla, carbonatos y feldespatos) en estos campos. Apoyada en determinaciones petrofísicas de núcleos, registros geofísicos de pozos, registros especiales de imágenes, resonancia magnética, espectrales y mineralógicos.

Considerando la heterogeneidad de las formaciones presentes en el subsuelo en estos campos petroleros, con la integración de los modelos petrofísicos de litología compleja y la incorporación al modelo mineralógico de carbonatos y feldespatos, permitirá realizar una mejor estimación de la porosidad, saturación de fluidos y permeabilidad. Con lo anterior, se podrá tener mayor certidumbre sobre los valores de los volúmenes originales de cada campo, así como para definir las mejores áreas potenciales de depósito y el desarrollo de estas áreas.

Para estimar la cantidad de cuerpos arenosos con mayor volumen, que correspondan con cuerpos lenticulares productores y con potencial productor, que se localizan en un plano vertical (sección sísmica) dentro del Campo Tajín, se realizó un análisis estadístico de la distribución espacial de los cuerpos arenosos; utilizando las secciones sísmicas T3 y T5 del Campo Tajín.

Se encontró que el mayor número de cuerpos arenosos productores de petróleo están ubicados entre las discordancias A y B, y una cantidad menor de cuerpos arenosos productores de hidrocarburos entre las discordancias B y C.

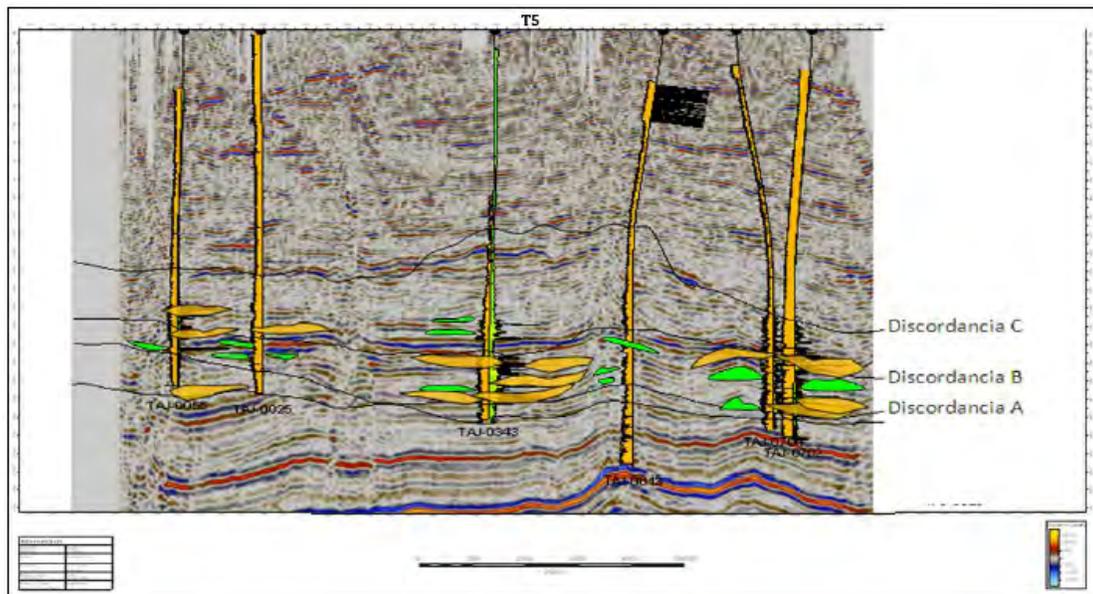
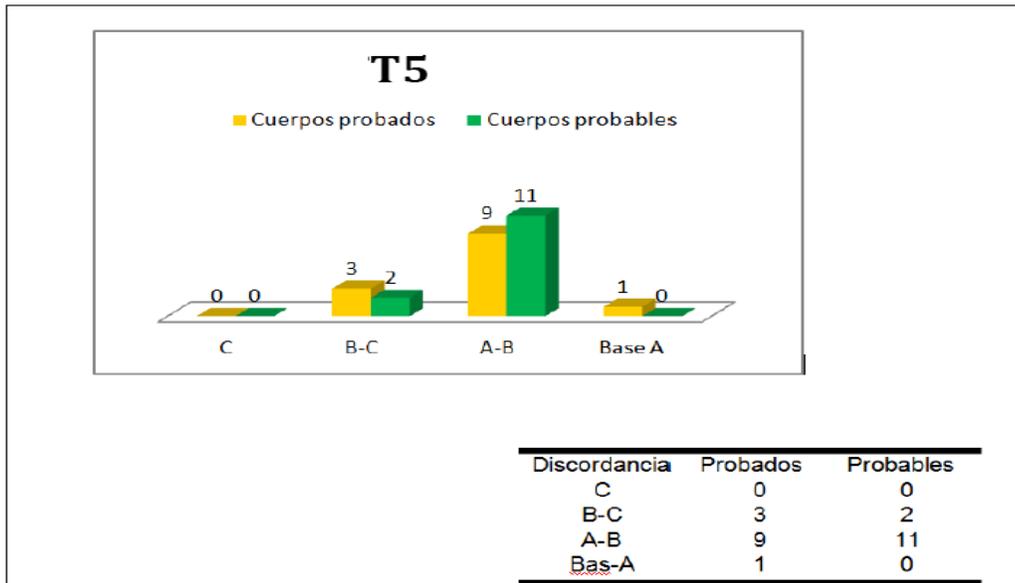


Fig. 6.4 Interpretación de cuerpos arenosos productores y con potencial productor de hidrocarburos en la sección sísmica T5 (CNH-UNAM, 2012).

El mayor número de cuerpos arenosos con potencial productor se localizan entre la discordancia A y B, seguido por el horizonte delimitado por las discordancias B y C. El análisis se realizó utilizando el número total de cuerpos arenosos apreciables entre las discordancias de cada Megasecuencia.

En la figura anterior 6.4 se puede observar la sección sísmica T5, con una representación en color amarillo de los cuerpos arenosos donde se tiene registro de la producción histórica de petróleo y en un color verde los cuerpos probables. En las gráficas 6.1 y 6.2 se puede encontrar el número total de cuerpos cortados en cada Megasecuencia, separados por las discordancias A, B y C, como se observar en las secciones sísmicas T3 y T5 (CNH-UNAM, 2012).

Los resultados de la gráfica 6.1 indican que el mayor número de cuerpos arenosos probables se encuentran entre las discordancias A y B, con un total de 11 cuerpos; entre las discordancias B y C existe un número menor de cuerpos, con sólo 2. Esta tendencia se mantiene en los cuerpos probados, ya que entre A y B existen 9 cuerpos, y entre B y C sólo 3 cuerpos, así mismo, sobre la base de A tenemos un sólo cuerpo probado y ninguno probable.



Gráfica 6.1 Número de cuerpos arenosos productores y no productores de petróleo encontrados en la sección sísmica T5, entre las discordancias A, B y C (CNH-UNAM, 2012).

En la sección sísmica T3 de la figura 6.5 se puede observar con una representación en color amarillo a los cuerpos arenosos productores de hidrocarburos y a los cuerpos probables en un color verde. Se puede ver que existe un mayor número de cuerpos probables entre las discordancias A y B, contando con un total de 5 cuerpos, los cuales contrastan con el número de cuerpos encontrados entre las discordancias B y C, teniendo un total de 7 cuerpos.

En los resultados de la gráfica 6.2, como se puede observar, la tendencia no se mantiene en los cuerpos probados ya que entre A y B tenemos 8 cuerpos y entre las discordancias B y C sólo un cuerpo; en este caso no se tiene ningún cuerpo arenoso probado, ni probable sobre la base de la discordancia A que es la cima de la Megasecuencia Inferior (unidad 1).

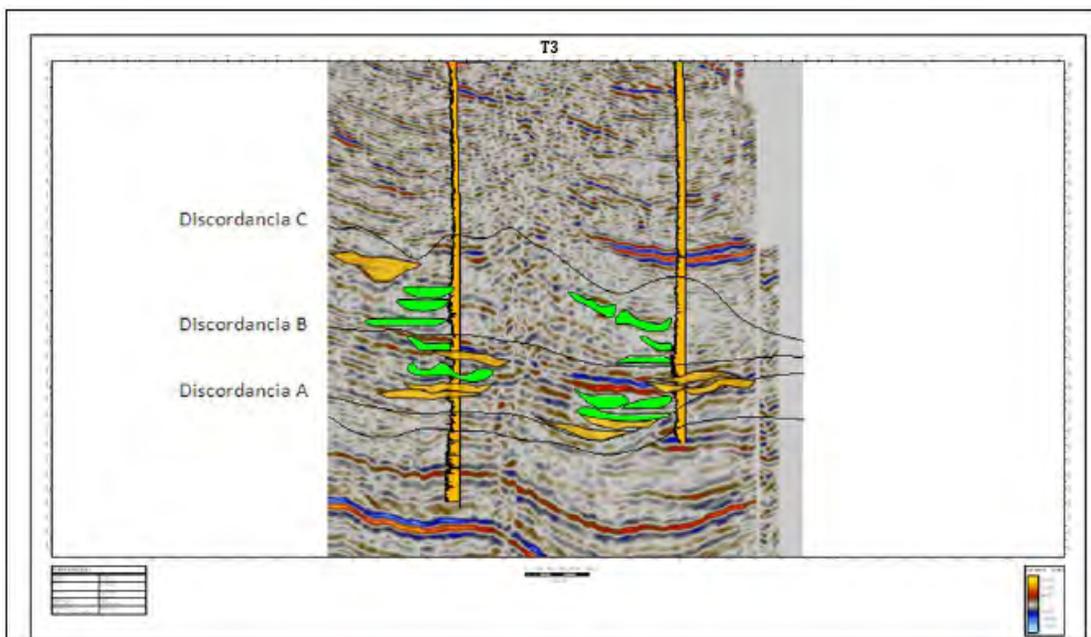
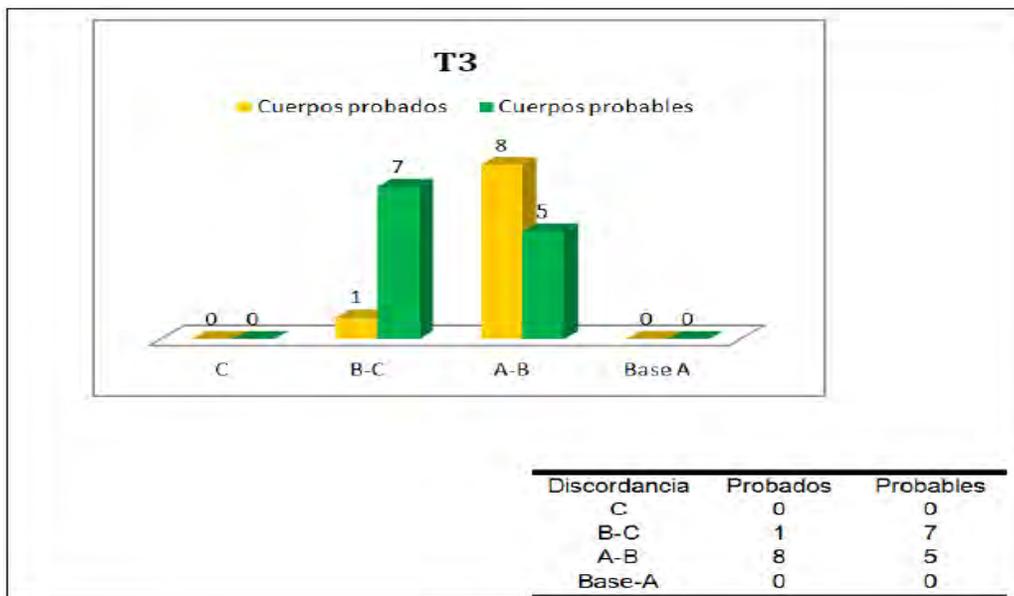


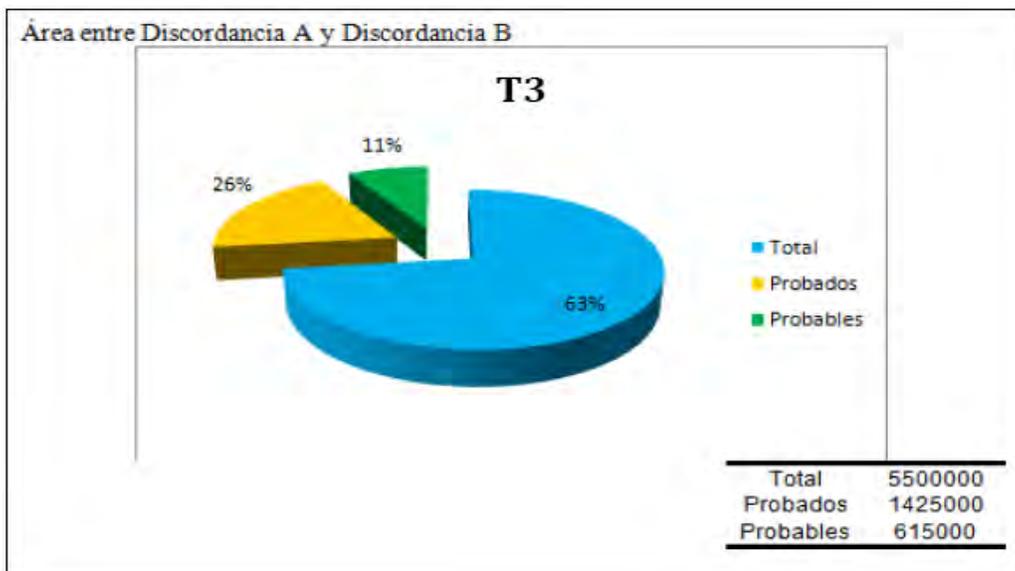
Fig. 6.5 Interpretación de cuerpos arenosos productores y con potencial productor de hidrocarburos en la sección sísmica T3 (CNH-UNAM, 2012).



Gráfica 6.2 Número de cuerpos arenosos productores y no productores de hidrocarburos encontrados en la sección sísmica T3 (CNH-UNAM, 2012).

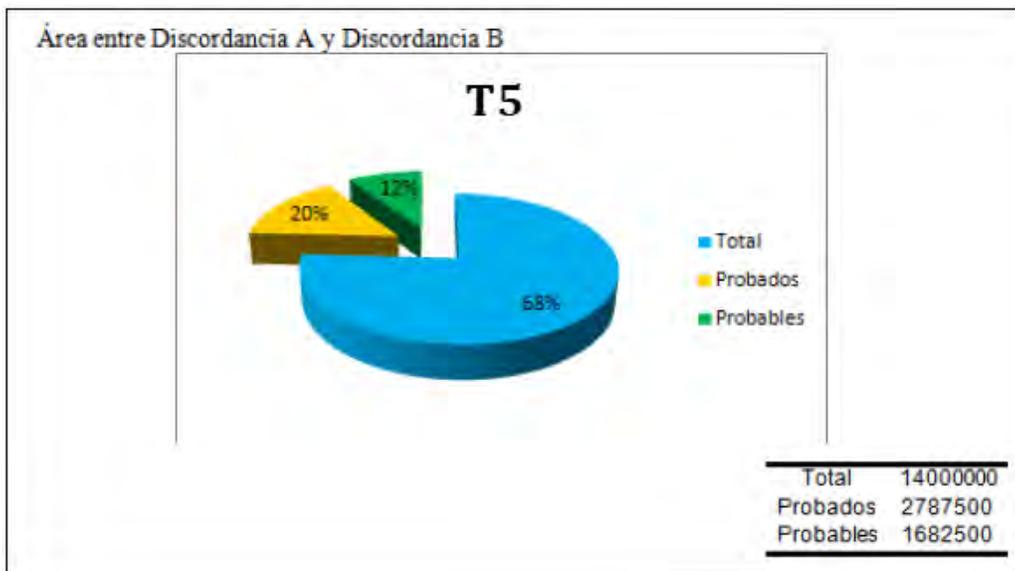
Tomando en cuenta lo anterior, se hicieron gráficas para las secciones sísmicas T3 y T5 para analizar la proporción del área total comprendida entre las discordancias A y B, así como el área que corresponde a las zonas de los cuerpos arenosos productores (probados) y con potencial productor (probables), el área se midió en m² (gráficas 6.3 y 6.4).

Para la sección sísmica T3, el 26 % corresponde a un área con cuerpos productores de hidrocarburos, reduciéndose el porcentaje a un 11 % para cuerpos con potencial productor.



Gráfica 6.3 Relación de área total que existe entre las discordancias A y B, medida en m² y las áreas de cuerpos productores y con potencial productor en la sección sísmica T3 (CNH-UNAM, 2012).

Para la sección sísmica T5, solamente el 20 % del total de área corresponde con cuerpos productores de petróleo, reduciéndose a un 12 % para cuerpos con potencial productor.



Gráfica 6.4 Relación de área total que existe entre las discordancias A y B, medida en m² y las áreas de cuerpos productores y con potencial productor en la sección sísmica T5 (CNH-UNAM, 2012).

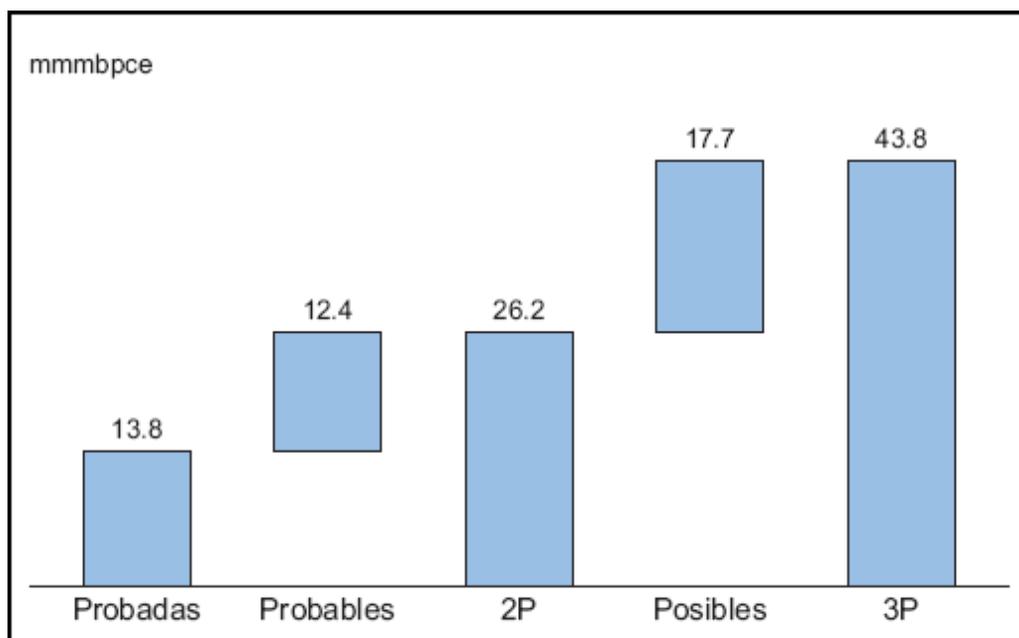
El tamaño y distribución de los cuerpos lenticulares de las areniscas con potencial a ser rocas almacenadoras es errático y discontinuo por lo que la distribución espacial de los pozos perforados debe cambiar, ya que es posible encontrar cuerpos potencialmente almacenadores a una distancia horizontal entre ellos menor a 350 m; con una distribución de acuerdo al modelo geológico tridimensional, ya que se tiene la presencia de cuerpos arenosos lenticulares que no se han considerado para probarlos y desarrollarlos; se tiene que evaluar la distribución de las rocas almacenadoras con más precisión y detalle, considerando la información sedimentológica y estructural a partir de los cubos y secciones sísmicas hechas en estos campos.

6.5 RESERVAS

6.5.1 Reservas remanentes totales del país

Las reservas totales del país, también denominadas 3P, ascienden a 43,837.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce) al 1° de enero del 2012, de los cuales el 31.5 % (13,808.7495 mmbpce) corresponde a las reservas probadas, el 28.2 % (12,362.1186 mmbpce) a las reservas probables y el 40.3 % (17,666.4312 mmbpce) a las reservas posibles.

La integración de las reservas totales del país en sus diferentes categorías se muestra en la siguiente gráfica 6.5.



Gráfica 6.5 Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente en el país (las reservas de hidrocarburos en México, PEMEX, 2012).

La distribución de las reservas totales por tipo de fluido se muestra en el cuadro 6.1, al 1° de enero del 2012, el aceite crudo contribuye con el 69.8 %, el condensado con el 0.8 %, líquidos de planta con el 9.0 % y el restante 20.3 % para el gas seco equivalente a líquido.

Asimismo, la distribución de las reservas totales de petróleo crudo equivalente por región indica que la Región Norte contribuye con el 42.6 %, la Región Mariana Noreste con el 28.6 %, la Región Sur con el 12.7 % y la Región Marina Suroeste con el 16.1 %.

En lo que respecta a las reservas totales de aceite crudo y gas natural, se tienen 30,612.5 millones de barriles y 61,640.9 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Las reservas de gas entregado en planta son 55,637.1 miles de millones de pies cúbicos y las reservas de gas seco alcanzan 46,305.5 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc). En el cuadro 6.1 se muestra esta información y su evolución histórica.

Año	Región	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2009	Total	30,929.8	561.7	3,491.3	8,579.7	43,562.6	60,374.3	53,382.5	44,622.7
	Marina Noreste	11,656.6	368.9	256.6	503.7	12,785.9	4,892.9	3,317.0	2,619.7
	Marina Suroeste	3,217.4	84.5	509.7	1,377.8	5,189.4	9,571.8	8,566.0	7,165.8
	Norte	12,402.9	19.1	1,918.2	5,384.6	19,724.8	36,503.1	32,614.5	28,005.0
	Sur	3,652.9	89.2	806.8	1,313.6	5,862.5	9,406.5	8,885.0	6,832.1
2010	Total	30,497.3	417.3	3,563.1	8,597.0	43,074.7	61,236.0	54,083.8	44,712.2
	Marina Noreste	11,123.6	248.1	243.1	482.5	12,097.2	4,539.6	3,234.8	2,509.3
	Marina Suroeste	3,551.4	71.1	673.2	1,715.1	6,010.8	12,226.9	10,885.1	8,920.0
	Norte	12,083.1	22.9	1,883.4	5,153.0	19,142.4	35,323.6	31,310.8	26,800.2
	Sur	3,739.1	75.1	763.5	1,246.4	5,824.3	9,145.9	8,653.1	6,482.6
2011	Total	30,559.8	294.1	3,573.3	8,646.5	43,073.6	61,274.9	54,370.8	44,969.6
	Marina Noreste	11,170.3	126.3	259.7	525.0	12,081.3	4,757.1	3,460.0	2,730.6
	Marina Suroeste	3,714.5	43.6	750.2	1,875.5	6,383.7	13,248.0	11,914.4	9,754.5
	Norte	11,915.9	25.1	1,854.9	5,087.6	18,883.6	34,632.0	30,907.3	26,460.5
	Sur	3,759.1	99.1	708.5	1,158.3	5,724.9	8,637.8	8,089.2	6,024.1
2012	Total	30,612.5	367.8	3,953.1	8,903.9	43,837.3	61,640.9	55,637.1	46,308.5
	Marina Noreste	11,595.3	143.3	261.5	526.1	12,526.3	4,438.6	3,472.0	2,736.4
	Marina Suroeste	4,026.4	61.0	808.3	2,158.7	7,054.4	14,615.2	13,475.1	11,227.4
	Norte	11,499.1	17.8	2,155.4	5,016.7	18,689.0	33,958.1	30,497.5	26,091.3
	Sur	3,491.8	145.7	727.8	1,202.4	5,567.7	8,628.9	8,192.5	6,253.4

Cuadro 6.1 Distribución histórica de las reservas remanentes totales por fluido y por región (las reservas de hidrocarburos en México, PEMEX, 2012).

En el cuadro 6.2 se presenta la clasificación y evolución de las reservas totales de aceite crudo de acuerdo a su densidad. El aceite pesado contribuye con el 52.4 %, el aceite ligero con el 35.3 % y el aceite superligero con el 12.4 %. La mayor cantidad de reservas totales de aceite pesado, con el 71.7 % del total nacional, se encuentra en la Región Marina Noreste, mientras que la Región Norte contiene el mayor porcentaje de aceite ligero con el 62.3 %. Las regiones

Marina Suroeste y Sur concentran las reservas de aceite superligero con un porcentaje de 66.2 % del total nacional.

En el cuadro 6.2, se muestran las reservas totales de gas natural clasificadas por su asociación con el aceite del yacimiento. Las reservas totales de gas asociado al 1° de enero del 2012, que provienen de yacimientos de aceite son 43,710.4 miles de millones de pies cúbicos, que equivalen al 70.9 % del total, mientras que las reservas totales de gas no asociado son de 17,930.5 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc), las cuales representan el 29.1 % restante.

La mayor concentración de reservas totales de gas asociado se ubican en los yacimientos de los campos de la Región Norte con el 66.4 % del total.

Las reservas totales de gas no asociado en mayor proporción se encuentran en la Región Marina Suroeste alcanzado el 61.5 % del total, ubicadas principalmente en yacimientos de gas y condensados.

Año	Región	Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			Total
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	
mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc		
2009	Total	16,836.2	10,948.1	3,145.5	44,710.0	5,052.5	5,545.8	5,065.9	15,664.3
	Marina Noreste	11,569.1	87.6	0.0	4,835.1	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	739.9	1,793.1	684.4	3,232.9	2,968.5	2,010.7	1,359.7	6,338.9
	Norte	4,177.0	6,740.3	1,485.5	29,883.7	87.4	3,413.3	3,118.7	6,619.4
	Sur	350.1	2,327.1	975.6	6,758.4	1,996.6	121.8	529.7	2,648.2
2010	Total	15,997.9	10,763.2	3,736.2	44,046.7	7,351.1	5,281.9	4,556.4	17,189.4
	Marina Noreste	10,989.5	134.1	0.0	4,481.8	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	740.0	1,778.0	1,033.5	3,262.6	5,482.2	2,123.3	1,358.8	8,964.3
	Norte	3,932.7	6,500.8	1,649.7	29,498.7	64.2	3,067.6	2,693.2	5,825.0
	Sur	335.8	2,350.3	1,053.0	6,803.6	1,804.7	91.0	446.7	2,342.3
2011	Total	15,781.0	10,534.2	4,244.5	43,294.9	8,924.5	4,735.2	4,320.3	17,980.0
	Marina Noreste	11,095.6	74.7	0.0	4,699.3	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	701.7	1,770.4	1,242.4	2,933.1	7,266.6	1,687.6	1,360.8	10,315.0
	Norte	3,663.9	6,565.2	1,686.7	28,962.7	180.9	2,973.2	2,515.2	5,669.3
	Sur	319.8	2,123.8	1,315.4	6,699.8	1,477.0	74.4	386.6	1,937.9
2012	Total	16,026.8	10,797.8	3,787.9	43,710.4	8,465.5	5,035.7	4,429.2	17,930.5
	Marina Noreste	11,496.3	99.0	0.0	4,380.9	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	735.9	2,023.6	1,266.9	3,594.3	6,802.4	2,462.4	1,756.1	11,020.9
	Norte	3,490.8	6,729.5	1,278.8	29,028.4	139.4	2,518.4	2,271.9	4,929.7
	Sur	303.8	1,945.8	1,242.2	6,706.9	1,523.6	54.9	343.6	1,922.1

Cuadro 6.2 Clasificación de las reservas totales, o 3P, de aceite crudo y gas natural de las diferentes regiones del país. * G y C = yacimientos de gas y condensados (las reservas de hidrocarburos en México, PEMEX, 2012).

6.5.2 Reservas remanentes de la Región Norte

Administrativamente, la región norte se compone de cuatro activos: Aceite Terciario del Golfo (Paleocanal de Chicontepec), Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz. Las actividades principales de los activos se centran en el desarrollo de campos, así como en la optimización de los campos que administran. La producción de hidrocarburos es muy variada, desde gas seco y húmedo, gas y condensados, hasta aceite ligero e incluso aceite pesado. Lo anterior ha permitido que la región ocupe la primera posición en cuanto a la producción de gas natural y que sus reservas probables y posibles constituyan como las más importantes de México.

La producción de hidrocarburos del Activo Aceite Terciario del Golfo, es principalmente de aceite y en cuanto a las actividades de desarrollo de campos, durante el año 2011 la cifra registrada de pozos terminados fue de 513 pozos, en este activo.

6.5.3 Evolución de los volúmenes originales

El cuadro 6.3 muestra la evolución de los volúmenes originales de aceite y gas natural de la Región Norte durante los últimos tres años.

El volumen original probado (IP) de aceite al 1° de enero del 2012, asciende a 41,187.3 millones de barriles de aceite crudo, lo cual comprende el 26.1 % del total de las reservas a nivel nacional. Además, el volumen original de gas natural probado es de 71,433.3 miles de millones de pies cúbicos (mmpc), lo cual significa el 37.2 % a nivel nacional.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmpc
2010	Total	166,660.5	138,079.1
	Probado	49,717.5	73,743.0
	Probable	66,994.1	30,152.0
	Posible	49,948.9	34,184.1
2011	Total	166,663.0	146,030.6
	Probado	48,663.2	75,601.1
	Probable	66,549.6	36,131.6
	Posible	51,450.2	34,297.9
2012	Total	111,169.1	110,048.8
	Probado	41,187.3	71,433.3
	Probable	38,883.2	21,824.5
	Posible	31,098.7	16,791.0

Cuadro 6.3 evolución histórica de los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Norte (las reservas de hidrocarburos en México, PEMEX, 2012).

Regionalmente, el Activo Aceite Terciario del Golfo (Paleocanal de Chicontepec), sus volúmenes orinales suman 12,485.2 millones de barriles aceite y 5,705.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, los cuales representan el 30.3 y 8.0 % de los volúmenes originales de la Región Norte.

En cuanto a los volúmenes originales probables (2P) de aceite como de gas natural en la región, al 1° de enero del 2012, son 38,883.2 millones de barriles de aceite y 21,824.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, los cuales a nivel nacional representan el 76.3 y 67.9 %, respectivamente.

El Activo Aceite Terciario del Golfo (Paleocanal de Chicontepec) acumula los mayores volúmenes originales de aceite y gas natural de la Región Norte, con valores porcentuales de 99.5 % de aceite y 87.8 % de gas natural, es decir, 38,708.5 millones de barriles de aceite y 19,169.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Al 1° de enero del 2012, los volúmenes originales correspondientes a la categoría posibles (3P) asciende a 31,098.7 millones de barriles de aceite y 16,791.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos volúmenes representan el 65.6 y 50.2 % de los totales del país, respectivamente.

Al igual que en la categoría anterior, los mayores volúmenes se localizan el Activo Aceite Terciario del Golfo con 30,298.8 millones de barriles de aceite y 12,991.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos volúmenes representan el 97.4 y 77.4 % de los totales de la Región Norte, como se puede ver en el cuadro 6.4.

Activo Aceite Terciario del Golfo (Paleocanal de Chicontepec)				
Volumen	Aceite Crudo mmb	Porcentaje (%) en la R. N.	Gas Natural mmmpc	Porcentaje (%) en la R. N.
Probado (1P)	12,485.2	30.3	5,705.2	8.0
Probable (2P)	38,708.5	99.5	19,169.6	87.8
Posible (3P)	30,298.8	97.4	12,991.7	77.4
Total	81,492.5	----	37,866.5	----

Cuadro 6.4 Volúmenes originales de aceite y gas natural probado, probable y posible del Activo Aceite Terciario del Golfo y el porcentaje que representa en la Región Norte (datos tomados de las reservas de hidrocarburos en México, PEMEX, 2012).

Los volúmenes originales probados de gas natural de la región, clasificados en asociados y no asociados, son 47,574.5 y 23,858.8 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

Del total del volumen original probado de gas no asociado, 13,409.1 miles de millones de pies cúbicos corresponden a gas húmedo y 9,926.0 miles de millones de pies cúbicos son de gas seco, mientras que 523.6 miles de millones de pies cúbicos son de gas y condensados.

El 84.6 % del volumen original probado de gas asociado se localiza en el Activo Poza Rica-Altamira. Mientras que el 77.0 % del volumen original probado de gas no asociado se ubica en al Activo Burgos.

Por lo que corresponde al volumen original probable de gas natural, éste se conforma de 19,319.8 miles de millones de pies cúbicos correspondientes a gas asociado y 2,504.7 miles de millones de pies cúbicos son de gas no asociado. El porcentaje más alto del volumen original probable de gas no asociado corresponde al Activo Aceite Terciario del Golfo, con el 99.2 %.

Respecto al volumen original probable de gas no asociado, corresponde a gas húmedo 1,518.8 miles de millones de pies cúbicos, 866.2 miles de millones de pies cúbicos son de gas seco y 119.6 miles de millones de pies cúbicos son de gas y condensados. El mayor porcentaje del volumen original probable de gas no asociado se ubica en los yacimientos del Activo Burgos con 1,929.2 miles de millones de pies cúbicos, es decir, el 77.0 % del total de la región.

Con respecto al volumen original de gas natural en la categoría posible, el cual asciende a 16,791.0 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc), 13,992.8 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc) pertenecen al volumen original de gas asociado y se atribuye 2,798.2 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc) a gas no asociado.

Los mayores volúmenes originales de gas asociado pertenecen al Activo Aceite Terciario del Golfo con 12,991.7 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc), en tanto que la mayor acumulación del volumen original de gas no asociado se ubica en el Activo Burgos con 2,215.9 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc), lo que representa el 79.2 % a nivel nacional.

El volumen original de gas no asociado posible de la Región Norte está conformado por 1,632.8 miles de millones de pies cúbicos de gas húmedo, 1,128.2 miles de millones de pies cúbicos de gas seco y 37.2 miles de millones de pies cúbicos son de gas y condensados.

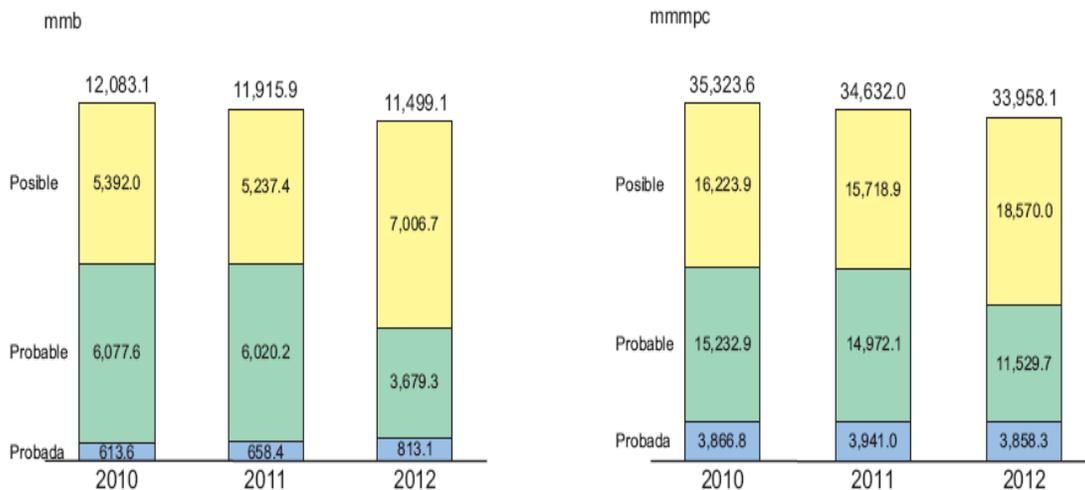
6.5.4 Evolución de las reservas

Las reservas probadas 1P de la Región Norte, al 1° de enero del 2012, ascienden a 813.1 millones de barriles de aceite y 3,858.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, de los cuales 305.3 millones de barriles de aceite y 2,474.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural corresponden a reservas probadas desarrolladas. Asimismo, 507.8 millones de barriles de aceite y 1,383.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural corresponden a reservas probadas no desarrolladas.

Con respecto a las reservas que corresponden a probables de aceite y gas natural, los volúmenes correspondientes son 3,679.3 millones de barriles de aceite y 11,529.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En cuanto a las reservas posibles, los volúmenes correspondientes ascienden a 7,006.7 millones de barriles de aceite y 18,570.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

De acuerdo a lo anterior, las reservas 2P, es decir, la suma de las reservas probada y probable, es de 4,492.4 millones de barriles de aceite y 15,388.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. De esta forma, las reservas 3P, es decir, los volúmenes resultantes de la adición de las reservas probada, probable y posible, alcanzan 11,499.1 millones de barriles de aceite y 33,958.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

La evolución histórica de los últimos tres años, para las reservas probadas, probables y posibles de aceite y gas natural, se puede observar en las gráficas 6.6 y 6.7. Además, la composición de las reservas probadas, probables y posibles (1P, 2P y 3P) a nivel activo y por tipo de fluido se muestra en el cuadro 6.5.



Gráficas 6.6 y 6.7 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo (izquierda) y gas natural (derecha) en la Región Norte de los últimos 3 años (las reservas de hidrocarburos en México, PEMEX, 2012).

Al 1° de enero del año 2012 y en un contexto nacional, la Región Norte concentra un porcentaje del 8.1 y 22.4 % de las reservas probadas de aceite y gas natural, respectivamente.

Reserva Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
1P	440.7	354.2	18.2	1,247.3	2,611.0
Aceite Terciario del Golfo	315.4	241.2	11.8	880.8	0.0
Burgos	0.0	0.0	6.4	27.7	1,849.0
Poza Rica-Altamira	119.6	109.6	0.0	319.4	42.8
Veracruz	5.8	3.4	0.0	19.5	719.2
2P	1,744.9	2,328.3	419.2	11,690.1	3,697.9
Aceite Terciario del Golfo	1,524.5	2,132.2	408.4	11,192.0	0.0
Burgos	0.0	0.0	8.8	30.5	2,658.7
Poza Rica-Altamira	212.4	189.8	2.0	442.7	177.6
Veracruz	8.0	6.3	0.0	24.9	861.6
3P	3,490.8	6,729.5	1,278.8	29,028.4	4,929.7
Aceite Terciario del Golfo	3,246.5	6,433.4	1,267.2	28,397.4	0.0
Burgos	0.0	0.0	9.5	31.5	3,728.1
Poza Rica-Altamira	232.3	287.2	2.1	547.1	204.6
Veracruz	11.9	9.0	0.0	52.3	997.0

Cuadro 6.5 Composición de las reservas por activo en la Región Norte (las reservas de hidrocarburos en México, PEMEX, 2012).

Regionalmente, el porcentaje más elevado es de 69.9 % de las reservas probadas de aceite y se localizan en los campos pertenecientes al Activo Aceite Terciario del Golfo, mientras que el Activo Poza Rica-Altamira ocupa el segundo lugar con 28.2 %. En cuanto a las reservas probadas de gas natural, el 48.6 % se localizan en los campos del Activo Burgos y la segunda posición la ocupa el Activo Aceite Terciario del Golfo, con el 22.8 %.

Respecto a las reservas probadas desarrolladas de aceite y gas natural de la Región Norte, éstas equivalen al 4.5 y 23.0 % del total nacional para esta clase de reservas. A nivel regional y en cuanto a la reserva probada desarrollada de aceite, el Activo Poza Rica-Altamira ocupa el primer lugar con el 49.5 %, seguido del Activo Aceite Terciario del Golfo con el 47.3 %. En lo que concierne a la reserva probada desarrollada de gas natural, el Activo Burgos le corresponde el 52.5 %, mientras que el 26.9 % de las reservas se concentran en el Activo Veracruz.

Por otra parte, la Región Norte contiene el 15.7 y 21.4 % de las reservas probadas no desarrolladas de aceite y gas natural, respectivamente, a nivel nacional. En un contexto regional, el Activo Aceite Terciario del Golfo le corresponde el 83.5 % del total de las reservas de aceite, en tanto que este mismo activo ocupa la primera posición respecto a las reservas probadas no desarrolladas de gas natural con el 45.9 %, mientras que el Activo Burgos ocupa la segunda posición con el 41.7 %.

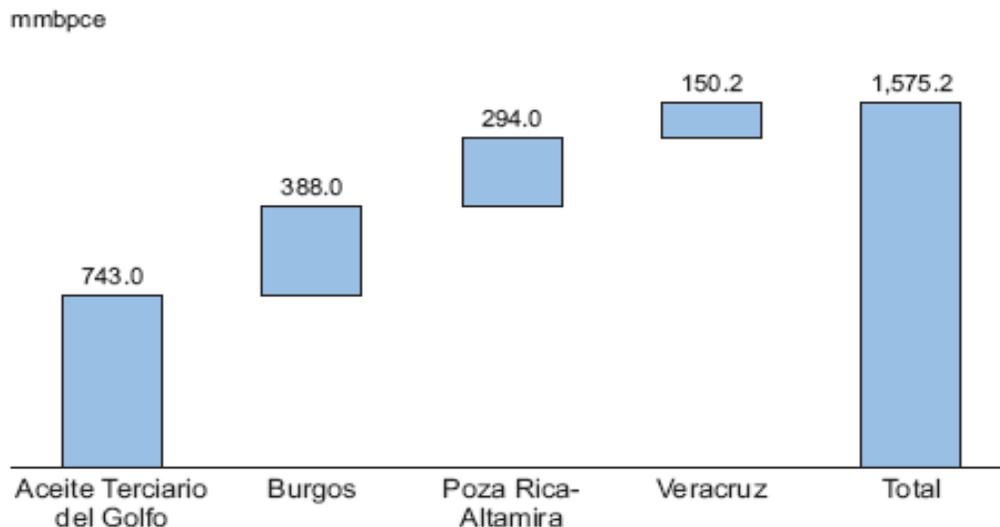
Respecto a las reservas probables de aceite y gas natural, la Región Norte posee el 43.0 y 65.5 %, respectivamente, de los totales nacionales en esta categoría. Específicamente, el Activo Aceite Terciario del Golfo concentra el 95.0 % de la reserva de aceite de la región y el 89.4 % de la reserva regional de gas natural.

A nivel nacional, la Región Norte ocupa un lugar preponderante en cuanto a las reservas posibles de aceite y gas natural, al concentrar aproximadamente el 58.2 y 69.3 % de los totales respectivos. Además, el Activo Aceite Terciario del Golfo, posee los mayores volúmenes de las reservas de la región en esta categoría, al alcanzar el 98.2 % para el caso del aceite y el 92.7 % para el gas natural.

Las reservas 3P de la región, las cuales resultan de la adición de las reservas probada, probable y posible, al 1° de enero del 2012 ascienden a 11,499.1 millones de barriles de aceite y 33,958.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Esta última cifra representa el mayor volumen en esta categoría de reserva a nivel nacional. Regionalmente, los campos petroleros pertenecientes al Activo Aceite Terciario del Golfo poseen en conjunto los mayores volúmenes de reservas 3P, al registrar 10,947.1 millones de barriles de aceite y 28,397.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos volúmenes a nivel nacional equivalen a 35.8 y 46.1 %, respectivamente.

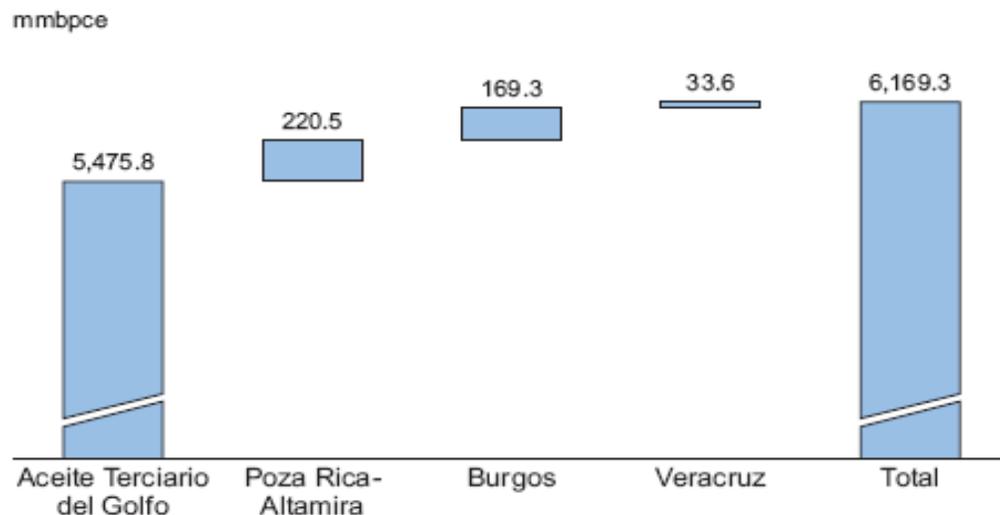
6.5.5 Petróleo crudo equivalente

La reserva probada de la Región Norte al 1° de enero del 2012, en términos de petróleo crudo equivalente, ascienden a 1,575.2 millones de barriles, lo cual representa el 11.4 % a nivel nacional. La distribución de esta reserva a nivel activo se ilustra en la gráfica siguiente 6.8. En comparación al año anterior, la reserva en esta categoría presenta un incremento neto por 344.5 millones de barriles, lo cual se atribuye primordialmente a las actividades de desarrollo de campos efectuadas a lo largo del año anterior, las cuales generaron reclasificaciones de reservas probables y posibles a la categoría probada.



Gráfica 6.8 Reservas probadas de petróleo crudo equivalente, al 1º de enero del 2012, distribuidas por activo en la Región Norte (las reservas de hidrocarburos en México, PEMEX, 2012).

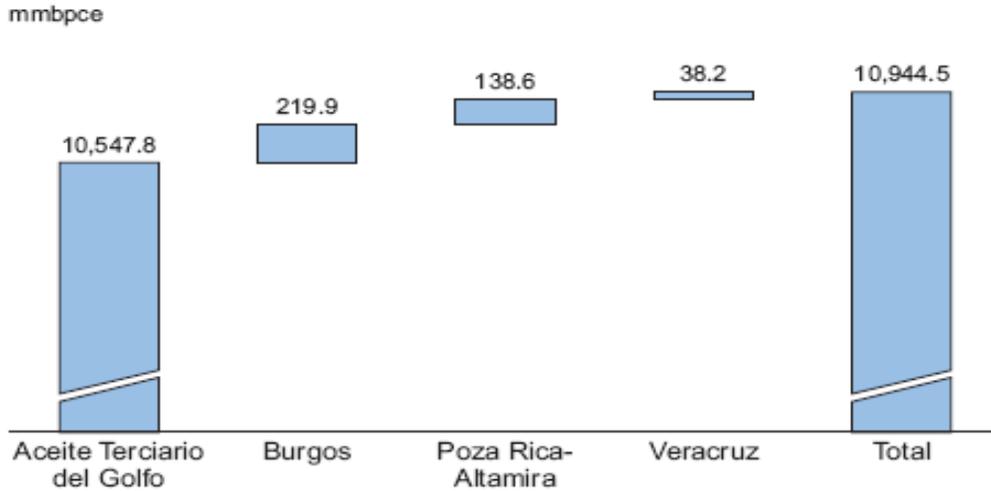
En cuanto a la reserva probable, al 1º de enero del 2012, el volumen reportado es de 6,169.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, el cual significa el 49.9 % del total nacional. Comparado con la cifra registrada en el año 2011, el volumen anterior presenta una diferencia a la baja de 2,891.0 millones de barriles. La distribución a nivel activo de la reserva probable de la Región Norte se presenta en la gráfica 6.9.



Gráfica 6.9 Reservas probables de petróleo crudo equivalente, al 1º de enero del 2012, distribuidas por activo en la Región Norte (las reservas de hidrocarburos en México, PEMEX, 2012).

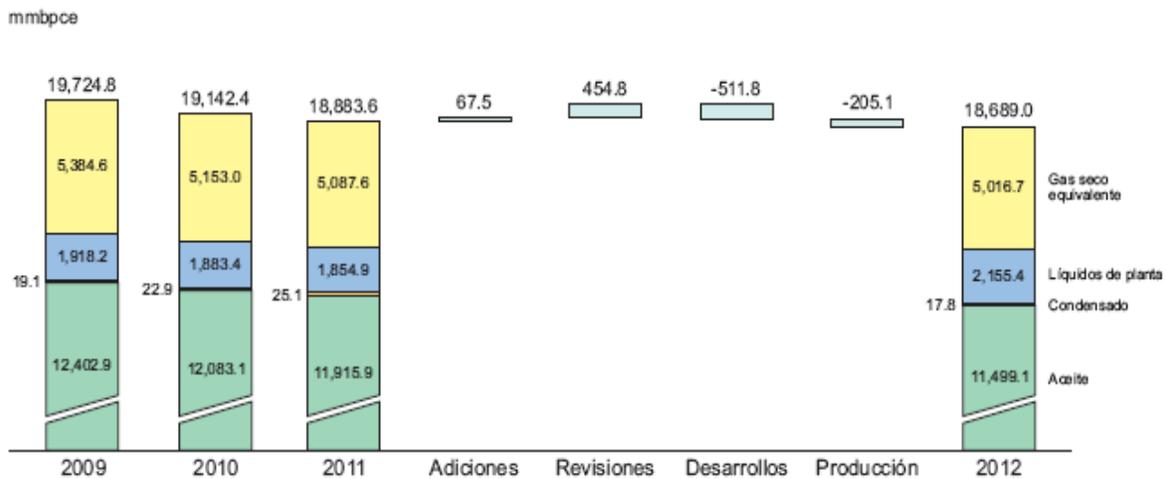
La reserva posible en términos de petróleo crudo equivalente de la Región Norte al 1º de enero del 2012, alcanza 10,944.5 millones de barriles, lo cual comprende el 61.9 % de la reserva nacional. La distribución de las reservas para cada uno de los activos que conforman la región se presenta en la gráfica 6.10.

Comparada con el año 2011, la reserva posible registra un incremento de 2,556.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo cual se debe en esencia al desarrollo de las campos y a la reclasificación de las reservas.



Gráfica 6.10 Reservas posibles de petróleo crudo equivalente, al 1º de enero del 2012, distribuidas por activo en la Región Norte (las reservas de hidrocarburos en México, PEMEX, 2012).

En cuanto a la reserva 3P, esto es, la adición de las reservas probada, probable y posible, al 1º de enero del 2012, ascienden a 18,689.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente para la Región Norte, que comprende el 42.6 % de la reserva 3P a nivel nacional. A nivel regional el 91.2 % de la reserva se concentra en el Activo Aceite Terciario del Golfo. Asimismo, tomando como referencia la reserva 3P reportada en el año 2011, se observa un incremento neto de 10.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que básicamente se debe a las revisiones al comportamiento presión-producción de los yacimientos y en menor medida a las adicionales exploratorias registradas. Los elementos de cambio en la reserva 3P para la Región Norte se detalla en la gráfica siguiente 6.11.



Gráfica 6.11 Elementos de cambio en la reserva total en la Región Norte (las reservas de hidrocarburos en México, PEMEX, 2012).

6.5.6 Relación reserva-producción

Esta relación, resultado de dividir la reserva para una categoría en particular entre la producción anual, para el caso de la Región Norte y considerando su reserva 1P así como la producción del año, ambas en términos de petróleo crudo equivalente, dicha relación resulta de 7.7 años. Asimismo, para la reserva 2P de petróleo crudo equivalente, es decir, la suma de las reservas probada y probable, la relación resulta de 37.8 años, y al involucrar la reserva 3P o total de petróleo crudo equivalente, o sea la suma de las reservas probada, probable y posible, la relación reserva-producción es de 91.1 años. La diferencia que se observa entre la relación estimada al considerar la reserva probada contra aquellas que incluyen además las reservas probable y posible, obedece a que la relación reserva-producción involucrando las reservas 2P y 3P, incluyen aquellas que corresponden al Activo Aceite Terciario del Golfo, las que en la actualidad ocupan la primera posición en el contexto nacional.

Para el caso de la reserva probada de aceite 1P, la relación reserva-producción es de 19.2 años. Asimismo, cuando se considera la reserva de aceite 2P, la relación es de 105.9 años y la relación de la reserva de aceite 3P resulta de 271.0 años. Conviene hacer mención, que las estimaciones anteriores se obtienen involucrando también la producción de aceite del año 2011, la cual fue de 42.4 millones de barriles.

Por lo que toca al concepto del gas natural y para una producción anual de 835.1 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc), la relación reserva probada-producción resulta de 4.6 años, en tanto que para las reservas 2P y 3P ascienden a 18.4 y 40.7 años respectivamente, como se puede observar en el siguiente cuadro 6.6.

Relación de reserva-producción de la Región Norte			
Relación: Reserva-producción	Probada 1P años	Probable 2P años	Posible 3P años
Petróleo crudo equivalente	7.7	37.8	91.1
Aceite	19.2	105.9	271.0
Gas natural	4.6	18.4	40.7

Cuadro 6.6 Estimación de relación reserva-producción en años de petróleo crudo equivalente, aceite y gas natural, en la Región Norte (las reservas de hidrocarburos en México, PEMEX, 2012).

6.5.7 Reservas por tipo de fluido

La evolución de las reservas por tipo de fluido en la Región Norte se muestra en el siguiente cuadro 6.7. De acuerdo a la información presentada, se infiere que el 51.6 % de la reserva probada se compone de aceite, el 41.0 % corresponde a gas seco equivalente a líquido, el 6.8 % se asocia a líquidos de planta y el porcentaje restante es condensado. Respecto a la reserva probable, el 59.6 % de dicho volumen es aceite, el 27.6 % se refiere a gas seco equivalente a líquido, el 12.7 % a líquidos de planta y el 0.1 % corresponde a condensados.

Finalmente, 64 % de la reserva posible se relaciona con aceite, el 24.4 % con gas seco equivalente a líquido, el 11.6 % corresponde a líquidos de planta y el porcentaje restante se asocia al condensado.

Año	Reserva	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco mmbpce	Total mmbpce
2010	Total	12,083.1	22.9	1,883.4	5,153.0	19,142.4
	Probada	613.6	9.7	83.5	645.5	1,352.3
	Probable	6,077.6	5.8	873.6	2,193.3	9,150.2
	Posible	5,392.0	7.4	926.2	2,314.2	8,639.8
2011	Total	11,915.9	25.1	1,854.9	5,087.6	18,883.6
	Probada	658.4	11.1	89.8	676.4	1,435.8
	Probable	6,020.2	5.9	872.8	2,161.3	9,060.2
	Posible	5,237.4	8.0	892.3	2,249.9	8,387.6
2012	Total	11,499.1	17.8	2,155.4	5,016.7	18,689.0
	Probada	813.1	9.7	106.3	646.1	1,575.2
	Probable	3,679.3	3.9	784.2	1,701.8	6,169.3
	Posible	7,006.7	4.2	1,264.9	2,668.7	10,944.5

Cuadro 6.7 Evolución de las reservas por tipo de fluido en la Región Norte (las reservas de hidrocarburos en México, PEMEX, 2012).

6.5.8 Reservas de la Cuenca de Chicontepec

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), dictaminó las nuevas cifras de las reservas en la Cuenca de Chicontepec. Las reservas reportadas al 1° de enero del 2012, muestran un incremento en las reservas probadas (1P), una reducción de las reservas probables (2P), al tiempo que se reconoce el potencial del proyecto Chicontepec al mantener las cifras de las reservas posibles 3P sin cambio.

Para el Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Paleocanal de Chicontepec), las reservas de hidrocarburos en su conjunto son las siguientes: reserva remanente probada de aceite crudo (1P) es de 568.3 millones de barriles (mmb), las reservas probadas más probables (2P) comprenden 3,496.8 millones de barriles (mmb) y las reservas probadas más probables más posibles (3P) ascienden a 6,882.0 millones de barriles (mmb). Por lo que respecta al gas natural, la reserva probada reportada a la misma fecha es de 880.8 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc), las reservas probadas más probables (2P) ascienden a 10,311.2 miles de millones de pies cúbicos y

las reservas probadas más probables más posibles representan 17,205.4 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc). En el cuadro 6.8 se muestra las reservas remanentes de hidrocarburos 1P, 2P y 3P, en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Paleocanal de Chicontepec).

Categoría	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	P.C.E.	Crudo	Gas natural
	(MMb)	(MMMpc)	(MMbpce)	(MMb)	(MMMpc)
Totales	81,492.60	37,866.50	17,036.60	10,947.10	28,397.40
Probadas(1P)	12,485.20	5,705.20	743	568.3	880.8
Probables(2P)	38,708.50	19,169.60	5,745.80	3,496.80	10,311.20
Posibles(3P)	30,298.80	12,991.70	10,547.80	6,882.00	17,205.40

Cuadro 6.8 Reservas de hidrocarburos del proyecto Aceite Terciario del Golfo, al 1° de Enero del 2012 (PEMEX 2012).

CAMPO	Volumen original total de Aceite 3P (mmb)	Producción acumulada de Aceite (mmb)	Reserva remanente aceite (mmb)		
			1P	2P	3P
Agua Fría	1,539	40	46	106	217
Agua Nacida	1,706	1	7	73	146
Ahuatepec	2,013	0	4	83	222
Amatitlán	4,773	0	5	157	448
Aragón	1,764	2	9	93	203
Cacahuatengo	2,051	0	3	79	161
Coapechaca	990	20	45	112	236
Corralillo	1,846	9	37	181	407
Coyol	4,073	1	13	274	613
Coyotes	1,628	9	25	92	193
Coyula	852	2	31	90	191
Escobal	1,333	4	16	53	121
Furbero	5,259	4	59	220	495
Gallo	738	0	7	78	129
Horcones	1,189	2	13	81	137
Humapa	4,457	2	34	297	645
Miahuapan	2,839	0	5	175	680
Miquetla	3,883	11	17	206	802
Palo Blanco	2,618	0	17	179	296
Pastoria	4,016	0	4	119	392
Presidente Alemán	3,323	23	57	221	491
Remolino	2,464	1	41	393	790
Sábana Grande	6,880	0	4	146	963
Sitio	4,828	0	0	90	437
Soledad	913	14	16	73	135
Soledad Norte	315	23	6	7	33
Tajín	2,293	39	44	142	385
Tenexcuila	7,670	0	3	132	658
Tlacolula	3,239	0	2	116	325

Cuadro 6.9 Reporte del volumen original total, producción acumulada y reservas de aceite, al 1° de enero del 2012, por campo en la Cuenca de Chicontepec (CNH, 2012).

En el cuadro 6.9 se presenta el reporte del volumen original total de aceite 3P (mmb), la producción acumulada de aceite (mmb) y la reserva remanente de aceite (mmb) de 1P, 2P y 3P, al 1° de enero del 2012, por campo en el Paleocanal de Chicontepec, donde se puede observar que el Campo Agua Fría cuenta con la mayor producción acumulada de aceite con 40 mmb, el Campo Coapechaca con 20 mmb y el Campo Tajín con 39 mmb.

En lo que respecta a la reserva remanente de aceite; probada, probable y posible (mmb), el Campo Agua Fría tiene 46 mmb de reserva remanente probada (1P), 106 mmb de reserva remanente probable (2P) y 217 mmb de reserva remanente posible (3P).

El Campo Coapechaca tiene 45 mmb de reserva remanente probada (1P), 112 mmb de reserva remanente probable (2P) y 236 mmb de reserva remanente posible (3P) y el Campo Tajín tiene 44 mmb de reserva remanente probada (1P), 142 mmb de reserva remanente probable (2P) y 385 mmb de reserva remanente posible (3P).

Reservas remanentes de aceite (mmb), de los campos petroleros			
Campo	Probadas 1P	Probables 2P	Posibles 3P
Agua Fría	46	106	217
Coapechaca	45	112	236
Tajín	44	142	385
Reservas Totales	135	360	838

Tabla 6.4 Reporte de reservas de aceite total al 1° de enero del 2012, de los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín (CNH, 2012).

Finalmente, se puede observar los totales de las reservas remanentes de los aceites en los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín. Para dar un total en las reservas remanentes probadas (1P) de 135 millones de barriles de aceite (mmb), 360 millones de barriles de aceite (mmb) de reservas remanentes probables (2P) y 838 millones de barriles de aceite (mmb) de reservas remanentes posibles (3P), ver la tabla anterior 6.4.

VII.- CONCLUSIONES

- Los campos petroleros Agua Fría-Coapechaca-Tajín, se localizan en la parte Sur-Central del Paleocanal de Chicontepec, en la parte norte en los estados de Veracruz y Puebla, cubren una superficie aproximada de 400 km², y quedan comprendidos en las cartas topográficas de Cuatzintla (F14D75) y Poza Rica (F14D65), escala 1:50,000; editadas por el Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI). Se localizan en las provincias fisiográficas: la Llanura Costera del Golfo Norte (Sub-provincia de las Llanuras y Lomeríos) y en las estribaciones de la Sierra Madre Oriental (Sub-provincia del Carso Huasteco).
- El Paleocanal y Cuenca de Chicontepec se formaron en el Cenozoico; es una depresión que corresponde a una cuenca sintectónica, asociada en gran parte a los esfuerzos que plegaron, levantaron y fallaron a la Sierra Madre Oriental y por el basculamiento de la Plataforma de Tuxpan durante la Orogenia Laramídica.
- La columna estratigráfica representa un intervalo de tiempo que comprende del Jurásico Superior (Kimmeridgiano) al Cenozoico (Mioceno Inferior), con un espesor de más de 1250 m, reportada por los pozos petroleros que se han perforado en estos campos. Está representada por 21 unidades estratigráficas con rango de formación y por el Canal de Chicontepec; de las cuales 3 pertenecen al Sistema Jurásico Superior, 6 al Cretácico, 12 al Cenozoico y el Canal de Chicontepec que va desde el Jurásico Superior al Eoceno Inferior. Todas estas formaciones y el canal están cubiertas por sedimentos recientes del Cuaternario.
- En los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, se tienen cuatro superficies discordantes regionales que fueron originadas por diferentes eventos tectónicos y sedimentarios, las cuales se formaron durante el depósito de la columna estratigráfica en la Cuenca de Chicontepec, dando origen a 3 megasecuencias estratigráficas compuestas de turbiditas (unidades 1, 2 y 3).
- Las etapas en la sedimentación de las secuencias arcillo-arenosas que dieron origen a las 3 megasecuencias, están separadas por las discordancias A, B y C y por la discordancia basal que tiene como límite a las unidades estratigráficas Mesozoicas de las unidades Cenozoicas (discordancia en la base del Cenozoico).
- La Megasecuencia Inferior (unidad 1), se originó durante un periodo de subsidencia tectónica, asociada a ciclos repetitivos de sedimentación, constituida principalmente por areniscas y arcillas; se depositó discordantemente en el paleorelieve de la cima de la secuencia Mesozoica y su contacto superior corresponde con la superficie discordante de la Megasecuencia Media (unidad 2) que la sobreyace. Está representada por facies niveladoras de la topografía basal, por lo que en general no presenta características petrofísicas adecuadas para tener rocas almacenadoras.
- La Megasecuencia Media (unidad 2) en su base está conformada principalmente por depósitos turbidíticos tabulares y concordantes que sobreyacen a otros depósitos de forma lobular. Los depósitos que se localizan en la parte inferior están formados por estratos tabulares areno-limosos y limo-arcillosos, que corresponden a una facies de lóbulos, con canales y zonas de desborde.

- Los depósitos con mayor contenido de areniscas en cuerpos lenticulares se localizan en la Megasecuencia Media (unidad 2), los cuales brindan un mejor atractivo con potencial de rocas almacenadoras de hidrocarburos y es donde se reporta la mayor producción histórica de aceite en los pozos.
- La geometría y distribución espacial de los cuerpos lenticulares de areniscas productoras de aceites en los campos petroleros son complejos, por lo que dificultan el análisis, la selección y la explotación óptima de los yacimientos en estos campos.
- La Megasecuencia Superior (unidad 3), se formó durante un periodo de inestabilidad tectónica y por el basculamiento del frente de la Plataforma de Tuxpan, lo que favoreció la subsidencia del paleocañón hacia el E-NE, favoreciendo el desarrollo de flujos de escombros y derrumbes; está constituida por sedimentos arcillo-arenosos en estratos gruesos a masivos, los cuales deslizaron intraformacionalmente.
- Los sistemas petroleros son tres: Tamán-San Andrés, Pimienta y Chicontepec; el Sistema Petrolero Tamán-San Andrés, se considera como híbrido-hipotético, ya que hasta ahora no existen estudios geoquímicos que avalen una designación como roca generadora de hidrocarburos. El Sistema Petrolero Pimienta se considera como híbrido-conocido, el cual ha sido plenamente estudiado por PEMEX en Poza Rica, Veracruz. El Sistema Petrolero Chicontepec se define como puro, ya que no presentan deformación estructural significativa, su principal característica es de aspecto sedimentológico.
- Las principales rocas generadoras de hidrocarburos de los tres sistemas petroleros son las calizas arcillosas y lutitas que corresponden con las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta del Jurásico Superior. El contenido de Carbono Orgánico Total (COT), es superior al 1% y el potencial de generación de hidrocarburos es superior a los 2.5 mg/g, en estas formaciones.
- Las fracturas y fallas son las principales vías de migración de los hidrocarburos en los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín, comunicando a las rocas generadoras del Jurásico Superior con las rocas almacenadoras del Grupo Chicontepec.
- En el área de estudio, se tienen tres plays productores de hidrocarburos, los cuales son: Play Chicontepec Inferior y Medio del Paleoceno, Play Chicontepec Superior y Canal del Eoceno Inferior Tardío y Play Tantoyuca del Eoceno Tardío, donde la producción principal de hidrocarburos proviene de rocas siliciclásticas en estos plays.
- En los campos petroleros Agua Fría-Coapechaca-Tajín, de acuerdo a sus características geológico-petroleras se tiene que considerar que en las unidades litoestratigráficas del Cretácico por debajo del Grupo Chicontepec, existe un play productor más antiguo en las secuencias de carbonatos y brechas calcáreas de la Formación Tamabra.
- La densidad de los aceites que se producen en estos campos es de 26 °API y los aceites del Paleocanal de Chicontepec provienen de yacimientos clasificados como de aceite y gas disuelto y su densidad varía de 22 °API en la parte Sur a 45 °API en la parte Norte.
- La estimación de cuerpos arenosos con mayor volumen, que corresponden con cuerpos lenticulares productores de hidrocarburos y con potencial productor, se localizan en un plano vertical (sección sísmica) dentro del Campo Tajín.

- Se encontró que el mayor número de cuerpos arenosos productores de hidrocarburos se localizan entre las discordancias A y B, y una cantidad menor de cuerpos arenosos productores de hidrocarburos entre las discordancias B y C.
- El mayor número de cuerpos arenosos con potencial productor se localizan entre la discordancia A y B, con un total de 11 cuerpos; seguido por el horizonte delimitado por las discordancias B y C, con sólo 2 cuerpos. El análisis se realizó utilizando el número total de cuerpos arenosos apreciables entre las discordancias de cada Megasecuencia.
- Los yacimientos de petróleo asociados al campo petrolero Agua Fría, presentan una mezcla de arenas lenticulares saturadas de hidrocarburos, depresiones de escombros, corte y rellano de canales y otras características; donde la geometría de estas estructuras geológicas tan compleja, tiene un impacto importante en la terminación de pozos y en el desarrollo del campo.
- El volumen original de aceite y gas natural probado, probable y posible del Paleocanal de Chicontepec (Activo Aceite Terciario del Golfo), para el 1° de Enero del 2012, son: para el volumen original probado (1P) es de 12,485.2 millones de barriles aceite (mmb), que representa el 30.3 % del volumen original en la Región Norte; en cuanto al volumen original probable (2P) es de 38,708.5 millones de barriles de aceite (mmb), los cuales representa el 99.5 % del volumen original en la Región Norte; para el volumen original posible (3P) corresponde 30,298.8 millones de barriles de aceite (mmb) y representan el 97.4 % de las reservas totales de la Región Norte.
- Con respecto al gas natural probado (1P) es de 5,705.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural (mmmpc), el cual representa el 8 % del volumen original en la Región Norte; para las reservas de gas natural probable (2P) es de 19,169.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural (mmmpc), lo que representa el 87.8 % de las reservas de gas natural en la Región Norte; para el volumen de gas natural posible (3P) corresponde a 12,991.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural (mmmpc), el cual representa el 77.4 %, de las reservas de gas natural en la Región Norte.
- Las reservas remanentes de aceite total en los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, al 1ª de enero del 2012 son las siguientes; para el Campo Agua Fría, las reservas probadas (1P) son de 46 millones de barriles de aceite (mmb), las reservas probables (2P) son de 106 millones de barriles de aceite (mmb) y las reservas posibles (3P) son de 217 millones de barriles de aceite (mmb); para el Campo Coapechaca, las reservas probadas (1P) son de 45 millones de barriles de aceite (mmb), las reservas probables (2P) son de 112 millones de barriles de aceite (mmb) y para las reservas posibles (3P) son de 236 millones de barriles de aceite (mmb); para el Campo Tajín, las reservas probadas (1P) son de 44 millones de barriles de aceite (mmb), las reservas probables (2P) son de 142 millones de barriles de aceite (mmb) y las reservas remanentes posibles (3P) son de 385 millones de barriles de aceite (mmb).
- Finalmente, se tienen los totales en las reservas remanentes de aceites de los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, las reservas totales probadas (1P) son de 135 millones de barriles de aceite (mmb); las reservas totales probables (2P) son de 360 millones de barriles de aceite (mmb) y las reservas totales remanentes posibles (3P) son de 838 millones de barriles de aceite (mmb).

REFERENCIAS CITADAS

- Aguilera F. N., 1988. Bioestratigrafía del Jurásico-Cretácico de Zacatlán, Puebla. Tesis Profesional. UNAM.
- Aguayo y Santillán, 2011, “Facies Sedimentarias Turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México, Revista UNAM, Ingeniería Investigación y Tecnología, Volumen XXII, Núm. 3, 2011, p. 337-352.
- B. P. Tissot y D. H. Welte. El petróleo su formación y localización, Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, México, 1982.
- Bárcena M., 1975. Estudio de las rocas Mesozoicas de México y sus fósiles característicos. Boletín de la Sociedad de Geografía 3ª Época. pp. 369.
- Bartolo-Sánchez C., 1992. Informe final del Estudio Geológico San Miguel IGRP-003. Petróleos Mexicanos. Inédito.
- Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A. C., Volumen XLIX, Números. 1-2, Enero-Diciembre del 2001. Subsistemas Generadores de México.
- Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A. C., Volumen XXXVI, Núm. 2, 1984.
- Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A. C., Volumen XVII, Numero 5-6, Mayo y Junio de 1965.
- C De serna, 1979. Cuadro tectónico de la sedimentación y magmatismo en el Mesozoico de algunas regiones de México. V Simposium sobre la Evolución Tectónica de México, Instituto de Geología, UNAM.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2010, Dictamen del Proyecto Agua Fría-Coapechaca, 70 páginas, Diciembre del 2010.
- CNH-UNAM, 2012, Apoyo Técnico Especializado para el Modelo Geológico, Estructural, Sedimentario y de Yacimientos de los Campos del Paleocanal de Chicontepec denominados: Furbero, Coyotes, Humapa, Miquetla, Aragón, Palo Blanco, así como de la actualización de los modelos en función de la nueva información respecto a los campos Tajín y Agua Fría, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2010, Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Primera Revisión y Recomendaciones, Abril del 2010.
- Campa M. F., 1970. Clasificación de las rocas carbonatadas sedimentarias y su aplicación en Poza Rica, Veracruz, Rev. IMP. Vol. II. No. 1, pp. 5-37.
- Cantú Chapa A., 1969. Estratigrafía del Jurásico Medio-Superior del subsuelo de Poza Rica, Veracruz (Área de Soledad-Miquetla). Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Vol. 1, No. 1, pp. 3-9.
- Cantú Chapa A., 1971. La serie Huasteca (Jurásico Medio-Superior) del Centro-Oriente de México. Revista, Instituto Mexicano del Petróleo, Vol. 3, No. 2, pp. 17-40.

- Cantú Chapa A., 1989. Precisiones del límite del Jurásico-Cretácico en el Oriente de México. Revista, Sociedad Mexicana Paleontológica. Vol. 2, No. 1, pp. 26-69.
- Carrillo J., 1958. Sección Geológica en el frente Este de la Sierra Madre Oriental (Región de Tamazunchale). Informe Geológico, Petróleos Mexicanos. Inédito.
- Carrillo J., 1965. Estudio Geológico de una parte del Anticlinorio de Huayacocotla. Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Vol. 17, pp. 73-96.
- Carrillo Martínez P., 1980. Distribución e importancia económica de los bancos oolíticos del Kimmeridgiano Inferior en el distrito de Poza Rica, Veracruz. Boletín, Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Vol. 32, No. 2, pp. 3-13.
- Colín L., Stabler, 1970. Aplicación del Análisis de ambiente de la caliza San Andrés en el área de la Soledad, Poza Rica de Hidalgo, Veracruz. Revista de Ingeniería Petrolera. Vol. 10, No. 6, pp. 5-16.
- Coney P., 1976. Plate Tectonics and the Laramide Orogeny. New México Geological Soc. Special Publication No. 6, pp. 5-10.
- Contreras Barrera A. D. y Gío Argáes R., 1985. Consideraciones Paleogeográficas de los Icnofósiles de la Formación Chicontepec, Puebla. Revista, Instituto de Geología. UNAM. Vol. 6, No. 1, pp. 73-85.
- Cruz Helú P., Verdugo V. R. y Bárcenas P. R., 1977. Origen and Distribution of Tertiary Conglomerates Veracruz Basin, México. Amer. Assoc. Petroleum Geologist. Vol. 61, No. 2, 18 fig., pp. 207-226.
- De Anda Romero Juan Manuel, 2013, “Caracterización Geológica-Petrolera del Campo Tajín en la Cuenca de Chicontepec”, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, 96 páginas.
- E. López Ramos, 1982, Geología de México, Tomo II, 3ª. Edición, primera reimpresión de 1985.
- Erben H. K., 1956b. Estratigrafía y Paleontología del Jurásico Inferior y Medio Marino de la Región Central de la Sierra Madre Oriental. Libro-guía, Excursión C-8. XX Congreso Geológico Internacional. pp. 9-30.
- Erben H. K., 1956c. El Jurásico Medio y el Calloviano en México. Instituto de Geología. XX Congreso Geológico Internacional. México. pp. 140.
- Facultad de Ingeniería, UNAM. 1996. Estudio Geológico Coxquihui IGRVER-96/04-1. Petróleos Mexicanos. Inédito.
- Facultad de Ingeniería, UNAM. 1998, Estudio Geológico Plan de Arroyos IGPR-298, Petróleos Mexicanos, Inédito.
- Facultad de Ingeniería, UNAM. 2000, Estudio Geológico Tatatila IG-RVER-96104-1, Petróleos Mexicanos, Inédito.
- Gamper M. A., 1977. Bioestratigrafía del Paleoceno y Eoceno de la Cuenca Tampico-Misantla, basada en los foraminíferos plantónicos. Revista, Instituto de Geología, UNAM. Vol. 1, No. 2, pp. 117- 128.

- García Reynoso A., 1987. Estudio Estratigráfico-Sedimentológico del Jurásico Superior-Cretácico en el Prospecto Zacatlán, Puebla. Instituto Mexicano del Petróleo.
- Guzmán E. J., 1967. Reef Type Stratigraphic Traps. in México. 7° Congreso Mundial del Petróleo. México. P. D., Vol. 2, pp. 461-470.
- Guzmán V. E. 1987. Prospecto Misantla-Santana. Coordinación regional de exploración. Superintendencia de Geología Regional y Paleosedimentación. Zona Centro, Poza Rica, Veracruz, Petróleos Mexicanos. Inédito.
- Hermoso de la Torre C. y Martínez P. J., 1972. Medición detallada de formaciones del Jurásico Superior en el frente de la Sierra Madre Oriental. boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. XXIV, No. 1-3, pp. 25-57.
- Imlay R., Cepeda E., Alvarez M. Jr. and Díaz T., 1948. Stratigraphic Relations of certain Jurassic Formations in eastern México. Amer. Assoc. Petroleum Geologists, Bull., Vol.32, pp. 1750-1761.
- Ing. Jorge L: Tamayo, Geografía Moderna de México, Segunda reimpresión, septiembre del 2002, Editorial Trillas.
- Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI), 1995, Carta Topográfica de Cuatzintla (F14D75), Tercera impresión, Esc. 1:50,000.
- Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI), 1999, Carta Topográfica de Poza Rica (F14D65), Primera impresión, Esc. 1:50,000.
- J. E. Aguayo-Camargo, Enero-Marzo del 2005. Neotectónica y facies sedimentarias cuaternarias en el Suroeste del Golfo de México, dentro del marco tectónico-estratigráfico regional del sur de México. Revista, Ingeniería Investigación y Tecnología. Volumen VI-No. 1, pp. 19-45.
- López Beltrán Osvaldo Joaquín, 2013, Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación del Campo Agua Fría en la Cuenca de Chicontepec, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, 120 páginas.
- López Rubio E., 1978. Estudio bioestratigráfico del Paleozoico Superior del Anticlinorio de Huayacocotla en la Sierra Madre Oriental. Bol. Soc. Mex. Geol. Tomo 39, No. 2, pp. 125-135.
- López Rubio E., 1981. Paleogeografía y tectónica del Mesozoico en México. Revista Instituto de Geología, UNAM. Vol. 5, No. 2, pp. 156-177.
- Maldonado M., 1956. Visita a las localidades tipo de las formaciones del Eoceno, Oligoceno y Mioceno de la cuenca sedimentaria Tampico-Misantla, en la llanura costera del Golfo de México; Congreso de Geología Internacional 20, Excursión C-16, pp. 94.
- Mark R. Bitter, B.S., Brigham Young University, 1983, Sedimentology and Petrology of the Chicontepec Formation, Tampico-Misantla Basin, Eastern México.
- Moran Z. D., 1984. Geología de la República Mexicana. Facultad de Ingeniería, UNAM e INEGI. México.

- Moran Z. D., 1986. Breve revisión sobre la evolución tectónica de México. Revista, Geofísica Internacional, Vol. 25, No. 1, pp. 9-38.
- Morín Vázquez Ángel, Julio del 2008, “Evaluación Petrolera y Métodos de explotación en la Cuenca de Chicontepec”, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Ortega-Gutiérrez, Morán Zenteno, 1992. Carta Geológica de la República Mexicana, Instituto de Geología.
- Pedrazzini C. y Basañez M. A., 1978. Sedimentación del Jurásico Medio-Superior en el Anticlinorio de Huayacocotla, Cuenca de Chicontepec, en Hidalgo y Veracruz, México, IMP, Vol. 10, No. 3, pp. 6-25.
- PEMEX, Exploración y Producción, 2010, Provincia Petrolera Tampico-Misantla: Subdirección Técnica de Exploración. Versión 1.0, 48 páginas.
- PEMEX, Exploración y Producción, 2012, Las reservas de hidrocarburos de México, 114 páginas.
- PEMEX, 2010, Proyecto Aceite Terciario del Golfo, Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, PEP, Pemex, Agosto 2010, no publicado.
- Pineda Acevedo José Luis, 2001, Exploración geológica superficial de simidetallo con objetivo petrolero en una porción de la Sierra Madre Oriental (Hoja Teziutlán E14B15), Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, 79 páginas.
- Revista, Vol. 1, Núm. 2 de 1977, pags.117-128. Instituto de Geología, UNAM, Bioestratigrafía del Paleoceno y Eoceno de la Cuenca Tampico-Misantla, basada en los Foraminíferos Plantónicos. Por: M. A. Gamper.
- Reyes Domínguez E., 1975. Características generales de la zona de Poza Rica. II Simposium de Geología del Subsuelo. Superintendencia General de Exploración, Poza Rica, Veracruz, Petróleos Mexicanos. Inédito.
- Reyes Domínguez E., 1975. Tectónica de una parte de la zona de Poza Rica entre el antiguo Continente de Oaxaca y la Plataforma de Tecolutla-Tuxpan. Bol. Soc. Geol. Mex., Vol. 36, pp. 60-63.
- Santiago J., Carrillo J. y Martell B., 1984. Geología Petrolera de México. Evaluación de Formaciones. Schlumberger-México. PEMEX. pp. 36.
- Silvio Menes López. 1967 Informe geológico del área: Vega de Alatorre-Colipa-Palma Sola (Hoja Atlas A-1), Petróleos Mexicanos, Superintendencia General de Exploración, Departamento Geológico, Poza Rica de Hidalgo, Veracruz.
- Stabler L. C., 1970. Aplicación del análisis de ambiente de la caliza San Andrés en la Soledad, Poza Rica, Veracruz. Revista, Ingeniería Petrolera, Vol. 10, No. 6, pp. 5-16.
- Trejo, M., 1977. Estudio bioestratigráfico del Jurásico Superior y Cretácico Inferior del Noreste de México. Informe técnico, IMP. Inédito.
- Vázquez Morín Ángel, 2008. “Evaluación petrolera y métodos de explotación en la Cuenca de Chicontepec”. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM. 160 páginas.