



**UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ORIGEN, EVOLUCIÓN E IMPORTANCIA  
ECONÓMICA PETROLERA DE LA  
CUENCA DE CHICONTEPEC**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:**

**INGENIERO GEÓLOGO**

**PRESENTA**

**LÓPEZ AGUIRRE DANIEL**

**DIRECTOR: ING JAVIER ARELLANO GIL**



**CIUDAD UNIVERSITARIA**

**2008**



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.

# CONTENIDO

	<b>Pagina</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>vii</b>

## I. GENERALIDADES

<b>I.1. INTRODUCCIÓN</b>	1
<b>I.2. OBJETIVOS</b>	1
<b>I.2.1. Objetivo General</b>	1
<b>I.2.2. Objetivos Específicos</b>	2
<b>I.3. METAS</b>	2
<b>I.4. UBICACIÓN</b>	2
<b>I.5. VÍAS DE COMUNICACIÓN</b>	4
<b>I.6. ANTECEDENTES HISTÓRICOS</b>	5
<b>I.7. FISIOGRAFÍA</b>	8
<b>I.7.1. Llanura Costera Norte del Golfo</b>	9
<b>I.7.2. Sierra Madre Oriental</b>	9
<b>I.7.3. Eje Neovolcánico</b>	9
<b>I.8. CONCEPTOS TEÓRICOS</b>	10
<b>I.8.1. Turbiditas</b>	10
<b>I.8.2. Estudios Previos de Turbiditas</b>	10
<b>I.8.3. Procesos de Sedimentación en Ambientes Profundos</b>	11
<b>I.8.4. Modelos Sedimentarios</b>	12
<b>I.8.5. Modelos de depósitos terrígenos de talud y cuenca</b>	13
I.8.5.1. Cubiertas Submarinas	13
I.8.5.2. Prismas Submarinos Moldeados	13
I.8.5.3. Abanicos Submarinos	13
I.8.5.3.1. <i>Abanico Superior</i>	13

I.8.5.3.2.	<i>Abanico Medio</i>	14
I.8.5.3.3.	<i>Abanico Inferior</i>	15
<b>I.8.6.</b>	<b>Facies de Secuencias Turbiditicas</b>	<b>15</b>
I.8.6.1.	Facies A	15
I.8.6.2.	Facies B	15
I.8.6.3.	Facies C	16
I.8.6.4.	Facies D	16
I.8.6.5.	Facies E	16
I.8.6.6.	Facies F	16
I.8.6.7.	Facies G	17

## **II. ESTRATIGRAFÍA**

<b>II.1. MESOZOICO, JURÁSICO TARDIO</b>	19
II.1.1. Formación Tamán	19
II.1.2. Formación San Andrés	19
II.1.3. Formación Pimienta	20
<b>II.2. MESOZOICO, CRETÁCICO</b>	21
II.2.1. Formación Tamaulipas Inferior	21
II.2.2. Formación El Abra	22
II.2.3. Formación Tamaulipas Superior	23
II.2.4. Formación Tamabra	23
II.2.5. Formación Agua Nueva	24
II.2.6. Formación San Felipe	25
II.2.7. Formación Méndez	26
<b>II.3. CENOZOICO, PALEÓGENO</b>	26
II.3.1. Formación Velasco	26
II.3.1.1. Velasco Basal	27
II.3.1.2. Velasco Superior	27

<b>II.3.2. Grupo Chicontepec</b>	28
II.3.2.1. Formación Chicontepec Inferior	30
II.3.2.2. Formación Chicontepec Medio	30
II.3.2.3. Formación Chicontepec Superior	31
<b>II.3.3. Formación Aragón</b>	32
<b>II.3.4. Formación Guayabal</b>	33
<b>II.3.5. Formación Tantoyuca</b>	33
<b>II.3.6. Formación Chapopote</b>	34
<b>II.3.7. Formación Alazán</b>	35
<b>II.3.8. Formación Palma Real Inferior</b>	35
<b>II.3.9. Formación Horcones</b>	36
<b>II.3.10. Formación Palma Real Superior</b>	36

### **III.GEOLOGÍA ESTRUCTURAL**

38

## **IV. EVOLUCIÓN GEOLÓGICA**

<b>IV.1. INTRODUCCIÓN</b>	42
<b>IV.2. ASPECTOS TECTONOESTRATIGRAFICOS</b>	42
<b>IV.3. EVOLUCIÓN GEOLÓGICA</b>	45
IV.3.1.Tiempo Precámbrico	45
IV.3.2.Paleozoico	45
IV.3.3.Mesozoico	46
IV.3.4.Cenozoico	51

## **V. SISTEMA PETROLERO**

<b>V.1. INTRODUCCIÓN</b>	56
<b>V.2. MARCO TEÓRICO</b>	56
<b>V.2.1. Definición y partes que componen el Sistema Petrolero</b>	56
<b>V.2.2. Conceptos Básicos</b>	58
V.2.2.1. Kerógeno	58
V.2.2.2. Kerógeno Tipo I	58
V.2.2.3. Kerógeno Tipo II	58
V.2.2.4. Kerógeno Tipo III	59
V.2.2.5. Kerógeno Tipo IV	59
V.2.2.6. Diagénesis	59
V.2.2.7. Catagénesis	59
V.2.2.8. Metagénesis	59
V.2.2.9. Play	60
<b>V.2.3. Clasificación de los Sistemas Petroleros</b>	61
V.2.3.1. Sistemas puros	61
V.2.3.2. Sistemas híbridos	61
V.2.3.3. Sistemas conocidos	62
V.2.3.4. Sistemas hipotéticos	62
V.2.3.5. Sistemas especulativos	62
<b>V.3. SUBSISTEMAS PETROLEROS</b>	63
<b>V.3.1. Subsistema Generador</b>	63
<b>V.3.2. Subsistema Migración</b>	64
<b>V.3.3. Subsistema Sello</b>	65
<b>V.3.4. Subsistema Almacenador</b>	65
<b>V.3.5. Subsistema Entrampamiento</b>	65
<b>V.4. SISTEMA CHICONTEPEC</b>	66
<b>V.4.1. Subsistema Generador</b>	67

<b>V.4.1.1. Formaciones Generadoras</b>	67
<b>V.4.2. Subsistema Migración</b>	68
<b>V.4.3. Subsistema Almacenador</b>	69
<b>V.4.4. Subsistema Sello</b>	69
<b>V.4.5. Subsistema Entrampamiento</b>	70
V.4.5.1. Tipos de Trampas Petroleras	70
V.4.5.2. Entrampamiento en el Sistema Chicontepec	71
<b>V.4.6. Sincronía</b>	72
<b>V.5. PLAYS PRODUCTORES</b>	73
<b>V.5.1. Play Chicontepec</b>	73
<b>V.5.2. Play Chicontepec Canal</b>	74
<b>V.5.3. Play Tantoyuca</b>	74
<b>V.6. PROPIEDADES GEOQUIMICAS DEL ACEITE DE CHICONTEPEC</b>	75
<b>V.6.1. Tipos de Fluidos</b>	76
<b>V.6.2. Gravedad API</b>	76
<b>V.6.3. Contenido de Azufre</b>	77

## **VI. IMPORTANCIA ECONÓMICA**

<b>VI.1. CONSIDERACIONES GENERALES</b>	78
<b>VI.2. CONCEPTOS BÁSICOS</b>	78
<b>VI.2.1. Reserva Probada</b>	78
<b>VI.2.2. Reserva No Probada</b>	79
<b>VI.2.3. Reserva Probada Primaria</b>	79
<b>VI.2.4. Reserva Probada Secundaria</b>	79
<b>VI.2.5. Reserva Probada Perforada</b>	79
<b>VI.2.6. Reserva No Perforada</b>	79
<b>VI.2.7. Reserva Probable</b>	79
<b>VI.2.8. Reserva Potencial Neta</b>	80
<b>VI.2.9. Reserva Potencial Total</b>	80

<b>VI.3.</b>	<b>ANTECEDENTES Y SITUACIÓN ACTUAL DE LAS RESERVAS DE LA CUENCA DE CHICONTEPEC</b>	80
<b>VI.4.</b>	<b>MODELO PETROFÍSICO</b>	85
<b>VI.5.</b>	<b>ÁREAS POTENCIALES</b>	86
<b>VI.5.1.</b>	<b>Área 1. Agua Fría-Coapechaca-Tajín</b>	87
<b>VI.5.2.</b>	<b>Área 2. Amatitlán-Profeta-Tzapotempa-Vinazco</b>	88
<b>VI.5.3.</b>	<b>Área 3. Coyula-Jatepo</b>	89
<b>VI.5.4.</b>	<b>Área 4. Humapa-Bornita</b>	89
<b>VI.5.5.</b>	<b>Área 5. Otras Áreas</b>	90
<b>VI.6.</b>	<b>IMPORTANCIA ECONÓMICA</b>	91
<b>VI.6.1.</b>	<b>Panorama Nacional</b>	91
<b>VI.6.2.</b>	<b>Importancia de la Cuenca de Chicontepec</b>	93
<b>VII.</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	
<b>VII.1.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	95
<b>VII.2.</b>	<b>RECOMENDACIONES</b>	97
<b>ANEXO 1.</b>	<b>GLOSARIO</b>	98
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>		109

## RESUMEN

La Cuenca de Chicontepec se ha convertido en los últimos años en un área petrolera de vital importancia para México, debido a sus importantes reservas estimadas y su pobre aprovechamiento causado por diversas causas. El área de estudio se encuentra ubicada en la porción centro-oriental de la República Mexicana sobre la planicie costera del Golfo de México, comprendida en los estados de Veracruz, Puebla, Hidalgo y San Luis Potosí; pertenece a la provincia geológica Tampico – Misantla, está limitada al oriente por la plataforma de Tuxpan (Faja de Oro), y las estribaciones del frente oriental de la Sierra Madre Oriental, al occidente. Las primeras manifestaciones de aceite fueron documentadas en 1926, sin embargo, la explotación ocurrió formalmente hasta 1952, siendo en la década de los 70 del siglo pasado, cuando se incrementó la exploración del área, al igual que en gran parte del país. Durante los 80 y 90, la exploración fue prácticamente nula en el área estudiada, retomándose hasta los primeros años de este siglo, utilizando nuevas herramientas y modelos en los proyectos de exploración y explotación.

El modelo geológico corresponde con el de un sistema de abanicos submarinos y depósitos de turbiditas, los que rellenaron una paleodepresión ocasionada por el plegamiento y levantamiento de la Sierra Madre Oriental y el basculamiento al oriente de la plataforma de Tuxpan; en la depresión se depositaron gruesas secuencias clásticas que corresponden con intercalaciones de areniscas, limolitas y lutitas de tipo turbidítico. La columna estratigráfica del área de estudio, consiste en un basamento permotriásico y formaciones continentales del Triásico y Jurásico Inferior que no afloran en la zona, a las cuales le sobreyacen 10 formaciones del Mesozoico y 13 del Cenozoico, entre las cuales se encuentran las tres formaciones del Grupo Chicontepec. Este Grupo litológico se caracteriza por sus rocas productoras compuestas de areniscas de ambiente marino, que fueron depositadas en abanicos submarinos o por turbiditas de aguas profundas durante el Paleoceno y Eoceno Inferior. La Cuenca de Chicontepec presenta poca deformación estructural, caracterizándose por contener grandes espesores de unidades clásticas conformadas por areniscas y lutitas que rellenaron el paleo-elemento que se formó durante la fase final de la Orogenia Laramídica, entre la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro).

Las rocas generadoras del Sistema Petrolero corresponden con facies arcillo-calcáreas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta del Jurásico Superior, la migración se dio principalmente en una sola dirección, en sentido vertical ascendente y las trampas son de tipo estratigráficas, las cuales son difíciles de caracterizar y de explotar ya que las secuencias almacenadoras no tienen buena continuidad, además de baja porosidad y permeabilidad. Los sellos son locales compuestos de lutitas interestratificada con areniscas de grano fino. Las densidades de aceite en la Cuenca de Chicontepec varían de 18 a 45 grados API, siendo la parte Noroeste la que se caracteriza por tener aceite más ligeros. Los yacimientos se encuentran en cuerpos independientes de diferente espesor y distribución, en forma de lentes, canales y barras de areniscas rodeadas de lutitas, los cuales se encuentran a profundidades que varían entre 800 y 2400 m, según su posición en la cuenca. La presión original en la mayoría de los yacimientos es del orden de 220 Kg/cm<sup>2</sup>, su temperatura de fondo varía de los 65°C a los 75°C. En la Cuenca de Chicontepec se tienen definidos tres Plays productores: Play Chicontepec (Paleoceno-Eoceno Inferior Temprano), Play Chicontepec Canal (Eoceno Inferior tardío) y el Play Tantoyuca (Eoceno Superior). Se considera que el Play Chicontepec contiene una de las mayores reservas probables de hidrocarburos del Hemisferio Occidental. Cuenta con reservas al 1 de enero de 2008 de 777 MMBPCE (millones de barriles de petróleo crudo equivalente) de reservas 1P (probadas); 9,466 MMBPCE de reservas 2P (probadas + probables) y 17,796 de reservas 3P (probadas + probables + posibles).

# I.- GENERALIDADES

## I.1.- INTRODUCCIÓN

La Cuenca de Chicontepec ha sido uno de los sitios más estudiados en las últimas décadas, sin embargo, no existen trabajos que integren todos los componentes geológicos y del sistema petrolero; a esta cuenca se considera económicamente estratégica debido a su potencial petrolero y por la cantidad de reservas que se estiman existen en el subsuelo.

El Grupo Chicontepec ha sido tradicionalmente descrito como una secuencia de areniscas y lutitas de más de 2000 m de espesor, constituida principalmente por lutitas interestratificadas con areniscas de grano fino a grueso, que gradúan hacia la porción superior de la secuencia estratigráfica a sedimentos texturalmente más finos, de arcillas y limolitas.

Los trabajos pioneros consideraban a las rocas del Grupo Chicontepec como facies de aguas someras, equivalentes de la Formación Velasco, esto porque la Formación Chicontepec contiene areniscas y abundantes fragmentos de madera y fauna de aguas someras. Estos fósiles fueron probablemente resedimentados dentro de aguas profundas, porque los foraminíferos bentónicos de Chicontepec, indican depósitos en ambientes de aguas profundas de néritico externo a batial superior (Aguayo et. al, 2006).

Los estudios más importantes realizados en la Cuenca de Chicontepec han sido realizados por Reyes en 1974, Busch y Goveia en 1975 y 1978, quienes describieron a detalle un rasgo erosional en el área cerca de Poza Rica, Veracruz, que denominaron Paleocanal de Chicontepec; Carrillo en 1980 y Cantú en 1985, quien cuestionan que en las cercanías de Poza Rica exista una discordancia intrapaleoceno y sugieren que la discordancia presente en la base de Chicontepec, represente erosión del Pre-Paleoceno.

Los estudios en décadas pasadas adolecían de varias limitaciones. No existían registros geofísicos en toda la cuenca, los fósiles índices no son abundantes y los intervalos muestreados, también carecen de gran precisión de correlación en tiempo estratigráfico y de zonificación faunística con foraminíferos planctónicos. Estas limitaciones hacen muy difícil la identificación de una discordancia erosional durante el Paleoceno.

## I.2.- OBJETIVOS

### I.2.1.- Objetivo General

◆ Describir los aspectos geológicos que caracterizan al área de la Cuenca de Chicontepec en los estados de Veracruz, Hidalgo, Puebla y San Luis Potosí, como base para caracterizar el sistema petrolero.

### **I.2.2.- Objetivos Específicos**

- ◆ Analizar las secuencias estratigráficas y estilos de deformación sin y postdeposicionales de la Cuenca de Chicontepec.
- ◆ Conocer el origen y la evolución de la Cuenca de Chicontepec, correlacionándolos con la geología de México durante el Cenozoico.
- ◆ Analizar el potencial petrolero de la Cuenca de Chicontepec, utilizando el enfoque de Sistema Petrolero, determinando la roca generadora, almacenadora y sello, trampas y sincronía.
- ◆ Conocer las reservas probadas, probables y posibles del área de Chicontepec para determinar la importancia petrolera de esta cuenca para el país, así como ubicar áreas potenciales para exploración.

### **I.3.- METAS**

- ◆ Generar información geológica de la cuenca de Chicontepec, así como de los yacimientos petroleros que en ella se encuentran.
- ◆ Generar información estructural y tipos de deformación de la secuencia de terrígenos de la Cuenca de Chicontepec.
- ◆ Comprender el origen y la evolución de la Cuenca de Chicontepec con ayuda de la Tectónica de Placas.
- ◆ Generar nueva información sobre las trampas petroleras que se encuentran en la Cuenca de Chicontepec, y con ello proponer mejores maneras de explotación de hidrocarburos.

### **I.4.- UBICACIÓN**

La Cuenca de Chicontepec se encuentra ubicada en la porción centro-oriental de la República Mexicana sobre la planicie costera del Golfo de México, comprendida en los estados de Veracruz, Puebla, Hidalgo y San Luis Potosí; pertenece a la provincia geológica Tampico – Misantla. La Cuenca se localiza entre el occidente de la plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) de la parte marginal occidental del Golfo de México y las estribaciones del frente oriental de la Sierra Madre Oriental; al norte su límite es el Arco Tamaulipas y la Sierra de San Carlos, mientras que en el sur por el llamado Macizo de Teziutlán, que se encuentra al oeste del poblado de Misantla (Bitter, 1993). Sus coordenadas geográficas son de 21 °39'53.72"N - 19 °55'55.76"N de latitud norte y 98 °53'7.75"O - 96 °46'22.52"O de longitud oeste (figura I.1).

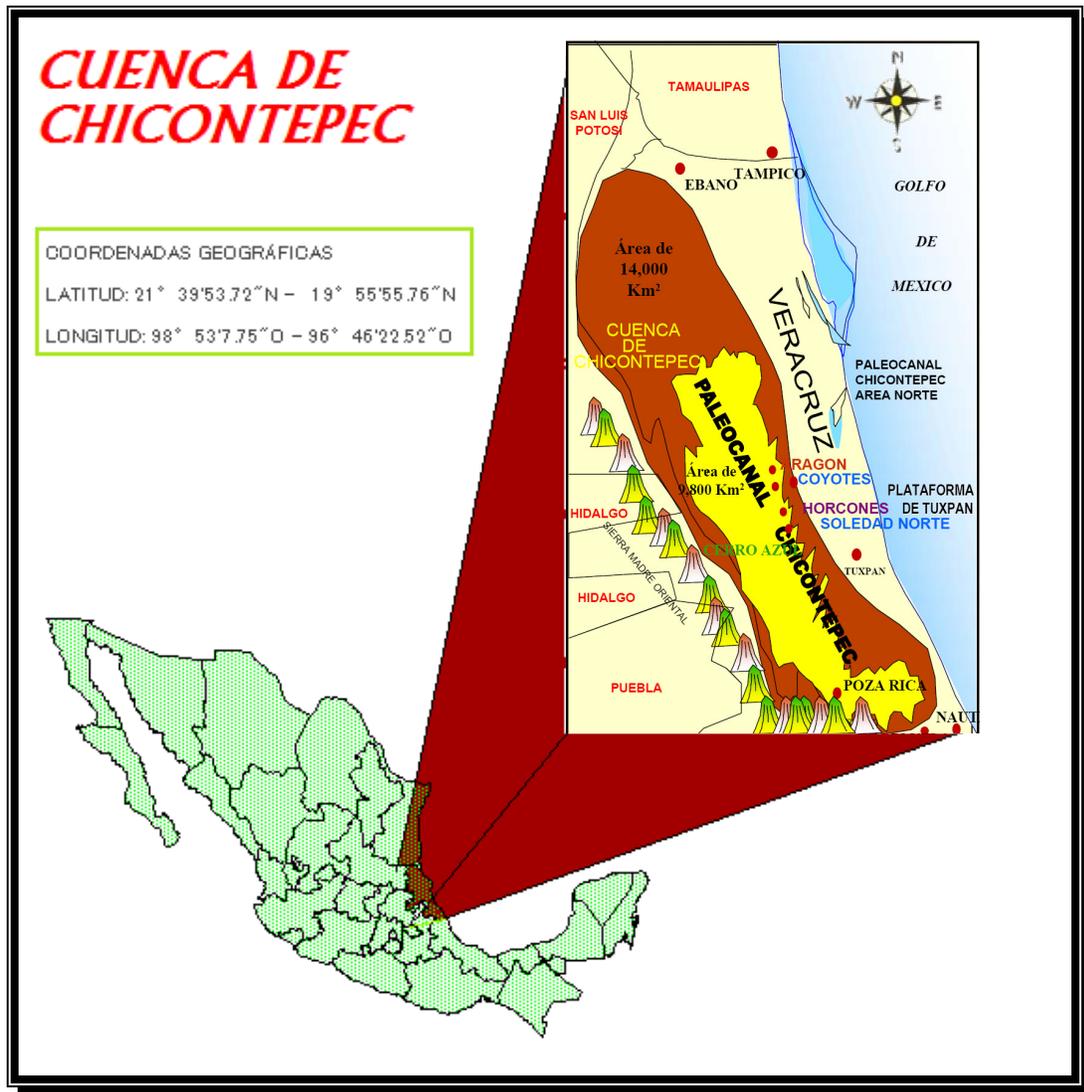


Figura I.1.- Ubicación de la Cuenca de Chicontepec (Modificado de Contreras, 2005).

De acuerdo con Aguayo et al. (2006), el Grupo Chicontepec aflora hacia la porción noroeste de la paleocuenca, donde colinda con las primeras estribaciones de la Sierra Madre Oriental. En el subsuelo, el Grupo alcanza en algunos sitios hasta 2000 m de espesor en la denominada Cuenca de Chicontepec, la cual tiene una longitud de 123 km y una anchura variable de 25 km en la parte norte y 12 km en la parte sur (figura I.2). Tiene una dirección general NW-SE y bordea la porción occidental y suroccidental del atolón de edad cretácica de la Faja de Oro (Mayol, 2005; y Aguayo et al, 2006).

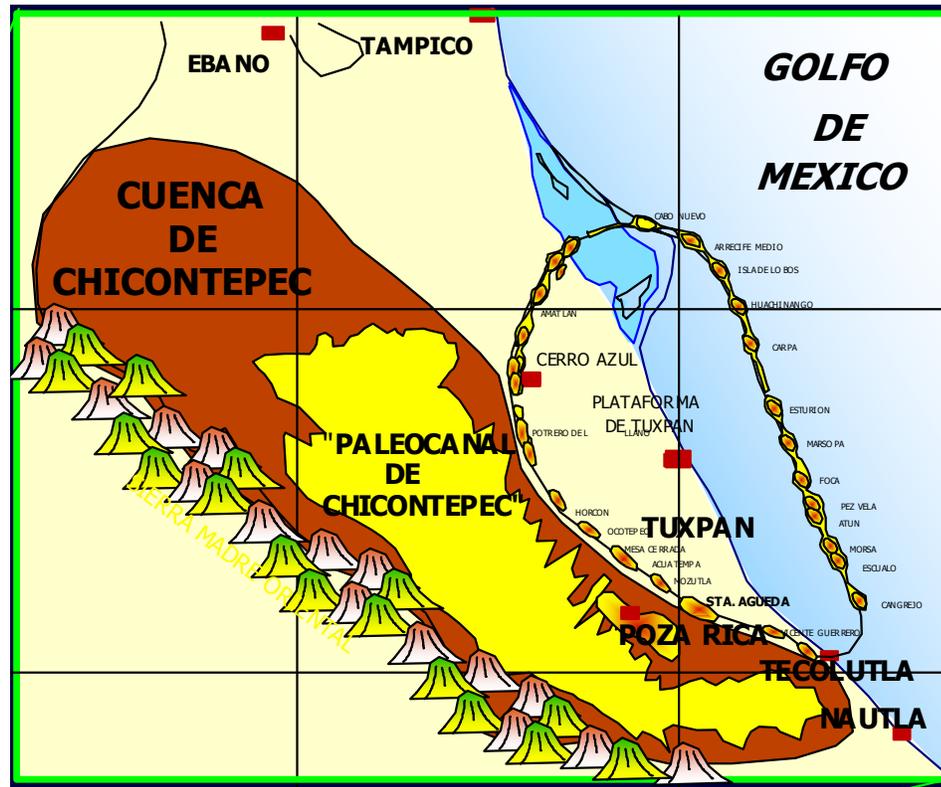


Figura I.2.- Extensión de la Cuenca de Chicontepec y su cercanía con la Plataforma de Tuxpan y la SMO (Tomada de PEP, 2007).

### I.5.- VÍAS DE COMUNICACIÓN

Existen varias formas de acceder al área de estudio, la principal vía de comunicación parte de la Ciudad de México D.F. y es la carretera 130 que la une con Poza Rica, Veracruz, pasando por Pachuca, Tulancingo, Huachinango, Xicotepec, Agua Fría y finalmente se llega Poza Rica (figura I.3).

De Poza Rica se puede tomar la carretera 180 que pasa por Tihuatlán y Álamo, después en las proximidades de Cerro Azul está el entronque con la carretera 127 y aproximadamente a unos 30 km esta la desviación al poblado de Chicontepec; es de mencionarse que en este último punto se observan afloramientos muy representativos del Grupo Chicontepec (figura I.3).

En otro sector de la Cuenca, la carretera 105 que une a las ciudades de México y Tampico pasando por Pachuca y Huejutla de Reyes, nos adentra en la zona de estudio en este último punto, en Huejutla, se encuentra la localidad tipo de la formación Chicontepec.

También por la carretera No. 70, que va de San Luis Potosí a Tampico, se pasa por Ciudad Valles, en donde está el entronque que une a esta población con Tamazunchale; por medio de una carretera secundaria se puede llegar a Huejutla y de ahí al poblado de Chicontepec.

La carretera 129 une a Nautla con Puebla, pasando por Martínez de la Torre y Teziutlán, que es considerado el límite inferior de la cuenca (Bitter, 1993), además también encontramos la desviación hacia Misantla. De ahí, por la carretera 131 se llega a Perote, Puebla y se comunica a la Ciudad de México (figura I.3).

Finalmente podemos mencionar que existen, además de todas las vías ya mencionadas, un gran número de caminos secundarios y terracerías que permiten comunicar a la mayor parte de los poblados del área.

## I.6.- ANTECEDENTES HISTÓRICOS

En 1926 las empresas “El Águila” y “Stanford Oil Company”, al perforar algunos pozos en rocas del Cretácico, descubrieron manifestaciones de hidrocarburos provenientes de areniscas de la Cuenca de Chicontepec (Mayol, 2005), pero fueron abandonadas por considerarse no redituables en ese tiempo. En julio de 1935, se explotó comercialmente el primer yacimiento de hidrocarburos en el área de Chicontepec, aprovechando el pozo Poza Rica No. 8, el cual fluyo aceite de manera intermitente debido a una permeabilidad muy baja.



Figura I.3.- Principales vías de comunicación que conducen a la Cuenca de Chicontepec.

Entre 1950 y 1970 después de haber agotado la exploración en la formación Tamabra, se perforaron varios pozos de los campos Presidente Alemán y Soledad con resultados positivos en areniscas de la Cuenca de Chicontepec. La producción comercial en el Grupo Chicontepec inicio en 1952 con la explotación del campo Miguel Alemán, la cual duró hasta 1970 con un total de seis pozos perforados. En 1971 se fracturó hidráulicamente el primer pozo petrolero en Chicontepec, incrementando cinco veces su producción de 13 a 75 BD (barriles por día).

De 1974 a 1977, PEMEX realizó estudios en la zona (Yáñez, 1998 y Pemex, 1999), de los cuales se confirmó la existencia de la Cuenca de Chicontepec con dimensiones de 123 km de longitud por 25 km de amplitud aproximadamente. De 1946 a 1981 se perforaron 49 pozos exploratorios en el área, de los cuales 47 resultaron productores, incorporando importantes reservas nacionales en el año de 1979 (Tabla I.1). En la década de los 70 del siglo pasado se desarrollaron los campos Soledad y Soledad Norte, al Norte de la Cuenca, en los años 80's se agregaron los campos Tajin y Agua Fría, y en 1990 el campo Escobal (Mayol, 2005).

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

Tabla I.1.- Reservas probadas de petróleo crudo y gas natural 1971-1981. (Modificado de Pemex, 1978).

### Explicación

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

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

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

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

En 1980 se revaluó la reserva del área de Reforma.

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

\* Al 1° de enero de cada año.

En 1999 “DeGolyer and MacNaughton”, certificó un volumen original de 139,000 MMBPCE (Millones de Barriles de Petróleo Crudo Equivalente), con una reserva probable 2P de 9,000 MMBPCE para Chicontepec. Actualmente se han perforado 951 pozos a lo largo de la Cuenca, de los cuales 192 son de exploración; se encuentran distribuidos en 37 campos, 10 con desarrollo parcial y 1 el campo “Soledad Norte”, ya prácticamente desarrollado. Además, este mismo año, se identificaron 5 áreas de oportunidad a mediano plazo, considerando la disponibilidad de instalaciones superficiales, calidad del aceite (grados API), espesor de los yacimientos, índice de productividad y profundidad de los yacimientos (Figura I.4).

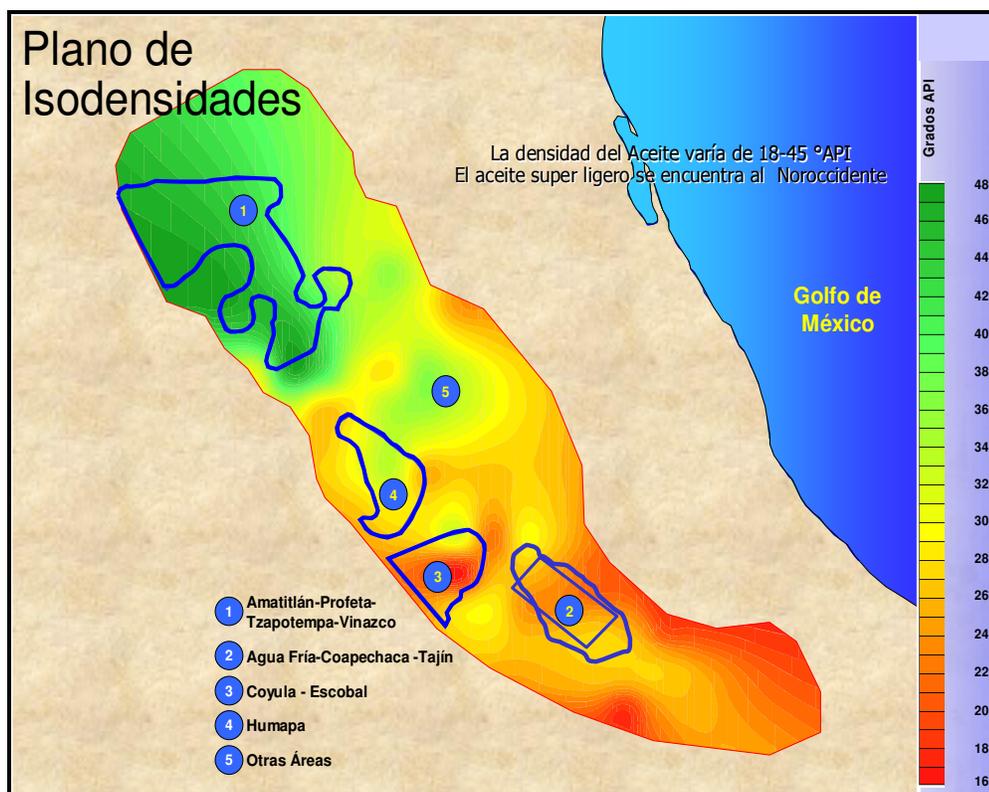


Figura I.4. Áreas de interés petrolero y densidad de aceite de la Cuenca de Chicontepec (Tomada de Pemex 2002).

En el año 2002 inician nuevamente trabajos de perforación masiva utilizando nuevas tecnologías para la terminación y fracturamiento de pozos.

Los campos 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 explotación y cuentan con la disponibilidad de instalaciones que permiten manejar la producción oportunamente. La producción acumulada a enero del 2007 es de 174 MMBPCE.

El sector Cerro-Azul - Naranjos ha tenido una historia de producción moderada, sin embargo se tiene una importante área de oportunidad ya que en este sector se encuentra prácticamente el 50 % de la Reserva del Proyecto Chicontepec; en los Campos Amatitlán, Profeta, Tzapotempa, Vinazco, Aragón, Coyotes y Horcones entre otros. Los cuales si se desarrollan adecuadamente podrán incrementar la producción a largo plazo a niveles de 300 BPD de aceite ligero con una densidad de entre 38 y 45°API (Figura I.4). Las reservas al 1 de enero de 2007 de 777; 9,466 y 17,796 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en las categorías de reservas probadas, probables y posibles, respectivamente.

### I.7.- FISIOGRAFÍA

De acuerdo con la Carta Fisiográfica México, escala 1: 1'000 000 la cual fue publicada por el INEGI (1981), la cuenca de Chicontepec se encuentra en la porción sur de la provincia Llanura Costera del Golfo Norte, está limitada al oeste-suroeste por la provincia Sierra Madre Oriental y al sur por el Eje Neovolcánico.



Figura I.5.- Provincias Fisiográficas relacionadas a la Cuenca de Chicontepec

### **I.7.1.- Llanura Costera Norte del Golfo**

La cuenca de Chicontepec se encuentra en su totalidad dentro de la Llanura Costera Norte del Golfo, se caracteriza como una amplia llanura con topografía de suaves pendientes, pero con lomeríos y elevaciones locales; estas últimas sobresalen entre las planicies como áreas abruptas y montañosas. El límite hacia la parte oeste de esta provincia corresponde con el piedemonte en el frente de la Sierra Madre Oriental; el límite en la porción sur es una transición hacia el Eje Neovolcánico, con el macizo de Teziutlan, Puebla (Bitter, 1993); y el límite este se marca por la línea de costa en el Golfo de México, asociada con una serie de lagunas costeras y pantanos. Además presenta zonas de mesetas y sierras bajas volcánicas creando discontinuidades muy notables, por lo que se ha dividido en las siguientes tres subprovincias.

I.7.1.1.- Llanuras y lomeríos.

I.7.1.2.- Sierra de Tamaulipas.

I.7.1.3.- Sierra de Tantíma.

### **I.7.2.-Sierra Madre Oriental**

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

I.7.2.1.- Sierras y Llanuras Occidentales.

I.7.2.2.- Gran Sierra Plegada.

I.7.2.3.- Carso Huasteco.

### **I.7.3.- Eje Neovolcánico**

Se trata de una faja volcánica que atraviesa todo el territorio mexicano en dirección casi este-oeste. Su porción oriental, parte que limita al área de estudio, es la de mayor altitud en todo el territorio mexicano. Se caracteriza por la presencia de sierras altas, de innumerables conos y aparatos volcánicos, muchos de ellos en forma alineada y/o superpuesta, calderas, cuencas intermontañas; lagos en las partes centrales de las cuencas y cráteres. Todo ello conforma un altiplano de gran altura, sujeto a peniplanización con diferentes estadios erosivos. Se ha dividido en las siguientes subprovincias;

I.7.3.1.- Llanuras y Sierras de Querétaro e Hidalgo

I.7.3.2.- Lagos y Volcanes del Anáhuac.

I.7.3.3.- Sierra de Puebla.

I.7.3.4.- Chiconquiaco.

## **I.8.- CONCEPTOS TEÓRICOS**

El creciente interés en el estudio de las turbiditas a nivel mundial ha llevado a conocer mejor los procesos involucrados en la formación de estas. La importancia petrolera de este tipo de secuencias en nuestro país es avalada por los yacimientos del Grupo Chicontepec.

### **I.8.1.- Turbiditas**

Es un término aplicado a la alternancia rítmica de areniscas y lutitas, caracterizadas por presentar contactos horizontales y paralelos entre ella así como marcas de corriente y huellas de carga, además una secuencia interna de estructuras primarias. Las turbiditas no son características de un ambiente tectónico particular.

Una secuencia turbidítica es el resultado del transporte y depósito de sedimentos debido a una corriente de turbidez. Una corriente de turbidez puede ser responsable de la erosión de un cañón submarino, así como del depósito de sedimentos formando abanicos submarinos.

### **I.8.2- Estudios Previos de Turbiditas**

El primero en estudiar las corrientes de turbidez fue Daly en 1936, dijo que estas son el principal factor en la formación de los cañones submarinos. Kuenen en 1937 y 1947 estudió experimentalmente las corrientes de turbidez y documenta que estas ocasionan la erosión de los cañones submarinos. Kuenen y Migliorini en 1950 argumentan que las corrientes de turbidez dan origen a las secuencias marinas tipo flysch.

En 1962, Bouma realizó un estudio sobre los depósitos turbidíticos del cual se desprenden las facies turbidíticas que ahora se conocen como secuencia Bouma y las divide en cinco unidades:

- a) Intervalo gradado
- b) Intervalo de laminación paralela inferior
- c) Intervalo de laminación cruzada o laminación festonada o convoluta
- d) Intervalo de laminación paralela superior
- e) Intervalo pelítico.

En 1966 Shepard y Dill definen ocho tipos de valles submarinos basados en su origen:

- 1) Cañón Submarino
- 2) Valle del Abanico
- 3) Canal en la Plataforma
- 4) Por Abrasión Glacial
- 5) Abanico de Delta
- 6) Canales en el Borde del Talud
- 7) Valles Asociados a grabens o rifts
- 8) Canales de Aguas Profundas

En 1976 Middleton et al, definen los siguientes cuatro tipos de flujos por gravedad:

- a) Flujo de detritos
- b) Flujo de granos
- c) Flujos de expansión
- d) Corriente de turbidez

Middleton y Walker en 1978, crean un modelo representando los mecanismos de transporte, fuerzas cohesivas y depósitos resultantes de los sedimentos.

En 1979 Mutti y Lucchi proponen un modelo de litofacies para depósitos turbidíticos.

### **I.8.3.- Procesos de Sedimentación en Ambientes Profundos**

Los procesos de depositación por efecto de la fuerza de gravedad en ambientes profundos comienzan cerca del borde de la plataforma a causa del exceso de sedimentos en ese sitio provocando deslizamientos, slumps, flujos de detritos y corrientes de turbidez.

Los deslizamientos y los slumps son los primeros movimientos que descienden por el talud por efecto de la gravedad y se comportan como una masa de sedimentos compactos.

Los primeros se desplazan por una superficie recta y los sedimentos no presentan deformación interna, mientras que en los slumps el plano de desplazamiento es concavo y los sedimentos rotan a través de él.

Cuando el slump tiene bastante desplazamiento se le denomina flujo de detritos que se caracteriza por comportarse como una masa viscosa con tendencia a disgregarse. Si esta masa incrementa su contenido de agua, el flujo de detritos se vuelve más plástico y se le nombra corriente de turbidez.

Algunas diferencias entre los flujos de detritos y las corrientes de turbidez son:

- 1) Las corrientes de turbidez se transportan por turbulencia y suspensión del agua y sedimentos, y los flujos de detritos viajan como flujo laminar y con poca agua.
- 2) Los sedimentos depositados por una corriente de turbidez se separan por tamaños mientras que los flujos de detritos crean depósitos caóticos sin diferenciar tamaño de grano.
- 3) Las turbiditas comúnmente muestran contactos superiores de tipo gradacional, mientras que los flujos de detritos crean depósitos con contactos superiores truncados o acuñados.
- 4) Las turbiditas muy comúnmente presentan secuencias Bouma.
- 5) Las turbiditas no presentan fábrica de clastos horizontal, mientras que los flujos de detritos sí, debido a su flujo laminar.
- 6) Las turbiditas presentan poca deformación interna y en los flujos de detritos es muy común.

#### **I.8.4.- Modelos Sedimentarios**

En los últimos años los sistemas turbidíticos de aguas profundas han sido extensamente investigados a través de imágenes acústicas de abanicos modernos y penetración profunda de perfiles sísmicos en sistemas sepultados, principalmente en cuencas localizadas en márgenes divergentes y cuencas cratónicas. El problema básico es, que mucho de lo que se ha publicado en los últimos años sobre abanicos modernos y sistemas sepultados de aguas profundas en márgenes continentales divergentes, tiene aparentemente muy poco en común con lo que se ha aprendido a través de más de 40 años de estudios, sobre arenas turbidíticas de sistemas depositacionales antiguos.

El uso de modelo de abanico submarino, como un esquema de predicción general del estudio de ambientes de depósito en sistemas arenosos modernos y antiguos depositados en aguas profundas, toman en cuenta factores tectónicos, tales como, cuencas divergentes y convergentes en un marco geodinámico de colisión, así como los aspectos de transporte de masas, flujos de gravedad y corrientes profundas de fondo marino y fluctuaciones del nivel del mar. Además se consideran las interacciones complejas entre tectónica y tasas sedimentación a través del tiempo geológico; las secuencias estratigráficas recientemente han adicionado un nuevo modelo general para sistemas turbidíticos de aguas profundas, el cuál está basado en las variaciones eustáticas del nivel del mar,

manejados como ciclos eustáticos de tercer orden y restringidos al tiempo de esos periodos relativos de descensos del nivel del mar; este modelo eustático sobre la expresión sísmica y registros eléctricos característicos de cuerpos de arenas de aguas profundas es a gran escala, y por lo tanto, se deben de considerar también a detalle las facies y los procesos asociados a los mismos ( Aguayo, 2006).

### **I.8.5.- Modelos de depósitos terrígenos de talud y cuenca**

El influjo terrígeno clástico puede ser dividido en tres tipos morfotectónicos distintivos e interrelacionados (Gorsline, 1980):

- a) Cubiertas Submarinas
- b) Prismas submarinos
- c) Abanicos Submarinos

#### **I.8.5.1- Cubiertas Submarinas**

Son producto de desgaste de masas de la parte superior del talud y del borde de la plataforma y son abastecidos principalmente por derrames y flujos de detritos los cuales terminan antes de alcanzar el talud. Las turbiditas generadas por derrumbes son interestratificadas caóticamente con unidades de derrumbes y flujos detríticos igualmente caóticos.

#### **I.8.5.2.- Prismas Submarinos Moldeados**

Las corrientes de contorno dan forma al talud elevado y algunos de sus prismas elevados son construidos enteramente por ellas. Los limos y arcillas son dominantes en este tipo de depósito, con granos de arena bien clasificados y horizontes relativamente delgados.

#### **I.8.5.3.- Abanicos Submarinos**

A diferencia de las cubiertas y prismas elevados, los abanicos son alimentados por fuentes puntuales y reciben el grueso de sus sedimentos de corrientes de turbidez. Por lo tanto los abanicos están localizados en las bocas de los cañones submarinos, fuera de los deltas y en planicies de cuencas profundas.

Los abanicos submarinos se dividen en abanico superior, abanico medio y abanico inferior (Figura I.6).

##### *I.8.5.3.1.- Abanico Superior*

Es alimentado por canales o cañones que tienen la función de conducir los sedimentos a través de ellos; el abanico superior contiene los sedimentos más gruesos que, en algunas ocasiones, se derraman a través de los flancos de terrazas que normalmente contienen sedimentos finos en unidades delgadas

gradadas. Estas unidades presentan comúnmente secuencias Bouma consistiendo de laminación paralela cubierta por estratificación convoluta o múltiples zonas de laminación festonadas.

Los canales del abanico superior son estructuras extremadamente grandes, generan estructuras hacia la parte superior fina característica de 10 a 50 m de espesor (Figura I.6).

*1.8.5.3.2.- Abanico Medio*

Es un sistema rico en arena y se caracteriza por formar lóbulos de supra abanico con superficies pulidas convexas; cada lóbulo es abastecido por canales bifurcados, distributarios o trenzados que acumulan arenas masivas o guijarrosas mostrando estratificación lenticular y estructuras someras de desplazamiento rellenas (Figura I.6).

Los sedimentos interlobulares se encuentran parcial o completamente retrabajados a medida que los canales migran. Los sedimentos gradados más finos son depositados en las partes superiores de algunos canales y sobre superficies planas cuando los canales tienden a perderse pendiente abajo. La migración de los canales puede desarrollar secuencias múltiples de sedimentos finos en la cima, donde el lóbulo distal del supra abanico consiste de una secuencia de sedimentos gruesos hacia la cima. Las arenas del lóbulo de supra abanico presentan espesores de arena entre 10 a 50 m.

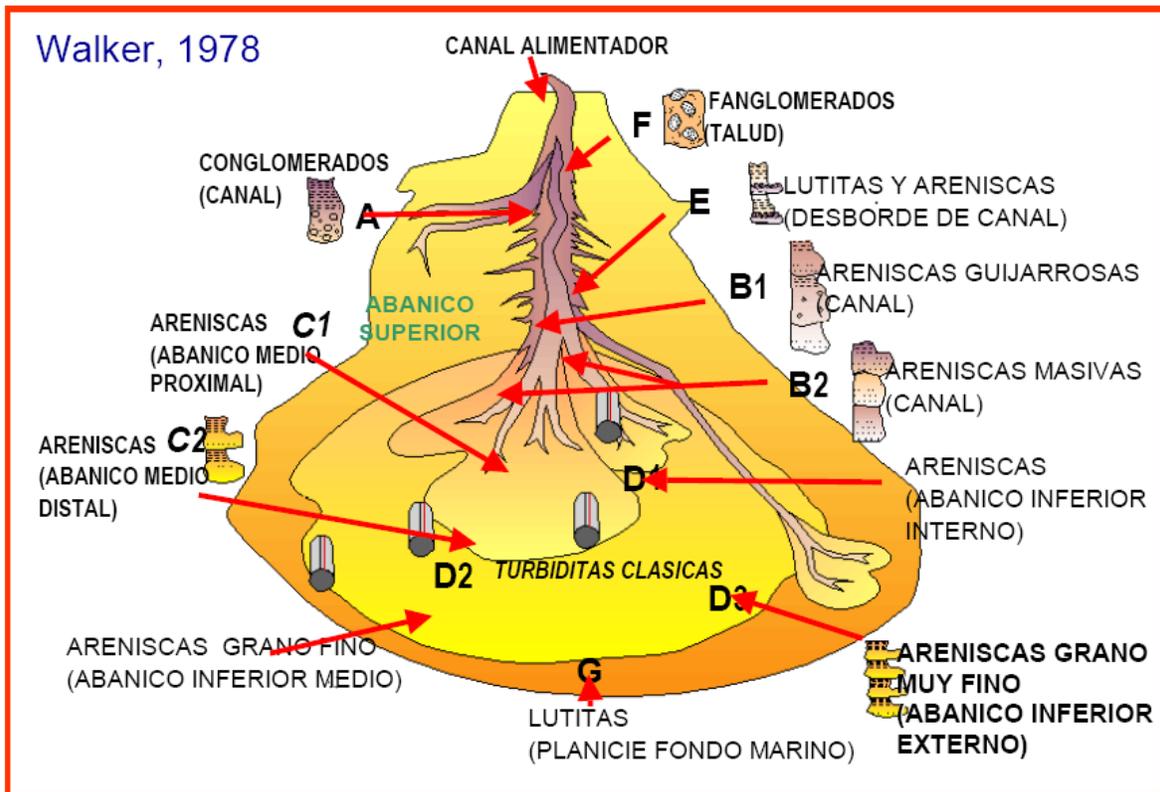


Figura I.6. Modelo representativo de las partes de un Abanico Submarino y Facies de Mutti (Tomada de Mayol, 2005).

#### *1.8.5.3.3.- Abanico Inferior*

Se deposita sobre una superficie de pendiente suave y recibe sedimentos suspendidos por pulsos turbidíticos de grano fino (Figura I.6). Los mantos gradados resultantes son delgados, presentan continuidad lateral característica, casi nunca se cruzan los estratos y comúnmente presentan espesores estratigráficos considerables. Los registros eléctricos de secuencias del abanico distal se caracterizan por ser demasiado dentadas.

### **1.8.6.-Facies de Secuencias Turbidíticas**

La clasificación de litofacies propuesta por Mutti y Ricci Lucchi (1979), divide a los depósitos terrígenos en siete facies enlistados de la A a la G, abarcando la relación con el ambiente de depósito dentro de un abanico submarino. Con esas litofacies podemos suponer la geometría del depósito, estructuras internas de los estratos, relaciones laterales, relaciones verticales y mecanismos de transporte (Figura I.6).

#### **1.8.6.1.- Facies A**

Incluyen conglomerados, cantos rodados y arenas muy gruesas, los espesores van de 1 a 10 m, tienen diferentes tipos de límites como superficies de erosión, bases de canales, interestratificación con horizontes de grano fino. También en estas facies se observan variaciones en el tamaño de grano, imbricación de los detritos, capas intraformacionales de lodo con clastos, así como la organización interna puede ser gradada, no gradada o inversa. Los depósitos generados por facies A generalmente son resultado de flujos de detritos por tracción (desorganización interna) o flujos de granos (organización interna) (Middleton et al. 1973).

#### **1.8.6.2.- Facies B**

Se componen de secuencias masivas de areniscas de grano grueso a medio presentando rasgos de canales y erosión ocasionada por flujos de corrientes, tienen una continuidad lateral mayor que las facies A. Un típico estrato incluye granos o clastos a lo largo de la base, después laminación paralela, estructuras cóncavas con evidencias que indican expulsión de fluidos. Generalmente se encuentran interestratificadas con las facies E. Las facies B casi siempre se depositan en ambientes de canal en el abanico medio a superior, reflejan procesos hidráulicos en el transporte de los granos.

### I.8.6.3.- Facies C

Comprenden areniscas de grano medio a fino, interestratificadas con horizontes delgados de lutita, las areniscas presentan la clásica secuencia Bouma casi completa.

Los estratos de arenisca generalmente van de 0.25 a 2.5 m de potencia y se mantiene uniforme durante largas distancias laterales, suelen presentar gradación normal y marcas de corriente en su base. Estas facies se asocian a secuencias de la parte superior del relleno de un canal y algunas partes del abanico medio, inferior o incluso la planicie de la cuenca. Estas facies son las primeras que se depositan debido a una corriente de turbidez.

### I.8.6.4.- Facies D

Consisten de delgadas interestratificaciones de areniscas y lutitas con extensa continuidad lateral, su espesor varia de 0.05 a 0.25 m, los estratos de arenisca se encuentran gradados y presentando en la parte superior una parte de la secuencia Bouma. Se presentan en forma transicional con delgados estratos de las facies C, se conocen como turbiditas distales y representan el depósito de flujos turbulentos de baja densidad.

### I.8.6.5.- Facies E

Consisten, al igual que las facies D, de alternancias de areniscas y lutitas pero se diferencian de ellas por su espesor más delgado menor de 0.30 m, la relación arena lutita es generalmente de 1:1, de grano grueso y clasificación pobre, carecen de continuidad lateral, presentándose lenticularmente, en planos ondulados y con tendencia a acuñarse. Están asociadas con ambientes de canal dentro de un abanico submarino y/u ocasionalmente con las facies B dentro del abanico medio y superior. Su proceso de formación es principalmente flujos de tracción y de gravedad de concentración alta, asociados a los márgenes del canal.

### I.8.6.6.- Facies F

Comprenden depósitos desplazados por movimientos sindeposicionales, como pueden ser asentamientos, desplazamientos o rompimientos del talud debido a su pequeño límite presente entre los sedimentos acumulados y el margen del talud.

Mutti y Lucchi (1979), emplearon el término caótico para este tipo de depósitos, y los describieron como una deformación parcial agrupando en estas facies a los asentamientos en terraplenes (levees), deslizamientos, flujos de lodo, flujos de arena, paraconglomerados, olistostromas, olistolitos, brechas de talud, estratos desordenados "slurried". Estas facies son típicamente encontradas cerca del talud inferior o a lo largo de los márgenes de los canales del abanico superior y medio.

### I.8.6.7.- Facies G

Comprenden detritos pelágicos y hemipelagicos compuestos por minerales arcillosos, también pueden incluir proporciones variables de limo, arena fina, micas, restos de plantas, carbonatos, fosfatos y conchas; es común encontrar alternancia de turbiditas siliciclásticas y turbiditas carbonatadas. Estas facies son generalmente estratos delgados y paralelos, se desarrollan principalmente en intercanales y en menor proporción como relleno de canales abandonados.

## II.- ESTRATIGRAFÍA

La columna estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec se compone de veinte formaciones geológicas: tres del Periodo Jurásico, siete del Cretácico y diez del Cenozoico, siendo estas últimas las que constituyen el relleno de la cuenca. El basamento cristalino del Pérmico - Triásico y ocho formaciones geológicas; una del Triásico, (Formación Huizachal), y siete del Jurásico Inferior y Medio, (formaciones Huayacocotla, Cahuassas, Tenexcate, Huehueteppec, Tepéxic, Santiago y San Pedro), no forman parte de las relaciones estratigráfica, ya que el Paleocanal de Chicontepec no alcanzó a erosionarlas.

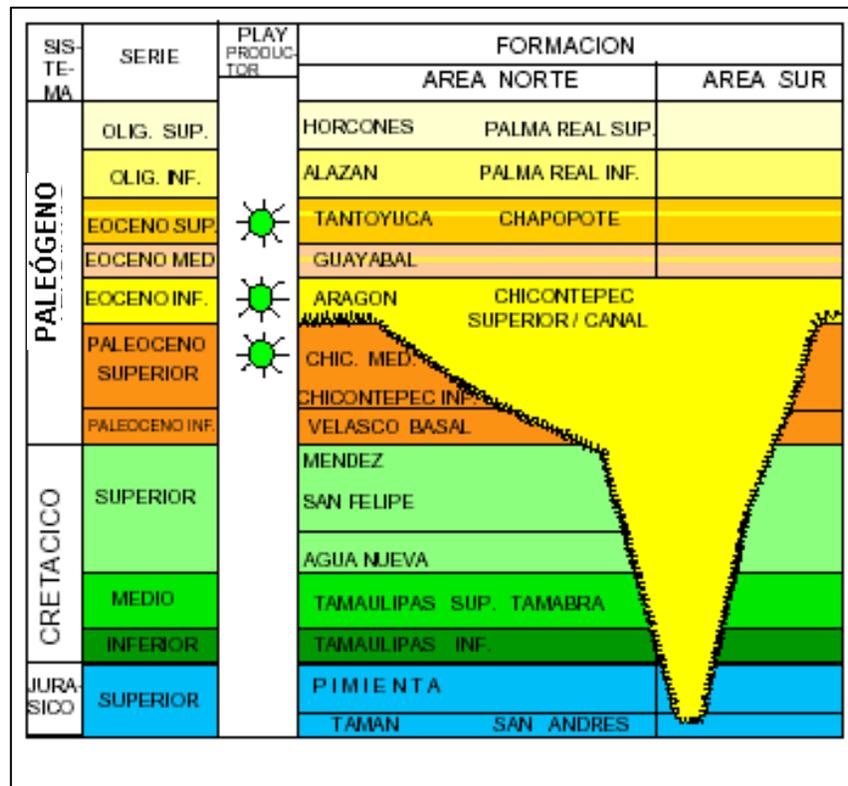


Figura II.1.- Columna Estratigráfica Paleocanal de Chicontepec, (Modificada de Arellano, 2006 y Mayol, 2005).

A continuación se describen las principales características de las unidades estratigráficas que tienen una mayor relación con el relleno de la Cuenca de Chicontepec y con el sistema petrolero.

## II.1.- MESOZOICO, JURÁSICO TARDIO

### II.1.1.- Formación Tamán

Fue propuesta por Heim en 1926, la localidad tipo se encuentra, de acuerdo a Erben en 1956, en los afloramientos cercanos a la población de Tamán en las cercanías de Tamazunchale, San Luis Potosí (Nava et al, 2001).

Se reporta en pozos de la Cuenca de Chicontepec y en los pozos perforados en las márgenes de Plataforma Valles-San Luis Potosí; se define como una secuencia de calizas bien estratificadas, de color negro, de grano fino y microcristalinas, con intercalaciones de lutita negra. Incluyen una alternancia de lutitas calcáreas color negro, carbonosas, con caliza arcillosa de color gris oscuro, en espesores de 40 a 50 cm; las lutitas tienen espesores de 10 a 15 cm, con tonos rojizos por intemperismo (Nava et al, 2001).

Se considera una unidad con un gran espesor (alrededor de 700 m) en las paleodepresiones, sin embargo, sus espesores disminuyen notablemente hacia las partes altas del paleorelieve, e incluso hasta desaparece. Subyace en forma concordante y transicional a la Formación Pimienta, esto es observable en superficie y reportado en el subsuelo por pozos petroleros; sobreyace en algunas partes a la Formación Santiago, pero en otras llega a cubrir al basamento del Triásico (Nava et al, 2001). Algunos autores han llegado a agrupar las formaciones Tamán, Santiago y Pimienta en una sola porque no aprecian límites contrastantes entre ellas (SGM, 1996).

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

Los análisis geoquímicos realizados en muestras de superficie y del subsuelo por Petróleos Mexicanos, muestran la presencia de estratos bituminosos y de abundante materia carbonosa. Basándose en esto se interpreta que se acumuló en un ambiente de depósito correspondiente a las márgenes de una plataforma. Se correlaciona con la formación San Andrés al sur de la Cuenca. Se le considera una importante roca generadora y sello por sus horizontes arcillosos (Nava et al, 2001).

### II.1.2.- Formación San Andrés

Fue definida por Cantú en 1971. Se reporta en el sur de la Cuenca de Chicontepec y es considerada como la última formación junto con la Formación Tamán que fue erosionada por el Paleocanal de Chicontepec (Yáñez, 1998).

Esta representada por grainstone de oolitas, peletoides, bioclásticos e intraclastos. Campa (1970), la describe como calcarenitas porosas, con cambio de facies de calizas micríticas a calizas calcareníticas, en lentes o franjas. La divide en dos partes, la superior, formada por más del 70% de calizas calcareníticas, compuestas de intraclastos y pellets en diferentes combinaciones dentro de un cementante de espatita; son de color café oscuro por impregnación de aceite. La inferior está constituida en más del 60% de calizas oolicalcareníticas con cementante de espatita y a veces en matriz de

micrita. Además presenta algunos estratos de dolomías y de areniscas feldespáticas cementadas con calcita (Nava et al, 2001).

El ambiente de depósito es de rampa cercana al litoral o en el mismo litoral, inclusive en lagunas con barras arenosas; se depositó en aguas poco profundas, cálidas, muy cargadas de sales y otros minerales solubles, a lo largo de costas arenosas que proporcionaron la gran abundancia de terrígenos incluidos. La Formación San Andrés es una excelente roca almacenadora (Nava et al, 2001).

La Formación San Andrés se encuentra subyaciendo a la Formación Pimienta y suprayaciendo a la Formación Santiago; a veces está en contacto directo con el basamento o con el complejo basal. Se considera de edad equivalente a la Formación Tamán, Jurásico Superior (Kimmeridgiano-Titoniano), (Yáñez, 1998), y también se correlaciona con la formación Chipoco, la cual también corresponde con una roca sello (PEP, 2000).

### II.1.3.- Formación Pimienta

Fue definida por Heim en 1926. La localidad tipo se encuentra en el Rancho Pimienta en el valle del Río Moctezuma, en el kilómetro 337 de la carretera México-Laredo. La litología de la localidad tipo se compone de una secuencia de calizas de color gris oscuro en capas delgadas con bandas de pedernal. Se reportan, también, calizas mudstone-wackestone y calizas arcillosas de color negro a gris oscuro, intercaladas con capas delgadas de lutitas calcáreas y lutitas laminares negras, con abundante materia orgánica; contiene lentes de pedernal negro. Los estratos de carbonatos se distinguen por contener gran cantidad de foraminíferos, además, también se tiene un horizonte de 50 cm de espesor de coquinas con abundantes amonitas dentro de las calizas arcillosas de color negro, que afloran cerca de Tepatlán, Puebla (Nava et al, 2001).

Los pozos perforados dentro de la Cuenca de Chicontepec la atraviesan, y en otros casos afloran como ocurre en los alrededores del Rancho Pimienta, al sur-sureste de Tamazunchale, San Luis Potosí; también se tienen buenos afloramientos al sur de Poza Rica, Veracruz, en la cañada del Río Zempoala, al suroeste y sureste de Jonotla, en las cercanías de Cuetzalan del Progreso y Mazatepec, Puebla. El espesor reportado para esta unidad es muy variable, desde 28 metros hasta los 600 metros. Subyace a la Formación Tamaulipas Inferior y sobreyace a las Formaciones Tamán y San Andrés.

La edad de esta formación es Kimmeridgiano-Titoniano, marcando el límite J-K, edad que fue obtenida por el contenido faunístico que incluye especies como: *Calpionella alpina*, restos de equinodermos y tintínidos. De acuerdo a su fauna y litología se infiere que se depositó en condiciones de plataforma con comunicación al mar abierto y un importante aporte de terrígenos finos, con cambio litológico hacia la cima que se explica por una variación en las condiciones batimétricas que corresponden a mares someros de baja energía.

Esta formación se correlaciona con las formaciones La Caja y La Casita del norte de México, además con la Formación Tepexilotla de la Cuenca de Veracruz; también se correlaciona con la Formación Las Trancas al noroeste de Pachuca, Hidalgo y con la Formación Anganguero del área de Huetám, Michoacán. Se le considera roca

generadora de hidrocarburos de acuerdo a estudios geoquímicos que indican alto contenido de materia orgánica, además también funciona como roca sello por sus capas de calizas arcillosas y lutitas (Nava et al, 2001).

## **II.2.- MESOZOICO, CRETÁCICO**

### **II.2.1.- Formación Tamaulipas Inferior**

Fue definida por Stephenson en 1921 y descrita más ampliamente por Muir en 1936. Superficialmente se encuentra aflorando al sur de la paleopenínsula de Tamaulipas, en el este - centro de la Sierra Madre Oriental y en el sector transversal; además también aflora en el norte y noreste de la Cuenca Mesozoica del Centro de México; todos estos sitios donde hay afloramientos están fuera de la Cuenca de Chicontepec.

La localidad tipo se encuentra en el Cañón de la Borrega en la Sierra de Tamaulipas, en este lugar consiste de una secuencia de calizas densas de grano fino, de color crema, en estratos plegados, con nódulos de pedernal (Nava et al, 2001).

En el subsuelo esta unidad es reportada en varios pozos petroleros de la Cuenca, manteniéndose continua a través de toda su extensión, además también se en otras cuencas como la de Burgos, Veracruz y todas las demás áreas que conforman la Provincia Tampico-Misantla.

La litología está compuesta de calizas wackestone y mudstone de color gris y gris oscuro, con microfósiles planctónicos; incluye lentes y bandas de pedernal gris oscuro a negro, además presenta intercalaciones de lutitas negras laminares. Contiene en su parte basal grainstone calcarenítico con oolitas, bioclásticos y peletoides, seguidos por un wackestone con horizontes bentoníticos, después se compone de wackestone grueso con oolitas, de color gris y diseminaciones de hematita. El espesor de los estratos varía de 0.6 a 2.20 m y el espesor promedio de la formación es de 400 metros (Nava et al, 2001).

Sobreyace en concordancia a la Formación Pimienta en toda la extensión de la Cuenca, sin embargo, el contacto superior es muy variado y discutido, depende más bien del área que se esté analizando.

Para Yáñez (1998), el contacto superior es con la Formación Tamaulipas Superior, en otros sitios la unidad está truncada por el Paleocanal, por lo que su contacto es discordante con la Formación Chicontepec. Para PEP (2000), el contacto es referido a un contacto transicional erosivo con la Formación El Abra, que se convierte después en algunos sitios en una concordancia con la Formación Otates, es con esta última que subyace a la Formación Tamaulipas Superior. El SGM (1996), en su carta Poza Rica, maneja como una sola a las Formaciones Tamaulipas Inferior y Superior, debido a su similitud litológica que complica su separación.

Por otra parte, para Salas (1949), la Formación Tamaulipas Inferior en el área al poniente de Poza Rica no existe y la considera un Hiatus, ubicando su existencia en el área de Tampico, fuera de la Cuenca de Chicontepec, también hace equivalente a la

Formación Tamabra en Poza Rica, con las Formaciones Tamaulipas Superior, El Abra y Otates en Tampico.

### II.2.2.- Formación El Abra

Fue definida por Power en 1925. Su distribución es amplia en el subsuelo de la Provincia Tampico-Misantla (Salas, 1949), sin embargo Yáñez (1998), no la incluye para la columna tipo de la Cuenca de Chicontepec. La localidad tipo se encuentra en el Cañón de El Abra, sobre la carretera Ciudad Valles.-Tampico, aproximadamente a 10 Km. al Oriente de Ciudad. Valles, San Luis Potosí (Nava et al, 2001).

Es una secuencia compleja de facies de plataforma, en la que se tienen depósitos de post-arrecife de laguna interna y de arrecife; en su facies lagunar se compone de una potente sección de mudstone a packstone de miliólidos y bioclásticos, color gris claro, con dolomías y evaporitas; Se caracteriza por presentar abundancia de bioclásticos, intraclásticos y fósiles que se encuentran localizados en mayor o menor proporción en una matriz micrítica (wackestone) o bien cementados por calcita espática (grainstone), a veces, la matriz esta recristalizada dando la apariencia de cementante.

El nombre de Formación El Abra en un principio fue aplicado a un grupo de dos facies (Muir, 1936). Las Facies Taninul (de rudistas), con localidad tipo en el Túnel Taninul, al oeste de la Estación Taninul, sobre la vía del ferrocarril Tampico-San Luis Potosí y la Facies El Abra (de miliólidos) con localidad tipo en la Estación El Abra, a 9.4 Km al oriente de Ciudad Valles. Se le subdivide en tres facies principales de edades semejantes (Nava et al, 2001):

- 1.- Facies Pre-Arrecifal (Formación Tamabra), se describe más adelante.
- 2.- Facies Arrecifal (Facies Taninul) formada por una potente secuencia de boundstone de caprinidos, radiolítidos, toucasias, nerineas y escasos corales, de color gris y gris-café, masivos, intercalados por packstone y grainstone de bioclastos y oolitas.
- 3.- Facies Post-Arrecifal (Facies El Abra), se le considera una gruesa secuencia de calcilitas, calizas bioclásticas y calcarenitas con miliólidos y toucasias, dolomitas y calizas parcialmente dolomitizadas, de aspecto sacaroide; se presentan esporádicas intercalaciones de bentonita de color gris verdoso, gris azulosas y verdes. La unidad fue depositada sobre una gran plataforma, en aguas claras, cálidas y poco profundas; el espesor de sus facies (arrecifal y lagunar) llega a medir 2000 metros; subyace concordantemente a la Formación Agua Nueva y sobreyace en discordancia a la Formación Tamaulipas Inferior.

Contiene algas estromatolíticas, corales, rudistas, crinoides, *Toucasia texana*, *Caprinula*, *Microcalamoides confusus*; que confirman la edad, Albiano-Cenomaniano; aunque, a veces, se extiende en algunas localidades al Aptiano y al Turoniano en otras. Se le correlaciona con las calizas El Doctor, de la región de San Joaquín, Querétaro. Su ambiente de depósito se define como el de una plataforma carbonatada amplia y estable de aguas someras, con dos facies: la post-arrecifal o lagunar y la de arrecife. Presenta cavernas y vóculos, además de abundante fracturamiento que incrementan la porosidad y permeabilidad de esta formación. Este complejo de sedimentos formadores de bancos o arrecifes en dicha plataforma constituyen verdaderas trampas

estratigráficas con buena porosidad, permeabilidad y capacidad de constituir una excelente roca almacenadora (Nava et al 2001).

### II.2.3.- Formación Tamaulipas Superior

Fue descrita informalmente por Stephenson en 1921, después por Belt en 1925 y definida formalmente por Muir en 1936. Su distribución es muy amplia, se ha reportado al sur de la Península de Tamaulipas, al este de la Sierra Madre Oriental, al sureste de la Cuenca de Sabinas, al este de la Cuenca Mesozoica del Centro de México y la Cuenca de Burgos, así como en la Cuenca de Chicontepec; aunque autores como Salas (1949) y Yáñez (1998), la ubican solo en la parte norte de la Cuenca, haciéndola equivalente a la Formación Tamabra en la parte sur o área de Poza Rica. La localidad tipo se encuentra en el Cañón de la Borrega en la Sierra de Tamaulipas donde se define como una secuencia de calizas blancas con pedernal blanco, intercaladas con calizas arcillosas grises con pedernal negro, en capas de 30 a 50 centímetros.

En el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec consiste de calizas mudstone a wackestone gris claro y café oscuro, con líneas estilolíticas, contiene bandas y lentes de pedernal y nódulos de hematita. Presenta intercalaciones de lutitas, margas y delgados horizontes de tobas, además abundante disolución. Hacia la base contiene intercalaciones de estratos delgados de bentonita de color claro, verde y gris; su espesor varía de 60 a 400 metros.

La formación Tamaulipas Superior sobreyace concordantemente a la Formación Otates, cambia de facies con la Formación Tamabra y El Abra al sur de la Provincia Tampico-Misantla; subyace concordantemente a la Formación Agua Nueva. Por su microfauna se le asigna una edad del Albiano-Cenomaniano, ya que contiene micro y microfósiles tales como: *Rotolispota* sp. *Colomiella recta*, *Nannoconus Truitti*, *Calciesphaerula innominata*, *Inoceramus comancheanus*, *Microcalamoides diversus*, *Praeglobotruncana aptiensis*, *Pithonella ovalis*, *Munuaniceras uddeni*, *Kingena wacoensis*.

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

### II.2.4.- Formación Tamabra

Fue definida por Muir en 1936, descrita más ampliamente por Heim en 1940 y Flores en 1955. Se encuentra aflorando al este de la Sierra Madre Oriental, al oriente de los bordes arrecifales de la Plataforma San Luis Valles y del Atolón de la Faja de Oro, así mismo se encuentra en el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec, en el área

de Poza Rica, Veracruz y en Misantla. Su nombre se originó de la conjunción de las palabras Tamaulipas y el Abra (Salas, 1949), que son equivalentes a esta en el área de Tampico. Se le considera un conjunto litológico constituido por brechas de carbonatos, es decir, son rocas clásticas de talud (dolomitizadas o parcialmente dolomitizadas). Se constituye de rocas derivadas de organismos arrecifales, moluscos y rudistas; consisten de brechas intraformacionales con fragmentos de packstone y grainstone, mudstone de foraminíferos y dolomías microcristalinas. Esta formación se divide, en el Campo Poza Rica, en miembro superior (zona de calcarenitas biógenas) y un miembro inferior (zona de calcirruditas biógenas y dolomías) (Nava et al, 2001). La presencia de arcillas como matriz en estos sedimentos, apoya el origen pelágico de sus sedimentos. El espesor promedio de esta secuencia es de 200 metros para la zona de Poza Rica, aunque localmente los espesores pueden ser mayores, por ejemplo Salas (2001), reporta 370 metros para un pozo cerca de Poza Rica, Veracruz; en otras localidades se reportan que van de 300 a 1500 metros. Su edad Albiano-Cenomaniano, se confirma basándose en su posición estratigráfica y su contenido faunístico de especies planctónicas y bentónicas como: *Stomiosphaera conoidea*, *Microcalamoides diversus*, *Nannoconus minutus*. Su ambiente de depósito es el de talud, representando la facies intermedia entre depósitos de arrecife y mar abierto. Dada la presencia de rocas carbonatadas bioclásticas, brechoides y microcristalinas, corresponde con potenciales rocas almacenadoras y productoras (Nava et al, 2001).

### II.2.5.- Formación Agua Nueva

Fue definida por Stephenson en 1921 y Muir en 1934, aflora en el frente oriental de la Sierra Madre Oriental, al noreste de la Cuenca Mesozoica del Centro de México y al sur de la Península de Tamaulipas; a nivel subsuelo se reporta en las cuencas de Burgos y Tampico-Misantla. En la Cuenca de Chicontepec solo se ha observado en cortes de núcleos de los pozos perforados en ella, aunque supone una constante continuidad lateral a través de toda la cuenca.

La localidad tipo se encuentra en el Cañón de la Borrega en la Sierra de Tamaulipas, en donde se caracteriza por una secuencia calcáreo-arcillosa; se divide en dos miembros, el miembro inferior se compone de calizas arcillosas con laminaciones de lutita e impresiones de *Inoceramus labiatus*; el miembro superior se caracteriza por calizas wackestone en estratos delgados con un espesor de 127 metros (Nava et al, 2001).

La unidad estratigráfica consiste de una alternancia de mudstone, wackestone con nódulos y bandas de pedernal; contiene intercalaciones de lutitas carbonosas y cuerpos de margas bentónicas. Los estratos son delgados y medios en la base y laminares en la parte media y superior. Incluyen mudstone y calizas arcillosas, biógenas y bandeadas, wackestone gris claro con nódulos y bandas de pedernal negro. En algunas localidades presenta intercalaciones de lutitas calcáreas laminares, mudstone-wackestone gris, ligeramente arcilloso con abundantes nódulos de pedernal negro con interestratificaciones de lutitas gris verdoso de aspecto laminar (Nava et al, 2001). El espesor promedio de la unidad es de 240 metros. Subyace transicionalmente a la Formación San Felipe, es concordante en su contacto inferior con la Formación

Tamaulipas Superior. Su edad es Turoniano aunque en algunas porciones es Cenomaniano Superior-Turoniano, caracterizada por el siguiente contenido faunístico: *Calcisphaerula Innominata*, *Inoceramus Labiatus*, *Rotalipora appenninica*, *Marginotruncana indica*, *Globotruncana helvetica* (Nava et al, 2001). El ambiente de depósito es de plataforma externa de aguas profundas con circulación restringida, de baja energía con poca oxigenación; se interpreta influencia de vulcanismo proveniente del lado del Pacífico, se asocia con una regresión ligera dentro de una transgresión general. Se correlaciona con las formaciones Maltrata de la Cuenca de Zongolica, con la Formación Soyatal del área de Zimapan, Hidalgo, con la Formación Cuautla de la Cuenca Guerrero-Morelos y con la Formación Tamasopo de la región Valles-San Luis Potosí. Tiene las tres posibilidades dentro del sistema petrolero: roca generadora, basándose en su contenido de materia orgánica, roca almacenadora debido a su porosidad y permeabilidad secundaria por fracturamiento y roca sello por sus horizontes arcillosos y por las calizas mudstone y wackstone.

### II.2.6.- Formación San Felipe

Fue definida por Jeffreys en 1910. Y presenta una amplia distribución, ya que, se le reporta al sur de la Península de Tamaulipas, en las Cuencas, de Burgos, de Veracruz y del Sureste, al este de la Sierra Madre Oriental y en la cuenca Mesozoica del Centro de México. También se encuentra en afloramientos o en el subsuelo de la Provincia de Tampico-Misantla, incluyendo Chicontepec, aunque con espesores muy variados a lo largo de la Cuenca.

La localidad tipo se encuentra al oeste del poblado de San Felipe en San Luis Potosí, en donde se caracteriza por una alternancia de calizas y lutitas en estratos delgados gris verdoso con capas de bentonita verde (Nava et al, 2001).

Su litología dominante es mudstone y wackestone bentoníticos, con escasos nódulos de pedernal; alterna con capas de lutitas color gris claro a gris verdoso, con material glauconítico. En la mayor parte de los sitios en la que se ha estudiado se compone de wackestone gris verdoso que intemperiza a café, en estratos de 10 a 40 centímetros de espesor, con intercalaciones de lutitas bentoníticas gris verdoso, así como capas laminares de bentonita de 5 a 10 cm de espesor (Nava et al, 2001).

Su espesor va de 50 hasta 330 metros, aunque en Poza Rica, Veracruz, se reportan espesores en subsuelo de 50 a 150 metros (Salas, 1949).

Sobreyace en forma concordante a la Formación Agua Nueva y discordantemente a la Formación Tamaulipas Superior; subyace concordantemente a la Formación Méndez. Algunas especies del amplio contenido faunístico son las siguientes: *Globotruncana lapparenti*, *Heterohelix globulosa*, *Inoceramus unduloplicatus*, *Ostrea plumosa*, *Globotruncana fornicata*, *Marginotruncana difformis*, lo que implica una edad Coniaciano-Santoniano. El ambiente de depósito de esta formación es el de cuenca, con gran influencia del material volcánico proveniente del arco magmático del occidente de México en plena actividad en el tiempo de depositación de esta formación. Se correlaciona con la parte media de la Formación Mexcala de la Cuenca Guerrero-Morelos, con la parte superior de la Formación Guzmantla de la Cuenca de Veracruz, con la Formación Caracol de la Cuenca

Mesozoica del Centro de México y con la Formación Tamasopo en la porción centro-occidental de la plataforma Valles-San Luis Potosí. Se le tiene considerada como roca almacenadora en sus brechas fracturadas de la parte basal así, como roca sello por algunos horizontes bentoníticos de baja porosidad (Nava et al, 2001).

### **II.2.7.- Formación Méndez**

Fue definida por Jeffreys en 1910 y descrita más ampliamente por DeGolyer en 1916. Su localidad tipo se encuentra al oriente de la estación Méndez en el km 629 del ferrocarril de San Luis Potosí a Tampico; su litología se caracteriza por margas grises con fracturamiento concoidal, en la cima las margas son de color rosado y se conocen como “Méndez rojo”, este miembro tiene intercalaciones de margas grises y areniscas. Aflora en la mayoría de los casos en el eje axial de los sinclinales del frente este de la Sierra Madre Oriental.

Se compone de una secuencia de lutitas y margas de color gris y gris verdoso, que llegan a alternar con capas de bentonita blanca; incluyen calizas arcillosas de color gris, lutitas en parte bentoníticas en capas delgadas. El espesor de la Formación Méndez varía desde 100 metros hasta 1000 metros aproximadamente. Es de edad Campaniano Superior-Maastrichtiano, siendo la última formación del Periodo Cretácico y la Era Mesozoica que erosionaron los paleocanales de la Cuenca de Chicontepec.

Sobreyace concordantemente a la Formación San Felipe, es discordante con las formaciones Tamaulipas Superior e Inferior; se presenta en contacto tectónico con rocas del Jurásico Superior al noroeste de las Truchas Veracruz, subyace concordantemente a la Formación Velasco Basal del Paleoceno (Nava et al, 2001).

Por su contenido faunístico, compuesto de *Globotruncana conica*, *Globotruncana bulloides*, *Heterohelix ct cieneuxiae*, *Globotruncana ventricosa*, *Planulina dayi*, *Clavulinoides trilaterata*, entre otros, y por su posición estratigráfica, se confirma que su edad corresponde al Campaniano-Maastrichtiano. El ambiente sedimentario de esta formación es el de mar abierto, de aguas tranquilas representadas por facies de relleno de cuenca con aporte de terrígenos y cenizas volcánicas. Se le considera roca almacenadora por su litología en horizontes brechoides y también roca sello por sus horizontes limosos y arcillosos (Nava et al, 2001).

## **II.3.- CENOZOICO, PALEÓGENO**

### **II.3.1.- Formación Velasco**

Fue definida por Cushman y Trager en 1924. Tiene su localidad tipo en la estación Velasco del ferrocarril Tampico-San Luis Potosí. Se encuentra expuesta en el lado este y sureste del Sinclinal de Magiscatzin en Tamaulipas, se reporta también al sur en la Cuenca de Chicontepec. Se compone de lutitas de color gris, verde, algunas capas son calcáreas y otras se componen de bentonita verde, con interestratificaciones

de areniscas calcáreas en capas delgadas. Al sur de la Cuenca de Chicontepec, la Formación Velasco consiste de margas de color gris, gris-verde, con capas muy delgadas de bentonita, cenizas y arenas. Presentan en ocasiones horizontes de anhidritas, huellas de oleaje y anélidos; al este de la Faja de Oro la Formación Velasco está representada por lutitas de color verde, el espesor promedio es de 140 metros (Nava et al, 2001).

Sobreyace en discordancia planiangular a la Formación Méndez, separando a esta por una zona de brecha a causa del material arrojado por impacto del meteorito Chiuxulub. El contacto superior es concordante con la Formación Chicontepec.

Al oeste de Ebano-Pánuco, en las Haciendas de Tullillo, se zonificó a la Formación Velasco en dos miembros distintivos por su contenido faunístico: Velasco Basal y Velasco Superior (Nava et al, 2001).

#### II.3.1.1.- Velasco Basal

Esta biozona se caracteriza por el predominio de ejemplares de la familia Globigerinidae, con un porcentaje muy elevado de *Globigerina cretacea* d'Orbigny. Otros ejemplares fósiles reportados son: *Globorotalia velascoensis*, *Globorotalia compresa*, por lo que su edad corresponde con el Paleoceno Inferior. La fauna en su mayoría es pelágica, aunque con algunos ejemplares bentónicos que indican un mar de aguas más profundas que el de la Velasco Superior, en un ambiente marino que corresponde con mar abierto. El espesor máximo de esta biozona es de 90 metros. Otro conjunto faunístico está representado por un "limo de *Globigerina*", constituido en su mayor parte por *Globigerina cretacea* d'Orbigny.

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

#### II.3.1.2.- Velasco Superior

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

### II.3.2.- Grupo Chicontepec

Este grupo estratigráfico se encuentra desde el sureste de San Luis Potosí hasta Teziutlán Puebla, paralelamente a la margen oriente de la Sierra Madre Oriental, así como en el subsuelo de la Cuenca de Veracruz (Nava et al, 2001).

Fue estudiada por primera vez, según Contreras (1979), por Cummins a inicios del siglo XX, en las cercanías del poblado de Chicontepec, Ver., sin embargo, sus estudios nunca fueron publicados. Dumble et al, en 1917, fue el que le dio el nombre de Formación Chicontepec a dicha unidad estratigráfica, refiriéndose a la secuencia que posteriormente sería denominada "Grupo Chicontepec". Adkins dividió a esta litología en tres zonas: Tantalas, Lutita Chalma y Arenisca Chicontepec, pero no se tomó en cuenta esta división por tener poco valor estratigráfico (Contreras, 1979). Nuttall (1930), fue el primero en dividir al Grupo Chicontepec en tres miembros: Chicontepec Inferior, Medio y Superior, división que hasta ahora prevalece por la buena diferenciación que se puede hacer con sísmica y con micropaleontología, no obstante autores como Alemán (1980), lo divide en tan solo: Chicontepec Superior y Basal.

La localidad tipo se encuentra a 2.5 kilómetros al este de Chicontepec, Veracruz, donde se compone de una alternancia de areniscas arcillosas con limolitas y lutitas, gris verdosas con estratificación rítmica e intercalaciones delgadas de margas arenosas de color gris oscuro (Nava et al, 2001).

Las tres biozonas de la Formación Chicontepec: Inferior o Basal, Medio y Superior o Canal, actualmente son consideradas como formaciones por sí solas ya que reúnen las características estratigráficas que permiten su separación, ya que son cartografiables y se pueden separar en el subsuelo por sus contactos discordantes usando secciones sísmicas. Las dos primeras corresponden con una edad Selandiano-Thonetiano dentro del Paleoceno Superior, mientras que la Chicontepec Superior o Canal se ubica en una edad Ypresiano correspondiente al Eoceno Inferior.

El Grupo Chicontepec sobreyace concordantemente con la Formación Méndez y subyacen a las secuencias arcillosas de las formaciones Guayabal y/o Aragón (Nava et al, 2001), pero para autores como Mayol (2005) y Pérez (1990), la Formación Aragón es tan solo equivalente en tiempo a la Formación Chicontepec Superior y aflora en el sur de la Cuenca.

Los sedimentos que rellenan la Cuenca de Chicontepec se caracterizan por ser de origen turbidítico, depositadas primero por corrientes submarinas que erosionaron el sustrato para dar forma a la Cuenca y después ellos mismos se depositaron en las depresiones formadas por la erosión (Alemán, 1980). Mineralógicamente la mayor parte de las areniscas están constituidas por: 45% de cuarzo, 4% de feldespatos, 30% de fragmentos líticos (Calcáreos, areniscas retrabajadas y volcánicos), 15% de matriz arcillosa, 5% de bioclastos y 1 % de micas; que de acuerdo con Folk la roca se clasifica como una litarenita (Alemán, 1980). La textura general es de arenisca lítica, pobremente clasificada que varía de grano fino a medio y en menor medida a grueso. La matriz está constituida principalmente de minerales arcillosos como la clorita e illita (Figura II.2 y II.3). Así mismo, el cementante se presenta en plano secundario y está constituido por carbonato de calcio y sílice.



Figura II.2. Fotografía mostrando la matriz arcillosa (plaquetas de clorita) de las rocas de la Cuenca de Chicontepec (Tomada de Pemex, 2005).

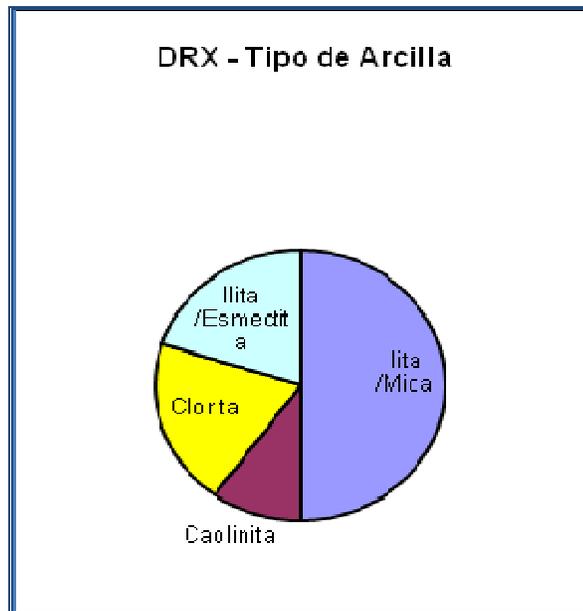


Figura II.3. Porcentajes de arcilla de una muestra de roca del Campo Agua Fría, Cuenca de Chicontepec (Tomada de Pemex, 2008).

La distribución de los sedimentos está marcada por las dimensiones de lo que fue la cuenca y los canales asociados, fuera de la cuenca encontramos sedimentos de areniscas y lutitas correspondientes a la Formación Velasco (Alemán, 1980).

La profundidad de los depósitos tuvo variaciones de norte a sur, de 800 hasta 2 400 metros bajo el nivel del mar y el espesor de las formaciones va desde 0 metros en los bordes de la cuenca hasta más de 1000 metros en la parte central (Alemán, 1980),

sin embargo, Contreras (1979), reporta un espesor máximo para todo el Grupo en el depocentro de 3 300 metros.

Presenta variaciones de continuidad lateral importantes, ya que en ocasiones de un pozo a otro se habla de una secuencia totalmente diferente lo que nos habla de acuíferos que pueden deberse a que durante los depósitos los sedimentos arrastrados del continente no lograban cubrir toda la cuenca (Pérez, 1990).

La secuencia terrígena del Grupo Chicontepec es correlacionable con las Formaciones Midway y Wilcox en la Cuenca de Burgos de época Paleoceno Superior-Eoceno Inferior (Salas, 1949; Alemán, 1980).

#### II.3.2.1.- Formación Chicontepec Inferior

Consiste principalmente de lutitas suaves, grises, ligeramente arenosas con tonos verdosos y pardos, con contenidos moderados de bentonita blanca y verde, intercaladas con areniscas arcillosas grises de grano fino. Presenta impregnaciones de aceite residual (Pérez, 1990; Alemán, 1980). Aflora en la parte norte de la Cuenca, desde Huejutla hasta el norte del Arroyo Tanlajas, y a lo largo de la carretera México-Poza Rica en los Kilómetros 229, 256 y 261 (Contreras, 1979), con muy buenos afloramientos en las proximidades de la Ceiba, Puebla.

Se han medido en el centro de la Cuenca de Chicontepec espesores para esta Formación de hasta de 1500 metros. Tiene un amplio contenido faunístico dentro de las que destacan las siguientes especies: *Anomalina velascoensis*, *Morozovella*, *Globorotalia wilcoxensis*, *Nuttalides florealis* y *Spiroplectammina grzybowskii*, entre otras, por lo que se le asigna una edad Paleoceno Superior. El contacto Superior es discordante con las formaciones Chicontepec Medio, con la Chicontepec Superior y con las formaciones del Eoceno; su contacto inferior es por discordancia angular con las formaciones San Pedro y Cahuasas en el pozo Vega de la Torre y también se presenta en discordancia con todas las unidades del Jurásico Tardío y del Cretácico; es concordante al sur de Poza Rica, Veracruz, con la Formación Velasco (Nava et al, 2001).

El depósito de esta formación se asocia al continuo levantamiento del occidente y un acelerado hundimiento o basculamiento al oriente. Este episodio es relacionado con la Orogenia Laramide, que da por resultado la Sierra Madre Oriental que al erosionarse aportan un gran volumen de sedimentos al Paleocanal en condiciones próximas a los litorales o marginales de profundidad somera y depósitos que ocurrieron de manera irregular. Se le considera roca almacenadora por sus horizontes lenticulares arenosos (Nava et al, 2001), esto se corrobora, ya que al NW del campo Soledad se presenta como roca almacenadora productora (Pérez, 1990), (Figura II.4).

#### II.3.2.2.- Formación Chicontepec Medio

Se compone de una secuencia de lutitas gris verdoso, gris y café con contenidos de bentonita, en varias localidades presenta impregnaciones de aceite (Pérez, 1990). En algunas localidades se caracteriza por la presencia de guijarros de caliza formando areniscas conglomeráticas, alternadas con areniscas oscuras de grano fino a medio, compactas y con restos de plantas; el sur de la Cuenca de Chicontepec se compone de

lutitas compactas, masivas, color gris, sin estratificación visible y con láminas de areniscas calcáreas (Nava et al, 2001).

Se caracteriza por contener las siguientes especies fósiles: *Chiloqumbelina critina*, *Morozovella Chilestomella sp*, *Bulimina trihedra*, *Globigerina velascoensis* y *Gümbelina globulosa*; por lo que se le asigna una edad Paleoceno Superior. Su contacto superior es concordante con las formaciones Chicontepec Superior y Aragón, en tanto que el contacto inferior es concordante con la Formación Chicontepec Inferior. Se considera un ambiente de depósito similar al de la Formación Chicontepec Inferior con diferencia en la magnitud de los periodos de aporte, esto se interpreta por la variación en la alternancia de los sedimentos arcillosos. Se le considera roca almacenadora por sus horizontes arenosos los que presentan alta porosidad y permeabilidad (Nava et al, 2001), (Figura II.4).

#### II.3.2.3.- Formación Chicontepec Superior

Consiste de areniscas calcáreas o ligeramente calcáreas de color gris claro a gris oscuro, de grano fino a medio con ligera impregnación de aceite residual en varias localidades. Contiene escasos estratos de lutitas suaves levemente arenosas, de color pardo oscuro, gris verdoso y verde oscuro, también con impregnaciones de aceite residual (Alemán, 1980).

Presenta estructuras primarias como: laminación cruzada, canales de corte y relleno, rizaduras de corrientes, huellas de carga y restos de carbón diseminado. El espesor promedio es de 400 metros, su contacto superior es concordante con la Formación Aragón por medio de cambio de facies; es también concordante con la Formación Guayabal. El contacto inferior es concordante con la biozona de la Formación Chicontepec Medio y se presenta en discordancia con la Formación Chicontepec Inferior (Nava et al, 2001).

Se infiere que estos sedimentos se depositaron en una plataforma clástica con influencia de flujos turbidícos distales, en el marco del relleno de la Cuenca de Chicontepec; en un ambiente poco profundo, en donde proliferaban organismos bentónicos. Se han identificado fósiles del Eoceno inferior tales como: *Globigerina pseudobulloides*, *Trochammina diagonis*, *Globorotalia rex*, entre otros. Se correlaciona con la Formación Aragón. Es roca sello por sus horizontes arcillosos, y en sus horizontes arenosos se tienen las menores posibilidades de contener hidrocarburos (Nava et al, 2001; Pérez, 1990), (Figura II.4).

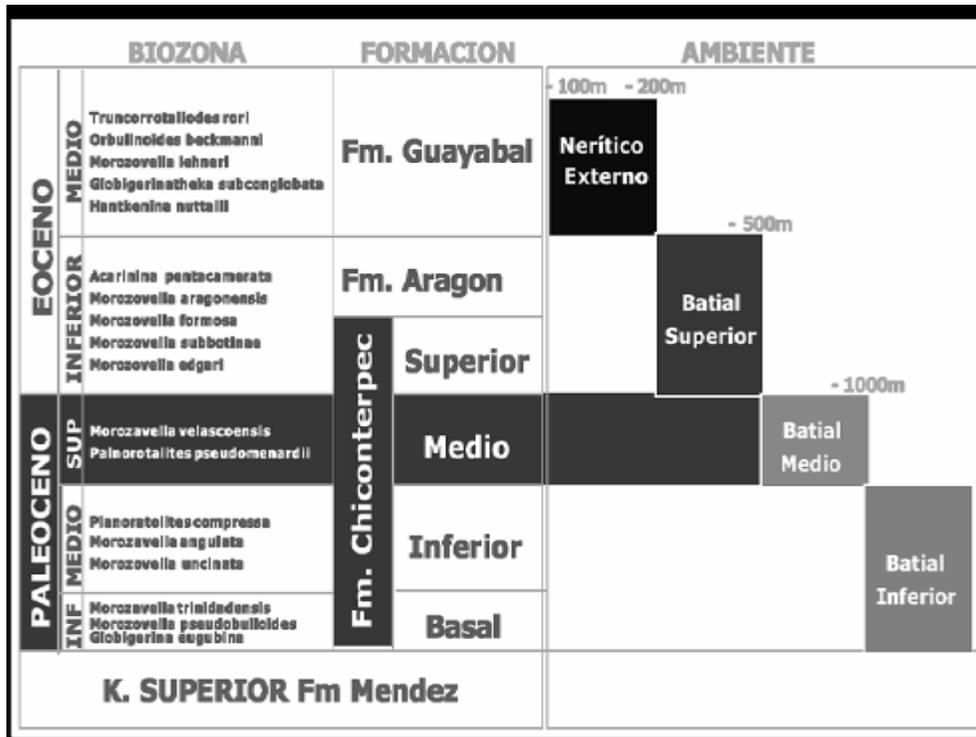


Figura II.4.- Descripción de biozona y ambiente de depósito del Grupo Chicontepec (Tomada de Pemex, 2005).

### II.3.3.- Formación Aragón

Fue definida por Nuttall en 1930 y consiste de lutitas de color gris claro, gris oscuro y verdoso; se distingue por presentar estratificación bien marcada por laminación causada por intercalaciones de bentonita. Solamente en la parte inferior de la formación se encuentran algunos horizontes de areniscas y a veces algunos nódulos calcáreos pequeños. Su espesor va desde los 80 hasta los 325 metros, aunque en ocasiones no se ha definido perfectamente debido a que tiene una litología similar a la de la Formación Chicontepec Superior (Nava et al, 2001).

El contacto superior es concordante con la Formación Guayabal, mientras que el contacto inferior se da por cambio de facies con la Formación Chicontepec Superior, que se determina casi siempre por su contenido microfaunístico. Su edad es Ypresiano ubicado en el Eoceno Inferior que se determinó basándose en algunas especies como: *Globorotalia aragonensis*, *Globigerina orbiformis*, *Globigerina soldadoensis*, *Textularia agglutinans* y *Vulvulina pectinata var. mexicana*. Los sedimentos de la Formación Aragón se depositaron en un ambiente de aguas poco profundas en una plataforma clástica que recibía aportes de elementos exhumados inestables procedentes del occidente, principalmente de la Sierra Madre Oriental. Se considera almacenadora por sus horizontes arenosos y roca sello por sus horizontes arcillosos (Nava et al, 2001).

### II.3.4.- Formación Guayabal

Definida por Adkins en 1925 y descrita más ampliamente por Cole en 1927. Su localidad tipo se encuentra en Guayabal, Municipio de Tanatoco, Ver., más o menos a 12 kilómetros al oeste de Potrero del Llano, en el camino a Tlacolula, Veracruz (Hernández, 2005). Consiste de lutitas de color gris azul; con intercalaciones de areniscas de grano fino, a veces calcáreas; localmente contiene nódulos de siderita (característicos de esta formación). Al sureste de Poza Rica, Veracruz, se distingue por presentar cuerpos de conglomerados lenticulares con fragmentos de calizas del Cretácico. Incluyen una secuencia de margas color verde olivo, con estructura nodular, con intercalaciones de lutitas plásticas de color verde a café ligeramente arenosas de aspecto masivo. La estratificación, por lo general, no es muy clara y ocasionalmente tiene una estructura laminar, particularmente cuando tiene intercalaciones de areniscas. Su espesor varía de 60 a 1200 metros, incrementándose de norte a sur (Nava et al, 2001).

En la Cuenca de Chicontepec, sobreyace a la Formación Aragón concordantemente y subyace, concordantemente a las Formaciones Tantoyuca y Chapopote, también subyace en discordancia angular con la Formación Palma Real (Nava et al, 2001).

Su edad es Eoceno Medio (Lutetiano), la cual se determinó por la presencia de especies planctónicas y bentónicas como: *Globigerina topilensis*, *Globorotalia albeari*, *Amphistegina mexicana*, *Nodosaria mexicana* y *Eponides guayabalensis*, así como algunos moluscos como: *Ostrea sellaeformis*, *Trunconotaloides rohri*, *Protocardia gambrina*, *Venericardia serricosta*; además de abundantes briozoarios y corales (Nava et al, 2001).

Se correlaciona con la Formación Mount Sellman y sus variaciones laterales de la Cuenca de Burgos, así como la Formación Cook Mountain del Eoceno medio de la misma cuenca (Hernández, 2005).

Sus condiciones de depósito fueron en mares tranquilos, relativamente someros de plataforma clástica, aunque menos tranquilos que para las formaciones que la subyacen; sus cambios de espesor muestran que una gran parte del depósito ocurrió en un cañón submarino inclinado al sur, recibiendo sedimentos del oeste. Se le considera roca sello por su baja permeabilidad y porosidad (Nava et al, 2001).

### II.3.5.- Formación Tantoyuca

La Formación Tantoyuca fue mencionada por primera vez en un Reporte Geológico inédito de la Compañía "El Águila" por Ickes (1913), siendo Wiebe en 1924 quien publicó por primera vez las características geológicas de esta formación. Su localidad tipo se encuentra a 1 Kilómetro al Este de la población de Tantoyuca, Veracruz, a 150 metros al NE del cruce del camino de Tantoyuca a Chopopo (Hernández, 2005).

Está constituida por una secuencia arenoso-conglomerática, areniscas y conglomerados arenosos de grano grueso que varía a fino, con cementante calcáreo y

algunas intercalaciones de lutita arenosa de color gris a gris oscuro; presenta también algunos conglomerados y brechas con fragmentos de calizas cretácicas de diferentes colores, así como fragmentos de pedernal negro y areniscas, probablemente provenientes de la erosión del Grupo Chicontepec, del Eoceno Inferior (Hernández, 2005).

En otras localidades consiste de areniscas de cuarzo de grano fino a grueso y conglomeráticas, con cementante calcáreo y sin estratificación definida, con algunas intercalaciones de lutitas bentoníticas y margas arenosas; además presenta esporádicos horizontes de conglomerados y brechas, formados de cantos redondeados de calizas del Cretácico, areniscas de la Formación Chicontepec, fragmentos de pedernal, rocas metamórficas y volcánicas; su espesor llega a alcanzar los 1000 metros (Nava et al, 2001).

Es considerada junto con la Formación Chapopote correspondientes en edad Eoceno Medio-Superior (Lutetiano Sup.-Bartoniano-Priaboniano), edad que se confirma con el contenido faunístico que consta de abundantes foraminíferos encontrados en las fracciones finas y que corresponden a los géneros *Operculina* y *Lepidocyclina* (Nava et al, 2001).

Las condiciones de depósito para la Formación Tantoyuca evidentemente fueron un depósito cerca de la costa, pues está formada principalmente por material detrítico (facies deltaicas) derivado por erosión, de regiones adyacentes al oeste.

### II.3.6.- Formación Chapopote

Fue definida por Cole en 1927. Su localidad tipo se encuentra en la margen norte del Río Tuxpán cerca de la población de Chapopote, Veracruz; en el cruce de la carretera de Álamo a Potrero del Llano, Veracruz, se compone de margas de color claro y gris verdoso que intemperizan en color crema (Nava et al, 2001).

Se caracteriza por presentar estratificación irregular y contiene intercalaciones en la cima de capas delgadas de bentonita de color amarillo verdoso, hacia la parte donde se presenta el cambio de facies con la Formación Tantoyuca; en otras localidades contiene intercalaciones de arenisca de cuarzo de grano fino, con cementante calcáreo. En la base se compone de lutitas calcáreas verdes que intemperizan a amarillo, plásticas y arenosas; contiene también algunas capas delgadas de areniscas de grano fino con horizontes de lutitas, en algunas localidades presenta areniscas conglomeráticas con intercalaciones de lutitas grises y algunas capas de bentonita. El espesor varía de 80 hasta 800 metros. En general el contacto inferior es concordante con la Formación Guayabal, así mismo, el contacto superior también es concordante con las formaciones Horcones y Palma Real Inferior (Nava et al, 2001).

Los foraminíferos son muy abundantes en las dos facies (Tantoyuca y Chapopote), pudiéndose citar para la Formación Chapopote el conjunto faunístico siguiente: *Anomalina dorri*, *Bulimina semicostata*, *Globorotalia cerroazulensis*, *Hantkenina alabamensis*, *Textularia eocaena*, lo que define su edad Eoceno Superior.

El ambiente de depósito corresponde con el de una plataforma clástica en un mar tranquilo con aporte de terrígenos finos, es un ambiente marino somero de aguas tranquilas cerca de la línea de costa. Se correlaciona con la Formación Tantoyuca del

área de Poza Rica, Veracruz. Se le considera excelente roca sello por su baja porosidad y permeabilidad (Nava et al, 2001).

### **II.3.7.- Formación Alazán**

Fue definida por Dumble en 1912, su localidad tipo se encuentra en el Río Buenavista, en el cruce del antiguo camino entre la Hacienda de Alazán y la de Mozula. Se encuentra distribuida a lo largo de una franja de 280 kilómetros desde el Río Cazones hasta las cercanías de Aldama, Tamaulipas (Nava et al, 2001).

Esta formación consiste en una serie de margas y lutitas de color gris a azul oscuro, que intemperizan a color gris rojizo con intercalaciones de capas delgadas de areniscas. En algunos pozos se reportan lutitas grises que cambian a areniscas de color gris con intercalaciones arcillosas; su espesor es variable, desde 60 hasta 930 metros (Nava et al, 2001).

Sobreyace en forma concordante y transicional a la Formación Horcones o Palma Real Inferior, subyace de forma discordante a la Formación Coatzintla, aunque para Mayol (2005), la Formación Alazán sobreyace a las Formaciones Tantoyuca y/o Chapopote, y subyace a las Formaciones Horcones y/o Palma Real Superior, siendo equivalente a la Formación Palma Real Inferior.

Su fauna son las especies *Ammospirata mexicana*, *Anomalina alazanensis*, *Bolivina tectoniformis*, *Globorotalia opima*, que le asignan su edad perteneciente al Oligoceno Inferior (Rupeliano). Por su litología y por su contenido faunístico se interpreta que esta formación se depositó en una plataforma clástica. Es probable que los sedimentos de la Formación Palma Real Inferior equivalente en edad, pertenezcan a mares que se hayan extendido desde el flanco norte del Macizo de Teziutlán hasta el flanco este de la Sierra de Tamaulipas, extendiéndose al oriente hasta el actual Golfo de México (Nava et al, 2001).

### **II.3.8.- Palma Real Inferior**

Fue descrita inicialmente por Nuttall en 1928 y definida por Villatoro en 1932. Su localidad tipo se encuentra en el cruce del camino entre Potrero del Llano y Temapache, Veracruz, en la Hacienda de Palma Real. Aquí se compone de una secuencia clástica de características variables, en función de su proximidad a la línea de costa; el espesor promedio es de 250 metros. Está constituida por lutitas calcáreas de color amarillo café, muy intemperizadas y quebradizas, laminares y nodulares con intercalaciones de areniscas en capas delgadas de grano fino (Nava et al, 2001).

Consiste en otros sitios de lutitas arenosas, areniscas de cuarzo, conglomerados y gravas de cantos rodados de calizas y pedernal, con abundantes foraminíferos, incluso presentan desarrollos lenticulares de calizas coralinas; las areniscas presentan huellas de oleaje (Nava et al, 2001). Sobreyace a las Formaciones Tantoyuca y Chapopote y subyace a la Formación Palma Real Superior. El contenido fosilífero de especies como: *Ggyroidina broekhuana*, *Cibicides aknerianus*, *Anomalina grosserugosa*, *Operculina operculinoides*, *Vaginulina elegans*, permiten definir su edad

en el Oligoceno Inferior (Rupeliano). Se considera por su posición estratigráfica, su litología y el contenido faunístico que su depósito ocurrió en un ambiente de plataforma clástica. Es de notarse que la variación tan notable en la litología se explica por la transgresión que tuvo lugar durante el principio del Oligoceno, incluso otros autores mencionan que esta formación descansa en discordancia angular sobre las Formaciones Chapopote-Tantoyuca, Guayabal y Chicontepec, debido que al depositarse, la superficie de sedimentación, tenía una inclinación al este. Se correlaciona con las formaciones La Laja, de la Plataforma de Córdoba y de la Cuenca de Veracruz. Se considera como una roca sello por su baja porosidad y permeabilidad (Nava et al, 2001).

### **II.3.9.- Formación Horcones**

Fue definida por Grimdale en 1933. Su localidad tipo se encuentra al sureste y noreste de Colipa, Veracruz, también se reporta en el pozo Plan de las Hayas 1, en donde consisten de lutitas y areniscas conglomeráticas, gris claro con intercalaciones aisladas de bentonita gris. Aflora al noreste, oeste y sureste de Poza Rica Veracruz y en el subsuelo se reporta al este y al oeste de la Faja de Oro, así como en la Cuenca de Veracruz (Nava et al, 2001).

La unidad se compone de lutitas gris claro y gris oscuro, calcáreas, que intemperizan a café, con intercalaciones de areniscas de cuarzo finas y algunos estratos de conglomerados calcáreos, en capas de 10 a 15 centímetros de espesor, con algunas intercalaciones de ceniza volcánica. También se reportan capas gruesas de hasta un metro de conglomerados heterogéneos con fragmentos redondeados de calizas y dolomitas, con pedernal negro y en menor proporción fragmentos de rocas ígneas y areniscas calcáreas.

Su espesor es muy variable, generalmente va de 60 a 450 metros. Sobreyace a las Formaciones Alazan y/o Palma Real Inferior y subyace a las formaciones Palma Real Superior; también presenta cambio de facies con las formaciones Mesón y Escolin.

Su edad Oligoceno Superior (Chatiano), se determina por su contenido faunístico de especies como: *Lepidocyclina fauosa*, *Globigerina ampliapertura*, *Planulina cocoaensis*, *Rotaliatina mexicana*, *Textularia eocono* (Nava et al, 2001).

Se depositó en aguas someras cercanas a la costa, con aporte de material detrítico resultado de la erosión de rocas más antiguas. Se correlaciona con las formaciones La Laja en la Plataforma de Córdoba, de la Cuenca de Veracruz y con la Formación Palma Real Superior en el área de Tecuantepec. Se le considera roca almacenadora por sus propiedades petrofísicas de alta porosidad y permeabilidad en sus horizontes conglomeráticos, sin embargo casi siempre están aflorando (Nava et al, 2001).

### **II.3.10.- Palma Real Superior**

Fue descrita inicialmente por Nuttall en 1928 y definida por Villatoro en 1932, consiste de lutitas grises, arenosas, bentoníticas, con intercalaciones de areniscas de

cuarzo de grano fino, con cuerpos lenticulares de calizas coralinas con abundantes orbitóides; contiene un horizonte de areniscas de cuarzo, de grano fino a medio; también se reporta que contiene conglomerados al noroeste de Poza Rica (Nava et al, 2001).

Se han perforado espesores de hasta 280 metros en el campo Poza Rica. Como el depósito de estos sedimentos se efectuó al final de la transgresión de la Palma Real Inferior, su litología es muy semejante, siendo muy difícil su separación; la cual se hace únicamente por microfósiles, aunque se considera este contacto concordante (Nava et al, 2001).

Abundan los foraminíferos bentónicos *Lepidocyclina tuberculata*, *Lepidocyclina parvula*, *Lepidocyclina esterodisca* y *Schenckia cyclostomata*, que permiten situarla en el Oligoceno Superior. Al final del depósito de la Formación Palma Real debió efectuarse una regresión, pues, en general, aparece en su cima un intervalo de clásticos de tamaño medio, llamado conglomerado Mecatepec. Los sedimentos de esta formación presentan serias dificultades para su estudio, debido a los cambios laterales de facies encontrados en varias localidades (Nava et al, 2001).

### III.- GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

Las características estructurales de las rocas de la Cuenca de Chicontepec están asociadas en forma directa con el medio ambiente de depósito, que mayoritariamente corresponden con abanicos submarinos superpuestos en los que se pueden diferenciar las facies proximales, medias y distales. Estas secuencias presentan un nivel bajo de deformación caracterizándose por pliegues anticlinales y sinclinales suaves mejor desarrollados en las rocas del Paleoceno.

Las estructuras más profundas y deformadas se encuentran en la porción occidental de la Cuenca de Chicontepec, en las facies de abanico superior o cercano a la fuente de aporte, y a la última fase de desarrollo de la Sierra Madre Oriental formada por la Orogenia Laramide que tuvo actividad hasta el inicio del Paleoceno. Las estructuras resultantes están parcialmente subordinadas al carácter estratigráfico, a los cambios de facies, a los acuñamientos e interestratificaciones, rasgos mucho más comunes que las fallas (Mayol, 2005), (Figura III.1).

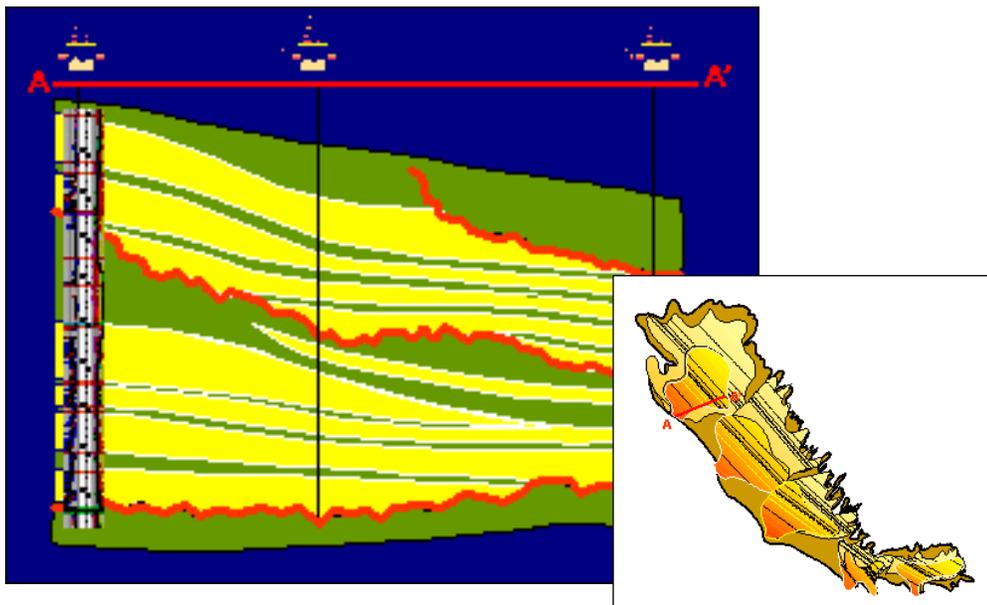


Figura III.1.- Sección tipo de una parte de la cuenca de Chicontepec, a grandes rasgos no se aprecian elementos estructurales mayores (Tomada de PEP, 2002).

Las rocas más antiguas y deformadas se encuentran en las estribaciones de la Sierra Madre Oriental, que cambian a secuencias más jóvenes y menos deformadas hacia la línea de costa actual (Figura III.2); la inclinación de la mayoría de los estratos es con dirección al oriente. La secuencia terrígena en su porción superior, más joven,

no ha sufrido fuertes deformaciones, sólo fallamiento normal y plegamientos muy suaves.

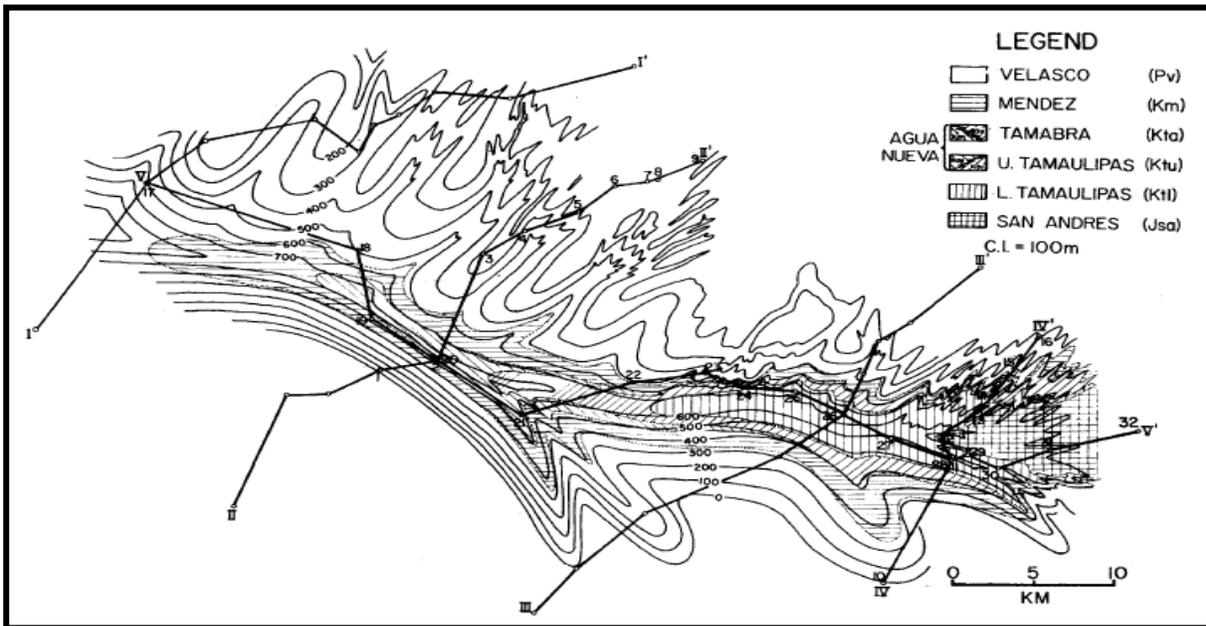


Figura III.2.- Configuración de las formaciones presentes en la Cuenca de Chicontepec, nótese que las formaciones más antiguas las encontramos hacia el oriente (SMO), y las más jóvenes hacia la línea de costa (Tomada de Bush et al 1978).

Nava et al (2001), reconoce dos estilos de deformación característicos para la Cuenca de Chicontepec, el primero corresponde al frente de la Sierra Madre Oriental (frente cordillerano) y que afecta las rocas del Paleoceno y más antiguas; se caracterizan por pliegues asimétricos, recostados y fallas inversas; el segundo estilo de deformación, corresponde al extremo Oriente de la Cuenca de Chicontepec y se caracteriza por anticlinales suaves más o menos simétricos con abundantes estructuras sedimentarias que atestiguan la migración de la línea de costa hacia el Oriente, posterior al Mioceno. Al parecer estas secuencias conservan su posición original de depósito, o presentan ligera inclinación y fallamientos locales debido al fenómeno de compactación diferencial.

Alemán (1980), describe la existencia de una estructura regional en la Cuenca de Chicontepec, que corresponde a un homoclinal que buza hacia el Este- Sureste, con pequeños altos y bajos de segundo orden con orientación general NW-SE; se presenta en forma de pequeños anticlinales de doble buzamiento con tendencia a profundizarse de NW a SE.

Por su parte, Arellano et al. (2005), describe que la Cuenca de Chicontepec, es una cuenca sintectónica en donde el rasgo distintivo que separa el Mesozoico del Cenozoico es una discordancia progresiva que esta controlada al oriente por las rocas carbonatadas muy competentes de la Plataforma de Tuxpan y hacia el poniente por el frente oriental de la Sierra Madre Oriental (Figura III-3).

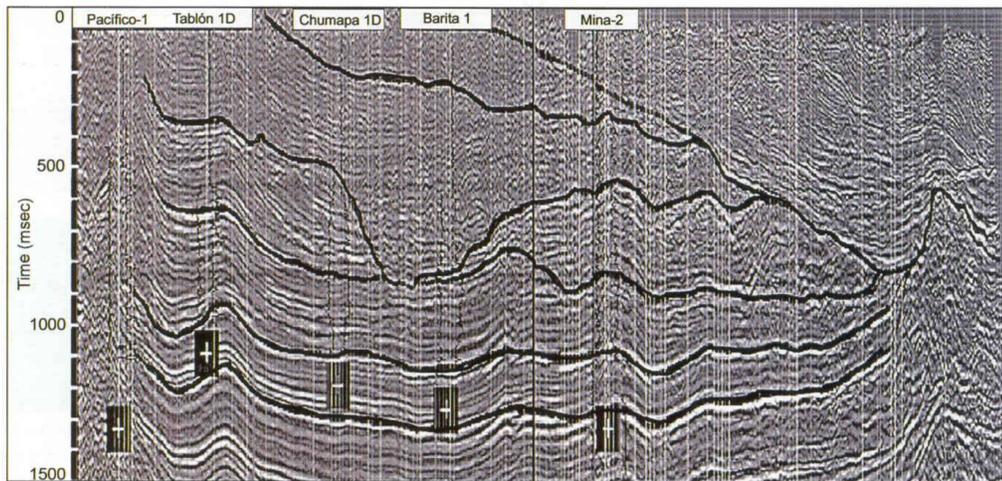


Figura III.3.- Sección Sísmica con dirección E-W de la parte sur de la Cuenca de Chicontepec (Tomada de Pemex, 2002, en Arellano et al, 2005).

En el flanco SW de la Cuenca se localiza la falla Brinco-Escobal (Alemán, 1980), con una orientación NW-SE y con echado al NE, tiene una longitud de 80 km aproximadamente, la cual ha sido determinada por geología superficial y de subsuelo como una falla inversa de ángulo alto en el frente de la Sierra Madre Oriental (Figura III.4).

En base a las distintas velocidades sísmicas que se identifican en las secciones sísmicas, se interpreta la existencia de una falla en el basamento que presenta la misma localización y que representa un desprendimiento (Pemex, 2002). Sin embargo Alemán (1980), argumenta que no existen evidencias de fallas inversas en basamento dentro de esta zona, debido a que la región corresponde a bloques establecidos por fallas gravitacionales que en ocasiones forman grabens. Este autor concluye que la falla Brinco-Escobal es de tipo normal, a pesar de su proyección inversa desde el Jurásico hasta el Cretácico, existiendo confusión en su interpretación debido a la casi verticalidad de la traza del plano de falla. Se postula que dicha falla tiene una génesis normal que pasa a la proyección de una falla inversa debido al basculamiento que sufre toda el área, hacia el golfo de México, y a los plegamientos que dan origen a la Sierra Madre Oriental; sin embargo, de acuerdo a sus características geométricas y a sus relaciones estratigráficas se puede interpretar que corresponde con una falla lateral en la que existió contracción, lo que originó la componente inversa que se distingue en la sección de la figura III.4. Lo anterior denomina a la falla Brinco – Escobal como una falla transpresiva.

Además, Vásquez et al (1999), considera que en el área ocurrió una reactivación de las fallas que dieron origen al Golfo de México, durante el Cenozoico, de tal manera que está falla puede ser resultado de una nueva fase de deformación.

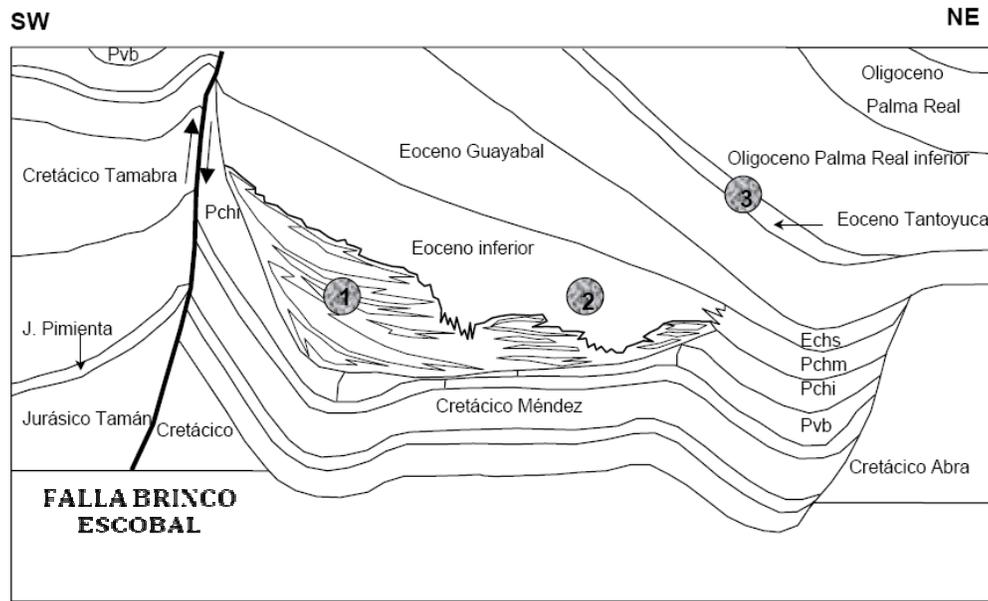


Figura III.4. Sección Estructural de la Cuenca de Chicontepec (Modificada de Mayol, 2005)

Las fallas encontradas en la Cuenca de Chicontepec y los sistemas de fracturamiento asociados, son elementos estructurales que corresponden a excelentes rutas de migración, de tal forma que estas estructuras son importantes dentro del sistema petrolero ya que permitieron una mayor movilidad de los hidrocarburos generados en las secuencias inferiores.

## **IV.- EVOLUCIÓN GEOLÓGICA**

### **IV.1.- INTRODUCCIÓN**

Las características litológicas y estructurales de las rocas que afloran en el este de México, indican que hubo diferentes eventos tectónicos, que asociados al relleno de cuencas oceánicas y al vulcanismo dieron el carácter estratigráfico - estructural a esta parte del país, además de ser una de las zonas donde se puede apreciar mejor el complejo desarrollo geológico del territorio nacional; por ejemplo, en la Sierra Madre Oriental afloran las rocas más antiguas de México (Precámbrico) y junto con éstas, una serie completa de unidades estratigráficas que abarca el Paleozoico Superior (Pérmico), todo el Mesozoico y el Cenozoico, unidades que por los agentes exógenos rellenaron las cuencas Paleógenas del oriente de México, incluyendo a la Cuenca de Chicontepec.

Es por esta razón que la evolución geológica de la Cuenca de Chicontepec se describirá relacionada con todos los eventos geológicos que afectaron la región.

### **IV.2.- ASPECTOS TECTONOESTRATIGRÁFICOS**

En cuanto a la ubicación tectonoestratigráficas de la Cuenca de Chicontepec, en 1983 Campa y Coney describen que la zona de estudio se encuentra en un Terreno Tectonoestratigráfico desconocido, limitado al Sur por el Terreno Maya (M) y Terreno Eje Volcánico Transversal (TMV), al Este por el Terreno Sierra Madre (SM) y al Norte por el Terreno Coahuila (COA) (Figura IV.1).

Sin embargo, Centeno et al (2007), define al área de estudio dentro de los Terrenos Maya y Sierra Madre. Así mismo, al Terreno Sierra Madre lo considera como parte del paleocontinente Oaxaquia (Figura IV.2).

A su vez, la Cuenca de Chicontepec se encuentra dentro de la Margen Pasiva del Golfo de México (Figura IV.3), esta margen es de tipo volcánica, asociada fundamentalmente al magmatismo ocasionado por la apertura del rift del Océano Atlántico; se caracteriza por su gran espesor de sedimentos acumulados, y su fallamiento por gravedad de tipo lístrico, además de estar asociadas a múltiples cambios eustáticos del mar.

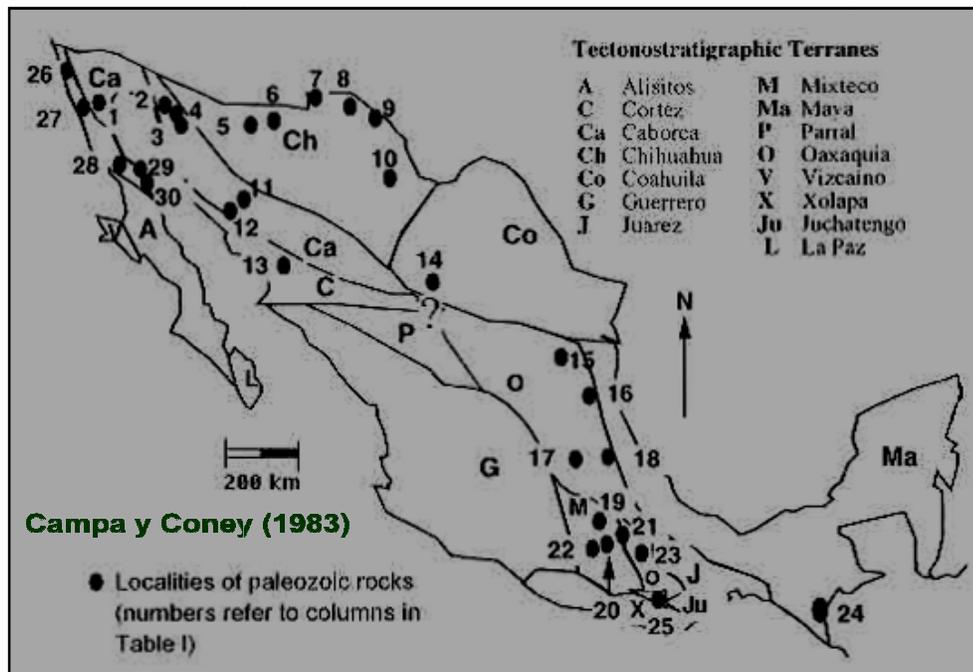


Figura IV.1. Terrenos Tectonoestratigráficos según Campa y Coney, 1983.

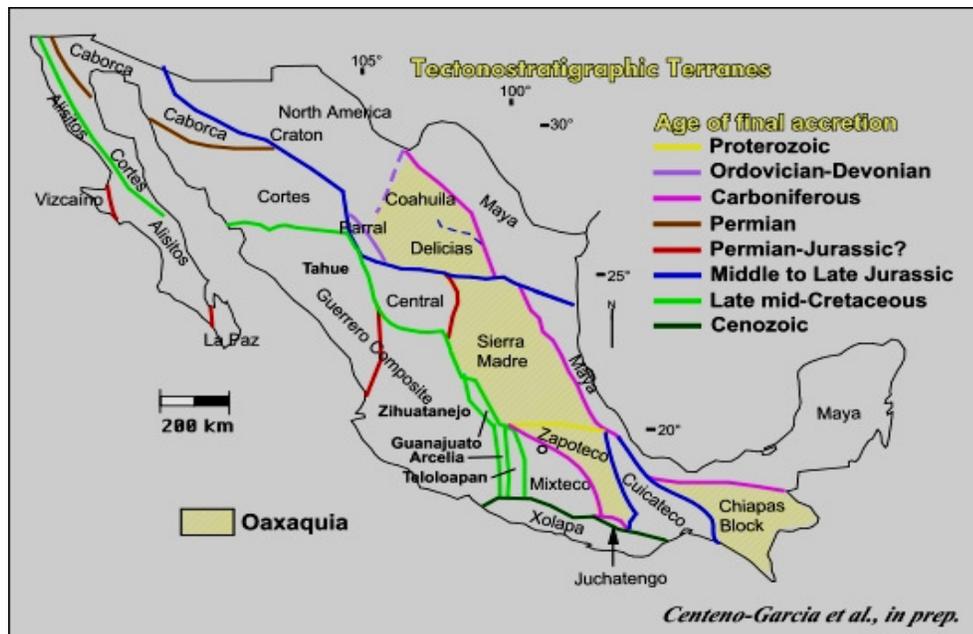


Figura IV.2. Terrenos Tectonoestratigráficos según Centeno, 2007.

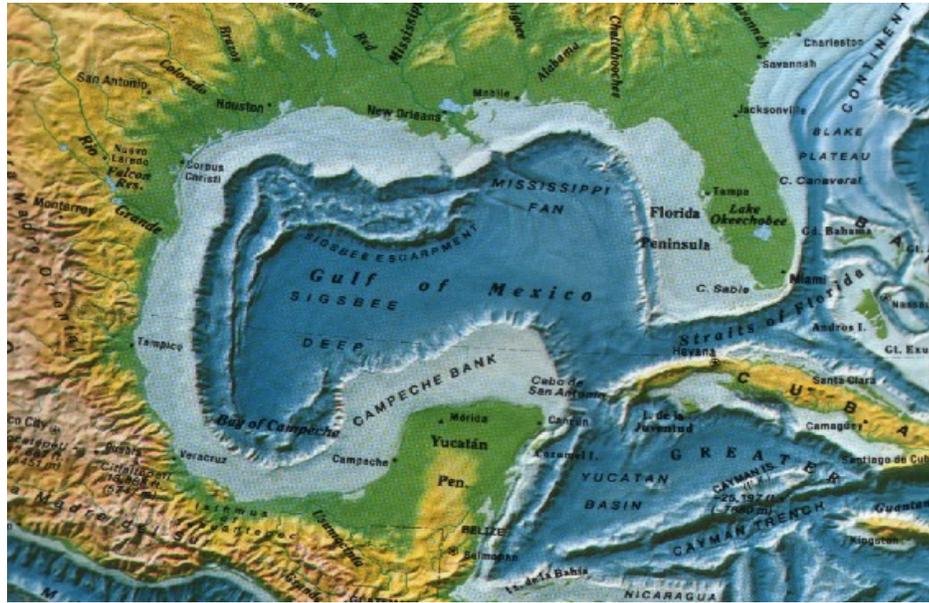


Figura IV.3. Margen pasiva del Golfo de México (tomada de Centeno, 2007).

Debido al intenso aporte de sedimentos, actualmente la margen del Golfo de México, frente a los estados de Veracruz y Tamaulipas, es un medio graven clástico, con plataforma y costa fundamentalmente clástica (Figura IV.4). De igual manera, durante la apertura del Golfo de México el brazo abortado o aulacógeno del punto triple rift-rift-rift que dio origen a este, se encuentra hacia el estado de Puebla, y que se conoce como la Formación Chivillas y en los estados de Veracruz e Hidalgo, Formación Huayacocotla.

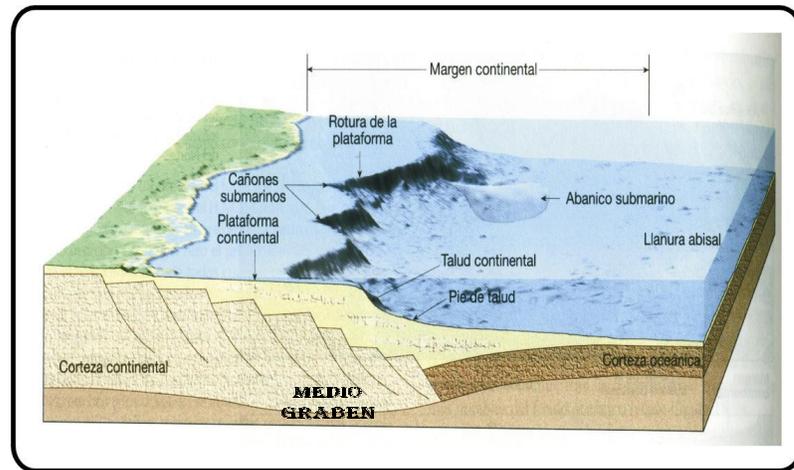


Figura IV.4. Representación del modelo geológico del Golfo de México (Modificado de Arellano 2006).

## **IV.3.- EVOLUCIÓN GEOLOGIA**

### **IV.3.1.- Tiempo Precámbrico**

Durante el tiempo que precedió al Eón Fanerozoico, de la región de México en la que se encuentra la Cuenca de Chicontepec, no se cuenta con la información para hacer interpretaciones detalladas, sin embargo Nava et al (2001), describe que el área pertenecía al Cratón de Norteamérica y a finales del Eón Proterozoico, fue afectado por la Orogenia Grenvilliana (de 1100 a 800 Ma). Evidencias de este evento son el Gneis Novillo, el gneis Huiznopala, al noroeste del área de estudio, en el Anticlinorio de Huayacocotla y el Complejo Oaxaqueño al sur.

### **IV.3.2.- Paleozoico**

Durante el Cámbrico y desde finales del Proterozoico Tardío, de acuerdo a datos paleomagnéticos y otras evidencias geológicas, ocurrió un periodo de expansión de manera general del Paleocontinente "Rodinia", generando así, Laurasia, el supercontinente que posteriormente formaría Norteamérica. Laurasia fue bordeado por amplias cuencas sedimentarias que fueron rellenadas con terrígenos continentales y algunos carbonatos de aguas someras. Para el Ordovícico estos sedimentos y carbonatos fueron deformados e intrusionados como efecto la Orogenia Taconiana, que fue ocasionada cuando la margen este de Laurasia se soldó a una zona de subducción con un arco magmático; en tanto que el margen occidental del continente se mantenía como una margen pasiva. Todo esto mientras ocurría una migración del continente a latitudes bajas y una importante elevación del mar. A finales del Periodo Ordovícico, esta migración originó una gran glaciación que terminó con gran parte de las especies generadas hasta ese momento.

Durante el Silúrico y Devónico, se presentaron otras dos Orogenias importantes Acadiana y Caledoniana, que fueron la unión de Laurasia, Báltica y el microcontinente Avalonia, formándose de esta manera Euroamerica.

Durante el Carbonífero y el Pérmico, en el área se presentó sedimentación en la plataforma clástica y carbonatada, que después evolucionaron a ambientes de aguas profundas. Posteriormente, todo ello fue afectado por procesos orogénicos que resultaron en la acreción, sobre el basamento o cratón de Norteamérica, por la Orogenia Apalachiana-Ouachita-Marathon, dando como resultado, los esquistos de la región de Tamaulipas, de las áreas de Teziutlán y Acatlán en Puebla, y de Nochistlán en Oaxaca. Finalmente, se produjo actividad intrusiva Permo-Triásica para cerrar el ciclo de formación de la Pangea, además de que el nivel del océano comenzó a declinar en el Pérmico medio y posteriormente cayó más de 100 m durante los dos millones de años finales del periodo. En estos tiempos se presentaron las más grandes erupciones fisurales del Fanerozoico.

### IV.3.3.- Mesozoico

En el Triásico Temprano y Medio, al igual que gran parte del mundo, el área de estudio se encontraba exhumada, por efecto de las orogenias causadas por la formación de Pangea y una regresión marina a gran escala. Por esta razón, se presentó en el área una intensa erosión de las secuencias Paleozoicas. Posteriormente para el Triásico Tardío, los sedimentos producto de la erosión se depositaron de forma discordante en partes continentales bajas, como resultado de un adelgazamiento cortical ocasionado por fenómenos de tipo distensivo (rifting), que fragmentaron la masa continental y dieron lugar al desarrollo de cuencas intracontinentales, ocasionando fallas profundas que limitaron horts y grabens que fragmentaron el basamento.

Esta ruptura está registrada por depósitos de capas rojas de la Formación Huizachal, compuesta de arcosas, limolitas, lutitas y conglomerados con intercalaciones de lavas, diques y mantos de composición basáltica y andesítica; además de la intrusión de cuerpos graníticos y granodioríticos. Las localidades con rocas triásicas de origen continental se encuentran reportadas en los siguientes lugares: Anticlinorio de Huizachal-Peregrina, Anticlinorio de Huayacocotla, subsuelo de Tamaulipas, subsuelo de la región de Chicontepec y área del Macizo de Teziutlán. En los núcleos de los Anticlinorios de Huizachal-Peregrina y Huayacocotla afloran rocas metamórficas del Precámbrico, así como sedimentos correspondientes al Silúrico, Devónico, Pensilvánico y Pérmico (Nava et al, 2001).

Durante el intervalo que comprende el final del Triásico y comienzos del Jurásico, continuó la fragmentación del continente y se consolida la expansión del fondo marino en la evolución del Océano Atlántico al mismo tiempo que da inicio la apertura y extensión del Golfo de México (Figura IV.5).

Durante todo el Jurásico ocurrió una estructuración del basamento conformado de rocas ígneo-metamórficas de edad Permotriásicas en semigrabens, dichos datos han sido comprobados con datos de pozos, sísmica y gravimetría.

La geometría y distribución de los semigrabens dejó una fuerte firma en la estratigrafía y paleogeografía del Periodo Jurásico, pues controló la invasión oceánica y la generación de plataformas carbonatadas y rampas; la margen protegida en las partes de los semigrabens pasaron a ser cuencas ya que correspondían con zonas bajas. Todo esto enmarcado con una transgresión marina global que ocurrió en dicha época.

Dicha trasgresión comenzó en el Jurásico Inferior (Liásico), proveniente del Océano Pacífico, cubrió áreas de topografía baja y se origina la Cuenca de Huayacocotla, la cual al desarrollarse da lugar al depósito de la Formación Huayacocotla (Arellano et al. 2004). Esta cuenca tiene un origen tectónico controvertido, Nava et al (2001), menciona que se desarrolló a partir de una zona de subducción, proveniente del Pacífico formando un arco magmático y una cuenca transarco en la cual se depositó la Formación Huayacocotla.

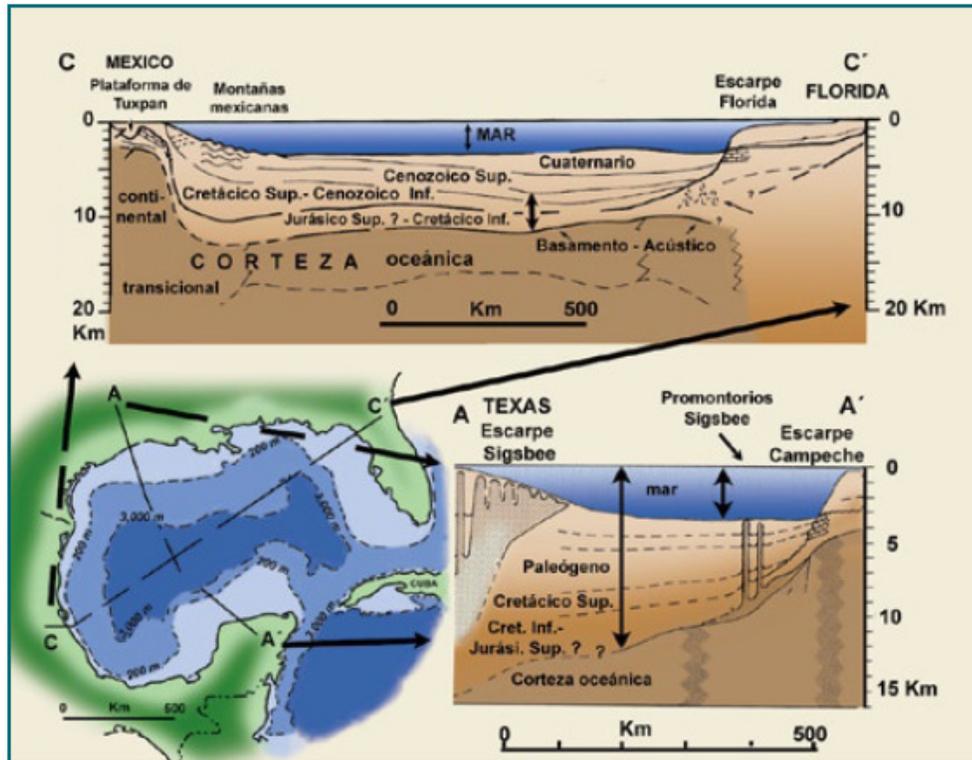


Figura IV.5. Secciones geológicas en dos direcciones de la cuenca del Golfo de México. El depósito sedimentario se aprecia solo a partir del Jurásico Superior para ambos casos, evidenciando el comienzo de la apertura (Tomada de Cantú, 2006).

A partir del Jurásico Medio se incrementaron las transgresiones marinas relacionadas con la apertura del Atlántico Norte y el Golfo de México. Unido a esto, ocurrió un proceso intenso de generación de corteza oceánica plegando la Cuenca de Huayacocotla y exhumando nuevamente el área de estudio.

También se tienen documentada la existencia de cuerpos ígneos plutónicos en el subsuelo de la llanura costera del Golfo de México, de química tonalítica y diorítica, con edades entre 187 y 173 Ma.

La exhumación de la Cuenca de Huayacocotla durante el Jurásico Medio ocasiono que al erosionarse se generaran los sedimentos continentales pertenecientes a la Formación Cahuás (Arellano et al, 2004).

Al Sur de Poza Rica, Veracruz, debido a la continua extensión del Paleogolfo de México, ocurrió vulcanismo de tipo andesítico que Nava et al (2001), registra como rocas de la Formación Tenexcate.

En el Calloviano, debido a la progresiva extensión del Golfo de México, entraron aguas marinas y comenzó una transgresión regional, como resultado existieron mares someros, cuencas marinas profundas y elementos paleogeográficos positivos aislados, asociados a sistemas de fallas transformes que les permitieron evolucionar independientemente. Se dio lugar a una sedimentación siliciclástica en algunos sitios y en otros lugares, depósitos de evaporitas en las cuencas marinas someras.

Los hundimientos formaron fosas y en las partes altas pilares, fueron un fenómeno constante; en las cuencas se depositaban sedimentos en ambientes reductores, como la zona que rodea lo que más tarde formaría la Plataforma de Tuxpan y la Plataforma de Valles San Luís Potosí. Las rocas que representan estos eventos afloran en el Anticlinorio de Huayacocotla y sobre el Macizo de Teziutlán y en subsuelo de los estados de San Luis Potosí y norte de Veracruz. Las rocas predominantes de este tiempo son arcosas, lutitas, limolitas carbonosas, calizas y abundantes masas evaporíticas. Es de mencionar que las abundantes discordancias entre las unidades del Jurásico Temprano y Medio indican condiciones de erosión repetitiva, previas a un ambiente marino. Los sistemas de fallas intracontinentales estuvieron muy activos.

En general, además de la tectónica extensiva, en el Jurásico Medio hasta el Cretácico, se propagó una transgresión marina con depósitos de carbonatos, terrígenos y evaporitas. Ejemplo de ello, es la gran transgresión que se dio en el Calloviano-Oxfordiano, donde, en la actual Planicie costera se desarrolló un sistema de islas en cuyas márgenes se depositaron durante el Kimeridgiano, rocas de alta energía como son las oolitas y calcarenitas de la Formación San Andrés. Sobre las depresiones que se ubicaban entre las áreas positivas se depositaron calizas arcillosas y lutitas negras de la Formación Tamán. Durante el Tithoniano, la transgresión continuó y se depositó la Formación Pimienta, constituida por lutitas y carbonatos arcillosos con pedernal (Nava et al, 2001). Son estas formaciones del Jurásico Superior, las que se consideran las mejores rocas generadoras del sistema petrolero de la Cuenca de Chicontepec, tema que se tratará ampliamente en el siguiente capítulo.

Durante todo este tiempo y hasta finales del Cretácico, la velocidad de incidencia entre la placa oceánica de Farallón y la continental de Norteamérica, en el Pacífico, se incrementó de 6 a 7 cm/año. A la vez, la placa de Farallón sufrió un cambio en su inclinación a menos de 10° y, como consecuencia, la actividad magmática migró hacia el oriente. Dio inicio así a finales del Cretácico el evento tectónico de deformación y convergencia hacia el noreste que se conoce como Orogenia Laramide (Aguayo et al, 1996).

En el Cretácico, la región sufrió un ajuste en su marco tectónico, ocasionado por el desplazamiento y separación de masas continentales y la ya iniciada subducción de la placa Farallón.

La transgresión iniciada en el Jurásico Superior continuó a escala continental durante el Cretácico, por lo que se desarrollaron bancos, rampas y plataformas carbonatadas. Es así como se desarrollaron plataformas como la de Tuxpan, Orizaba, Valles – San Luís Potosí, El Doctor, etc., en donde las aguas son más puras y el clima adecuado, favoreciendo el crecimiento de núcleos arrecifales en las márgenes de las plataformas, lo que da lugar al desarrollo del Atolón de la Faja de Oro y al complejo arrecifal que bordea a la Plataforma de Valles-San Luis Potosí de la Formación El Abra; mientras que en áreas con aguas profundas se depositaron los sedimentos y calizas con pedernal de las formaciones Tamaulipas Inferior y Tamaulipas Superior; en el talud se depositó la Formación Tamabra (Arellano et al, 2004).

En el contexto general, en el periodo Cretácico se registraron los mayores niveles del mar de todo el Eón Fanerozoico, creando como consecuencia la formación de extensos mares epicontinentales, particularmente esto ocurrió en el Albiano-Cenomaniano; el calentamiento global de la Tierra durante este tiempo fue de 10° C

más que en la actualidad. Las masas continentales continuaron con una intensa dispersión creando nuevos continentes y cuencas oceánicas, casi todo el territorio nacional se encontraba debajo del nivel del mar; el Golfo de México y el mar Proto-Caribe se ampliaron más por la continua extensión oceánica, y la placa de Farallón continuo su subducción debajo del Continente.

De igual manera, varios autores documentan la existencia de un bloque autóctono frente a las costas de Guerrero en el Albiano (100 Ma), que posteriormente comenzó a tener un desplazamiento lateral por una falla transcurrente con rumbo NW-SE; este bloque es conocido como el Bloque de Chortis.

Para el tiempo comprendido entre el Albiano – Cenomaniano, nuestra área de estudio, al igual que casi todo México, se encuentra por debajo del nivel medio del mar, dentro de una cuenca semicerrada entre las plataformas de Tuxpan y el Doctor, con rocas calcareas pelágicas con sus respectivos cambios de facies. Durante este periodo y en todo el Periodo Cretácico, existió una importante precipitación de rocas carbonatadas en toda la parte Noreste de México (Figura IV.6).

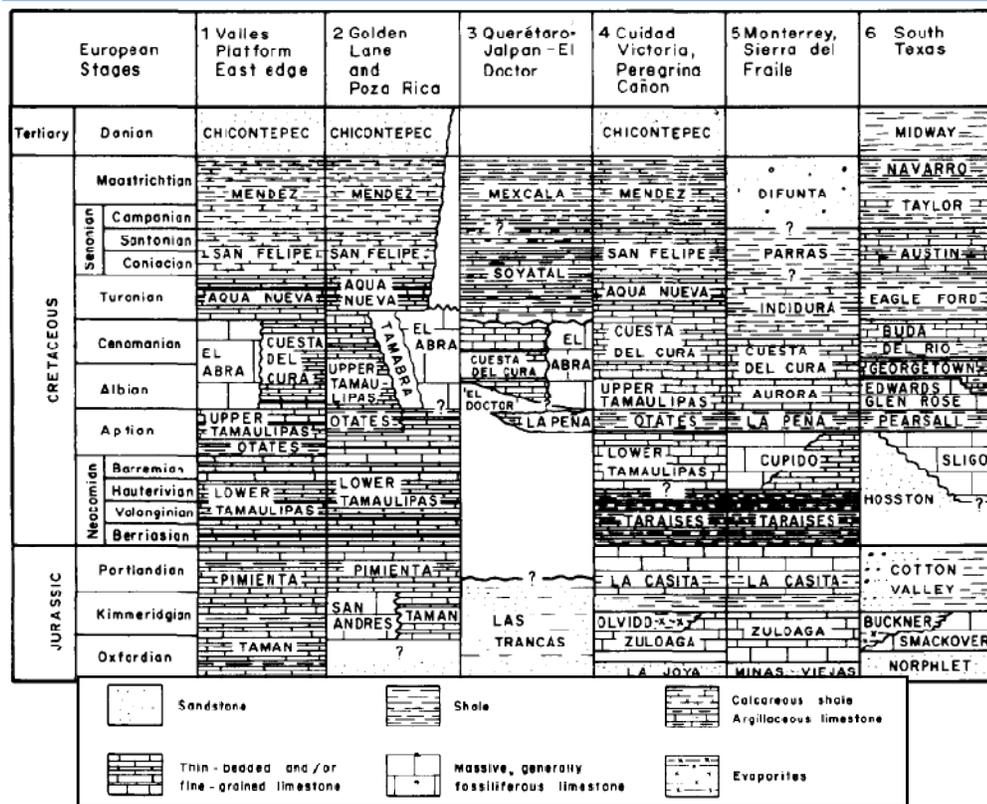


Figura IV.6. Correlación entre formaciones calcáreas del noreste de México para el Cretácico (Modificado de Enos, 1974).

En el Cretácico Tardío existió un amplio mar y la circulación del agua ya no estuvo restringida, debido a la subducción de la placa de Farallon y por el movimiento de bloques, como el de Yucatán; se infiere que la región experimentaba esfuerzos de

cizallamiento, lo que se refleja en el incremento de aporte de material terrígeno y volcánico a las cuencas marinas, lo que dio origen a formaciones calcáreo-arcillosas como las Formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez. Estas potentes secuencias anteceden el evento orogénico laramídico. De hecho, del final del Cretácico y el principio del Paleógeno la región estuvo sujeta a compresión por el evento tectónico denominado Orogenia Laramide, la cual es responsable del plegamiento y fallamiento inverso de toda la secuencia mesozoica, resultando la estructura de la Sierra Madre Oriental así como pliegues y fallas en el subsuelo de la Planicie Costera del Golfo de México.

A lo largo de la Sierra Madre Oriental, se distinguen varios sectores que tienen variantes internas en su estilo y orientación de deformación, como ocurre con el Sector San Pedro El Gallo como un conjunto individualizado al noreste de Torreón; el Sector Transversal y la saliente de Monterrey, como unidad al N; el Sector de Peregrina y Valles como unidad central, y el Sector Huayacocotla como la unidad meridional y que está en colindancia con la Cuenca de Chicontepec.

La evolución sedimentaria y distribución de facies de la Sierra Madre Oriental (SMO), controladas por la paleogeografía, tuvieron una influencia directa sobre el posterior desarrollo del plegamiento regional de la SMO; las evaporitas del Oxfordiano, en la Cuenca del Centro del país y las evaporitas en la Plataforma de Valles, propiciaron despegues que dieron origen a desbordamientos de salientes estructurales, en donde se produjeron pliegues de caja, fallas emergentes y largos levantamientos; el acortamiento calculado es en promedio de 30%, mientras que el despegue en áreas con terrígenos se alcanzan con acortamientos del orden del 50% con una deformación que consiste en fallas imbricadas y pliegues por doblamiento y por propagación de fallas, como ocurre en los extremos NW y SE de esta importante cadena tectónica.

De esta manera, la Orogenia Laramide junto con corrientes marinas y de litoral, propiciaron que en el Cretácico Tardío como en el Paleógeno, se formaran cuencas sintectónicas con canales submarinos, con su correspondiente relleno de sedimentos arcillo-arenosos de tipo tubidítico como es el caso de las formaciones Velasco y Chicontepec; y areno-arcillosos con carbonatos, caso de la Formación Soyatal (Arellano et al, 2006).

Al final del Cretácico, con la migración del bloque de Yucatán hasta su posición actual, la Orogenia Laramide ocasionada por la subducción de la placa del Farallón y los niveles eustáticos más altos del Fanerozoico, se presenta un nuevo fenómeno que concluye con todo este marco geológico al igual que con un número importante de especies biológicas entonces predominantes en el planeta; este evento es conocido como el Impacto del Meteorito Chicxulub, que ocurrió al Norte de la península de Yucatán hace aproximadamente 65 Ma.

El impacto del meteorito dejó como huella el cráter del Chicxulub que se encuentra ubicado en la porción noroeste de la península de Yucatán. El cráter ha sido estudiado en las últimas dos décadas empleando métodos geofísicos y perforaciones por científicos que analizan este importante evento (Figura IV.7).

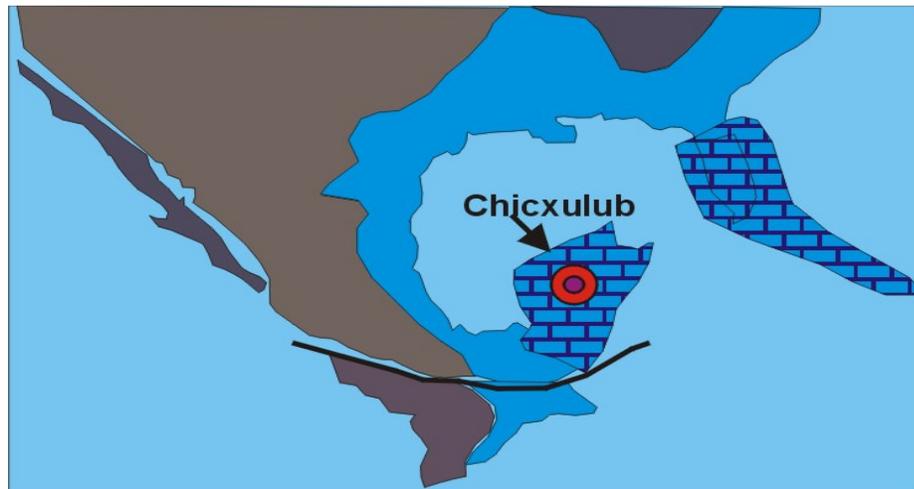


Figura IV.7.- Representación esquemática del impacto del Chicxulub en Yucatán,

La península de Yucatán y su plataforma marina constituyeron un banco calcáreo durante el Mesozoico y Cenozoico. Dicha plataforma se extendía hasta Chiapas y el sur de Veracruz, con el desarrollo de un borde de plataforma y talud que se caracteriza por gruesas secuencias de brechas de carbonatos y ha sido el principal objetivo de tipo petrolero de Tabasco y la plataforma marina de Campeche. Autores como Urrutia et al, definen este evento como de gran importancia, ya que modifican la geología no solo de México, sino de gran parte del mundo. En varias partes del planeta se documenta una capa de iridio en el límite Cretácico-Paleógeno como consecuencia del impacto. Esta capa es de espesor más grande cerca del cráter del Chicxulub, y más pequeña en lugares retirados del mismo. Así mismo, Urrutia et al, expresa que debido al impacto del meteorito en la plataforma de Yucatán, se produjo un intenso fracturamiento en toda la zona, dejando así migrar los hidrocarburos generados en rocas del Jurásico Superior y almacenarse en rocas carbonatadas Cretácicas, como es el caso de Cantarell por ejemplo. En otras palabras de no haber ocurrido dicho impacto la sincronía del sistema petrolero de todo el sureste de México no hubiera evolucionado como tal.

En resumen, el límite Cretácico-Paleógeno es de mucha importancia debido a los eventos ocurridos en él como la Orogenia Laramide y el impacto del Meteorito de Chicxulub, que marcan las nuevas formas del relieve y grandes depósitos sedimentarios, que para el país persisten hasta nuestros días.

#### IV.3.4.- Cenozoico

Desde el Cretácico Superior al Paleoceno se presenta un marco tectónico en donde el arco magmático formado en la margen pacífica continuó su migración hacia el oriente, en el NW de México se presentó un periodo de quietud volcánica que perduró hasta el Eoceno Superior. Al mismo tiempo, desde Cabo Corrientes, en el estado de Jalisco, hasta el actual Golfo de Tehuantepec en Oaxaca y Chiapas, una porción del margen continental sur comenzó a desplazarse hacia el sureste en forma intermitente, a

lo largo del borde actual del Pacífico (Bloque de Chortis), que fue coincidente a su vez con el desplazamiento hacia el NE de la placa oceánica Protocaribeña, que se movía a medida que se separaban las placas de Norteamérica y de Sudamérica (Figura IV.8).

La placa continental estaba próxima a asimilar una cordillera oceánica, y el arco volcánico marginal migraba hacia el interior del continente en México; en la porción sur del país se iniciaba un rompimiento y su desplazamiento hacia el noreste.

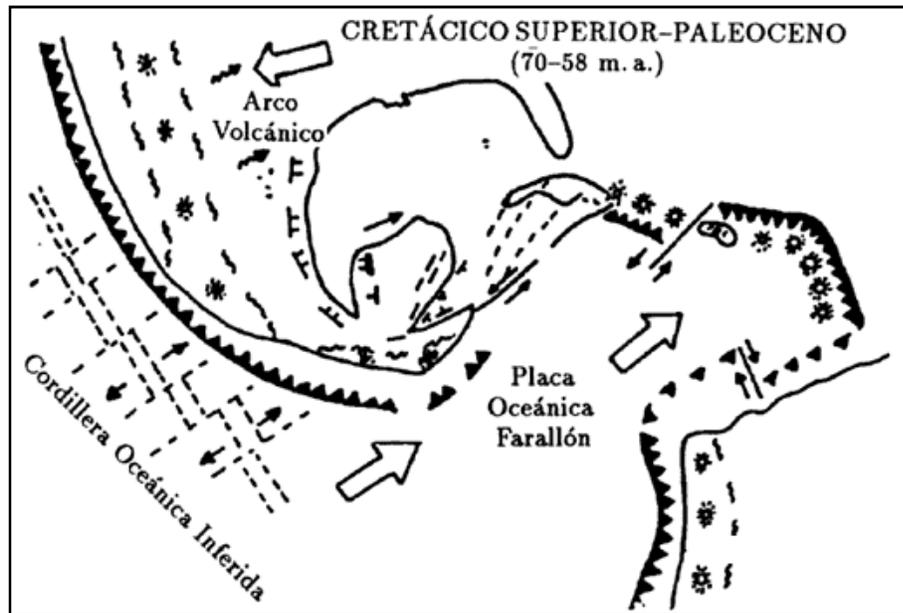


Figura IV.8.- Tectónica de México en el Límite Cretácico – Paleógeno, (Modificado de Aguayo et al, 1996).

Al inicio del Paleoceno se incrementó el aporte de sedimentos terrígenos a la Cuenca de Chicontepec, como consecuencia del levantamiento y erosión de la SMO, se desarrollaron corrientes fluviales que transportaron gran cantidad de sedimentos finos que formarían las rocas de la llamada formación Velasco.

Las características que presentan los sedimentos que rellenan la Cuenca de Chicontepec, se evidencian como de origen turbidítico y depósitos de corrientes submarinas que erosionaron formando cañones y posteriormente se depositaron en abanicos submarinos. El ciclo sedimentario de estos terrígenos inició a fines del Cretácico, cuando la Orogenia Laramide levantó y plegó las rocas mesozoicas conformando a la Sierra Madre Oriental.

Durante el Paleoceno Temprano, la Cuenca de Chicontepec fue bastante erosionada por corrientes de submarinas las cuales, además de erosionar las formaciones del Paleoceno, también atravesó en algunas zonas sedimentos del Cretácico y hasta del Jurásico Superior. La erosión y el plegamiento de las secuencias de rocas Mesozoicas, en conjunción con el constante flujo de terrígenos Cenozoicos, formó una discordancia progresiva entre ambas secuencias. Las discordancias progresivas son discontinuidades angulares que lateralmente se amortiguan pasando a

superficies de concordancia; son un tipo de discordancias sintectónicas, es decir, son discordancias que se forman de manera contemporánea a un proceso tectónico que origina deformación, en este caso la Orogenia Laramidica. En la Cuenca de Chicontepec, la generación de la discordancia progresiva fue controlada al oriente por las rocas carbonatadas muy competentes de la Plataforma de Tuxpan al oriente y por el Frente de la Sierra Madre Oriental al occidente; las unidades calcáreas y calcáreo-arcillosas mesozoicas fueron erosionadas y deformadas en varios niveles generando la discordancia progresiva y cubiertas por las areniscas y lutitas de diferentes espesores de la Formación Velasco y del Grupo Chicontepec.

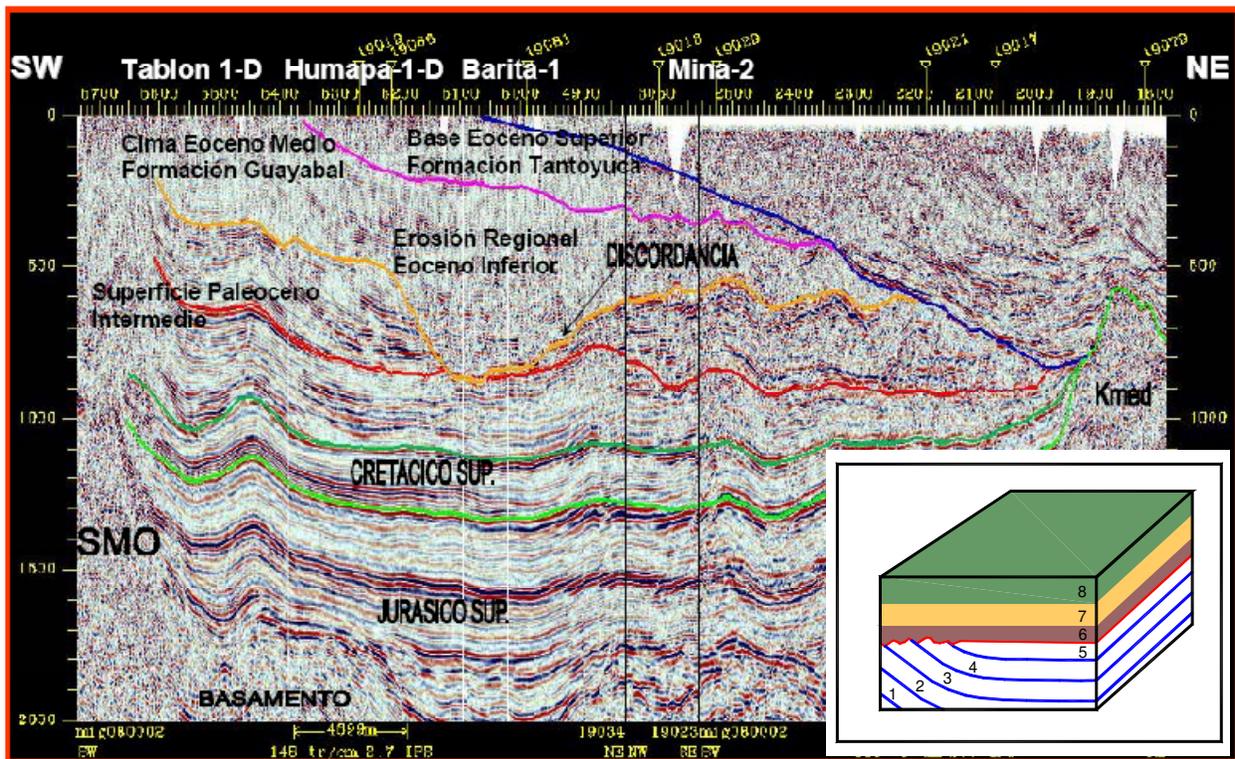


Figura IV.9. Sección Sísmica y esquema de una discordancia progresiva (Modificado de Arellano, 2004).

El espesor máximo del depósito de clásticos de la Cuenca de Chicontepec basados en estudios de campo y datos de subsuelo, es de 3 300 m (Contreras, 1979). La relación de arcillas y arenas es de sesenta a cuarenta por ciento y se presentan en formas lenticulares en estratos que van de 5 cm hasta 10 m de espesor (Alemán, 1980; Pérez, 1990).

Dichas formas lenticulares son muy comunes en la Cuenca de Chicontepec, a veces de un pozo a otro un estrato desaparece. Pérez (1990), propone que lo anterior ocurre debido a que durante el periodo de depositación, los canales que transportaban los sedimentos provenientes del continente, no alcanzaban a cubrir toda la extensión de la Cuenca y quedaban atrapados por depósitos siguientes.

Los mayores espesores de areniscas se localizan en la parte axial de la Cuenca, esto como consecuencia de que la corriente principal que transportaba las arenas circuló de NW a SE (Alemán 1980).

En el Paleoceno tardío, se establece la combinación de litofacies isócronas, una constituida por sedimentos arcillosos con contenido faunístico característico de aguas profundas, que varían lateralmente a otra litofacies arcillo-arenosa de ambiente turbidítico con una marcada asociación faunística de aguas someras y profundas, esta variación y polaridad de facies, muestra un caso sedimentario de ambiente de antefosa (Hernández, 2005).

A fines del Paleoceno, en el extremo meridional de la cuenca de Chicontepec ocurrió un levantamiento estructural diferencial con respecto a la porción septentrional, a causa del "Levantamiento de Santa Ana", quedando erosionado gran parte de la columna sedimentaria mesozoica, formado posteriormente canales submarinos que cortaron principalmente rocas cretácicas y jurásicas; los límites erosionales presentan cierto paralelismo con las estructuras orogénicas emergidas del Cretácico.

Lo complejo del paleorelieve eocénico, ocasionó una gran variedad de material sedimentario con características similares, pero originado en sitios y épocas diferentes. En el Eoceno temprano, los canales submarinos creados en la Cuenca de Chicontepec, fueron rellenados por sedimentos clásticos provenientes en su mayoría de las porciones continentales emergidas al occidente (Sierra Madre Oriental) y al oriente (Plataforma de Tuxpan).

Con base en estudios paleontológicos realizados por Contreras (1979), se estima que la profundidad a la que ocurrió el depósito en la Cuenca de Chicontepec fue en un promedio de 2 000 m. Así mismo, este mismo autor menciona que mientras ocurrió la erosión de formaciones anteriores a la Chicontepec, las corrientes de turbidez removieron sedimentos y fauna contenida en dichas formaciones, considerándolos como contaminantes, teniendo gran similitud con los contenidos en las Formaciones Méndez y Velasco de otras biozonas de depósito.

A diferencia de otras cuencas sedimentarias, los sedimentos de la Cuenca de Chicontepec no sufrieron grandes deformaciones ocasionados por la Orogenia Laramide. Se pueden presentar ligeros plegamientos y algunos desplazamientos de paquetes estratigráficos debido al basculamiento de toda el área exhumando la parte más occidental de la Cuenca (Pérez, 1990).

Posteriormente se depositaron en la Cuenca de Chicontepec, debido a cambios en las condiciones de depósito ocasionados por los paleorelieves submarinos, las formaciones Aragón, Guayabal, Tantoyuca y Chapopote (Nava et al 2001).

En el Oligoceno una invasión marina de aguas someras cubrió buena parte de la región de la planicie costera. Se depositaron las formaciones Horcones, Palma Real, Alazán, Mesón, Coatzintla y en parte Escolín, la secuencia de cobertura llegó a tener hasta 10 000 metros de espesor (Nava et al, 2001). El depósito de las anteriores unidades estratigráficas estuvo acompañado de algunos eventos ígneos de composición intermedia. La Cuenca de Chicontepec junto con otras cuencas del área, siguieron evolucionando con una subsidencia continua ocasionada principalmente por fallas de crecimiento durante todo el Oligoceno y hasta el Mioceno Inferior.

A fines del Oligoceno, la cuenca presentó un acelerado asolvamiento que marco el retiro de la línea de costa; consecuencia de esto es que los sedimentos del principio

del Mioceno descansan discordantemente sobre los depósitos del Oligoceno; pero un nuevo basculamiento relacionado con los fenómenos de subsidencia, marco el inicio de la época miocénica con el depósito de sedimentos transgresivos (clastos gruesos en la base y finos en la cima) bajo condiciones de aguas poco profundas, correspondientes a las formaciones Escolín y Coatzintla del área de Poza Rica (Hernández, 2005).

Aparentemente, esta transgresión perduró hasta el Mioceno Temprano ya que los depósitos del Mioceno Medio poseen características regresivas; Posteriormente en el Mioceno Tardío continuó el ciclo regresivo hasta llegar a la actual línea de costa. Sin embargo, al finalizar el Mioceno nuevamente vuelve a definirse una secuencia transgresiva, definida con el depósito de sedimentos conglomeráticos arenosos a arcillosos de la cima de la Formación Tuxpan. Esta última, a su vez, está en contacto discordante con los depósitos pliocénicos y cuaternarios, tanto sedimentarios como ígneos.

Por su parte, la actividad volcánica del Plioceno-Cuaternario se manifiesta en el área de estudio por la presencia de aparatos volcánicos disectados, derrames de lava basáltica, diques, mantos y pequeños troncos, afectando a estratos sedimentarios del Mioceno. Al final del Plioceno, como consecuencia probable de un levantamiento regional y condiciones climáticas húmedas, la región quedó cubierta por conglomerados derivados de la erosión de la Sierra Madre Oriental, como de las rocas del Paleógeno más antiguas que afloran en la parte occidental de la planicie costera del Golfo.

En este tiempo, Aguayo et al (1996), define a todo el centro de México como una zona de debilidad cortical debido al desplazamiento de los diferentes bloques tectónicos involucrados en la geología de México entonces, lo que dio por resultado el Cinturón Volcánico Transmexicano. Esta provincia Fisiográfica es la que limita meridionalmente a la Cuenca de Chicontepec, causando algunas deformaciones menores al sur de Poza Rica.

## **V.- SISTEMA PETROLERO**

### **V.1.- INTRODUCCIÓN**

La metodología que se utiliza para evaluar los parámetros geológicos relacionados a los yacimientos petroleros ha evolucionado a medida que llegan nuevas tecnologías y nuevas formas de obtener, procesar e interpretar la información geológica. En la industria petrolera, con la finalidad de optimizar recursos humanos, económicos y materiales en la búsqueda de yacimientos de aceite y gas, se está organizando la información geológica, geofísica y geoquímica tanto para las áreas ya conocidas como las que faltan de desarrollar; se han creado conocimientos e ideas en modelos conceptuales que tienen como base los procesos geológicos.

Es así como surge el concepto de sistema petrolero, el cual se define como todos los elementos y los procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de hidrocarburos exista en la naturaleza. El sistema petrolero es estudiado como un modelo dinámico, donde se reciben varias entradas (sedimentos), estos son transformados (procesos sedimentarios), para generar un producto final (hidrocarburo).

El sistema petrolero es clasificado en varios subsistemas básicos los cuales son: generador, almacenador, sello, migración, maduración, entrapamiento y sincronía. Todos estos subsistemas deben estar correctamente situados en tiempo y espacio para que se forme una acumulación natural de hidrocarburos en algún lugar de la corteza terrestre.

Evaluar adecuadamente todos estos componentes durante la etapa de exploración de hidrocarburos es indispensable para alcanzar con éxito los objetivos, es decir, encontrar acumulaciones de aceite y/o gas susceptibles de explotarse con rendimiento económico.

### **V.2.- MARCO TEÓRICO**

#### **V.2.1.- Definición y partes que componen el Sistema Petrolero**

Según Arellano (2000), Nava et al (2001) y Vázquez (2008), el Sistema Petrolero o la "Máquina Natural de hacer Petróleo" como también se conoce, es un sistema natural, que incluye a todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de hidrocarburos exista en la naturaleza; se debe analizar como un modelo dinámico y se compone de los siguientes subsistemas: generador (roca generadora de petróleo), almacenador (roca almacenadora), sello (roca sello), de migración (ruta de migración), de maduración, de tipo de fluido, de presión y de entrapamiento (trampa); dichos subsistemas se deben concatenar en tiempo y

espacio (sincronía) para que se forme una acumulación natural de petróleo en la corteza terrestre, misma que debe ser susceptible de explotarse con rendimiento económico; se puede decir entonces, que si se dan las condiciones anteriores en el área evaluada, existe un “Sistema Petrolero”

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 petroleros, que corresponde con la sincronía

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

El tipo de materia orgánica, se distingue basándose en los índices del hidrógeno y oxígeno del kerógeno cuando se grafican en un diagrama de Van Krevelen (Figura V.1).

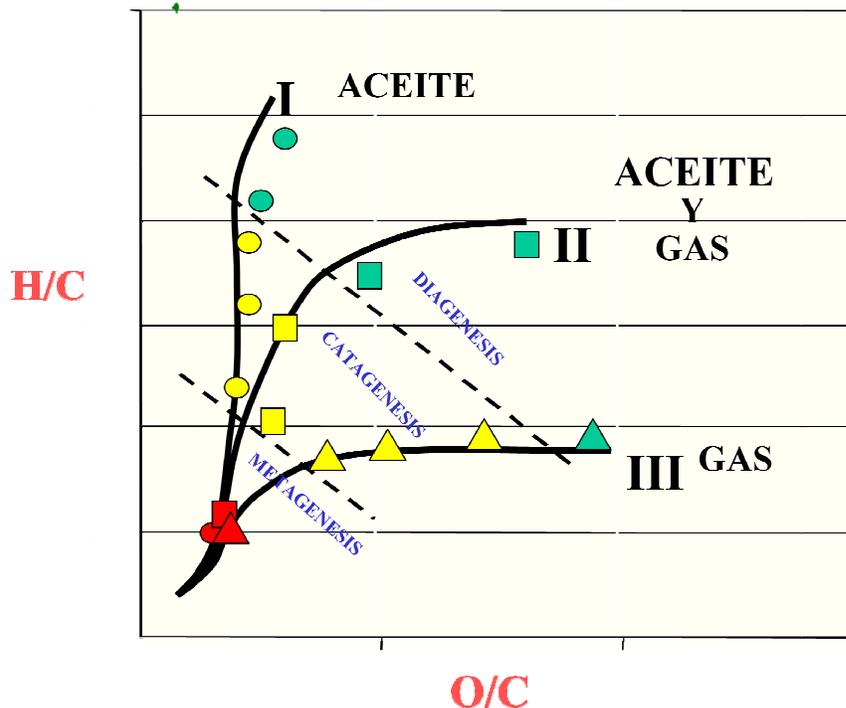


Figura V.1. Diagrama de Van Krevelen, (Tomada de Holguín, 2006).

En una región determinada el tipo de material orgánico potencialmente productor de aceite y/o gas del yacimiento más grande, es usado para clasificar el sistema; el depósito de petróleo más grande se refiere a una sola concentración que contiene la mayor cantidad de hidrocarburos in situ o a una serie de yacimientos que acumulativamente contienen a la mayor cantidad de hidrocarburos in situ en el sistema, al momento del descubrimiento.

El sistema petrolero es una herramienta analítica en la exploración de petróleo que ayuda a la identificación y cualificación de los elementos de riesgo al analizar

objetivamente y en forma simple cada una de las variables o subsistemas, lo que permite definir programas de investigación y tomar decisiones durante la exploración.

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

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

## **V.2.2.- Conceptos Básicos**

Dentro del manejo conceptual adecuado que se debe considerar en un estudio del sistema petrolero, se tienen los siguientes conceptos básicos:

### **V.2.2.1.- Kerógeno**

El kerógeno es la materia orgánica dispersa en las rocas sedimentarias, insoluble en ácidos, bases y solventes orgánicos, que producen hidrocarburos cuando se someten a un proceso de catagénesis. Los kerógenos sapropélicos generan aceite mediante calor; mientras que los húmicos dan principalmente gas, en el ámbito petrolero se clasifican en kerógeno tipo I, II, III y IV.

#### **V.2.2.2.- Kerógeno Tipo I**

Kerógeno que tiene una alta relación atómica H/C inicial (cerca de 1.5 o más) y con una baja relación O/C inicial (generalmente menor de 0.1) (Figura V.2). Este tipo de kerógeno se compone de gran cantidad de material lípido, particularmente cadenas alifáticas. El contenido de los núcleos poliaromáticos y enlaces heteroatómicos es bajo, comparado con otros tipos de materia orgánica; cuando se somete a pirólisis a 550-600 °C, el kerógeno produce un alto rendimiento de compuestos volátiles y/o extraíbles, comparado con cualquier otro tipo de kerógeno (hasta 80% en peso para las muestras inmaduras de poca profundidad), y de manera similar, un más alto rendimiento de aceite. Es poco común con respecto a los otros tipos. Es derivado de productos algáceos y de una biomasa de lípidos retransformados y otros lípidos microbiales, que generan principalmente hidrocarburos líquidos.

#### **V.2.2.3.- Kerógeno Tipo II**

Se encuentra relacionado con los sedimentos continentales transportados por ríos y por sedimentos marinos en los que una materia orgánica autóctona, derivada de una mezcla de fitoplancton, zooplancton y microorganismos (bacterias), se han depositado en un medio ambiente reductor; es de menor rendimiento en la pirólisis que el tipo I, aunque es más frecuente en muchas rocas generadoras de petróleo y lutitas aceítíferas, con relaciones H/C relativamente altas y O/C bajas (Figura V.2). Los núcleos poliaromáticos, y los grupos heteroatómicos cetona y carboxílico son más importantes en comparación con el kerógeno tipo I, pero menos que el tipo III; producen

aceite y gas al mismo tiempo cuando tienen una buena maduración termal. El azufre se encuentra presente en cantidades notables.

#### V.2.2.4.- Kerógeno Tipo III

Se refiere al kerógeno con relación H/C inicial relativamente baja (normalmente menos de 1.0) y una relación atómica O/C inicial alta (tan alta como 0.2 o 0.3) (Figura V.2). Este tipo de kerógeno está compuesto por una proporción importante de núcleos poliaromáticos y grupos heteroatómicos, cetona y ácido carboxílico. Está formado por algunas cadenas largas que se han originado en las ceras de plantas superiores. Este tipo es menos favorable para la generación de petróleo que los otros dos, aun cuando puede generar gas en volúmenes importantes, si está sepultado a profundidad suficiente; también es menos productivo durante la pirólisis.

#### V.2.2.5.- Kerógeno Tipo IV

Consiste principalmente de material orgánico retrabajado y de compuestos altamente oxidados de cualquier origen. Se le considera como un kerógeno sin potencial para generar hidrocarburos.

#### V.2.2.6.- Diagénesis

Se inicia en los sedimentos recientemente depositados, donde la actividad microbiana es uno de los principales agentes de transformación. Luego se presentan rearrreglos químicos a poca profundidad: la policondensación y la insolubilización. Al final de la diagénesis, la materia orgánica consiste principalmente de kerógeno y el sedimento se convierte en roca (Figura V.2). Los valores de reflectancia de vitrinita son menores a 0.5.

#### V.2.2.7.- Catagénesis

Es el resultado del aumento de la temperatura durante el entierro en las cuencas sedimentarias. La degradación térmica del kerógeno es responsable de la generación de la mayor parte de los hidrocarburos, es decir, del petróleo y del gas (Figura V.2). La temperatura en esta etapa va de 50 a 200 °C y la presión de 300 a 1500 bares. Los valores de reflectancia de vitrinita están entre 0.5 y 2.0.

#### V.2.2.8.- Metagénesis

Se alcanza solamente a gran profundidad, cercana a los 8 km, sin embargo, esta última etapa de evolución de la materia orgánica se inicia antes (reflectancia de vitrinita de 2.0 a 4.0); posteriormente ocurre el metamorfismo de la fase mineral (reflectancia de vitrinita mayor de 4.0, correspondiente al principio de las facies de esquistos verdes).

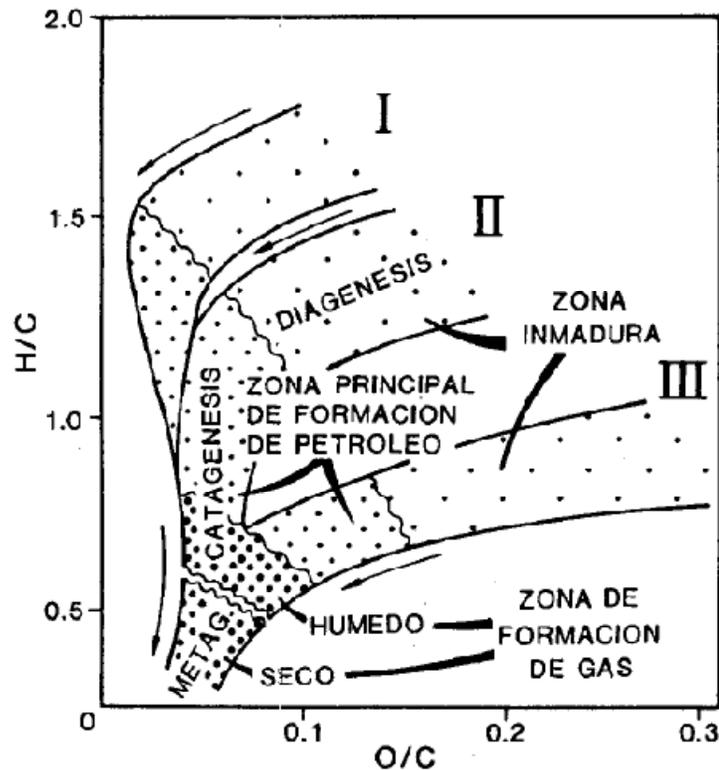


Figura V.2. Tipos de kerógeno y su relación con diagénesis, catagénesis y metagénesis.

#### V.2.2.9.-Play

Un Play es un proyecto o grupo de proyectos de campo que comparten similitudes geológicas donde el yacimiento y la trampa controlan la distribución del aceite y/o gas. Es la percepción o modelo de cómo se pueden combinar una roca almacenadora capaz de producir, un sistema generador, un sello regional y trampas para producir una acumulación de hidrocarburos. El play es un estudio completo en un proyecto o proyectos de exploración petrolera de unidades estratigráficas almacenadoras dentro de una cuenca, donde se considera principalmente: el espesor o potencia, la composición química, el contenido de materia orgánica, el tipo de materia orgánica, la distribución geográfica, la calidad y madurez, facies y microfacies, paleogeografía, estructura y litología (tipo de minerales y/o lítico, etc.), (Figura V.3).



Figura V.3. Concepto de play.

### V.2.3.- Clasificación de los Sistemas Petroleros

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

#### V.2.3.1.- Sistemas puros

Tienen la particularidad de no presentar deformación estructural significativa, ya que sus características se deben principalmente a los aspectos sedimentológicos, como consecuencia, sus trampas son principalmente estratigráficas. Como ejemplos están, el Sistema Cuenca de Chicontepec, Sistema Terciario de Burgos y Sistema Terciario de Veracruz.

#### V.2.3.2.- Sistemas híbridos

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

V.2.3.3.- Sistemas conocidos

Son aquellos en los que la información geológica, geofísica y geoquímica permite establecer correlación positiva entre la roca generadora y los aceites atrapados en la cuenca (Figura V.4). Ejemplo de este tipo es el Sistema Taman-Pimienta- San Andrés de Poza Rica, Ver

V.2.3.4.- Sistemas hipotéticos

Son aquellos en que la información geoquímica identifica a la roca generadora pero no se tiene correlación con acumulaciones de hidrocarburos en la cuenca o no existen yacimientos (Figura V.4); como ejemplo se tiene al Sistema Tamán- Pimienta-Tamaulipas de la Sierra Madre Oriental.

V.2.3.5.- Sistemas especulativos

Los sistemas son especulativos cuando solo se tienen evidencias geológicas y/o geofísicas de la existencia de rocas generadoras y acumulaciones de petróleo, pero no se han hecho estudios detallados (Figura V.4).

<b>DEFINICIÓN DE NIVELES DE CERTEZA</b>		
<b><u>Nivel de certeza</u></b>	<b><u>Criterios</u></b>	<b><u>Símbolo</u></b>
<b>Conocido</b>	Existe correlación entre aceite/roca generadora o gas/roca generadora	(!)
<b>Hipotético</b>	No existe correlación aceite/roca generadora o gas/roca generadora	(.)
<b>Especulativo</b>	Evidencias geológicas y geofísicas	(?)

Figura V.4. Definición de los niveles de certeza

### **V.3.- SUBSISTEMAS PETROLEROS**

Un Sistema Petrolero se considera como un sistema natural, abierto y compuesto de varios sistemas interrelacionados dentro de un supersistema mayor que es el medio ambiente. Se divide en varios subsistemas básicos los cuales son: generador, almacenador, sello, migración, maduración, entrampamiento y sincronía, los cuales se describirán a continuación.

#### **V.3.1.- Subsistema Generador**

El subsistema generador, se puede crear de dos formas diferentes, según Hunt (1996). La primera representa la formación y acumulación de hidrocarburos libres derivados de organismos muertos, depositados en sedimentos no consolidados recientes, además de los formados por la actividad de las bacterias y las reacciones químicas de baja temperatura, al hidrocarburo generado en esta etapa se le conoce como biológico, bioquímico o biogénico. En porcentajes entre el 10% y el 15% el petróleo se forma directamente por este proceso, donde la materia orgánica se deposita y más tarde sufre alteración química, física y biológica ante un pronunciado aumento en la temperatura, ésta tiene un rango menor de 50 °C aproximadamente; todo este proceso corresponde a la Diagénesis, la cual en su etapa final forma el kerógeno que es la fracción insoluble o el bitumen que es la fracción soluble.

En la diagénesis ocurre la transformación de lípidos (grasas), proteínas y carbohidratos derivados de los organismos principalmente marinos, a kerógeno; el contenido orgánico en promedio de tales sedimentos que eventualmente se transforman a roca generadora varía de 0.5 a 5%.

La segunda forma ocurre cuando el kerógeno es sepultado a más de 1000 m de profundidad, ya que se incrementa el gradiente geotérmico y se producen altas temperaturas (rango de 50 °C a 200°C), ocurre el cracking que es el rompimiento termal, por lo que ocurre la formación del petróleo y el gas catagénico en un rango de temperatura 50 °C a 200 °C y presiones de 300 a 1500 bares; en este proceso es donde se origina el mayor porcentaje de hidrocarburos líquidos y gaseosos, se le denomina Catagénesis. El hidrocarburo generado en esta etapa se conoce como térmico, catagénico o catagenético.

La alteración térmica mayor denominada Metagénesis, provoca que el petróleo se divida en dos caminos de transformación por altas temperaturas (de 200 °C a 250 °C), esto genera pequeñas cantidades de metano y metantracita; el gas que se genera es principalmente gas metano térmico.

Con temperaturas mayores a 250 °C y sepultamiento profundo de más de 12 kilómetros, la materia orgánica sufre metamorfismo junto con la roca sedimentaria, por lo que se puede formar grafito.

Landes (1975), consideró que las características de una roca generadora basado en estudios geoquímicos de materia orgánica se pueden conocer por cualquiera de las siguientes formas:

- a) Por medio de análisis cualitativos y cuantitativos se determina el contenido de materia orgánica de la roca generadora (Contenido de Carbono Orgánico Total COT).
- b) Por medio de análisis ópticos, se determina el tipo de materia orgánica, si es algácea, herbácea, leñosa o carbonosa.

Considerando el Índice de Alteración Termal (IAT), basado en la coloración del tipo de materia orgánica se conoce el nivel de maduración, pero la mejor referencia es la reflectancia de la vitrinita, que nos indica la maduración termal de la materia orgánica en los siguientes valores:

- a) De 0.0 a 0.5 Facies Inmadura
- b) De 0.5 a 2.0 Facies Madura
- c) De 2.0 a 4.0 Facies sobremadura o Metamórfica
- d) Mayor a 4.0 Metamorfismo

### V.3.2.- Subsistema Migración

En el *Subsistema de Migración* es probable que después de la diagénesis, una parte de los hidrocarburos y el agua hayan sido expulsados de la roca generadora depositándose directamente en la roca capaz de almacenarlos, este movimiento dentro de la roca generadora se denomina migración primaria. La migración secundaria ocurre en rocas de mayor porosidad y permeabilidad en trayectos más largos, la que origina la concentración y acumulación del aceite y el gas en yacimientos o las manifestaciones superficiales que forman chapopoterías o escapes de gas.

Los parámetros para establecer las posibles rutas de migración no son del todo conocidos, solamente se puede inferir que las vías de migración pudieron ser por los poros, las fracturas, las superficies de estratificación, las discordancias y las fallas; se interpreta que la migración secundaria puede ser migración lateral y/o vertical. Vásquez (2008), considera que los siguientes son parámetros clave en relación con la migración y acumulación de hidrocarburos:

1. Las partículas arrastradas
2. La presión capilar (fenómeno de presión de desplazamiento)
3. La flotabilidad
4. Los efectos del gas disuelto
5. La acumulación
6. Los contactos petróleo-agua inclinados
7. Las barreras estratigráficas
8. La migración vertical y
9. El tiempo de acumulación del petróleo.

La presencia de gilsonita o chapopote es evidencia de que los hidrocarburos se movieron en sentido ascendente en diferentes áreas y niveles estratigráficos quedando aceite pesado en los poros de las rocas en la superficie de las regiones petroleras.

Es de suponer que el petróleo expulsado con el agua de la roca generadora se dispersó en partículas minúsculas, tal vez de tamaño coloidal o microscópico y que

algunas de ellas incluso pueden haber estado disueltas en el agua. Casi todos los depósitos de petróleo se dan dentro de un medio acuoso, esto significa que la migración está estrechamente vinculada con la Geohidrología.

Las microfisuras de la roca (debidas al aumento de presión interna resultante de la generación térmica de hidrocarburos de peso molecular bajo a partir del kerógeno) permite el desprendimiento de los hidrocarburos de las rocas generadoras compactadas, densas y relativamente impermeables. Las distancias implicadas por la migración primaria son del orden de metros o decenas de metros.

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

### **V.3.3.- Subsistema Sello**

Un *Subsistema Sello* se define como una secuencia sedimentaria rocosa de escasa permeabilidad o impermeable (no deben poseer fisuras ni poros interconectados), si tiene poros, su diámetro promedio de garganta de poro debe ser menor a 4 Angstrom. Estas condiciones no permiten el paso del petróleo más ligero o del gas natural. El sello es el cierre a la migración o desplazamiento de los hidrocarburos. La roca debe constituir una barrera a la migración y eso permite la acumulación en una trampa petrolera.

Las rocas sello más comunes son las lutitas y calizas arcillosas, pero las mejores son el yeso, la sal de roca, la anhidrita y los hidratos de metano.

### **V.3.4.- Subsistema Almacenador**

El *Subsistema Almacenador*, consiste básicamente en que una roca sea capaz de almacenar hidrocarburos, y que debe tener las siguientes características generales, según Vásquez (2008):

- Ser poroso, esto es, que disponga de suficientes espacios para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos. Pueden tener una porosidad original (presente ya en el sedimento original), o la porosidad secundaria (fisuras o disolución) que es la resultante de cualquier actividad geológica, como resultado de la diagénesis o la deformación, después de que los sedimentos han sido convertidos en roca; el fracturamiento es un tipo de porosidad secundaria muy importante que se origina por efecto de la acción de esfuerzos en diferentes condiciones tectónicas o por efecto de la fuerza de gravedad.
- Ser permeable, esto es que los poros estén interconectados para que cedan y se muevan fácilmente los hidrocarburos.

### **V.3.5.- Subsistema Entrampamiento**

En el *Subsistema de Entrampamiento* se tienen a las trampas, las cuales son obstáculos naturales en el subsuelo que impiden la migración de los hidrocarburos y quedan acumulados en ella. La característica fundamental de una trampa es la forma convexa, hacia arriba, en cuyo interior existe roca porosa de yacimiento en combinación con una roca sello más densa y relativamente impermeable, localizada arriba y

lateralmente. La forma definitiva de la convexidad puede ser angular, curvada o una combinación de ambas; el único parámetro geométrico importante es que debe estar cerrada en los planos vertical y horizontal, sin fugas notables, para formar un recipiente invertido. Los contornos longitudinales de este recipiente invertido, en una trampa estructural, deben circundar las áreas cerradas que constituyen lo que se llama área de cierre o cierre de una trampa.

Las trampas pudieron formarse por condiciones estratigráficas en el tiempo del depósito de los sedimentos, por cambios posteriores, por litificación de sedimentos, por deformaciones estructurales o por combinación de dos o más de estos factores. Las trampas son receptáculos naturales cerrados, son cuerpos de rocas almacenadoras rodeadas por rocas impermeables.

Se tienen trampas estructurales cuando son resultado de modificaciones en la forma de las unidades estratigráficas (fallas, plegamientos y asociadas con domos de sal) y las trampas por variación de permeabilidad que se dan por modificaciones en la continuidad de la roca dentro de éstas, las más importantes son las trampas estratigráficas; ejemplos típicos de estas últimas son las barras de arena, areniscas de canales distributivos deltáicos o de abanico submarino, como las que formaron la Cuenca de Chicontepec; y los arrecifes de carbonatos. Así mismo, se tienen las trampas combinadas que son la mezcla de las dos anteriores. La mayor parte de los campos petroleros conocidos de México se encuentran en trampas estructurales. Son las de mayor producción, aunque en los últimos años, las trampas estratigráficas han cobrado gran importancia debido a su potencial almacenador.

La roca sello es quien forma la barrera que interrumpe el movimiento de los hidrocarburos, debido a la disminución general de los diámetros de poro, deberá ejercer presiones capilares mayores que la fuerza impulsora.

#### **V.4.- SISTEMA CHICONTEPEC**

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

Vázquez (2008), define a este Sistema como Puro dado que no presenta deformación estructural significativa, las trampas de tipo estratigráfico se asocian con abanicos submarinos, superficies de erosión, barras arenosas y con rellenos de paleocanal; por otra parte es considerado un sistema Conocido en cuanto a su nivel de certeza ya que en los Campos en que se le ha estudiado (Campos Presidente Alemán, Cerro del Carbón, Remolino, San Andrés, Agua Fría y Hallazgo) existen datos de importantes volúmenes de producción de aceite, en las areniscas del Grupo Chicontepec, aceite que se correlaciona positivamente con la roca generadora. Este Grupo (Formaciones Chicontepec Inferior, Medio y Superior), contiene una de las mayores acumulaciones (reservas probables) de hidrocarburos del País.

Los yacimientos se encuentran en cuerpos independientes en lentes de arenas, las que se encuentran a profundidades que varían de 800 a 2400 m; en estos yacimientos no se ha detectado la presencia de contactos de agua-aceite o de gas-aceite. La presión original en la mayoría de los yacimientos es del orden de 220 Kg/cm<sup>2</sup>, su temperatura de fondo varía de los 65 °C a los 75 °C.

#### **V.4.1.- Subsistema Generador**

Las rocas generadoras de este sistema corresponden con las facies arcillo-calcáreas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta del Jurásico Superior, así como en menor escala los horizontes arcillosos de la Formación Chicontepec Inferior y Medio; debido a la alta concentración de materia orgánica y el posterior sepultamiento por la gruesa secuencia marina, de abanicos submarinos, que suele llegar hasta 1700 metros de espesor lo que originó condiciones adecuadas de presión y temperatura. El potencial generador de las formaciones del Jurásico Superior es principalmente de hidrocarburos líquidos con menor volumen de gases, en cambio, el Grupo Chicontepec tiene potencial generador principalmente de gas con volúmenes menores de aceite ya que la materia orgánica que contiene procede del continente o es marina con evidencias de oxidación.

##### **V.4.1.1.- Formaciones Generadoras**

El subsistema generador de la Cuenca de Chicontepec está compuesto por tres formaciones principales que son la Formación Santiago, la Formación Tamán y la Formación Pimienta, todas ellas del Jurásico Superior. A continuación se describen las características de estas formaciones:

La Formación Santiago está constituida por lutitas carbonatadas negras, microlaminadas, limolitas arcillosas, mudstones arcillo-piritizados y horizontes de nódulos calcáreos; la fauna es pobre y está representada por algunos bivalos y cefalópodos de edad Oxfordiano. Sus espesores varían entre 10 y 755 m, ubicándose los mayores espesores en la porción sur de la cuenca. El contenido de Carbono Orgánico Total (COT) y de Hidrocarburos potenciales (S<sub>2</sub>) varía entre regular y excelente, 0.5-6.3% y 0.2-39.1 mg/g roca respectivamente. El kerógeno muestra índices de hidrogeno (IH) entre 21 y 1079, así como temperaturas máximas de pirolisis (T<sub>max</sub>) que varían entre 425 y 525 °C. Estos valores son propios de un kerógeno original predominante de tipo II, que se encuentra desde incipientemente maduro hasta sobremaduro; en la fase madura genera aceite y gas, mientras que en la fase sobremadura únicamente gas. Los biomarcadores indican un ambiente marino salobre subóxico arcillosos (Hopanos: 29<C30, C34>C35, alta relación Diasteranos /Estéranos) (Vázquez, 2008), (Figura V.5).

La Formación Tamán está compuesta por calizas mudstone, calizas arcillosas, lutitas calcáreas laminares y escasas limolitas con espesores máximos de 998 m, sus características fundamentales son la buena estratificación y el predominio de los carbonatos sobre la arcilla. Los organismos presentes son radiolarios, esponjas, pelecípodos, cefalópodos y equinodermos del Kimmeridgiano. El porcentaje de COT se

encuentra entre 0.1 y 5.4% mientras los valores de S2 fluctúan entre 15 y 925 mg/g y los de T<sub>max</sub> de 421 a 527 °C; los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado (Hopanos: C29>C30, C34<C35, muy baja relación Diasteranos/Estéranos), (Figura V.5).

La Formación Pimienta está compuesta por mudstone y calizas arcillosas negras, ligeramente piritizadas, de estratificación delgada con intercalaciones de lutita negra laminar, 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. El porcentaje de COT se encuentra entre 0.2 y 6.5% y el S2 entre 0.2 y 43.4 mg/g; el IH varía entre 18 y 959, mientras que la T<sub>max</sub> se encuentra entre 412 y 476 °C. Los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado arcilloso (Hopanos: C29>>C30, C34<C35, regular relación Diasteranos/Estéranos), (Vázquez, 2008), (Figura V.5).

La mayor riqueza orgánica se encuentra en las Formaciones Santiago y Pimienta, teniendo kerógeno los tipos I y II, encontrándose predominantemente dentro de la ventana del aceite. 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 oleogeneradores.

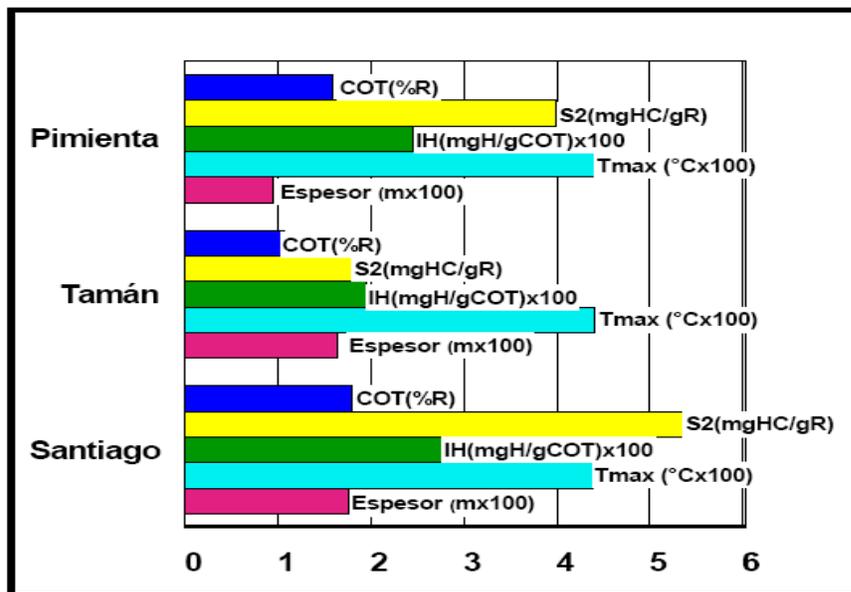


Figura V.5. Características de las rocas generadoras en la Cuenca de Chicontepec

#### V.4.2.- Subsistema Migración

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

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

El hecho de que la roca generadora sea de edad Jurásico Tardío, significa que hacia la porción sur del área de estudio los intervalos productores se hallan muy cercanos a la fuente de origen del petróleo, por lo que la migración secundaria debió ser corta. Hacia el norte y centro de la Cuenca la distancia de migración secundaria fue insuficiente para que la mayor parte del petróleo generado atravesara una discordancia erosional que tuvo lugar en el Eoceno Inferior (Mayol, 2005).

#### **V.4.3.- Subsistema Almacenador**

Las rocas almacenadoras ocupan aproximadamente el 33% del relleno de la cuenca. Son principalmente areniscas del Eoceno Inferior de la Formación Chicontepec Superior, originadas por sistemas de depósitos turbidíticos cíclicos de abanicos submarinos; también existen acumulaciones en rocas del Paleoceno Superior y Eoceno Superior.

Las formaciones del Grupo Chicontepec presentan alta variabilidad vertical en cuanto a sus características petrofísicas de porosidad y permeabilidad; relacionada al ambiente de depósito, a la distancia del transporte y a que sus constituyentes líticos carbonatados tienen un porcentaje que varía entre el 35 y 40%. Los paquetes de areniscas con mayor potencial almacenador tienen geometrías de barras de desembocadura y canales distributarios 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. La formación Aragón es correlacionable con la formación Chicontepec y es igualmente almacenadora y sello por sus horizontes arcillosos; esta formación, se encuentra fuera de la Cuenca de Chicontepec (Vázquez, 2008).

#### **V.4.4.- Subsistema Sello**

Las mismas Formaciones del Grupo Chicontepec en sus facies de lutitas interestratificadas con areniscas de grano fino, constituyen un sello de este Sistema Petrolero. En las partes norte y central de la Cuenca, el sello lo componen sedimentos arcillosos del mismo Grupo Chicontepec localizados por encima de la erosión regional de edad Eoceno Temprano, mientras que al sureste el sello son los sedimentos arcillosos de la formación Guayabal.

### V.4.5.- Subsistema Entrampamiento

Para poder conocer los tipos de trampas que predominan en la Cuenca de Chicontepec, primero es necesario describir los tipos y características de cada una de los diferentes tipos que existen.

#### V.4.5.1.- Tipos de Trampas Petroleras

En general las trampas petroleras se clasifican de la siguiente forma (Vázquez, 2008):

- a) *Trampas estructurales*
- b) *Trampas por variación de la permeabilidad*
- c) *Trampas combinadas.*

##### a) *Trampas estructurales*

Las trampas estructurales implican alguna forma de deformación de la roca, comúnmente expresadas por domos, anticlinales y fallas. Las trampas estructurales son fácilmente localizables por estudios geológicos superficiales y subsuperficiales así como por estudios geofísicos; son las más numerosas entre las trampas y reciben mucha más atención que los otros tipos de trampas en la búsqueda de aceite y/o gas, sin embargo, en la Cuenca de Chicontepec este tipo de trampas no son muy comunes.

##### b) *Trampas por variación de la permeabilidad.*

Se refiere a todas las trampas que permiten que los hidrocarburos, se acumulen en el subsuelo sin deformación estructural. Son resultado de la presencia local de un cierto volumen de roca- almacén aislada por formaciones impermeables tanto vertical como lateralmente, se deben a anomalías en la repartición de los sedimentos o a la naturaleza litológica de las formaciones; este tipo de trampas son las que contienen los Hidrocarburos en la Cuenca de Chicontepec.

Las trampas por variación de permeabilidad más comunes e importantes son las trampas estratigráficas, las cuales se dividen en:

- 1) Trampas estratigráficas primarias.
- 2) Trampas estratigráficas secundarias.

##### Trampas estratigráficas primarias

Están condicionadas por la presencia de un cuerpo rocoso, poroso, permeable, de tamaño limitado; existen debido al hecho de que un sedimento capaz de originar un almacén, tiene buena porosidad y permeabilidad y se encuentra rodeado de rocas impermeables. A esta categoría pertenecen los cuerpos arenosos lenticulares de las formaciones del Grupo Chicontepec.

### Trampas estratigráficas secundarias

Se crean por fenómenos posteriores a la sedimentación y a veces se forman durante la diagénesis, las que resultan de una discordancia angular o una discordancia basal. Las trampas estratigráficas secundarias son un tránsito a las trampas combinadas. En la Cuenca de Chicontepec se tienen algunas trampas petroleras asociadas a discordancias angulares entre cada una de las formaciones del Grupo Chicontepec.

#### *c) Trampas combinadas*

Las trampas combinadas presentan variaciones de porosidad y deformaciones estructurales en las cuales, la roca almacén cubre solo una parte de la estructura; tanto la estructura como los cambios estratigráficos son esenciales en la formación de este tipo de trampa. Las trampas de esta naturaleza son dependientes de los cambios estratigráficos que limitan la permeabilidad y la estructura para crear el cierre y completar la trampa; las discordancias y estructuras producto de la deformación son igualmente importantes en la formación de estas trampas, por lo que el fallamiento es un factor de control en muchas de estas trampas. Este tipo de trampas se encuentra en el subsuelo por abajo del relleno clástico de las formaciones del Grupo Chicontepec, por lo que no son motivo de interés en este trabajo ya que se encuentra en las secuencias del Mesozoico afectadas por la Orogenia Laramidica.

#### V.4.5.2.- Entrampamiento en el Sistema Chicontepec

El patrón de entrampamiento del sistema Chicontepec está formado por una gran cantidad de trampas por variación de la permeabilidad, en la mayoría de los casos son lutitas intercaladas con areniscas de grano fino de estratificación delgada que limitan en su cima, en su base y lateralmente a los desarrollos arenosos (contactos discordantes y gradacionales) 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 (Figura V.6). Predominan las trampas de tipo estratigráfico compleja, cuya geometría fue influenciada por la ocurrencia de grandes paleoestructuras en el subsuelo, como son los paleocanales, en algunos casos controlados por la geometría del depósito debida a la superposición de abanicos submarinos y superficies de erosión dentro del paleocanal, que determinan los espesores y el comportamiento estructural (fallas de crecimiento) de las secuencias de relleno, pudiendo llegar a construir trampas combinadas. En cuerpos localizados en la porción occidental de la Cuenca las trampas muestran un componente estructural.

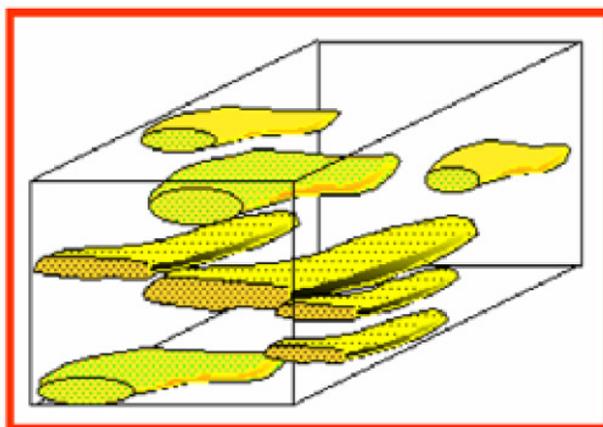


Figura V.6. Trampas estratigráficas de la Cuenca de Chicontepec (Tomada de Vázquez, 2008).

### V.4.6.- Sincronía

La sincronía, 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. Para algunos autores, el hecho de que la erosión que dio origen al Paleocanal de Chicontepec durante el Paleoceno Tardío-Eoceno temprano, además de que las secuencias clásticas depositadas no sufrieron deformación significativa, que pudo haber modificado sus propiedades físicas por efectos de la Orogenia Laramide y el tiempo de maduración para que se generaran los hidrocarburos en capas inferiores dentro de la zona fue preciso; todos estos son elementos necesarios que se asocian para tener la sincronía de un sistema petrolero. En la figura V.7, se muestra de manera esquemática la ocurrencia de cada uno de estos elementos que dieron origen a las acumulaciones de hidrocarburos en la Cuenca de Chicontepec, así tenemos que la generación de hidrocarburos fue en el Jurásico Tardío dando de esta manera el tiempo necesario para migrar y entraparse en las secuencias del Cenozoico.

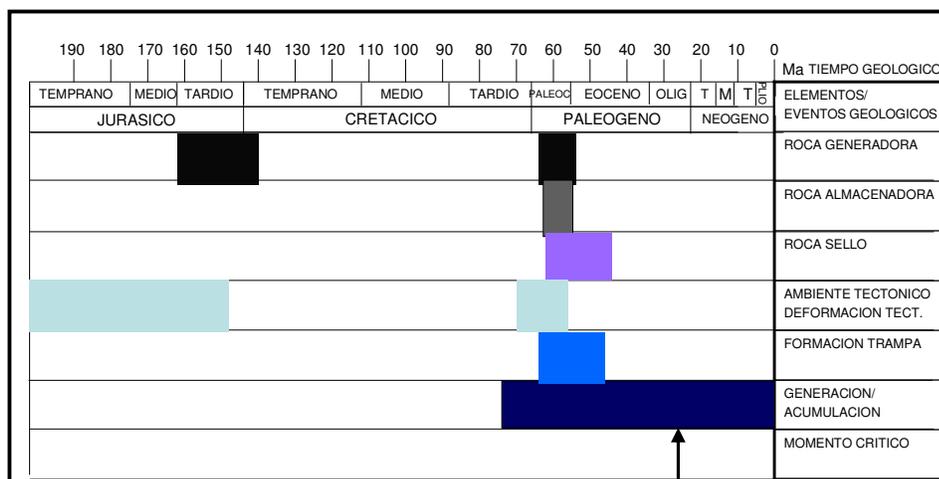


Figura V.7. Sincronía del Sistema Chicontepec.

### V.5.- PLAYS PRODUCTORES

El play Chicontepec fue descubierto en 1926, sin embargo, fue hasta 1952 cuando se obtuvo producción en los pozos del campo Presidente Alemán, productor en la Formación Tamabra y que también probaron el potencial petrolero de las areniscas del Grupo Chicontepec. A Principios de los años 70 del siglo pasado se desarrollo la parte norte de este Play en los campos Soledad y Soledad Norte y a finales de esta década se desarrollaron los campos del sector sur, Tajín y Agua Fría.

En la Cuenca de Chicontepec se tienen definidos tres Plays productores: Play Chicontepec (Paleoceno-Eoceno Inferior Temprano), Play Chicontepec Canal (Eoceno Inferior tardío) y el Play Tantoyuca (Eoceno Superior); a continuación se describen brevemente sus principales características (Figura V.8).

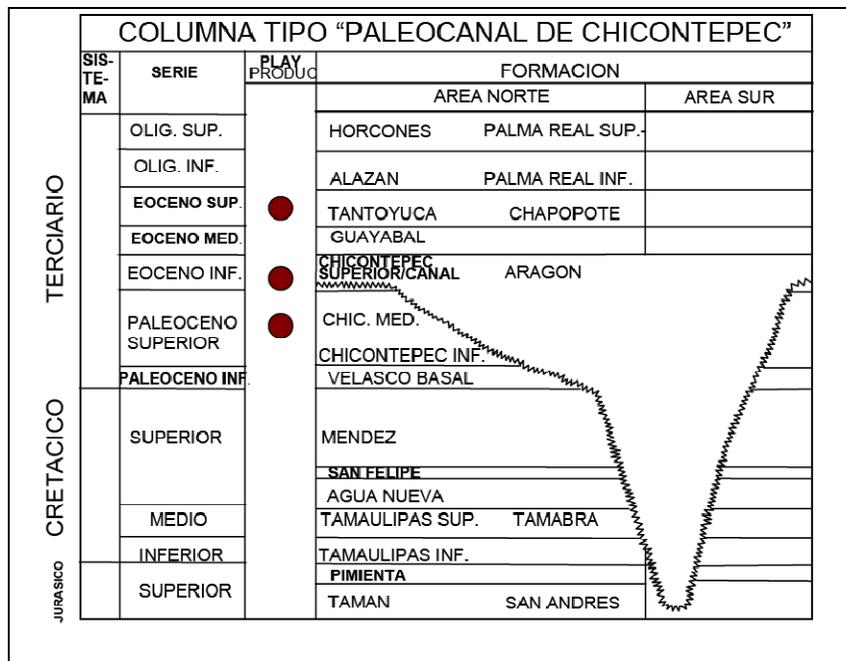


Figura V.8. Columna estratigráfica y Plays Productores de la Cuenca de Chicontepec. (Modificado de Mayol, 2005).

#### V.5.1- Play Chicontepec.

Corresponde a una secuencia sedimentaria marina, turbidítica de ambiente nerítico externo y batial, depositada en forma de lóbulos y abanicos submarinos de edad Paleoceno-Eoceno Inferior temprano. En algunos lugares rebasa los 1,700 m de espesor (Figura V.9). Estas secuencias de areniscas (litarenitas-litarenitas félsicas), limolitas y lutitas tienen características muy variables y distribución irregular; como ejemplo, los campos petroleros Agua Fría, Tablón y Humapa que se localizan en estas secuencias.

La roca generadora de donde provienen los hidrocarburos pertenece a las facies arcillo-carbonatadas del Jurásico Superior (Oxfordiano-Tithoniano) de las formaciones

Santiago, Tamán y Pimienta; su espesor varía entre 200 m y 800 m. El promedio de Carbono Orgánico Total (COT) es 2.2% y del Índice de Hidrógeno (IH) alrededor de 500 mgHC/g (Román et al, 1999). El kerógeno predominante es de tipo II compuesto por materia algácea marina. El nivel de madurez térmica (Roe = 0.8-1.0 %) corresponde al pico de generación de aceite que fue alcanzada durante el Eoceno-Oligoceno.

La roca almacenadora corresponde a areniscas de grano medio a fino del Paleoceno-Eoceno Inferior, su espesor es variable y su continuidad lateral es dependiente de la geometría y tamaño de la cuenca. Los tipos de trampas encontradas en esta área son predominantemente combinadas (estratigráficas-estructurales), donde el entrapamiento está dado por lutitas intercaladas que limitan en su cima, base y lateralmente a los desarrollos arenosos (Mayol, 2005).

### **V.5.2- Play Chicontepec Canal**

Esta secuencia se depositó en una gran depresión alargada orientada NW-SE, el relleno tuvo lugar después de un evento erosivo de gran magnitud con el posterior depósito de una secuencia marina, turbidítica, de ambiente nerítico externo y batial. En algunos lugares rebasa los 1,000 metros de espesor (Figura V.9). En esta zona la erosión fue muy profunda y pone en contacto rocas del Jurásico Superior de la Formación San Andrés con las del Eoceno Inferior de la Formación Chicontepec Superior.

Respecto a la roca generadora, se considera que las secuencias más favorables de donde pueden provenir los hidrocarburos están representadas por las facies arcillo-carbonosas del Jurásico superior (Oxfordiano-Tithoniano), correspondiente a las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta.

La roca almacenadora está constituida por areniscas de espesor variable, y su continuidad lateral es dependiente de la geometría y magnitud de la erosión; estas rocas presentan constituyentes líticos carbonatados en un rango del 35-40%. La secuencia de areniscas descansa discordantemente sobre la Formación San Andrés (Oxfordiano Superior – Kimmeridgiano); los tipos de trampas son estratigráficas y combinadas. Los procesos relacionados con la erosión y la migración han propiciado la degradación de los hidrocarburos cambiando sus propiedades físicas y químicas.

### **V.5.3- Play Tantoyuca**

Corresponde a una secuencia sedimentaria de edad Eoceno Superior (Figura V.9), representada por arenas, conglomerados, limolitas y lutitas, que fueron depositadas en ambientes de aguas someras; es una secuencia rica en macroforaminíferos y pobre en pelágicos (Mayol, 2005). Su distribución está restringida principalmente hacia el borde oriental de la Cuenca de Chicontepec y la plataforma de Tuxpan, su depósito tuvo lugar en deltas de abanico y canales submarinos. El espesor promedio de la formación alcanza los 500 metros. Las rocas generadoras en esta área

son las lutitas arcillo-carbonosas y las calizas arcillosas, principalmente de la Formación Santiago, aunque existe generación en las Formaciones Tamán y Pimienta.

La roca almacenadora está constituida por areniscas con geometría de barras de desembocadura y canales distribuidores; los cuerpos de arena tienen espesores entre 12 y 18 metros. Son comunes las litarenitas de grano fino a medio y en algunos intervalos existen conglomerados con matriz arenosa. Las rocas sello están formadas por las lutitas de la Formación Palma Real Superior, de edad Oligoceno Medio, además de las lutitas interestratificadas con los cuerpos arenosos de la Formación Tantoyuca. El tipo de trampa predominante es la estratigráfica, pero las hay combinadas.

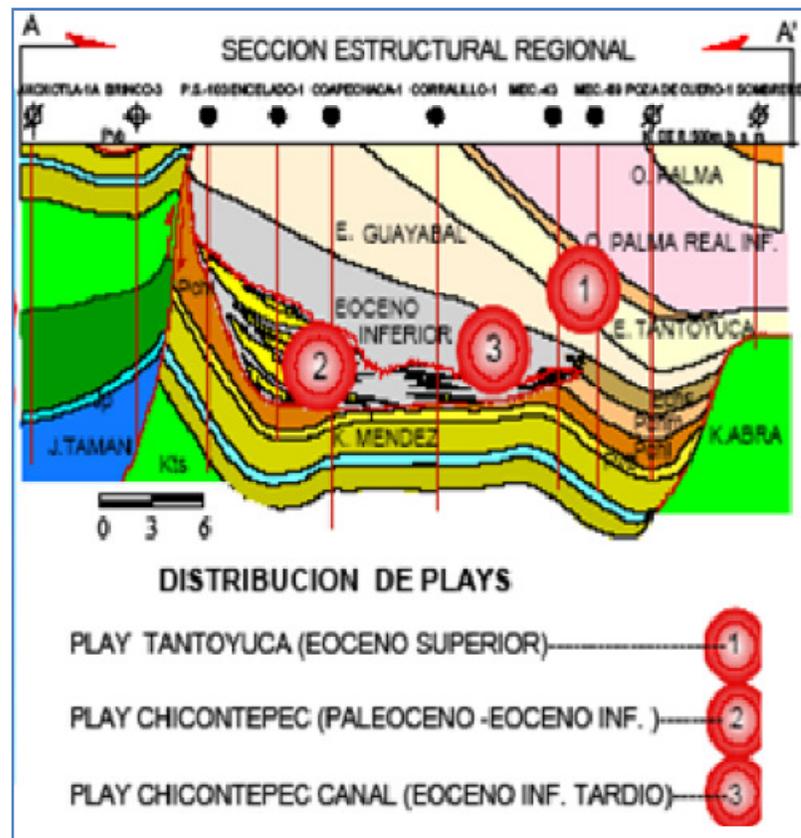


Figura V.9. Sección Geológica mostrando la distribución de Plays Productores de la Cuenca de Chicontepec. Modificado de Vázquez 2008.

## V.6.- PROPIEDADES GEOQUÍMICAS DEL ACEITE DE CHICONTEPEC

Estas propiedades incluyen gravedad API, los tipos de fluidos y contenido de azufre del aceite total; la ventaja de conocer estas propiedades, se fundamenta en que proporcionan una visión más amplia de las características orgánicas de los aceites.

### V.6.1.- Tipos de Fluidos

Se tiene un rango amplio en la calidad de los aceites, porque se han identificado dos focos de generación de hidrocarburos con varias etapas y vías de migración; se tiene por lo menos una etapa de biodegradación por efectos de la erosión en los paleocanales. La calidad de sus aceites en la mayoría de los casos varía desde pesados a muy ligeros, con volumen reducido de gas metano, sin embargo en la porción noroeste se caracteriza por tener los aceites más ligeros con mayor proporción de gas.

### V.6.2.- Gravedad API

La gravedad API de los aceites de la Cuenca de Chicontepec, está influenciada tanto por las facies orgánicas, madurez de las rocas generadoras, así como también por la alteración del petróleo durante su migración, preservación en los yacimientos, y posterior destrucción.

En la Cuenca de Chicontepec se aprecia mayor presencia de crudos medios y ligeros en comparación con los crudos pesados. Mayol (2005), afirma que los crudos muy ligeros y condensados son más abundantes que los pesados, interpretación que se basa en un estudio de 69 muestras que indican que la media del aceite es de 30.9 °API (crudo ligero tendiendo a medio); el aceite más pesado tiene una gravedad API de 12.6 (crudo pesado), y el más ligero de 50.6 (condensado), (figura V.10).

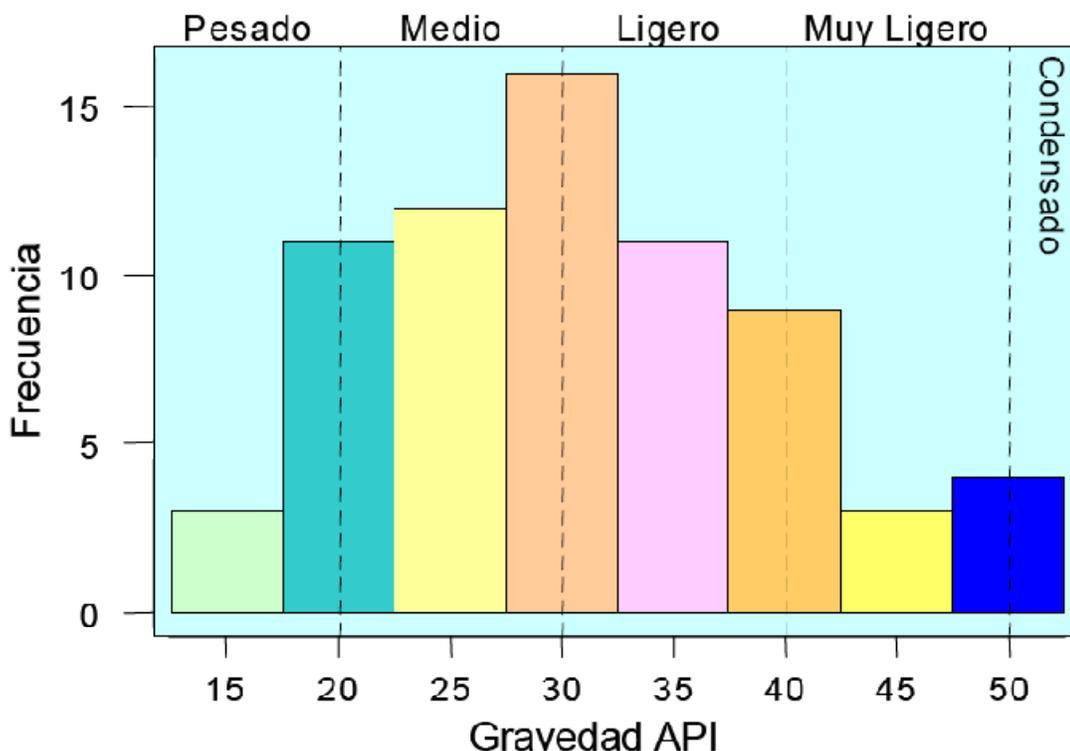


Figura V.10. Distribución de frecuencia de la gravedad API de los aceites de la Cuenca de Chicontepec, donde predominan los crudos medios y ligeros (Tomado de Mayol, 2005).

### V.6.3.- Contenido de Azufre

El contenido de azufre en los petróleos crudos y en los bitúmenes naturales varía aproximadamente de 0.05 % a 14.00 %, aunque generalmente los petróleos considerados como comerciales no exceden el 4 %, los aceites con más de 0.5 % se consideran como ricos en azufre. La mayoría del azufre presente en los aceites y extractos es de origen orgánico.

Los aceites de la Cuenca de Chicontepec, tienen un porcentaje de azufre con valor promedio de 1.92 %, variando en un rango de 0.19 % a 5.18 % (Figura V.11).

Tomando en cuenta que un crudo se considera azufrado con más de 0.5 % de azufre, los aceites del área de estudio incluyen tanto crudos azufrados como otros no azufrados, predominando los primeros.

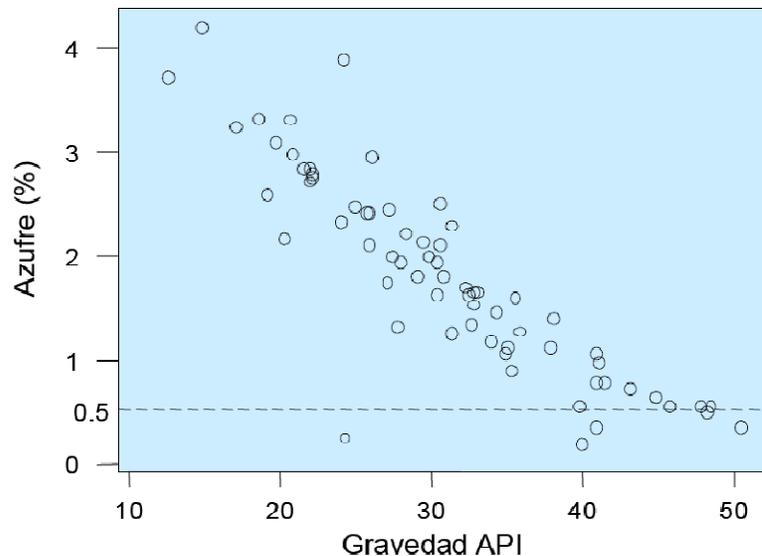


Figura V.11 Relación azufre vs. Gravedad API en la Cuenca de Chicontepec. Se observa la tendencia esperada de incremento de azufre al disminuir la gravedad API, (Modificada de Mayol, 2005).

## VI.- IMPORTANCIA ECONÓMICA

### VI.1.- CONSIDERACIONES GENERALES

Cuando ha sido necesario calcular la cantidad de hidrocarburos almacenados en el subsuelo susceptible de ser explotados con rendimiento comercial, se hace necesario contar con varios parámetros para estimar el volumen de los mismos; algunos de estos parámetros son: presión inicial, temperatura, tipo de hidrocarburo, porosidad, permeabilidad, trampa, etc. En México, PEMEX ha trabajado en el cálculo de reservas de manera efectiva durante muchos años, también han postulado y publicado los conceptos relacionados a este tema.

A partir del año de 1948, el gobierno federal comenzó a informar sobre la cantidad de reservas que tenía México; poco después se efectuó la modificación retroactiva de las tablas estadísticas vigentes durante los primeros diez años. Desde ese mismo año, se incluyeron las estadísticas desagregadas de gas natural; a partir de 1958 se incluyó también un tercer componente que son los condensados.

Las *reservas* petroleras en México, en lugar de que se presentaran las estadísticas de crudo y de gas en forma separada, puesto que el crudo y el gas son productos distintos, hablando en forma técnica y económica, las reservas de ambos se conjuntaron en una sola tabla, colocando las cifras de gas por su poder calorífico, como "barriles de crudo equivalente". La manera como se manejaban la reservas fue confusa e incompleta, ya que el factor de conversión empleado desde entonces (5,000 pc/b) ha sido cuestionado con frecuencia porque se utiliza para abultar los recursos.

Pasaron los años y también cambian las definiciones, tanto como la forma de dar a conocer las reservas, por lo que, Díaz Serrano en 1977, próximo a dirigir PEMEX, consideró que las evaluaciones, se harían con base en los conceptos de *recurso* lo que presenta como el "volumen total de hidrocarburos existentes en las rocas del subsuelo, también conocido como volumen in situ o volumen original" y la *reserva* que es "la porción recuperable del recurso".

### VI.2.- CONCEPTOS BÁSICOS

#### VI.2.1.- Reserva probada

Son el volumen de petróleo y gas susceptibles de extraerse en forma comercial de los campos conocidos y cuyo monto ha sido objeto de una estimación técnica basada en los datos de los pozos perforados en dichos campos y en los métodos de explotación seguidos.

Bermúdez (1960), dice que las *reservas probadas* no es el total de los volúmenes de petróleo y gas localizados en los yacimientos por medio de los pozos de exploración y de desarrollo, sino solamente la parte que de acuerdo con la técnica actual de explotación, se estima que podrá extraerse de los yacimientos en el transcurso de los años; considera que la cuantificación de las *reservas probadas* no es un dato definitivo. El progreso de la técnica, ha permitido ampliar cada vez más el porcentaje de petróleo y gas que puede extraerse del volumen original. Las reservas probadas no son el límite máximo sino la garantía mínima.

Entonces, *las reservas probadas* se consideran como petróleo y gas a la vista, o almacenados en el subsuelo, para irse extrayendo a medida que las necesidades de la industria lo requieran y son en consecuencia la única base posible para un programa lógico de explotación.

### **VI.2.2.- Reserva no probada**

Son una estimación generalmente imprecisa de los hidrocarburos que pudieran existir en supuestas extensiones de los campos conocidos o en áreas donde no existen aún campos petroleros.

### **VI.2.3.- Reserva probada primaria**

Es el volumen de hidrocarburos que puede recuperarse, sin proporcionar energía adicional al yacimiento.

### **VI.2.4.- Reserva probada secundaria**

Es el volumen de hidrocarburos que puede recuperarse adicionalmente al volumen de la reserva primaria, como resultado de suministrar energía al yacimiento por inyección de agua, gas u otros métodos secundarios o de recuperación mejorada.

### **VI.2.5.- Reserva probada perforada**

Es aquella que puede extraerse a través de los pozos existentes.

### **VI.2.6.- Reserva no perforada**

Es la existente en áreas aún no perforadas de un yacimiento, en las que se puede inferir, con razonable certeza, la existencia de iguales condiciones de productividad económica a las áreas ya perforadas.

### **VI.2.7.- Reserva probable**

Es el volumen recuperable de hidrocarburos estimado en trampas definidas por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas donde se cuenta con factores geológicos y de éxitos en perforación exploratoria, que permiten definir que existe más

del 50% de probabilidades de obtener, técnica y económicamente, producción e hidrocarburos.

#### **VI.2.8.- Reserva potencial neta**

Es el volumen recuperable de hidrocarburos inferido en áreas o provincias en donde la información geológica y geofísica disponible indica la presencia de factores favorables para la generación, acumulación y explotación de hidrocarburos, con la exclusión de los volúmenes de la reserva probada y la probable, así como los de la producción acumulada.

#### **VI.2.9.- Reserva potencial total**

Es la cantidad de hidrocarburos obtenida al sumar los volúmenes de la producción acumulada y los correspondientes a la reserva probada, la probable y la potencial neta.

### **VI.3.- ANTECEDENTES Y SITUACIÓN ACTUAL DE LAS RESERVAS DE LA CUENCA DE CHICONTEPEC**

El primer yacimiento de Chicontepec fue descubierto en 1926, iniciando su producción comercial hasta 1952.

Durante la explotación en la Cuenca de Chicontepec se han identificado cinco etapas importantes que se pueden diferenciar por medio de las principales actividades realizadas en cada una de ellas desde el inicio del desarrollo. La primera etapa (1952-1970) se caracteriza por la realización de reparaciones mayores en los Campos Presidente Alemán y Soledad, misma que se ve reflejada en la baja producción que se eleva considerablemente en la segunda etapa de 1970 a 1982, gracias a los trabajos de perforación y desarrollo en los campos Soledad, Horcones, Aragón, Coyotes y Soledad Norte. De 1976 a 1980, en la tercera etapa, se ejecutó un programa intensivo de perforación de desarrollo, perforándose alrededor de 300 pozos (todos productores).

A pesar del mantenimiento de pozos, la perforación y desarrollo de los Campos Agua Fría y Tajín, la producción tuvo una nueva disminución en los años siguientes, El rango de producción inicial en Chicontepec en la década de los ochentas, fue de menos de 10 MBPD. Al iniciar los noventa, comienza la cuarta etapa importante de producción registrando en el año de 1992, una producción de 16,000 BPD de aceite y 16 MMPCD de gas. En 1999 DeGolyer & MacNaughton certificó un volumen original de 139,000 MMBLS.

Se observó que debido a la baja permeabilidad del yacimiento, se requiere un alto ritmo de perforación y terminación de pozos. Fue así como en el año de 2002 en la quinta etapa cuando se reanudó la perforación intensiva en los campos alcanzando una Producción de 24,314 BPD de aceite y 27 MMPCD de gas en el año de 2004 (Figuras VI.1 Y VI.2).

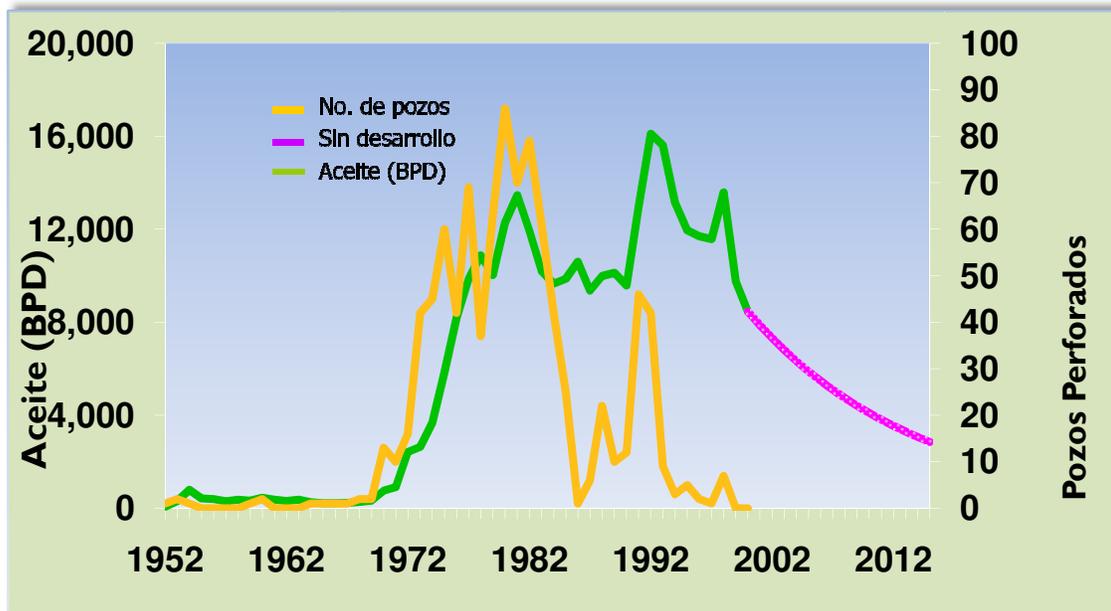


Figura VI.1.- Comportamiento histórico de producción de la Cuenca de Chicontepec.

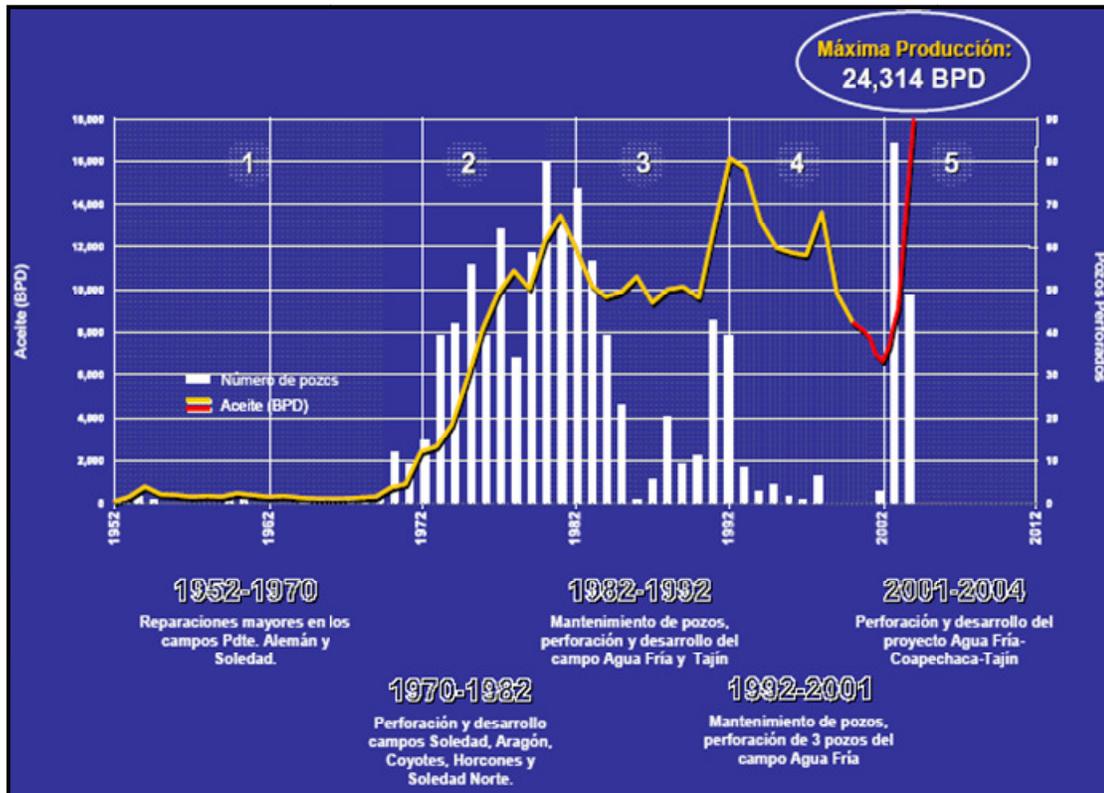


Figura VI.2.- Comportamiento histórico de producción de la Cuenca de Chicontepec, relacionado con el número de pozos de exploración.

Por su gran extensión, por sus características geológicas y por facilidad de su estudio y desarrollo, la Cuenca de Chicontepec se ha dividido en 29 campos (Figura VI.3).

De los campos productores en la Cuenca de Chicontepec, se tienen registrada una producción máxima de 17 MBPD, una producción a Diciembre de 2007 de 21.3 MBPD, una acumulación de aceite de 140.9 MMBLS y 239.4 MMMPC de gas, para generar una acumulación total de 174 MMBPCE, según datos de PEMEX (2007).



Figura VI.3.- Distribución de los 29 campos en la Cuenca de Chicontepec.

Para efectos de la exploración y explotación de reservas, la Cuenca de Chicontepec es considerada por Pemex, como parte de la región Norte. La Cuenca de Chicontepec cuenta con importantes reservas de hidrocarburos en sus rocas, aproximadamente 10,000 MMBLS, sin embargo en el área de estudio no se desarrolla una producción efectiva de aceite ya que esta es de menos de 22 MBPD. Cantarell, por ejemplo, produce más de 1, 000 MBPD. La relación reserva-producción de la Cuenca de Chicontepec es muy alta por la magnitud de las reservas, llegando a una cifra de más de 600 años en la reserva. Esto refleja la magnitud de oportunidad que tiene la Cuenca de Chicontepec para producir enormes volúmenes de hidrocarburos.

Lo anterior es consecuencia de lo heterogéneo del yacimiento por una parte, y por técnicas no efectivas de perforación y extracción del hidrocarburo, así como malos manejos del personal involucrado, también indica la necesidad de invertir cantidades importantes de capital para extraer dicho volumen de reservas. El objetivo de Pemex es trasladar a Chicontepec de un plano donde se tienen muchas reservas y poca producción, a uno donde se puedan aprovechar mejor los recursos atrapados en el subsuelo (Figura VI.4).

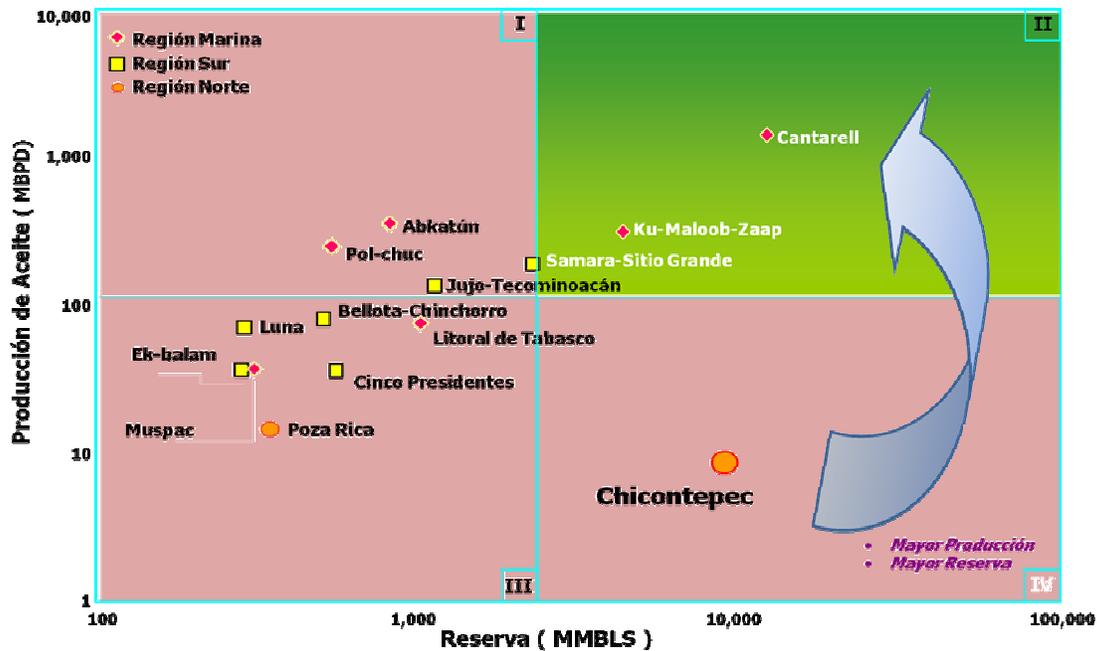


Figura VI.4.- Chicontepec en el entorno Nacional.

En lo que se refiere a la zona norte, la Cuenca de Chicontepec ocupa el lugar más importante en cuanto a reservas tanto 1P (Probadas), 2P (Posibles), como en las reservas 3P (Probadas + Probables + Posibles), superando por mucho a campos cercanos como son los campos San Andrés y Poza Rica, entre otros (Figuras VI.5).

En contraparte, la zona de estudio produce menos hidrocarburos que las zonas cercanas con las que se compara, generando apenas 21.2 MBPD de aceite, producción en la que se ha mantenido en los últimos años. Toda la zona Norte genera una producción de 43.8 MBPD, lo que nos dice que la Cuenca de Chicontepec con reservas demasiado altas solo contribuye con un 25 % de todo el aceite que produce Pemex en la Región Norte. En lo referente al gas, también se observa una disparidad entre las reservas de PCE y el total producido en el área, aproximadamente también aporta el 25 % de todo el gas generado en la Cuenca.

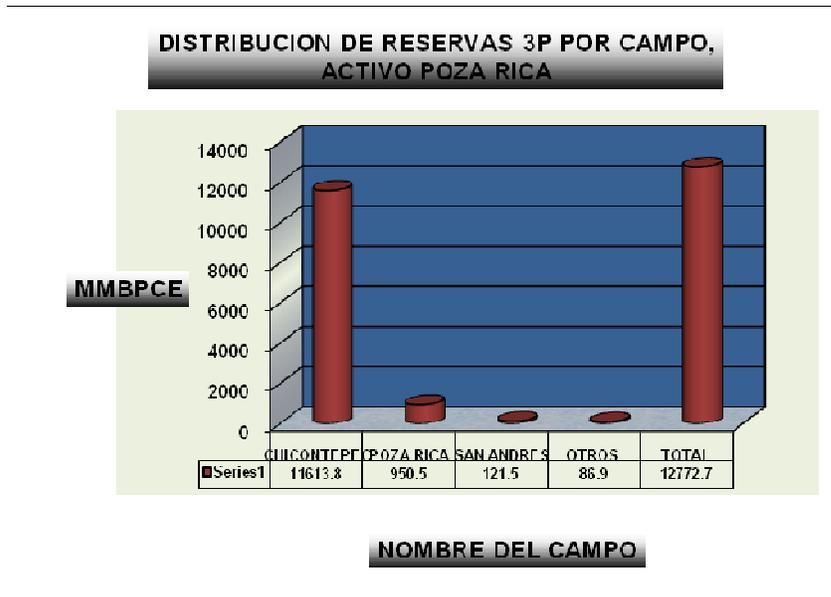


Figura VI.5.- Reservas 3P de la Cuenca de Chicontepec en relación con otros campos.

Para febrero de 2007, Pemex presenta las reservas probadas probables y posibles con las que cuenta la Cuenca de Chicontepec. Se tiene hasta ese momento un volumen original de aceite de 136, 481 MMBLS, con reserva 1P de 777 MMBPCE, 2P de 9, 455 MMBPCE y 3P de 17, 769 MMBPCE. Una reserva de aceite total equivalente al 67 % (11, 923 MMBPCE); y una reserva de gas natural del 33 % restante (5, 873 MMBPCE). El volumen original de aceite calculado por Pemex para el año 2007 fue de 136, 481 MMBLS (Figura VI.6).

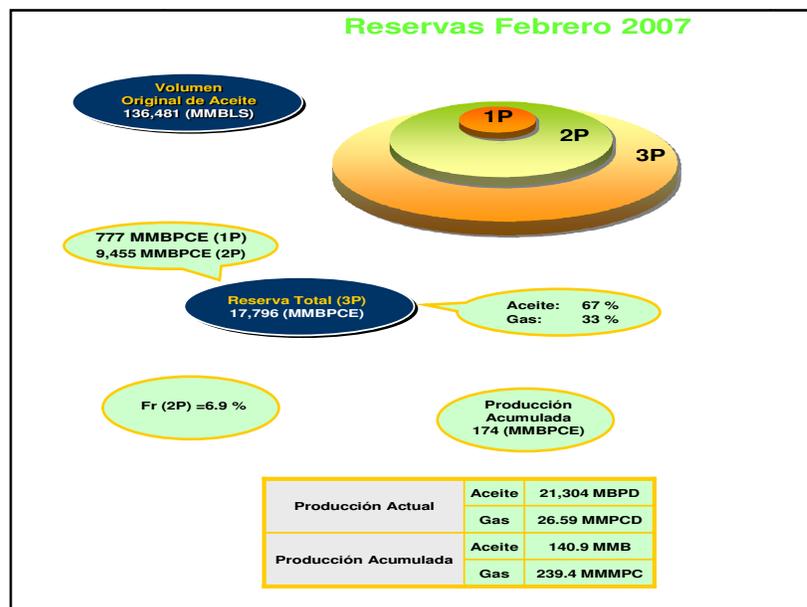


Figura VI.6.- Reservas 3P de la Cuenca de Chicontepec.

Sin embargo, las reservas parecen no ser un problema para la Cuenca de Chicontepec, sino más bien la explotación. Es por eso que desde el año 2002, Pemex dio comienzo a un intenso programa de perforación utilizando nuevas técnicas aplicables al área, tales como recuperación secundaria de Hc's, perforación de pozos de forma horizontal, mejor infraestructura de producción, registros geofísicos de pozos novedosos, empleo de fluidos fracturantes, captura de arena al salir del pozo para evitar su regreso, pozos multilaterales, entre otras; el resultado del empleo de todas estas técnicas ha dado como resultado un incremento sustancial en la producción de petróleo en la Cuenca de Chicontepec.

Se tenía contemplado que del año 2002 al 2005, la producción disminuyera de 6900 a 3314 BPD; en lugar de eso la producción se incremento hasta 26,100 BPD, aumentando 22,786 BPD la generación de Hc's en esta área. Para el año 2007 la producción se mantiene en 21, 304 BPD de aceite y 26.59 MMPCD de gas (Figura VI.7).

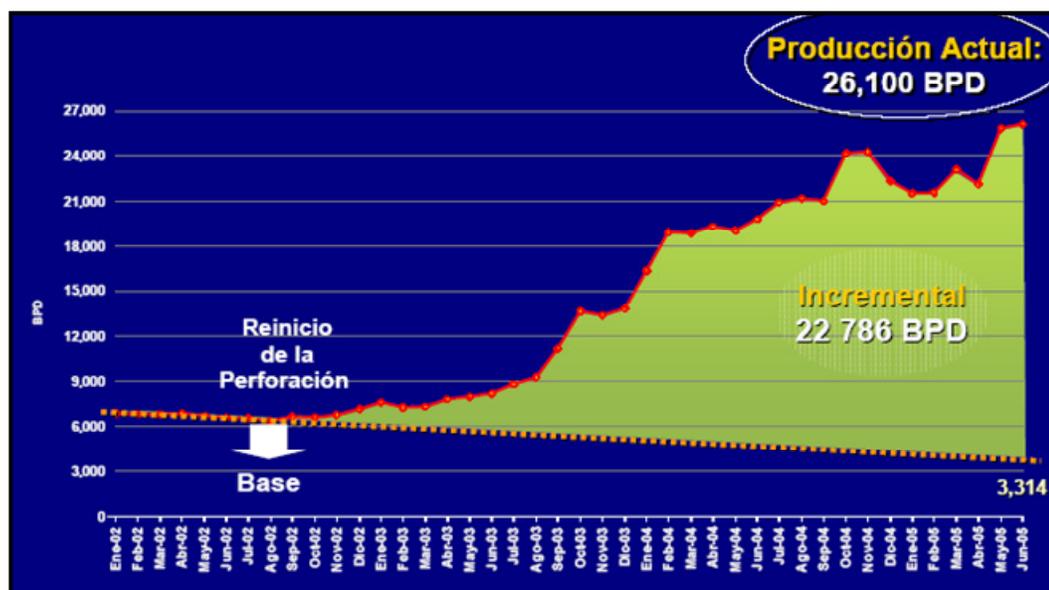


Figura VI.7.- Aumento en la producción de hidrocarburos a partir del 2002 en la Cuenca de Chicontepec.

#### VI.4. MODELO PETROFÍSICO

Una de las tareas principales que ha tenido Pemex en los últimos años, para resolver la problemática que implica explotar un yacimiento tan heterogéneo, ha sido definir buenos modelos sedimentarios del yacimiento, identificar su geometría y continuidad, así como predecir su calidad. Por lo anterior se han tenido que generar y mejorar técnicas y metodologías empleadas tales como la estratigrafía de secuencias y/o la petrofísica.

Según Saavedra et al (2008), la porosidad en las areniscas productoras varía entre 5 y 14 %, debido a las diferentes naturalezas de las rocas almacenadoras. El contenido de arcilla (Shc) es de 50 a 60 %, esto afecta significativamente la permeabilidad de yacimiento. La permeabilidad va de 0.01 mD a 15 mD, por lo que es necesario realizar fracturamiento hidráulico para una mejor extracción. Los yacimientos corresponden a litarenitas donde predominan principalmente fragmentos carbonatados, esto reduce la porosidad primaria al generarse cemento calcáreo; estas litarenitas se encuentran intercaladas con lutitas, margas, entre otras. Los yacimientos están a profundidades que varían de los 800 a los 2400 m de profundidad con gravedad API de los 18 a 45° siendo el Norte de la Cuenca la de mejor calidad (Figura VI.8). En estos yacimientos se tiene un volumen reducido de gas metano, sin embargo, la porción noroeste se caracteriza por contener aceites más ligeros con mayor proporción de gas.

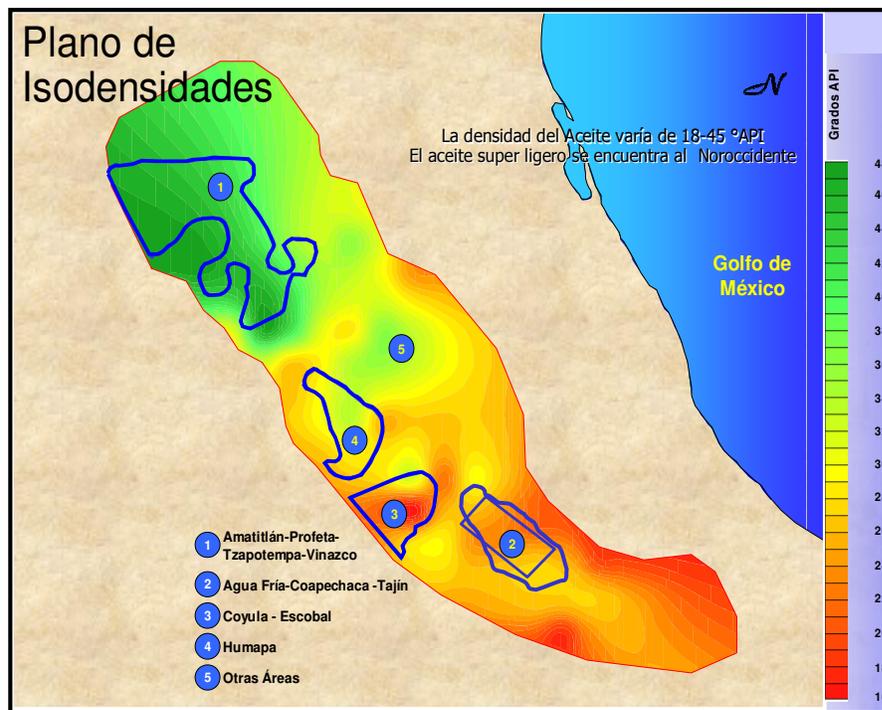


Figura VI.8.- Densidad del aceite y áreas de interés en la Cuenca de Chicontepec

## VI.5.- ÁREAS POTENCIALES.

Pemex Exploración y Producción (PEP), a partir del año 2002, inicio un programa de reevaluación de varias áreas dentro de la Cuenca de Chicontepec con la finalidad de incrementar y mejorar la producción de Hidrocarburos en las mismas.

Los criterios de jerarquización de dichas áreas son, conocimiento del subsuelo, calidad de los aceites, infraestructura y el potencial del yacimiento. Las áreas fueron consideradas de la más rentable a la menos rentable y son las siguientes:

ÁREA	CAMPOS INCLUIDOS
Área 1	Agua Fría – Coapechaca – Tajín
Área 2	Amatitlán – Profeta – Tzapotempa – Vinazco
Área 3	Coyula - Jatepo
Área 4	Humapa – Bornita
Área 5	Otras áreas

### VI.5.1.- Área 1. Agua Fría – Coapechaca – Tajín

El área 1 se encuentra en los campos Agua fría, Coapechaca y Tajín, en los municipios de Venustiano Carranza, Pue. y Coatzintla, Veracruz; comprende una superficie de 106 km<sup>2</sup>, y el Play se encuentra a 1900 m de profundidad. Sus aceites tienen una densidad promedio de 26 °API, tiene 598 pozos de desarrollo y 7 exploratorios al inicio del 2002. El incremento máximo de producción de aceite es de 30 MBPD hasta 120 MBPD para el año 2007 decreciendo posteriormente. En cuanto al gas el incremento es de casi 50 hasta 200 MMPCD para este mismo año (Figura VI.9). El Campo Tajín junto con los campos Agua Fría, Soledad, Aragón y Coyotes contienen el 56.5 % de las reservas probadas de la Cuenca de Chicontepec. Se considera el área con mayor potencial de la cuenca por su cantidad de reservas (Figura VI.10).

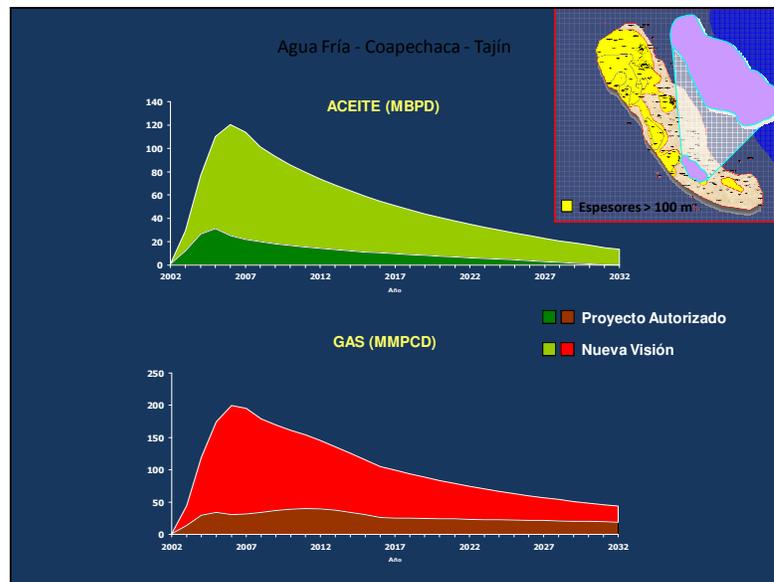


Figura VI.9.- Producción incremental del área 1 de la Cuenca de Chicontepec.

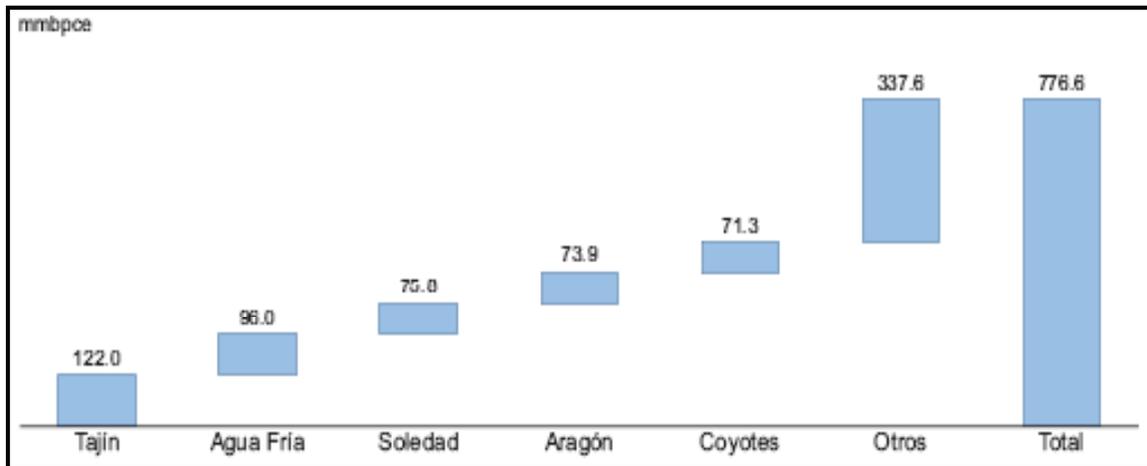


Figura VI.10.- Distribución de las reservas probadas remanentes en la Cuenca de Chicontepec. Los campos Tajín, Agua Fria, Soledad, Aragón y Coyotes contienen 56.5 % del total.

### VI.5.2.- Área 2. Amatitlán – Profeta – Tzapotempa – Vinazco

El área 2 se encuentra en los campos Amatitlán, Profeta, Tzapotempa y Vinazco al Norte de la Cuenca en los municipios de Chicontepec, Ixhuatlán de Madero y Temapache (Álamo, Ver); comprende una superficie de 358 km<sup>2</sup>, y el Play se encuentra a 1800 m de profundidad. Sus aceites tienen una gravedad promedio >40 °API, tiene 2703 pozos de desarrollo y 16 exploratorios al inicio del 2002. El incremento máximo de producción de aceite es de menos de 10 MBPD hasta 220 MBPD para el año 2012 decreciendo posteriormente. En cuanto al gas el incremento será de 50 hasta casi los 500 MMPCD para este mismo año (Figura VI.11), lo que lo vuelve un proyecto altamente rentable no solo por el aumento de producción sino también por la calidad del aceite.

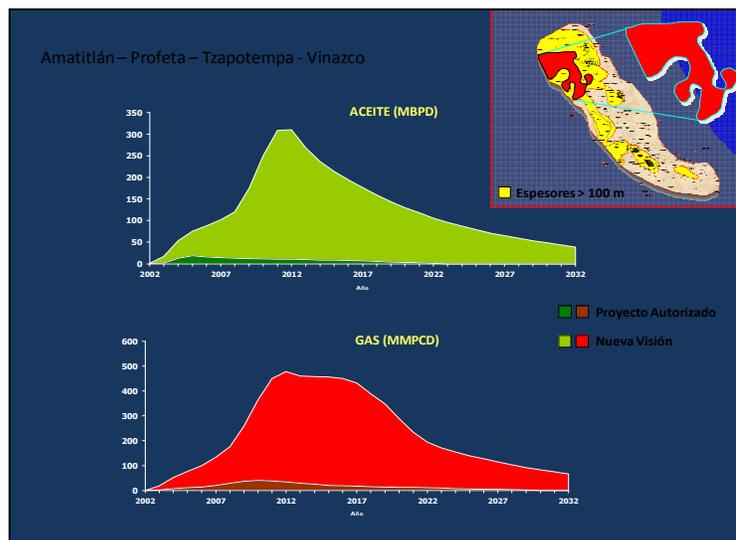


Figura VI.11.- Producción incremental del área 2 de la Cuenca de Chicontepec.

### VI.5.3.- Área 3. Coyula – Jatepo

El área 3 se encuentra en los campos Coyula y Jatepo, en el municipio de Venustiano Carranza, Puebla; comprende una superficie de 91 km<sup>2</sup>, y el Play se encuentra a 2000 m de profundidad. Sus aceites tienen una gravedad promedio de 26 °API, tiene 697 pozos de desarrollo y 7 exploratorios al inicio del 2002 (Figura VI.12).

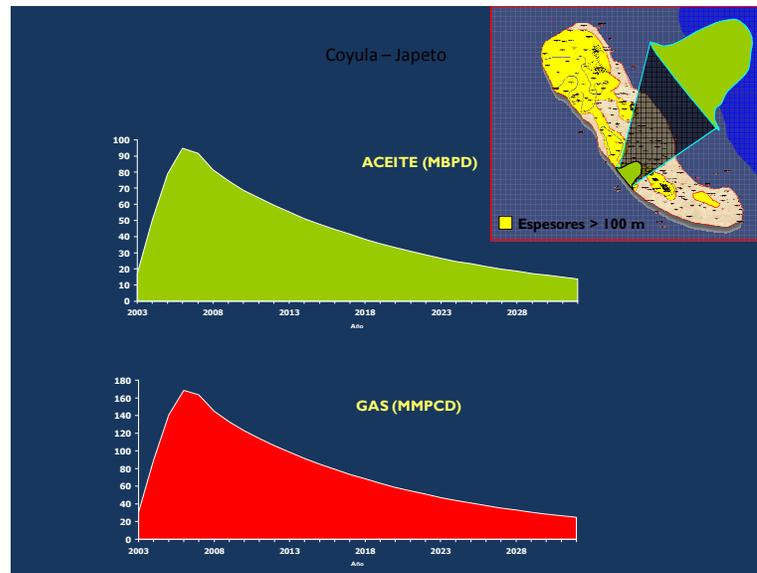


Figura VI.12.- Producción incremental del área 3 de la Cuenca de Chicontepec.

### VI.5.4.- Área 4. Humapa – Bornita

El área 4 se encuentra en los campos Humapa y Bornita, en los municipios de Venustiano Carranza y Francisco Z. Mena, Puebla; comprende una superficie de 94 km<sup>2</sup>, y el Play se encuentra a 1800 m de profundidad. Sus aceites tienen una gravedad promedio de 26 °API, tiene 714 pozos de desarrollo y 10 exploratorios al inicio del 2002 (Figura VI.13).

El campo Humapa tiene reservas totales o 3P de 1, 927.5 MMBPCE que representa el 9.3 % del total de reservas de la Cuenca de Chicontepec, junto con los campos Tlacolula, Sitio, Pastoría y Coyal concentran 6,712.0 MMBPCE, que representa el 37.3 % del total(Figura VI.14).

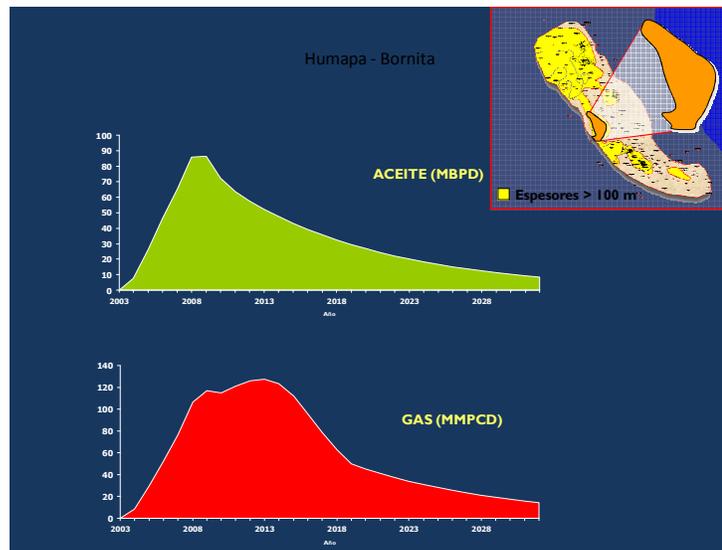


Figura VI.13.- Producción incremental del área 4 de la Cuenca de Chicontepec.

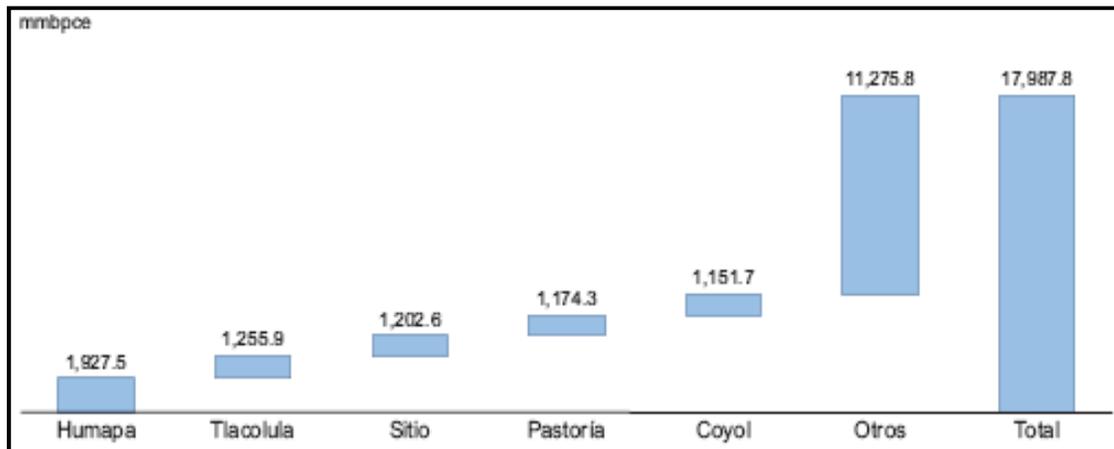


Figura VI.14.- Distribución de las reservas totales, o 3P, remanentes en la Cuenca de Chicontepec. Los campos Humapa, Tlacolula, Sitio, Pastoria y Coyol contienen 37.3 % del total.

### VI.5.5.- Área 5. Otras Áreas

El área 5 se encuentra en algunos otros campos de interés dentro de la Cuenca de Chicontepec, la mayoría de los campos están en los municipios de Chicontepec, Coatzintla, Espinal, Papantla, Tihuatlán, Castillo de Teayo, Tepetzintla; Veracruz y Pantepec Puebla; algunos de ellos el Norte de esta y otros al centro-sur de la misma. Se calcula una superficie de 1006 km<sup>2</sup>, los plays se encuentran entre 1600 y 2000 m de profundidad. Sus aceites tienen una gravedad promedio de 26 °API, tiene 7663 pozos de desarrollo y 130 exploratorios (Figura VI.15).

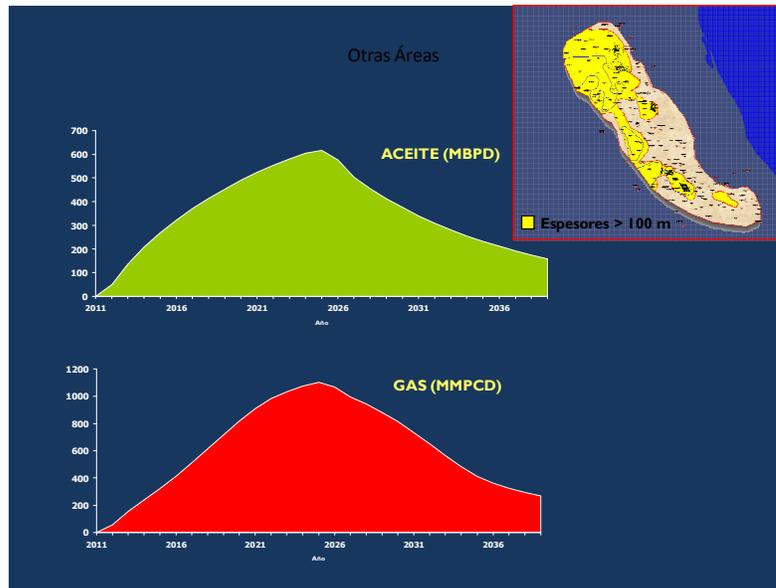


Figura VI.15.- Producción incremental del área 5 de la Cuenca de Chicontepec.

## VI.6.- IMPORTANCIA ECONOMICA

### VI.6.1.- Panorama Nacional

Podemos afirmar que los hidrocarburos son los energéticos, sin duda, más importantes en la historia de la humanidad. El petróleo y el gas son recursos naturales no renovables, y en conjunto son los que aportan el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo.

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

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

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

En la figura VI.16, se muestra la producción de petróleo por tipo de crudo y gas natural en México. La Cuenca de Chicontepec más del 80 % de las reservas de la Región Norte.

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL, 2001-2007 <sup>1/</sup>									
Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Enero-junio		
							2006	2007	Var. %
<b>Total Petróleo Crudo (Mbd)</b>	3 127.0	3 177.1	3 370.9	3 382.9	3 333.3	3 255.6	3 336.9	3 161.8	- 5.2
<b>Tipo</b>									
Pesado	1 997.0	2 173.7	2 425.4	2 458.0	2 387.0	2 243.8	2 352.7	2 119.2	- 9.9
Ligero	658.7	846.6	810.7	789.6	802.3	831.5	815.1	845.5	3.7
Superligero	471.4	156.9	134.8	135.3	144.1	180.4	169.1	197.1	16.6
<b>Región</b>									
Regiones marinas	2 539.8	2 603.8	2 813.9	2 829.0	2 753.3	2 679.8	2 752.1	2 600.2	- 5.5
Región Sur	508.7	498.4	483.3	472.7	496.6	491.3	500.4	473.6	- 5.4
Región Norte	78.5	74.9	73.6	81.2	83.5	84.5	84.4	88.0	4.3
<b>Total Gas Natural (MMpcd)</b>	4 510.7	4 423.5	4 498.4	4 572.9	4 818.0	5 356.1	5 188.2	5 925.3	14.2
<b>Tipo</b>									
Asociado	3 239.0	3 118.1	3 119.2	3 009.6	2 954.1	3 090.0	3 048.3	3 336.5	9.5
No asociado	1 271.7	1 305.4	1 379.2	1 563.3	1 863.9	2 266.1	2 139.9	2 588.9	21.0
<b>Región</b>									
Regiones marinas	1 529.7	1 451.8	1 521.8	1 550.0	1 582.5	1 776.4	1 724.7	2 023.1	17.3
Región Sur	1 743.2	1 703.8	1 630.0	1 495.2	1 400.3	1 352.1	1 339.2	1 378.5	2.9
Región Norte	1 237.7	1 267.9	1 346.6	1 527.7	1 835.2	2 227.6	2 124.3	2 523.7	18.8

<sup>1/</sup> La suma de los parciales puede no coincidir con el total, debido al redondeo de las cifras.  
FUENTE: Petróleos Mexicanos.

Figura VI.16.- Producción de petróleo y gas natural en México durante los últimos años.

En la figura VI.17, se muestra el destino del volumen de producción de petróleo por tipo de crudo y gas natural en México.

#### Destino del volumen de la producción primaria e industrial de hidrocarburos

(Porcentajes)

Año	Distribución de petróleo crudo					Distribución de gas natural			Distribución de petrolíferos y gas licuado <sup>3/</sup>			Distribución de petroquímicos		
	Total	Mercado interno			A terminales de exportación	Total <sup>1/</sup>	Mercado interno <sup>2/</sup>	A terminales de exportación	Total	Mercado interno	A terminales de exportación	Total	Mercado interno	A terminales de exportación
		Subtotal	A refinación	A petroquímica										
1980	100.0	57.2	n.d.	n.d.	42.8	100.0	83.4	16.6	100.0	93.4	6.6	100.0	81.8	18.2
1985	100.0	45.5	38.9	6.6	54.5	100.0	100.0	0.0	100.0	93.7	6.3	100.0	91.1	8.9
1990	100.0	49.7	41.2	8.5	50.3	100.0	100.0	0.0	100.0	93.0	7.0	100.0	84.6	15.4
1995	100.0	49.4	41.4	8.0	50.6	100.0	99.5	0.5	100.0	92.3	7.7	100.0	74.6	25.4
2000	100.0	45.8	41.2	4.6	54.2	100.0	99.5	0.5	100.0	93.9	6.1	100.0	75.8	24.2
2001	100.0	43.5	38.8	4.7	56.5	100.0	99.4	0.6	100.0	94.3	5.7	100.0	81.7	18.3
2002	100.0	45.8	41.2	4.6	54.2	100.0	99.9	0.1	100.0	91.4	8.6	100.0	80.0	20.0
2003	100.0	45.0	40.5	4.5	55.0	100.0	100.0	0.0	100.0	90.5	9.5	100.0	79.6	20.4
2004	100.0	44.3	40.3	4.0	55.7	100.0	100.0	0.0	100.0	91.8	8.2	100.0	79.5	20.5
2005	100.0	45.0	41.0	4.0	55.0	100.0	99.5	0.5	100.0	90.5	9.5	100.0	81.3	18.7
2006	100.0	44.7	40.9	3.8	55.3	100.0	99.4	0.6	100.0	90.4	9.6	100.0	83.1	16.9
2007 <sup>4/</sup>	100.0	44.8	40.2	4.6	55.2	100.0	95.4	4.6	100.0	90.8	9.2	100.0	84.1	15.9

<sup>1/</sup> Representa volúmenes medidos a condiciones atmosféricas, sin corregir por poder calorífico.

<sup>2/</sup> Incluye consumo propio de Pemex Exploración y Producción, a la atmósfera, condensación en ductos y empaque nelo.

<sup>3/</sup> Para 2000, cifras revisadas y actualizadas por la entidad responsable.

<sup>4/</sup> Cifras estimadas con datos reales al mes de junio.

n.d. No disponible.

Fuente: Secretaría de Energía. Petróleos Mexicanos.

[www.pemex.gob.mx](http://www.pemex.gob.mx)

Figura VI.17.- Destino de la producción de hidrocarburos en los últimos años en México.

En la figura VI.18, se muestran las reservas de hidrocarburos de 1980 a 2007 en México.

### Reservas de hidrocarburos<sup>1/</sup>

(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

Año	Total <sup>2/</sup>	Subtotal			Crudo				Gas natural				Condensados <sup>3/</sup>				Relación Reservas/Producción <sup>4/</sup>	Tasa de Restitución de Reservas <sup>5/</sup>
		Probadas	Probables	Posibles	Subtotal	Probadas	Probables	Posibles	Subtotal	Probadas	Probables	Posibles	Subtotal	Probadas	Probables	Posibles		
1980	60 126.0				44 163.0				12 902.0				3 063.0				59	
1985	70 900.0				48 612.0				15 307.0				6 981.0				54	
1990	66 450.0				45 250.0				14 467.0				6 733.0				53	
1995	63 220.0				43 127.0				13 445.0				6 648.0				48	
2000	58 204.1	34 303.7	12 140.9	11 959.5	41 405.4	24 631.3	9 035.0	7 829.1	10 672.4	5 843.8	2 032.7	2 795.9	6 036.3	3 628.6	1 073.2	1 334.5	38	83.5
2001	56 154.0	31 014.4	12 196.3	11 343.3	39 917.9	23 660.4	8 902.3	7 275.2	10 662.3	5 673.6	2 159.3	2 829.4	5 573.0	3 280.4	1 054.7	1 238.7	36	21.3
2002	52 951.0	30 838.0	11 862.0	10 252.0	38 286.0	22 419.0	8 930.0	6 937.0	9 738.0	5 413.0	1 964.0	2 342.0	4 927.0	3 006.0	945.0	973.0	35	14.4
2003	50 022.0	29 077.0	16 965.0	12 990.0	36 266.0	15 124.0	12 591.0	8 613.0	9 382.0	2 881.0	2 242.0	2 259.0	4 884.0	2 972.0	1 192.0	1 120.0	32	49.6
2004	48 041.0	28 895.0	16 005.0	13 141.0	34 399.0	14 120.0	11 814.0	8 455.0	9 423.0	2 855.0	3 074.0	3 494.0	4 229.0	1 920.0	1 117.0	1 192.0	30	44.7
2005	46 914.0	27 659.0	15 826.0	13 428.0	33 312.0	12 882.0	11 621.0	8 869.0	9 354.0	2 847.0	3 066.0	3 441.0	4 248.0	1 921.0	1 145.0	1 178.0	29	57.0
2006	46 407.5	26 469.5	15 788.4	14 165.4	31 802.9	11 611.8	11 444.1	8 635.0	8 683.7	2 790.0	2 011.4	2 513.8	4 342.4	1 854.3	1 218.1	1 297.4	26	60.2
2007	45 376.3	25 614.2	15 257.4	14 654.7	31 008.9	11 047.6	11 033.0	9 827.3	9 108.9	2 644.8	2 993.6	3 450.4	4 359.7	1 801.8	1 230.0	1 326.9	28	59.7

1/ La suma de los parciales puede no coincidir con el total, debido al redondeo de las cifras.

2/ Reservas al inicio de cada año. Para el periodo 1989-2001, las reservas de hidrocarburos se calculan en probadas, probables y posibles con base en las nuevas metodologías aceptadas para la industria petrolera internacional, por lo que dichos datos no son comparables con años anteriores. A partir de 2002, las reservas probadas fueron modificadas por revisiones efectuadas con base en las definiciones emitidas por la Securities and Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos de América; sin embargo, la cuantificación de las probables y posibles se continuó realizando con la metodología aplicada en el periodo 1989-2001.

3/ Incluye líquidos de planta.

4/ La relación reservas/producción está expresada en años, considerando un nivel de producción igual al del año que se reporta.

5/ La tasa de restitución de reservas se obtienen del cociente de dividir la reserva descubierta en el periodo entre la producción del mismo periodo, sin considerar otros elementos como son las delimitaciones, revisiones y los desarrollos.

Fuente: Secretaría de Energía, Petróleos Mexicanos.

Figura VI.18.- Reservas de hidrocarburos en los últimos años en México.

## VI.6.2.- Importancia de la Cuenca de Chicontepec

La importancia de la Cuenca de Chicontepec está relacionada directamente con el gran volumen de hidrocarburos contenidos en sus yacimientos, de los cuales 67 % corresponde a aceite y 33 % a gas, contiene aproximadamente el 30 % de la reserva nacional de hidrocarburos y el 85 % de las reservas de la región norte. La estimación del volumen original in situ alcanza los 136 MMBPCE, la cual constituye la mayor acumulación de hidrocarburos descubierta hasta la fecha en el país (Figura VI.19). Las reservas probadas actualmente son del orden de 777 MMBPCE y las reservas probables equivalen a 9,000 MMBPCE, por lo que la Cuenca de Chicontepec contiene la mayor reserva de hidrocarburos de México a nivel 3P 17,796 MMBPCE.

En la Cuenca de Chicontepec se han perforado 1178 pozos, 93 exploratorios y 1085 de desarrollo, de los cuales 536 se encuentran en operación. En la mayoría de los casos la producción inicial por pozo varía de 350 a 400 BPD y disminuye rápidamente a 50 bpd en promedio, durante los primeros seis meses de producción.

La Cuenca de Chicontepec forma parte de los 11 proyectos prioritarios de aceite con que cuenta la Región Norte que se dividen de la siguiente manera:

### a) 2 Proyectos Integrales

- ✓ Chicontepec
- ✓ Arenque

### b) 4 Proyectos Exploratorios Marinos

- ✓ Sardina
- ✓ Cazones

- ✓ Golfo de México sur
- ✓ Área Perdido

**c) 5 Proyectos de Optimización**

- ✓ Faja de Oro-Carpa
- ✓ Poza Rica
- ✓ San Andrés
- ✓ Tres hermanos
- ✓ Tamaulipas-Constituciones

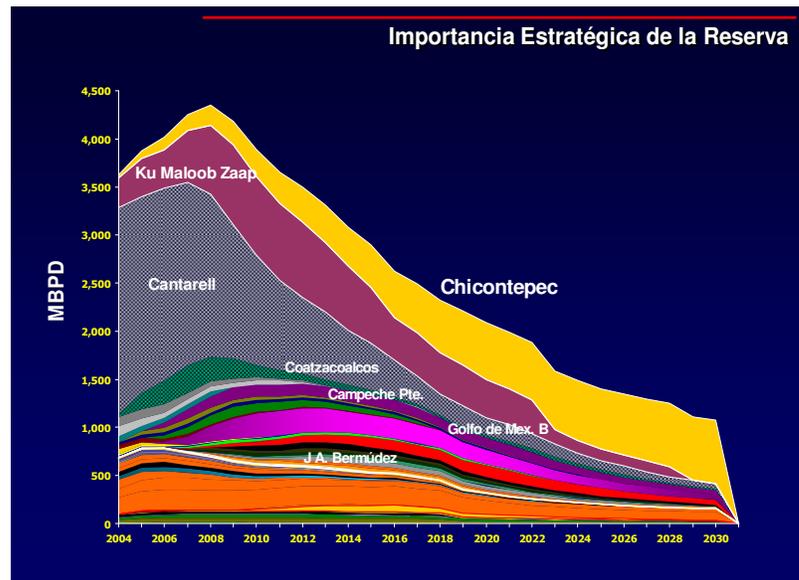


Figura VI.19.- Importancia de la Cuenca de Chicontepec, comparada con otras cuencas petroleras de México.

El desarrollo de la Cuenca de Chicontepec adquiere el carácter de prioritario de acuerdo con la política gubernamental de México, que consiste en aumentar el ritmo de incorporación de reservas y la plataforma de producción de aceite y gas, ya que si la exploración y producción se realizan adecuadamente con una inversión económica adecuada, es posible alcanzar una producción máxima de aceite y gas del orden de 1000 MBPD y 1500 MMPCD respectivamente.

## VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### VII.1.- CONCLUSIONES

La Cuenca de Chicontepec está limitada por la plataforma de Tuxpan al oriente (Faja de Oro), y las estribaciones del frente oriental de la Sierra Madre Oriental al occidente; pertenece a la Provincia petrolera Tampico-Misantla y es una de las cuencas petroleras más importantes por su volumen total de reservas. Fue descubierta en 1926, pero su producción comenzó hasta 1952, cuando se obtuvo producción en los pozos del campo Presidente Alemán.

El modelo geológico corresponde con el de un sistema de abanicos submarinos y depósitos de turbiditas, los que formaron una paleodepresión ocasionada por el plegamiento y levantamiento de la Sierra Madre Oriental y el basculamiento al oriente de la plataforma de Tuxpan; en la depresión se depositaron gruesas secuencias clásticas que corresponden con intercalaciones de areniscas, limolitas y lutitas.

De acuerdo a la clasificación de Folk la fracción arenosa es litarenita, más específicamente calcitarenita; esto nos indica que la mayor parte del aporte llegó de la Sierra Madre Oriental, como producto de la erosión de las secuencias mesozoicas expuestas que en gran medida corresponden con carbonatos.

El carácter estructural de la Cuenca está subordinado al aspecto estratigráfico, siendo en la parte occidental, por efecto del plegamiento de la Sierra Madre Oriental, donde se presentan mayores deformaciones.

Las rocas generadoras de los hidrocarburos de la Cuenca de Chicontepec corresponden con las facies arcillo-calcáreas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta del Jurásico Superior.

La migración se dio principalmente en una sola dirección, en sentido vertical ascendente con moderada extensión hacia rocas de mayor porosidad del Grupo Chicontepec o de la Formación Aragón del Eoceno Inferior.

Las rocas almacenadoras son principalmente areniscas del Eoceno Inferior de la Formación Chicontepec Superior, ocupan aproximadamente el 33% del relleno de la cuenca y fueron originadas por sistemas de depósitos turbidíticos cíclicos y por abanicos submarinos.

El sello lo constituye las mismas Formaciones del Grupo Chicontepec en sus facies de lutitas interestratificadas con areniscas de grano fino, en las partes norte y central de la Cuenca, el sello lo componen sedimentos arcillosos del mismo Grupo Chicontepec, mientras que al sureste el sello son los sedimentos arcillosos de la formación Guayabal.

El entrapamiento del sistema Chicontepec está formado por una gran cantidad de trampas por variación de la permeabilidad, en la mayoría de los casos son lutitas intercaladas con areniscas de grano fino del Paleoceno y Eoceno.

Los yacimientos de hidrocarburos presentan complejidad para su explotación debido a su naturaleza, se caracterizan por tener: estratificación areno-arcillosa con

bajos valores de permeabilidad, gran discontinuidad a los cuerpos arenosos, baja productividad de los pozos, bajo factor de recuperación y área a desarrollar extremadamente extensa con grandes requerimientos de capital.

La densidad del aceite varía de de 18 a 45 grados API, presentan un volumen reducido de gas metano, sin embargo, la parte Noroeste de la cuenca se caracteriza por tener aceite más ligero con mayor proporción de gas.

El aumento en la productividad de los pozos está íntimamente relacionado con las técnicas de perforación utilizadas, como puede ser el incremento de perforación de pozos horizontales; su terminación asociada, como el incremento de disparos en la tubería y los tratamientos de fracturamiento hidráulico.

La Cuenca de Chicontepec cuenta con un volumen original de aceite para el año 2008 de 136, 481 MMBLS una reserva 1P de 777 MMBPCE, 2P de 9, 455 MMBPCE y 3P de 17, 769 MMBPCE. Una reserva de aceite total equivalente al 67 % (11, 923 MMBPCE); y una reserva de gas natural del 33 % restante (5, 873 MMBPCE). Cuenta con 5 áreas principales de desarrollo, las cuales son: Agua Fría–Coapechaca–Tajín, Amatitlán–Profeta–Tzapotempa–Vinazco, Coyula–Jatepo, Humapa–Bornita y otras áreas.

El Proyecto Chicontepec es rentable en su conjunto, y de manera independiente en cada una de las áreas, con indicadores económicos competitivos, sin embargo la recuperación de la inversión es a mediano y largo plazo.

Se estima que los costos de desarrollo y producción por barril petróleo serán superiores al promedio actual, aún con las actuales fluctuaciones en las economías de los países, por lo que el desarrollo de los campos estará condicionado por los precios internacionales de los hidrocarburos.

## VII.2.- RECOMENDACIONES

Obtener un mayor conocimiento del subsuelo empleando los atributos sísmicos en tres dimensiones, lo que permitirá realizar mejoras en los modelos geológicos, geoestadísticos y petrofísicos.

Implementar la aplicación de nuevas tecnologías como: pozos multilaterales, terminaciones múltiples, fracturamientos hidráulicos optimizados, sistemas artificiales de producción más eficientes y sistema de recuperación secundaria que permitan incrementar los niveles de producción.

Por las condiciones del yacimiento, desde el inicio de su explotación se debe planear un proceso de Recuperación Secundaria, monitorearlo y optimizarlo, y así incrementar el Factor de Recuperación.

Incrementar la exploración en los horizontes carbonatados del área a nivel del Mesozoico, ya que es muy probable que hayan sido las rutas de migración de los hidrocarburos de la Cuenca de Chicontepec, por lo que pueden contener volúmenes importantes en secuencias fracturadas. No se debe descartar el potencial que puede existir en las rocas del Cretácico Inferior y Superior.

Ejecutar los planes de perforación y fracturamiento intensivos que permitan obtener mejores niveles de producción, aprovechando el contexto económico mundial que ha llevado a alcanzar precios record de los hidrocarburos en los últimos años.

En el ámbito nacional, las condiciones son favorables para centrar la atención en la Cuenca de Chicontepec donde se encuentra un volumen considerable de reservas, un nivel de desarrollo avanzado, está ubicado en el continente y existe infraestructura para el desarrollo eficiente de los campos.

Dado que la Cuenca de Chicontepec involucra un ambiente ecológico y social sensible, se debe implementar un programa de atención a la comunidad y de respeto por el medio ambiente que prevenga futuros daños ecológicos y conflictos sociales que generen sanciones económicas, pero sobre todo propicien un clima de bienestar entre los habitantes de las comunidades que se vean afectadas.

## GLOSARIO

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

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

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

**Aceite:** Porción de petróleo que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones base de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos producidos con los líquidos, tiene una viscosidad menor o igual a 10,000 centipoises, a la temperatura original del yacimiento y presión atmosférica, y libre de gas (estabilizado)

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

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

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

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

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

**Cuenca:** Forma negativa del relieve representada por una secuencia de rocas sedimentarias involucradas en un ciclo de depositación-deformación tectónica, cuyos límites están representados por discordancias.

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

**Discordancia:** Superficie de erosión o no depósito que separa dos masas de roca, la más antigua de las cuales estuvo expuesta a la erosión por un largo intervalo de tiempo antes del depósito del más joven.

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

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

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

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

**Falla normal:** Es aquella en la que el echado del plano de falla se dirige hacia el bloque hundido, el bloque de techo baja con relación al bloque de piso; un caso particular lo constituyen las fallas verticales, en las que el plano de falla es vertical.

**Fractura:** Es la ruptura de un estrato rocoso debido a un esfuerzo compresivo, no produce desplazamiento entre los bloques de roca.

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

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

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

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

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

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

**Gas natural dulce:** Es cuando las impurezas no impiden su uso como combustible, en la industria o en el consumo doméstico; este gas no es corrosivo.

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

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

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

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

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

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

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

**Horst:** Pilar tectónico asociado a fallas de tipo normal, constituye el bajo de la falla, en el no se produce desplazamiento alguno.

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

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

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

**Kerógeno Tipo III:** Se refiere al kerógeno con relación H/C inicial relativamente baja (normalmente menos de 1.0) y una relación atómica O/C inicial alta (tan alta como 0.2 o 0.3). Este tipo de kerógeno está compuesto por una proporción importante de núcleos poliaromáticos y grupos heteroatómicos, cetona y ácido carboxílico, está formado por algunas cadenas largas que se han originado en las ceras de plantas superiores. Este tipo es menos favorable para la generación de petróleo que los otros dos, aun cuando puede proporcionar rocas generadoras de gas convenientes, si está sepultado a profundidad suficiente; también es menos productivo durante la pirólisis.

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

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

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

**Migración:** Es el movimiento de aceite y/o gas en los poros y/o discontinuidades de las rocas (porosidad primaria y secundaria) en el interior de la corteza terrestre.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**Porosidad secundaria:** Es aquella que es el resultado de cualquier tipo de actividad geológica, después de que los sedimentos han sido convertidos en roca, como el fracturamiento y la disolución que forma vóculos y cavernas.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**Reflectancia de Vitrinita:** Se basa en el poder de reflexión de los macerales al hacerles incidir un rayo de luz que resulta ser proporcional a su madurez.

**Regresión:** Término geológico utilizado para definir el levantamiento de una parte del continente sobre el nivel del mar, como resultado de un ascenso del continente o de una disminución del nivel del mar. En las regresiones el mar pierde terreno.

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

**Relación gas disuelto aceite:** Relación del volumen de gas que está disuelto en el aceite comparado con el volumen de aceite que lo contiene. Esta relación puede ser original ( $R_{si}$ ) o instantánea ( $R_s$ ).

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

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

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

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

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

**Reserva probada:** Volúmenes de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada proveniente de yacimientos conocidos bajo condiciones actuales

económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales. Dicho volumen está constituido por la reserva probada desarrollada y la reserva probada no desarrollada; cuando se utilizan métodos probabilísticos, el término probado implica que se tiene una probabilidad de al menos 90% de que las cantidades actualmente recuperadas sean mayores o iguales a las reservas estimadas.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**Sincronía:** 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.

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

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

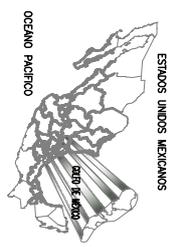
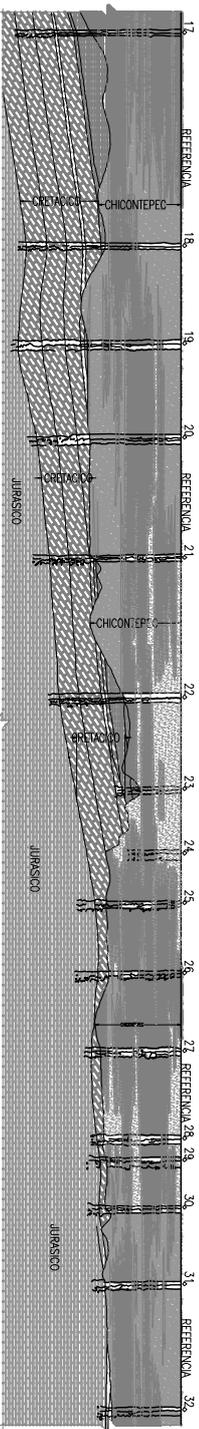
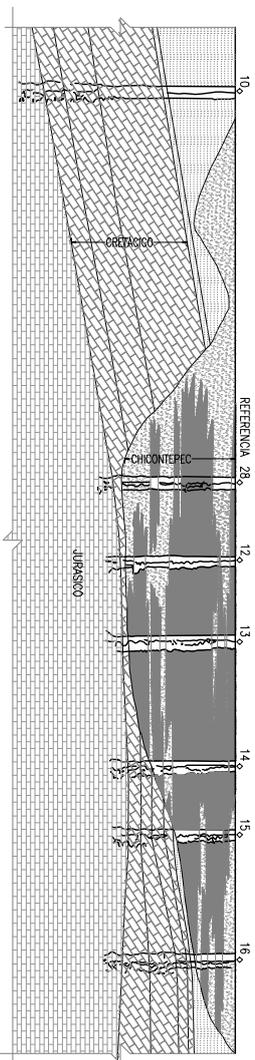
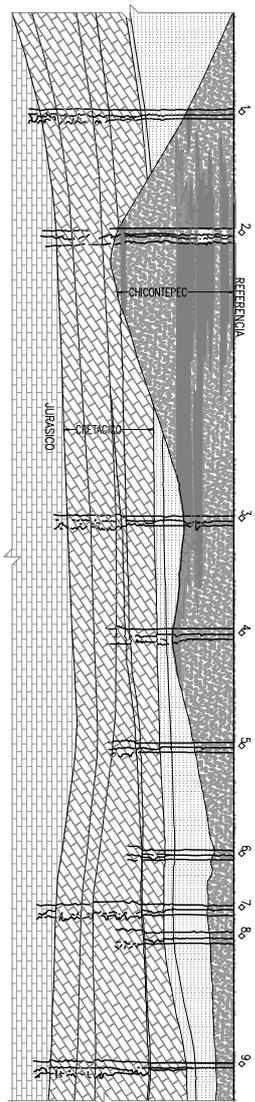
**Trampa Estratigráfica:** Se refiere a todas las trampas que permiten que los hidrocarburos se acumulen en el subsuelo sin deformación estructural. Son resultado de la presencia local de un cierto volumen de roca- almacén aislada por formaciones impermeables tanto vertical como lateralmente, se deben a anomalías en la repartición de los sedimentos o a la naturaleza litológica de las formaciones

**Trampa Estructural:** Implican alguna forma de deformación de la roca, comúnmente expresadas por domos, anticlinales y fallas. Las trampas estructurales son fácilmente localizables por estudios geológicos superficiales y subsuperficiales así como por estudios geofísicos.

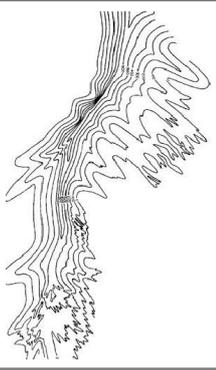
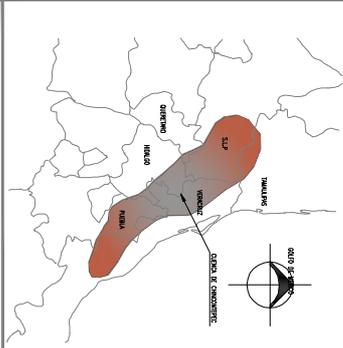
**Trampa Mixta:** Presentan variaciones de porosidad y deformaciones estructurales en las cuales, la roca almacén cubre solo una parte de la estructura; tanto la estructura como los cambios estratigráficos son esenciales en la formación de este tipo de trampa. Las trampas de esta naturaleza son dependientes de los cambios estratigráficos que limitan la permeabilidad y la estructura para crear el cierre y completar la trampa; las discordancias y estructuras producto de la deformación son igualmente importantes en la formación de estas trampas, por lo que el fallamiento es un factor de control en muchas de estas trampas.

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

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



**CROQUIS DE LOCALIZACION**




**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
 FACULTAD DE INGENIERIA  
 PETROLERA Y ENERGIA  
 ORIGEN, EVOLUCION E IMPACTO DE LA CUENCA DE CHICONTEPEC

UBICACION: CHICONTEPEC, VERACRUZ  
 AUTOR: GÓPEZ AGUIRRE DANIEL  
 FECHA: NOVIEMBRE 2008  
 ESCALA DE FOTOS: 1:1

## BIBLIOGRAFÍA

1. Vásquez H. Andrés R. “Introducción a la Geomecánica Petrolera” V.V.A. Consultores. 2003
2. J. Quiroga, R. Valera, A. Fernández, A. Arias y H. Bravo. “Innovative Technology/Best Practices Maximizes ROP Saving the Operator \$U.S. 1.5 Million in Chicontepec Project, México” SPE 103954. 2006
3. PEMEX UPMP. “Manual de Diseño de la Perforación” 2003.
4. “Michael J. Economices, and Larry T. Watters and Dunn – Norman Shari, “Petroleum Well Construction” 1988
5. PEMEX Exploración y Producción Región Norte. Gerencia Integrada de Activos. “Plan de Desarrollo Integral. Activo Poza Rica-Altamira”. 2005. No publicado
6. R. León-Ventura, G. González-G., And H. Leyva-G. “Evaluation of Horizontal Well Production”. SPE 59062. 2000
7. Robbins, Raúl “Curso Conc. Fundamentales de Ing. Petrolera y Campos de acción”. No publicado.
8. S. Lacy, W. Ding and S.D. Joshi, Joshi Technologies International, Inc. “Horizontal Well Applications and Parameters for Economic Success”. SPE 23676. 1992
9. Schlumberger, “Programa de Entrenamiento Acelerado para Ingenieros Supervisores de Pozo, Perforación Direccional. 2005
10. Centro Nacional de Desarrollo Municipal. Gobierno del estado de Puebla. Enciclopedia de los municipios de México. 1999
11. INEGI. Segundo Censo Nacional de Población y Vivienda. 2005.
12. Secretaría de Finanzas Y Planeación del estado de Veracruz. Cuadernillos municipales. 2008
13. González- García, P. y Cruz-Helú P. “60 años de Exploración Petrolera en México” Boletín del 50 Aniversario de la Asociación de Geólogos petroleros de México. 2000.
14. González y Holguín, “El concepto de Sistema Petrolero y la geoquímica orgánica en México” Bol. AMGP. Vol. XLIX. NUMS. 1 Y 2. 2001.
15. González y Holguín. “Las rocas generadoras de México”. Bol. AMGP Vol. XLII. NUM. 1. 1992
16. Instituto Nacional de Geografía Estadística e Informática 2007
17. Magoon, L.B., The Petroleum System A classification scheme for research, resource assessment and exploration. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Vol.71. NUM. 5. 1987
18. PEMEX Exploración y Producción Región Norte, 2006. No publicado
19. Por las carreteras de México. Guía Roji. México 2006.
20. Proyecto Chicontepec. Coordinación de diseño de explotación. PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005. No publicado
21. Proyecto Integral Chicontepec PEMEX 2005

22. Proyecto Integral Chicontepec PEMEX REGIÓN NORTE. 2005. No publicado
23. Reservas de Hidrocarburos de México PEMEX 2008. Publicación Anual.
24. Aguayo Camargo J.E. Et al Geología regional de la Cuenca de Chicontepec del centro-oriente de México, como antecedente para el estudio de su porción noroccidental en afloramientos III Simposio: 2006.
25. Yamamoto Hiroshi et al Geostatistical reservoir evaluation of turbidite sandstones in the Chicontepec Basin, Mexico Journal of the Japanese Association of Petroleum nov-02.
26. Guzman Alfredo E. Estado de la Exploración Petrolera en Mexico, AMGP2000.
27. Bitter Mark R. Sedimentation and Provenance of Chicontepec Sandstones with Implications for Uplift of the SMO and Teziutlan Massif East Central Mexico 1993.
28. Galloway William E. Cenozoic Depositional History of the Gulf of Mexico Basin AAPG Bulletin Noverber 2000.
29. Mutti Emiliano An Introduction to the Analysis of Ancient Turbidites Basins From an Outcrop Perpective AAPG.
30. Mutti Emiliano Turbidites of the Northern Appenines USGS 1978.
31. Mayol Castillo, Martha. Caracterización Geoquímica de los aceites de la Cuenca de Chicontepec, Tesis de Maestria. México IPN 2005.
32. Nava et al., Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico – Misantla. Tesis de Licenciatura. México UNAM, 2001.
33. Hernández Martínez, Igor. Caracterización Inicial Petrofísica del Pozo Exploratorio Kosni – 1. Tesis de Licenciatura. Mexico UNAM, 2005.
34. Arellano et al., Discordancias Progresivas en la Secuencia Sedimentaria Cretácica en México. UNAM, 2004.
35. Vazquez Morin, Ángel. Evaluación Petrolera y Métodos de Exploración en la Cuenca de Chicontepec. Tesis de Licenciatura. México UNAM, 2008.
36. Hernández Mercado, Carlos. Desarrollo y Aplicación de Modelos que Incluyen los Mecanismos de Segregación Gravitacional e Imbricación, en Yacimientos Fracturados de Baja Permeabilidad. Caso Chicontepec, de Licenciatura. Mexico UNAM, 2005.
37. PEMEX Exploración y Producción. UPMP Un siglo de la perforación en México. 2000.
38. Ballinas Navarro J. "Optimum Design of a Fracturing Job in the Chicontepec Formation" SPE 23622. 1992.
39. Chris J. Cheatwood and Alfredo E. Guzman. "Comparison of Reservoir Properties and Development History: Spraberry Trend Field, West Texas and Chicontepec Field México" SPE 74407. 2002.
40. Maghsood Abbaszadeh, Osamu Takano, Tatsuo Shimamoto, Nintoku Yazawa, Francisco Murguia Sandria. David H. Zamora Guerrero y Fernando Rodriguez de la Garza. "Integrated Geostatistical Reservoir Characterization of Turbidite Sandstone Deposits in Chicontepec Basin, Gulf of México". SPE 84052. 2003.
41. Sergio Berumen, Penelope Kaiser, Heron Gachuz, Abraham de Swaan y Juan M. Rodríguez. "Fracturing Microseismic Response in Turbidite Reservoirs in Tajín Field". SPE 9205. 2004.

42. Noel Tyler, Heron Gachuz-Muro, Jesus Rivera, Juan Manuel Rodriguez Dominguez, Santiago Rivas-Gomez, Roger Tyler y Victor Hugo Nuñez-Vega. "Integrated Characterization of Low Permeability, Submarine Fan Reservoirs for Waterflood Implementation, Chicontepec Fan System, México". SPE 92077. 2004.
43. P. Birkle, K. Pruess, T. Xu, R.A.H. Figueroa y M. Díaz López. "Using Laboratory Flooding Experiments and Reactive Chemical Transport Modeling for Designing Waterflooding of the Agua Fría Reservoir, Poza Rica-Altamira Field, México". SPE 103869. 2006.
44. S. Centurion, M. Rengifo, M. Cortona F. Padilla y A. Lavalle. "Successful Application of a Novel Fracturing In the Chicontepec Basin, México". SPE 103879. 2006.
45. S. Takahashi, M. Abbaszadeh, K. Ohno, H.S. Soto y L.O.A. Cancino. "Integrated Reservoir Modeling for Evaluating Field Development Options in Agua Fría, Coapechaca, and Tajín Fields of Chicontepec Basin". SPE 103974. 2006.
46. Adam T. Bourgoyne Jr., Keith K. Millheim, Martin E. Chenevert, F.S. Young Jr. "Applied Drilling Engineering" Society of Petroleum Engineers Richardson, TX 1986.
47. Soto B, Rodolfo. "Curso Petrofísica de Yacimientos", Ph. D. EXGEO. No publicado.
48. Márquez, Leonardo, "Taller Básico de Análisis nodal" PDVSA, Exploración y Producción, Unidad De Explotación Tía Juana Lago, Gerencia De Desarrollo De Yacimientos, 1999.
49. Garaicochea Petrirena Francisco, Bernal Huicochea César, Oscar López Ortiz. "Transporte de Hidrocarburos por Ductos". Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 1991.
50. Heberto Ramos Rodríguez y Daniel Zinat Conte. "65 aniversario de los registros eléctricos en México" PEP Región sur.
51. Manuel Ramones. "Ingeniería de Yacimientos" PEP. 2001.
52. Craig H. Bivins. Curtis Money, Cris Fredd, John Lassek, Phil Sullivan, John Engels. Eugene O. Fielder, Tim Gorham, Tobias Judd; Alfredo E. Sanchez Magallon, Llyoyd Tabor, Ariel Valenzuela y Dan Willberg. "Nuevas fibras para tratamientos de fracturamiento Hidráulico" Oilfield Review. Otoño de 2005.
53. Kalon F. Degenhardt, Jack Stevenson, Byron Gale, Duane Gonzalez, Scott Hall, Jack Marsh y Warren Zemplak. "Aislamiento y Estimulación Selectivos". Oilfield Review. Invierno 20021/2002.
54. Marco A. Corona Corbalá, Hugo Morán, Sael Orillan, Francisco Alvarez. "Optimización de la perforación en el área del Paleocanal Chicontepec" Revista Ingeniería Petrolera. VOL. XLV. NUM. 3. Marzo 2005.
55. Pettingill Henry S., Repsol Exploration SA Worldwide Turbidite Exploration and Production: A Globally Immature Play with Opportunities in Stratigraphic Traps SPE 49245 1998.
56. Abbaszadeh Maghsood et al Integrated Geostatistical Reservoir Characterization of Turbidite Sandstone Deposits in Chicontepec Basin, Gulf of Mexico SPE 84052 2003.
57. Bitter Mark R. Sedimentology and Petrology of the Chicontepec Formation, Tampico Misantla Basin, Eastern Mexico TESIS MAESTRIA 1983 Digital

58. Contreras Barrera Arturo D. Et al Consideraciones Paleobiológicas de los Icnofosiles de la Formacion Chicontepec en el Estado de Puebla Revista Inst. Geologia UNAM 1985.
59. Busch Daniel A Giant Chicontepec Field of East Central Mexico History of Petroleum Industry Symposium, 1989.
60. Busch Daniel A et al Stratigraphy and Structure of Chicontepec Turbidites, Southeastern Tampico-Misantia Basin, Mexico AAPG Bulletin, 1978.
61. Cossey, Stephen P.J. Et al Slumps and Debrites in the Paleocene Chicontepec Formation, Mexico: Implications for Subsurface Identification.
62. Bermudez Juan C. Et al Diagenetic history of the turbiditic litharenites of the Chicontepec Formation, northern Veracruz; controls on the secondary porosity for hydrocarbon emplacement Gulf Coast Association of Geological Societies 2006.