



**UNIVERSIDAD
NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS
DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO
MIQUETLA EN LA CUENCA DE
CHICONTEPEC**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA:

FRANCISCO JOSÉ ARELLANO DEL ARCO



DIRECTOR: ING JAVIER ARELLANO GIL

CIUDAD UNIVERSITARIA 2013



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.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Martha del Arco y Francisco Arellano, por ser la fortaleza que impulsa mi vida, que me alienta a seguir adelante y me ha levantado en los momentos más difíciles; porque sin ellos no sería lo que ahora soy.

A mi hermana Sara por darme lecciones de vida invaluable que un algún día entenderá, pero sobre todo por su amor.

A mis abuelos, mi familia, por darme su amor y apoyo.

A Blanca Corona, mi gran amor, amiga, compañera, cómplice, por hacerme parte de su vida por compartirla conmigo, al disfrutar cada día y brindarme su amor, apoyo y comprensión, además de sus consejos, por impulsarme y no dejarme caer.

A mis amigos de la toda la vida, de la Universidad, que me han apoyado y hecho sonreír, formado parte de mi familia, aunque algunos estén lejos, sé que puedo contar con ellos.

A la familia Flores Sánchez, por abrirme las puertas de su casa y de su corazón.

Al Ing. Javier Arellano por la oportunidad de trabajar con él y ser la guía en este proyecto para concluir esta etapa de mi formación.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma mater, por brindarme la fortuna de ser parte de la máxima casa de estudios.

A la Facultad de Ingeniería por permitirme aprender y crecer en sus recintos.

Al Departamento de Ciencias de la Tierra de la Facultad de Ingeniería y a cada uno de los profesores con quien tuve la oportunidad de tomar clases, por su enseñanza a lo largo de mi formación universitaria.

A los integrantes del jurado por su atención y la evaluación de este trabajo: Ing. José Agustín Velasco Esquivel, M.C. Ulises Neri Flores, M.C. Noé Santillán Piña y M.C. Iza Canales García.

Y a todos aquellos que hicieron posible este trabajo desde el proceso hasta su culminación.

Gracias
“Por mi raza hablará el espíritu”

RESUMEN

La Cuenca de Chicontepec se localiza geológicamente dentro de la Provincia Tampico-Misantla, entre la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan, cuenta con un área aproximada de 11,300 km² y abarca parte de los estados de Veracruz, Puebla e Hidalgo. Se encuentra dividida en ocho sectores: Sitio-Tenexcuitla, Soledad-Coyotes, Amatitlán-Agua Nacida, Coyol-Humapa, Miquetla-Miahuapan, Agua Fría-Coapechaca, Tajín-Corralillo, Presidente Alemán-Furbero; mientras que el área que enmarca al Paleocanal de Chicontepec tiene una superficie aproximada de 3,785 Km². Los yacimientos de esta zona, están constituidos por areniscas y lutitas, el principal mecanismo de producción de los yacimientos es el empuje por gas disuelto, con presión muy cercana a la de burbujeo.

El campo Miquetla se ubica en la porción central-oriental del Paleocanal de Chicontepec aproximadamente a 42 km al sur de Cerro Azul, en los Municipios de Francisco Z. Mena, Temapache, Castillo de Teayo, Poza Rica de Hidalgo y Tihuatlán, del Estado de Veracruz.

En el subsuelo del Campo Miquetla se tiene una columna sedimentaria de más de 4,000 m, sin embargo el Grupo Chicontepec tiene un espesor de 700 m aproximadamente, en donde se logran identificar tres megasecuencias de composición arcillo-arenosas, que presentan cierta repetición fractal en las estructuras sedimentarias; estas secuencias se encuentran separadas por las discordancias Base del Terciario, A, B y C. Las características estratigráficas de las rocas están asociadas en el ambiente de depósito correspondiente a turbiditas con abanicos submarinos superpuestos, rellenos de canal, zonas de desborde, lóbulos y derrumbes a diferentes escalas. Presenta tres tipos de deformación: intraformacional (pliegues y fallas locales), plegamiento laramídico y un sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas.

El sistema petrolero del Campo Miquetla está compuesto por rocas generadoras del Jurásico Superior, corresponden con las unidades estratigráficas Santiago, Tamán y Pimienta. Se tienen dos secuencias sedimentarias que fungen como rocas almacenadoras, la megasecuencia 2 del Grupo Chicontepec y las Brechas Calcáreas de la Formación Tamabra. Las rocas sello en las secuencias del Paleoceno-Eoceno que están representadas por las mismas formaciones del Grupo Chicontepec en sus facies arcillosas, mientras que a nivel Cretácico forman el sello las rocas calcáreo-arcillosas pertenecientes de las formaciones Agua Nueva, San Felipe y las margas de la Formación Méndez. Los plays productores más importantes corresponden al play Tamabra, formado de una secuencia de brechas calcáreas y la Megasecuencia Media del Grupo Chicontepec.

Los métodos de perforación empleados en el desarrollo del campo comprenden nuevas tecnologías, como pozos horizontales, pozos multilaterales y el uso de macroperas, en las cuales es posible el desarrollo de hasta 19 pozos desde una misma ubicación; para lograr esto, son importantes los programas de perforación, donde se establecen los objetivos a desarrollar, la geometría del pozo, el asentamiento de la tubería de revestimiento, etc.

El modelo petrofísico en el campo para el Grupo Chicontepepec muestra diferentes facies dentro del campo, en la parte superior se encuentra una facie arcillosa, en la parte media laminaciones de lutitas con areniscas y la parte inferior también es predominantemente arcillosa.

Los campos de esta cuenca se caracterizan por tener yacimientos con baja permeabilidad en las zonas productoras que oscila entre 0.01-100 mD, porosidades de entre 7 y 15% y baja presión, por lo que la productividad de los pozos es reducida.

ÍNDICE

RESUMEN	i
----------------	----------

CAPÍTULO 1

1.- GENERALIDADES	1
1.1.- INTRODUCCIÓN	1
1.2.- UBICACIÓN	2
1.3.- ANTECEDENTES	4
1.4.- TRABAJOS PREVIOS	6
1.5.- OBJETIVOS	8
1.5.1.- Objetivo general	8
1.5.2.- Objetivos específicos	8
1.6.- CLIMA	8
1.7.- HIDROGRAFÍA	10
1.8.- OROGRAFÍA	11

CAPÍTULO 2

2.-MARCO GEOLÓGICO	12
2.1.-EVOLUCIÓN GEOLÓGICA	14
2.1.1.- Mesozoico	16
2.1.2.- Cenozoico	16
2.2.-ESTRATIGRAFÍA	21
2.2.1.- Formación Tamán (Oxfordiano-Kimeridgiano)	23
2.2.2.- Formación San Andrés (Oxfordiano-Kimeridgiano)	23
2.2.3.- Formación Pimienta (Kimeridgiano-Tithoniano)	24
2.2.4.- Formación Tamaulipas Inferior (Neocomiano)	25
2.2.5.- Formación Tamaulipas Superior (Albiano-Cenomaniano)	26
2.2.6.- Formación Tamabra (Albiano-Cenomaniano)	26
2.2.7.- Formación El Abra (Albiano-Cenomaniano)	27
2.2.8.- Formación Agua Nueva (Turoniano)	28
2.2.9.- Formación San Felipe (Coniaciano-Santoniano)	29
2.2.10.- Formación Méndez (Campaniano-Maestrichtiano)	30
2.2.11.- Formación Velazco (Paleoceno Inferior)	31
2.2.12.- Grupo Chicontepec (Paleoceno Superior-Eoceno Inferior)	31
2.2.13.- Formación Chicontepec Inferior (Paleoceno Superior)	33
2.2.14.- Formación Chicontepec Medio (Paleoceno Superior)	33
2.2.15.- Formación Chicontepec Superior (Eoceno Inferior)	34

EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO MIQUETLA EN LA CUENCA DE CHICONTEPEC

2.2.16.- Formación Aragón (Eoceno Inferior)	34
2.2.17.- Formación Guayabal (Eoceno Medio)	35
2.2.18.- Formación Tantoyuca (Eoceno Medio-Superior)	36
2.2.19.- Formación Chapopote (Eoceno Superior)	36
2.2.20.- Formación Alazán (Oligoceno Inferior)	37
2.2.21.- Formación Palma Real Inferior (Oligoceno Inferior)	38
2.2.22.- Formación Horcones (Oligoceno Superior)	38
2.3.- SEDIMENTOLOGÍA	39
2.4.- ASPECTOS SEDIMENTOLÓGICOS-ESTRATIGRAFICOS	42
2.5.- GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	52

CAPÍTULO 3

3.-SISTEMA PETROLERO	55
3.1.- SISTEMA CHICONTEPEC	56
3.1.1.- Roca Generadora	57
3.1.1.1.- Rocas generadoras de los plays de la Cuenca de Chicontepec	57
3.1.1.2.- Formación Santiago (!)	58
3.1.1.3.- Formación Tamán (!)	59
3.1.1.4.- Formación Pimienta (!)	59
3.1.2.- Migración	60
3.1.3.- Roca almacenadora	61
3.1.4.- Roca sello	64
3.1.5.- Trampas petroleras	65
3.1.6.- Sincronía	66
3.2.- PLAYS PRODUCTORES	68
3.2.1.- Play	68
3.2.2.- Play Chicontepec Paleoceno-Eoceno Inferior	72
3.2.3.- Play Tantoyuca (Eoceno Tardío)	72

CAPÍTULO 4

4.-MÉTODOS DE PERFORACIÓN	73
4.1.- CUENCA DE CHICONTEPEC	74
4.2.- PRÁCTICAS DE PERFORACIÓN	80
4.2.1.- Perforación direccional	82
4.2.2.- Aplicación de los pozos direccionales	84

CAPÍTULO 5

5.-ESTRATEGIAS DE EXPLOTACIÓN	88
5.1.- MODELO PETROFÍSICO	88
5.2.- INGENIERÍA DE YACIMIENTOS	93
5.3.- SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN	96
5.3.1.- Bombeo Mecánico	96
5.3.2.- Bombeo Neumático	97
5.4.- ESTADO ACTUAL DEL DESARROLLO	100
5.5.- INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN	103
5.6.- PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN	105
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	106
BIBLIOGRAFÍA	110

CAPÍTULO 1

1.- GENERALIDADES

1.1.- INTRODUCCIÓN

Un yacimiento petrolero generalmente se encuentra en un complejo conjunto de rocas permeables que permiten la acumulación de hidrocarburos en su interior, bajo una serie de condiciones geológicas y petrofísicas, que actúan para evitar que el hidrocarburo escape. La capa porosa y permeable que permite la circulación, deberá estar cubierta por rocas de baja permeabilidad (roca sello); por lo general las acumulaciones de hidrocarburos en la Cuenca de Chicontepepec se encuentran confinadas en paquetes de areniscas compactas y cementadas de baja porosidad (De los Santos, 1971).

La Cuenca de Chicontepepec es una zona de gran interés económico-petrolero, sobre todo en la actualidad donde la demanda de hidrocarburos ha aumentado considerablemente y las reservas probadas han disminuido. Tomando en cuenta sus características geológicas, ubicación geográfica y su potencial petrolero, ha sido motivo de múltiples trabajos de exploración y desarrollo de campos (UNAM-CNH, 2012).

Como cuenca petrolera, Chicontepepec debe su importancia a la existencia de un conjunto de unidades estratigráficas (Grupo Chicontepepec) que está constituido por intercalaciones de estratos de areniscas y lutitas de aguas profundas formadas por turbiditas de edad Paleoceno al Eoceno Inferior. Su espesor oscila entre 800 y 2,400 metros y su cima aflora y en el subsuelo se llega a encontrar a profundidades de 2,000 metros en el sector central del paleocanal. Estos depósitos se localizan entre las estribaciones de la Sierra Madre Oriental y la estructura anular de “La Faja de Oro” (Plataforma de Tuxpan), en el subsuelo de la región, al occidente de Poza Rica, Veracruz. Las propiedades petrofísicas de las areniscas es que presentan muy bajas porosidades y permeabilidades, mientras que los niveles arcillosos constituyen una roca sello o impermeable. Respecto al sistema petrolero, el origen de los hidrocarburos se encuentra en las rocas más profundas del Jurásico Superior (Kimmeridiano), los cuales migraron y se emplazaron en los depósitos arenosos de las Unidades de Grupo Chicontepepec (Ottuño, 2009).

Geológicamente, el Campo Miquetla se ubica en la porción sur de la Provincia Tampico-Misantla; este fue descubierto en el año de 1948 con la perforación del pozo Miquetla-1.

El crudo que contienen la mayoría de los yacimientos de este conjunto es de tipo ligero, con una densidad promedio de 35° API¹; la presión de los yacimientos varía entre 88 y 153 Kg/cm². Los sistemas de producción son principalmente el bombeo mecánico y en menor escala el bombeo neumático. La profundidad promedio de los yacimientos es de 1,309 y 1,958 metros en las secuencias del Cenozoico y Mesozoico respectivamente.

La principal unidad productora es la Megasecuencia Media del Grupo Chicontepec y se cuenta con evidencias de producción de las Formaciones Tamabra, Tamaulipas Superior del Cretácico y San Andrés del Jurásico Superior (Academia de Ingeniería, 2010).

Los yacimientos presentes en esta área se encuentran en trampas estratigráficas, combinadas y estructurales (anticlinales con sutiles echados con cierre en cuatro direcciones), estas últimas en las secuencias mesozoicas.

1.2.- UBICACIÓN

Desde el punto de vista geológico, la Cuenca de Chicontepec se localiza entre el frente del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental al poniente y la paleo-plataforma de Tuxpan al oriente, el Arco de Tamaulipas al norte y el Eje Neovolcánico por el sur; la cuenca cubre un área de aproximadamente 11, 300 Km², mientras que el área que enmarca al Paleocanal de Chicontepec tiene una superficie de aproximadamente 3, 785 Km².

La cuenca se ha dividido en ocho sectores en los cuales se tienen 29 campos petroleros (Fig. 1.1), donde los sectores 2, 6, 7 y 8 corresponden con áreas cuyos yacimientos se encuentran en estado de desarrollo y optimización; los sectores 1, 3 y 4 se encuentran en la etapa de caracterización y desarrollo tecnológico; mientras que el sector 5 se encuentra en etapa de caracterización inicial. Adicionalmente se incrementó recientemente el área de interés petrolero con dos extensiones una al norte y otra al sur de la cuenca (UNAM-CNH, 2012).

¹ American Petroleum Institute

EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO MIQUETLA EN LA CUENCA DE CHICONTEPEC

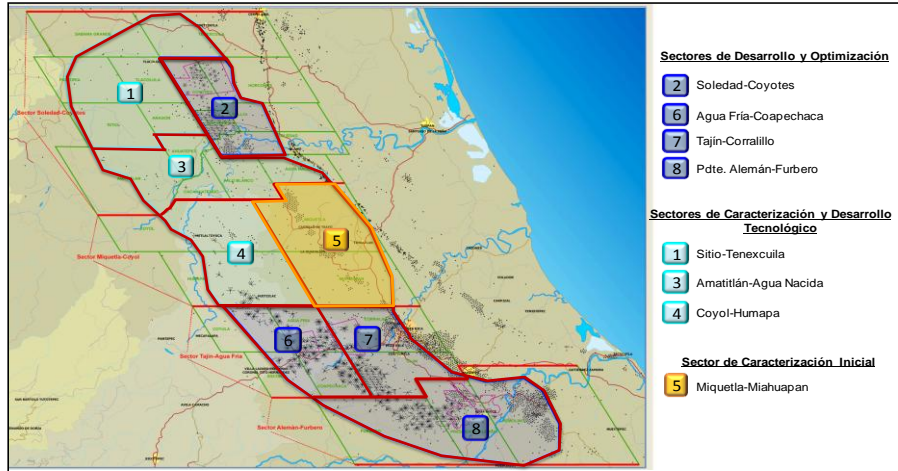


Fig. 1.1. Ubicación de los ocho sectores en que se divide a Cuenca de Chicontepec, de acuerdo a al nivel de desarrollo de sus campos (UNAM-CNH, 2012)

El Campo Miquetla está en la etapa de caracterización inicial dentro del Sector 5; este campo se ubica en la porción central-oriental del Paleocanal de Chicontepec (Fig. 1.2), en un área cubierta por un polígono de cuatro lados cuyas coordenadas UTM son en (x, y): 1(633390.99, 2304417.66), 2(648478.37, 2304765.95), 3(657158.68, 2289124.54), 4(635283.74, 2289045.76), 5(628734.55, 2300949.66) y 6(635292.68, 2300890.53). El polígono se encuentra aproximadamente a 42 km al sur de Cerro Azul, en los Municipios de Francisco Z. Mena, Tempache, Castillo de Teayo, Poza Rica de Hidalgo y Tihuatlán, del Estado de Veracruz y aproximadamente 23 km al suroeste de Tuxpan y a 19 km al noroeste de Poza Rica, Ver. (UNAM-CNH, 2012).

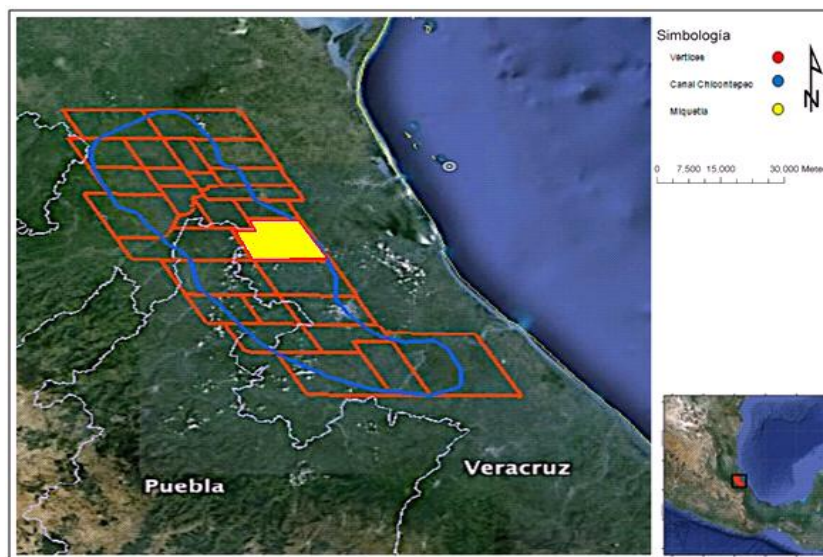


Fig. 1.2 Ubicación del Campo Miquetla, dentro de la Cuenca de Chicontepec (Modificado de UNAM-CNH, 2012)

1.3.- ANTECEDENTES

La Cuenca de Chicontepec se ubica geográficamente en la porción centro-oriental de la República Mexicana sobre la Planicie Costera del Golfo de México, entre los estados de Veracruz, Puebla, Hidalgo y San Luis Potosí; geológicamente se ubica dentro de la Provincia Tampico-Misantla (UNAM-CNH, 2012); está integrada por campos productores de areniscas del Paleógeno. Fue identificada como un área con potencial petrolero en 1926 y para el año de 1931 se descubre el primer campo, aunque es hasta 1952 cuando se inicia la explotación de hidrocarburos en el área de Presidente Alemán. Hacia los años setentas las actividades se intensifican en los campos Soledad Norte y Soledad. Los resultados obtenidos a partir del desarrollo de algunos campos, llevan a que en 1978 PEMEX-PEP² contratara una empresa certificadora internacional para que con cierta periodicidad evaluara los Volúmenes Originales de gas y aceite en el Paleocanal de Chicontepec, y para que realizara el cálculo de sus reservas. Desde entonces varias empresas han evaluado estos volúmenes, todas ellas coincidiendo en la gran cantidad de hidrocarburos que se localizan en esta zona.

Desde 1978 se sabe que la Cuenca de Chicontepec contiene una secuencia geológica con importantes volúmenes de hidrocarburos, que constituye una de las mayores acumulaciones en América. Sin embargo, dadas sus complejas características geológicas, la explotación rentable puede ser difícil y costosa comparada con los grandes yacimientos que se encuentran en calizas, en el sureste del país.

Los yacimientos en la Cuenca de Chicontepec son de baja permeabilidad, generalmente en compartimentos independientes, con alto contenido de arcillas. Adicionalmente, al iniciar la extracción de crudo se liberan importantes volúmenes del gas disuelto, los cuales restringen el paso del aceite hacia los pozos (UNAM-CNH, 2010).

En 1979 la compañía DeGolyer and MacNaughton calculó las reservas de hidrocarburos en 106 MMBPCE³ de OOIP (volumen original en sitio) y en ese mismo año se elaboró el “Proyecto Chicontepec”, en el cual se propusieron diversos escenarios de desarrollo; para 1980 Petróleos Mexicanos manifiesta su existencia. En su primera etapa, la producción de aceite se incrementó de 2.5 mbpd⁴ a 14.3 mbpd, mediante la perforación de 300 pozos en los campos

² PEMEX Exploración y Producción

³ Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

⁴ Miles de barriles por día.

Soledad, Aragón, Coyotes, Horcones y Soledad Norte, los cuales resultaron productores.

Con el objetivo de contrarrestar la declinación de la producción de 14.3 mbpd a 9.8 mbpd, en el periodo de 1983 a 1991, las actividades se enfocaron en dar mantenimiento a pozos y a perforar 228 pozos de desarrollo en los Campos Agua Fría y Tajín. De 1992 a 2001, después de haber alcanzado una producción máxima de 17.8 mbpd, se observó que la producción declinó al final de este periodo en un 50%.

Con la finalidad de mejorar el conocimiento del subsuelo, en 1998, se realizó un estudio geológico-geofísico previo a la certificación de reservas, programada con la compañía DeGolyer and MacNaughton en el año de 1999. Éste permitió sustentar el nuevo valor de aceite in situ (OOIP) de 139 MMBPCE y una reserva probable (2P) de 6,500 MMBPCE; además, en función de la disponibilidad de instalaciones superficiales, calidad del aceite ($^{\circ}$ API), espesor de los yacimientos, índice de productividad y profundidad de los yacimientos, se identificaron 5 áreas de oportunidad. Para el periodo 2002 a 2006, se reactivó la perforación para el desarrollo de los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, logrando alcanzar un incremento de producción de aceite de 27.2 mbpd, utilizando nuevas tecnologías para la terminación y fracturamiento de pozos.

En 2007, se define la creación del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, para atender el desarrollo del "Paleocanal Chicontepepec". La estrategia inicial del Activo se destacó por una gran actividad de perforación y terminación de pozos del 2008 al 2010, representando una gran inversión, sin embargo, la producción cerró en 2010 con sólo 44.8 mbpd.

El proyecto de explotación de Chicontepepec siempre fue pospuesto, no sólo por la baja productividad de sus pozos y la compleja estructura interna de sus yacimientos, sino por los retos técnicos y económicos que representaba para extraer los hidrocarburos, a pesar de su amplio potencial de recursos. La prioridad de PEMEX-PEP se enfocó al desarrollo de los grandes y prolíficos campos de aceite en las Cuencas del Sureste, algunos de ellos descubiertos desde hace más de medio siglo, y posteriormente a la explotación de Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. Es así que Chicontepepec, y su sucesor, el proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG), a pesar de haber iniciado actividades en 1952, hoy se encuentra en una etapa de inicio de producción, aún incipiente respecto al potencial productivo que pudiera obtenerse bajo las mejores condiciones de desarrollo a lo amplio de su largo ciclo de vida, de muchas décadas por venir (Academia de Ingeniería, 2010).

1.4.- TRABAJOS PREVIOS

Existe un gran número de trabajos que abordan diversos temas sobre la Cuenca de Chicontepec, algunos se enfocan desde el punto de vista geológico y petrolero; aunque algunos son específicos sobre la estratigrafía, geología histórica, geología estructural, tectónica, entre otros. En dichos trabajos podemos encontrar modelos geológicos y petrofísicos generales. Otro tipo de información que puede consultarse, está enfocada a la investigación y desarrollo para la localización de zonas de interés, así como la cuantificación de volúmenes y estimación de reservas de hidrocarburos (PEP, 2007).

La mayor parte de la información se encuentra en trabajos realizados por PEMEX en su departamento de Exploración y Producción, algunos realizados por el Instituto Mexicano del Petróleo y en diversas publicaciones entre las que destacan los trabajos de Mutti y Araujo, quienes en 1997, realizaron un libro guía sobre facies turbidíticas del Cenozoico Temprano en la Cuenca de Chicontepec, en los Estados de Hidalgo, San Luis Potosí, Puebla y Veracruz, para el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

Aguayo y colaboradores, en 2006, presentan un resumen de la geología regional de la Cuenca de Chicontepec, como antecedente para el estudio de su porción noroccidental en afloramiento, dentro del III Simposio: La Investigación y Desarrollo en la Facultad de Ingeniería, UNAM.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), cada año realiza la publicación de las Reservas Probadas Remanentes de Hidrocarburos 1P de México como la que corresponde a las publicadas el 1° de enero del año en curso, (Fig. 1.3).

Las Reservas Probadas de Hidrocarburos Remanentes del País al 1° de enero de 2013, son de 13,868.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Esta cifra es ligeramente superior a la registrada en el año anterior, creciendo un 0.42%.

EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO MIQUETLA EN LA CUENCA DE CHICONTEPEC

Valores de Reservas 1P por Región 2013			
Región	Cifra de Petróleos Mexicanos Aceite	Cifra de Petróleos Mexicanos Gas	Cifra de Petróleos Mexicanos
	MMbbls	MMMPC	PCE (MMbbls)
Marina Noreste	5,539.20	2,823.90	6,163.90
Marina Suroeste	1,309.60	4,168.80	2,165.30
Norte	934.5	3,752.90	1,688.50
Sur	2,290.00	6,329.80	3,850.60
Total	10,073.20	17,075.40	13,868.30

Fig. 1.3 Tabla de reservas 1p por región (CNH, 2013)

La tasa de restitución de reservas presentó un valor de 105.2% en las reservas de crudo y del 93.6% en las reservas de gas natural, que en conjunto representan el 104.3% de petróleo crudo equivalente, lo que significa un incremento del 3.26% de acuerdo al año anterior.

La Secretaría de Energía a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, realiza el seguimiento de la producción del Proyecto Aceite Terciario del Golfo, el cual se muestra en la Fig. 1.4, a marzo de 2013 (CNH, 2013).

Producción según principales campos																					
Producción ATG	2007	2008	2009	2010	2011	2012												2013			
						I Trim.	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual	Ene	Feb	Mar	Anual*	
Prod. de aceite (mbd)	22.7	29.3	29.5	41.0	52.8	64.1	63.9	67.5	70.4	69.9	68.8	68.6	70.5	76.0	74.8	68.6	75.2	75.0	72.7	74.3	
Corralillo	0.6	1.8	2.7	3.9	9.8	13.1	12.1	11.1	11.4	12.2	12.2	11.8	11.4	13.1	13.2	12.3	13.0	11.6	11.4	12.0	
Presidente Alemán	0.8	0.4	0.8	5.1	6.7	8.2	7.6	7.7	8.9	8.8	8.5	8.0	8.8	11.5	10.9	8.8	10.6	9.9	9.1	9.9	
Tajin	7.7	11.2	6.7	6.9	6.4	7.9	8.2	9.9	9.8	9.0	9.0	9.3	8.7	8.8	8.6	8.8	7.2	8.8	8.6	8.2	
Agua Fria	5.1	6.7	6.6	5.3	6.0	5.3	5.2	5.2	6.0	5.7	5.5	5.8	6.1	6.1	6.0	5.6	6.2	6.6	7.0	6.6	
Humapa	0.0	0.0	0.3	1.2	2.8	4.7	4.4	4.2	4.4	4.5	3.9	3.5	4.4	5.0	6.0	4.5	7.0	6.6	6.2	6.6	
Coapechaca	5.9	7.1	6.6	5.8	5.5	4.3	4.2	5.6	5.9	5.7	5.9	7.0	6.7	6.6	5.9	5.5	5.4	5.7	5.7	5.6	
Escobal	0.1	0.2	1.0	1.6	2.4	1.8	1.8	1.8	3.6	4.1	4.5	4.9	5.6	5.4	5.4	3.6	6.3	6.3	5.5	6.0	
Furbero	0.0	0.2	1.4	5.0	4.0	3.8	4.7	4.4	4.2	3.8	3.9	3.4	3.5	4.2	3.4	3.9	4.6	4.9	4.8	4.8	
Otros	2.5	1.7	3.5	6.3	9.2	14.9	15.5	17.7	16.2	16.0	15.4	14.7	15.3	15.3	15.4	15.5	15.0	14.5	14.4	14.6	
Prod. de Gas (mmpcd)	27.7	52.1	78.7	85.3	111.9	141.8	149.4	157.3	153.9	152.5	151.6	148.4	144.6	149.8	153.1	148.8	161.4	166.9	174.8	167.7	

Fig. 1.4 Tabla del seguimiento del Proyecto Aceite Terciario del Golfo a Marzo del 2013 (CNH, 2013)

1.5.- OBJETIVOS

1.5.1.- OBJETIVO GENERAL

- Realizar un estudio geológico-petrolero del Campo Miquetla en la Cuenca de Chicontepec, para conocer sus características geológicas, el sistema petrolero, así como las formas más efectivas de explotación para lograr el óptimo desarrollo del campo.

1.5.2.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Conocer y describir las características geológicas petroleras del campo.
- Conocer y describir los componentes del sistema petrolero.
- Describir y discutir sobre los métodos de perforación más adecuados.
- Describir y discutir sobre los métodos de explotación y desarrollo del campo.

1.6.- CLIMA

a) PLUVIOMETRÍA

Precipitación máxima anual: 2,833 mm.

Precipitación mínima anual: 715 mm.

Precipitación media anual: 1,652 mm.

b) TERMOMETRÍA

Temperatura máxima diaria: 33.0°C

Temperatura mínima diaria: 13.2°C

Temperatura media diaria: 21.5°C

En el municipio de Chicontepec existen cuatro diferentes tipos de climas distribuidos en sus diferentes comunidades, con base en la clasificación CETENAL/UNAM 1970, el primero corresponde con (A) C (fm) semicálido húmedo, que tiene como característica ser el más cálido de los templados C con temperatura media anual mayor de 18°C y la del mes más frío menor a 18 °C; con

lluvias todo el año, el mes más seco presenta precipitación mayor de 40 mm y un porcentaje de lluvia invernal menor a 18%.

El segundo es un clima (A) C (m) (w) semicálido húmedo, que corresponde a un clima más cálido que los templados C, con temperatura media anual mayor de 18°C y la del mes más frío menor de 18°C, con lluvias en verano e influencia de monzón y un porcentaje de lluvia invernal de 5 % de la anual.

El tercer clima es Am (f) cálido húmedo con lluvias en verano con un porcentaje de lluvia invernal mayor a 10.2%, precipitación del mes más seco menor a 60 mm.

El cuarto tipo de clima es Aw2 que corresponde a el más húmedo de los Cálidos subhúmedos, presenta lluvias en verano, con un índice de humedad mayor a 55.3 (resulta de dividir la precipitación total anual expresada en mm entre la temperatura media anual en °C) y un porcentaje de lluvia invernal entre 5 y 10.2% de la anual.

El Campo Miquetla como anteriormente se mencionó, se limita a un polígono, el cual se encuentra entre los Municipios de Francisco Z. Mena, Puebla, con un clima cálido subhúmedo con abundantes lluvias en verano, con una temperatura media anual superior a los 24°C; la precipitación promedio anual tiene un promedio entre los 1,200 y 2,000 mm; el Municipio de Temapache, Ver., su clima es cálido-extremoso, con una temperatura media anual de 24.3° y su precipitación pluvial media anual es de 1,391mm; el Municipio de Castillo de Teayo, Ver., con un clima cálido-regular de temperatura promedio de 22°C; su precipitación pluvial media anual es de 1.552 mm; la Ciudad de Poza Rica de Hidalgo, Ver., presenta un clima cálido, con una temperatura media anual de 24.4 °C, con abundantes lluvias en verano y principios de otoño, la precipitación media anual es de 1,103 mm y el Municipio de Tihuatlán, Ver., que presenta un clima cálido-regular, con una temperatura media anual de 22 °C; lluvias abundantes en verano y principios de otoño (INEGI, 2007).

1.7.- HIDROGRAFÍA

Desde el punto de vista hidrográfico, la Cuenca de Chicontepec se ubica totalmente dentro de la región llamada “Tuxpan-Nautla” (Fig. 1.5), que ocupa la porción noreste del territorio veracruzano y está integrada por las cuencas de los ríos Nautla, Tecolutla, Cazones y Tuxpan; además un rasgo sobresaliente corresponde con la Laguna de Tamiahua. Los ríos desembocan en el Golfo de México y tienen su origen en numerosos afluentes fuera de la entidad o nacen en la Sierra Madre Oriental.

La laguna de Tamiahua, una de las más grandes de la República Mexicana, se une con el río Pánuco a través de los canales Chijol, Calabozo, Wilson y con la laguna de Tampico Alto.

En el polígono descrito que corresponde al Campo Miquetla, pasan los ríos Cazones y Tontepec en el Municipio de Tihuatlán, Ver., los ríos Pantepec y Miquetla, que son ramales del Río Cazones en el Municipio de Francisco Z. Mena, Puebla; así como algunos arroyos tributarios del Río Cazones en las proximidades de la ciudad de Poza Rica de Hidalgo, Ver., como lo son el Mollejón, Hueleque, Salsipuedes y Arroyo del Maíz (INEGI, 2007).

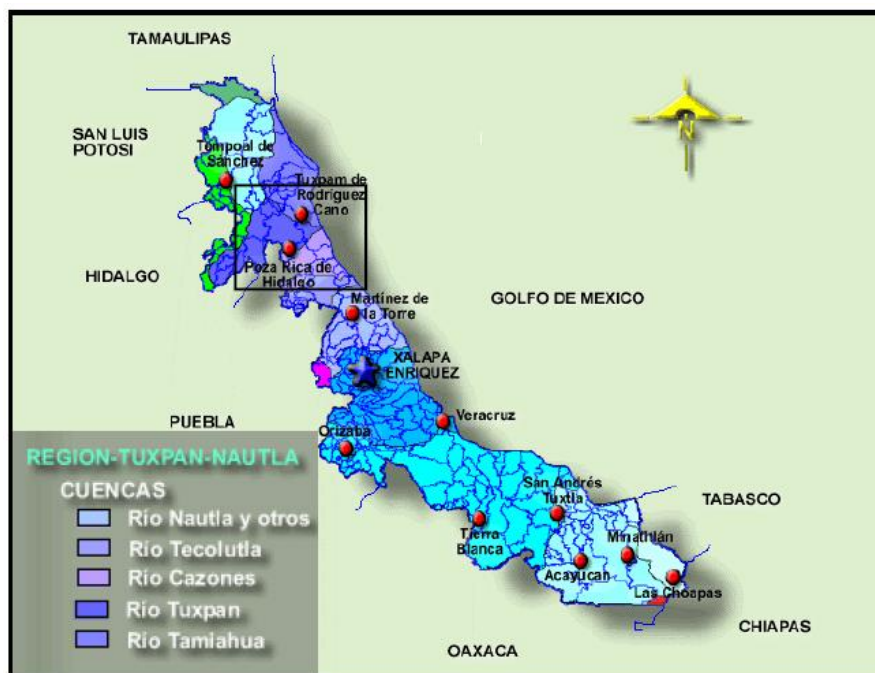


Fig. 1.5 Región hidrológica Tuxpan-Nautla (INEGI, 2007)

1.8.- OROGRAFÍA

En la parte occidental del Campo Miquetla (Fig. 1.6), se muestran un relieve más escarpado en comparación con la zona oriental, esto debido a la cercanía de la Planicie Costera del Golfo de México; también se tienen cerros y pequeñas prominencias de formas redondeadas cuyo relieve no rebasa los 500 msnm, como lo son Cerro Grande en el municipio de Tihuatlán, La Bandera localizado en el municipio de Francisco Z. Mena, La Cruz y El Aguacatal pertenecientes al municipio de Castila de Teayo; el área se encuentra influenciada principalmente por la denominada zona montañosa de la Huasteca, y en menor medida por la Sierra Madre Oriental, la Sierra de Papantla y la Sierra de Chicontepec (INEGI, 2007).

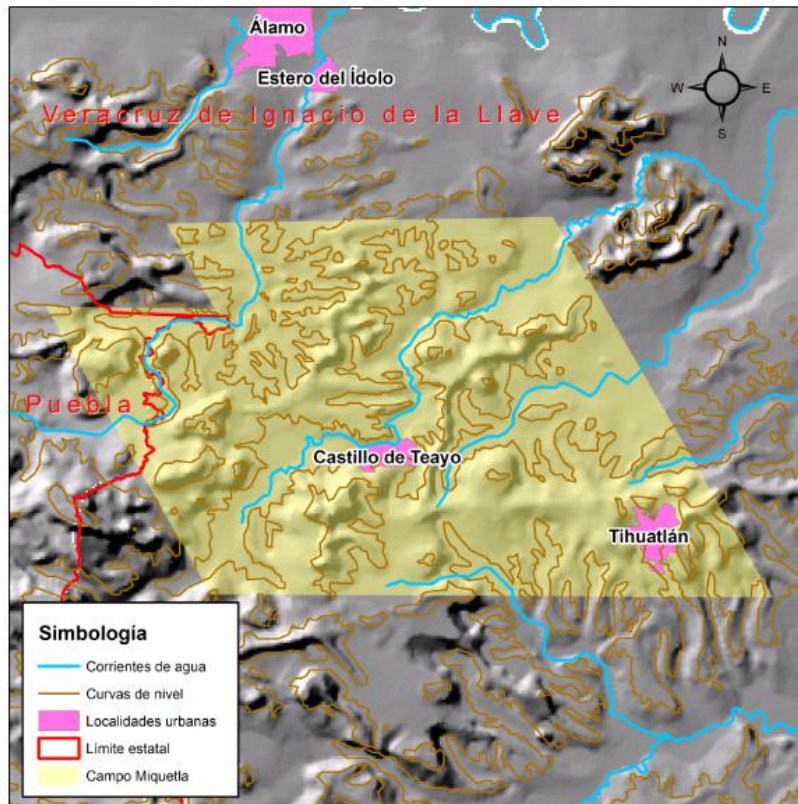


Fig. 1.6 Mapa topográfico del Campo Miquetla (Modificado INEGI, 2007)

CAPÍTULO 2

2.- MARCO GEOLÓGICO

La Cuenca de Chicontepec tiene como límites, al norte el Arco o Archipiélago de Tamaulipas y la Sierra de San Carlos, al oeste por la Sierra Madre Oriental, al oriente por la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro), y al suroeste por el Macizo de Teziutlán y la Faja Volcánica Mexicana, que constituye un alto orientado este-oeste que separa a la Cuenca Tampico-Misantla de la Cuenca de Veracruz.

El Grupo Chicontepec, del Paleoceno al Eoceno Inferior, ha sido tradicionalmente descrito como una secuencia turbidítica, de más de 2,000 m de espesor, construida principalmente por lutitas interestratificadas, con capas delgadas de areniscas calcáreas de granulometría variable y algunos horizontes conglomeráticos. La secuencia aflora en la porción occidental y sureste de la parte marginal de la Provincia Tampico-Misantla, localizada en su mayoría en la parte norte de Veracruz, extendiéndose en el extremo sur del Estado de Tamaulipas y las porciones más orientales de San Luis Potosí, Hidalgo y el norte de Puebla (Fig. 2.1), (Bitter, 1993).

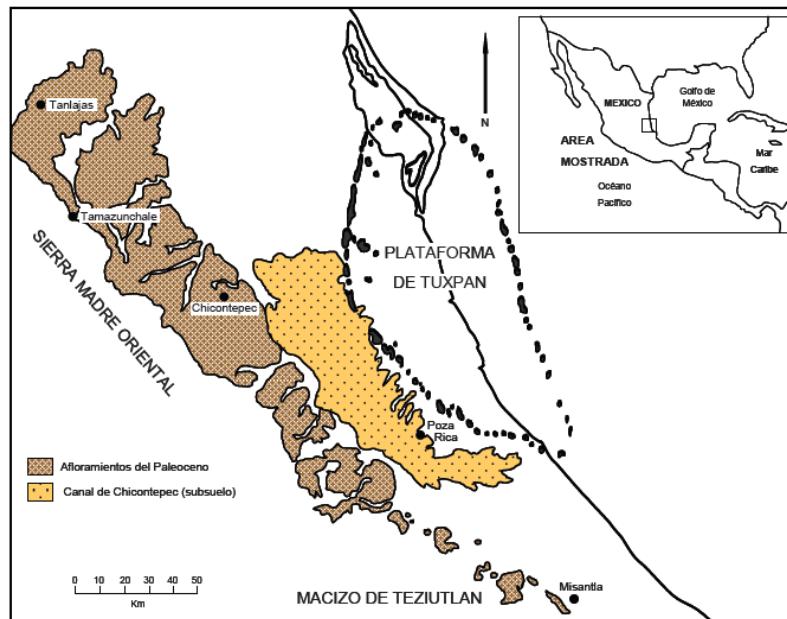


Fig. 2.1 Mapa de Afloramientos del Paleoceno Cuenca de Chicontepec (Bitter, 1993)

La Cuenca de Chicontepec obedece a la subsidencia basamental provocada en gran parte por los esfuerzos que plegaron y fallaron la Sierra Madre Oriental a principios del Cenozoico y que bascularon al oriente de la Plataforma de Tuxpan. Los sedimentos arenosos de esta, provinieron de las montañas occidentales (Sierra Madre Oriental), de la Paleoplataforma de Tuxpan y del Macizo de Teziutlán, los que fueron depositados dentro de una serie de abanicos submarinos con canales, zonas de desborde y derrumbes producidos por gravedad, donde los depósitos del Paleoceno Inferior fueron erosionados en la mayor parte de la Cuenca durante el Eoceno Temprano. Una gran discordancia regional en el límite del Eoceno Inferior corresponde a lo que se conoce como el Paleocanal de Chicontepec. Las areniscas que contienen petróleo en la Cuenca de Chicontepec están presentes debajo de esta discordancia en la porción norte y central de la cuenca y sobre la discordancia en parte suroriental (Cheatwood y Guzmán, 2002); aunque se debe considerar también la existencia de otras discontinuidades estratigráficas de menores dimensiones dentro de la secuencia del Grupo Chicontepec.

El Paleocanal de Chicontepec tiene una longitud de 123 Km y una anchura que varía de 12 a 23 Km, bordeando la porción occidental de la Paleoplataforma de Tuxpan (Faja de Oro), donde la erosión producida por corrientes submarinas cortaron los sedimentos del Paleoceno, Cretácico y Jurásico Superior, generó una depresión que fue rellenada con alternancias de sedimentos arcillosos y arenosos turbidíticos que cubre una extensión aproximada de 3,300 Km², formando un sistema complejo de trampas estratigráficas (Arellano-Yussim, 2004).

Desde el punto de vista tectónico, la secuencia sedimentaria mesozoica (jurásica y cretácica), fue deformada durante la orogenia laramídica a finales del Cretácico y principios del Cenozoico, lo que originó el desarrollo de una discordancia progresiva que fue controlada al oriente por rocas carbonatadas de la Plataforma Tuxpan y al poniente por el frente de la Sierra Madre Oriental. Las unidades calcáreas y calcáreo-arcillosas del Mesozoico están erosionadas en varios niveles y cubiertas por rocas clásticas de diferente espesor y granulometría (Arellano-Yussim, 2004).

La componente compresiva de esta fase provino del sur-oeste, iniciando desde el Turoniano Medio (91 M.a.) hasta el Paleoceno (55 M.a.), deformando a todo el paquete sedimentario depositado hasta este tiempo (Hernández-Jáuregui, 1997). La deformación está controlada por el contraste litológico de las unidades, así como por su espesor, por lo que asociado al levantamiento se formó una cuenca tipo foreland que se rellenó con turbiditas procedentes del borde de la

Paleoplataforma de Tuxpan, del frente de la Sierra Madre Oriental, del Macizo de Teziutlán y por variadas corrientes de fondo de dirección NW-SE, (Arellano-Yussim, 2004).

2.1.- EVOLUCIÓN GEOLÓGICA

Considerando aspectos regionales, durante la Era Paleozoica, hace 540 millones de años, el territorio mexicano era un continente con un archipiélago integrado por islas de distintos tamaños.

Para el Ordovícico, los sedimentos terrígenos continentales y carbonatos de aguas someras fueron deformados e intrusionados como producto de la Orogenia Taconiana. Este evento ocurrió cuando la margen este del supercontinente que posteriormente formaría Norteamérica (Laurasia) se soldó a una zona de subducción con un arco magmático; en tanto que la margen occidental del continente se mantenía como una margen pasiva; al mismo tiempo, ocurría una migración del continente a latitudes bajas y una importante elevación del nivel del mar.

Durante los periodos Silúrico y Devónico, el movimiento de las placas tectónicas provocó la emersión del antiguo macizo continental de México, incluyendo la Provincia Tampico–Misantla que comenzó a emerger. A lo largo del Carbonífero continuó el proceso de avance y retroceso de los mares, lo cual provocó que algunas zonas densamente pobladas por especies vegetales quedaran sepultadas y se transformaran en las primeras secuencias sedimentarias con potencial generador de hidrocarburos.

Durante el Carbonífero y el Pérmico, ocurrió la sedimentación de plataforma clástica y carbonatada, que evolucionó a ambiente de aguas profundas donde se acumularon turbiditas como las que constituyen a la Formación Guacamaya. 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 metamorfismo regional que originó a los esquistos de la región de Tamaulipas y del subsuelo de la Provincia Tampico-Misantla. Finalmente, se produjo actividad intrusiva Permo–Triásica para cerrar el ciclo de formación de la Pangea (colisión del arco de islas de raíz magmática granítica, Silúrico – Missisípico, y el continente Mexicano), (Nava y Alegría, 2001).

Las características litológicas y estructurales de las rocas que afloran en el centro-este de México, evidencian la existencia de diferentes eventos tectónicos pasados,

que asociados al relleno de cuencas oceánicas y al vulcanismo dieron el carácter estratigráfico-estructural que lo caracterizan; además de ser una de las zonas donde se puede apreciar mejor el complejo desarrollo geológico del territorio; en la Sierra Madre Oriental afloran las rocas más antiguas de México (Precámbrico) y una serie de unidades estratigráficas que abarca el Paleozoico Superior (Pérmico), el Mesozoico y el Cenozoico; unidades que por los agentes exógenos (intemperismo y erosión) formaron sedimentos terrígenos que rellenaron las cuencas Paleógenas del oriente de México, incluyendo la Cuenca de Chicontepec. Por tal motivo la cuenca se relaciona con otros eventos geológicos más antiguos que afectaron la región.

La ubicación de la Cuenca de Chicontepec dentro de los terrenos tectonoestratigráficos se muestra en la Fig. 2.2, la que se encuentra dentro de los Terrenos Maya y Sierra Madre; considerando a este último parte del Paleocóntinente Oaxaquia (Centeno et. al., 2007).

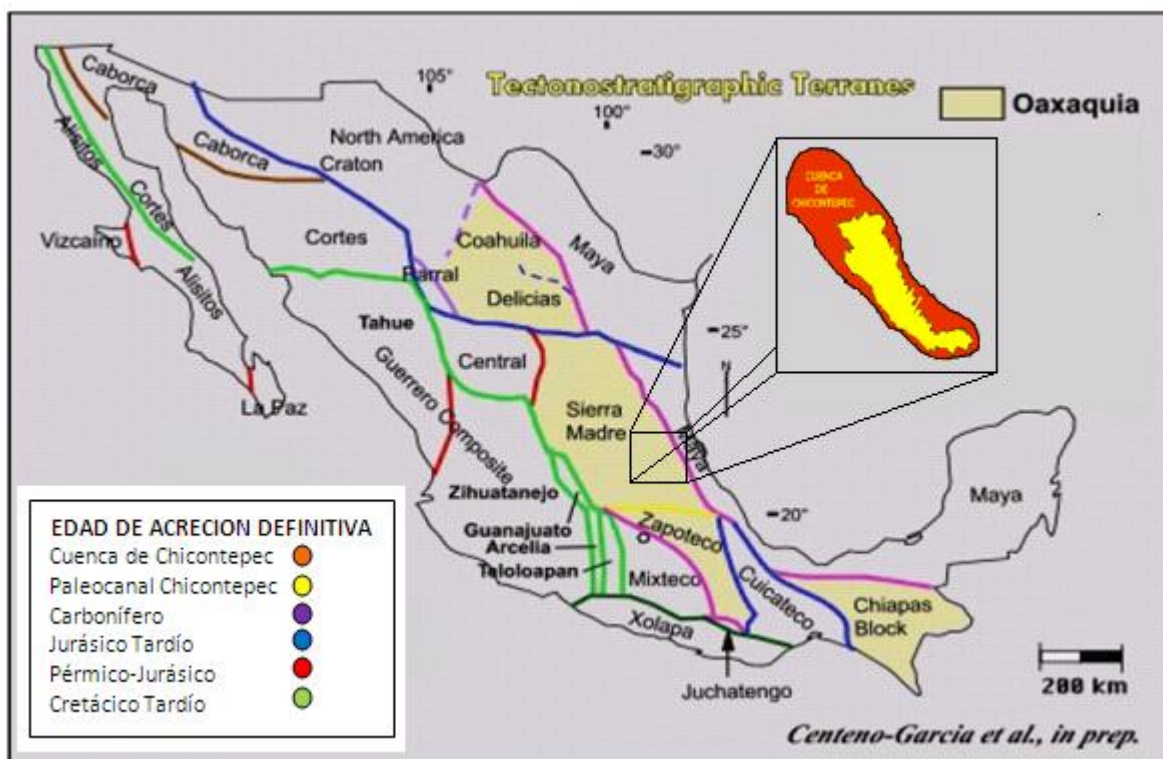


Fig. 2.2 Ubicación de la Cuenca de Chicontepec en los Terrenos Tectonoestratigráficos de México (Modificado Centeno, 2007)

2.1.1.- MESOZOICO

En el Triásico Temprano y Medio, el área se encontraba exhumada por efecto de la orogenia causada por la formación de Pangea, lo que ocasionó una regresión marina y en las partes de mayor relieve ocurrió una intensa erosión de las secuencias Paleozoicas. Para el Triásico Tardío, los sedimentos producto de la erosión se depositaron en partes bajas del continente de forma discordante, como resultado de un adelgazamiento cortical ocasionado por fenómenos de tipo distensivo (rifting), que provocaron la fragmentación de la masa continental y desarrollaron las cuencas intracontinentales, ocasionando con esto fallas profundas que limitaron horst y grabens que fragmentaron el basamento.

A partir del Jurásico Medio inició una transgresión marina relacionada con la apertura del Atlántico Norte y el Golfo de México. Con esto, también ocurrió un proceso intenso de generación de corteza oceánica plegando la cuenca de Huayacocotla y exhumando el área de estudio.

Se tiene documentada la existencia de cuerpos ígneos plutónicos en el subsuelo de la llanura costera del Golfo de México de 187 Ma al sur de Poza Rica, Veracruz, ocurrió al mismo tiempo vulcanismo de tipo andesítico que se registran como rocas de la Formación Tenexcate (Nava et. al., 2001).

En el Calloviano, entraron aguas marinas y comenzó una transgresión regional dejando como resultado mares someros, cuencas marinas profundas y elementos paleogeográficos positivos aislados asociados a sistemas de fallas que les permitieron evolucionar de forma independiente, este proceso continuo durante el Jurásico Tardío y durante el Cretácico.

2.1.2.- CENOZOICO

Desde el Cretácico Superior al Paleoceno se presentó un marco tectónico en donde el arco magmático formando en la margen del pacífico, continuó su migración hacia el oriente; en el noroeste 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 al 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 noreste de la placa oceánica Protocaribeña, que se movía a medida que

se separaban las placas de Norteamérica y Sudamérica (Fig. 2.3), (Aguayo et al, 1996).

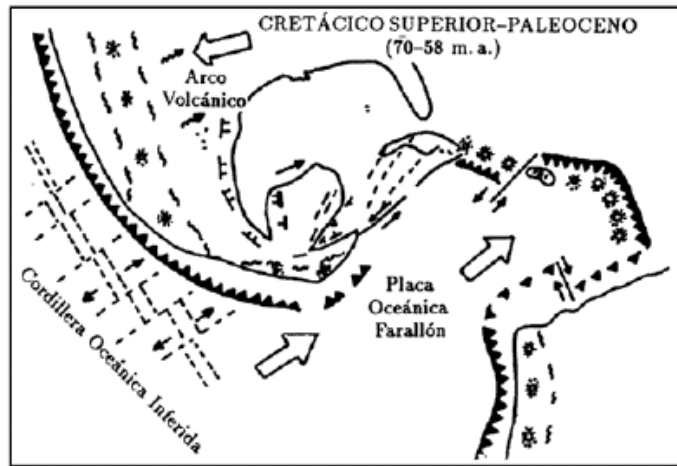


Fig. 2.3 Tectónica de México en el Límite Cretácico-Paleógeno (Aguayo et al, 1996)

Finalizando el Cretácico, inició el depósito de las secuencias calcáreo-arcillosas que fueron plegadas y cabalgadas producto de esfuerzos compresivos de la Orogénesis Laramídica, que originó la estructura de la Sierra Madre Oriental, lo que favoreció que entre la Plataforma de San Luís Valles y la Plataforma de Tuxpan se formara una depresión de considerable magnitud denominada Antefosa de Chicontepec (cuenca sintectónica). Durante el Paleoceno–Eoceno (Fig. 2.4), la zona de estudio se rellenó de areniscas, lutitas y conglomerados que corresponden con secuencias turbidíticas. Esto sucedió primeramente en las partes más occidentales de la región y posteriormente, durante el Eoceno Temprano, hacia la zona frontal de Sierra Madre Oriental.

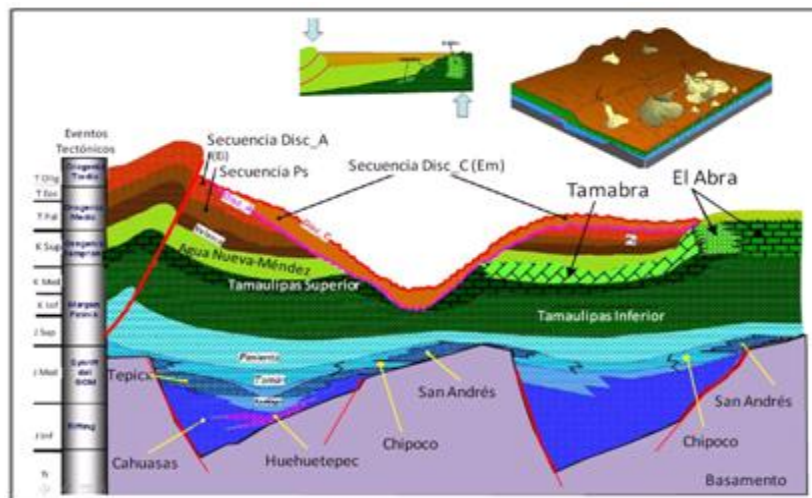


Fig. 2.4. Depósitos turbidíticos de aguas profundas y levantamiento de la Sierra Madre Oriental en el Paleoceno-Eoceno tardío (PEMEX, 2010)

Al inicio del Paleoceno, se incremento el aporte de sedimentos terrígenos a la Cuenca de Chicontepec, como consecuencia del levantamiento y erosión de la Sierra Madre Oriental; en un inicio se desarrollaron corrientes fluviales que transportaron gran cantidad de sedimentos finos que dieron lugar a las rocas de la Formación Velasco.

Las características que presentan los sedimentos que rellenan la Cuenca de Chicontepec, son de origen turbidítico que implican el desarrollo de un conjunto de corrientes submarinas que erosionan formando una profunda cuenca con cañones submarinos que posteriormente se rellenan con turbiditas de abanicos submarinos. El ciclo sedimentario de estos terrígenos inició a finales del Cretácico, cuando la Orogenia Laramide levantó y plegó las rocas Mesozoicas conformando la Sierra Madre Oriental.

Durante el Paleoceno Temprano la zona que ocupa la Cuenca de Chicontepec fue sujeta a intensa erosión por corrientes submarinas por lo que quedaron zonas con exposición de rocas del Cretácico y del Jurásico Superior. Esta erosión, junto con el plegamiento de rocas Mesozoicas, formo una discordancia progresiva entre ambas secuencias, las cuales son discontinuidades angulares que lateralmente se amortiguan pasando a superficies de concordancia. En la cuenca, la generación de la discordancia progresiva fue controlada al oriente por las rocas carbonatadas de la Plataforma de Tuxpan y al occidente por el frente de la Sierra Madre Oriental; las unidades calcáreas y calcáreo-arcillosas mesozoicas fueron erosionadas y deformadas, generando la discordancia progresiva, cuya superficie fue cubierta por areniscas y lutitas de diferentes espesores de la Formación Velasco y del Grupo Chicontepec.

El espesor máximo de depósito de la Cuenca de Chicontepec en el depocentro es de 2,000 m (Ottuño, 2009). La relación de arcillas y arenas es de 60 a 40% y se presentan estas últimas en formas lenticulares, en estratos que van de 1 cm a 1.0 m de espesor (Alemán, 1980).

Dichas formas lenticulares son muy comunes en la Cuenca de Chicontepec, en ocasiones de un pozo a otro un horizonte 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 por completo la extensión de la Cuenca y quedaban atrapados por los depósitos siguientes.

Los mayores espesores de areniscas se localizan en la parte axial de la Cuenca, esto como consecuencia de que las corrientes principales que transportaba las arenas circularon de noroeste a sureste (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 otras litofacies arcillo-arenosas 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 ocurrió un levantamiento estructural diferencial con respecto a la porción septentrional, a causa del “Levantamiento de Santa Ana”, quedando erosionado una gran parte de la columna sedimentaria mesozoica, formando 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, de 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, las corrientes de turbidez removieron sedimentos y fauna en dichas formaciones, considerándolos como contaminantes, teniendo gran similitud con los contenidos de las Formaciones Méndez y Velasco de otras biozonas de depósito.

Los sedimentos de la Cuenca de Chicontepec no sufrieron grandes deformaciones ocasionadas por la Orogenia Laramide. Se presentan 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 las formaciones Aragón, Guayabal, Tantoyuca y Chapopote, debido a cambios en las condiciones de depósito ocasionados por los paleorelieves submarinos (Nava et al 2001).

En el Oligoceno una invasión 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 8, 000 m 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 durante todo el Oligoceno y hasta el Mioceno inferior.

A finales del Oligoceno, la cuenca presento un acelerado azolvamiento que marco el retiro de la línea de costa; como consecuencia de esta acción, se tiene que los sedimentos del principio del Mioceno descansan discordantemente sobre los depósitos del Oligoceno; pero un nuevo basculamiento relacionado con los fenómenos de subsidencia, marcó 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).

Esta transgresión perduró hasta el Mioceno Temprano ya que los depósitos del Mioceno Medio poseen características regresivas; en el Mioceno Tardío continuó el ciclo regresivo hasta llegar a la 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, que a su vez está en contacto discordante con los depósitos pliocénicos y cuaternarios ígneos y sedimentarios. La actividad volcánica del Plioceno-Cuaternario se manifiesta 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 del levantamiento regional y condiciones climáticas húmedas, la región quedo cubierta por conglomerados derivados de la erosión de la Sierra Madre Oriental, así como de las rocas del Paleógeno más antiguas que afloran en la parte occidental de la planicie costera del Golfo de México.

Aguayo et al (1996), define al centro de México como una zona de debilidad cortical debido al desplazamiento de los diferentes bloques tectónicos involucrados en la geología del lugar: 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.

2.2.- ESTRATIGRAFÍA

La secuencia sedimentaria que cubre el basamento cristalino de la Provincia Tampico-Misantla, está compuesta por 31 formaciones geológicas, de las cuales 13 son Cenozoicas y las restantes 18 son Mesozoicas, reportándose en los depocentros espesores de hasta 8 Km para esta cubierta sedimentaria de rocas calcáreo-arcillosas y carbonatadas del Mesozoico y terrígenos del Cenozoico.

De manera local, la columna estratigráfica que existe en el subsuelo de la Cuenca de Chicontepepec (Fig. 2.5) se compone de veinte formaciones geológicas: tres del Jurásico, siete del Cretácico y diez del Cenozoico, siendo estas últimas las que constituyen el relleno de la cuenca, mediante un límite de secuencias con una discordancia progresiva se tiene en primer lugar al basamento cristalino del Pérmico-Triásico y después a ocho formaciones geológicas; una del Triásico, (Formación Huizachal), y siete del Jurásico Inferior y Medio, (formaciones Huayacocotla, Cahuassas, Tenexcate, Huehuetepic, Tepéxic, Santiago y San Pedro), sin embargo estas no forman parte de la relación estratigráfica, ya que los paleocanales de Chicontepepec no alcanzaron a erosionarlas; las unidades más antiguas que están en contacto con el Grupo Chicontepepec, son las formaciones San Andrés y Tamán.

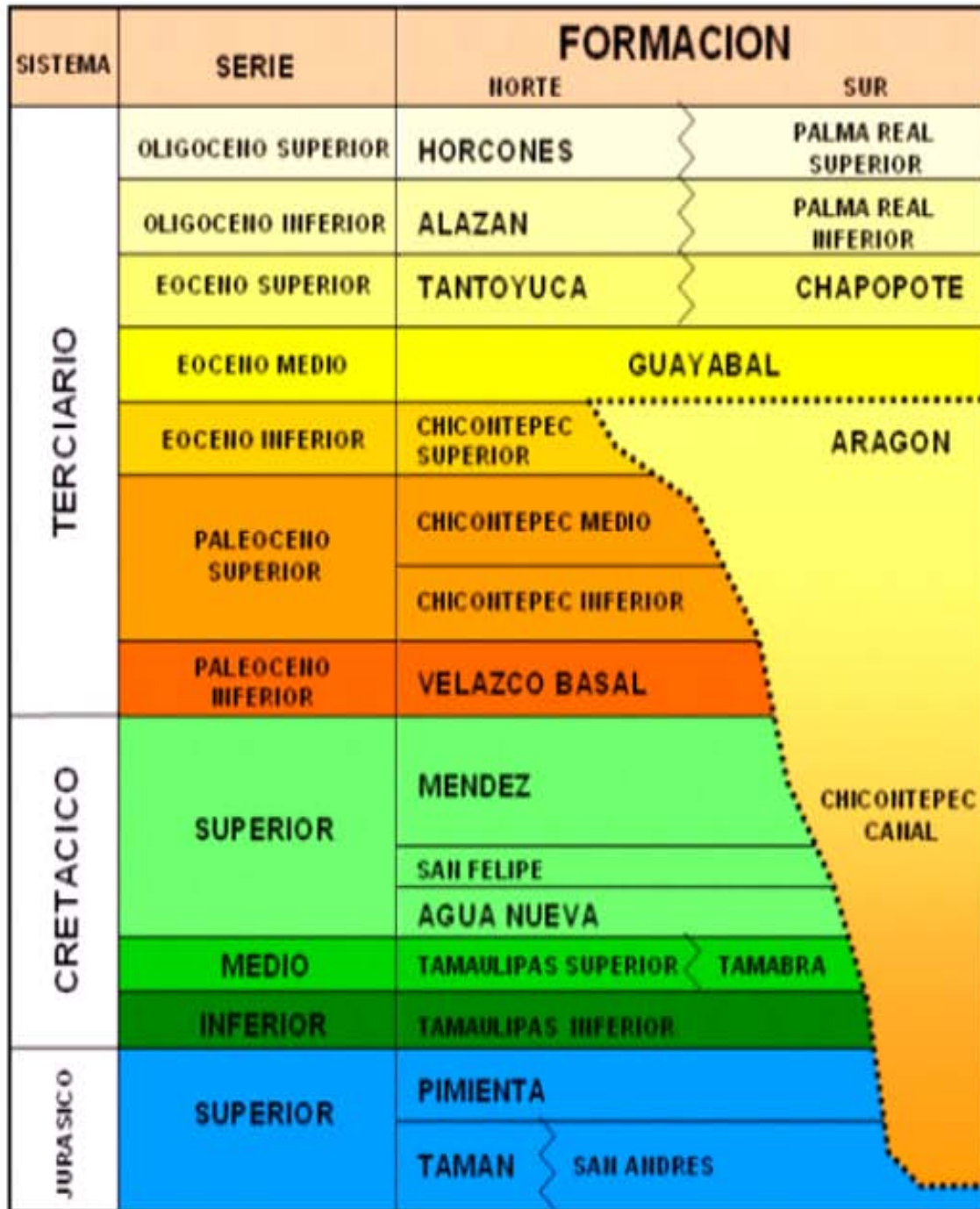


Fig. 2.5 Columna Estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec (PEMEX, 2005)

A continuación se describen las principales unidades estratigráficas relacionadas con la Cuenca de Chicontepec, de la más antigua a la más joven.

2.2.1.- Formación Tamán (Oxfordiano-Kimeridgiano).

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

Se reporta en pozos petroleros 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 calizas arcillosas de color gris oscuro, en estratos con espesores de 40 a 50 cm; las lutitas tienen estratos con espesores de 10 a 15 cm., con tonos rojizos por intemperismo (Nava y Alegría, 2001).

Se considera una unidad con un gran espesor (alrededor de 700 m.) en las paleodepresiones; sin embargo, estos disminuyen notablemente hacia las partes altas del paleorelieve, e incluso hasta desaparecer. Presenta estratos de biomícrita con organismos pelágicos, como radiolarios, equinodermos y *Rhaxella*. Su macrofauna ha permitido establecer su edad, la que corresponde al Oxfordiano-Kimeridgiano.

Los análisis geoquímicos realizados en muestras de superficie y del subsuelo por PEMEX, muestran la presencia de estratos bituminosos con abundante materia carbonosa; basándose en esto, la interpretación es que su acumulación ocurrió en un ambiente de depósito correspondiente a las márgenes de una plataforma. Se correlaciona con la Formación San Andrés al sur de la Cuenca y se le considera una importante roca generadora y sello por sus horizontes arcillosos (Nava y Alegría, 2001).

2.2.2.- Formación San Andrés (Oxfordiano-Kimeridgiano).

Fue definida por Cantú en 1971 y se reporta en el sur de la Cuenca de Chicontepec, es considerada como la última formación junto con la Formación Tamán que fue erosionada por el complejo de paleocanales del Grupo Chicontepec en el suroeste de la cuenca (Mayol, 2005).

Está representada por grainstone de oolitas, peletoides, bioclastos 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, el miembro superior está formado por más del 70% de calizas calcareníticas, compuestas de intraclastos y pellets en diferentes combinaciones dentro de un cementante de esparita; son de color café oscuro en algunos casos por impregnación de aceite. El miembro inferior está constituido en más del 60% de calcarenitas oolíticas con cementante de esparita y a veces en matriz de micrita; además presenta algunos estratos de dolomías y de areniscas feldespáticas cementadas con calcita (Nava y Alegría, 2001).

El ambiente de depósito es mixto (transicional), de rampa cercana al litoral o en el mismo litoral, inclusive en lagunas con barras arenosas; se depositó en aguas someras, 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.

Se considera de edad equivalente a la Formación Tamán del Jurásico Superior (Oxfordiano-Kimeridgiano), (Mayol, 2005), y también se correlaciona con la Formación Chipoco, la cual corresponde con una roca sello (PEMEX, 2000).

2.2.3.- Formación Pimienta (Kimeridgiano-Tithoniano).

Fue definida por Heim en 1926. La localidad tipo se encuentra en el Rancho Pimienta en el Valle del Río Moctezuma, en el km 337 de la carretera México-Laredo. La litología en la localidad tipo se compone de una secuencia de calizas de color gris oscuro en capas delgadas con bandas de pedernal. Contiene 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; presenta algunos 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 y Alegría, 2001).

Varios de los pozos perforados dentro de la Cuenca de Chicontepec atraviesan esta Formación, 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 hasta los 600 m.

La edad de esta Formación es Kimeridgiano-Tithoniano, marcando en su parte superior 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 un cambio litológico hacia la cima que se explica por una variación en las condiciones batimétricas que corresponden a mares someros de baja energía.

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 y Alegría, 2001).

2.2.4.- Formación Tamaulipas Inferior (Neocomiano).

Fue definida por Stephenson en 1921 y descrita más ampliamente por Muir en 1936. 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, pero dentro de la cuenca se ha encontrado durante la perforación de varios pozos petroleros.

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 y Alegría, 2001).

En el subsuelo esta unidad es reportada en varios pozos petroleros de la cuenca, manteniéndose continua a través de toda su extensión, también se encuentra 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 con oolitas, bioclastos y peletoides, seguidos por un wackestone con horizontes bentoníticos, después se compone de wackestone grueso con oolitas, de color gris y disseminaciones 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 m (Nava y Alegría, 2001).

2.2.5.- Formación Tamaulipas Superior (Albiano-Cenomaniano).

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 en el occidente la Cuenca de Burgos, así como en el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec; aunque autores como Salas (1949) y Mayol (2005), la ubican solo en la parte norte de la Cuenca, haciéndola equivalente a la Formación Tamabra en la parte sur en el área de Poza Rica, Veracruz. 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 cm.

En el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec consiste de calizas mudstone a wackestone gris claro y café oscuro, con estilolitas; 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 m.

Por su microfauna se le asigna una edad del Albiano-Cenomaniano, ya que contiene micro y macrofósiles tales como: *Rotalispora sp.*, *Colomiella recta*, *Nannoconus Truitti*, *Calciesphaerula innominata*, *Inoceramus comancheanus*, *Microcalamoides diversus*, *Praeglobotruncana aptiensis*, *Pithonella ovalis*, *Munuaniceras uddeni* y *Kingena wacoensis*, entre otros (Nava y Alegría, 2001).

Su ambiente de depósito corresponde a facies de cuenca con influencia volcánica ya que contiene material tobáceo bentonítico en capas delgadas, proveniente de la actividad volcánica del arco magmático del occidente. Se le considera roca almacenadora dada su buena porosidad secundaria por fracturamiento, en especial en la zona de Ébano y Pánuco.

2.2.6.- Formación Tamabra (Albiano-Cenomaniano).

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 al poniente de la Paleoplataforma de Tuxpan (Faja de Oro); así mismo se encuentra en el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec, en el área de Poza Rica y en Misantla, Veracruz. Es un conjunto litológico constituido por brechas de carbonatos, es

decir, son rocas clásticas de talud (dolomitizadas o parcialmente dolomitizadas); se constituye de rocas derivadas del borde de plataforma, por lo que, contiene clastos de ambiente arrecifal, fragmentos de moluscos y rudistas.

La unidad consiste 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 brechas biógenas) y un miembro inferior (zona de brechas biógenas y dolomías) (Nava y Alegría, 2001). La presencia de arcillas como matriz en las rocas, apoya el origen pelágico de sus sedimentos. El espesor promedio de esta secuencia es de 200 m para la zona de Poza Rica, aunque localmente los espesores pueden ser mayores, por ejemplo Salas (2001), reporta 370 m para un pozo cerca de Poza Rica, Ver; en otras localidades se reportan que van de 300 a 1 500 m. 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 (Nava y Alegría, 2001).

Dada la presencia de rocas carbonatadas bioclásticas, brechoides y microcristalinas, corresponde con potenciales rocas almacenadoras y productoras de hidrocarburos (Nava y Alegría, 2001).

2.2.7.- Formación El Abra (Albiano-Cenomaniano).

Definida por Power en 1925, es una secuencia compleja de facies de plataforma, en la que se tienen depósitos de post-arrecife y de arrecife; en su facies lagunar se compone de una potente sección de mudstone a packstone de miliólidos y bioclastos de color gris claro, con dolomías y evaporitas. Contiene abundantes bioclastos, intraclastos 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 está recristalizada dando la apariencia de cementante.

Se le subdivide en dos facies principales (de plataforma carbonatada) con edades semejantes:

a) Facies Arrecifal (Facies Taninul), está formada por una potente secuencia de boundstone de caprínidos, radiolítidos, toucasias, nerineas y escasos corales; las rocas son de color gris y gris-café, masivas, intercaladas por packstone y grainstone de bioclastos y oolitas. Se caracteriza por formar

montículos de diversos tamaños bordeando a la plataforma de Tuxpan. Es una excelente roca almacenadora.

b) Facies Post-Arrecifal (Facies El Abra), se le considera una gruesa secuencia de mudstone-wackestone, calizas bioclásticas y calcarenitas con miliólidos y toucasias, dolomitas y calizas parcialmente dolomitizadas, de aspecto sacaroide; se presentan intercalaciones de bentonita de color gris verdoso. Son de color gris azulado y verde, depositadas sobre una gran plataforma interna, en aguas claras lagunares, cálidas y poco profundas.

El espesor de sus facies (arrecifal y lagunar) llega a medir 2 000 m., presenta cavernas, vugulos y porosidad primaria, además de abundante fracturamiento que incrementan la permeabilidad de esta Formación. Su ambiente de depósito se define como el de una plataforma carbonatada amplia y estable de aguas someras.

Se le ha asignado una edad Albiano-Cenomaniano aunque, a veces, se extiende en algunas localidades al Aptiano y al Turoniano en otras. Este complejo de sedimentos carbonatados formadores de bancos o arrecifes en dicha plataforma, constituyen verdaderas trampas estratigráficas con buena porosidad, permeabilidad y capacidad de constituir una excelente roca almacenadora.

2.2.8.- Formación Agua Nueva (Turoniano).

Fue definida por Stephenson en 1921 y estudiada ampliamente por 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; en el subsuelo se ha cortado en pozos petroleros en las cuencas de Burgos y en la Provincia Tampico-Misantla. En la Cuenca de Chicontepec no aflora, solo se ha encontrado en cortes de núcleos de los pozos perforados en ella, aunque presenta 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 m (Nava y Alegría, 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 bentoníticas. Los estratos son delgados y medios en la base, 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 y Alegría, 2001); el espesor promedio de la unidad es de 240 m. 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 helvética* (Nava y Alegría, 2001).

El ambiente de depósito es de plataforma externa en aguas relativamente 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, Soyatal del área de Zimapán, Cuautla de la Cuenca Guerrero-Morelos y con 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 wackestone.

2.2.9.- Formación San Felipe (Coniaciano-Santoniano).

Fue definida por Jeffreys en 1910, presenta una amplia distribución, ya que se le reporta al sur de la Paleo-Península de Tamaulipas, en las cuencas de Burgos, Veracruz y las del Sureste; aflora en el 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 ubica 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 y Alegría, 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 cm de espesor, con intercalaciones de lutitas bentoníticas gris verdoso, así como capas laminares de bentonita de 5 a 10 cm de espesor (Nava y Alegría, 2001). Su espesor va de 50 hasta 330 m, aunque en Poza Rica, Veracruz, se reportan espesores en subsuelo de 50 a 150 m.

Algunas especies de su 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 (Nava y Alegría, 2001). El ambiente de depósito de esta Formación es de cuenca, con gran influencia del material volcánico proveniente del arco magmático del Occidente de México en plena actividad en el tiempo de depósito de esta Formación. 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 y Alegría, 2001).

2.2.10.- Formación Méndez (Campaniano-Maestrichtiano).

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 con areniscas arcillosas. 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 m hasta 1 000 m aproximadamente. Es de edad Campaniano Superior-Maestrichtiano, siendo la última Formación del Periodo Cretácico que erosionaron en algunos sectores los paleocanales de la Cuenca de Chicontepec.

Por su contenido faunístico, compuesto de *Globotruncana cónica*, *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-Maestrichtiano (Nava y Alegría, 2001). 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 y Alegría, 2001).

2.2.11.- Formación Velazco (Paleoceno Inferior).

Fue definida por Cushman y Trager en 1924. Tiene su localidad tipo en la estación Velazco del ferrocarril Tampico-San Luis Potosí, se encuentra expuesta en el lado este y sureste del Sinclinal de Magiscatzin en Tamaulipas, se reporta también con buenos afloramientos 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 Velazco consiste de margas de color gris, gris-verde, con capas muy delgadas de bentonita, cenizas y areniscas. Presentan en ocasiones horizontes de anhidritas, huellas de oleaje y anélidos; al este de la Faja de Oro la Formación Velazco está representada por lutitas de color verde, el espesor promedio es de 140 m (Nava y Alegría, 2001).

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

2.2.12.- Grupo Chicontepec (Paleoceno Superior-Eoceno Inferior).

Este grupo estratigráfico se encuentra desde el sureste de San Luis Potosí hasta las proximidades de Teziutlán Puebla, paralelamente a la margen oriente de la Sierra Madre Oriental, aunque su mayor desarrollo se tiene en el subsuelo la Cuenca de Chicontepec; también se ha reportado en el subsuelo de la Cuenca de Veracruz (Nava y Alegría, 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 en 1918, fue el que le dio el nombre de Formación Chicontepec a dicha unidad estratigráfica, refiriéndose a la secuencia que posteriormente sería denominada "Grupo Chicontepec". 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, con micropaleontología y con registros geofísicos de pozos.

La localidad tipo se encuentra a 2.5 km 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 y Alegría, 2001). Las tres biozonas de la Formación Chicontepec: Inferior o Basal, Medio y Superior o Canal, actualmente son consideradas como formaciones por si solas, ya que, reúnen las

características estratigráficas que permiten su separación, ya que son cartografiables, además se pueden separar en el subsuelo por sus contactos discordantes en secciones y cubos sísmicos. Las dos primeras corresponden con una edad del Selandiano-Thonetiano dentro del Paleoceno Superior, mientras que la Chicontepec Superior o Canal se ubica en una edad del Ypresiano correspondiente al Eoceno Inferior.

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 hubo un depósito volumétricamente importante en las depresiones donde ocurrió la sedimentación principalmente en abanicos submarinos (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 cuando no tiene matriz arcillosa abundante y grauvaca lítica cuando tiene más del 15% de matriz (Alemán, 1980).

La textura general es de una roca pobremente clasificada que varía de grano fino a medio y en menor medida a grueso. La matriz está constituida principalmente de minerales arcillosos correspondientes con clorita e illita. Así mismo, el cementante está constituido por carbonato de calcio y sílice. La distribución de los sedimentos está marcada por las dimensiones de lo que fue la cuenca y los canales asociados; fuera de la cuenca se encuentran sedimentos de areniscas y lutitas correspondientes a la Formación Velazco (Alemán, 1980).

La profundidad de los depósitos tuvo variaciones de norte a sur, de 400 hasta 2 400 m bajo el nivel del mar y el espesor de las formaciones varía desde 0 m en los bordes de la cuenca hasta más de 2 500 m en el depocentro de la parte central de la Cuenca (Alemán, 1980); sin embargo, Contreras (1979), reporta un espesor máximo para todo el Grupo en el depocentro de 3 300 m (Alemán, 1980).

Presenta variaciones de continuidad lateral importantes, ya que en ocasiones de un pozo a otro, se tiene una secuencia que cambia en su granulometría de forma significativa con acuñamientos que pueden deberse a que durante los depósitos sedimentarios no lograban cubrir toda la cuenca (Pérez, 1990).

2.2.13.- Formación Chicontepec Inferior (Paleoceno Superior).

Consiste principalmente de lutitas suaves, grises, ligeramente arenosa con tonos verdosos y café, con contenidos moderados de bentonita blanca y verde; se presentan intercalados con areniscas arcillosas grises de grano fino; contienen en impregnaciones de aceite residual (Pérez, 1990; Alemán, 1980). Aflora en la parte norte de la Cuenca de Chicontepec, 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.

Por medio de los pozos perforados en el centro de la Cuenca de Chicontepec, los espesores de esta Formación alcanzan hasta 1 500 m. 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 del Paleoceno Superior (Alemán, 1980).

El depósito de esta Formación se asocia al continuo levantamiento del occidente y un acelerado hundimiento o basculamiento al oriente. Este episodio es relacionado con la Orogenia Laramide, que da por resultado la Sierra Madre Oriental y que al erosionarse aporta un gran volumen de sedimentos hacia la cuenca en condiciones próximas a los litorales y a zonas marginales de profundidad somera y también como depósitos que ocurrieron de manera irregular en abanicos submarinos. Se le considera roca almacenadora por sus horizontes lenticulares arenosos (Nava y Alegría, 2001); lo cual puede corroborarse, ya que al NW del Campo Soledad se presenta como roca almacenadora productora (Pérez, 1990), sus facies arcillosas corresponden con rocas generadoras o sello.

2.2.14.- Formación Chicontepec Medio (Paleoceno Superior).

Se compone de una secuencia de lutitas de color gris verdoso, gris y café con contenidos de bentonita, en varias localidades presenta impregnaciones de aceite (Pérez, 1990); en otros sitios se caracteriza por la presencia de guijarros de caliza de areniscas conglomeráticas, alternadas con areniscas oscuras de grano fino a medio, compactas y con restos de plantas; en 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 y Alegría, 2001).

Se caracteriza por contener en los sedimentos de grano fino 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 (Santillán, 2011). Su contacto superior es concordante en algunos sitios o discordante en otros con las formaciones Chicontepec Superior y Aragón; en tanto que el contacto inferior es también concordante o discordante con la Formación Chicontepec Inferior. Se considera un ambiente de depósito similar al de la Formación Chicontepec Inferior (abanicos submarinos), con diferencia de una mayor magnitud de los periodos de aporte, esto se interpreta por la variación en la alternancia de los sedimentos arcillosos y en una mayor continuidad de los horizontes arenosos. Se le considera roca almacenadora por sus horizontes arenosos los que presentan alta porosidad y permeabilidad (Nava y Alegría, 2001).

2.2.15.- Formación Chicontepec Superior (Eoceno Inferior).

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 a donde se le ha reportado. 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 m.

Se infiere que estos sedimentos se depositaron en condiciones de inestabilidad tectónica, en el marco del relleno final de la Cuenca de Chicontepec; en un ambiente menos profundo que las dos unidades anteriores, en donde proliferaban organismos bentónicos. Se han identificado fósiles del Eoceno Inferior tales como: *Globigerina pseudobulloides*, *Trochammina diagonis*, *Globorotalia rex* (Santillán, 2009). Es roca sello por sus horizontes arcillosos, y en sus horizontes arenosos se tienen buenas posibilidades de contener hidrocarburos (Nava y Alegría, 2001; Pérez, 1990).

2.2.16.- Formación Aragón (Eoceno Inferior).

Fue definida por Nuttall en 1930, 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 a los 325 m, aunque en ocasiones no se ha definido perfectamente debido a que tiene una litología similar a la de la Formación Chicontepec Superior (Nava y Alegría, 2001).

Su edad es del Ypresiano, que pertenece al Eoceno Inferior, edad que se determinó basándose en algunas especies fósiles como: *Globorotalia aragonensis*, *Globigerina orbiformis*, *Globigerina soldadoensis*, *Textularia agglutinans* y *Vulvulina pectinata var. mexicana* (Santillán, 2009). Los sedimentos de la Formación Aragón se depositaron en un ambiente de aguas poco profundas en una plataforma clástica que recibía aportes de terrígenos de los elementos exhumados inestables procedentes del occidente, de la Sierra Madre Oriental. Se considera almacenadora por sus horizontes arenosos y roca sello por sus horizontes arcillosos (Nava y Alegría, 2001).

2.2.17.- Formación Guayabal (Eoceno Medio).

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 km 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, e 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 1 200 m., incrementándose de norte a sur (Nava y Alegría, 2001).

Su edad es del 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: *Ostrea sellaeformis*, *Trunconotaloides rohri*, *Protocardia gambrina*, *Venericardia serricosta*; además de abundantes briozoarios y corales (Nava y Alegría, 2001).

Sus condiciones de depósito fueron en un mar tranquilo, relativamente somero de plataforma clástica, 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 y Alegría, 2001).

2.2.18.- Formación Tantoyuca (Eoceno Medio-Superior).

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 km al este de la población de Tantoyuca, Veracruz, a 150 m 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 fragmentos de calizas del Cretácico, areniscas de la Formación Chicontepec, pedernal, rocas metamórficas y volcánicas; su espesor llega a alcanzar los 1 000 m (Nava y Alegría, 2001).

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

Las condiciones de depósito para la Formación Tantoyuca evidentemente fueron costeras, pues está formada principalmente por material detrítico de facies deltáicas, derivado de regiones altas adyacentes del oeste.

2.2.19.- Formación Chapopote (Eoceno Superior).

Fue definida por Cole en 1927. Su localidad tipo se encuentra en la margen norte del río Tuxpan cerca de la población de Chapopote, Tamaulipas, 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 a color crema (Nava y Alegría, 2001).

Se caracteriza por presentar estratificación irregular y se compone de margas con intercalaciones en la cima de capas delgadas de bentonita de color amarillo verdoso, en las localidades donde se presenta el cambio de facies con la Formación Tantoyuca; en otros sitios donde aflora, 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 m. 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 y Alegría, 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 del Eoceno Superior.

El ambiente de depósito corresponde con el de una plataforma marina somera, clástica en un mar tranquilo con aporte de terrígenos finos, cerca de la línea de costa. Se le considera excelente roca sello por su baja porosidad y permeabilidad (Nava y Alegría, 2001).

2.2.20.- Formación Alazán (Oligoceno Inferior).

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, Veracruz. Se encuentra distribuida a lo largo de una franja de 280 Km. desde el Río Cazones hasta las cercanías de Aldama, Tamaulipas (Nava y Alegría, 2001).

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

La fauna reportada corresponde con las especies *Ammospirata mexicana*, *Anomalina alazanensis*, *Bolivina tectoniformis*, *Globorotalia opima*, que le asignan su edad perteneciente al Oligoceno Inferior (Rupeliano), (Santillán, 2009). 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 y Alegría, 2001).

2.2.21.- Formación Palma Real Inferior (Oligoceno 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 m. 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 y Alegría, 2001).

2.2.22.- Formación Horcones (Oligoceno Superior).

Fue definida por Grimdale en 1933. Su localidad tipo se encuentra al sureste y noreste de Colipa, Veracruz, también se reporta en el pozo petrolero Plan de Las Hayas 1, en donde consisten de lutitas y areniscas conglomeráticas de color gris claro con intercalaciones aisladas de bentonita gris. Aflora al noreste, oeste y sureste de Poza Rica, Veracruz y se ha encontrado en el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec al oeste de la Faja de Oro, así como en la Cuenca de Veracruz (Nava y Alegría, 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 cm. 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 dolomías, con pedernal negro y en menor proporción fragmentos de rocas ígneas y areniscas calcáreas. Su espesor es muy variable, con un rango que va de 60 a 450 m.

Su edad es del Oligoceno Superior (Chatiano), que se determinó por su contenido faunístico de especies como: *Lepidocyclina fauosa*, *Globigerina ampliapertura*, *Planulina cocoaensis*, *Rotaliatina mexicana*, *Textularia eocaona* (Nava y Alegría, 2001). Se depositó en aguas someras cercanas a la costa, con aporte de material detrítico resultado de la erosión de rocas más antiguas. Se le considera roca

almacenadora por sus propiedades petrofísicas de alta porosidad y permeabilidad en sus horizontes conglomeráticos; sin embargo se le considera poco atractivo desde el punto de vista petrolero porque casi siempre está aflorando (Nava y Alegría, 2001).

2.3.- SEDIMENTOLOGÍA

En la Cuenca de Chicontepec se depositaron sedimentos de tipo arcilloso-arenosos en un ambiente marino profundo donde se acumularon turbiditas que presentan una marcada asociación faunística que atestigua una evolución de aguas someras a profundas. Está formada por una depresión alargada, originada por la sucesión de eventos tectónicos y erosivos. Fue rellenada con una secuencia gruesa de conglomerados, areniscas y lutitas, las últimas con gran contenido faunístico de foramientos bentoníticos indican una depositación en un ambiente nerítico extremo a batial de aguas profundas.

La sedimentación de esta cuenca se llevo a cabo durante el Paleoceno y el Eoceno Inferior, tiempo en el que ocurrió el levantamiento de la Sierra Madre Oriental y el macizo de Teziutlán; el levantamiento regional inició en el Cretácico Tardío hasta el Paleógeno. Los antiguos sistemas de drenaje fluviales suministraron sedimentos hacia la cuenca provenientes de la Sierra Madre Oriental y de la Plataforma de Tuxpan, existiendo aporte de sedimentos calcáreos finos que contribuyen a la sedimentación de las secuencias turbidíticas; este aporte en gran medida constituido por fragmentos de caliza causó una disminución en la porosidad y permeabilidad primarias, el cual se incrementó por la diagénesis, donde los sedimentos calcáreos se disolvieron y reprecipitaron como cemento, disminuyendo aún más la porosidad y permeabilidad de las rocas. En general se tiene una alternancia entre areniscas y lutitas ricas en fauna mezclada y retrabajada de la plataforma y la cuenca (Cabrera et al, 1984).

El relleno de la cuenca ocurrió durante el Paleoceno y principios del Eoceno, a consecuencia del aporte sedimentario de corrientes fluviales provenientes de la Sierra Madre Oriental, de la Plataforma de Tuxpan y las corrientes submarinas que fluían en la parte central de la cuenca; posteriormente el sistema de canales fue rellenado con sedimentos arcillosos y arenosos de forma alternada, cubriendo un área aproximada de 123 Km de longitud por 25 Km de amplitud. Esto dio como resultado trampas estratigráficas a profundidades que varían entre los 800 metros en la región norte, hasta 2,000 metros en la región sur. En la figura 2.6 se esquematizan los mecanismos de transporte y sedimentación proveniente de la

Sierra Madre Oriental, de la Plataforma de Tuxpan y del Macizo de Teziutlán (Santillán, 2009).

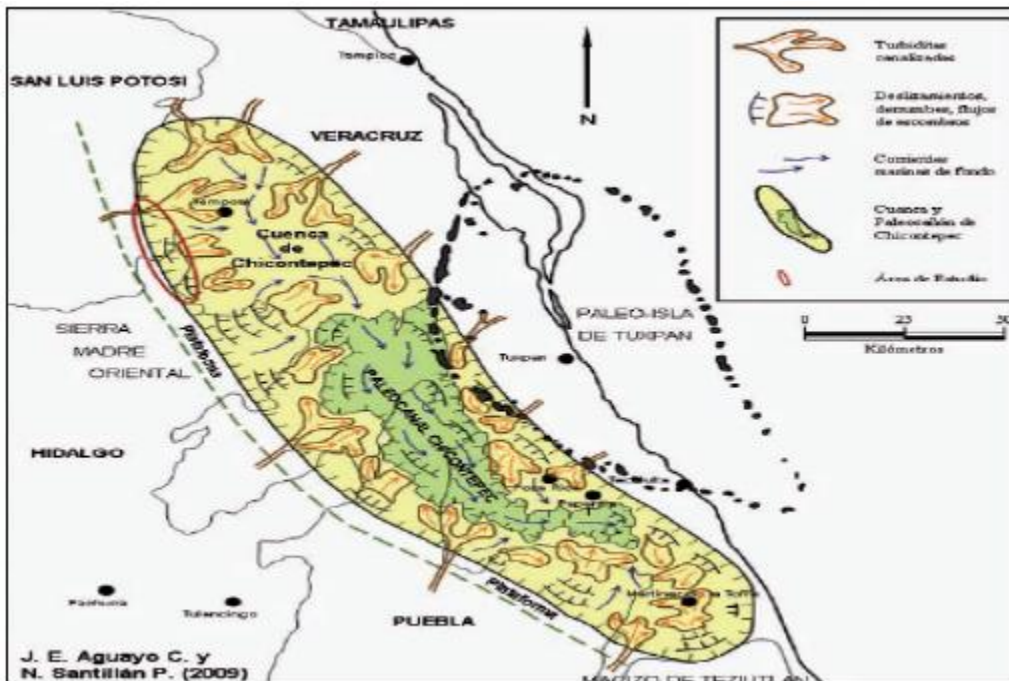


Fig. 2.6 Esquema de los mecanismos de transporte y sedimentación de la Cuenca de Chicontepec (Santillán, 2009)

En observaciones de afloramientos de campo del Grupo Chicontepec al oeste de Poza Rica y Papantla Ver., con apoyo de investigaciones de subsuelo, como las realizadas por Busch y Govea, (1978), indican un ambiente de depósito complejo por este Grupo, ya que consiste de repeticiones de una secuencia de turbiditas; las facies de subsuelo son confinadas a depósitos de aguas más profundas por determinaciones de asociaciones de microfauna. Este sistema depositacional consistió de mayor acumulación de sedimentos en el piso de la cuenca con múltiples sistemas tributarios alimentadores.

En cuanto a la constitución litológica, aproximadamente la mitad del Grupo Chicontepec consiste de lutitas y lutitas limosa, el resto de la Formación está constituida de múltiples cuerpos de capas delgadas de areniscas y lutitas y zonas de capas medianas y gruesas de areniscas.

La granulometría de las areniscas varía de muy fina a media y comúnmente son arcillosas; los antiguos sistemas de drenaje fluviales suministraron sedimentos hacia la cuenca provenientes de la Sierra Madre Oriental, de la Plataforma de

Tuxpan y el Macizo de Teziutlán, habiendo aporte de sedimentos calcáreos finos que contaminaron a las arenas turbidíticas, causando con ello la disminución relativa de la porosidad y permeabilidad primarias y por diagénesis tardía, los sedimentos calcáreos se disolvieron y reprecipitaron como cemento, disminuyendo aún más los atributos petrofísicos de las rocas. Aunque las areniscas de la Cuenca de Chicontepec conocidas, contienen aceite y gas comercial, los yacimientos no presentan las condiciones petrofísicas más favorables para producir hidrocarburos. Numerosos pozos en diversos campos producen aceite y gas de diferentes horizontes de areniscas correspondientes al Grupo Chicontepec, con porosidades y permeabilidades bajas, del orden máximo del 14% y 0.01 a 100 mdarcys respectivamente y factores de recuperación de aceite del 7 al 10% del 70% de gas natural (Aguayo et al, 2006).

Los sistemas siliciclásticos 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. Estas investigaciones han aportado información valiosa publicada en revistas especializadas. El problema básico es, que mucho de lo que se ha aprendido 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, como un esquema predictivo 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 siliciclásticos de aguas profundas, el cual 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.

El modelo que se tiene actualmente de las secuencias turbidíticas del Grupo Chicontepec es principalmente de forma conceptual y generalizada según la información existente, por lo que se requiere obtener un modelo más real, aplicando los conceptos actuales existentes para los depósitos de facies turbidíticas en aguas profundas, con lo cual obtendríamos un conocimiento mejor de la geometría y distribución de las facies en el subsuelo, y en consecuencias de las propiedades petrofísicas asociadas con estas (Aguayo et al, 2006).

2.4.- ASPECTOS SEDIMENTOLÓGICOS-ESTRATIGRAFICOS

Con base en la revisión y análisis de una sección sísmica regional con orientación NW-SE, y de varias secciones sísmicas locales orientadas transversalmente como la que corresponde a la Fig. 2.7; así como con registros de pozo (resistividad y rayos gamma), y de secciones litoestratigráficas que muestran la distribución cualitativa de su arcillosidad total; se interpreta que en el Campo Miquetla, el Grupo Chicontepec, contiene una columna sedimentaria cuyo espesor se encuentra entre 955 a 1000 metros. En la columna sedimentaria se lograron delimitar tres megasecuencias de composición arcillo-arenosas (Unidades 1, 2 y 3) (UNAM-CNH, 2012).

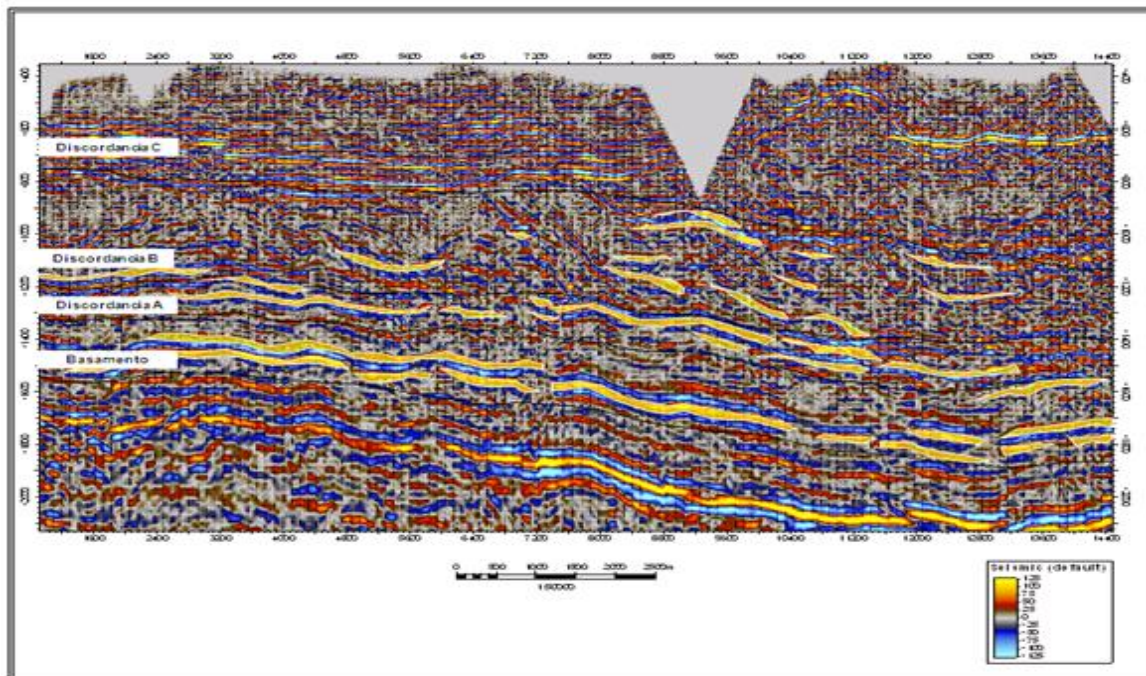


Fig. 2.7. Sección sísmica regional 1- NW-SE, donde se muestra la distribución de cuerpos arenosos (color amarillo) (UNAM-CNH, 2012)

Estas unidades estratigráficas fueron depositadas sobre superficies discordantes, regionales, la primera separa a la secuencia mesozoica de los depósitos cenozoicos. Las megasecuencias están limitadas por otras tres superficies discordantes, referidas como discordancias A, B y C (Fig. 2.7 y 2.8); la última discontinuidad estratigráfica limita basalmente a los depósitos sedimentarios turbidíticos del Eoceno Inferior.

Las tres superficies discordantes referidas como A, B y C, son persistentes regionalmente en todo el Paleo-Canal de Chicontepec, las que se originaron por diferentes eventos tectono-sedimentarios que atestiguan inestabilidad tectónica.

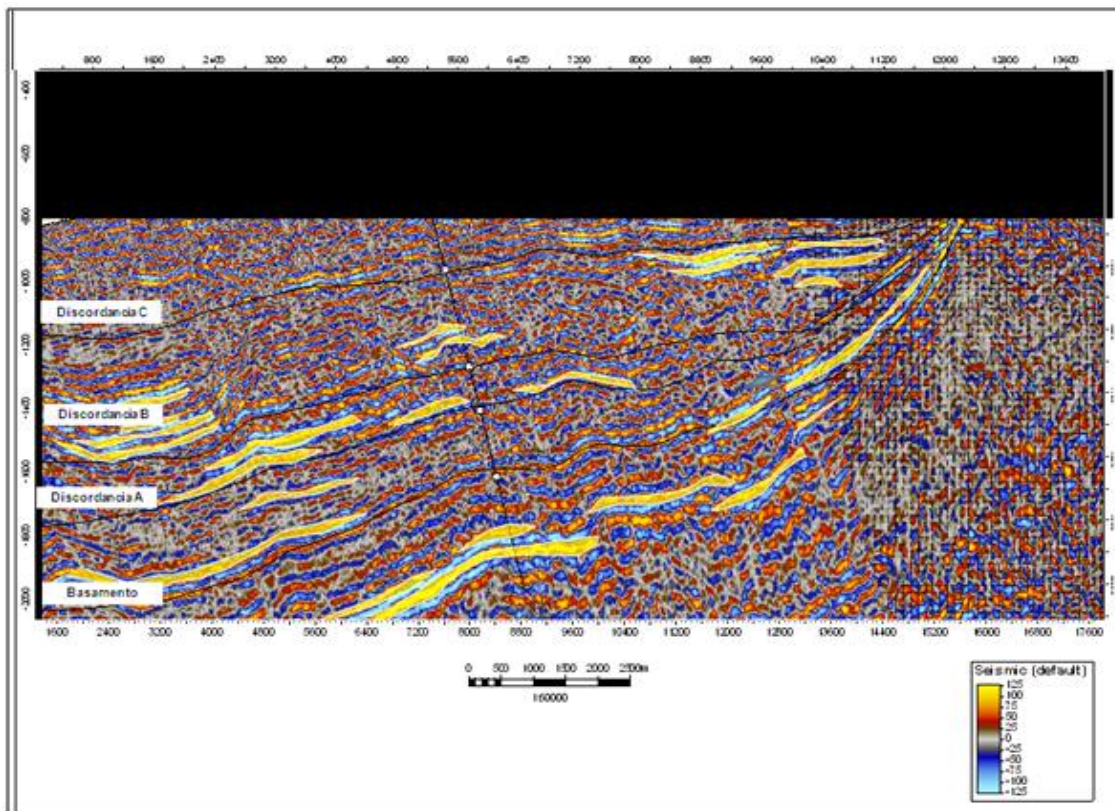


Fig. 2.8 Sección Sísmica 3 – W-E, donde se muestra la distribución de cuerpos arenosos (color amarillo) (UNAM-CNH, 2012)

Durante la evolución de la Cuenca de Chicontepec ocurrieron tres episodios de erosión y posterior depósito sedimentario de turbiditas. En particular, la discordancia A presenta una superficie irregular, la que controló por su paleotopografía la distribución de los sedimentos de la base de la unidad 2, la que tiene las mejores posibilidades como rocas almacenadoras, al tener mayor arenosidad.

Entre la discordancia basal del límite Mesozoico-Cenozoico y el horizonte discordante "A" (Unidad 1), la unidad estratigráfica presenta estratos arcillo-arenosos provenientes del noroeste, intercalados con flujos calcáreo-arcillosos lateralmente continuos y lenticulares, derivados de la paleo-Isla de Tuxpan, cuyo margen occidental limita el oriente del área en donde se localiza el Campo Miquetla (UNAM-CNH, 2012).

Los sedimentos arcillo-arenosos provenientes del noroeste y con dirección hacia el sureste, conforman capas longitudinalmente continuas y tabulares, por otro lado, los sedimentos compuestos de fragmentos calcáreo-arcillosos derivados del paleo-elemento calcáreo del oriente, se presentan también como cuerpos continuos, pero se acuñan hacia el occidente.

La megasecuencia inferior (Unidad 1) se depositó sobre la superficie irregular de la cima de la secuencia mesozoica; lo que estratigráficamente es evidente por los pliegues intraformacionales coherentes o armónicos que se observan en la megasecuencia, la que tendió a nivelar el relieve formado por altos y bajos topográficos; uno de estos elementos de menor relieve se localiza hacia el sureste del campo y se encuentra en el depocentro del paleocañón, localizado adyacentemente al borde central-occidental de la Paleo-Isla de Tuxpan.

El espesor máximo de la megasecuencia de la Unidad-1, es de aproximadamente 285 metros, la que está constituida predominantemente de horizontes estratigráficos arcillo-arenosos y en menor proporción cuerpos areno-arcillosos, los que son dispersos y escasos. Por lo que, esta unidad basal sirve como sello inferior de la megasecuencia de la Unidad 2, que le sobreyace; el límite, entre ambas, es el horizonte discordante "A". Por lo tanto, esta unidad litoestratigráfica, resulta poco atractiva como roca almacenadora, ya que, en los cuerpos estratigráficos calcáreo-arcillosos, el carbonato de calcio precipita tempranamente como cemento y con su asociación con la arcilla, se reduce considerablemente su permeabilidad.

En la megasecuencia estratigráfica de la Unidad-2, tiene un espesor máximo de 187 m; la limitan las megasecuencias de las Unidades 1 y 3, que la subyacen y sobreyacen, respectivamente; está encajonada entre las superficies discordantes "A" y "B"; esta última corresponde con la base de la megasecuencia de la Unidad-3 que la sobreyace.

Las superficies de las discordancias que separan a las megasecuencias de las Unidades 1 y 2, sirvieron como niveladoras de la topografía irregular de la cima mesozoica; sobre todo donde existía un relieve topográfico bajo en el depocentro del paleo-cañón, como ocurre en el extremo sur-oriental del Campo Miquetla. La

presencia de este paleo-elemento tectono-erosivo, es evidente en toda la secuencia estratigráfica de la Formación Chicontepec Inferior, siguiendo al borde occidental adyacente de la paleo-Isla de Tuxpan, desde el Campo Coyotes hasta los campos Tajín y Furbero (UNAM-CNH, 20102).

La superficie topográfica "A" de la cima de la Unidad-1, sobre la que se depositó la megasecuencia de la Unidad-2, es considerablemente más llana que el relieve topográfico de la superficie discordante del límite Mesozoico-Cenozoico; sin embargo, persistió el depocentro del paleo-cañón, en el sureste del Campo Miquetla. En esta megasecuencia (Unidad-2), los horizontes areno-arcillosos provenientes del norte-noroeste y los calcáreo-arcillosos derivados del este desde el borde central-occidental de la paleo- Isla de Tuxpan, son más frecuentes que en la megasecuencia de la Unidad-1, que la subyace. Los cuerpos estratigráficos areno-arcillosos provenientes del norte-noroeste son longitudinalmente mas continuos y tabulares, con espesores que tienden a ser lateralmente continuos y uniformes; aunque se presentan de forma ondulada como pliegues coherentes, debido a sus deslizamientos máxicos intraformacionales, por lo qué, resultan atractivos como objetivos (rocas almacenadoras) en la exploración petrolera.

La megasecuencia litoestratigráfica de la Unidad-3, presenta estratificación arcillo-arenosa y arcillo-limosa, proveniente del norte-noroeste hacia el sureste, con intercalaciones de estratos tabulares y lenticulares provenientes como flujos de detritos de la paleo-Isla de Tuxpan, los que se acuñan hacia el occidente. A esta megasecuencia la limitan, en su base, la superficie discordante "B", y en su cima, la "C"; que a la vez, es la base de la columna estratigráfica turbidítica del Eoceno Superior (UNAM-CNH, 2012).

Internamente la megasecuencia de la Unidad-3, presenta estratificación con evidencias de derrumbes y flujos de escombros canalizados, debidos a los deslizamientos máxicos intraformacionales de los cuerpos arcillo-limosos y arcillo-arenosos de la secuencia estratigráfica provenientes del noroccidente del paleo-cañón y transportados hacia el sureste; también ocurrieron flujos de escombros y derrumbes provenientes de los cuerpos calcáreo-arcillosos depositados desde el talud oriental del paleo-cañón, o sea, adyacente al margen central-occidental de la paleo-Isla de Tuxpan. El mayor espesor de la unidad se presenta hacia el norte-noroeste, y hacia el occidente del paleo-elemento Mesozoico, acuñándose hacia el Este.

El espesor máximo de la secuencia es de aproximadamente 483 metros y tiende a adelgazarse progresivamente, hacia el sureste. Esta megasecuencia, debida a su arcillosidad y a las estructuras sedimentarias intraformacionales formadas por

derrumbes y flujos de escombros, la limitan como rocas almacenadoras, aunque por sus características texturales, esta unidad litoestratigráfica, puede considerarse como sello de la megasecuencia de la Unidad-2, que la subyace.

Las tres unidades estratigráficas delimitadas por discordancias presentan las siguientes características que las distinguen, lo que permite entender su función dentro del sistema petrolero, sobre todo si se observan sus análogos que corresponden con afloramientos representativos de las tres megasecuencias del Grupo Chicontepepec (UNAM-CNH, 2012).

1. Megasecuencia Inferior (Unidad 1): Corresponde a depósitos cíclicos arcillo-arenoso tabulares y continuos, provenientes del norte-noroeste, interestratificados con estratos tabulares y lenticulares de sedimentos calcáreo-arcillosos, derivados del paleo-elemento Mesozoico de la paleo-Isla de Tuxpan; el espesor máximo de la Unidad 1 se tiene hacia el noroeste y es de aproximadamente 285 metros. Esta megasecuencia litoestratigráfica se depositó sobre una superficie discordante conformada por un sistema de depresiones y altos topográficos, marcando el límite superior de la secuencia estratigráfica del Mesozoico con la base de la Formación Chicontepepec Inferior del Paleógeno. La parte superior de esta megasecuencia, la limita el horizonte estratigráfico discordante “A”, que es a su vez la base de la Megasecuencia Media (Unidad 2), que la sobreyace.

Litoestratigráficamente está constituida por depósitos rítmicos turbidíticos, arcillo-arenosos y arcillo-limosos, interestratificados con esporádicos flujos de detritos, calcáreo-arcillosos, cuyas características litológicas se muestran en la Fig. 2.9 (UNAM-CNH, 2012).

Los estratos turbidíticos provenientes del norte-noroeste, geoméricamente son tabulares y continuos; mientras que los flujos calcáreo-arcillosos derivados del margen central-occidental de la Isla de Tuxpan, son tabulares, discontinuos y lenticulares. La megasecuencia presenta plegamientos con ondulaciones coherentes, debido a procesos de deslizamientos intraformacionales a partir de las pendientes de los taludes del norte- noroeste, y a la fuerte pendiente del talud del oriente, relacionado con el margen central-occidental de la paleo Isla de Tuxpan (UNAM-CNH, 2012).



Fig. 2.9 Interestratificaciones de estratos de lutitas arenosas y lutitas limosas de la Megasecuencia 1 (UNAM-CNH, 2012)

Aun cuando los estratos tienden a ser tabulares a lenticulares, el predominio de las facies arcillosas es evidente, reduciendo las posibilidades de conectividad por impermeabilidad, tanto horizontalmente como verticalmente y los estratos calcáreo-arcillosos son esporádicos y presentan cementación temprana, por lo que, son poco atractivos como rocas almacenadoras de hidrocarburos (UNAM-CNH, 2012).

El registro geofísico a nivel de pozo es notablemente arcilloso, con algunos estratos areno-arcillosos dispersos y escasos (UNAM-CNH, 2012).

Considerando que la unidad estratigráfica corresponde a depósitos cíclicos arcillo-arenoso tabulares y discontinuos, interestratificados con horizontes lenticulares de sedimentos calcáreo-arcillosos, se interpreta que tienen poca importancia como rocas almacenadoras, sin embargo tiene buenas características como rocas sello ya que es una unidad de baja porosidad. Los estratos calcáreo-arcillosos son esporádicos y presentan cementación temprana, por lo que, son poco atractivos como rocas almacenadoras de hidrocarburos (UNAM-CNH, 2012).

2. Megasecuencia Media (Unidad 2): Presenta estratificaciones cíclicas de cuerpos que se formaron en una secuencia turbidítica, por lo que son areno-arcillosos, tabulares y lenticulares, provenientes del norte-noroeste, intercalados cíclicamente con horizontes litoestratigráficos de flujos calcáreo-arcillosos provenientes del este, los que se acuñan hacia el oeste. Las características litológicas de la unidad se pueden apreciar en la Fig. 2.10 (UNAM-CNH, 2012).



Fig. 2.10 Inter-estratificaciones cíclicas de areniscas arcillosas y arcillas limolíticas de la Megasecuencia Media (UNAM-CNH, 2012)

A esta megasecuencia la limitan, en la base, la superficie discordante A, que es la vez, la cima de la megasecuencia de la Unidad 1, y en su cima se tiene a la superficie B, que a la vez, es la base de la megasecuencia de la Unidad 3. La megasecuencia estratigráfica de la Unidad 2, tiene un espesor de unos 187 metros, siendo la unidad litoestratigráfica de menor espesor, comparada con la subyacente de la Unidad 1 con 285 metros y la unidad sobreyacente de la Unidad 3 con 483 metros. Sus características litológicas se pueden apreciar en las Fig. 2.11 y 2.12 (UNAM-CNH, 2012).

La Megasecuencia Media (Unidad 2), es la de menor espesor y se compone de estratos tabulares, longitudinalmente continuos y plegados coherentemente por deslizamientos debidos a derrumbes intraformacionales paralelos a la estratificación; estos estratos son areno-arcillosos, variando a arcillo-arenosos hacia el sureste como se muestra en la Fig. 2.11.

La unidad contiene gilsonita, lo que sugiere la presencia de hidrocarburos en las capas finas y láminas de areniscas arcillosas que separan a los estratos más gruesos areno-arcillosos como los que se muestran en la parte superior de la Fig. 2.12. En contraste, se observa que los estratos gruesos y masivos de areniscas arcillosas están fuertemente cementados y no están impregnados de hidrocarburos.



Fig. 2.11 Imagen en la que se puede apreciar pliegues recumbentes y fallamiento inverso en la secuencia areno-arcillosa, ocasionados por deslizamientos y derrumbes intraformacionales locales (UNAM-CNH, 2012).



Fig. 2.12 Capas delgadas y laminares de areniscas arcillosas en la parte superior izquierda de la fotografía donde se tiene presencia de gilsonita. Los estratos gruesos y masivos de areniscas arcillosas no presentan impregnación de hidrocarburos (UNAM-CNH, 2012)

En esta unidad, los horizontes areno-arcillosos provenientes del norte-noroeste, son tabulares y longitudinalmente continuos, en cambio, los estratos compuestos por flujos de detritos calcáreo-arcillosos, provenientes del este, es decir, de la paleo-Isla de Tuxpan, son tabulares y lenticulares, los que se acuñan hacia el

Oeste. Los espesores productores en conjunto pueden ser grandes, sin embargo, hay que considerar que no es un solo horizonte arenoso el de mayor interés petrolero, sino la suma de varios cuerpos lenticulares sobrepuestos y cortados por el mismo pozo. El espesor máximo de los cuerpos productores disparados es de 91 m, el mínimo de 3 m, siendo la media 23 m, tal como se muestra en la Fig. 2.13; sin embargo, hay que tomar en consideración que la mayor productividad de este campo proviene de las brechas calcáreas de la Formación Tamabra, la que tiene espesores mayores que los cuerpos lenticulares arenosos del Grupo Chicontepec (UNAM-CNH, 2012).

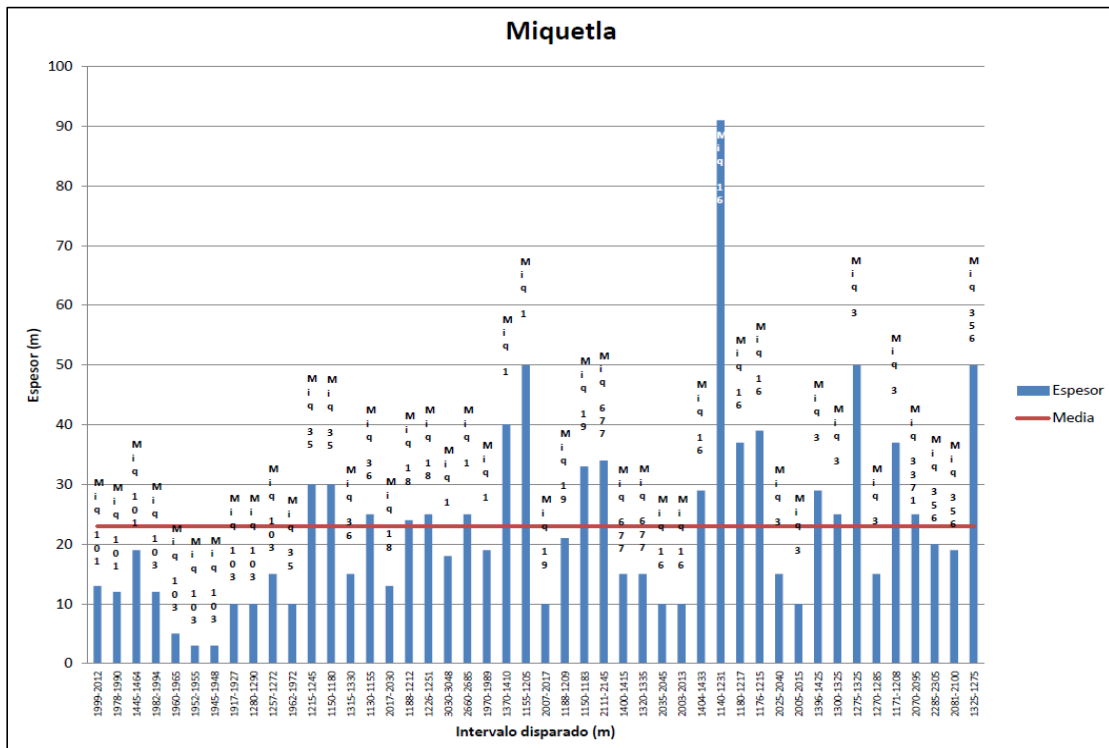


Fig. 2.13 Espesores disparados en los horizontes productores dentro de la Megasecuencia 2 (UNAM-CNH, 2012)

La conectividad entre los estratos es de intermedia a baja, debido a los cambios de litofacies laterales de areno-arcillosos a arcillo-arenosos. Los flujos calcáreo-arcillosos, están regularmente bien cementados por carbonato de calcio, que precipita por presión-solución entre los clastos calcáreos (UNAM-CNH, 2012).

Los registros geofísicos de pozo muestran intercalaciones irregulares de estratos areno-arcillosos intercalados con los arcillo-arenosos.

Es la unidad estratigráfica que presenta las mejores características petrofísicas para contener hidrocarburos, ya que se presentan estratificaciones cíclicas de

cuerpos turbidíticos, areno-arcillosos, tabulares y lenticulares, intercalados cíclicamente con horizontes litoestratigráficos de flujos calcáreo-arcillosos. Existe presencia de gilsonita, lo que sugiere la presencia de hidrocarburos en las capas finas y láminas de areniscas arcillosas que separan a los estratos más gruesos areno-arcillosos, tal como se observa en la parte superior de la Fig. 2.11 (UNAM-CNH, 2012).

3. Megasecuencia Superior (Unidad 3): Esta unidad litoestratigráfica está formada por cuerpos discontinuos, lenticulares a masivos compuestos por sedimentos arcillo-arenosos y arcillo-limosos (Fig. 2.14), los que fueron mezclados durante los procesos de deslizamientos, derrumbes y por flujos de escombros canalizados; su espesor máximo es del orden de 483 metros, que es consistente desde el norte-noroeste hacia el sureste (UNAM-CNH, 2012).



Fig. 2.14 Derrumbes, deslizamientos y flujos de escombros asociados a pliegues y fallas inversas intraformacionales, debidos a un movimiento másico litoestratigráfico (UNAM-CNH, 2012)

Los límites de la Megasecuencia Superior de la Unidad 3, de la Formación Chicontepec Inferior; en su parte basal es el horizonte estratigráfico “B” y su cima es el “C”, que a vez, es la base de los depósitos turbidíticos del Eoceno Inferior.

Se identifican una serie de estratos gruesos a masivos, interestratificados con horizontes tabulares discontinuos o lenticulares, arcillo-arenosos y arcillo-limosos, altamente plegados y distorsionados durante su proceso de deslizamiento y derrumbe; también se tiene la presencia de algunos flujos de escombros canalizados y no canalizados.

La conectividad es baja, debida a la mezcla textural de sus estratos durante su movilización lateral, pendiente abajo.

Los registros geofísicos de pozos muestran horizontes arcillosos con escasas y esporádicos niveles arenosos de bajo espesor.

Considerando que la unidad está formada por cuerpos discontinuos, lenticulares a masivos compuestos por sedimentos arcillo-arenosos y arcillo-limosos que disminuyen su porosidad, esta secuencia en general no presenta características petrofísicas adecuadas como rocas almacenadoras (UNAM-CNH, 2012).

2.5.- GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La Provincia Tampico–Misantla es una cuenca en la que los bloques de basamento están dislocados por sistemas de fallas normales originadas durante la etapa de apertura del Paleo-Golfo de México en el Triásico–Jurásico Medio. En esta región está la Faja de Oro, elemento paleogeográfico del Jurásico que se desarrolló como una plataforma aislada de forma contemporánea con la Plataforma Carbonatada Valles–San Luis Potosí y que inicialmente fueron altos estructurales limitados por fallas normales de dirección NW-SE

La Provincia Tampico-Misantla está conformada principalmente por los siguientes elementos tectónico-estructurales y estratigráficos: el Alto de Tamaulipas y el Homoclinal de San José de las Rusias como su límite norte; El Paleocañón Bejuco-La Laja, el Alto de la Sierra de Tantíma y la Cuenca de Chicontepec limitan al sur con la Franja Volcánica Transmexicana. En las proximidades de la ciudad de Tampico, Tamaulipas, está el Alto o Isla de Arenque, Alto de la Plataforma de Tuxpan y al poniente el Frente Tectónico del Cinturón Plegado y Cabalgado de la Sierra Madre Oriental. Algunos de estos elementos estructurales han influido en la creación de diferentes unidades litoestratigráficas según el régimen tectónico (PEMEX, 2010).

Durante la Orogenia Laramide, las rocas mesozoicas de la Provincia Tampico–Misantla experimentaron dos eventos de acortamiento importantes por lo que las unidades estratigráficas jurásicas y del Cretácico fueron afectadas en el Cretácico Superior y en el Paleógeno Temprano por una fase de deformación contractiva, las cuales se manifiestan a través de pliegues replegados y fallas inversas sobre todo en el frente de la Sierra Madre Oriental. Los pliegues se caracterizan por flancos isoclinales, aunque también se tienen pliegues abiertos cortados por fallas inversas.

Por sus características estratigráficas, las unidades litológicas de la Provincia Tampico–Misantla y la plataforma carbonatada Valles–San Luis Potosí influyeron en los estilos de la deformación. Hacia el margen oeste de la Provincia Tampico–Misantla, la deformación está representada por cabalgaduras y pliegues asociados apretados, mientras que hacia el centro de la cuenca se aprecian pliegues abiertos y suaves. Hacia la parte externa en el sector occidental de la Provincia se desarrollaron cabalgaduras de bajo ángulo y pliegues suaves convergentes al E–NE y otros con planos axiales verticales.

Las estimaciones de acortamiento mínimo fueron presentadas en 2009 por Ortega, Tolson y Fitz, quienes emplearon estructuras mesoscópicas de las unidades del Cretácico Temprano–Tardío. Obtuvieron los siguientes resultados: hay un acortamiento máximo entre 72 y 75% con dirección ENE-WSW acomodado por pliegues entre la Provincia Tampico–Misantla y la plataforma carbonatada Valles–San Luis Potosí. Sin embargo, hay que considerar que las rocas jurásicas cercanas al borde de la plataforma carbonatada Valles–San Luis, presentan un acortamiento aún mayor. En la parte central de la Plataforma Valles-San Luis, los pliegues presentan un acortamiento de 45-60% y, en las partes periféricas, el acortamiento está entre 19-32%. Los resultados son consistentes con el modelo de cuña orogénica en el cual la deformación disminuye hacia el antepaís. Esta cuña es sólo una parte de un cinturón de pliegues y cabalgaduras e involucra, principalmente, la cobertura sedimentaria por encima de una zona de despegue (Ferrari y Rosales, 2009).

En el Cenozoico, se formaron en el oriente de México varias cuencas post-orogénicas en las que se acumularon gruesas secuencias de clastos, tal como ocurrió en la Cuenca de Chicontepec, la cual inició su relleno en el Paleoceno. Las rocas cenozoicas más antiguas y deformadas tectónicamente se encuentran en las estribaciones de la Sierra Madre Oriental, cambiando a secuencias más jóvenes y menos deformadas hacia la línea de costa actual; el rumbo de la mayoría de los estratos es NW-SE con dirección de inclinación al oriente. En la porción norte de la Provincia Tampico-Misantla las trampas petroleras están relacionadas con una componente estratigráfica importante, aunque se tienen documentados, que ocurrieron levantamientos que originaron fallas de tipo normal con su correspondiente fracturamiento asociado. Los grabens propiciaron la sedimentación clástica en las depresiones, formando gruesas cuñas que originaron la configuración de las estructuras en forma de rampa. La expresión superficial de la Plataforma de Tamaulipas es la Sierra de Tamaulipas, al norte del Puerto de Tampico, evolucionó a partir de un pilar tectónico originado en el Triásico-Jurásico Medio formado por rocas graníticas, teniendo al oriente y al poniente fosas tectónicas que en el subsuelo contienen rocas paleozoicas marinas

cubiertas discordantemente por capas rojas del Triásico Superior. En esta región los horst quedaron cubiertos por sedimentos marinos carbonatados desde el Cretácico Temprano y calcáreo-arcillosos durante el Cretácico Tardío. Su estructura actual corresponde a un anticlinorio, y las rocas aflorantes más antiguas son del Cretácico Inferior aunque en su núcleo existen, sepultadas, secuencias más antiguas. Los pliegues de segundo orden que conforman a este anticlinorio son suaves y en varios sitios existen intrusiones de rocas graníticas. La Plataforma de Tuxpan (Tuxpan-Tecolutla) se extiende en el subsuelo desde el área de Cabo Rojo al norte hasta la playa de Tecolutla al sur, alcanzando una longitud de 150 Km y anchura máxima de 70 Km a la altura de Tuxpan. En el centro de la plataforma hay rocas intrusivas del Paleozoico Tardío, que localmente están cubiertas por restos de capas rojas del Triásico Tardío. Estas rocas, a su vez, fueron cubiertas por sedimentos evaporíticos del Cretácico Temprano que después se cubrieron en el Albiano-Cenomaniano por un notable desarrollo de facies arrecifales, sobre todo a lo largo de su borde occidental formando la Faja de Oro. Los movimientos verticales que dieron origen a esta plataforma perduraron hasta el final del Cretácico, propiciando los grandes acantilados a lo largo del borde de esta plataforma y, finalmente, su basculamiento hacia el noreste (Nava y Alegría, 2001).

CAPÍTULO 3

3.- SISTEMA PETROLERO

El Sistema Petrolero, es un sistema natural, que incluye a todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de aceite y/o gas exista en la naturaleza (González y Holguín, 1991), a su vez, este se compone de los siguientes subsistemas: generador (roca generadora de petróleo), almacenador (roca almacenadora), sello (roca sello), migración (ruta de migración), maduración, tipo de fluido, presión y entrapamiento (trampa), dichos subsistemas se deben concatenar en tiempo y espacio (sincronía) para que se forme una acumulación natural de petróleo en la corteza terrestre, misma que debe ser susceptible de explotarse con rendimiento económico; podemos decir entonces, que si se dan las condiciones anteriores en el área evaluada, existió la “máquina natural de hacer petróleo”

Un sistema petrolero representa el suficiente tiempo geológico para incorporar los elementos básicos, desde la roca generadora, hasta la última unidad requerida para formar depósitos petroleros. Un depósito petrolero incluye altas concentraciones de gas natural biogénico y termogénico que se encuentra en yacimientos convencionales y no convencionales, que incluye a los condensados, aceites crudos, aceites pesados y bitúmenes sólidos almacenados en rocas siliciclásticas o carbonatadas porosas y permeables, además de gas en lutitas, hidratos de metano, etc.

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

El tipo de materia orgánica, se distingue basándose en los índices del hidrógeno y oxígeno del kerógeno cuando se grafican en un diagrama de Van Krevelen. En una región determinada el tipo de material orgánico potencialmente productor del yacimiento de petróleo más grande, es usado para clasificar el sistema. El depósito de petróleo más grande se refiere a una sola concentración que contiene la mayor cantidad de hidrocarburos in situ o a una serie de yacimientos que acumulativamente contienen a la mayor cantidad de hidrocarburos in situ en el sistema, al momento del descubrimiento (Vázquez, 2008).

Los sistemas petroleros varían considerando la forma, la geometría, el tipo de receptáculo y la evolución geológica; se clasifican como puros o híbridos considerando si presentan o no deformación estructural; también de acuerdo a la

calidad y cantidad de información geológica disponible referente a la roca generadora (nivel de certeza), los sistemas se clasifican como conocidos, hipotéticos o especulativos; de lo anterior resumimos a lo siguiente:

Definición de Niveles de Certeza.		
Nivel	Símbolo	Criterio
Conocido	(!)	La información geológica, geofísica y geoquímica permite establecer correlación positiva entre la roca generadora y los aceites entrapados en la cuenca.
Hipotético	(.)	La información geoquímica identifica a la roca generadora, pero no existe correlación con acumulaciones de hidrocarburos en la cuenca o no existen yacimientos.
Especulativo	(?)	Se considera un sistema especulativo cuando sólo se tienen evidencias geológicas y/o geofísicas de la existencia de rocas generadoras y acumulaciones de petróleo, pero no se han realizado estudios detallados.

Tabla 3.1 Definición de los niveles de certeza de los sistemas petroleros (Vázquez, 2008)

3.1.- SISTEMA CHICONTEPEC

El sistema Chicontepec se define como híbrido, dado que presenta deformación estructural consistente en un conjunto de fallas laterales con un importante sistema de fracturas, aunque también se tienen trampas de tipo estratigráfico, cuyo origen se asocia a turbiditas, que originaron lóbulos, rellenos de canales y zonas de desborde constituyendo cuerpos lenticulares de dimensiones y propiedades petrofísicas variables; por otra parte es un sistema conocido en cuanto a su nivel de certeza, ya que en los campos que se han estudiado existen datos de importantes volúmenes de producción de aceite, en las areniscas de Chicontepec, aceite que se correlaciona positivamente con la roca generadora del Jurásico Superior. El Grupo Chicontepec contiene una de las mayores acumulaciones (reservas probables) de hidrocarburos del hemisferio occidental (PEMEX, 2005).

3.1.1.- ROCA GENERADORA

Las rocas generadoras de este sistema son las mismas que en toda la Provincia Tampico-Misantla, y corresponde a las facies arcillo-calcáreas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta del Jurásico Superior, así como en menor medida los horizontes arcillosos de las formaciones Chicontepec Inferior y Medio; aunque estas se encuentran inmaduras en las secuencias jurásicas, tiene una alta concentración de materia orgánica y el posterior sepultamiento por la gruesa secuencia marina de abanicos, que suele llegar hasta 1700 metros de espesor, favoreció la maduración térmica. Tienen el potencial generador de hidrocarburos líquidos con menor volumen de gases, en cambio, las formaciones del Grupo Chicontepec tiene potencial generador principalmente de gas con volúmenes menores de aceite. A continuación se describen las principales características de las secuencias generadoras (PEMEX, 2005).

3.1.1.1.- ROCAS GENERADORAS DE LOS PLAYS EN LA CUENCA DE CHICONTEPEC.

La generación de hidrocarburos para los tres plays de Chicontepec provienen de las facies arcillo-carbonosas del Jurásico Superior (Oxfordiano-Tithoniano) correspondiente a las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, cuyo espesor varía entre 200 y 700 m, se caracterizan por contener materia orgánica marina del tipo algáceo, en donde la ventana de generación de aceite fue alcanzada durante el Eoceno-Oligoceno. La roca almacén en ambos plays está constituida principalmente por una alternancia de areniscas y lutitas con alta variabilidad vertical en sus características petrofísicas; las arenas contienen de 5 a 7 % de minerales arcillosos dispersos, con un alto contenido de granos de carbonato. En general los yacimientos de estos plays tienen permeabilidades bajas (promedio de 0.5 Md) y porosidad promedio de 12%. La calidad de los aceites varía a través de toda su distribución con densidades entre los 18° y 45° API. Los tipos de trampa encontrados en estos plays son predominantemente estratigráficas y en segundo término combinadas, su principal riesgo es su distribución lateral ya que esta es errática. El sello lo representan las lutitas laminares intercaladas entre los diferentes lóbulos. Los procesos relacionados con la migración han propiciado la degradación de los hidrocarburos cambiándole las propiedades físico-químicas de los aceites cuya distribución corresponde a los más ligeros hacia la porción noreste y los pesados en el sureste del área de la Cuenca de Chicontepec, en la Fig. 3.2 se muestra esquemáticamente la ubicación de la Cuenca de Chicontepec y una sección transversal con los principales plays productores.

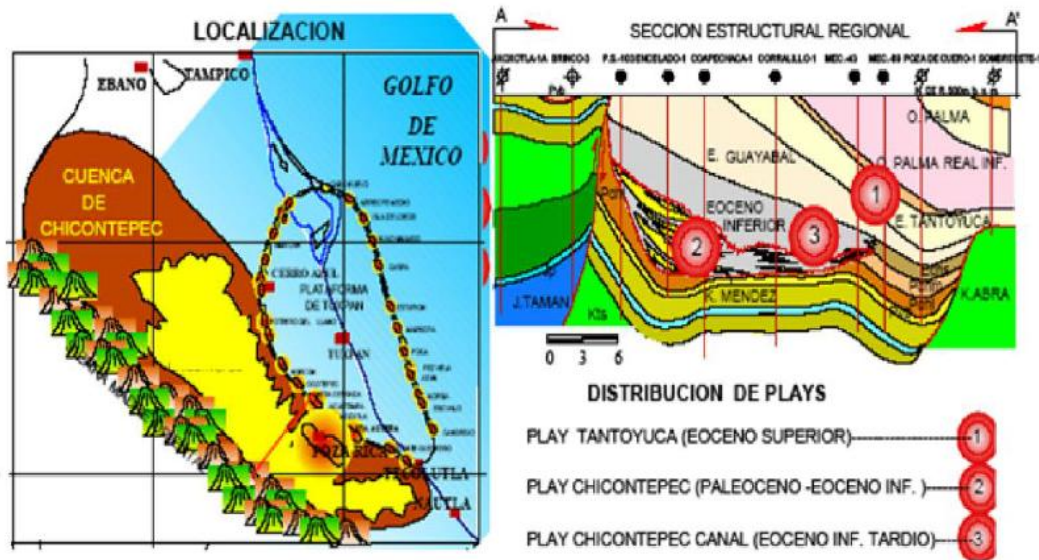


Fig. 3.2 Muestra la distribución del Cuenca de Chicontepec y una sección transversal en donde se muestra la ubicación de los tres plays productores (PEMEX, 2005)⁵

3.1.1.2.- Formación Santiago (!)

La Formación Santiago está constituida por lutitas carbonatadas negras, microlaminadas, limolitas arcillosas, calizas arcillo-piritizadas 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 concentrándose preferentemente en la porción sur de la cuenca. El contenido de Carbono Orgánico Total (COT) y de Hidrocarburos potenciales (S_2) 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_{max}) que varían entre 425 y 525 °C (Fig. 3.3). 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 (PEMEX, 2005).

Los biomarcadores indican un ambiente marino salobre subóxico arcilloso (Hopanos: $29 < C_{30}$, $C_{34} > C_{35}$, alta relación Diasteranos /Estéranos), (PEMEX, 2005).

⁵ Proyecto Chicontepec PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

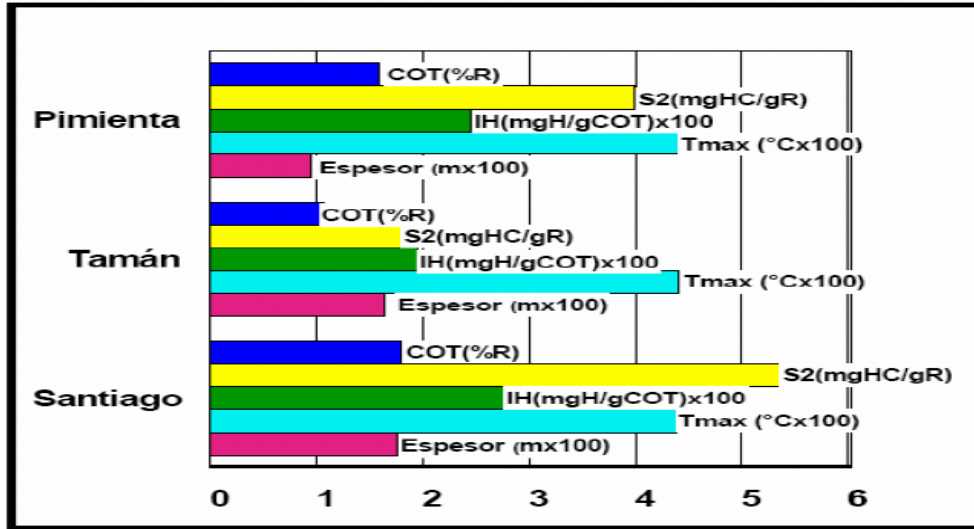


Fig. 3.3 Características de las Rocas Generadoras de la Cuenca de Chicontepec (PEMEX, 2005)⁶

3.1.1.3.- Formación Tamán (!)

La Formación Tamán está compuesta por mudstones y 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 (PEMEX, 2005).

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_{max} de 421 a 527 °C (Fig. 3.3); los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado (Hopanos: C₂₉>C₃₀, C₃₄<C₃₅, muy baja relación Diasteranos/Estéranos) (PEMEX, 2005).

3.1.1.4.- Formación Pimienta (!)

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_{max} se

⁶ Proyecto Chicontepec PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

encuentra entre 412 y 476 °C (Fig. 3.3). Los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado arcilloso (Hopanos: C29>>C30, C34<C35, regular relación Diasteranos/Estéranos), (PEMEX, 2005).

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 grabenes, los cuales, al madurar la materia orgánica se convirtieron en los principales focos oleogeneradores (Fig. 3.3).

3.1.2.- MIGRACIÓN

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

Los horizontes arcillosos de las formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio con gran contenido de materia orgánica leñosa, se vieron sometidos al sepultamiento y degradación térmica por lo que en algunos sectores generaron ventanas de gas que, posteriormente, fueron expulsadas a zonas de mayor estabilidad y equilibrio térmico debido al peso de la columna litostática (UNAM-CNH, 2012).

El Campo Miquetla cuenta con información sísmica limitada a secciones 2D, por lo cual no es posible hacer correlación de horizontes ni de superficies de falla a lo largo de un volumen sísmico determinado. Por otro lado, la información de pozos también es reducida y las secciones que aquí se presentan no cuentan con información de pozo de suficiente calidad como para hacer una correlación buena, además de que los pozos fueron proyectados sobre las secciones.

Las estructuras geológicas secundarias son importantes dentro del sistema petrolero, ya que por un lado los pliegues representan oportunidades exploratorias a nivel de la secuencia carbonatada del Cretácico, particularmente en las brechas calcáreas de la Formación Tamabra y por otro lado, las fallas laterales constituyen las principales rutas de migración, que comunican tanto a las secuencias mesozoicas como a las unidades almacenadoras del Grupo Chicontepec.

Las fallas laterales y fracturas asociadas constituyen excelentes rutas de migración, por lo que se recomienda que no se perforen pozos en estas zonas de discontinuidad, ya que tienen alto riesgo de resultar improductivos, tal como

ocurrió con los pozos MI-03 y MI-04, que se encuentran en la sección sísmica de la Fig. 3.4 (UNAM-CNH, 2012).

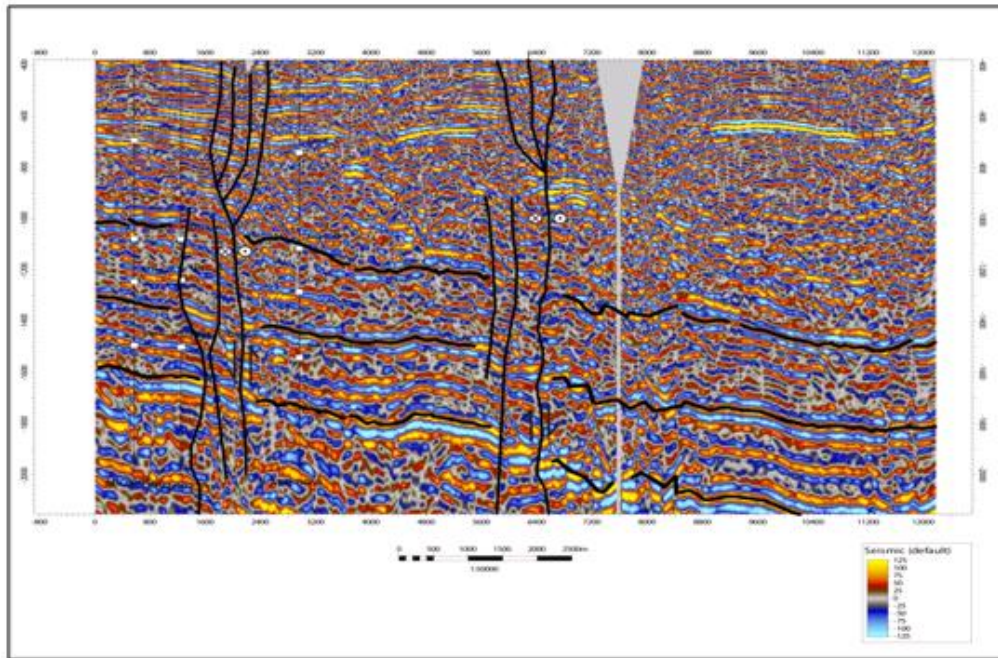


Fig. 3.4 Sección sísmica del Campo Miquetla donde se muestran planos de fallas laterales que favorecen la migración de hidrocarburos (UNAM-CNH, 2012)

3.1.3.- ROCA ALMACENADORA

Las formaciones que constituyen la principal roca almacenadora en este sistema, son los horizontes arenosos de la Megasecuencia Media que se caracterizan por contener cuerpos lenticulares de areniscas (litarenitas y grawacas líticas) de grano medio a fino y algunos estratos conglomeráticos de matriz arenosa; presenta porosidades promedio de 12%. Los cuerpos arenosos presentan espesor variable, cuya continuidad lateral es dependiente de la geometría, profundidad del paleoelemento y del sistema de depósito. Las formaciones del Grupo Chicontepec presentan alta variabilidad vertical en cuanto a sus características petrofísicas de porosidad y permeabilidad; relacionada a que sus constituyentes líticos carbonatados tienen un porcentaje que varía entre el 35 y 40%, lo que propició que durante la diagénesis hayan adquirido un alto nivel de cementación. Los paquetes de areniscas con mayor potencial almacenador tienen geometrías de lóbulos 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 otra unidad

estratigráfica potencialmente almacenadora en sus horizontes arenosos y sello por sus horizontes arcillosos; esta Formación, se encuentra fuera del Paleocanal de Chicontepec (PEMEX, 1999).

Durante la evolución de la Cuenca de Chicontepec ocurrieron tres episodios de erosión y posterior depósito sedimentario de turbiditas. En particular, la discordancia A presenta una superficie irregular, la que controló la distribución de los sedimentos de la unidad 2, (Megasecuencia Media) la que tiene las mejores posibilidades como rocas almacenadoras, al tener mayor arenosidad.

Entre la discordancia basal del límite Mesozoico-Terciario y el horizonte discordante "A" (Unidad 1), la unidad estratigráfica presenta estratos arcillo-arenosos provenientes el noroeste, intercalados con flujos calcáreo-arcillosos lateralmente continuos y lenticulares, derivados de la paleo-Isla de Tuxpan, cuyo margen occidental limita el oriente del área en donde se localiza el Campo Miquetla (UNAM-CNH,2012).

El conjunto de fallas y fracturas indica esfuerzos de cizalla en un sistema transpresivo, lo que dio origen a fallas laterales con estructuras en flor positiva, como se puede observar en las Fig. 3.5 y 3.6. Estas estructuras se presentan en pares conjugados cuyas direcciones promedio son: 1) NE05°SW y 2) NW55°SE, mismas que al cruzarse constituyen las zonas de mayor deformación, al formar una zona de falla con alto desarrollo de fracturamiento.

Se interpreta que a nivel de la megasecuencia 2, donde se tienen a la secuencia de mayor arenosidad y por lo tanto con mayor potencial como rocas almacenadoras, es la unidad estratigráfica donde predomina un sistema de fracturas verticales y subverticales con orientación semejante a la de las fallas laterales. En contraste, en zonas donde la litología es predominantemente arcillosa se desarrolla únicamente un sistema de microfracturas, sobre todo en las proximidades de las fallas principales (UNAM-CNH, 2012).

EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO MIQUETLA EN LA CUENCA DE CHICONTEPEC

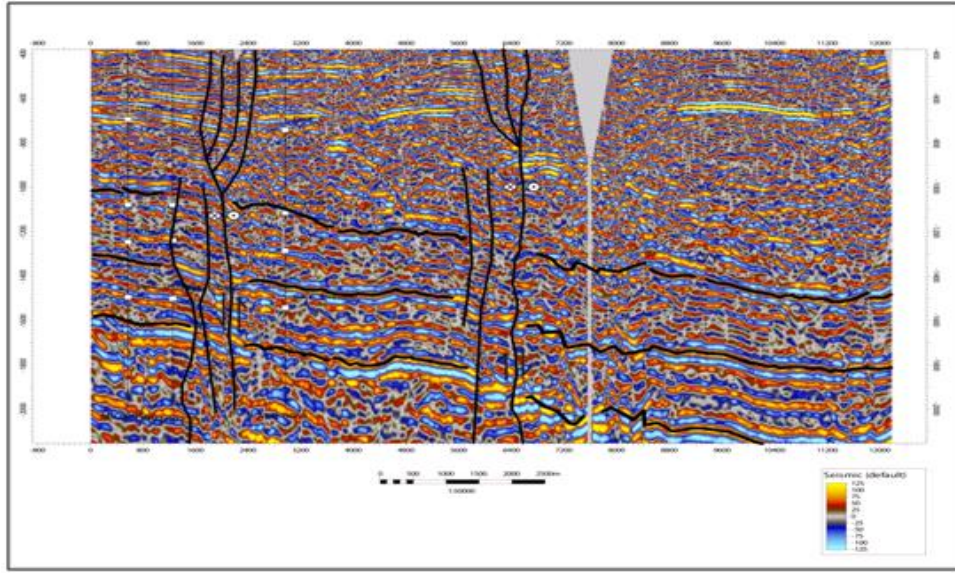


Fig. 3.5 Sección sísmica donde se aprecia la afectación causada por dos fallas laterales (UNAM-CNH, 2012)

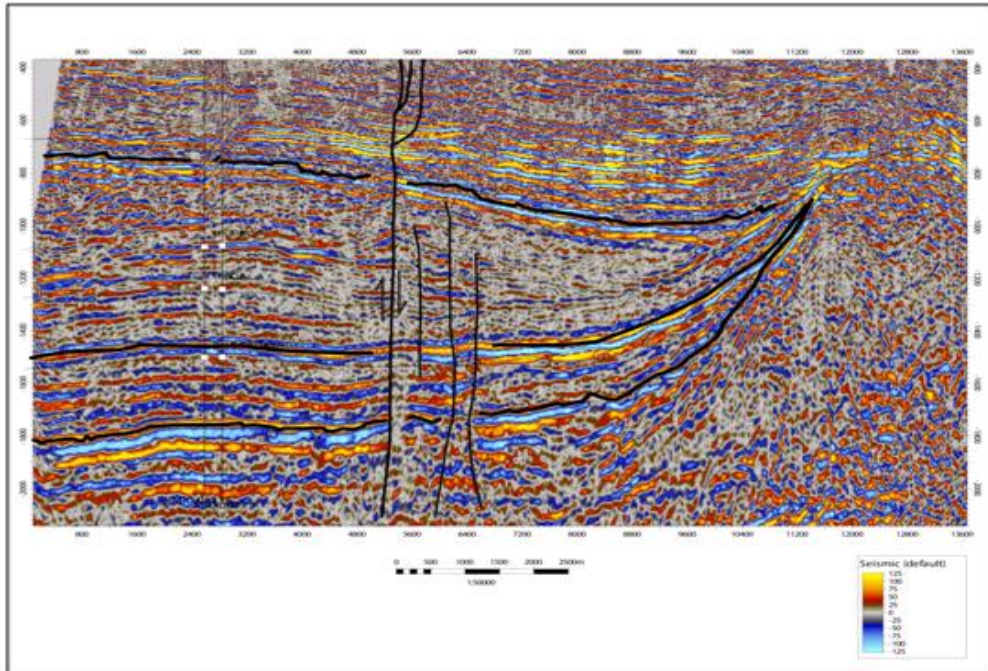


Fig. 3.6 Se muestra el acuñamiento de los horizontes hacia la parte Noreste de la sección (UNAM-CNH, 2012)

3.1.4.- ROCA SELLO

Las mismas formaciones del Grupo Chicontepec en sus facies de lutitas interestratificadas con areniscas de grano fino, actúan como rocas sello. En las partes Norte y Centro de la cuenca, el sello principal lo componen sedimentos arcillosos de la mismo Grupo, localizados por encima de la erosión regional de edad Eoceno Temprano, mientras que al Sureste, el sello son las rocas arcillosas de la Formación Guayabal (PEMEX, 1999).

Considerando que la unidad estratigráfica de la megasecuencia inferior de la Unidad-1, corresponde a depósitos cíclicos arcillo-arenoso tabulares y discontinuos, interestratificados con horizontes lenticulares de sedimentos calcáreo-arcillosos, se interpreta que tienen poca importancia como rocas almacenadoras, sin embargo tiene buenas características como rocas sello ya que es una unidad de baja porosidad. Los estratos calcáreo-arcillosos son esporádicos y presentan cementación temprana, por lo que, son poco atractivos como rocas almacenadoras de hidrocarburos.

La megasecuencia litoestratigráfica de la Unidad-3, presenta estratificación arcillo-arenosa y arcillo-limosa, proveniente del norte-noroeste hacia el sureste, con intercalaciones de estratos tabulares y lenticulares provenientes como flujos de detritos de la paleo-Isla de Tuxpan, los que se acuñan hacia el occidente. A esta megasecuencia la limitan, en su base, la superficie discordante "B", y en su cima, la "C"; que a la vez, es la base de la columna estratigráfica turbidítica del Eoceno Superior.

Internamente la megasecuencia de la Unidad-3, presenta estratificación con evidencias de derrumbes y flujos de escombros canalizados, debidos a los deslizamientos máxicos intraformacionales de los cuerpos arcillo-limosos y arcillo-arenosos desde el occidente y del noroeste; también ocurrieron flujos de escombros y derrumbes provenientes de los cuerpos calcáreo-arcillosos depositados desde el talud oriental del paleo-cañón, o sea, adyacente al margen central-occidental de la paleo-Isla de Tuxpan. El mayor espesor de la unidad se presenta hacia el norte-noroeste, y hacia el occidente del paleo-elemento Mesozoico, acuñándose hacia el Este.

El espesor máximo de la secuencia es de aproximadamente 483 metros y tiende a adelgazarse progresivamente, hacia el sureste. Esta megasecuencia, debida a su arcillosidad y a las estructuras sedimentarias intraformacionales formadas por derrumbes y flujos de escombros, la limitan como rocas almacenadoras, aunque por sus características texturales, esta unidad litoestratigráfica, puede considerarse como sello de la megasecuencia de la Unidad-2, que la subyace.

3.1.5.- TRAMPAS PETROLERAS

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 (Fig. 3.7) (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 (PEMEX, 2000).

Los sedimentos arcillo-arenosos provenientes del noroeste y con dirección hacia el sureste, conforman capas longitudinalmente continuas y tabulares, por otro lado, los sedimentos compuestos de fragmentos calcáreo-arcillosos derivados del paleo-elemento calcáreo del oriente, se presentan también como cuerpos continuos, pero se acuñan hacia el occidente. La megasecuencia inferior (Unidad 1) se depositó sobre la superficie irregular de la cima de la secuencia mesozoica; lo que estratigráficamente es evidente por los pliegues intraformacionales coherentes o armónicos que se observan en toda la megasecuencia, la que tendió a nivelar el relieve formado por altos y bajos prominentes; uno de estos elementos de menor relieve se localiza hacia el sureste del campo y se encuentra en el depocentro del paleocañón, localizado adyacentemente al borde central-occidental de la Paleo-Isla de Tuxpan (UNAM-CNH, 2012).

En la megasecuencia estratigráfica de la Unidad-2, tiene un espesor máximo de unos 187 metros; la limitan las megasecuencias de las Unidades 1 y 3, que la subyacen y sobreyacen, respectivamente; está encajonada entre las superficies discordantes “A” y “B”; esta última corresponde con la base de la megasecuencia de la Unidad-3 que la sobreyace (Fig. 3.7).

Las superficies de las discordancias que separan a las megasecuencias de las Unidades 1 y 2, sirvieron como niveladoras de la topografía irregular de la cima mesozoica; sobre todo donde existía un relieve topográfico bajo en el depocentro del paleo-cañón, como ocurre en el extremo sur-oriental del Campo Miquetla. La presencia de este paleo-elemento tectono-erosivo, es evidente en toda la secuencia estratigráfica de la Formación Chicontepec Inferior, siguiendo al borde occidental adyacente de la paleo-Isla de Tuxpan, desde el Campo Coyotes hasta los Campos Tajín y Furbero (UNAM-CNH, 2012).

La superficie topográfica “A” de la cima de la Unidad-1, sobre la que se depositó la megasecuencia de la Unidad-2, es considerablemente más llana que el relieve topográfico de la superficie discordante del límite Mesozoico-Terciario; sin embargo, persistió el depocentro del paleo-cañón, en el sureste del Campo

Miquetla. En esta megasecuencia (Unidad-2), los horizontes areno-arcillosos provenientes del norte-noroeste y los calcáreo-arcillosos derivados del este desde el borde central-occidental de la paleo- Isla de Tuxpan, son más frecuentes que en la megasecuencia de la Unidad-1, que la subyace. Los cuerpos estratigráficos areno-arcillosos provenientes del norte-noroeste son longitudinalmente mas continuos y tabulares, con espesores que tienden a ser lateralmente continuos y uniformes; aunque se presentan de forma ondulada como pliegues coherentes, debido a sus deslizamientos máscicos intraformacionales, por lo qué, resultan atractivos como objetivos (rocas almacenadoras) en la exploración petrolera (UNAM-CNH, 2012).

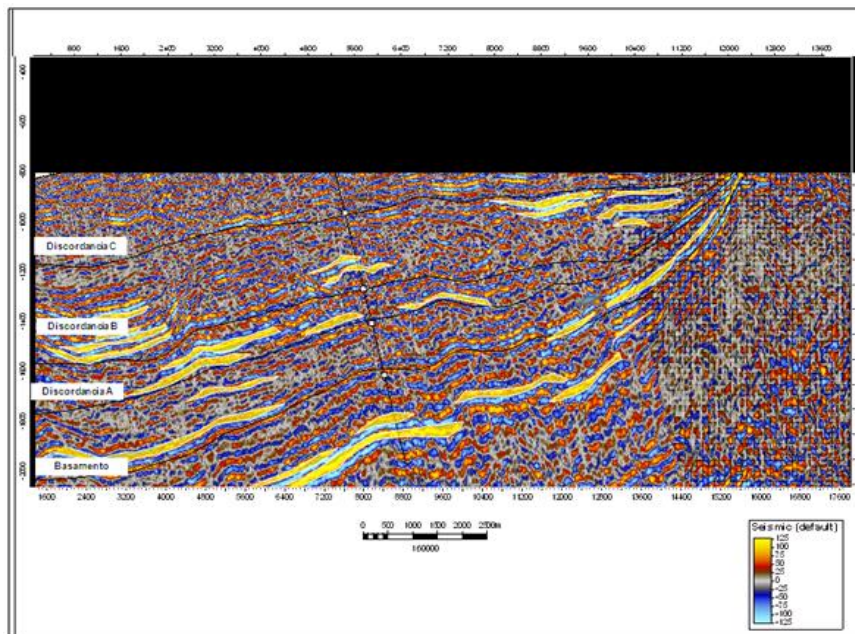


Fig. 3.7 Sección Sísmica 3 – W-E, donde se muestra la distribución de cuerpos arenosos (color amarillo) (UNAM-CNH, 21012)

3.1.6.- 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. Los elementos necesarios que se asocian a la sincronía de la Cuenca de Chicontepec, las secuencias clásticas depositadas que sufrieron deformaciones significativas; el principal tipo de deformación que afecta a toda la columna estratigráfica en la zona del Campo Miquetla es de tipo frágil, la cual originó un sistemas de fallas laterales,

acompañadas de fallas inversas de segundo orden, que tuvieron desarrollo desde el Mioceno; conjuntamente hubo desarrollo de un sistemas de fracturas y microfracturas verticales (UNAM-CNH, 2012).

En el caso de la Formación Tamabra, la modificación de las propiedades petrofísicas producto de la Orogenia Laramide originó fracturamiento, por lo que las características petrofísicas de la unidad mejoraron dando una excelente roca almacenadora, además de que se tuvo el tiempo de maduración necesario para la generación de hidrocarburos en las unidades estratigráficas inferiores (Jurásico Superior).

En la Fig. 3.8 se esquematiza la ocurrencia de cada elemento del sistema petrolero, cuya secuencia dio origen a la acumulación y preservación de hidrocarburos, es decir hubo sincronía. La formación de la roca generadora ocurrió durante el Jurásico Tardío y el Paleoceno, la roca almacenadora fue creada durante el Albiano-Cenomaniano, en el Paleoceno y la formación de la roca sello tuvo lugar durante el Cretácico-Tardío parte del Paleoceno y parte del Eoceno. Los elementos geológicos que se relacionan con el sistema petrolero de la Cuenca de Chicontepec, tuvieron lugar durante todo el Jurásico, parte del Cretácico Tardío y el Paleoceno. La generación y acumulación de éste tuvo lugar durante el Paleógeno y el Cretácico Medio teniendo el tiempo necesario para migrar y entramparse en las secuencias del Mesozoico y Cenozoico (Vázquez, 2008).

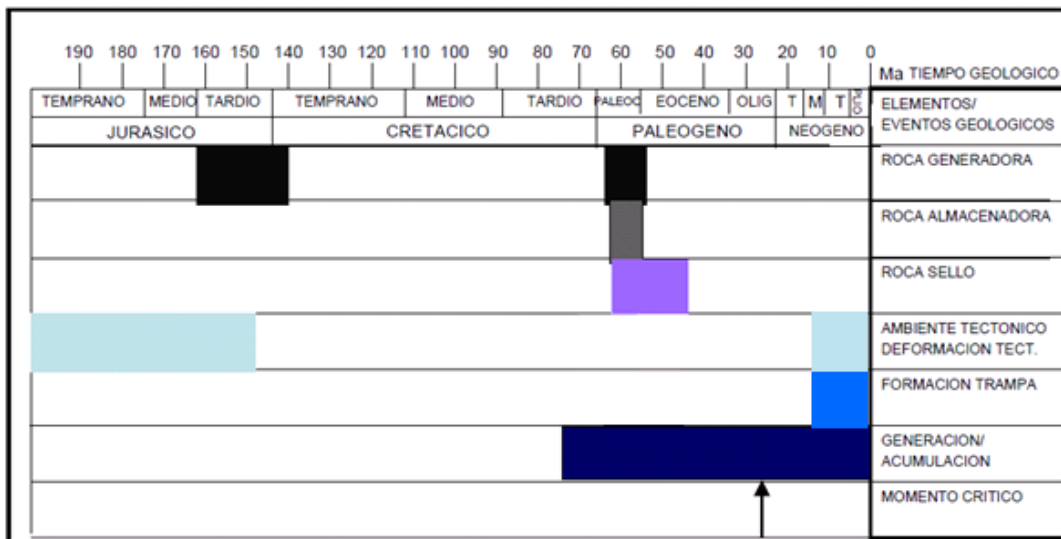


Fig. 3.8 Eventos de la Sincronía en la Cuenca de Chicontepec (Modificado VÁZQUEZ, 2008)

3.2.- PLAYS PRODUCTORES

3.2.1.- PLAY

El Play es un grupo de proyectos de campos con similitudes geológicas en cuanto a generación, acumulación, trampa, maduración, migración y almacenamiento. La organización de los tipos de play para análisis económico es fundamental para el proceso de evaluación de una Cuenca Petrolera. En la Fig. 3.9 se muestra la columna geológica de la Cuenca de Chicontepec, donde se indica que unidades estratigráficas son las generadoras, las almacenadoras y las sello.

Los trabajos de identificación y evaluación de los plays permiten delimitar aquellas áreas con mayor probabilidad de encontrar hidrocarburos, es decir, que las rocas generadoras y almacenadoras, trampas y sellos, así como la sincronía y migración estén presentes (PEMEX, 2005).

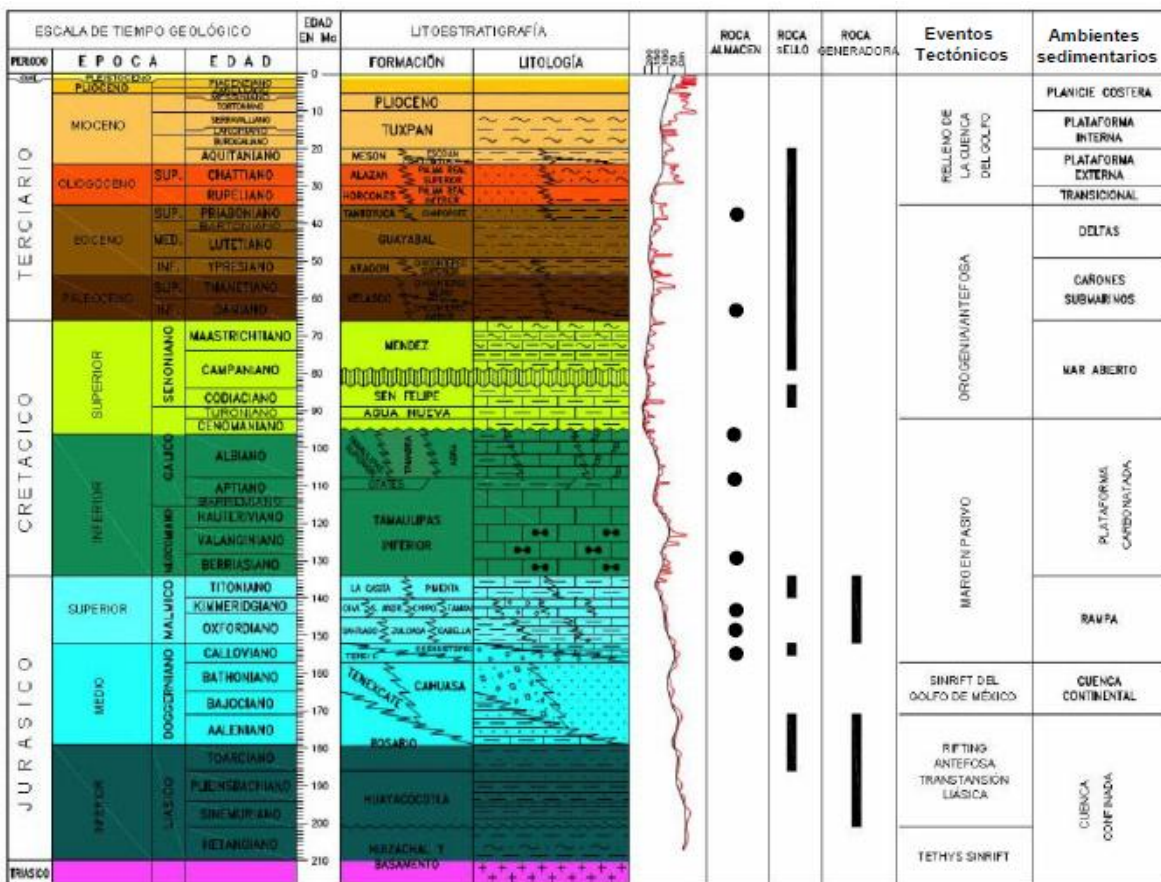


Fig. 3.9 Columna Geológica de la Cuenca de Chicontepec (PEMEX, 2005).⁷

⁷ Proyecto Chicontepec PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

El Play Chicontepepec fue descubierto en 1926, aunque en ese tiempo no se le denominaba de esta manera, está localizado en el sureste de la Provincia Tampico–Misantla, al poniente y suroeste de la Plataforma de Tuxpan, en un área aproximada de 11,300 Km², 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 Chicontepepec. 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 (PEMEX, 2005).

La megasecuencia estratigráfica de la Unidad-2, es la que presenta las mejores características petrofísicas para contener hidrocarburos, ya que se presentan estratificaciones cíclicas de cuerpos turbidíticos, areno-arcillosos, tabulares y lenticulares, intercalados cíclicamente con horizontes litoestratigráficos de flujos calcáreo-arcillosos. Existe presencia de gilsonita, lo que sugiere la presencia de hidrocarburos en las capas finas y láminas de areniscas arcillosas que separan a los estratos más gruesos areno-arcillosos, tal como se observa en la parte superior de la Fig. 3.10 (UNAM-CNH, 2012).



Fig. 3.10 Impregnación de hidrocarburos (gilsonita) en las capas delgadas y laminares de areniscas arcillosas en la parte superior izquierda de la fotografía (UNAM-CNH, 2012)

Con base en la información sedimentológica y estratigráfica y las características de los reflectores sísmicos de una sección sísmica representativa del Campo Miquetla (Fig.3.7), se realizó la interpretación de la existencia de potenciales cuerpos con mayor arenosidad, mismos que presentan las características más adecuadas para formar rocas almacenadoras en cuerpos lenticulares y como consecuencia que contengan probables yacimientos (UNAM-CNH, 2012).

Se estudiaron secciones sísmicas representativas, en donde se marcaron los cuerpos arenosos con mayor potencial almacenador en cada Megasecuencia del Grupo Chicontepepec, lo que arrojó los siguientes resultados:

El área aproximada entre el basamento y la discordancia A es de 16 875 000 m² (en color azul) y el área productora es de 3 700 000 m² (en guinda), lo que constituye el 22 % de área productora como se muestra en la fig. 3.11 (UNAM-CNH, 2012).

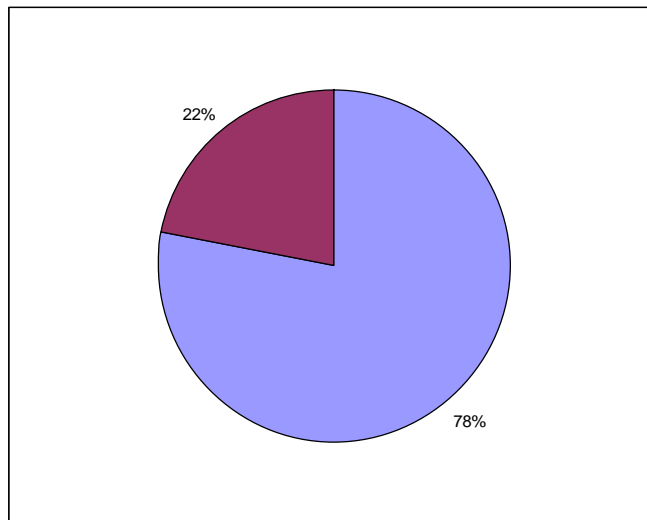


Fig. 3.11 El área con potencial productor es de aproximadamente 22 % del total (color guinda), entre la discordancia A y el basamento (UNAM-CNH, 2012)

El área comprendida entre la discordancia A y la discordancia B es de 10 125 000 m² y el área con potencial productor es de 1 635 000 m², lo que constituye el 16 % del total, como se puede observar en la Fig. 3.12 (UNAM-CNH, 2012).

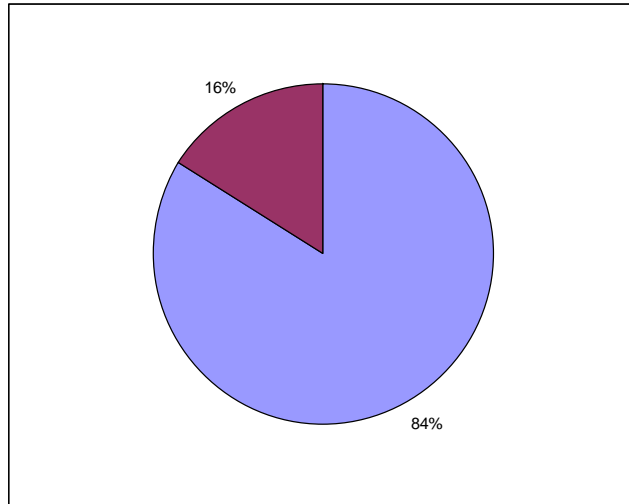


Fig. 3.12 En color guinda se muestra el porcentaje de área con potencial productor entre las discordancias A y B, lo que corresponde con el 16 % (UNAM-CNH, 2012)

Para el área comprendida entre las discordancias B y C, el área con posibilidades de ser productor es del 5 %, ya que el área total es de 27 000 m² y el área con potencial es de 1 235 000 m² como se aprecia en la Fig. 3.13 (UNAM-CNH, 2012).

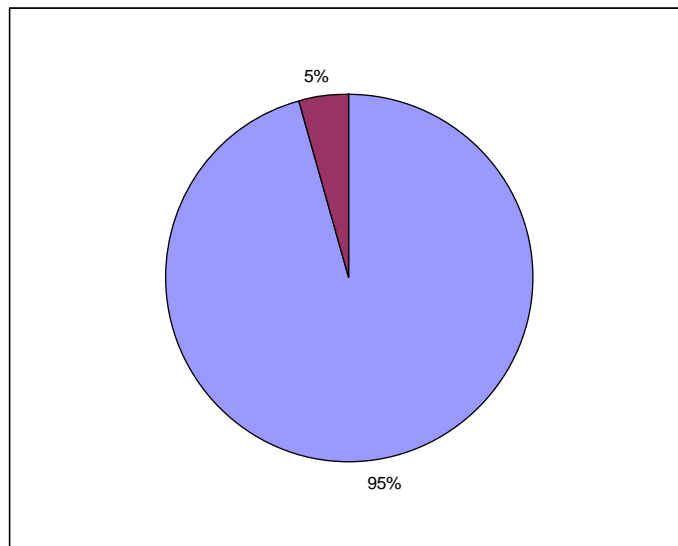


Fig. 3.13 Entre la discordancia B y C, el área con potencial productor es del 5% (color guinda) (UNAM-CNH, 2012)

3.2.2.- PLAY CHICONTEPEC PALEOCENO-EOCENO INFERIOR

Este play se encuentra distribuido principalmente en la porción occidental de la Cuenca de Chicontepec, corresponde a una secuencia sedimentaria marina, turbidítica de ambientes nerítico externo y batial, depositada en forma de lóbulos y abanicos submarinos sobrepuestos de edad Paleoceno-Eoceno Inferior que en algunos lugares el depósito de terrígenos rebasa los 1,700 m de espesor; esta secuencia de areniscas que principalmente corresponde a la Megasecuencia Media constituyen la roca almacén (Play) y las lutitas (sello), tienen características muy variables distribuidas de manera irregular. Los yacimientos de aceite se localizan por debajo de la discordancia regional tal como se observa en la Fig. 3.9; este play es el más importante por su productividad en relación a los restantes (PEMEX, 2005).

3.2.3.- PLAY TANTOYUCA (EOCENO TARDÍO)

Corresponde a una secuencia sedimentaria compuesta por areniscas, conglomerados, limolitas y lutitas, depositadas en un ambiente que varía de nerítico interno a batial superior. Su distribución está restringida principalmente al borde oriental del Cuenca de Chicontepec, su depósito se efectuó en deltas y canales submarinos de diferente profundidad, teniendo espesor promedio de 500 m.

Las rocas almacenadoras son areniscas con geometría de barras de desembocadura y canales y canales distributarios que tienen espesores entre 12 y 18 m. Son comunes las litarenitas de grano fino a medio, aunque en algunos intervalos existen conglomerados con matriz arenosa.

La porosidad es predominantemente intergranular y varía entre el 7 y 11%. La roca sello regional está formada por lutitas de la Formación Palma Real (Oligoceno). Localmente se tienen lutitas interestratificadas con los cuerpos arenosos que actúan como sello. El tipo de trampa predominante es estratigráfica, pero las hay combinadas (PEMEX, 2005).

CAPÍTULO 4

4.- MÉTODOS DE PERFORACIÓN

La ubicación natural de los yacimientos petroleros, es por su origen, generalmente con alto nivel de incertidumbre. En una etapa inicial, la perforación se hizo de tal manera, que una vez ubicada la Formación productora, se busca situarse en un punto de la superficie terrestre en línea perpendicular al plano horizontal definido por el yacimiento, posteriormente se establecía la comunicación entre este y la superficie por medio de la perforación de un pozo, a este tipo de perforación se le conoce como perforación vertical (Mendoza y Pichardo, 2000).

Con el incremento de los trabajos de perforación y por las diferentes características de los yacimientos, surgieron diversos obstáculos que no hicieron costosa la aplicación de la perforación vertical, como ocurre con los yacimientos que se encuentran por debajo de áreas inaccesibles verticalmente (zonas urbanas o zonas restringidas ecológicamente, como lagunas, ríos, pantanos o montañas). Consecuentemente, la forma posible para explotar estos yacimientos es a través de pozos direccionales, perforados desde una localización ubicada a cientos de metros del yacimiento. Por otro lado, el desarrollo de yacimientos marinos resultaría incosteable si no fuese posible perforar varios pozos direccionales desde una misma plataforma. Adicionalmente, la perforación direccional nos permite solucionar problemas mecánicos que suelen presentarse al perforar (pescados, colapsos de TR'S, etc.) y la reubicación de objetivos.

El diseño de la perforación de pozos es un proceso sistemático y ordenado, este proceso requiere que algunos aspectos se determinen antes que otros, por ejemplo, la predicción de presión de fracturamiento, requiere que la presión de formación sea estimada previamente. Las etapas a seguir durante el diseño de pozos petroleros están bien identificadas y son las siguientes (Un siglo de la perforación en México, 2000):

- Recopilación de la información disponible.
- Predicción de presión de formación y fractura.
- Determinación de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- Selección de la geometría y trayectoria del pozo.
- Programa de fluidos de perforación del pozo.
- Programa de barrenas.
- Diseño de tuberías de revestimiento y programa de cementación.
- Diseño de las sartas de perforación.

- Programa hidráulico.
- Selección del equipo de perforación.
- Tiempos estimados de perforación.
- Costos de la perforación.

Debido a que este proceso es general, puede aplicarse para el diseño de cualquier tipo de pozo y cuyo único requerimiento consiste en aplicar la tecnología adecuada en cada etapa de acuerdo al tipo de yacimiento. La planeación de la perforación de un pozo, requiere de la integración de ingeniería, seguridad, ecología, costo mínimo y utilidad.

4. 1.- CUENCA DE CHICONTEPEC

Debido a la complejidad que presentan los yacimientos en la Cuenca de Chicontepec, se ha hecho necesaria la aplicación de técnicas no convencionales en los trabajos de perforación y terminación de pozos con el fin de disminuir los costos de perforación y aumentar la productividad. Tales técnicas incluyen la perforación direccional y horizontal, así como el fracturamiento hidráulico, siendo estos los mejores métodos para perforar en esta cuenca (PEMEX, 2005).

De 2008 a 2011, fueron perforados de forma convencional y no convencional 1,915 pozos en esta cuenca. Además, se han perforado 3 pozos con objetivo brecha del Cretácico de la macropera Presidente Alemán 1696 (PA 1384, 1674 y 1694), (Fig. 4.1), con la técnica de perforación de Tubería Flexible de 3 ½", con la cual se redujeron los tiempos de perforación y se lograron trayectorias sin cambios considerables de severidad y de rumbo. Esta tecnología aplicada dio buenos resultados, pero por falta de accesorios de conexión de tubería flexible al ensamble direccional, se dejó de utilizar (Al México, 2012).

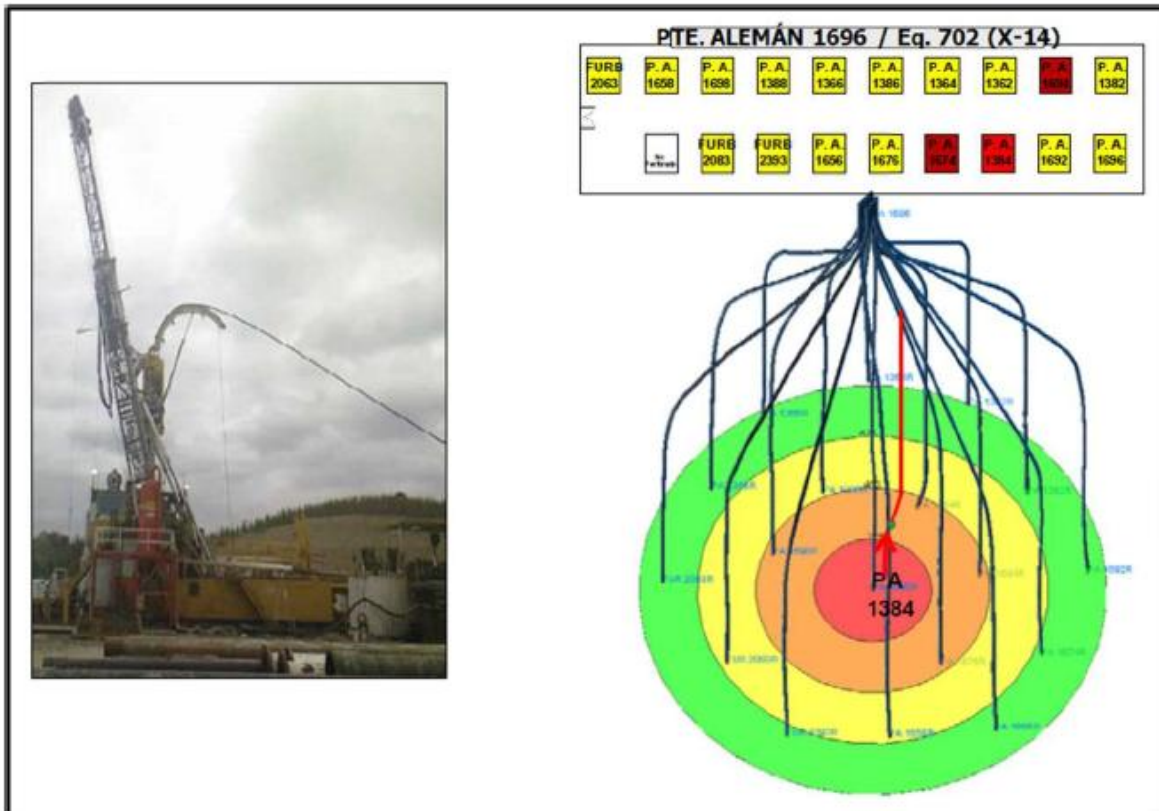


Fig. 4.1 Equipo de perforación con TF de 3 ½" instalada. (Recuadros rojos), (Al México, 2012)

Independientemente de las características del subsuelo, dentro de la Cuenca de Chicontepec, se ha dado preferencia a las perforaciones con trayectorias Tipo "S". Esto se explica por las siguientes dos razones fundamentales: se requiere que los pozos entren al intervalo de interés en dirección inclinada y horizontal y porque existen condicionantes operativas derivadas del número de pozos a perforar por macropera (CNH, 2010).

Según datos aportados por PEMEX Exploración y Producción (PEP), en 2010 se requerían 450 reparaciones mayores y 215 reparaciones menores, de los pozos existentes; pero para mediados del mismo año se habían realizado 2,220 reparaciones, aunque varios de ellos han requerido más de una reparación. No obstante, existían en ese año 392 pozos sin producción que aún no habían tenido ninguna reparación.

El fracturamiento es uno de los temas principales en la explotación de la Cuenca de Chicontepec, ya que de ello depende la productividad de los pozos. Si bien se han hecho múltiples procesos que producen fracturamiento, el proceso de

selección de las técnicas y fluidos de fracturamiento deben seleccionarse de manera sistemática y razonada (CNH, 2010).

Del total de pozos de la Cuenca de Chicontepec, 1,737 han sido fracturados. De éstos, 1,323, que equivalen al 76%, han sido fracturados con baja carga de apuntalante y fracturamiento hidráulico.

Durante los últimos años, PEMEX ha intensificado el plan de desarrollo para la Cuenca de Chicontepec, algunos de los trabajos realizados desde el 2008 se dieron en dos áreas de oportunidad: Agua Fría-Coapechaca-Tajín y Amatitlán-Profeta-Tzapotempa-Vinazco. La primera es un área que produce hidrocarburos de aproximadamente 24° API y en donde existe la infraestructura requerida para manejar la producción; en esta área se han obtenido excelentes resultados. Particularmente en el Campo Tajín los gastos de producción por pozo han mejorado las expectativas. En la segunda área, se localiza una importante reserva que contiene aceites de más de 40° API, cuyo desarrollo aún no se ha realizado (PEMEX, 2010).

De acuerdo a PEMEX, en el dictamen de la CNH de 2010, se propusieron 3 alternativas para el desarrollo del área Agua Fría-Coapechaca-Tajín:

1) Desarrollo con una mezcla de pozos convencionales y no convencionales.

Esta alternativa se lleva a cabo mediante el mantenimiento de presión y la incorporación de nuevas tecnologías para el desarrollo de campos, mediante la combinación de pozos convencionales y pozos no convencionales, así como con la implementación del sistema de mantenimiento de presión. Sustenta esta alternativa:

- El desarrollo de los campos mediante la terminación de 1,171 pozos convencionales, 438 pozos horizontales, 180 pozos con terminación múltiple y 3,931 reparaciones mayores (CNH, 2010).
- La operación de pozos con sistema artificial de producción durante toda su vida productiva (bombeo mecánico, bombeo neumático, cavidades progresivas, etc.) (CNH, 2010).
- El yacimiento explotado bajo un esquema de recuperación secundaria (mantenimiento de presión con inyección de agua) el cual está programado para iniciar operaciones en el año 2015. El sistema de inyección considera la perforación de 341 pozos inyectoros (CNH, 2010).
- La productividad de los pozos se debe incrementar de forma gradual durante la vida del proyecto, considerando la incorporación de mejores prácticas operativas y nuevas tecnologías (CNH, 2010).

- Reducción gradual de los costos derivada de nuevos diseños de pozos e infraestructura de perforación y producción, así como de la incorporación de nuevas tecnologías o prácticas operativas (CNH, 2010).

2) Desarrollo a través de pozos convencionales.

Esta alternativa propone exclusivamente la perforación de pozos convencionales y reparaciones mayores, considerando también el programa de mantenimiento de presión, en el que se deben considerar los siguientes puntos:

- El desarrollo de los campos mediante la perforación de 1,788 pozos convencionales, arreglos a 9 pozos por macropera, uno de ellos vertical y 8 direccionales. En la Fig. 4.2 se ilustra cómo sería el arreglo de los pozos y la secuencia del desarrollo de los diferentes intervalos (CNH, 2010).
- El proceso de explotación consiste en producir el primer intervalo a través de la terminación del pozo; posteriormente se programaron 2 ó 3 reparaciones mayores por pozo dependiendo las características de cada campo, con lo que se propone realizar un total de 5,564 reparaciones mayores (CNH, 2010).

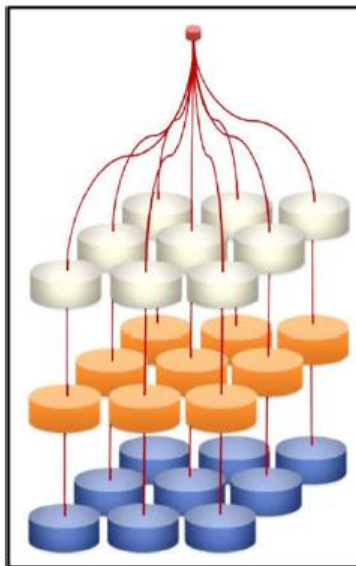


Fig. 4.2 Arreglo de pozos en macropera (CNH, 2010)

3) Desarrollo mediante pozos no convencionales.

Esta alternativa propone el desarrollo de los campos mediante la perforación de pozos horizontales, con un programa de mantenimiento de presión. Sustenta los siguientes puntos:

- El desarrollo de los campos mediante la perforación de 2,384 pozos horizontales y arreglos en 4 pozos por macropera (Fig. 4.3), (CNH, 2010).
- A diferencia de la alternativa 1, en este escenario no se contemplan reparaciones mayores, ya que la explotación de los distintos intervalos se debería hacer mediante la perforación de nuevos pozos horizontales (CNH, 2010).
- Los pozos de esta alternativa también deben operar con sistema artificial de producción durante toda su vida productiva (bombeo mecánico, bombeo neumático, cavidades progresivas, etc.), (CNH, 2010).

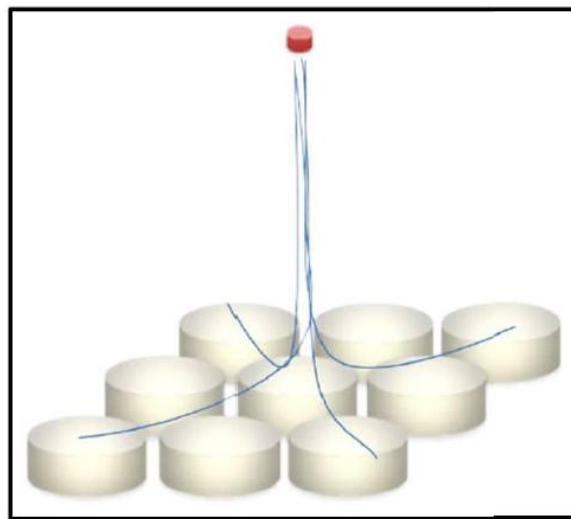


Fig. 4.3 Esquema de pozos horizontales (CNH, 2010)

La perforación de pozos, como se ha descrito, es realizada con trayectorias direccionales, las cuales son controladas en superficie desde la macropera, por lo que alcanzan su objetivo con el desplazamiento necesario. El empleo de macroperas es una técnica convencional empleada en la Cuenca de Chicontepec, derivada de la necesidad de reducir el impacto ambiental y las afectaciones a terceros.

Con la finalidad de optimizar la producción de aceite de los pozos y aprovechar el gas producido en una localización tipo macropera, actualmente se está implementando el uso de macroperas autosustentables, proyecto de ingeniería que favorece la protección al medio ambiente y la optimización de los recursos energéticos.

Una macropera autosustentable debe ser energéticamente autosuficiente y alcanzar los siguientes objetivos primordiales:

- Incrementar la producción de aceite y gas.
- Ser autosuficiente energéticamente.
- Evitar quema de gas.
- Reducir la emisión de ruido en equipos dinámicos.
- Operar con equipos modulares y compactos.
- Utilizar gas natural como combustible en equipos dinámicos.
- Reforestar con árboles y vegetación típica regional.
- Usar gas para la operación de sistemas de levantamiento artificial (BN).
- Ser económicamente rentable.

La macropera autosustentable se basa en que ésta opere con autosuficiencia energética, para lo cual se crea un circuito local de bombeo neumático. En este proyecto, los módulos de separación portátil (MSP) son esenciales para la separación del gas que se utilizará en el levantamiento artificial. Por otra parte, es de primordial importancia evitar la quema de gas, por lo que el gas producido, además de ser aprovechado en la operación de pozos con bombeo neumático, se utilizará como gas combustible en equipos de compresión para el sistema de bombeo neumático y en motores de combustión interna, los cuales se emplean para operar motobombas y equipos de bombeo mecánico, en sus diferentes modalidades (AI México, 2012).

Además del aprovechamiento de gas, el incremento de producción de aceite reedita en beneficios económicos, con lo cual el concepto de macropera autosustentable es económicamente rentable. El concepto no es exclusivo para implementar el sistema de bombeo neumático, ya que en caso de tener aceite viscoso, se aplicará bombeo mecánico convencional o de cavidades progresivas, el cual es posible operar con generadores de energía eléctrica que trabajen con el gas producido como combustible en la misma macropera. Otra ventaja de la implementación de macroperas autosustentables, es que se evita la construcción de grandes redes de bombeo neumático, evitando afectaciones al medio ambiente, ya que la infraestructura requerida se instala dentro del área de la macropera. Además, se evade la compra de grandes áreas para derecho de vía de los gasoductos. Este proyecto está en una etapa inicial, y pretende desarrollar un concepto de ingeniería más rentable. En la siguiente etapa el objetivo consiste en implementar masivamente este concepto en todas las Macroperas o localizaciones que cumplan las características necesarias, estrategia que generará grandes ahorros para el proyecto y minimizará el impacto ambiental a largo plazo (AI México, 2012).

En esta actividad se deben de considerar los siguientes aspectos:

Parámetros de perforación

Profundidad: 2,150 metros desarrollados

Inclinaciones: 0° a 10.5°

Densidad de lodos

Primera etapa: 1.05-1.20 gr/cm³; base agua

Segunda etapa: 1.20-1.30 gr/cm³; lodo cálcico

Tercera etapa: 1.30-1.45 gr/cm³; base emulsión inversa

Objetivo: Chicontepec

Problemas durante la perforación

a) Etapa Superficial

Hidratación de arcillas, pérdidas de circulación, resistencias en introducción de TR's, inestabilidad del agujero y flujos someros de gas y/o agua.

b) Etapa intermedia.

Intercalaciones de lutitas reactivas, pega de tubería y posible pérdida de fluido, altas velocidades de penetración, probables incrementos de DEC (Densidad Equivalente de Circulación) por la concentración de recortes en el anular e incrementos de atrapamientos y pérdidas de circulación.

c) Etapa de Producción

Empacamiento, resistencias y arrastres, presencia de gas de formación, pérdidas de circulación, pegaduras por presión diferencial, embolamiento de barrena, acumulación de recortes de perforación en la sección curva.

4.2.- PRÁCTICAS DE PERFORACIÓN

En este apartado, se tiene como objetivo únicamente comentar las prácticas de perforación que se han utilizado en el desarrollo de los yacimientos de la Cuenca de Chicontepec, por lo cual se considera como una referencia y no una propuesta de aplicación de la metodología y tecnología aplicada por el AIATG. La mayoría de los arreglos de las tuberías de revestimiento (TR) en esta área, corresponden

al diseño de tres etapas, como se muestra en la Fig. 4.4, con una TR conductora de 13 3/8", que tiene como objetivo instalar conexiones superficiales y se cementa alrededor de 25 y 150 m. La TR intermedia de 9 5/8" se cementa a profundidades promedio de 200 a 800 m. Finalmente, perforar la tercera etapa y cementar la TR 7" a la profundidad total; generalmente se utilizan conexiones API en las tuberías cementadas. Las primeras etapas son de presión normal y se perforan con lodo base agua y con densidades de control del orden de 1.05 a 1.45 gr/cm³; en el caso de densidades anormales es debido al control de estabilidad de la lutita y no porque el gradiente de presión lo demande. La etapa de explotación se perfora con fluido base agua (salmuera sódica) capaz de incrementar su viscosidad por cualquier contingencia, además de ser amigable con la Formación productora y se ajusta la densidad de control de 1.02 hasta 1.06 gr/cm³. El árbol de válvulas es de 13 3/8" x 9 5/8" x 7" 2 7/8" 5,000 lb/pg². En general no se observa gran problemática operativa durante la perforación del pozo (CNH, 2013).

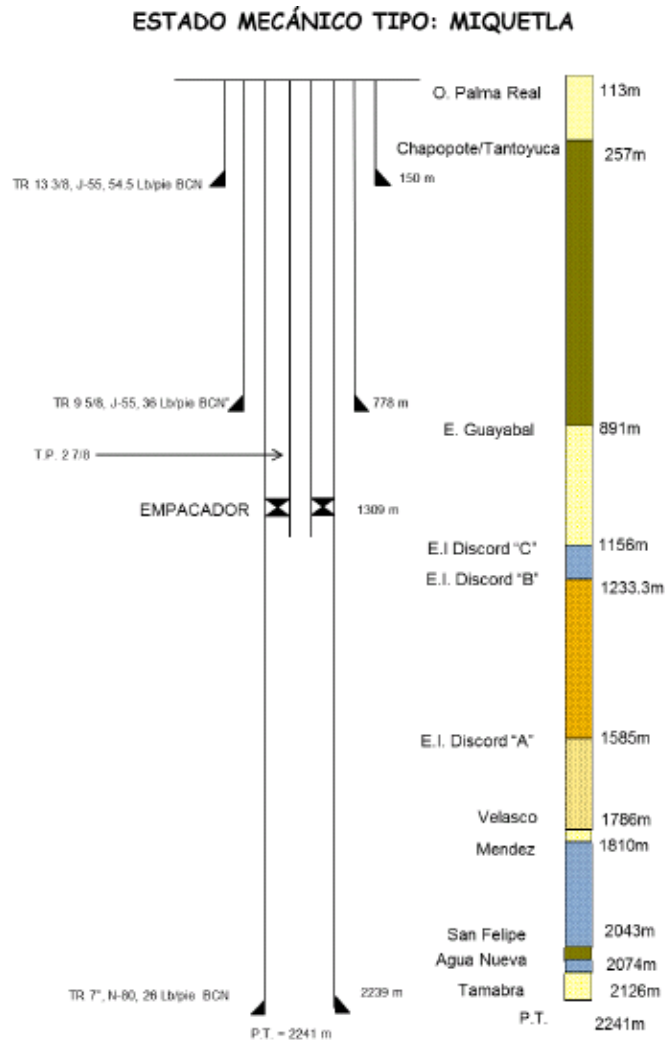


Fig. 4.4 Estado mecánico de pozo tipo Miquetla (CNH, 2013)

4.2.1.- PERFORACIÓN DIRECCIONAL

La perforación direccional tuvo sus inicios en la década de los treinta del siglo pasado, ya que en 1930 se perforó el primer pozo direccional controlado en Huntington Beach, California. En nuestro país, el primer pozo direccional registrado, fue perforado en 1960 en las Choapas, Veracruz (Un siglo de la perforación en México, 2000).

En sus principios, esta tecnología surgió como una operación de remedio, la cual se ha seguido desarrollando, de tal manera que ahora se considera una herramienta de gran utilidad para la optimización de yacimientos.

Comprende aspectos tales como: tecnología de pozos horizontales, de alcance extendido y pozos multilaterales; donde se utilizan herramientas que permiten controlar la inclinación y dirección de un pozo durante la perforación (MWD), como son los estabilizadores y motores de fondo de calibre ajustable, barrenas bicéntricas, por mencionar algunos.

La perforación direccional se define como la práctica de controlar la dirección e inclinación de un pozo a una ubicación u objetivo debajo de la superficie, y un pozo direccional es aquel que se perfora a lo largo de una trayectoria planeada para alcanzar el yacimiento en una posición predeterminada, localizada a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación.

Para alcanzar el objetivo es necesario tener control del ángulo y la dirección del pozo, las cuales son referidas a los planos vertical (inclinación) y horizontal (dirección), (Bourgoyne, 1986).

La perforación direccional tiene como objetivo, el alcance de una ubicación subterránea preestablecida a través de una trayectoria planificada. Se puede entender como un proceso tridimensional, es decir, la barrena no solo penetra verticalmente sino que se desvía intencionalmente o no hacia los planos X-Y, donde el plano X se define como el plano de dirección y el plano Y como el de inclinación.

Luego entonces, los ángulos asociados con los desplazamientos en los planos X y Y son llamados ángulos de dirección y de inclinación respectivamente (Fig. 4.5), (Un siglo de la perforación en México, 2000).

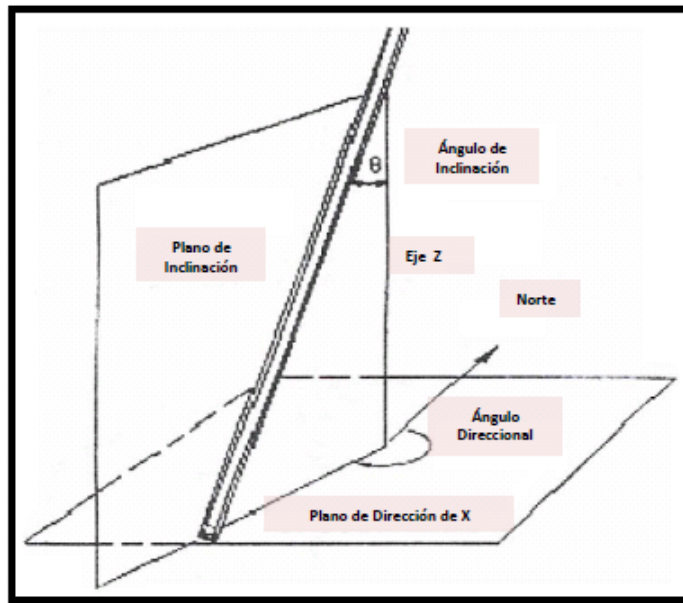


Fig. 4.5 Planos de inclinación en un pozo direccional (Cárdenas, 2008)

Existen varios tipos de perfiles de pozos direccionales, diferenciados tanto por su forma, su función, limitaciones geológicas, geomecánicas, económicas y de operación. Con base en las perforaciones que se han venido realizando en los últimos años, los más frecuentemente usados son: pozos tipo tangencial, pozos tipo S, pozos tipo J, pozos inclinados, pozos horizontales y pozos multilaterales (Cárdenas, 2008).

De acuerdo al objetivo, los pozos direccionales pueden tener un sinnúmero de trayectorias, donde la principal limitante es la imaginación, aspectos económicos y técnicos propios de esta tecnología; no obstante en la literatura se encuentra la siguiente categoría de acuerdo a la trayectoria que presentan:

Tipo I: La configuración de estos pozos tiene como característica que la desviación inicial se presenta a poca profundidad, el ángulo de inclinación que alcanza el pozo se mantiene constante hasta llegar al objetivo. Esta configuración se aplica usualmente en pozos de profundidad moderada, en regiones en las que la producción se encuentra en un solo intervalo y en las que no se requieren sartas intermedias de revestimiento; también se utiliza en pozos de mayor profundidad en los que se requiere mucho desplazamiento lateral (Fig. 4.6), (Cárdenas, 2008).

Tipo II: Es el pozo que describe una trayectoria en forma de S, para lograr tan caprichosa configuración la desviación se inicia también cerca de la superficie; la inclinación se mantiene hasta que se logra casi todo el desplazamiento lateral,

seguidamente se reduce al ángulo de desviación hasta volver el pozo a la vertical hasta el objetivo. Por su geometría esta configuración puede traer algunos problemas durante la perforación y se utiliza principalmente para perforar pozos con intervalos productores múltiples, o en los que hay limitaciones impuestas por el tamaño y la localización del objetivo (Fig. 4.6), (Cárdenas, 2008).

Tipo III: En este tipo de pozos la desviación se comienza a una gran profundidad por debajo de la superficie y el ángulo promedio de inclinación se mantiene constante hasta llegar al objetivo. Esta configuración es particularmente apropiada para situaciones como las de perforación a través de fallas o de domos salinos, o en cualquier situación en las que se requiera reperforar o reubicar la sección inferior del pozo (Fig. 4.6), (Cárdenas, 2008).

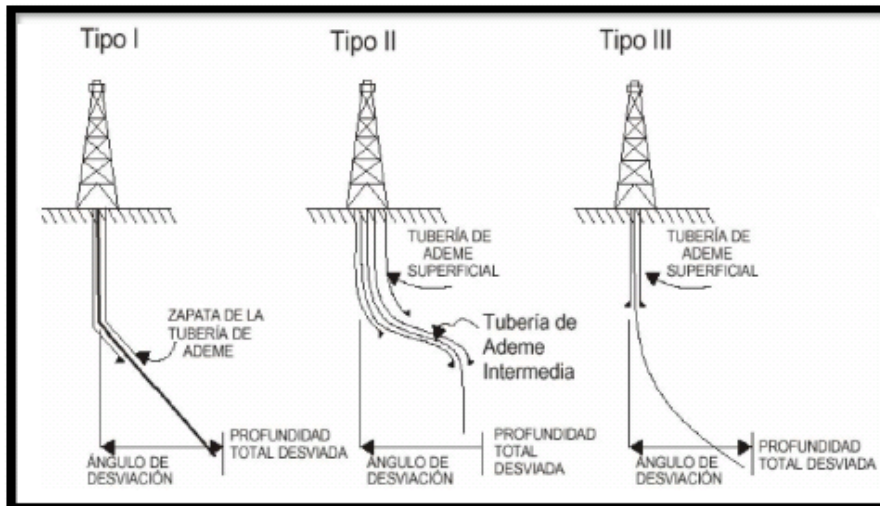


Fig. 4.6 Patrones de desviación típicos de la perforación direccional (Cárdenas, 2008)

4.2.2.- APLICACIÓN DE LOS POZOS DIRECCIONALES

Esta tecnología tiene múltiples aplicaciones, por lo que a continuación se mencionan las más trascendentes:

1) Controlar o matar un reventón de un pozo: Es una de las aplicaciones de más riesgo en la perforación direccional; en esta aplicación se perfora un pozo direccional el cual tiene el objetivo de mermar la presión de formación, mediante la inyección de fluidos de perforación con alta densidad (Fig. 4.7.A), (Vázquez, 2008).

2) Pozos costa fuera: Una de las aplicaciones más comunes de la perforación direccional en la actualidad, es en pozos costa afuera, ya que erigir una sola plataforma de producción cuesta millones de dólares y erigir una para cada pozo no sería económico; pero usando la perforación direccional se pueden perforar varios pozos desde una sola plataforma desviándolos después, de modo que lleguen al yacimiento; se debe de respetar el espaciamiento requerido entre pozos (Fig. 4.7.B), (Vázquez, 2008).

3) Pozos Exploratorios: También se usa la perforación direccional controlada en la perforación de pozos exploratorios, para localizar el contacto agua-aceite, y la localización exacta de planos de fallas (Fig. 4.7.C), (Vázquez, 2008).

4) Perforación en fallas geológicas: Esta aplicación se utiliza para el control de fallas, en este caso el pozo es desviado a través de la falla o en paralelo con ella, por lo que se elimina el riesgo de perforar pozos verticales a través de planos de fallas muy inclinados, al seguir la dirección preferencial del plano de falla con la sarta de perforación, lo que puede ocasionar el deslizamiento y perforación de las sartas de revestimiento, así mismo, se elimina el riesgo de tener que perforar a través del plano de una falla que en el caso de ocurrir un sismo, si se mueven bloques se podría mover y cortar la tubería de revestimiento (Fig. 4.7.D), (Vázquez, 2008).

5) Localidades inaccesibles: Esta es una de las razones por las que más se utiliza este método, cuando se tiene la necesidad de situar el equipo de perforación a cierta distancia horizontal del yacimiento, como ocurre cuando los intervalos productores se encuentran debajo de ríos, montañas, ciudades, selvas, etc. (Vázquez, 2008).

6) También se utiliza este método cuando los pozos en el mar se encuentran relativamente cerca de la línea de costa, y la perforación en tierra resulta ser de mayores beneficios que perforar en mar (Fig. 4.8.E), (Vázquez, 2008).

7) Perforación a través de Domos Salinos: Este método es utilizado para alcanzar los intervalos productores que frecuentemente están situados bajo el tope protuberante de un diapiro de sal (canopie); el pozo se perfora primeramente cortando lo que está arriba de la estructura salina y posteriormente se desvía para que penetre bajo la protuberancia (Fig. 4.8.F), (Vázquez, 2008).

8) Discordancias: Estos son casos especiales debido a que pueden ocurrir múltiples cuerpos arenosos próximos que pueden ser perforadas con un simple pozo, en algunos casos las areniscas se encuentran separadas por una discordancia o por una falla; se requiere en estos casos un gran número de pozos

verticales para producir cada horizonte arenoso, sin embargo, con un pozo direccional se pueden penetrar varios cuerpos arenosos lo cual significa una gran reducción en los costos de producción (Fig. 4.8.G), (Vázquez, 2008).

9) Desviación lateral y enderezamiento: Se utiliza primordialmente para apartarse de una obstrucción (como puede ser un pez, casquete de gas, etc.), desviando el pozo y librando la zona problemática; también se aplica como una acción correctiva cuando el pozo se ha torcido gravemente (Fig. 4.8.H), (Vázquez, 2008).

10) Pozos Horizontales y Multilaterales: Estas dos aplicaciones se pueden explicar de la siguiente forma: Cuando el pozo direccional alcanza un ángulo de 90° este se vuelve un pozo horizontal (Figura 4.9.I), desde esta posición o en una posición indicada se pueden hacer ventanas para perforar varios pozos direccionales (pozos multilaterales); desde una sola plataforma petrolera disminuye los costos operativos al maximizar la utilización de una sola instalación en vez de una por cada pozo a perforar (Figura 4.9.J), (Vázquez, 2008).

11) Construcción de oleoductos y/o gasoductos: En el campo de la comercialización y distribución de los hidrocarburos, la perforación direccional se utiliza para construir huecos para la instalación de ductos sin afectar el medio ambiente (Vázquez, 2008).

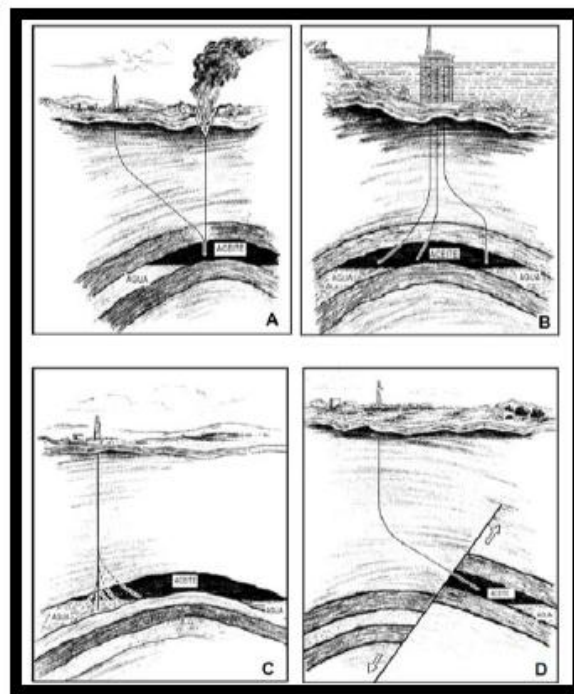


Fig. 4.7 Desviaciones típicas en la perforación direccional de pozos petroleros (PetroSkills OGCI, 2007)

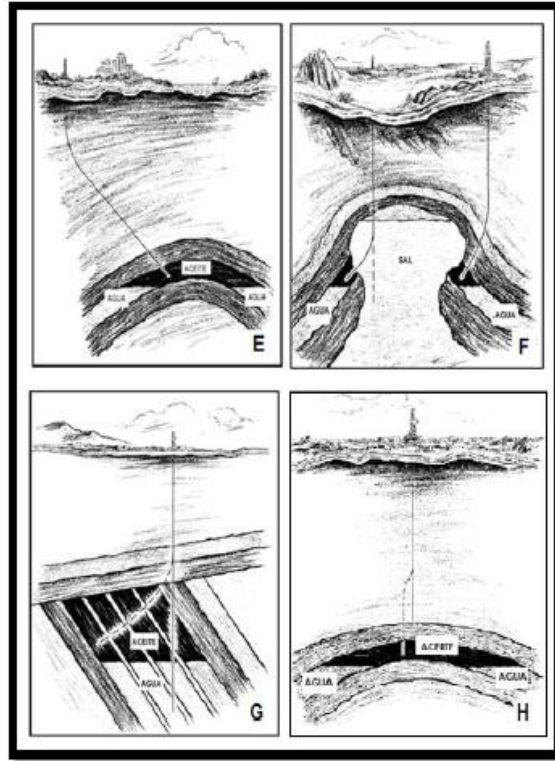


Fig. 4.8 Desviaciones típicas en la perforación direccional de pozos petroleros (PetroSkills OGCI, 2007)

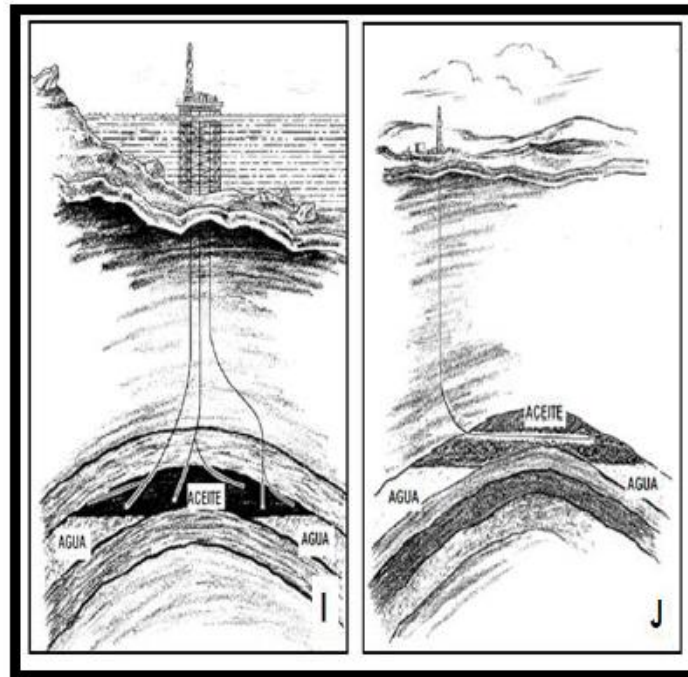


Fig. 4.9 Desviaciones típicas en la perforación direccional de pozos petroleros (PetroSkills OGCI, 2007)

CAPÍTULO 5

5.- ESTRATEGIAS DE EXPLOTACIÓN

Para una buena estrategia de explotación, se debe realizar un análisis completo, en el cual se tome en cuenta la descripción del yacimiento, el diseño de pozos y las instalaciones, con la finalidad de tener varias opciones técnicas y de ejecución para escoger la más conveniente, (Fig. 5.1)

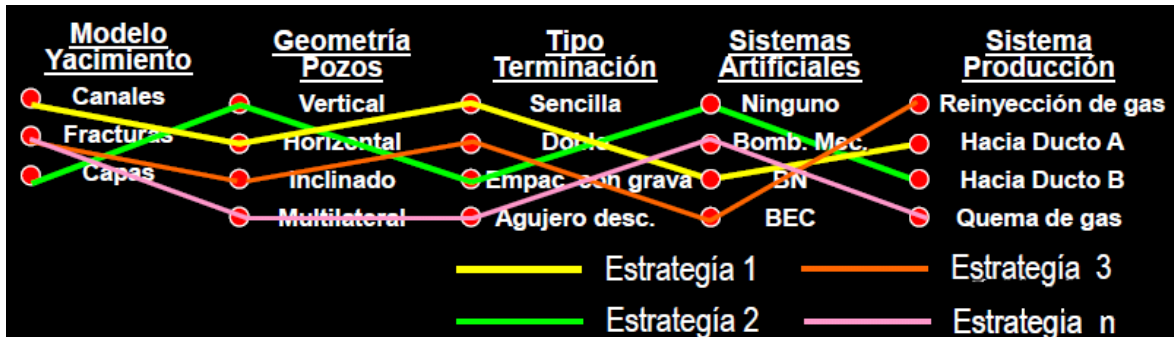


Fig. 5.1 Opciones Técnicas y Estrategias de Ejecución (Facultad de Ingeniería, 2010)

5.1.- MODELO PETROFÍSICO

Para el análisis petrofísico del Campo Miquetla, se revisó la información de mejor calidad en 20 pozos productores y no productores del área, mediante su validación, verificación de control de calidad y revisión de la información. Se trabajó en la identificación de estructuras geológicas y echados de las capas, para apoyar la interpretación estructural, así como las electrofacies y estructuras sedimentarias para apoyar la interpretación de facies sedimentarias. Se verificó lo correspondiente a la correlación de registros de pozos con secciones sísmicas y la conversión de tiempo a profundidad. Se revisó la interpretación petrofísica a partir de las propiedades físicas de las rocas medidas con los registros geofísicos de pozos y datos de producción; así como el modelo petrofísico empleado para el cálculo de volumen de arcilla, porosidad efectiva, saturación de fluidos y permeabilidad (UNAM-CNH, 2012).

a) Información disponible para el análisis petrofísico.

Se utilizó la información disponible de los 10 pozos más productores: MI-1, MI-2, MI-3, MI-4, MI-5, MI-6, MI-7, MI-8, MI-9 y MI-10, y de los 10 pozos menos productores: MI-11, MI-12, MI-13, MI-14, MI-15, MI-16, MI-17, MI-18, MI-19 y MI-20. Así como de los pozos con núcleos: MI-21 (improductivo), CALA X y ADULA X (UNAM-CNH, 2012).

En los pozos indicados, en general se tienen poca información disponibles en formato digital LAS con registros antiguos de: rayos gamma naturales (GR), resistividad normal larga (LN), resistividad normal corta (SN), micronormal (MOR), microinversa (MINV), porosidad neutrón (NEUT)), y caliper (CALI). Solo un pozo presenta registros modernos, incluyendo alentamiento o tiempo de tránsito, sónico (DT), densidad (RHOB) y resonancia magnética nuclear (T2). Adicionalmente en la mayoría de los pozos estudiados se cuenta con una imagen GIF con la interpretación petrofísica de los constituyentes minerales, porosidad efectiva y saturación de fluidos (UNAM-CNH, 2012).

En el software de Petrel se encontraban cargadas las curvas GR, resistividad profunda (RD), resistividad somera (RS) y las curvas interpretadas de porosidad efectiva (PHIE), saturación de agua (Sw), volumen de arcilla (VCL) y permeabilidad (K), (UNAM-CNH, 2012).

b) Análisis y síntesis de la información disponible.

Se revisó la información petrofísica disponible y se validó la información de pozos del área de estudio cargada en el software.

No se pudo verificar la calidad de los registros geofísicos de pozos debido a que no se cuenta con los encabezados de los registros de campo, ni tramos repetidos o calibraciones; sin embargo, no se aprecia ruido en las curvas y donde se tiene la curva caliper, el agujero no presenta derrumbes (UNAM-CNH, 2012).

No se pueden distinguir estructuras geológicas, ni dirección de echados de las capas en las curvas de registros disponibles y no se tienen registros de echados o registros de imágenes de pozo, con los que se pudieran identificar (UNAM-CNH, 2012).

No se tienen disponibles registros de imágenes de pozo, registros de echados o de potencial natural, para realizar la identificación de estructuras sedimentarias. Solo en algunos casos se aprecian cambios en los registros donde se marcan las discordancias en los pozos (UNAM-CNH, 2012).

c) Distribución espacial de propiedades.

En el sector de Miquetla los intervalos en producción se encuentran en la Formación Chicontepec por arriba de la base del Terciario, pero también en la Formación Tamabra del Cretácico. El espesor entre las discordancias A y B se adelgaza mucho en este sector, donde esta unidad se compone de arenas con mayor contenido de calcita que cuarzo, tanto granos como cementante, con espesores mayores en arenas (litarenitas y calcarenitas) que en lutitas. En el

fondo de los pozos que alcanzan el Cretácico se presentan brechas calcáreas. En varios de los registros se observan resistividades bajas aún en los carbonatos, debido a limitaciones del registro eléctrico convencional (SN y LN), (UNAM-CNH, 2012).

No se tiene un cubo sísmico en esta área, sólo se tienen 4 secciones sísmicas 2D., además, la mayor cantidad de pozos se encuentran en la parte poniente del sector de Miquetla. En general entre las discordancias A y B no se tiene continuidad en los bloques, ni fuertes amplitudes en los reflectores. Las discordancias en este sector coinciden con los reflectores sísmicos y se tienen algunos horizontes con altas amplitudes, sobre la discordancia B, bajo la discordancia A y debajo de la base del Terciario (UNAM-CNH, 2012).

No es posible ubicar exactamente los intervalos productores en las secciones sísmicas para verificar la relación con las amplitudes sísmicas, debido a que solo se tienen secciones 2D (UNAM-CNH, 2012).

d) Análisis de datos y resultados.

Se reinterpretaron algunos de los pozos y se encontró que la interpretación se ajusta al modelo de Doble Agua, obteniéndose una porosidad efectiva que en promedio es de alrededor de 10% en los cuerpos mas arenosos del sector Miquetla y llega alcanzar valores mayores en la Brecha Tamabra; la cual de acuerdo a los núcleos, se tiene porosidad primaria intergranular y por disolución.

En la Fig. 5.2 se grafican los rangos de variación de la porosidad y permeabilidad de núcleos en pozos del sector Miquetla, observándose que los límites máximos son 15% para la porosidad y 100mD para la permeabilidad (UNAM-CNH, 2012).

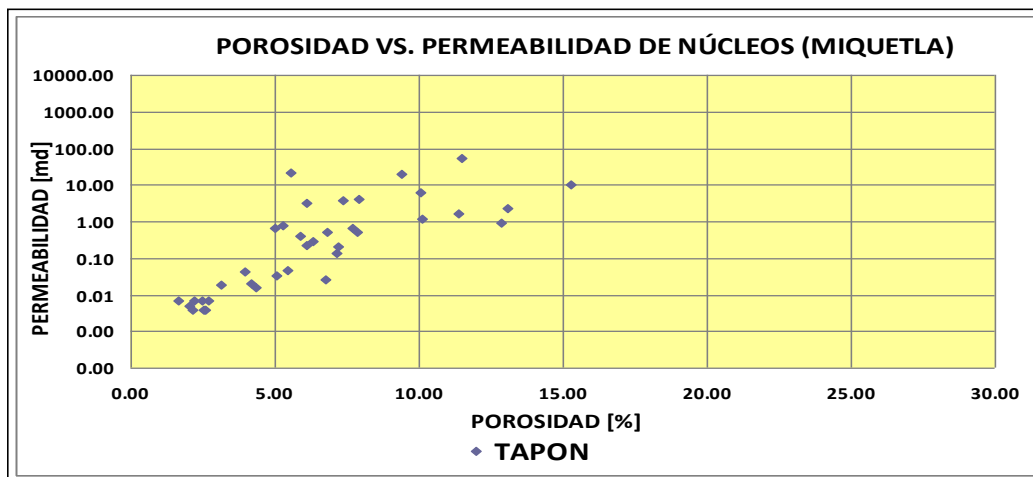


Fig. 5.2 Crossplot de porosidad contra permeabilidad de núcleos en el sector Miquetla (UNAM-CNH, 2012)

En el sector Miquetla se tiene un porcentaje de calcita de casi el doble de cuarzo, que son los dos minerales principales, además de arcilla y plagioclasa, y en menor porcentaje dolomita y feldespato (Fig. 5.3); el porcentaje de pirita es mínimo y sólo en algunos pozos. La cantidad de arcilla no es tan alta en los intervalos arenosos, en promedio se tiene 9%. Se observa que hay tres tipos de arcilla presentes, con mayor porcentaje la illita, seguida por clorita y en menor porcentaje caolinita (Fig. 5.4). El tipo de distribución de arcilla autigénica es dispersa, ocupando parte del espacio poroso (UNAM-CNH, 2012).

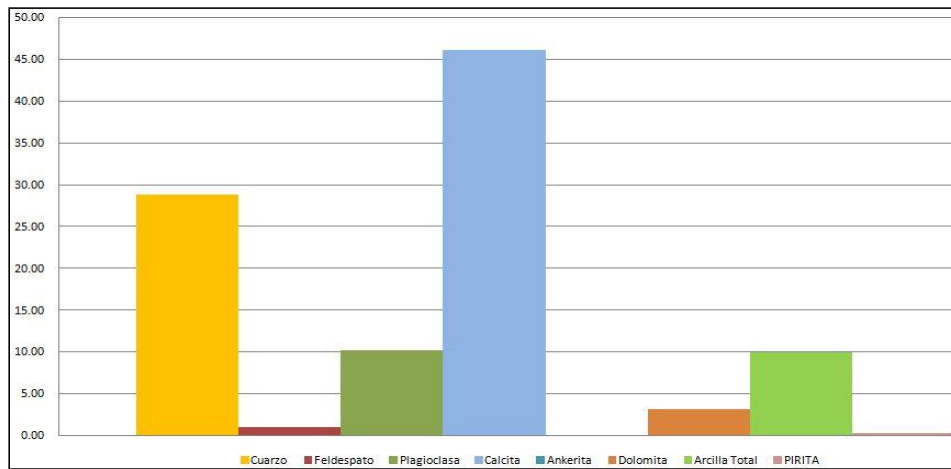


Fig. 5.3 Gráfica de Porcentaje de minerales en núcleos en pozo del Campo Miquetla (UNAM-CNH, 2012)

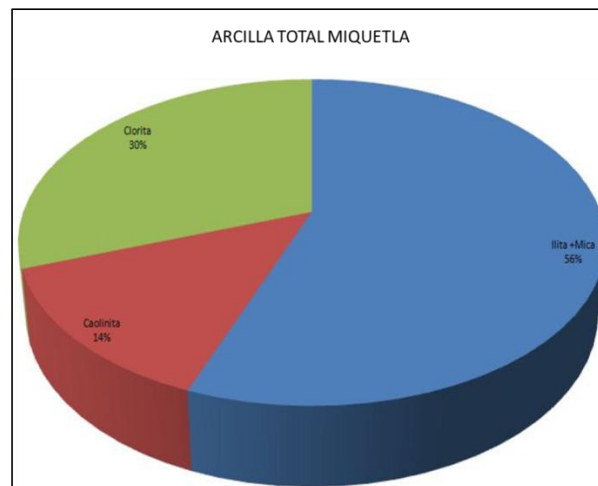


Fig. 5.4 Gráfica de promedios de porcentajes de tipos de arcillas en núcleos de pozo del Campo Miquetla (UNAM-CNH, 2012)

e) Propuesta de modelo.

Tomando en cuenta las observaciones anteriores, se propone que en el modelo petrofísico se agregue por lo menos otro mineral, en este caso la calcita y que se reevalúe el volumen de arcilla. En los registros del pozo MI-12 (Fig. 5.5) se utilizó el modelo de Doble Agua para reinterpretar el modelo petrofísico, incluyendo calcita. La selección del modelo de Doble Agua se realizó no obstante que el volumen de arcilla en los núcleos es menor a 15%, esto debido a que se analizaron los intervalos más limpios y en general los intervalos productores están intercalados por capas de arcillas. Al utilizar este modelo para la interpretación petrofísica se observa que se reduce el volumen de arcilla y disminuye la porosidad efectiva, debido a que la calcita cementa los granos de cuarzo y reduce la porosidad (UNAM-CNH, 2012).

Al realizar la interpretación petrofísica se observa que en este caso el modelo depende fuertemente de la resistividad del agua de formación (R_w), (este a su vez de la salinidad) y de la resistividad verdadera de la roca (R_t). En el modelo propuesto se utilizó la R_w a partir de la salinidad reportada para el área, de entre 35,000 ppm a 45,000 ppm, como R_t se utilizó la curva de resistividad profunda (R_{85}) y como R_{xo} a la curva de resistividad somera (R_{60}). Las curvas de resistividad y las de porosidad, no se corrigieron por efectos ambientales ya que no se dispone de los encabezados de los registros geofísicos de pozos, y no se hizo interpretación de R_t y R_{xo} , por diámetro de invasión. Por lo que los porcentajes obtenidos por el modelo no pueden considerarse óptimos (UNAM-CNH, 2012).

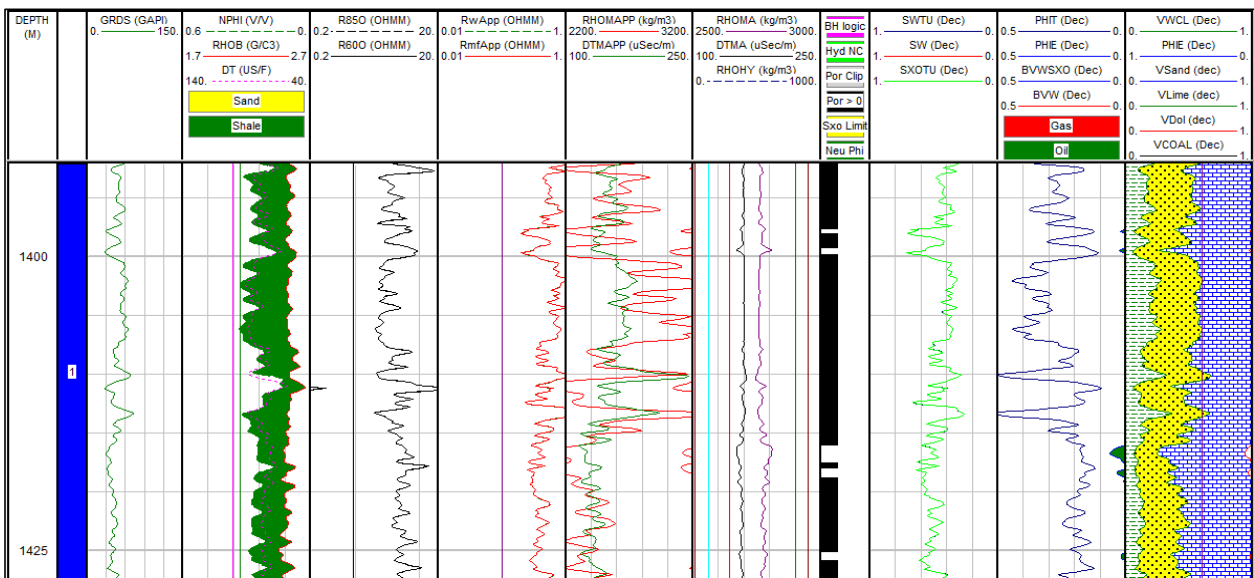


Fig. 5.5. Impacto en el modelo petrofísico debido a la inclusión de la mineralogía analizada, ejemplo en pozo MI-12 (UNAM-CNH, 2012)

En los modelos que se propongan en las otras áreas de Chicontepec, se plantea estimar el exponente de cementación (m), el coeficiente de tortuosidad (a), la resistividad del agua de formación y el exponente de saturación (n), para los intervalos de litarenitas y calcarenitas, utilizando la gráfica de Pickett a partir de las mediciones de registros geofísicos de pozos. Se recomienda calibrar estos valores con los obtenidos a partir de núcleos (UNAM-CNH, 2012).

5.2.- INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

En el modelo de Petrel, se tienen cargadas todas las curvas de registros de pozos que se utilizan para el cálculo de volúmenes y para la propagación geoestadística de los parámetros en todo el volumen de Miquetla, porosidad efectiva (PHIE), saturación de agua (SW), volumen de arcilla (VCL), rayos gamma naturales (GR), resistividad profunda (RD), resistividad somera (RS) y permeabilidad (K).

Los valores de corte utilizados son los mismos empleados para todos los campos del canal de Chicontepec, $V_{cl} \leq 0.50$, $PHIE \geq 0.05$ y $Sw \leq 0.65$, aunque esto no se considera adecuado pues hay variaciones en los tipos de roca y unidades de flujo petrofísicas en la cuenca (UNAM-CNH, 2012).

En el Campo Miquetla también se tienen intervalos productores en la brecha debajo de la base del Terciario, en muchos de los pozos. Esto puede conducir a un valor de producción mayor en algunos pozos y producciones acumuladas del campo que no corresponden sólo al Grupo Chicontepec, sino a la brecha de la Formación Tamabra (UNAM-CNH, 2012).

En todos los pozos analizados del sector de Miquetla se tiene un alto contenido de calcita en un porcentaje mayor que cuarzo, por lo que debe incluirse, además del tipo de arcilla, en la interpretación del modelo petrofísico. Al incluirse la calcita se observa que se reduce la porosidad efectiva, debido principalmente a que esta llega a cementar los granos de cuarzo.

Se observa que al calcular el volumen de arcilla se utilizan los rayos gamma naturales totales. Se recomienda que se reste el contenido de Uranio presente en el Campo Miquetla. Con el índice de arcillosidad (I_{sh}) obtenido con la curva de rayos gamma corregida, se debe obtener el volumen de arcilla (V_{sh}) utilizando la fórmula de Larionov para rocas del Terciario. Por lo que el modelo petrofísico se modifica y esto se refleja en el cálculo de volúmenes de hidrocarburos (UNAM-CNH, 2012).

Para estimar con mayor certeza el volumen de hidrocarburos en Chicontepec a partir del cálculo de saturación de agua, se debe determinar el efecto de la variación de la resistividad de la roca debido a anisotropía eléctrica originada por el contenido y forma de depósito de las arcillas.

Con las curvas calculadas que se tienen actualmente para Miquetla con el modelo petrofísico empleado, los valores de corte pueden tener un rango mayor para V_{cl} del que se utiliza para cálculo de volúmenes: $V_{cl} \leq 0.5$. El valor de $S_w \leq 0.65$ es adecuado en este sector. Así los valores de corte obtenidos para Miquetla son: $V_{cl} \leq 70\%$, $S_w \leq 65\%$ y $PHIE \geq 6\%$; estos valores de corte deben variar de acuerdo a las facies sedimentarias en las diferentes regiones de Miquetla, lo más adecuado es que se determinen por unidades geológicas y/o clase de roca y unidades de flujo (UNAM-CNH, 2012).

Una de las características de los pozos analizados en el Campo Miquetla es que la Presión inicial del yacimiento (P_i), es muy cercana a la Presión de burbujeo (P_b), por lo que al iniciar la explotación del pozo, la Presión de fondo fluyendo (P_{wf}) llega a valores cercanos a la P_b , lo que provoca liberación de gas, lo que disminuye la capacidad del aceite para fluir a la superficie (UNAM-CNH, 2012).

A continuación se muestra el análisis realizado al pozo MI-16 del Campo Miquetla.

- **Pozo MI-16**

El pozo se terminó en noviembre de 1960, como productor de aceite a través del intervalo 2003-2013 m de la formación Cretácica Tamabra, con una producción inicial de 190 BPD y 1% de corte de agua. En abril de 1965 se realizó la conversión a sistema artificial de bombeo neumático; en el 2005 se tuvo una falla en el aparejo y se decidió hacer la conversión a bombeo mecánico en el intervalo 1140-1230 m. El gasto máximo fue de 220 BPD y después se estabilizó en una producción promedio de 25 BPD, este comportamiento se puede ver en la gráfica de la Fig. 5.6. Se fracturó hidráulicamente con nitrógeno en marzo del 2010 en el intervalo de 1404-1433m, el cual corresponde a arenas que presentan una porosidad (\emptyset) del 20%, una saturación de agua (S_w) de 54%, un volumen de arcilla (V_{CL}) del 6% y una permeabilidad (K) de 27 Md. Durante el periodo del 15 de febrero de 2009 al 15 de julio de 2010 presenta un registro de producción acumulada de aceite (N_p) de 348,334 Mbbl, una producción acumulada de agua (W_p) de 2,446 Mbbl y un gasto acumulado de gas de 1421,521 MMcf. (UNAM-CNH, 2012).

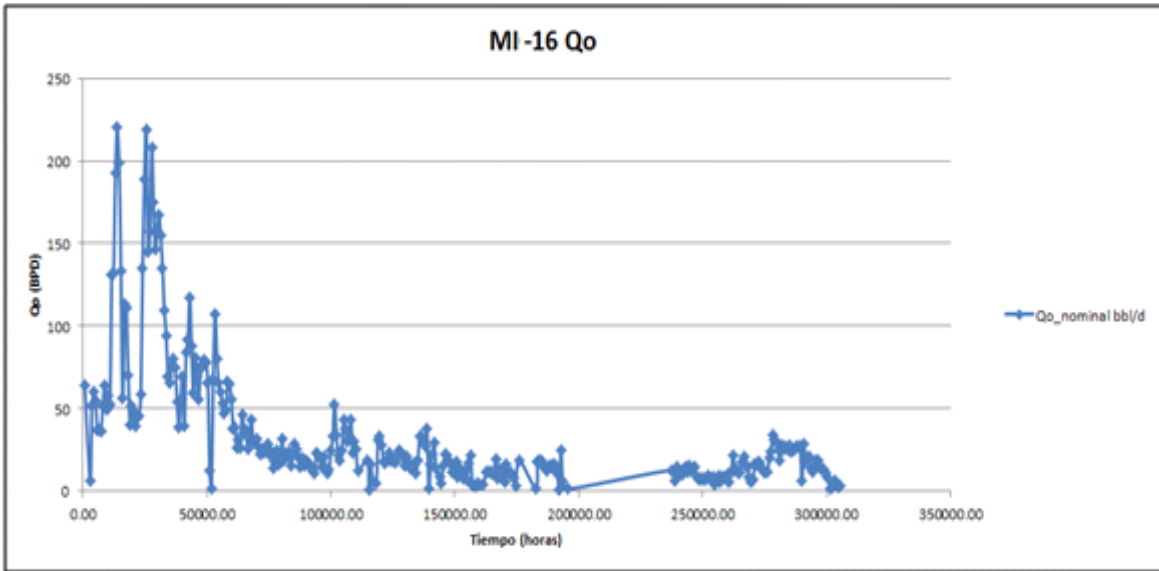


Fig. 5.6 Gráfica del comportamiento de la producción del pozo Mi-16 (UNAM-CNH, 2012)

La Fig. 5.7 presenta el comportamiento de los datos de producción de la segunda etapa; se puede observar que los datos muestran un comportamiento de flujo lineal al ajustarse a una línea recta de pendiente $\frac{1}{2}$, indicando que el pozo probablemente se encuentre localizado en área de canal. El comportamiento de flujo lineal tiene una duración aproximada de 10 años (UNAM-CNH, 2012).

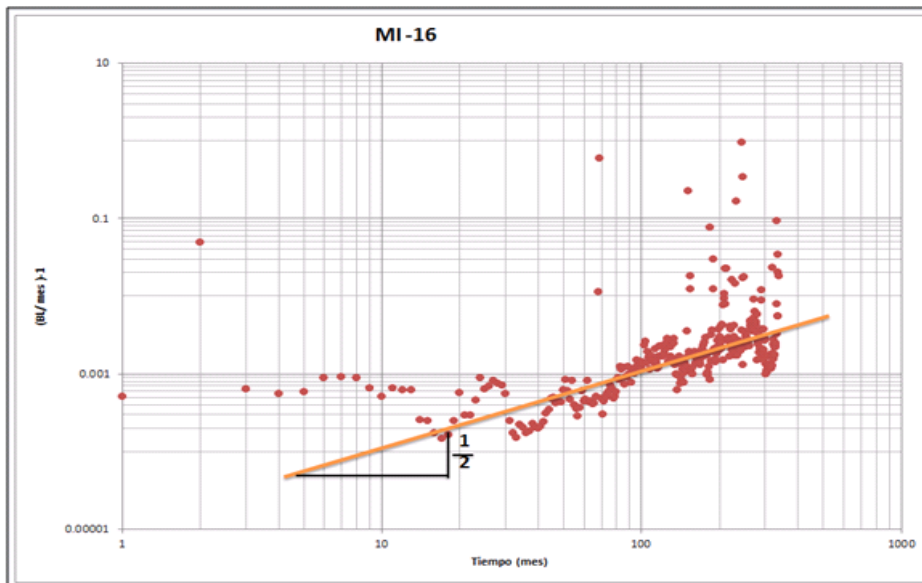


Fig. 5.7 Gráfica del comportamiento de $1/q$ para el pozo Mi-16 (UNAM-CNH, 2012)

5.3.- SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Los Sistemas Artificiales de Producción (SAP), son equipos adicionales al aparejo de producción, los cuales tienen la función de suministrar energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento, para que estos lleguen a la superficie. Para la implementación de un SAP, hay que tomar en cuenta diversos factores, por ejemplo, el tipo de yacimiento que se está explotando, la profundidad del pozo, la rentabilidad del proyecto, la geometría del pozo, la cantidad de arena, la localización, etc. Los sistemas más utilizados en la industria petrolera son: Bombeo Mecánico, Bombeo Neumático Continuo o Intermitente, Bombeo de Cavidades Progresivas, Bombeo Electrocentrífugo Sumergido y Bombeo Hidráulico (PEMEX, 2005).

En el Campo Miquetla el Sistema de Producción Artificial más utilizado es el Bombeo Mecánico, dado que las características del pozo y del yacimiento permiten la implementación de este sistema. Aunque se tiene registro de otros casos en donde la mejor opción para un sistema de levantamiento artificial en los pozos del campo, es el Bombeo Neumático (PEMEX, 2005).

5.3.1.- BOMBEO MECÁNICO

El Bombeo Mecánico (Fig. 5.8), consiste en la extracción de fluidos mediante un movimiento ascendente-descendente, transmitido por medio de una sarta de varillas a la bomba dentro de la tubería de producción en el fondo. Este sistema es viable en los pozos verticales del Campo Miquetla, puesto que cumple con los requerimientos necesarios para su implementación: bajo índice de productividad, no existe producción de arena, $P_{wf} > P_b$, la presión de fondo fluyendo es la necesaria para que los fluidos alcancen un nivel estático dentro del pozo (PEMEX, 2005).

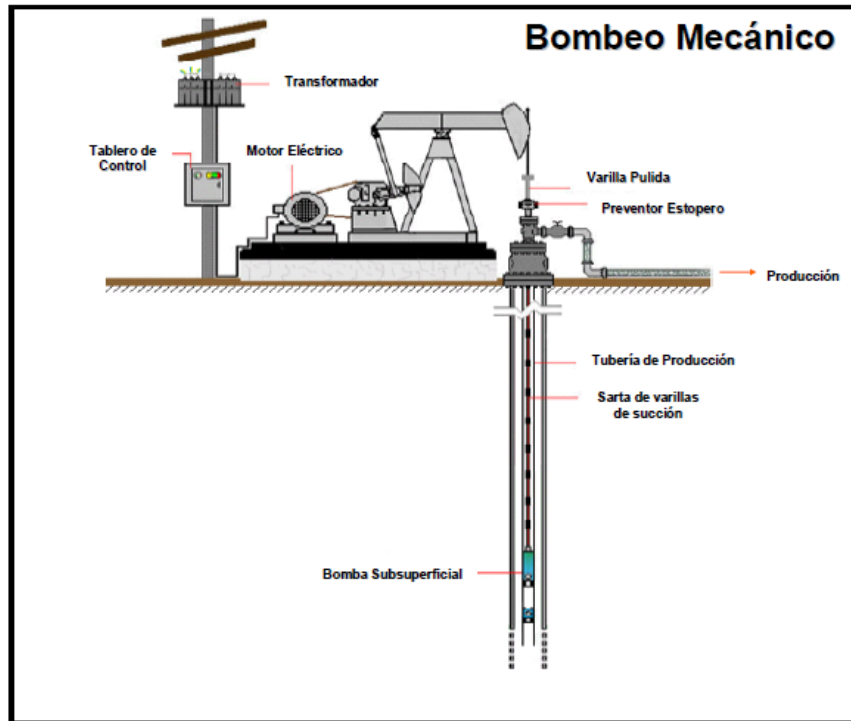


Fig. 5.8 Funcionamiento del SAP Bombeo Mecánico (PEMEX, 2005)

5.3.2.- BOMBEO NEUMÁTICO

En el Bombeo Neumático, la energía se transmite al gas en una compresora elevando la presión de operación a lo requerido, éste se transporta mediante ductos al pozo, contando en la superficie con un control superficial de gas y el aparejo consiste en varias válvulas de inyección. En este caso, los elementos mecánicos no entran en contacto con los fluidos del yacimiento. También es posible operar el sistema de Bombeo Neumático utilizando gas húmedo, producido mediante un sistema cerrado recirculando el gas y el excedente se envía a proceso. Así el gas para inyección no se comprará, lo cual significa un gran ahorro para el sistema (Fig. 5.9)

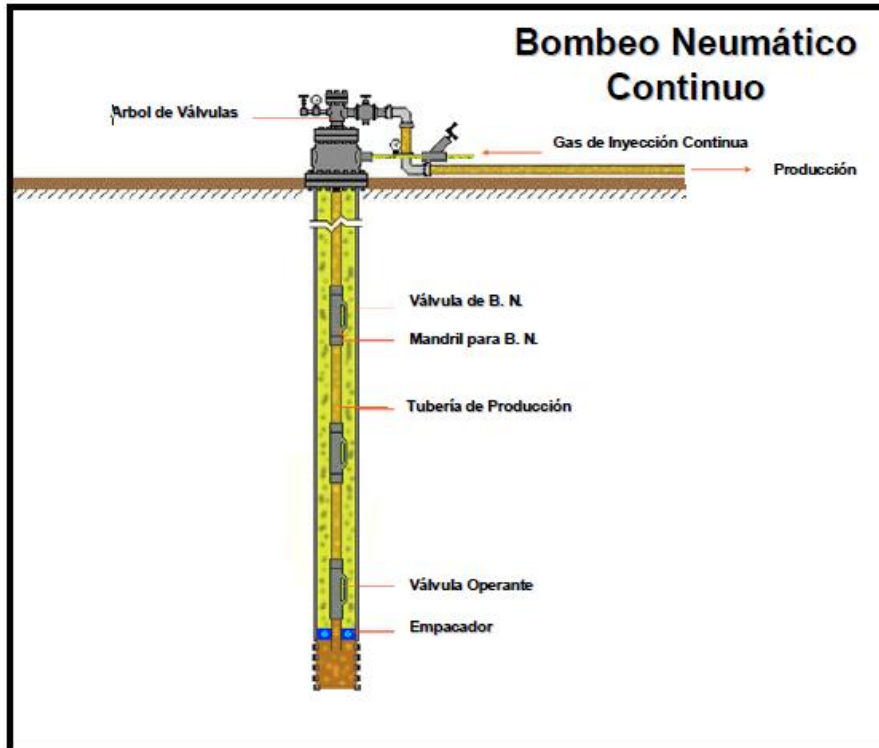


Fig. 5.9 Funcionamiento del Bombeo Neumático Continuo (PEMEX, 2005)

Con el fin de garantizar la adecuada explotación del yacimiento se cuenta con una serie de análisis nodales que consideran la integración del mismo con las conexiones superficiales, lo cual permite el diseño y optimización de la infraestructura de producción adecuada.

La técnica del análisis nodal involucra una metodología para determinar la capacidad de un sistema de producción mediante un análisis con una visión integral para:

- Diseñar los componentes.
- Determinar restricciones.
- Determinar el efecto de cambiar uno o varios componentes
- Estudiar el efecto del diámetro de la línea de flujo.
- Estudiar el efecto de una estimulación de la formación.
- Seleccionar el tamaño de la tubería de producción.
- Analizar el sistema de producción para detectar restricciones.
- Evaluar los efectos de la terminación del pozo.
- Analizar el comportamiento de pozos inyectoros de agua, gas, vapor, diluentes o cualquiera otro fluido.

- Analizar el efecto de la declinación de la presión de yacimiento y el tipo de mecanismo de producción.
- Analizar sistemas de multipozos.
- Optimizar los diseños de sistemas de levantamiento artificial.
- Estudiar el efecto de la inyección alternada de vapor

La técnica se basa un análisis que combina los distintos componentes asociados a un pozo, con el objetivo de predecir las tasas de flujo y optimizar los componentes del sistema. La línea azul representa el volumen de fluido por unidad de tiempo que el yacimiento es capaz de aportar ante una caída de presión determinada. La línea roja se construye a partir de las curvas de gradiente dinámico, y es reflejo de las pérdidas de presión a través de la tubería de producción del pozo a distintas tasas de flujo. El cruce entre las curvas representa la producción real o esperada del sistema (Fig. 5.10), (PEMEX, 2005).

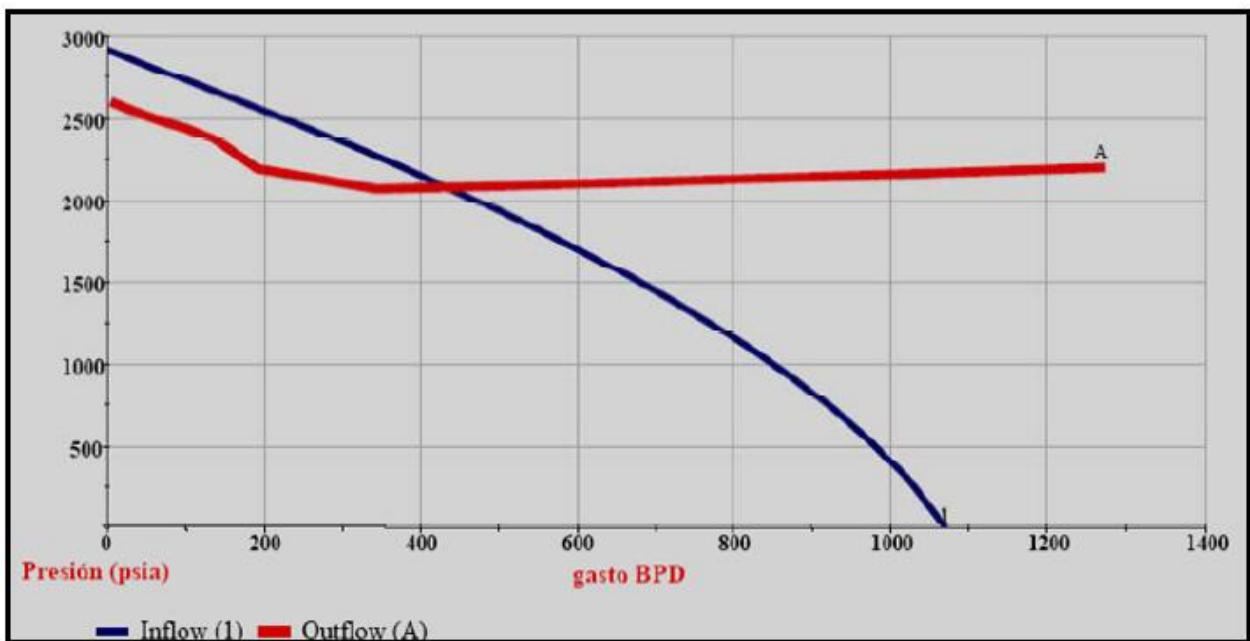


Fig. 5.10 Análisis Nodal (PEMEX, 2005)

La razón fundamental de someter un sistema de producción a la técnica de análisis nodal es simplemente porque esta involucra en sus cálculos a todos los elementos del sistema, permite determinar el efecto de su variación en la capacidad de transporte y tener una imagen de conjunto del comportamiento del

pozo. Desde la perspectiva de evaluación esto es posible, sin embargo, en condiciones de diseño, sin restricciones económicas, es factible dimensionar el sistema de producción en su conjunto para obtener la capacidad de transporte requerida, o bien, la capacidad de transporte idónea, teniendo como limitante tan solo la capacidad de afluencia del yacimiento al pozo.

El análisis nodal se puede aplicar a pozos fluentes, inyectoros o productores mediante un equipo artificial de producción (su aplicación al bombeo neumático es muy común). Por otra parte, del análisis del comportamiento de los elementos del sistema se pueden identificar las posibles restricciones que modifiquen negativamente la capacidad de transporte del mismo. También es posible estudiar y comprender con relativa facilidad el comportamiento de estranguladores, válvulas de seguridad, etc. (PEMEX, 2005).

5.4.- ESTADO ACTUAL DEL DESARROLLO

En el 2010, se reiniciaron las actividades de operación y mantenimiento reactivando pozos con reparaciones menores en los Campos Coyotes y Horcones los cuales se encuentran al Este de esta área estudiada, cabe mencionar que los gastos promedios antes de la reactivación (abril 2010) de los pozos era de 20 bpd, de 79 pozos en operación, con 1750 bpd promedio mensuales y para julio de 2012, el gasto promedio fue de 30 bpd con 110 pozos en operación y una producción mensual promedio de 3300 bpd. La actividad de perforación se reinició en los años 2011 y continuó durante 2012, se perforaron tres pozos horizontales y a la fecha se han terminado dos, Coyotes 423D y Coyotes 276D (Fig. 5.11), ambos se terminaron con cinco multifracturas (Fig. 5.12) y el gasto inicial del primero de estos, fue de 400 bpd de aceite neto de 37 °API y 0.471 mmpcd con un corte agua de 30% el cual disminuyo a 15%, el gasto inicial del segundo pozo fue de 318 bpd de aceite de 28 °API y 0.093 mmpcd de gas y un corte de agua de 35% y continua en limpieza por lo cual se considera que el corte de agua disminuirá como se observó en el primer pozo (Pemex, 2013).

EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO MIQUETLA EN LA CUENCA DE CHICONTEPEC

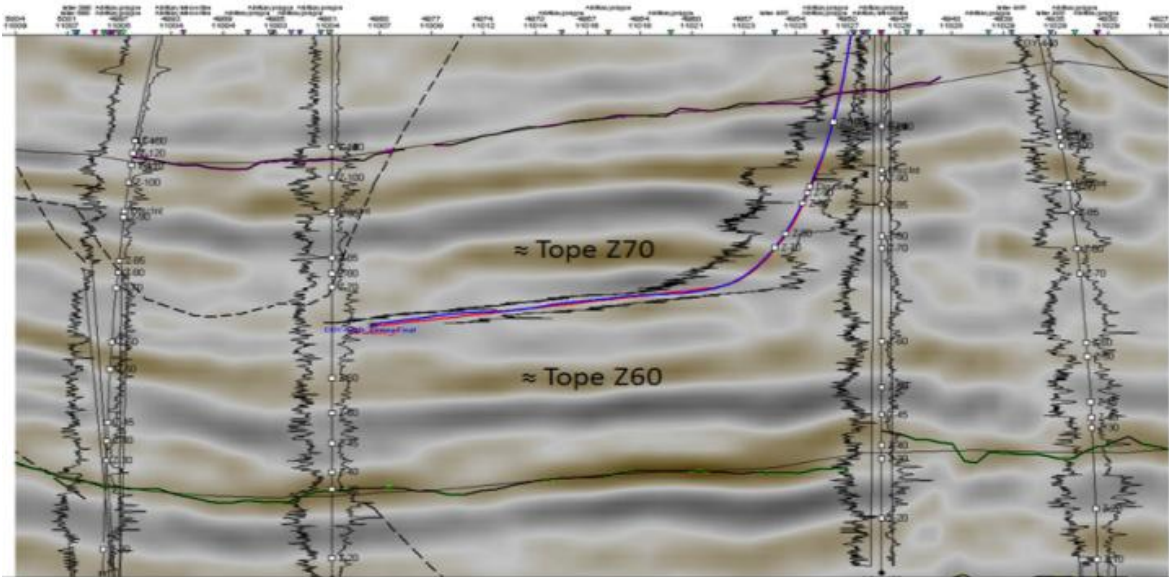


Fig. 5.11 Sección sísmica estructural del pozo Coyotes 423D con la trayectoria horizontal (Pemex, 2013)

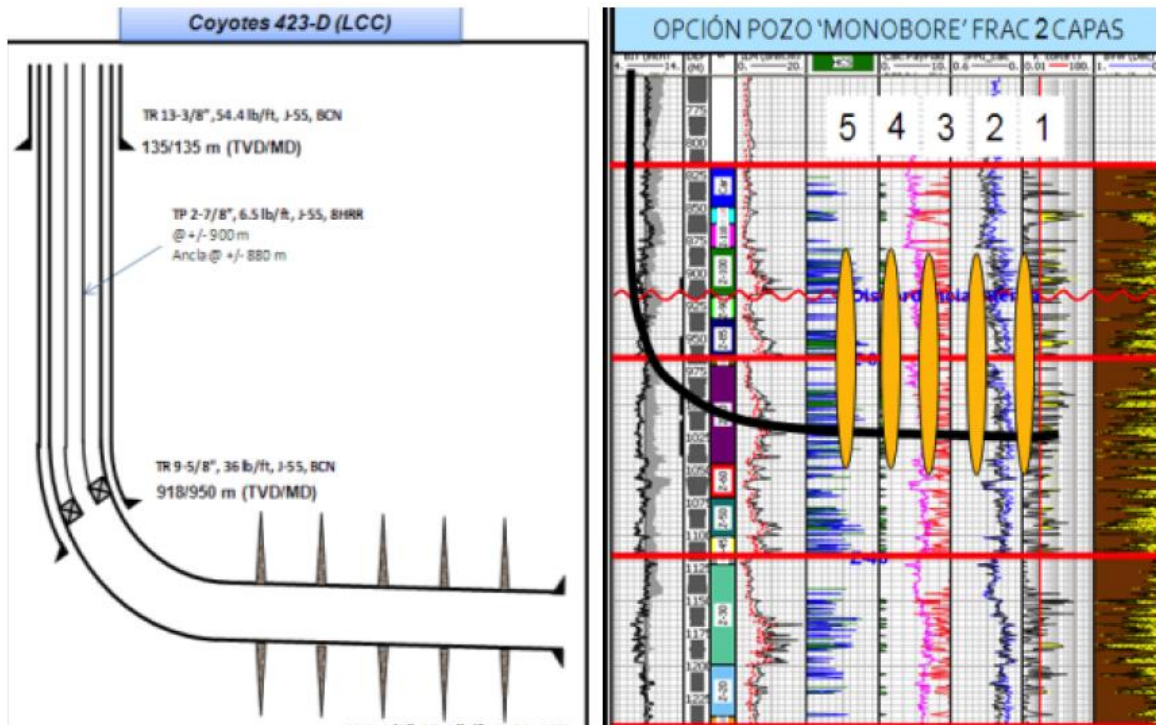


Fig. 5.12 Estado mecánico del pozo Coyotes 423D y registro geofísico con el intervalo navegado en el cual se efectuaron cinco fracturas (PEMEX, 2013)

Actualmente, Petróleos Mexicanos ha iniciado una campaña exploratoria para evaluar mediante la perforación de pozos horizontales a las formaciones geológicas consideradas como rocas generadoras de hidrocarburos, las cuales están consideradas como lutitas gasíferas (Shale oil) y tiene contemplado perforar un pozo exploratorio a 31.5 km al noroeste de esta área estudiada, teniendo como su objetivo principal la Formación Pimienta del Jurásico Superior; en la Fig. 5.13 se muestra la sección sísmica donde se puede observar dicha Formación (PEMEX, 2013).

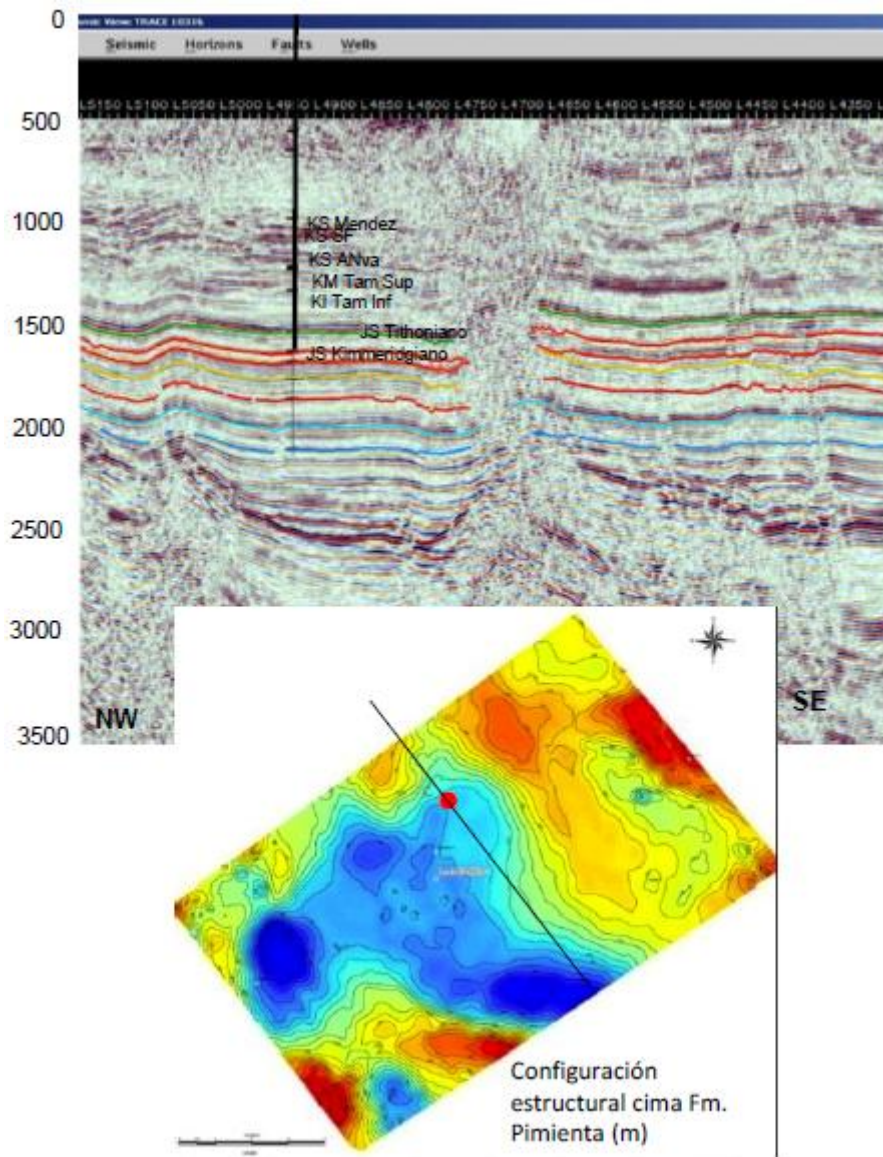


Fig. 5.13 Localización exploratoria para evaluar la Formación Pimienta del Jurásico Superior (PEMEX, 2013)

5.5.- INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN

El área del Campo Miquetla se tiene una producción bruta de 1,070 bpd, la cual se procesa en las Baterías de Separación Miquetla I y Miquetla II (Fig. 5.14).

La Batería de Separación Miquetla I envía el gas a la EC Miquetla, para de ahí ser enviado por gasoducto de 10"-12"-16" cuyo origen es la EC Soledad y con destino final en CPG-PR, el hidrocarburo es enviado por conducto de 6" a BS Jiliapa I, con destino final en CAB-PR. La Batería de Separación Miquetla II envía el gas por ducto de 6" a EC Mecatepec con destino final CPG-PR; el aceite se envía por ducto de 6" a BS Jiliapa I, con destino final en CAB-PR (PEMEX, 2013).

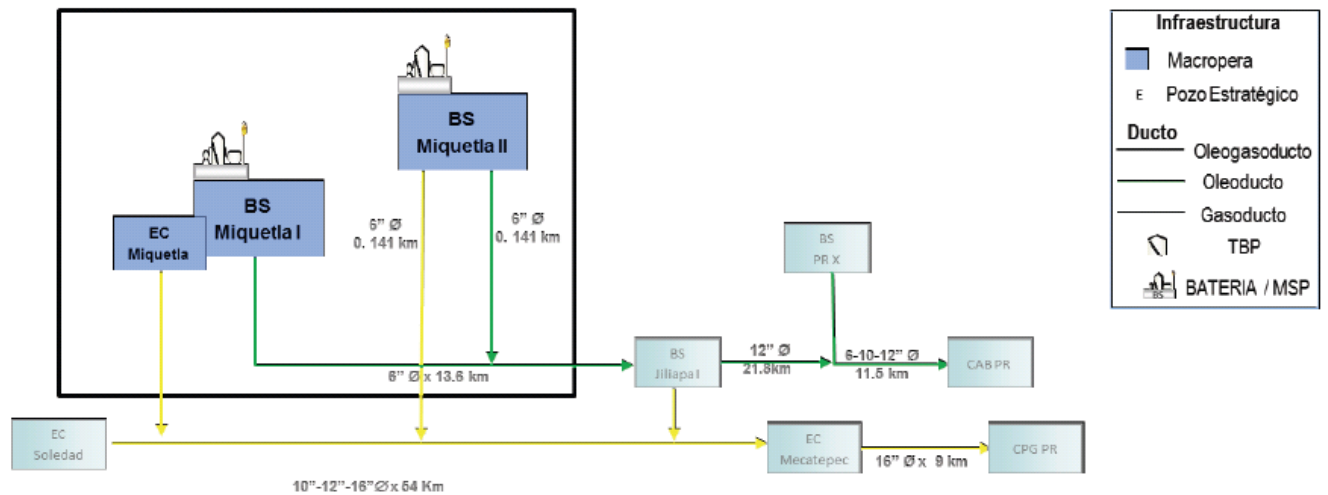


Fig. 5.14 Esquema del manejo actual de la producción del área del Campo Miquetla (PEMEX, 2013)

EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO MIQUETLA EN LA CUENCA DE CHICONTEPEC

En la Fig. 5.15 se muestra un mapa con la infraestructura y los principales caminos del área contractual Miquetla.

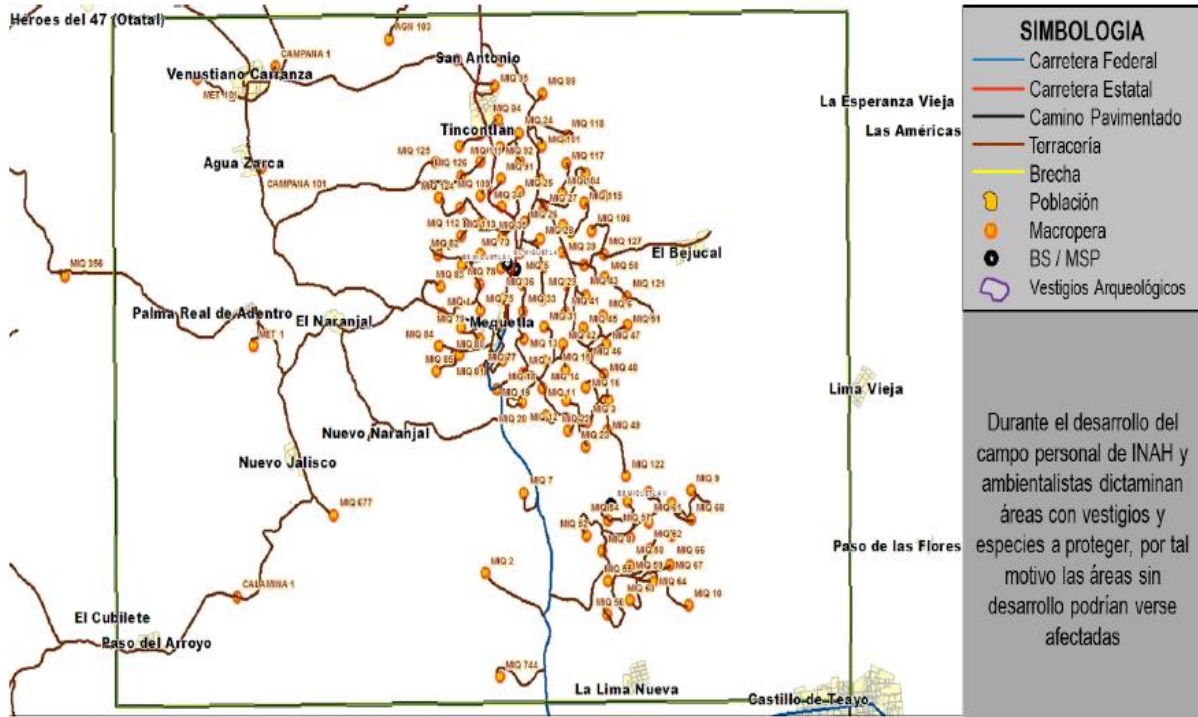


Fig. 5.15 Mapa de caminos (carreteras y brechas) poblados, macroperas e instalaciones petroleras del Campo Miquetla (PEMEX, 2013)

5.6.- PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

La explotación comercial de aceite en el área del Campo Miquetla inicia en mayo de 1972, la producción de aceite está asociada principalmente al Campo Miquetla. La máxima producción alcanzada fue de 3,586 bpd en octubre de 1981, asociada al Terciario con una presión de saturación de 143.4 Kg/cm² y la presión actual varía entre 88 y 153 Kg/cm² (1,400 mv). Al 30 de junio de 2012 se producían 866 bpd. En la Fig. 5.16 se muestra la historia de producción anual desde 1972 hasta el año 2011 (PEMEX, 2013).

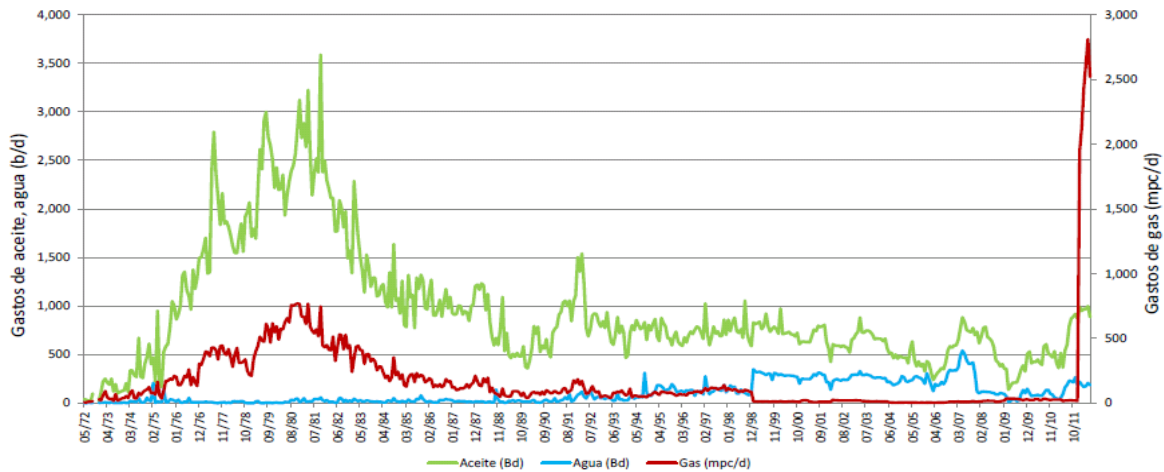


Fig. 5.16 Gráfica de la historia de producción del área contractual Miquetla (PEMEX, 2013)

El volumen original para el bloque Miquetla es de 1,340.00 MMbl de aceite y 667.485 MMMpc de gas; con un factor de recuperación de 9.0 % para el aceite y 56.0 % para el gas; se tienen reservas originales de 128.789 MMbls de aceite y 319.826 MMMpc. La producción acumulada es de 10.767 MMbl de aceite y 2.042MMMpc de gas, con reservas remanentes en 2P estimadas de 118.022 MMbl de aceite y 317.784 MMMpc para el gas (Fig. 5.17) (PEMEX, 2013).

Área desarrollada por campo (Km ²)	Volumen original		Factores de recuperación		Producción acumulada		Reservas remanentes 2P	
	Aceite (MMbl)	Gas (MMMpc)	Aceite (%)	Gas (%)	Aceite (MMbl)	Gas (MMMpc)	Aceite (MMbl)	Gas (MMMpc)
112	1,340.00	667.485	9.0	56.0	10.767	2.042	118.022	317.784

Fig. 5.17 Tabla del volumen original, producción y reservas remanentes del área contractual Miquetla (PEMEX, 2013)

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones:

- La Cuenca de Chicontepec se originó en el Paleoceno-Eoceno, como producto de los levantamientos de la Sierra Madre Oriental y a la rotación de la Plataforma de Tuxpan durante la orogenia laramídica. La Cuenca de Chicontepec se ubica dentro de la Provincia Tampico-Misantla y cuenta con un área aproximada de 11,300 km².
- La Provincia Tampico–Misantla es la región petrolera más extensa y una de las más importantes de México ya que cuenta con áreas de singular relevancia e interés económico, como son la Cuenca de Tampico, la Cuenca de Chicontepec, la Faja de Oro (Plataforma de Tuxpan) y la Cuenca de Misantla.
- La Cuenca de Chicontepec es una de las cuencas petroleras más importantes por su volumen original y sus reservas, y una de las principales alternativas para incrementar la producción de aceite y gas de México.
- Las rocas generadoras corresponden con las facies arcillo-calcáreas del Jurásico Superior, así como, en menor grado, con los horizontes arcillosos de las formaciones Chicontepec Inferior y Medio.
- Las rocas almacenadoras son principalmente areniscas del Eoceno Inferior de la Megasecuencia Media la cual tiene un espesor de unos 187 metros; es la unidad estratigráfica que presenta las mejores características petrofísicas para contener hidrocarburos, ya que se presentan estratificaciones cíclicas de cuerpos turbidíticos, areno-arcillosos, tabulares y lenticulares, intercalados cíclicamente con horizontes litoestratigráficos de flujos calcáreo-arcillosos.
- La roca sello está compuesta por secuencias arcillosas localizadas por encima de la erosión regional del Eoceno Temprano, mientras en la porción sureste las secuencias arcillosas pertenecen a la Formación Guayabal del Eoceno Medio.
- Las trampas que predominan son de tipo estratigráfico, complejas y controladas por la geometría de los depósitos turbidíticos, en menor proporción se tienen trampas mixtas donde las condiciones estratigráficas están modificadas por la presencia de fallas laterales, con fracturamiento asociado.
- La migración se dio en sentido vertical ascendente, con moderada extensión hacia rocas de mayor porosidad, a través de fallas laterales.

- Se comprueba que cada uno de los eventos dentro del sistema petrolero, dieron como resultado las condiciones propicias para la formación y acumulación de hidrocarburos en cuerpos lenticulares de areniscas fuertemente cementadas o con intercalaciones arcillosas, por lo que constituyen yacimientos no convencionales.
- La geología, sin duda, define las líneas para determinar las tecnologías para ser usadas en el campo. Esto sugiere que la aplicación de un cierto nivel de detección geológica puede mejorar el desarrollo futuro del campo de manera significativa.
- Los campos de esta cuenca se caracterizan por tener yacimientos con baja permeabilidad en las zonas productoras que oscila entre 0.01-100 mD, porosidades de entre 7 y 15% y baja presión, por lo que la productividad de los pozos es reducida.
- La producción de aceite y gas proviene de areniscas del Cenozoico. La máxima producción alcanzada del Campo Miquetla fue de 3,586 bpd en octubre de 1981, con una presión de saturación de 143.4 Kg/cm² y la presión actual varía entre 88 y 153 Kg/cm² (1,400 mv). Actualmente (30-06-12) produce 866 bpd. El volumen original para el bloque Miquetla es de 1,340.00 MMbl de aceite y 667,485 MMMpc de gas; con un factor de recuperación de 9.0 % para el aceite y 56.0 % para el gas, se tienen unas reservas originales de 128,789 MMbls de aceite y 319,826 MMMpc.
- La producción acumulada es de 10.767 MMbl de aceite y 2,042MMMpc de gas, para unas reservas remanentes en 2P estimadas de 118,022 MMbl de aceite y 317,784 MMMpc para el gas (Tabla de la Fig. 5.16) (PEMEX, 2013).
- Dentro de la Cuenca de Chicontepec se ha dado preferencia a las perforaciones con trayectorias tipo "S", ya que existen condicionantes operativas demandadas del número de pozos a perforar por macropera.
- Con la información sísmica y los registros geofísicos utilizados para el análisis, es posible identificar las discordancias Base del Terciario A, B y C, mismas que fungen como límites regionales a las megasecuencias 1, 2 y 3.
- La geometría del campo es compleja ya que presenta una mezcla de arenas lenticulares dispersas y escasas. El depósito ocurrió como flujos turbidíticos por lo que se tienen depósitos sedimentarios de corte y relleno de canales, derrumbes, desplazamientos intraformacionales, lóbulos y zonas de desborde.
- En el Campo Miquetla se distinguen tres tipos de deformación que corresponden con la deformación intraformacional (pliegues y fallas locales), plegamiento laramídico y un sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas verticales.

- Las fallas laterales y los sistemas de fracturas asociadas son de gran importancia en el sistema petrolero, debido a que estas son las principales rutas de migración al conectar las rocas generadoras del Jurásico con las unidades almacenadoras del Cretácico (Brechas Calcáreas) y las secuencias con mayor arenosidad del Grupo Chicontepepec.
- La megasecuencia 2 que se encuentra entre las discordancias estratigráficas A y B, es la que ofrece mejores posibilidades como roca almacenadora por las areniscas asociadas a depósitos lobulares, facies sedimentarias canalizadas y de desborde de canal areno-limosos.
- Los intervalos arenosos de la megasecuencia 2 y los carbonatos de las Brechas Cretácicas constituyen los objetivos petroleros más importantes.
- En los pozos analizados dentro del campo, la presión inicial es muy cercana a la presión de burbujeo, por lo que al iniciar la explotación la disminución de la presión provoca la liberación del gas disuelto, lo que origina la disminución de la capacidad de flujo del aceite.
- Los sistemas Artificiales de Producción, juegan un papel muy importante en la producción del campo, los más utilizados son: Bombeo Mecánico y Bombeo Neumático.
- El fracturamiento hidráulico es una operación necesaria que tiene la finalidad de incrementar las condiciones de flujo hacia el pozo y estimularlo para empezar y mantener una producción por mayor tiempo.

Recomendaciones:

- Actualizar la información de los modelos estáticos y dinámicos con el fin de identificar mejores zonas productoras.
- Seguir buscando las mejores opciones y estrategias de ejecución basadas en la tecnología y diferenciadas por campo o por área.
- Continuar con los trabajos de perforación direccional y con el fracturamiento diseñando para cada caso un programa específico ya que los yacimientos son diferentes y complejos.
- Al ser las fallas rutas de migración, es recomendable para la futura perforación de pozos dentro del campo, que no se realicen en zonas próximas a las fallas ya que tienen un alto riesgo de resultar improductivos.
- Las secuencias terrígenas almacenadoras del Grupo Chicontepepec presentan baja permeabilidad por lo que es necesario realizar un fracturamiento hidráulico para inducir el pozo, por lo que es recomendable hacer una prueba de presión pre-frac para calcular la permeabilidad del yacimiento y una prueba post-frac para evaluar el éxito de dicha operación.
- Estudiar a detalle las características geofísicas de los pozos perforados en la megasecuencia 2 que dejaron de producir, para identificar otros horizontes de interés y en otros casos, si las condiciones son propicias profundizarlos teniendo como objetivo las Brechas Calcáreas del Cretácico.
- Los yacimientos de esta región cuentan con una baja presión inicial, por lo que dentro de las estrategias de explotación es importante incluir métodos de mantenimiento de presión como: inyección de agua congénita y la inyección de gas.
- Debido a la poca producción y a los altos costos, es importante realizar una evaluación económica determinista y principalmente probabilística de las diferentes incertidumbres en el yacimiento y en la explotación.
- Se recomienda probar el potencial petrolero que pudieran tener las formaciones más profundas y, en su caso, si existe la posibilidad de incorporar reservas de hidrocarburos.

BIBLIOGRAFIA

- Aguayo Camargo J.E., Sandoval Ochoa J.H., Santillán Piña Noé, **“Geología regional de la Cuenca de Chicontepec del centro-oriente de México, como antecedente para el estudio de su porción noroccidental en afloramientos”**, México, UNAM, PEP, IMP, 2006.
- Aguayo, J. Eduardo; Trapaga, Roberto, **“Geodinámica de México y Minerales del mar”**, Capítulo III. Tectónica Actual de México, 1996.
- Alemán Alberto, **“Migración y acumulación de hidrocarburos en los sedimentos terciarios del Chicontepec, zona Poza Rica, Veracruz”**, Tesis Licenciatura, UNAM, 1980.
- Álvarez-de la Borda J., **“Crónica del Petróleo en México de 1863 a nuestros días”**, Archivo Histórico de Petróleos Mexicanos PEMEX, México, 2006.
- Arellano Gil Javier, Yussim Guarneros S., **“Discordancias progresivas en la secuencia sedimentaria cretácica en México”**, México, UNAM, 2004.
- Bitter Mark, **“Sedimentation and Provenance of Chicontepec Sandstones with Implications for Uplift of the SMO and Teziutlan Massif East Central”**, México 1993.
- Bourgoyne et al. **“Applied Drilling Engineering”**, SPE print 1986.
- Busch and Govela, **“Stratigraphy and Structure of Chicontepec Turbidites, Southeastern Tampico-Misantla Basin, México”**, The American Association of Petroleum Geologist Bulletin, Vol. 62, No. 2, 1978.
- Cárdenas, V.G., **“Evaluación Petrolera y métodos de Explotación en el Complejo Ku-Maloob-Zaap”**, Tesis de licenciatura, México, UNAM, 2008.
- Centeno García, Elena, **“Notas de Clase de Tectónica”**, México, UNAM, FI, 2007.
- Cheatwood Chris J., Guzmán Alfredo E., **“Comparison of reservoir properties and development history”**, SPE 74407, 2002.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH, **“Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Primera Revisión y Recomendaciones”**, Secretaría de Energía, México, 2010.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH, **“Seguimiento del Proyecto Aceite Terciario del Golfo a marzo de 2013”**, CNH, 2013.
- Contreras Barrera, Arturo David. **“Contribución al conocimiento de los icnofosiles del miembro Chicontepec inferior de la formación Chicontepec”**, Tesis Licenciatura, UNAM, Facultad de Ciencias, 1979.

- García Pérez, Rodrigo, **“Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación del Campo Furbero en la Cuenca de Chicontepec”**, Tesis de Licenciatura, México, UNAM, 2013.
- González y Holguín, **“Las rocas generadoras de México”**, Bol. AMGP Vol. XLII. NUM. 1, México, 1991.
- Guzmán Arellano, Isaí, **“Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación de la Región Tampico-Misantla”**, Tesis de Licenciatura, México, UNAM, 2012.
- Hernández-Jáuregui, **“Sedimentación Sintectónica de la Formación Soyatal (Turoniano Medio-Campaniano) y Modelado Cinemático de la Cuenca de Flexura de Maconí, Querétaro”**, Tesis de maestría (inédita), México, IPN, 1997.
- Hernández M., **“Desarrollo y Aplicación de Modelos que Incluyen los Mecanismos de Segregación Gravitacional e Imbibición, en Yacimientos Fracturados de Baja Permeabilidad”**, Tesis de Licenciatura, México, UNAM, 2005.
- Instituto Nacional de Geografía Estadística e Informática, México, 2007.
- López Aguirre Daniel, **“Origen, evolución e importancia económica de la Cuenca de Chicontepec”**, Tesis de Licenciatura, México, UNAM, 2008.
- Marmissolle-Dague, **“Evaluación de Formaciones en México”**, Schlumberger, 1984.
- Mayol Castillo Martha, **“Caracterización Geoquímica de los aceites de la Cuenca de Chicontepec”**, Tesis de Maestría, México, IPN, 2005.
- Mendoza Aguilar, A., Pichardo Hernández, R., **“Perforación Horizontal”**, Tesis Licenciatura. México, UNAM. 2000.
- Narváez Ramírez Antonio, **“Retos y avances en el desarrollo y operación de un yacimiento no convencional, Chicontepec”**, Academia de Ingeniería, México, 2010.
- Nava Pérez Laura, Alegría Luna Miguel Ángel, **“Los Sistemas Petroleros de la Región Tampico-Misantla”**, Tesis de Licenciatura, México, UNAM, 2001.
- PDVSA, **“Programa de Educación Petrolera. Perforación, equipos y operaciones”**, Editorial Colson, Caracas Venezuela, 2001.
- PEMEX, **“Memoria de labores 2011”**, México, 2012.
- PEMEX Exploración y Producción, **“El yacimiento de Chicontepec y su potencialidad futura”**, México, 2009.
- PEMEX Exploración y Producción, **“Recuperación secundaria en México”**, Informe anual, México, 2007.

- PEMEX Exploración y Producción, **“Un siglo de la Perforación en México”**, México, 2000.
- PEMEX Exploración y producción, **“Las Reservas de Hidrocarburos de México”**, Evaluación al 1 de Enero del 2012, México, 2012.
- PEMEX Exploración y producción, **“Las Reservas de Hidrocarburos de México”**, Evaluación al 1 de Enero del 1999, México, 1999.
- PEMEX Exploración y Producción, **“Miquetla, Resumen Ejecutivo”**, Contratos Integrales EP Chicontepec, México, 2013.
- PEMEX Exploración y Producción, **“Provincia petrolera Tampico-Misantla”**, México inédito, 2010.
- PEMEX Exploración y Producción, Región Norte, Gerencia Integrada de Activos, **“Plan de Desarrollo Integral”**, México no publicado, 2005.
- Pérez, Crecenciano, **“Estudio geológico y cálculo del volumen original de hidrocarburos del campo Miquetla, Formación Chicontepec”**, México, 1990.
- Sandoval Chávez, Daniel Augusto, **“Estrategias de Explotación de Campos Petroleros con Características Similares a Chicontepec”**, Tesis de Licenciatura, México, UNAM, 2009.
- Santillán Piña Noé, **“Paleo ambientes sedimentarios en las facies turbidíticas en la cuenca Terciaria de Chicontepec, centro-oriente de México”** Tesis, México, UNAM, 2009.
- Santillán Piña Noé, Aguayo Camargo J.E., **“Facies sedimentarias turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México”**, Revista UNAM, Ingeniería Investigación y Tecnología Vol. XII Núm. 3, México, 2011.
- SENER-PEMEX, **“Diagnostico: Situación de PEMEX”**, México, 2010.
- Universidad Nacional Autónoma de México, Comisión Nacional de Hidrocarburos UNAM-CNH, **“Dictamen del Proyecto para el modelo geológico, estructural, sedimentario y de yacimientos de los campos del paleocanal de Chicontepec denominados: Furbero, Coyotes, Huamapa, Miquetla, Aragón, Palo Blanco, así como la actualización de los modelos en función de la nueva información de los Campos Tajín y Agua Fría”**, Secretaría de Energía, México, 2012.
- Vázquez Morín, Ángel, **“Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación en la Cuenca de Chicontepec”**, Tesis de Licenciatura, México, UNAM, 2008.