



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS
DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO COYOTES
EN LA CUENCA DE CHICONTEPEC”**

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

**PRESENTA:
JAVIER HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ**



**DIRECTOR DE TESIS
ING. JAVIER ARELLANO GIL**

MÉXICO D.F. JUNIO DE 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

“Hoy puedo mirar al cielo y saber que los sueños y las estrellas no son inalcanzables”

A **Javier Hernández Maravillo** y **Crescenciano Hernández**, por creer en mí, por ser mi inspiración para luchar con todas mis fuerzas por lo que quiero y creo, por compartir tiempo y espacio en esta vida, sin duda les debo parte de lo soy y les doy las gracias por todas sus enseñanzas, sonrisas y sobre todo por todo su cariño y aunque sé que ya no están aquí estoy seguro que los volveré a ver en algún momento.

A **Margarita Hernández** y **José Luis Hernández**, por todo su apoyo, por dejarme intentar, soñar, crear, expresar y equivocarme, por estar a mi lado esos días en los se torna un problema el vivir. Gracias por cada gota de sudor que les ha costado mi vida, a ustedes no tengo más que decirles que los amo.

A **José de Jesús** y **Diana Margarita**, por quererme tal como soy, por todos los momentos de felicidad, por no dejarme caer nunca, por sus consejos y sobre todo por compartir su universo conmigo. A mis hermanos, gracias por transformar mi vida en sueños y esperanza.

A **Hilda Hernández**, no hay palabras para agradecer toda la atención que me dió, me regalo días increíbles y una ayuda que jamás olvidare, esa ayuda hoy tiene resultados y es el inicio que mi vida profesional.

A **Marcelino** y **Antonia**, sin su ayuda parte de mi vida académica no hubiera sido posible, gracias por creer en mí y darme el apoyo que me impulso a terminar este largo camino, que dios los bendiga y que la vida les dé más y lo que necesiten.

Al **Ingeniero Javier Arrellano Gil**, por todo el apoyo para que este trabajo se realizará, por las enseñanzas en el aula y fuera de ellas, por ser un ejemplo como persona y como profesionista. Gracias por todo el tiempo que me regalo.

Familia y **Amigos**, Jesús González, Jeanine Ibarra, Karla Hernández, Julio Hernández, Rodrigo Olivares, Paola Olivares, Cristian Gonzales, Claudia Saucedo, Jesús Enrique Gonzales, Federico Hernández, Brenda Hernández, Karen Hernández, Rosa Audrey, Katia Hernández, Sara Pérez, Israel Cedillo, Noé Muñoz, Adrián Gutiérrez, Iza Canales, Anel Olmos, Iván Atilano, Karina Gutiérrez, Edgar Vázquez, Verónica Palafox, Fabiola Olivares, Josué Salazar, José Alberto Razo, Norberto Briones, Oscar Casas, Josué Pérez, Giovanni Robles, Roberto Hilario, Rosario Berenice Gress, Brisa Tenorio, José Alfredo, Mario Buendía, Alejandro Rocha, Mariana Molina, a cada uno de ustedes gracias por el apoyo dentro y fuera de clase, por compartir sus conocimientos, por todos esos momentos felices y sobre todo por sus buenos deseos.

CONTENIDO

RESUMEN.....	1
CAPÍTULO I. GENERALIDADES	3
1.1. Introducción.....	3
1.2. Objetivos.....	4
1.2.1. Objetivo General.....	4
1.2.2. Objetivos Particulares.....	4
1.3. Ubicación.....	4
1.3.1. Localización de la Cuenca.....	4
1.3.2. División Sectorial del Paleocanal de Chicontepec.....	5
1.3.3. Ubicación del Campo Coyotes.....	6
1.4. Importancia Económica.....	7
1.5. Desafío Tecnológico.....	10
1.6. Complejidad del Yacimiento.....	12
1.7. Estado del Arte.....	12
1.7.1. Antecedentes de la Cuenca de Chicontepec.....	12
1.7.2. Antecedentes del Campo Coyotes.....	15
CAPÍTULO II. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	18
2.1. Origen de la Cuenca.....	18
2.2. Evolución Geológica Regional.....	19
2.3. Sedimentología.....	24
2.4. Estratigrafía.....	29
2.4.1. Columna Estratigráfica de la Provincia Tampico-Misantla.....	29
2.4.2. Columna Estratigráfica del Campo Coyotes.....	30
2.4.2.1. Formación Méndez.....	31
2.4.2.2. Formación Velazco.....	32
2.4.2.3. Grupo Chicontepec.....	32
2.4.2.4. Formación Chicontepec Inferior.....	34
2.4.2.5. Formación Chicontepec Medio.....	35
2.4.2.6. Formación Chicontepec Superior.....	36
2.4.2.7. Formación Aragón.....	37
2.4.2.8. Formación Guayabal.....	37
2.5. Geología Estructural.....	38
2.5.1. Plegamiento Laramídico.....	38
2.5.2. Sistema de Fallas Laterales con Desarrollo de Fracturas.....	40
CAPÍTULO III. SISTEMA PETROLERO	42
3.1. Sistema Petrolero del Campo Coyotes.....	42
3.2. Roca Generadora.....	44
3.2.1. Roca Generadora en el Campo Coyotes.....	45
3.3. Roca Almacenadora.....	46

3.3.1. Roca Almacenadora en el Campo Coyotes.....	47
3.4. Roca Sello.....	47
3.4.1. Roca Sello en el Campo Coyotes.....	48
3.5. Migración.....	49
3.5.1. Migración del Campo Coyotes.....	49
3.6. Sincronía.....	50
3.6.1. Sincronía del Campo Coyotes	50
3.7. Trampas.....	51
3.7.1. Trampas del Campo Coyotes.....	51
3.8. Play.....	52
3.8.1. Play Correspondiente al Campo Coyotes.....	53
CAPÍTULO IV. MÉTODOS DE PERFORACIÓN	55
4.1. Antecedentes de Perforación.....	55
4.2. Conceptos Generales.....	56
4.3. Perforación Horizontal.....	58
4.4. Fracturamiento Hidráulico.....	60
4.5. Optimización de la Perforación.....	63
4.5.1. Etapa de Diseño.....	64
4.5.1.1. Identificación de Áreas de Mejora.....	65
4.5.2. Etapa de Ejecución.....	67
4.5.3. Evaluación de Resultados-Reinicio del Ciclo “DDE”.....	67
4.5.3.1. Resultados del Proyecto.....	68
CAPÍTULO V. DESARROLLO DEL CAMPO	69
5.1. Modelo Petrofísico.....	69
5.2. Caracterización de Yacimientos.....	72
5.2.1. Pozo C-1.....	72
5.2.2. Pozo C-2.....	74
5.2.3. Pozo C-3.....	76
5.3. Sistemas Artificiales.....	78
5.4. Estado Actual de Desarrollo del Campo.....	80
5.5. Estrategias de Desarrollo.....	81
5.6. Implementación del Procesos de Recuperación Secundaria.....	82
5.7. Pronóstico de Producción.....	84
5.8. Evaluación Económica.....	86
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	88
Conclusiones.....	88
Recomendaciones.....	90
BIBLIOGRAFÍA	92

RESUMEN

Este trabajo consiste en la recopilación, análisis y síntesis de las características petroleras, geológicas y económicas del Campo Coyotes, en la Cuenca de Chicontepec.

El Campo Coyotes junto con los 28 campos que integran el Proyecto Aceite Terciario del Golfo, han sido de gran interés en las últimas décadas, debido a que se consideran económicamente estratégicos por su potencial petrolero y por la cantidad de reservas que se estima que existe en el subsuelo.

Este campo se localiza dentro de la Planicie Costera del Golfo de México en la parte norte del Estado de Veracruz, cuenta con 149 pozos de los cuales 6 son exploratorios y 143 son de desarrollo.

Sus yacimientos son productores de aceite ligero (31 °API) en una serie de cuerpos lenticulares de areniscas turbidíticas intercaladas con lutitas y limolitas pertenecientes principalmente a la megasecuencia 2 del Grupo Chicontepec. La permeabilidad varía de 0.1 a 3.2 md, la porosidad tienen valores de entre el 8 y 14%, mientras que la saturación de agua inicial es de 40 al 45%.

El ambiente de depósito en el campo Coyotes es de flujos turbidíticos que consisten en complejos abanicos submarinos (canales y lóbulos de mediana escala), depositados en el talud y en el piso de cuenca preexistente que cambia lateralmente de forma brusca en algunos sectores. En el campo la columna sedimentaria es de aproximadamente 900 m, en donde se pueden distinguir tres megasecuencias de composición arcillo-arenosas.

El campo Coyotes tiene un sistema petrolero que se considera como híbrido, que presenta deformaciones estructurales consistentes en fallas laterales de desplazamiento lateral; las trampas son de tipo estratigráfico que se asocian con lóbulos, superficies de erosión y con rellenos de paleocanales. Las rocas generadoras en este sistema son las mismas que en toda la región de Tampico-

Misantla y corresponden a las facies arcillo-calcáreas de la Formación Santiago, Taman y Pimienta, así como en menor medida a los horizontes arcillosos de las formaciones Chicontepec Inferior y Medio; aunque éstas en el área de estudio se encuentran inmaduras.

La perforación de pozos en el Campo Coyotes se realiza a través de la utilización de macroperas, con el fin de aumentar la producción, además la mayoría de los pozos son terminados con fracturamiento hidráulico. La utilización de nuevas tecnologías ha sido primordial en este campo ya que se han hecho pozos direccionales y en los últimos años se hicieron pozos horizontales lo cuales resultaron exitosos.

Con el fin de aumentar la vida de los pozos del campo Coyotes, se les han implementado algún tipo de sistema artificial, siendo el más común el bombeo mecánico. También se han hecho pruebas de inyección de CO₂ pero el resultado no fue del todo positivo.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años la incorporación de reservas petroleras en México ha sido un tema de mucha importancia, ya que la demanda de hidrocarburos a nivel nacional aumentó considerablemente. El potencial económico petrolero en la cuenca de Chicontepec es de gran interés, ya que posee buenas características geológicas, geográficas y una gran cantidad de reservas estimadas. Las iniciativas de desarrollo de los campos de la Cuenca de Chicontepec dependen de las tecnologías disponibles, la inversión y sobre todo del factor más importante para este caso, que es el análisis de sus características geológicas, el cual ha sido motivo de arduas investigaciones en los diferentes campos de la industria.

El área de estudio se encuentra en la cuenca de Chicontepec, que cubre un área aproximada de 11, 300 Km² y 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.

El modelo geológico corresponde con el de un sistema de depósito de turbiditas, los que rellenaron una paleodepresión ocasionada por el plegamiento y levantamiento de la Sierra Madre Oriental y el basculamiento al oriente de la Paleoplataforma de Tuxpan; en la depresión se depositaron gruesas secuencias clásticas que corresponden con intercalaciones de areniscas, limolitas y lutitas de tipo turbidítico. La Cuenca de Chicontepec presenta deformación estructural consistente en fallas laterales y fracturas que afectan a los grandes espesores de unidades clásticas conformadas por areniscas y lutitas que rellenaron el paleo-elemento que se formó durante la fase final de la Orogenia Laramídica, entre la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro).

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Realizar la evaluación de las principales características geológico-petroleras del Campo Coyotes, ubicado en la Cuenca de Chicontepec, para contribuir a un mejor desarrollo de sus yacimientos y proporcionar información a los trabajos de ingeniería petrolera relacionados al campo.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Proponer una mejora en la ingeniería de yacimientos considerando las características geológicas, petrofísicas y de producción de los yacimientos del campo.
- Analizar el potencial petrolero del Campo Coyotes, utilizando el enfoque del Sistema Petrolero.

1.3 UBICACIÓN

1.3.1. Localización de la Cuenca

El Paleocanal de Chicontepec, ubicado en la parte central de la Cuenca de Chicontepec (Figura 1.1), pertenece al Proyecto Aceite Terciario del Golfo. La cuenca está localizada al oeste de la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) y al este de la Sierra Madre Oriental. La Cuenca de Chicontepec es parte de la provincia petrolera denominada Tampico-Misantla, y cubre una superficie aproximada de 11,300 km², en parte de los estados de Veracruz, Hidalgo, Puebla y San Luis Potosí, abarcando un total de 14 municipios; ubicándose entre las coordenadas geográficas 21° 39' 53.72" y 19° 55' 55.76" de latitud norte, 98° 53' 07.75" y 96° 46' 22.52" de longitud oeste, entre los municipios de Papantla y Chicontepec. Los rasgos fisiográficos más importantes son: la Sierra Madre Oriental al Poniente y los ríos Tecolutla, Cazones, Pantepec y Vinazco, dentro de la Planicie Costera del Golfo (Corona, 2005).



Figura 1.1 Ubicación de la Cuenca de Chicontepec (González, 2012).

1.3.2. División Sectorial del Paleocanal de Chicontepec

Debido a su gran extensión y con base en la infraestructura existente, el área del Paleocanal de Chicontepec fue dividida en 29 campos (figura1.2), los cuales fueron organizados en 8 sectores (Pemex, 2008).

- Sector 1.- Campos Sabana Grande-Tenexcuila.
- Sector 2.- Campos Aragón-Tlacolula.
- Sector 3.- Campos Coyotes-Soledad Norte.
- Sector 4.- Campos Coyol-Humapa.
- Sector 5.- Campos Miquetla-Miahuapan.
- Sector 6.- Campos Coyula-Escobal.
- Sector 7.- Campos Tajín-Corralillo.
- Sector 8.- Campos Presidente Alemán-Furbero.

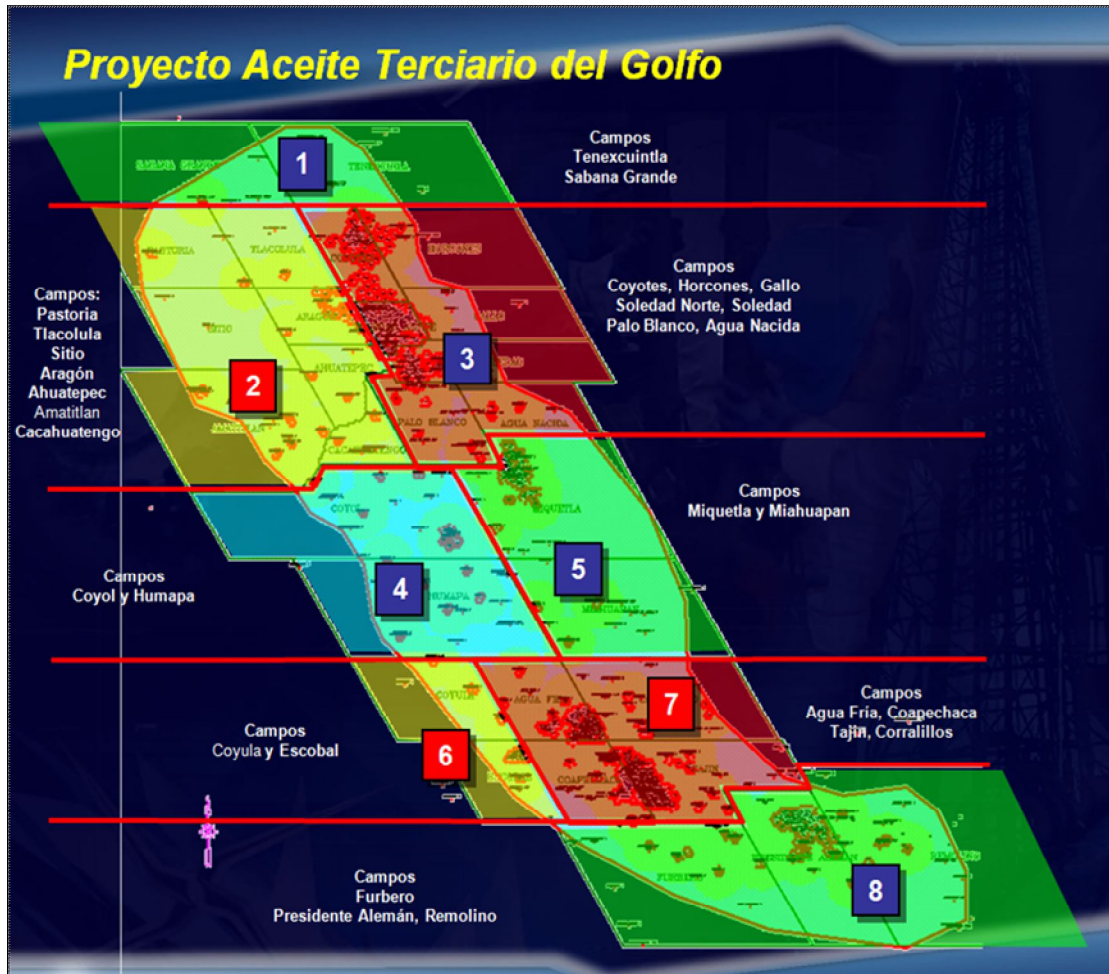


Figura 1.2 División por Sectores de los Campos del Paleocanal de Chicontepec (PEMEX, 2008).

1.3.3. Ubicación del Campo Coyotes

El Campo Coyotes está situado en la parte noreste del Paleocañón de Chicontepec, en un área cubierta por un polígono de cuatro lados cuyas coordenadas UTM son en (x, y): 1(609369.31, 2333466.12), 2(616640.49, 2333515.83), 3(623691.83, 2321279.69), 4(616415.12, 2321227.14). El polígono se encuentra aproximadamente a 17 km al suroeste de Cerro Azul, en los municipios de Chicontepec, Tempache y Tepetzintla, en el estado de Veracruz. Acorde con estudios previos, estos campos están localizados en el área deposicional de un conjunto de abanicos submarinos a lo largo del margen de la cuenca.

En la figura 1.3 se puede observar que el campo coyotes se encuentra en la parte noreste y comparte el sector 3 junto con los campos Horcones, Gallo, Soledad Norte, Soledad, Palo Blanco y Agua Nacida.

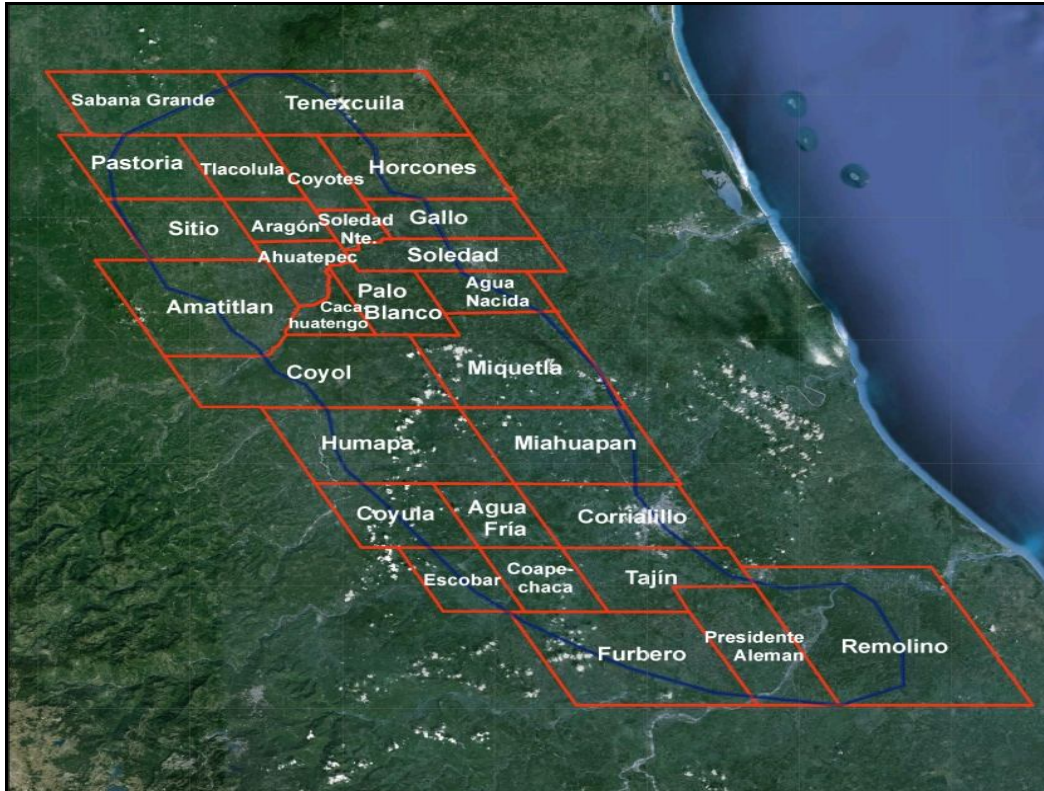


Figura 1.3 Distribución de los Campos en la Cuenca de Chicontepec (CNH/UNAM, 2012).

1.4 IMPORTANCIA ECONÓMICA

El Proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG), es de gran relevancia, ya que representa el 39% de la reserva probable total de hidrocarburos del país, es decir, 17.7 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Actualmente contribuye con cerca del 1% por ciento de la producción nacional y tiene la estimación que para el año 2015 su contribución sea del 20%. Durante 2007 Chicontepec aportó una producción de 23 mil barriles diarios de aceite, alrededor de 29 mil barriles diarios durante 2008 y 30 mil barriles en 2009. De enero a agosto de 2010, la producción diaria fue de 39 mil barriles.

El objetivo de PEMEX es convertir a Chicontepec en una cuenca que pueda producir entre 550 mil a 600 mil barriles diarios hacia el año 2021, por lo que se

requiere del desarrollo y administración de tecnologías especializadas que incrementen significativamente la productividad por pozo y permitan reducir los costos al mínimo.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos en el 2012 (CNH) jerarquizó a los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos más importantes de México en función de sus estadísticas de rentabilidad esperada, incertidumbre y volumetría, poniendo al 96% de los campos de Chicontepec con una incertidumbre alta, una rentabilidad baja, pero con una volumetría considerablemente alta (Figura 1.4).

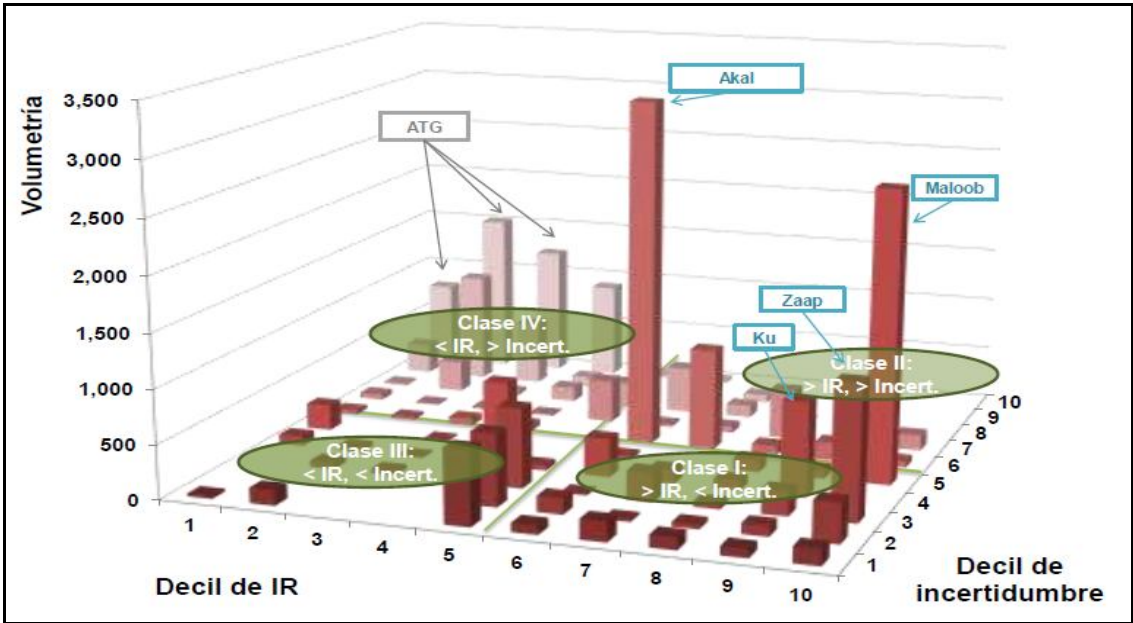


Figura 1. 4 Proyectos en Explotación según Rentabilidad, Incertidumbre y Volumetría (CNH, 2012).

A pesar de las anteriores consideraciones, el 75% de los proyectos en el ATG tuvieron importantes recursos asignados en los años 2011 y 2012. El presupuesto ejercido en Chicontepec durante 2011 ascendió a 26,744 millones de pesos, que representa el 12% del total de inversión en exploración y producción de PEMEX, y significó el 86% del presupuesto ejercido para exploración en ese mismo año.

Dentro de los campos, a los que se les asignaron recursos se encuentra el Campo Coyotes, el cual tiene un índice de rentabilidad de 1.7, una incertidumbre de 0.75 y reservas 2P de 149 mmbpce (Tabla 1.1).

No.	Nombre	Indicador de Rentabilidad (IR)	Recurso 2P (mmbpce)	Indicador de Incertidumbre (θ_i)	Asignación de Recursos (fondeo)
1	Agua Fría	1.2	142	0.58	✓
2	Agua Nacida	1.9	123	1.03	✓
3	Ahuatepec	2.1	141	1.32	×
4	Aragón	2.3	156	1.06	×
5	Coyol	1.5	467	1.25	✓
6	Coyotes	1.7	149	0.75	✓
7	Escobal	1.6	69	0.71	✓
8	Humapa	1.6	497	1.05	✓
9	Miahuapan	2	257	1.42	✓
10	Pastoria	2.3	205	1.41	×
11	Sábana Grande	1.2	250	1.58	×
12	Sitio	0.7	155	1.01	×
13	Tenexcuila	1.8	226	1.59	×
14	Tlacolula	2	199	1.48	×
15	Horcones	1.6	134	0.85	✓
16	Amatitlán	2.6	269	1.37	×
17	Cacahuatengo	2.1	134	1.28	✓
18	Coapechaca	1.5	148	0.62	✓
19	Corralillo	1.5	257	0.86	✓
20	Coyula	1.5	144	0.68	✓
21	Furbero	1.4	349	0.78	✓
22	Gallo	1.6	131	1.02	✓
23	Miquetla	2	287	1.23	✓
24	Palo Blanco	1.6	303	1.01	✓
25	Presidente Alemán	1.3	361	0.77	✓
26	Remolino	0.8	627	1	✓
27	Soledad	1.7	120	0.79	✓
28	Tajín	1.6	178	0.77	✓

Tabla 1.1 Indicador de Rentabilidad, Recurso 2P, Indicador de Incertidumbre y Asignación de Recursos de los campos del ATG (CNH, 2012).

Por otra parte, las unidades estratigráficas del grupo Chicontepec en el campo Coyotes muestran la importancia del play petrolero, se encuentran limitadas por una discordancia basal, así como por tres discordancias referidas, y que separan regionalmente a las megasecuencias (Unidades 1, 2 y 3) contenidas en el Grupo Chicontepec (CNH/UNAM, 2012).

La primera unidad tiene una predominancia de materiales finos, su potencial como rocas almacenadoras es muy reducido, sin embargo, tiene buenas características como rocas sello. La segunda unidad es la más propicia a contener hidrocarburos ya que presenta buenas condiciones petrofísicas al contener cuerpos lenticulares con predominancia de areniscas; presenta fracturas y microfracturas. La unidad tres es de poca importancia como rocas almacenadoras ya que en su mayoría son materiales finos y de horizontes arenosos de espesor reducido que se presentan de forma dispersa y tiene abundante matriz arcillosa. Sin embargo, son excelente roca sello ya que tienen varios horizontes productivos por debajo, en la unidad estratigráfica dos.

1.5 DESAFÍO TECNOLÓGICO

La Cuenca de Chicontepec es productora de aceite principalmente cuando se fracturan espesores de areniscas durante la terminación, pero su producción por lo general declina en pocos meses. Debido a lo anterior, a la complejidad de la litología y a la mineralogía de las facies de areniscas, es importante implementar una metodología para el desarrollo de yacimientos que incluya herramientas de alta tecnología para optimizar la producción durante la terminación del pozo (Riano, 2012).

En el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG), se presentan retos tecnológicos importantes tales como la complejidad geológica, heterogeneidad y discontinuidad en sus yacimientos, así como baja energía y poca capacidad de flujo (Tabla 1.2), además de una baja permeabilidad. Esto hace importante la identificación, evaluación e implementación de nuevas tecnologías que sirvan para resolver estos retos y al mismo tiempo optimizar los costos operativos (Granados y Flores, 2012).

En particular, el Campo Coyotes es un campo maduro con un histórico de producción de 37 años aproximadamente. Sus yacimientos de aceite presentan el problema de tener una baja permeabilidad (con un promedio de 0.1 a 2.0 md). Es un campo con yacimientos en areniscas calcáreas, que presenta

heterogeneidades que dificultan el desarrollo de los yacimientos, por lo que se requiere de tecnología de innovación y nuevas propuestas para recuperar la máxima cantidad de reservas (Sierra, 2012).

	IMPLICACIONES	POSIBLES SOLUCIONES
<p><u>Alta complejidad geológica</u></p> <p>HETEROGENEIDAD DE LA ROCA</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reto para definir localizaciones para perforar pozos. ▪ Dificultad para predecir comportamiento productivo ▪ Dificultad para diseñar y ejecutar fracturas. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Modelos de caracterización estática y dinámica. ▪ Fracturas energizadas y/o con fluidos no dañinos.
<p>MÚLTIPLES ACUMULACIONES CON ESCASA COMUNICACIÓN VERTICAL</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Retos de diseño para perforación y terminación de pozos. ▪ Mayor riesgo de perforar pozos no productivos. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pozos no convencionales. ▪ Terminaciones múltiples.
<p><u>Baja energía del yacimiento</u></p> <p>LIBERACIÓN TEMPRANA DE GAS EN SOLUCIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pérdida del mecanismo natural de arrastre del crudo al pozo. ▪ Riesgo de que una alta proporción de los hidrocarburos no se recupere en la etapa primaria de explotación. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inyección de fluidos para mantener la presión del yacimiento. ▪ Aplicación de sistemas artificiales de producción. ▪ Implementación de procesos de recuperación secundaria y mejorada.
<p><u>Baja capacidad de flujo de la roca (Baja permeabilidad)</u></p> <p>DIFICULTAD PARA EL FLUJO DE HIDROCARBUROS HACIA LOS POZOS</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Alto consumo de energía en el yacimiento. ▪ Baja productividad inicial de los pozos. ▪ Alta declinación de la producción. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fracturamientos energizados y/o con aceite. ▪ Perforación bajo balance. ▪ Fluidos de perforación compatibles con la roca. ▪ Disparos de alta penetración y bajo daño.

Tabla 1.2 Implicaciones y Soluciones de los Retos del ATG (Modificado de Ballinas, 2012).

1.6 COMPLEJIDAD DEL YACIMIENTO

Los campos del Paleocanal de Chicontepec son considerados de alta complejidad debido a las características geológicas de la región y al tipo de yacimientos considerados como no convencionales, por sus características petrofísicas (baja permeabilidad) y la relativa baja presión, por lo que resultan yacimientos con pozos de productividad muy baja.

En particular, la complejidad en el campo Coyotes también se presenta en la conectividad de sus cuerpos arenosos que va de intermedia a baja, dependiendo en que unidad estratigráfica se encuentre. En general este problema se debe al predominio de las facies limo-arcillosas y a la mezcla de los horizontes areno-arcillosos con los arcillo-limosos durante el depósito. Es importante señalar que los estratos arenosos se presentan fuertemente cementados por calcita, hecho que representa un factor más para la baja conectividad.

Otro aspecto relevante relacionado con la complejidad del yacimiento son las fallas laterales, las cuales originan pérdida de continuidad al desplazar a las secuencias de interés como potenciales rocas almacenadoras y dejando en contacto tectónico a las unidades de distintas facies. Sumado a lo anterior, los cuerpos lenticulares de areniscas también tienen poca continuidad, producto del sistema de depósito, lo que origina una gran complejidad en la distribución espacial de las unidades que poseen características de rocas almacenadoras.

1.7 ESTADO DEL ARTE

1.7.1 Antecedentes de la Cuenca de Chicontepec

Los primeros antecedentes petroleros de la cuenca se remontan al año de 1926 cuando las compañías “El Águila” y “Stanford” perforan pozos en rocas del Cretácico donde reportan la presencia de manifestaciones de hidrocarburos en areniscas del Paleogeno del Grupo Chicontepec (Mayol, 2005). Fue en julio de 1935, cuando se explotó comercialmente el primer yacimiento de hidrocarburos en el área de Chicontepec, aunque no fue de la secuencia terrígena Cenozoica, si no

de los carbonatos del Cretácico que se encuentran por debajo del Grupo Chicontepec.

En el período comprendido entre los años 1950 y 1970 después de haber disminuido la explotación de hidrocarburos en la Formación Tamabra, se perforaron varios pozos de los campos Presidente Alemán y Soledad, con resultados positivos en areniscas de la Cuenca de Chicontepec. La producción comercial en el Grupo Chicontepec inició en 1952 con la explotación del Campo Miguel Alemán, la cual duró hasta 1970 con un total de seis pozos perforados. En 1971 se fracturó hidráulicamente el primer pozo petrolero en Chicontepec, incrementando cinco veces su producción de 13 a 75 bpd (Vázquez, 2008).

De 1974 a 1977, PEMEX realizó varios estudios en la zona (Nava, 2001), de los cuales se confirmó la existencia de la Cuenca de Chicontepec con dimensiones de 123 km de longitud por 25 km de amplitud aproximadamente. De 1946 a 1981 se perforaron 49 pozos exploratorios en el área, de los cuales 47 resultaron productores, incorporando importantes reservas nacionales en el año de 1979. En la década de los 70 del siglo pasado se desarrollaron los campos Soledad y Soledad Norte, al Norte de la Cuenca; en los años 80's se agregaron los campos Tajín y Agua Fría, y en 1990 el campo Escobal (Mayol, 2005).

En 1976, de acuerdo a la evidencia geológica existente en ese tiempo, se utilizó por primera vez el término "Paleocanal de Chicontepec" y se comienza la perforación intensiva de 300 pozos, resultando la mayoría de ellos productores. En 1978 la compañía "DeGolyer and MacNaughton" validó el volumen original en 106 mmbpce y en 1979 se crea el "Proyecto Chicontepec", en el cual se proponen diversos escenarios de desarrollo. La producción de aceite alcanzó un máximo de 17,000 bpd en la década de los 90, cuando se llevó a cabo un programa de fracturamiento masivo en los campos Agua Fría y Tajín (PEMEX, 2004).

PEMEX Exploración y Producción (PEP) en 1998 realizó un estudio geológico-geofísico previo a la certificación de reservas, que en 1999 realizó la compañía "DeGolyer and MacNaughton"; este estudio sirvió para sustentar el nuevo valor de

aceite “in situ” de 136 mmbpce, con una reserva probable 2P de 9, 000 mmbpce; además, se identificaron 5 áreas de oportunidad inmediata, la cual considera la disponibilidad de instalaciones superficiales, calidad del aceite (grados API), espesor de los yacimientos, índice de productividad y profundidad de los yacimientos. En el año 2002 inician nuevamente trabajos de perforación masiva utilizando nuevas tecnologías para la terminación y fracturamiento de pozos (PEMEX, 2004).

De acuerdo a la información geológica, geofísica y geoquímica, en la Cuenca de Chicontepec se han identificado 5 áreas principales en los campos con el mayor número de reservas con aceites de densidad entre 18 y 45 °API.

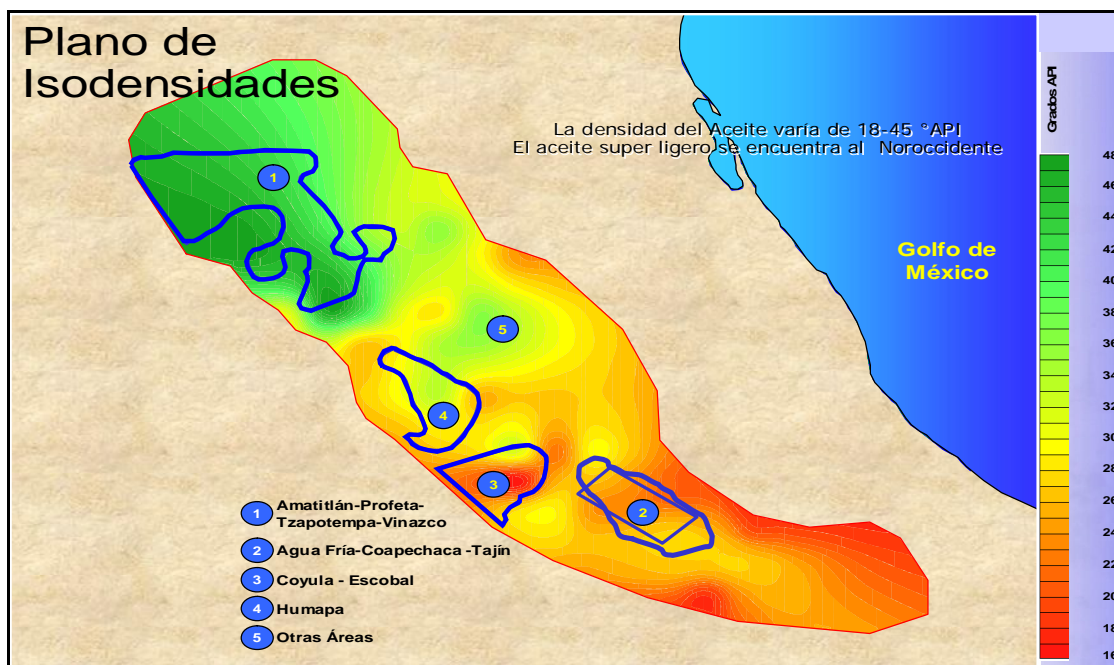


Figura 1. 5 Plano de Ubicación e Isodensidades de las 5 Áreas con Mayor Número de Reservas (PEMEX, 2005).

Las 5 áreas anteriores son:

Área	Municipios
Agua Fría-Coapechaca-Tajín	Venustiano Carranza, Pue., Coatzintla, Veracruz.
Amatitlán-Profeta- Tzapotempa- Vinazco	Chicontepec, Ixhuatlán de Madero, Temapache, Álamo, Ver.

Coyula-Japeto	Venustiano Carranza, Puebla
Humapa-Bornita	Venustiano Carranza y Francisco Z. Mena; Puebla
Otras áreas	Chicontepec, Coatzintla, Espinal, Papantla, Tihuatlán, Castillo de Teayo, Tepetzintla; Veracruz y Pantepec Puebla.

Tabla 1. 3 Principales campos Petroleros en la Cuenca de Chicontepec (Vázquez, 2008).

El 50% de la reserva del proyecto se encuentra en los campos Amatitlán, Profeta, Tzapotempa, Vinazco, Aragón, Coyotes y Horcones, sector que ha tenido una historia de producción moderada; sin embargo, corresponde con una importante área de oportunidad (PEMEX, 2008).

1.7.2. Antecedentes del Campo Coyotes

El Campo Coyotes es productor de aceite desde hace aproximadamente 37 años, se encuentra en el sector 2 del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo al noreste de la cuenca de Chicontepec. Sus aceites tienen una densidad promedio de 30 a 35 °API. Cuenta con 126 pozos repartidos en 47 macroperas con producciones de 2845 bpd y de 6.5 mmpcd (Granados y Flores, 2012), no todos estos pozos se encuentran produciendo, algunos ya fueron cerrados por ser improductivos o por declinación de la producción. Las reservas probadas de crudo son de 43.3 mmbpce, las probables de 160.8 mmbpce y las posibles de 52.6 mmbpce con un factor de recuperación de 7.4%, este último aumentó ya que al 1 de enero de 2009 era de 0.3% (CNH, 2010).

El campo Coyotes junto con los campos Tajín, Agua Fría, Soledad y Aragón contienen el 56.5 % de las reservas probadas de la Cuenca de Chicontepec. Se considera el área con mayor potencial de la cuenca por su cantidad de reservas (López, 2008).

La perforación y desarrollo de los campos Soledad, Aragón, Coyotes, Horcones y Soledad Norte se realizó de 1971 a 1982 (Figura 1.6). Durante el desarrollo del campo Coyotes se ha presentado declinación en la producción de los pozos terminados, por lo que el periodo de explotación fluyente se reduce rápidamente,

teniendo que instalar sistemas artificiales de producción, usando sistemas de bombeo Neumático y Mecánico. No solo la pérdida de energía en el pozo se ha presentado, también la complejidad de los yacimientos ha hecho que se ocupen tecnologías no convencionales como pozos horizontales multifracturados. Con el fin de incrementar las reservas y disminuir la declinación de la producción, PEMEX tiene como meta utilizar métodos de recuperación secundaria en pozos con características adecuadas para la aplicación de estas tecnologías, como son el caso de los pozos de la región norte de ATG, caso en donde la aplicación de inyección CO₂ es muy viable.

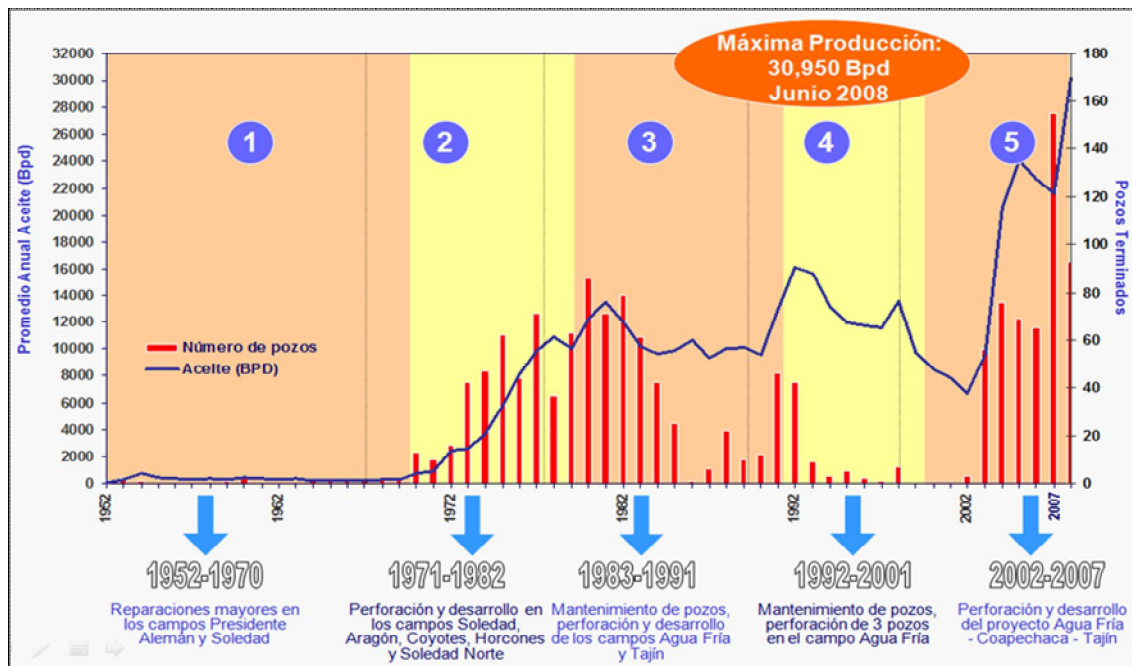


Figura 1. 6 Máxima Producción de Aceite hasta 2008 del Proyecto ATG (PEMEX, 2008).

En 2002 se diseñó el proyecto Activo Integral del Golfo (ATG) para llevar a cabo el desarrollo y construcción de infraestructura de los 29 campos de Chicontepec, en donde se planeó trabajar en la región norte y sur de Chicontepec. Este proyecto se estructuró para que iniciara una primera etapa en el 2009, detonando el desarrollo en el lado sur de la cuenca en las áreas de Coapechaca, Tajín, Agua Fria, Corralillo, Humapa, Coyula y Furbero, así como del norte de la estructura los campos Coyotes y Soledad Norte (PEMEX, 2008).

La segunda etapa comprendida del 2010 al 2011, se siguió con la continuación del desarrollo de los campos del sur de la estructura siendo: Coapechaca, Tajín, Agua Fría, Corralillo, Humapa, Coyula, Furbero, Presidente Alemán, así como del norte de la estructura los campos Coyotes, Soledad Norte, Aragón y Tenexcuila. Con lo que destaca el implemento de circuitos de bombeo para abastecer cuatro circuitos de bombeo neumático en los campos Agua Fría, Coapechaca, Tajín, Soledad y Soledad Norte con el fin de manejar una producción mayor a la existente en las cinco estaciones de compresión (PEMEX, 2008).

En la tercera etapa que comprende el período de 2012 hasta el 2023 se continuará con el desarrollo los campos Tajín, Corralillo, Furbero, Coyula, Humapa, Agua Fría y Presidente Alemán.

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO GENERAL

2.1 ORIGEN DE LA CUENCA

La Cuenca de Chicontepec se encuentra dentro de la provincia Tampico-Misantla, la cual comprende una historia geológica que va desde el Triásico hasta el Reciente, aunque la Cuenca de Chicontepec, como tal, tiene una historia que involucra al Paleoceno y Eoceno.

La Cuenca de Chicontepec se originó en el Paleoceno-Eoceno y su límite de secuencia corresponde con una discordancia sintectónica. El Grupo Chicontepec, del Paleoceno a Eoceno Inferior, ha sido tradicionalmente descrito como una secuencia turbidítica, de más de 2,000 metros de espesor, constituida principalmente por lutitas interestratificadas con capas delgadas de areniscas de grano fino a grueso que gradúan hacia la porción superior a lutitas limosas (Bitter, 1993).

Los sedimentos arenosos del Grupo Chicontepec proceden de las montañas occidentales, de la Paleoplataforma de Tuxpan al oriente y del Macizo de Teziutlan al suroeste; fueron depositados dentro de una serie de abanicos submarinos. Los depósitos de abanico 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 el Campo Chicontepec están presentes debajo de esta discordancia en la porción norte y central de la cuenca, pero están sobre la discordancia en la parte sur-oriental (Cheatwood y Guzmán, 2002).

Arrellano y Yussim (2004) establecen que el paleocanal de Chicontepec tiene una longitud de 123 km y una anchura que varía de 12 a 23 km, bordeando la porción sur y oriental de la Faja de Oro, donde la erosión producida por corrientes submarinas que cortaron los sedimentos del Paleoceno, Cretácico y Jurásico

Superior, generó un sistema de canales que fueron rellenados con alternancias de sedimentos arcillosos y arenosos turbidíticos, cubriendo una extensión aproximada de 3,300 km², formando un sistema complejo de trampas estratigráficas y mixtas.

2.2 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA REGIONAL

La Provincia Tampico-Misantla en la que se encuentra la Cuenca de Chicontepec, está relacionada con un conjunto de eventos geológicos que afectaron a la región desde el Paleozoico al Cuaternario, los cuales se describen a continuación.

El basamento cristalino del subsuelo de la Cuenca de Chicontepec, se originó en el Paleozoico por un proceso tectónico que permitió la integración del Supercontinente Pangea, lo que provocó una importante fase de metamorfismo regional cuyas rocas afloran en la región de Tamaulipas, Puebla y Oaxaca. La actividad intrusiva para cerrar el ciclo de formación del Supercontinente Pangea se dió al final del Paleozoico y durante el Triásico Inferior (CNH/UNAM, 2012).

Durante el Triásico y la parte inicial del Jurásico, en el área que ocupa la Cuenca de Chicontepec en la Provincia Tampico-Misantla, ocurrió una fase de deformación que originó un sistema de fallas normales en dirección NW-SE, que en conjunto constituyeron un sistema de altos y bajos estructurales permitiendo la formación de horsts y grabens (CNH/UNAM, 2012).

A partir del Triásico Tardío y al inicio del Jurásico, los grabens conformaron depresiones de diferentes dimensiones que fueron rellenadas por material clástico continental, principalmente de la Formación Huizachal, en donde las zonas elevadas expuestas a la erosión y las zonas bajas desarrollaron un sistema de canales, llanuras de inundación, lagos y en zonas de fallas hubo desarrollo de abanicos aluviales. Por estas características ambientales se tienen cambios de facies que explican la variación litológica en la secuencia sedimentaria, la que se compone de areniscas, limolitas, lutitas y conglomerados (CNH/UNAM, 2012).

Los reajustes en el marco tectónico global de ese tiempo produjeron cambios notables en la sedimentación, con reactivación de fallas que formaron conductos que permitieron el emplazamiento de lavas, diques y mantos. Las rocas triásicas de origen continental se encuentran reportadas en el Anticlinorio de Huizachal-Peregrina, Anticlinorio de Huayacocotla, en el estado de Tamaulipas, en la Provincia de Tampico-Misantla y en el área del Macizo de Teziutlán, Puebla (Nava y Alegría, 2001).

Durante el Jurásico Temprano la invasión de aguas del Océano Pacífico cubrió las áreas topográficamente bajas, lo que dió lugar al depósito sedimentario de la Formación Huayacocotla, en la porción central y suroeste de la Cuenca de Chicontepec. Esta formación está constituida por lutitas y areniscas de ambiente marino somero y transicional, con abundante materia orgánica leñosa y carbonosa, por lo que constituye una buena roca generadora (Marmissolle y Deguerre, 1984).

Al finalizar el Jurásico Temprano, las condiciones tectónicas cambiaron a una fase transpresiva, por lo que las formaciones Huayacocotla y Huizachal sufrieron plegamiento y emersión, quedando toda el área expuesta durante el Jurásico Medio, propiciando depósitos de secuencias con rocas continentales correspondientes a la Formación Cahuizas (Arellano et al, 2004), de ambiente continental, formada por areniscas, lutitas y conglomerados acumulados en un ambiente fluvial, dando origen a abanicos aluviales, canales, barras y planicies de inundación. De manera contemporánea hubo vulcanismo al sur, formando la secuencia vulcano-clástica andesítica-riolítica de la Formación Tenexcate.

En el Calloviano-Oxfordiano tuvo lugar una gran trasgresión marina asociada a la apertura del Paleo Golfo de México, la cual fue invadiendo gradualmente la planicie costera, desarrollando un sistema de archipiélagos, en cuyas márgenes durante la parte final del Oxfordiano y en el Kimeridgiano se depositaron rocas de alta energía (oolitas) que constituyen a las calcarenitas de la Formación Tepexic y en otros sectores a la Formación San Andrés; esta última corresponde con una de las principales rocas almacenadoras de la Provincia Tampico-Misantla.

Posteriormente, en las depresiones situadas entre las áreas positivas, se depositaron las principales rocas generadoras de hidrocarburos correspondientes a calizas arcillosas y lutitas negras de las formaciones Santiago y Tamán (Nava y Alegría, 2001).

La transgresión continuó durante el Tithoniano, por lo que toda la región fue cubierta por el mar y se depositó la Formación Pimienta, una unidad que se compone de lutitas y calizas arcillosas con pedernal. Mientras que en el sector norte sobre algunas áreas que funcionaron como islas, se depositó la Formación La Casita, constituida por areniscas y lutitas, las cuales se depositaron en depresiones dentro de la plataforma en zonas protegidas, por lo que la materia orgánica se preservó al existir un ambiente anóxico local (Nava y Alegría, 2001).

Al iniciarse el Cretácico (Neocomiano) y hasta el Cenomaniano, continuó la trasgresión marina, lo que trajo como consecuencia que se cubrieran las zonas continentales de forma progresiva, por lo que se desarrollaron bancos, rampas, plataformas carbonatadas y áreas con aguas profundas, por lo que se depositaron los sedimentos químicos y aloquímicos de las formaciones Tamaulipas Inferior, Otates, Tamaulipas Superior, El Abra y Tamabra; con la característica de que las aguas fueron cálidas y cada vez más limpias (sin arcillas), al no haber zonas continentales próximas que aportaran terrígenos y con un clima adecuado para la formación de plataformas carbonatadas, desarrollándose consecuentemente durante el Aptiano-Albiano-Cenomaniano, crecimientos arrecifales sobre los márgenes de las plataformas y bancos aislados en el interior de la misma; esto dio lugar al desarrollo de la Plataforma de Tuxpan y a otro complejo arrecifal que bordea a la Plataforma de Valles-San Luis Potosí, con sus correspondientes facies de talud. En las porciones con aguas más profundas, se depositaron calizas con pedernal, correspondientes a la Formación Tamaulipas Inferior y Superior (Arellano et al, 2004).

Durante el mismo Albiano-Cenomaniano, en el talud se depositaron un importante volumen de calizas clásticas, provenientes de la denudación de las plataformas carbonatadas que dieron origen a la Formación Tamabra, la cual está constituida

por brechas calcáreas. En este proceso, la gravedad contribuyó al movimiento de masas de carbonatos fragmentados que se acumularon al pie del talud bordeando la Paleo-Plataforma de Tuxpan.

En el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec, por debajo de la base del Terciario, se tienen rocas calcáreas de las formaciones Tamaulipas Inferior, Tamaulipas Superior y Tamabra, ubicadas en zonas cercanas a las rocas generadoras jurásicas. Las cuales están deformadas con pliegues anticlinales, sinclinales, y afectadas por fallas laterales donde los primeros constituyen potenciales trampas petroleras mientras que las fallas corresponden a excelentes rutas de migración (CNH/UNAM, 2012).

Durante el Cretácico Tardío la circulación del agua estuvo restringida por los elementos positivos (Tierra firme) que empezaron a emerger en el occidente de México por la acción tectónica de la Placa Farallón (paleo-pacífica) debajo de la Placa de Norteamérica, mientras que al sur continuó el movimiento del bloque de Yucatán. Con estos eventos inicia la acumulación de terrígenos finos intercalados con carbonatos que incrementó el material terrígeno, originando las secuencias calcáreo-arcillosas de las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez (Aguayo, 1996).

Al final del Cretácico y al principio del Paleógeno la región estuvo sujeta a compresión por el evento tectónico denominado Orogenia Laramide (Orogenia Cordillerana), el cual es responsable del plegamiento y fallamiento inverso de la secuencia Mesozoica, teniendo como resultado las estructuras de deformación de la Sierra Madre Oriental así como pliegues y fallas en el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec.

Este evento tectónico produjo inestabilidad en las condiciones ambientales con cambios en el nivel del mar y procesos erosivos ocasionados por un relieve submarino contrastante, con una actividad importante de corrientes submarinas que propiciaron que en el Paleógeno se formara entre la Plataforma Valles-San Luis (al occidente) y la Plataforma de Tuxpan (al oriente) una cuenca con

abundantes canales submarinos, con su correspondiente relleno de sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico (Arellano et al, 2004). La Plataforma de Tuxpan, fue un factor clave en el proceso de formación de la Cuenca de Chicontepec, ya que al deformarse como un cuerpo de mayor competencia mecánica tuvo rotación al oriente, lo que ocasionó su basculamiento al oriente y con el consecuente levantamiento al poniente; esto tuvo un efecto isostático que permitió que se profundizara la cuenca y que actuaran los procesos erosivos con más intensidad, originando las discordancias que delimitan el relleno sedimentario terrígeno.

El depósito de la secuencia cenozoica clásica en la Cuenca de Chicontepec se dió en el Paleoceno. Corresponde a una cuenca tipo "Foreland" de sedimentos turbidíticos correspondientes a las formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio (CNH/UNAM, 2012).

Durante el Eoceno Temprano en la Cuenca de Chicontepec se mantuvieron las condiciones de depósito, representadas por facies areno-arcillosas y limosas de tipo turbidítico de la Formación Chicontepec Superior o Chicontepec Canal. Posteriormente ocurrió la sedimentación de una secuencia predominantemente arcillosa (Velazco Superior). Mientras que en el Eoceno Medio ocurrió el depósito de sedimentos arcillosos de ambiente batial.

El Eoceno Tardío presenta dos secuencias, una arcillosa de aguas profundas que corresponde con la Formación Chapopote y otra arenosa conglomerática de origen deltaico perteneciente a la Formación Tantoyuca (Santillán, 2009).

Durante el Oligoceno, Mioceno y Plioceno, el área fue sometida a constantes transgresiones y regresiones menores, propiciando el depósito de sedimentos areno-arcillosos y conglomeráticos con una cobertura sedimentaria total que llegó a tener un espesor de hasta 8 000 m en la zona del depocentro. En este tiempo ocurrió una fase de deformación por cizalla que originó un sistema de fallas laterales que dislocó a toda la secuencia y que originó de forma asociada abundante fracturamiento en las rocas de mayor competencia mecánica. Al finalizar el Plioceno, se presentó una regresión generalizada que ocasionó el

depósito de terrígenos de ambiente transicional de la Formación Tuxpan los que tienen como límite la actual línea de costa (Marmissolle y Deguerre, 1984).

2.3 SEDIMENTOLOGÍA

Los estudios efectuados en la cuenca de Chicontepec por distintos autores muestran que se trata de una secuencia turbidítica constituida por el desarrollo de areniscas y lutitas intercaladas, producto de la erosión del levantamiento de la Sierra Madre Oriental y del basculamiento de la Plataforma de Tuxpan; los sedimentos fueron transportados primero por corrientes fluviales que se convierten en deltas en el ambiente transicional, posteriormente en depósitos de plataforma clástica de reducidas dimensiones, desde cuyo borde se originaron corrientes de turbidez depositándose en el talud y en ambientes de aguas profundas.

El ambiente de depósito de los flujos turbidíticos, consiste en el emplazamiento de un complejo de abanicos submarinos (canales y lóbulos a gran escala), depositados en un piso de cuenca preexistente que gradúan lateralmente a depósitos de desborde de canal y piso de cuenca.

Los abanicos formados en la cuenca son abanicos submarinos antiguos (Santillán, 2009), como los propuestos por Mutti y RicciLucchi (1972), que corresponden a una distribución temporal y espacial de facies y a unos ambientes caracterizados por depósitos de abanico interno, medio y externo, alimentados por cañones submarinos y canales alimentadores (fuentes puntuales), (figura 2.1).

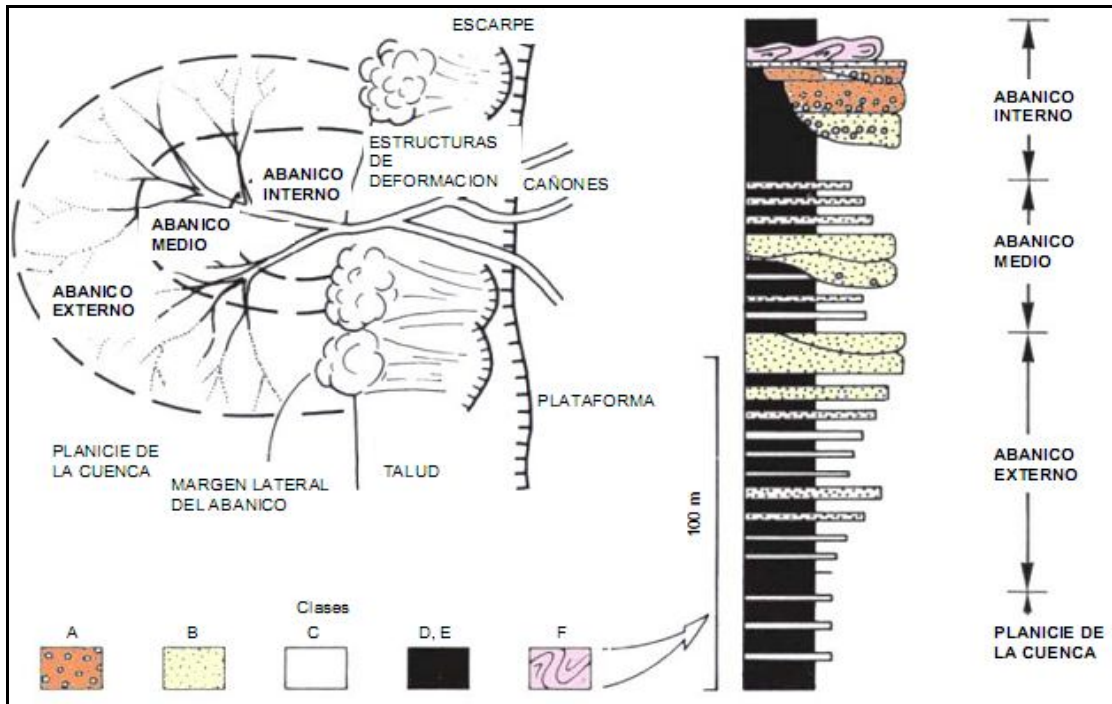


Figura 2.1 Modelo de Abanico Submarino Antiguo que Muestra el Desarrollo y Mecánica de los Depósitos Turbidíticos (Mutti-RicciLucchi, 1972).

El modelo utilizado por PEMEX (2005) para explicar el origen de las secuencias turbidíticas del Grupo Chicontepec (figura 2.2), es principalmente de forma conceptual y generalizada según el modelo propuesto por Walker (1978); por lo que, Santillán (2009) y Santillán y Aguayo (2008) propusieron un modelo más acorde, aplicando los conceptos actuales existentes para los depósitos de facies turbidíticas en aguas profundas, con lo cual se logró un mejor conocimiento de la geometría y distribución de las facies en el subsuelo, y en consecuencia de las propiedades petrofísicas asociadas con éstas.

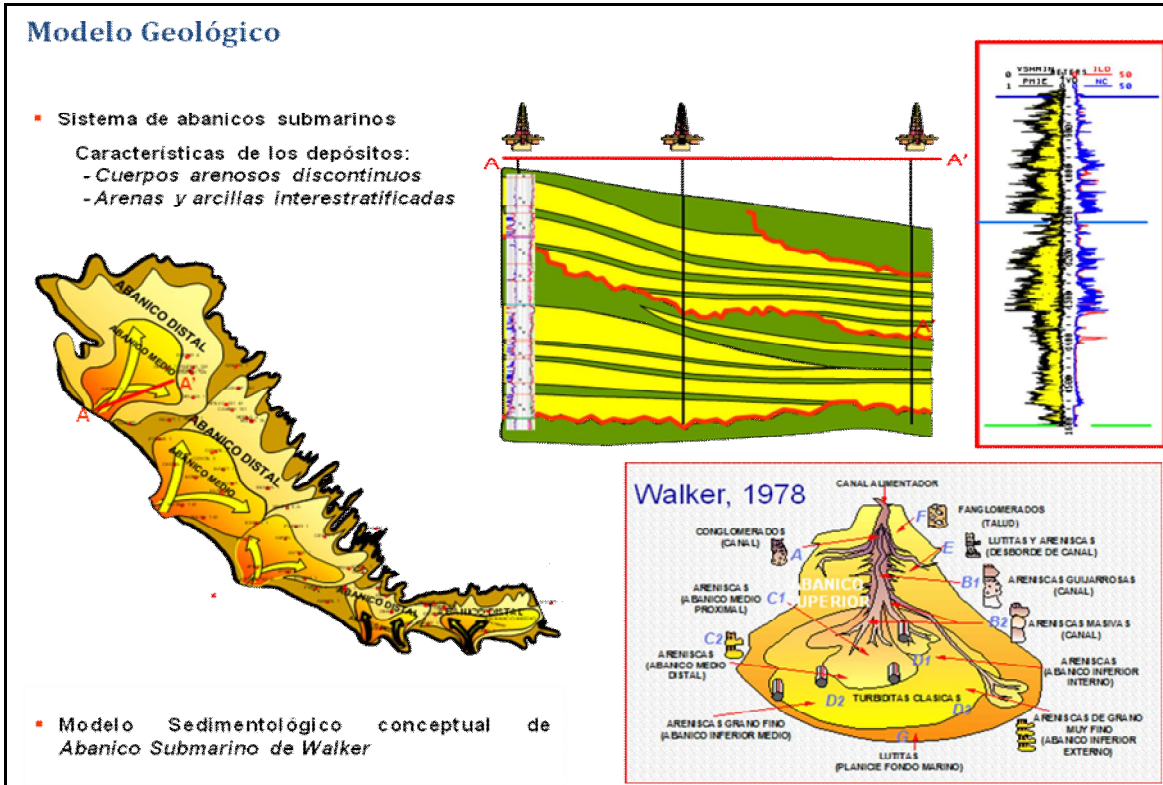


Figura 2.2 Modelo Conceptual de Abanico Submarino (Walker, 1978 y PEMEX, 2005).

El Campo Coyotes cuenta con una columna sedimentaria máxima de aproximadamente 900 m, en donde se pueden distinguir tres megasecuencias de composición arcillo-arenosas (Megasecuencias 1, 2 y 3) (figura 2.3).

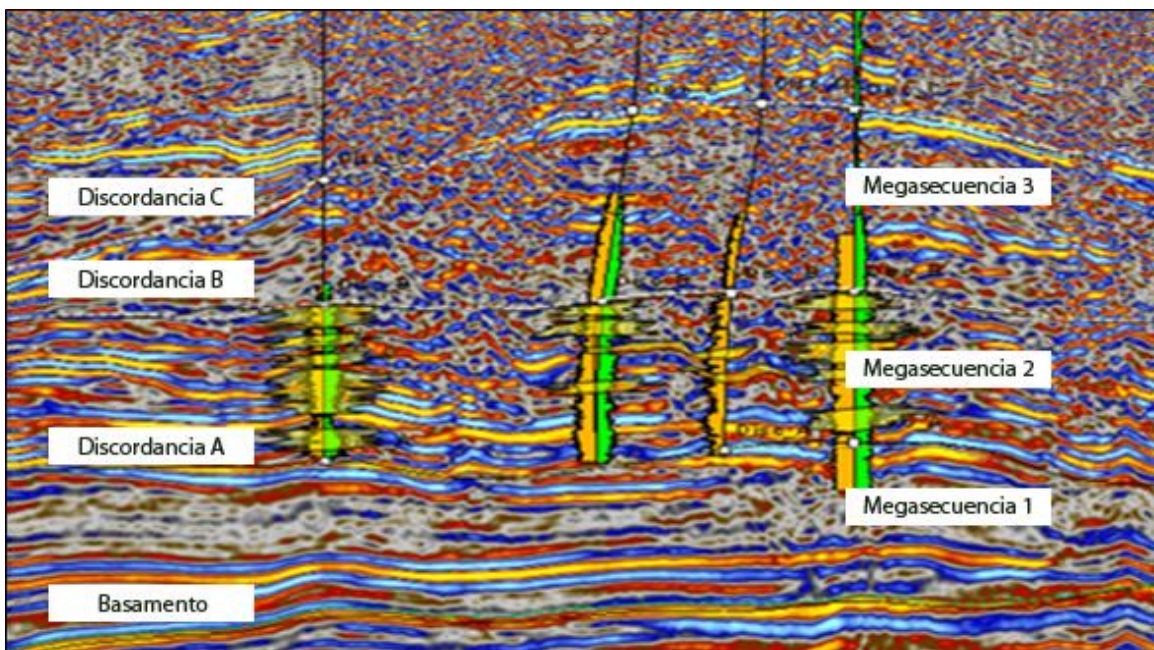


Figura 2.3 Sección Sísmica de Orientación W-E con Registros Geofísicos de Pozo (CNH/UNAM, 2012).

Las unidades estratigráficas se encuentran limitadas por una discordancia basal, la cual separa a las unidades mesozoicas de los depósitos cenozoicos; así como por tres discordancias referidas, como discordancias A, B y C que separan regionalmente a las megasecuencias contenidas en el Grupo Chicontepec (figura 2.4).

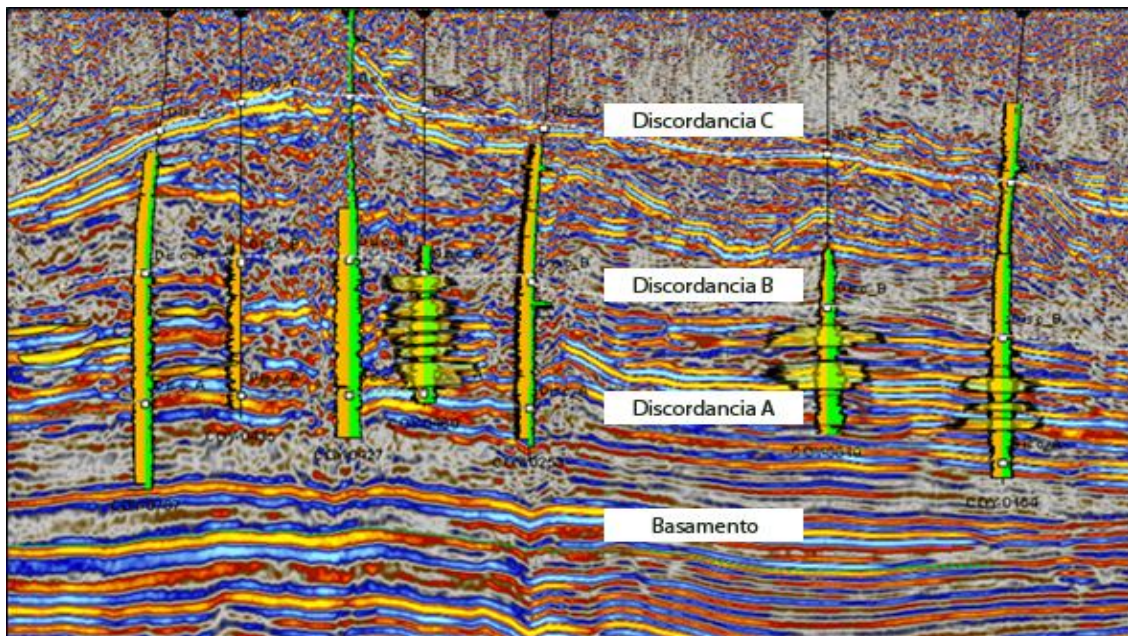


Figura 2.4 Sección Sísmica de Orientación NW-SE con Registros Geofísicos de Pozo (CNH/UNAM, 2012).

La Megasecuencia Inferior (Unidad 1) corresponde a depósitos cíclicos estratificados, predominantemente areno-arcillosos y arcillo-arenosos, cuyo espesor promedio es de 245 m, de forma tabular en el centro y acuñada al oriente, depositados discordantemente sobre una superficie topográfica mesozoica (discordancia basal), conformada por una serie de depresiones y altos estructurales; superficie que separa a las secuencias de edad mesozoica, de la parte inferior de la Formación Chicontepec Inferior sobreyacente, y cuyo contacto superior corresponde a la superficie litoestratigráfica también discordante (discordancia A), de la base de megasecuencia de la Unidad 2.

La geometría de los cuerpos de esta unidad es tabular estratificada continua y laminada, aunque algunos cuerpos areno-limo-arcillosos pueden presentar forma lenticular debido a plegamientos y deslizamientos locales. La conectividad entre

cuerpos arenosos es baja debido al predominio de la facies limo-arcillosa, la cual se encuentra interestratificada con estratos discretos areno-limoso-arcillosos.

Considerando que esta unidad tiene una predominancia de materiales finos, su potencial como rocas almacenadoras es muy reducido, sin embargo, tiene buenas características como rocas sello.

La Megasecuencia Media (Unidad 2) presenta estructuras de tipo canalizado e inter-lobular, asociadas a corrientes turbidíticas de bajo régimen, por lo que se tienen buenos desarrollos de cuerpos lenticulares con predominancia de areniscas. Esta unidad se encuentra comprendida entre las megasecuencias Inferior (Unidad 1) y la Superior (Unidad 3), cuyos límites son las superficies de las discordancias A y B, respectivamente.

Las zonas interlobulares son de textura areno-limosa que presentan un espesor y extensión considerables, están interestratificados con horizontes limo-arcillosos y la megasecuencia de la Unidad 2; en conjunto la unidad tiende a presentar un espesor tabular persistente, de unos 350 m de espesor máximo hacia el NW con vergencia hacia el NE-SW. El sentido de aporte de los depósitos es SE-NW y NW-SW, presentando estos últimos una mayor amplitud, lo cual genera depósitos lobulares e inter-lobulares de carácter local.

Los cuerpos presentan una geometría lobular y acanalada con estratificación de horizontes areno-limo-arcillosos en forma lenticular, distribuidos de acuerdo a la dirección de los aportes sedimentarios, por lo que se presentan en las secciones sísmicas de forma discontinua y dispersa. 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. El espesor máximo de los cuerpos productores disparados es de 78 m, el mínimo de 2.5 m, siendo la media 20 m. La conectividad entre los cuerpos areno-limosos es de intermedia a baja.

En este campo, esta unidad estratigráfica es la que presenta las mejores condiciones para contener hidrocarburos en cuerpos lenticulares con

predominancia de areniscas, los que presentan fracturas, microfracturas y es entre los estratos en el límite de las capas finas con gruesas donde se presenta gilsonita en forma continua por varios metros.

Dentro de la Megasecuencia Superior (Unidad 3) se observa una serie de cuerpos estratificados progradantes en dirección NE y SE, formados por estructuras monticulares por deslizamientos y derrumbes canalizados paralelos a la estratificación. En esta unidad se tiene un espesor máximo de unos 250 m, la cual tiende a adelgazarse con una vergencia hacia el NE-SE. En su parte superior, sobreyace la secuencia turbidítica del Eoceno Inferior, separadas por la discordancia C.

La geometría de los cuerpos corresponde con una serie de cuerpos estratiformes medianos a delgados interestratificados con horizontes lenticulares, areno-limosos, sobreyaciendo a sedimentos arcillo-limosos, interpretados como deslizamientos y derrumbes locales progradantes, sobre facies de abanico distal, por lo que predominan los materiales arenoso-limosos y arcillo-limosos en estratos delgados. La conectividad entre cuerpos arenosos es baja, debido a la mezcla de los horizontes areno-arcillosos con los arcillo-limosos durante su desplazamiento en el momento del depósito.

Los materiales finos que predominan de espesor reducido funcionan como una excelente roca sello, ya que se tienen varios horizontes productivos inmediatamente debajo de esta unidad estratigráfica, en la Megasecuencia 2.

2.4 ESTRATIGRAFÍA

2.4.1 Columna Estratigráfica de la Provincia Tampico-Misantla

La columna estratigráfica de la Provincia Tampico-Misantla, dentro de la que se encuentra la Cuenca de Chicontepec se compone de veinte formaciones geológicas: tres del Periodo Jurásico, siete del Cretácico y diez del Cenozoico, siendo estas últimas las que constituyen el relleno de la cuenca Cenozoica (figura

2.5); mediante un límite de secuencias con una discordancia progresiva. El basamento cristalino del Pérmico - Triásico y ocho formaciones geológicas; una del Triásico (Formación Huizachal), y siete del Jurásico Inferior y Medio (formaciones Huayacocotla, Cahuasas, Tenexcate, Huehuetepc, Tepéxic, Santiago y San Pedro), no forman parte de las relaciones estratigráficas del límite de secuencias inferior, ya que los paleocanales de Chicontepec no alcanzaron a erosionarlas; las unidades más antiguas que están en contacto con el Grupo Chicontepec, son las formaciones San Andrés y Tamán.

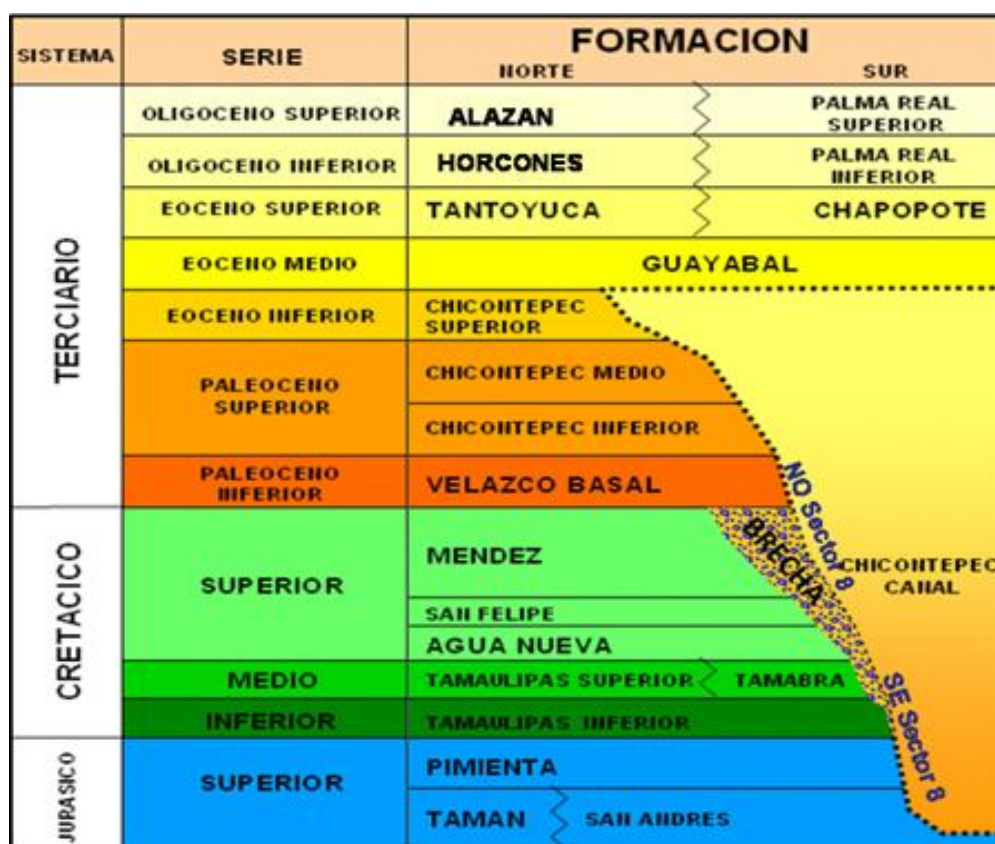


Figura 2.5 Columna Estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec (Modificado de PEMEX, 2005).

2.4.2 Columna Estratigráfica del Campo Coyotes

La columna estratigráfica del campo Coyotes se compone de siete formaciones geológicas: tres del Periodo Eoceno y cuatro del Paleoceno, (figura 2.6). El campo se encuentra alojado dentro de una secuencia de areniscas pertenecientes al Grupo Chicontepec de edad Paleoceno-Eoceno, que se caracterizan por cuerpos arenosos continuos (PEMEX, 2012).

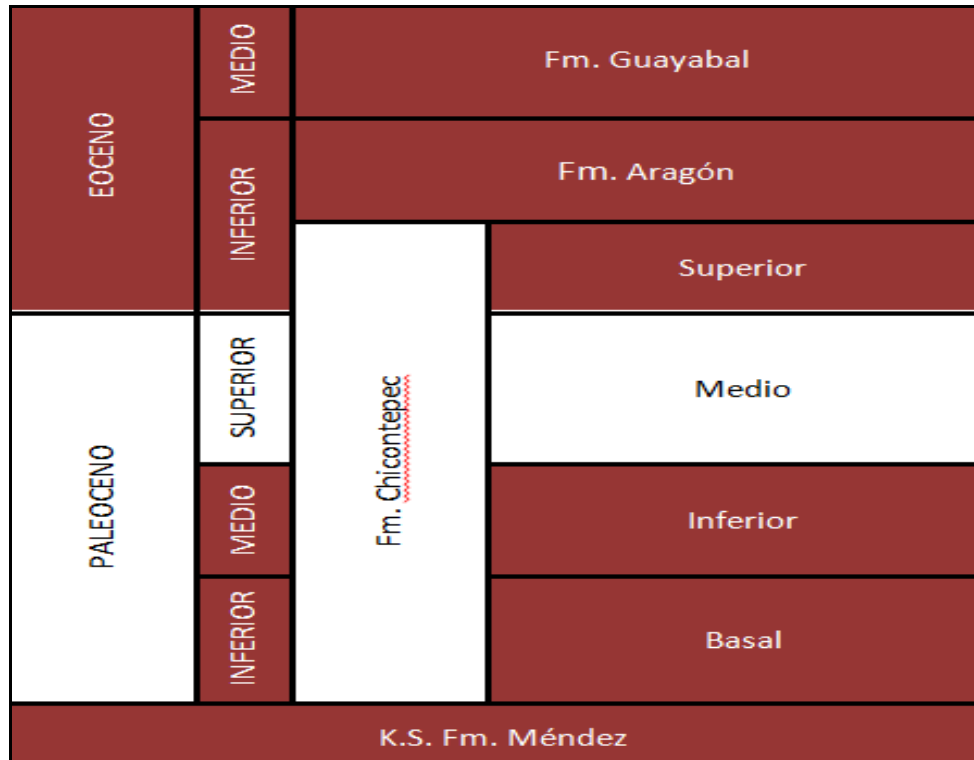


Figura 2.6 Columna Estratigráfica del Campo Coyotes (PEMEX, 2012).

2.4.2.1 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 los paleocanales de la Cuenca de Chicontepec.

Por su contenido faunístico, compuesto de *Globotruncanaconica*, *Globotruncanabulloides*, *Heterohelixctieneuxiae*, *Globotruncanaventricosa*, *Planulinadayi*, *Clavulinoidestrilaterata*, entre otros, y por su posición estratigráfica, se confirma que su edad corresponde al Campaniano-Maestrichtiano. 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).

2.4.2.2 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 anhídritas, 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).

2.4.2.3 Grupo Chicontepec (Paleoceno Superior-Eoceno Inferior)

Se encuentra desde el sureste de San Luis Potosí hasta Teziutlán Puebla, paralelamente a la margen oriente de la Sierra Madre Oriental, aunque su mayor desarrollo se tiene en la Cuenca de Chicontepec; también se ha reportado una secuencia similar 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, Veracruz, 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 diferenciación que se puede hacer con sísmica y con micropaleontología.

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, y son cartografiables, además se pueden separar en el subsuelo por sus contactos discordantes en secciones sísmicas. Las dos primeras corresponden con una edad del Selandiano-Thanetiano 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 formadas por la erosión 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 (Alemán, 1980).

La textura general es de arenita lítica, pobremente clasificada que varía de grano fino a medio y en menor medida a grueso. La matriz está constituida

principalmente de minerales arcillosos de clorita e illita. Así mismo, el cementante está constituido por carbonato de calcio y en menor proporción 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.

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).

2.4.2.4 Formación Chicontepec Inferior (Paleoceno Superior)

Consiste principalmente de lutitas suaves, grises, ligeramente arenosas 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 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 (figura 2.7).

		BIOZONA	FORMACIÓN	AMBIENTE	
EOCENO	MEDIO	Truncorotalioides rori Orbulinoidea bockmanni Morozovella lehnari Globigerinatheka subconglobata Hantkenina nuttalli	Fm. Guayabal	-100m -200m Nerfítico Externo	
	INFERIOR	Acarinina pentacamerata Morozovella aragonensis Morozovella formosa Morozovella subbotinna Morozovella edgari	Fm. Aragon		-500m Batial Superior
PALEOCENO	SUP	Morozavella velascoensis Paleorotalites pseudomenardil	Fm. Chicontepec	Superior	
	MEDIO	Planorotalites compressa Morozovella angulata Morozovella uncinata		Medio	-1000m Batial Medio
	INF	Morozovella trinidensis Morozovella pseudobulloides Globigerina eugubina		Inferior	
K. SUPERIOR Fm Mendez					

Figura 2.7 Descripción de Biozona y Ambiente de Depósito del Grupo Chicontepec (PEMEX, 2005).

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.

2.4.2.5 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 otras localidades 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; 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: Chiloquumbelinacritina, Morozovella, Chilestomellasp, Buliminatrihedra, Globigerina velascoensis y Gumbelina globulosa; por lo que se le asigna una edad Paleoceno Superior como se muestra en la figura 2.7. 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 en la magnitud de los periodos de aporte, esto se interpreta por la variación en la alternancia de los sedimentos arcillosos. Se le considera roca almacenadora por sus horizontes arenosos los que presentan alta porosidad y permeabilidad (Nava y Alegría, 2001).

2.4.2.6 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 donde aflora. 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, superficies de corte y relleno (canales), 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 una cuenca clástica con influencia de flujos turbidíticos distales, en el marco del relleno de la Cuenca de Chicontepec; en un ambiente poco profundo, en donde proliferaban organismos bentónicos. Se han identificado fósiles del Eoceno Inferior tales como: Globigerina pseudobulloides, Trochamminadiagonis, Globorotaliarex, entre otros como se indican en la figura 2.7. Es roca sello por sus horizontes arcillosos, y en sus horizontes arenosos se tienen las mejores posibilidades de contener hidrocarburos (Nava y Alegría, 2001; Pérez, 1990).

2.4.2.7 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* (figura 2.7). 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).

2.4.2.8 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, Globorotaliaalbeari, Amphistegina mexicana, Nodosaria mexicana y Eponidesguayabalensis, así como algunos moluscos como: Ostreasellaeformis, Trunconotaloidesrohri, Protocardiaambrina, Venericardiaserricosta; además de abundantes briozoarios y corales (Nava y Alegría, 2001).

Sus condiciones de depósito fueron en mares tranquilos, relativamente someros 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).

2.5 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

Es posible distinguir dos estilos de deformación contrastantes en el Campo Coyotes, estos corresponden al plegamiento laramídico y a un sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas.

2.5.1 Plegamiento laramídico

En la siguiente sección sísmica (figura 2.8), se puede apreciar que en la secuencia mesozoica se tienen pliegues suaves con ángulos interflancos (interlimbos) del orden de 145° , los cuales se van suavizando al oriente hasta constituir capas horizontales, las que se flexionan localmente por la presencia de fallas laterales (figura 2.9).

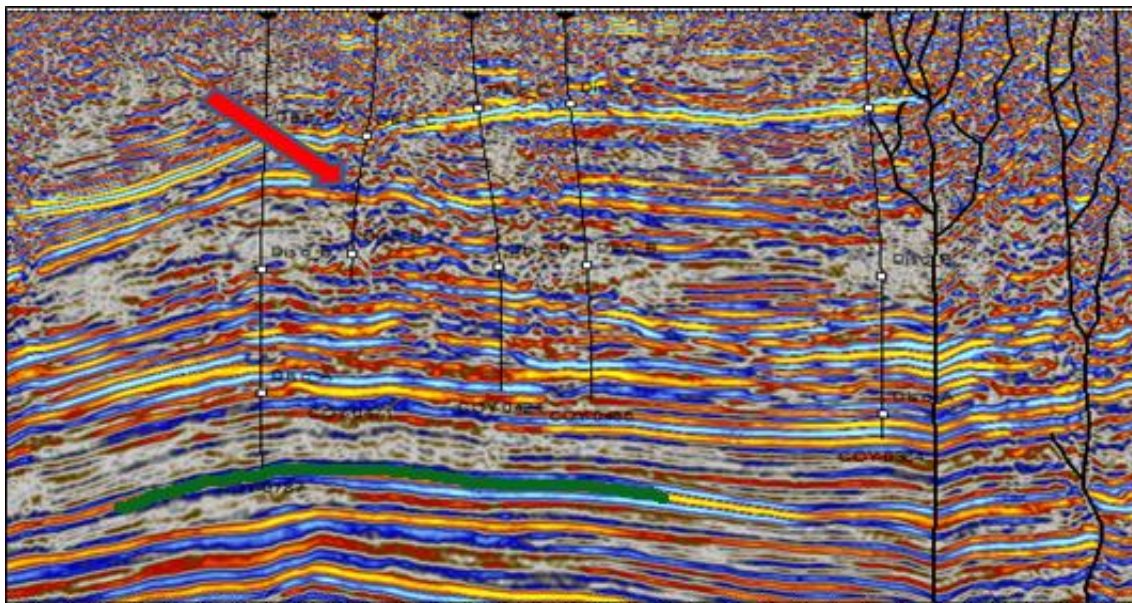


Figura 2.8 Pliegues Anticlinal Suave que Afecta a la Secuencia Mesozoica, la que se Presenta en la Parte más Inferior de la Sección Sísmica NE-SW (CNH/UNAM, 2012).

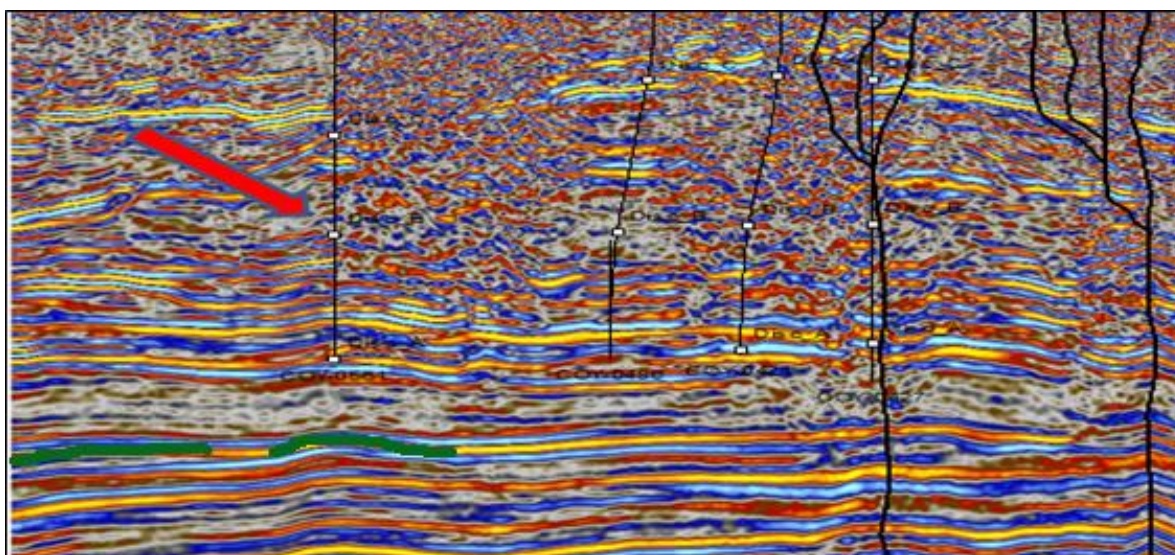


Figura 2.9 Pliegues Suaves que se Tienen en la Parte Inferior de la Sección Sísmica E-W (Zona de Reflectores Continuos) que Afectan Únicamente a la Secuencia Mesozoica (CNH/UNAM, 2012).

El nivel de deformación producido por la orogenia laramídica en la secuencia Mesozoica es mínimo en la posición distante del Campo Coyotes con respecto a la Sierra Madre Oriental. Deformación que se va atenuando hacia el oriente, así como en la secuencia terrígena de la base del Cenozoico.

El potencial petrolero en la Formación Tamaulipas Inferior y Tamaulipas Superior de la secuencia mesozoica es reducido, ya que las trampas estructurales en anticlinales son con cierre muy pequeño y producirían únicamente por fracturas.

2.5.2 Sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas.

La fase de deformación de mayor afectación en el campo corresponde a un conjunto de fallas laterales transpresivas que forman flores positivas cuyas características se muestran en la figura 2.10

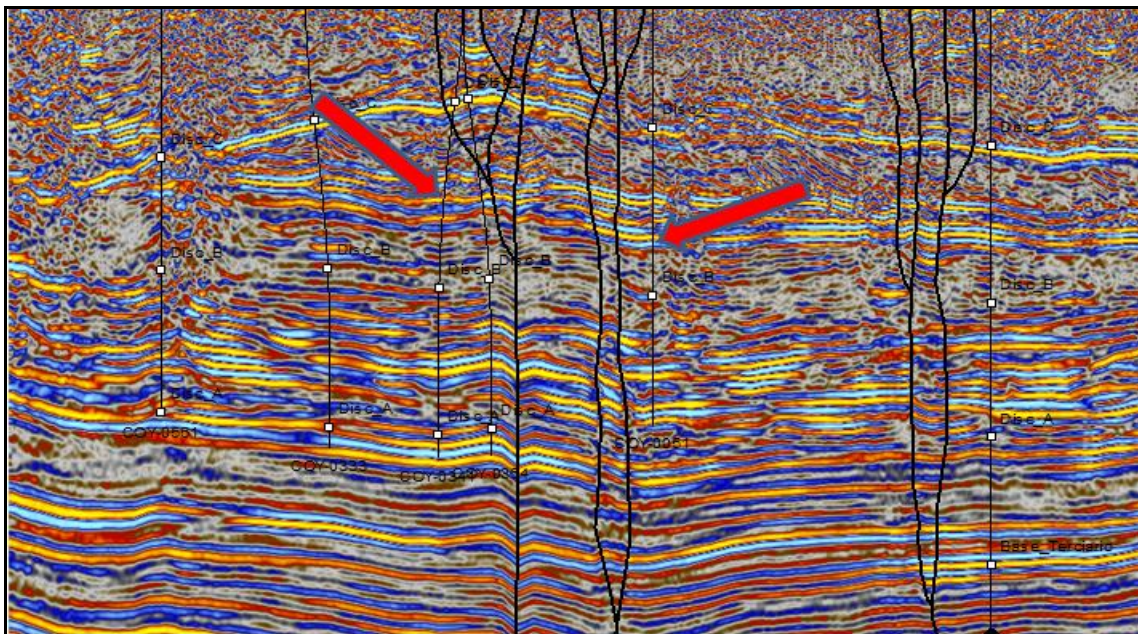


Figura 2.10 Sección Sísmica NW-SE con Tres Fallas Laterales con Desarrollo de Flor Positiva (CNH/UNAM, 2012).

Las fallas laterales y las fracturas se originaron al mismo tiempo durante la deformación por cizalla, representan un factor relevante dentro de la evaluación del sistema petrolero, ya que conectan a las rocas generadoras del Jurásico Superior (formaciones Santiago, Tamán y Pimienta) con las secuencias terrígenas del Grupo Chicontepec, particularmente a los horizontes de mayor potencial.

Las fallas y las fracturas asociadas son verticales, y presentan direcciones generales NE-SW y NW-SE; cuando se cruzan conforman pares conjugados muy bien desarrollados (figura 2.11). Con base en las orientaciones del par conjugado,

se interpreta que la dirección principal del paleoesfuerzo que originó la deformación por cizalla es horizontal.

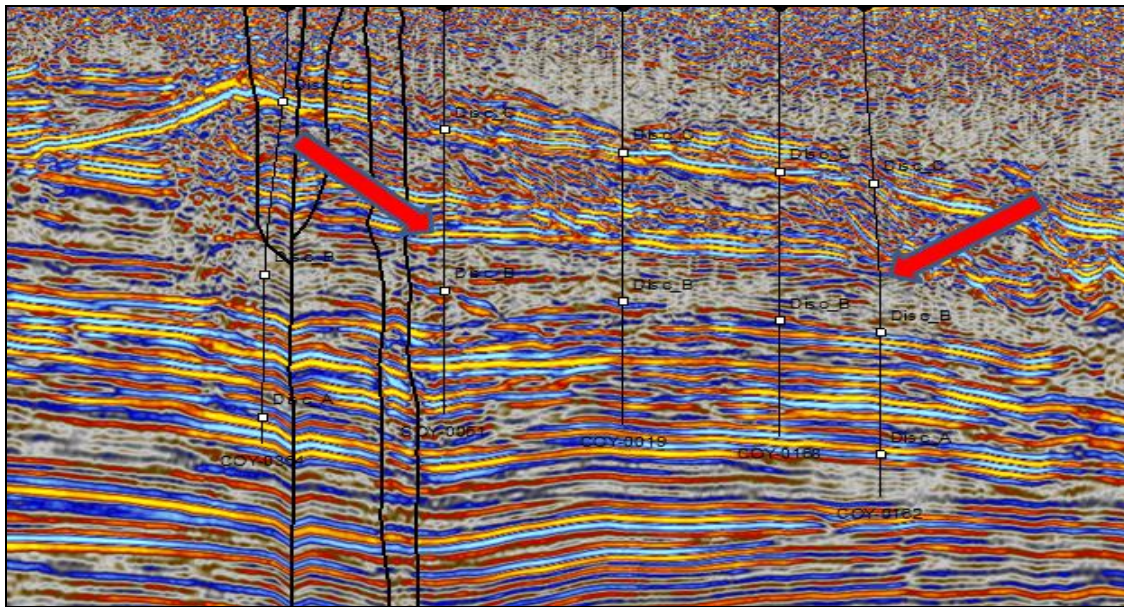


Figura 2.11 Sección Sísmica NW-SE con Dos Fallas Laterales Próximas, cuya Posición se Explica porque están Próximas a Cruzarse, ya que en Conjunto Forman un Par Conjugado (CNH/UNAM, 2012).

En las secciones sísmicas anteriores se ubican pozos productores y no productores, dando como resultado que los pozos de menor productividad se encuentran en las proximidades de las zonas de falla y en otros casos no están cortando los horizontes arenosos con las mejores características petrofísicas como rocas almacenadoras. Las secuencias terrígenas en las zonas de falla no presentan características petrofísicas adecuadas para formar rocas almacenadoras o rocas sello, porque se encuentran afectadas por una deformación frágil, provocando que las fallas laterales y fracturas asociadas sean excelentes rutas de migración.

También se puede observar que las fallas laterales originan pérdida de continuidad al desplazar a las secuencias de interés como potenciales rocas almacenadoras, poniendo en contacto tectónico a unidades de diferentes facies. Esta condición estructural se suma a la poca continuidad de los cuerpos lenticulares de areniscas, lo que da como resultado una mayor complejidad en la distribución espacial de las unidades con características de rocas almacenadoras.

CAPÍTULO III

SISTEMA PETROLERO

González (2001), define al sistema petrolero como la "Máquina Natural de hacer Petróleo" como también se le conoce, es un sistema natural, que incluye a todos los elementos y procesos geológicos esenciales que intervienen en la acumulación de aceite y/o gas existente en una cuenca sedimentaria.

Para Magoon (1992) los elementos esenciales son la roca generadora, roca almacenadora, roca sello y sobrecarga, y los procesos geológicos se refieren a la formación de la trampa, generación, migración y acumulación de hidrocarburos (figura 3.1).

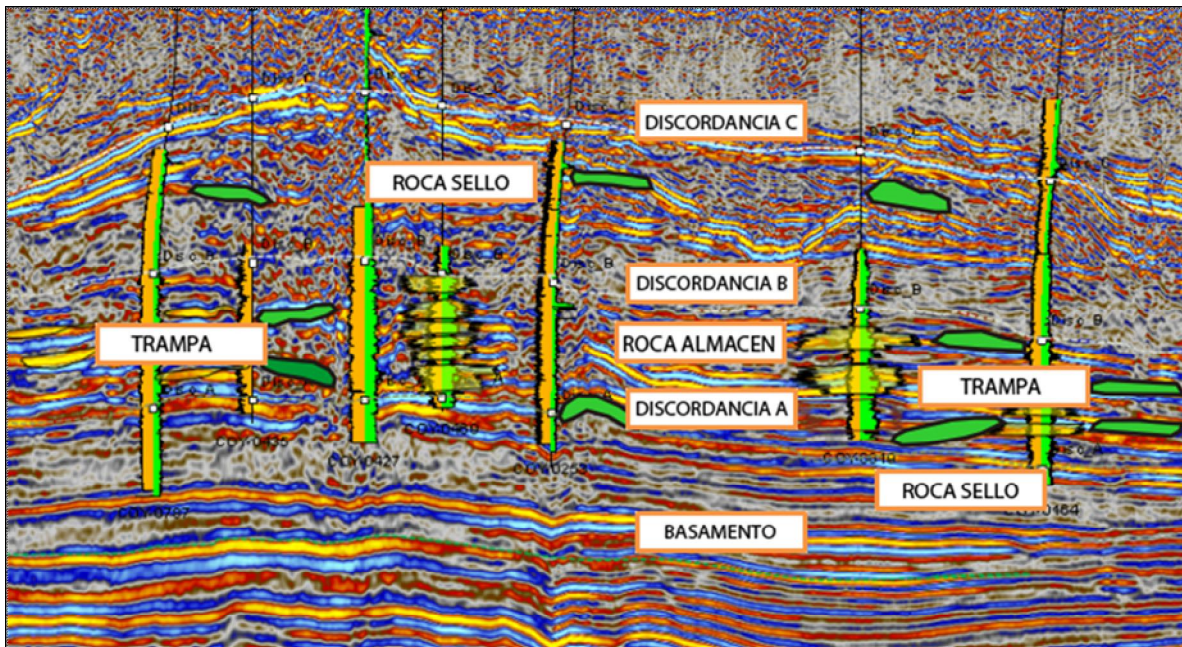


Figura 3. 1 Elementos del Sistema Petrolero en una Sección Sísmica del Campo Coyotes con Orientación NW-SE (Modificado de CNH/UNAM, 2012).

3.1 Sistema Petrolero en el Campo Coyotes

El sistema correspondiente al campo Coyotes es el sistema Chicontepec, el cual se encuentra situado entre la plataforma de Tuxpan (poniente de la Faja de Oro) y al oriente de la Sierra Madre Occidental, que comprende una parte del territorio del

Estado de Veracruz y otra parte del Estado de Puebla, en la región Norte marcada por PEMEX.

Este Sistema se define como híbrido dado que presenta deformación estructural debido a fallamiento lateral. Las trampas de tipo estratigráfico están en algunos casos cortadas por fallas, son cuerpos de areniscas que se formaron como turbiditas, por lo que se tienen lóbulos de abanicos submarinos, superficies de erosión, rellenos de paleocanal y zonas de desborde; por otra parte es considerado un sistema conocido en cuanto a su nivel de certeza ya que en los campos en que se le ha estudiado (Campos Presidente Alemán, Cerro del Carbón, Remolino, San Andrés y Hallazgo) existen datos de importantes volúmenes de producción de aceite en las areniscas del Grupo Chicontepec, aceite que se correlaciona positivamente con la roca generadora del Jurásico. El Grupo Chicontepec contiene una de las mayores acumulaciones (reservas probables) de hidrocarburos de México (Nava, 2001).

Este sistema está asociado al levantamiento de la Sierra Madre Oriental y a la rotación de la Paleoplataforma de Tuxpan entre cuyos elementos se formó la Cuenca de Chicontepec en el Paleoceno. La cuenca fue rellenada como producto de la erosión generada por corrientes submarinas que llevaron sedimentos procedentes de las secuencias del Paleoceno, Cretácico y Jurásico; se formaron una serie de canales que posteriormente fueron rellenados por sedimentos arcillosos y arenosos, en forma alternada (turbiditas), definidos como Grupo Chicontepec, la cual se ha dividido en Formación Chicontepec Inferior, Medio y Superior. En el Eoceno Tardío continúa el relleno de estos canales predominando dos facies, una arcillosa de aguas profundas de la Formación Chapopote y otra arenosa conglomerática de la Formación Tantoyuca.

Durante el Oligoceno y el Mioceno continúan las transgresiones y regresiones, depositándose los sedimentos arcillosos, arenosos y conglomeráticos de las formaciones Palma Real Inferior y Superior, así como de la Formación Tuxpan.

Los yacimientos se encuentran en cuerpos independientes en lentes de areniscas, algunos de los cuales están dislocados por fallas. Se encuentran a profundidades que varían de 800 a 2400 m; en estos yacimientos no se ha detectado la presencia de contactos de agua-aceite o de gas-aceite. La presión original en la mayoría de los yacimientos es del orden de 220 Kg/cm², su temperatura de fondo varía de los 65°C a los 75°C (López, 2008).

3.2 ROCA GENERADORA

La roca generadora, es aquella secuencia sedimentaria que ha generado o es potencialmente generadora de petróleo y/o gas (figura 3.2); la distribución de este tipo de roca en una cuenca sedimentaria depende de las condiciones del relieve y del clima reinante durante la época del depósito (paleogeografía). En general cualquier roca que contenga más del 1% de carbono orgánico total (COT) y grandes volúmenes puede ser considerada como una roca generadora (Trujillo, 2006).

Las rocas generadoras geológicamente se pueden dividir en dos grupos, el de las rocas clásticas (lutitas y limolitas) y las rocas calcáreas (calizas arcillosas y margas) (Trueba, 2007).

Las rocas generadoras son sedimentarias y se encuentran en ambientes de tipo deltaico, lagos, cuencas marinas (cuencas confinadas, taludes continentales, cuencas marinas abiertas), en donde hay falta de oxígeno (anoxia), y que están ligados a factores que afectan la sedimentación de estas rocas como lo son la degradación bacteriana, la cantidad de materia orgánica y la excavación y removilización por fauna bentónica (Pintos, 2011).

La figura 3.2 muestra el sistema generador de la Provincia Tampico-Misantla en donde se encuentra la Cuenca de Chicontepec y a su vez el Campo Coyotes. Las rocas generadoras del Jurásico Superior y los hidrocarburos de la Provincia Tampico-Misantla han sido caracterizados por varias técnicas geoquímicas, en lo que se refiere a las rocas generadoras, estas son predominantemente calizas

arcillosas y lutitas que corresponden con las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta de edad Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano respectivamente (Nieto, 2010).

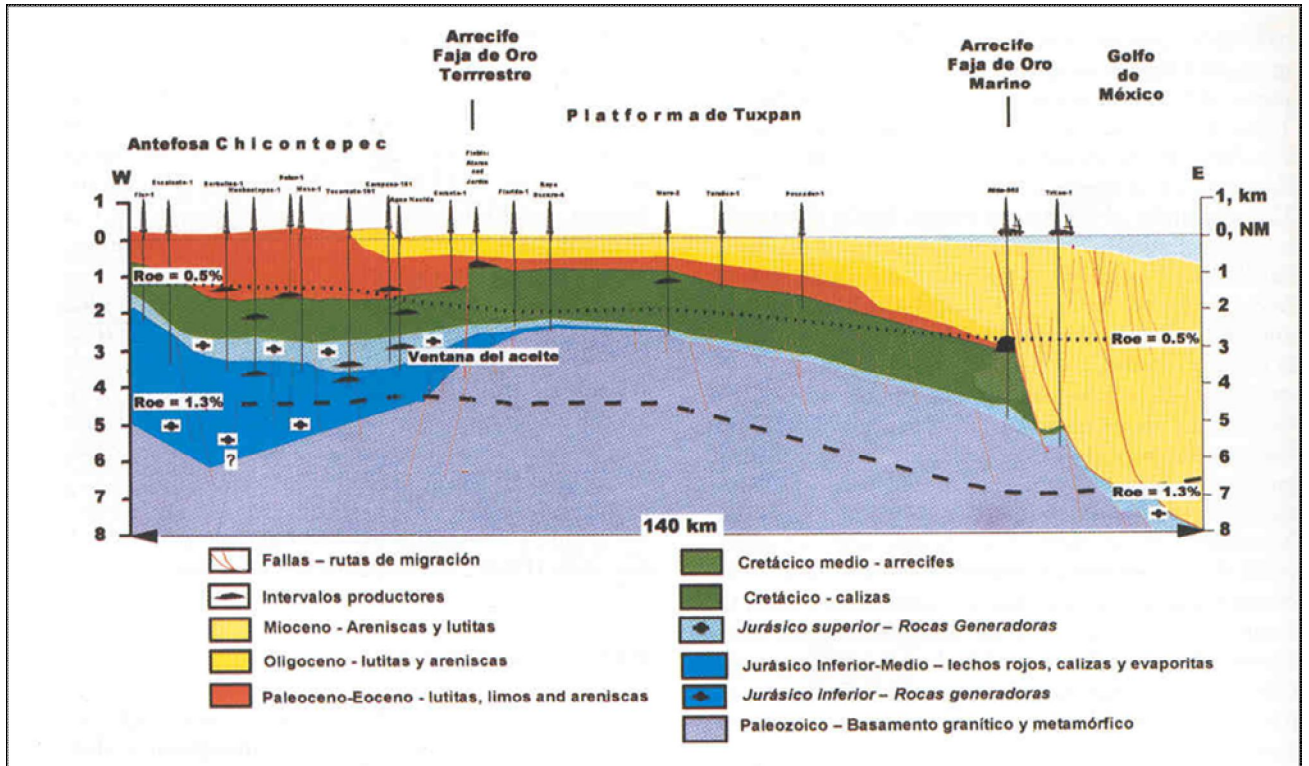


Figura 3. 2 Sistema Generador en Tampico-Misantla.

3.2.1 Roca Generadora en el Campo Coyotes

Las rocas generadoras en el área de estudio son las mismas que en toda la región de Tampico-Misantla, y corresponde a las facies arcillo-calcáreas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta del Jurásico Superior (figura 3.3), así como en menor medida los horizontes arcillosos de las formaciones Chicontepec Inferior y Medio; en todas ellas se tiene una alta concentración de materia orgánica y el posterior sepultamiento por la gruesa secuencia marina de abanicos, que suele llegar hasta 1 700 m de espesor ha favorecido la maduración térmica.

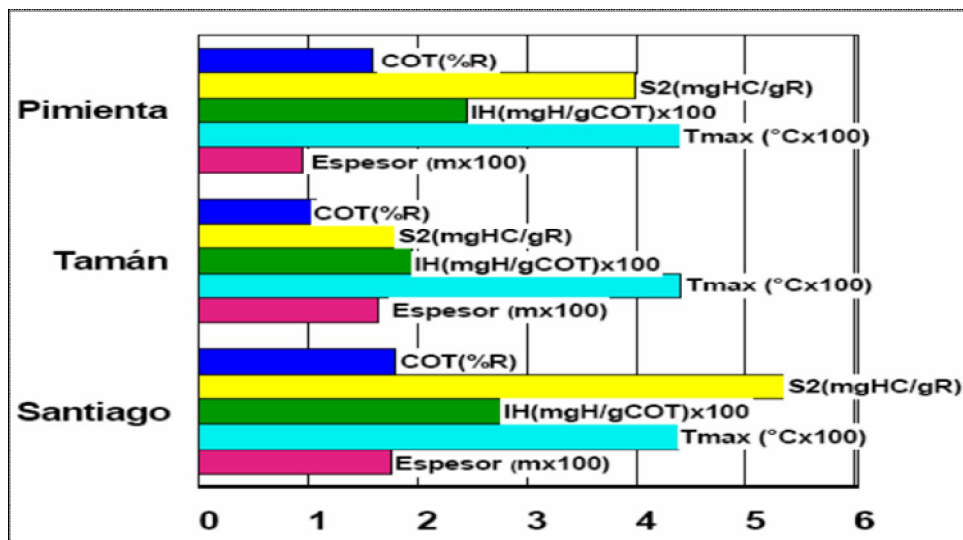


Figura 3. 3 Características de las rocas generadoras en la Cuenca de Chicontepec (PEMEX, 2005).

El potencial generador de las Formaciones Jurásicas es principalmente 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, aunque estas se encuentran en la mayoría de los casos en una fase intermedia.

3.3 ROCA ALMACENADORA

Landes (1975), considera que una roca almacenadora es toda aquella que sea capaz de almacenar hidrocarburos (figura 3.4), y que debe tener las siguientes características generales:

- Ser poroso, esto es, que disponga de suficientes espacios para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos. Pueden tener una porosidad original (presente en el sedimento original), o una porosidad secundaria (fracturas, disolución) que es la resultante de cualquier actividad geológica, como resultado de la diagénesis, después de que los sedimentos han sido convertidos en roca; también puede originarse el fracturamiento por efecto de la acción de esfuerzos en diferentes condiciones tectónicas.

- Ser permeable, esto es que los poros estén interconectados para que cedan fácilmente los hidrocarburos.

3.3.1 Roca Almacenadora en el Campo Coyotes

La Megasecuencia 2 que se encuentra entre las discordancias A y B es la de mayor interés en el Campo Coyotes ya que es la roca almacenadora (figura 3.4). En esta secuencia se observa un incremento importante de sedimentos arenosos y limo-arenosos, con respecto a la Megasecuencia 1. Su espesor lateral tiende a ser bastante uniforme, de unos 350 m, y que por sus características con lentes y cuerpos tabulares continuos, arenosos arcillosos, resaltan su importancia como objetivo petrolero (CNH/UNAM, 2012).

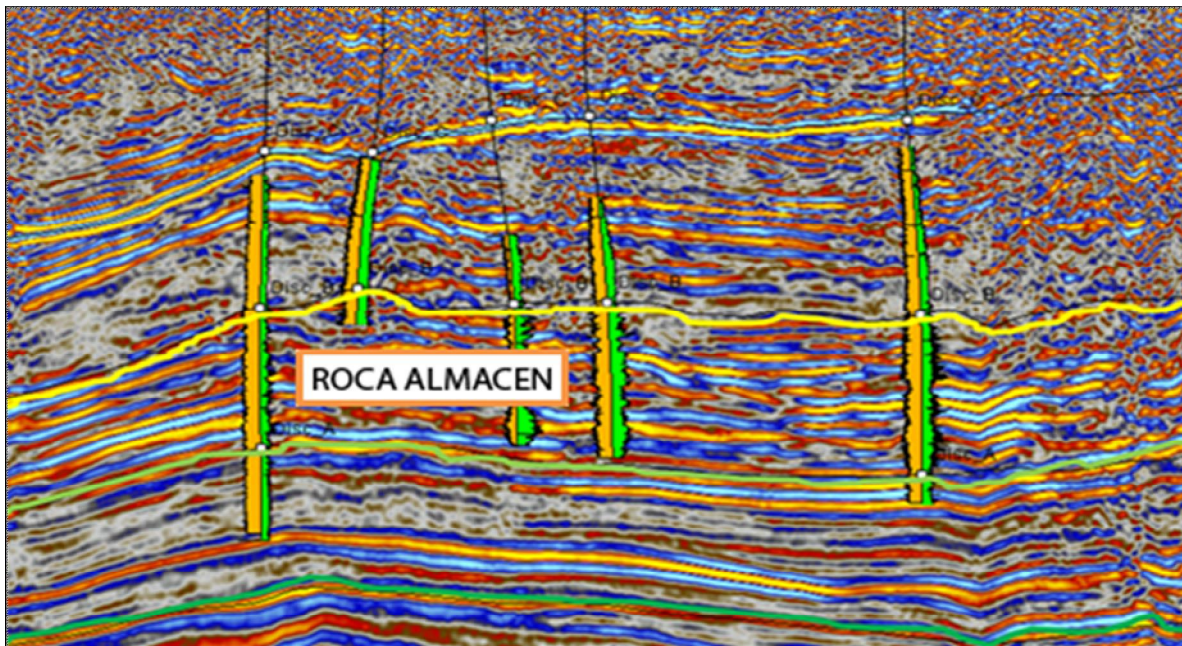


Figura 3. 4 Roca Almacén del Campo Coyotes, Sección Sísmica SW-NE (CNH/UNAM, 2012).

3.4 ROCA SELLO

Son rocas sello aquellas que por su escasa permeabilidad o por contener poros de tamaño subcapilar no permiten el paso del petróleo, sirviendo como cierre a su migración o desplazamiento (Trujillo, 2006).

Las rocas sello pueden ser lutitas, limolitas , calizas arcillosas, lutitas carcáreas, margas, evaporitas (sal, yeso , anhidrita). De acuerdo con Landes (1975) las rocas sello más comunes son las lutitas y las calizas arcillosas, pero las mejores son las evaporitas, es decir el yeso, la sal y la anhidrita.

3.4.1 Roca Sello en el Campo Coyotes

Las rocas sello en el Campo Coyotes son principalmente lutitas que se encuentran en la Megasecuencia 1, entre la discordancia basal del límite Mesozoico-Terciario y el horizonte discordante A, y en la Megasecuencia 3, que está por debajo de la discordancia C y por arriba de la discordancia B (figura 3.5).

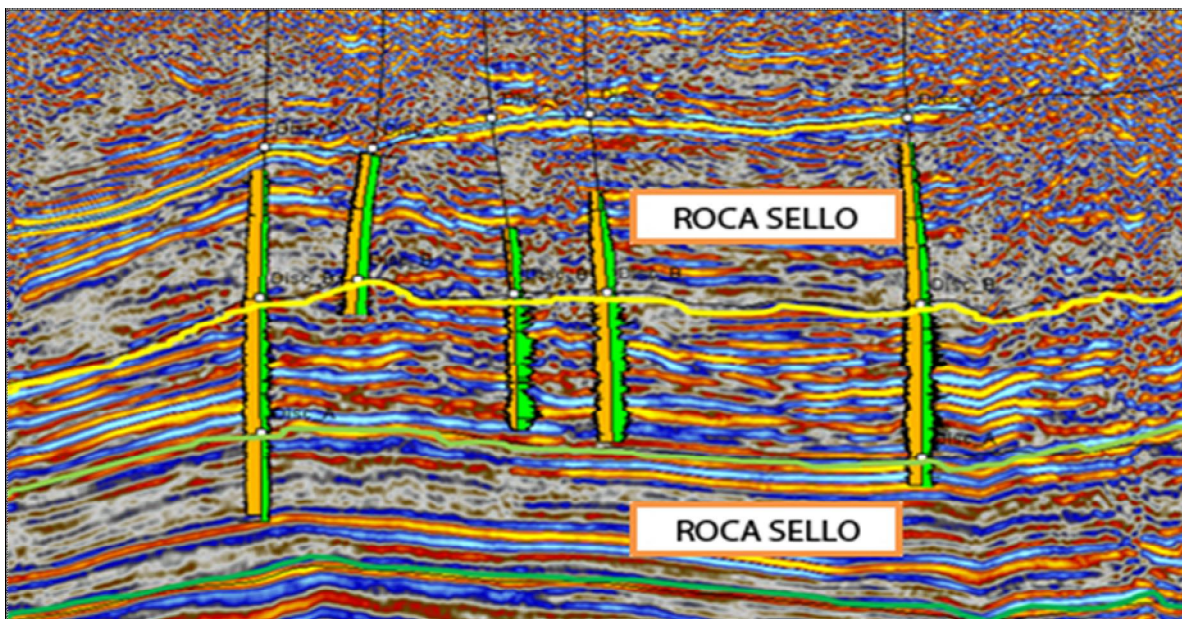


Figura 3. 5 Rocas Sello del Campo Coyotes, Sección Sísmica SW-NE (CNH/UNAM, 2012).

La Megasecuencia 1 presenta capas cíclicas, areno-limo-arcillosas; su espesor es de aproximadamente 245 m y no es uniforme debido a la paleo-topografía caracterizada por una serie de altos y bajos. Los cuerpos areno-arcillosos son escasos y dispersos con alto contenido de arcillosidad por lo que esta unidad litoestratigráfica sirve de sello inferior a la Megasecuencia 2 que sobreyace discordantemente (CNH/UNAM, 2012).

La Megasecuencia 3 es de unos 250 m de espesor y tiende a adelgazarse hacia el sureste; está constituida por una serie de depósitos arcillo-arenosos de tipo

monticular masivo. Los materiales finos que predominan de espesor reducido funcionan como una excelente roca sello.

3.5 MIGRACIÓN

Migración se entiende por el movimiento de aceite y/o gas en los poros y/o discontinuidades en las rocas (porosidad primaria y secundaria) en el interior de la corteza terrestre (Trujillo, 2006). Durante la migración las propiedades de los fluidos y de la roca toman importancia. Algunas de estas son la permeabilidad, la porosidad, la presión capilar, los gradientes de presión y temperatura, y la viscosidad (Halliburton, 2001).

Existen diferentes tipos de migración, como lo son la primaria, que es cuando ocurre el desprendimiento de compuestos de petróleo de las partículas orgánicas sólidas (kerógeno) en los lechos generadores; se involucra también al transporte dentro y a través de los capilares y poros estrechos del lecho generador de grano fino. También hay migración secundaria que ocurre cuando el aceite expulsado del lecho generador pasa a través de los poros más amplios de la unidad de roca más permeable (England, 1994).

La migración de petróleo dentro de la red de capilares y poros, tiene que realizarse en presencia de un fluido acuoso, y prácticamente todos los poros en el subsuelo se encuentran saturados con agua. Tal movimiento puede ocurrir por un fluido activo en agua u ocurrir independientemente de la fase acuosa, ya sea por desplazamiento o por difusión. Puede existir una sola fase (aceite y gas disueltos en agua) o un sistema multifásico de fluidos (fases separadas de agua e hidrocarburos) (Tissot y Welte, 1984).

3.5.1 Migración del Campo Coyotes

En el área de estudio la migración se dió principalmente en una sola dirección, en sentido vertical ascendente con moderada extensión hacia rocas de mayor porosidad como lo son las de la Megasecuencia 2.

La migración se dió a través de las fallas laterales y fracturas (figura 3.6), ya que son excelentes rutas de migración, lo que permitió que los hidrocarburos circularan hasta la superficie de la Tierra o que se movieran lateralmente para cargar a los horizontes lenticulares potencialmente almacenadores próximos a las zonas de falla (CNH/UNAM, 2012).

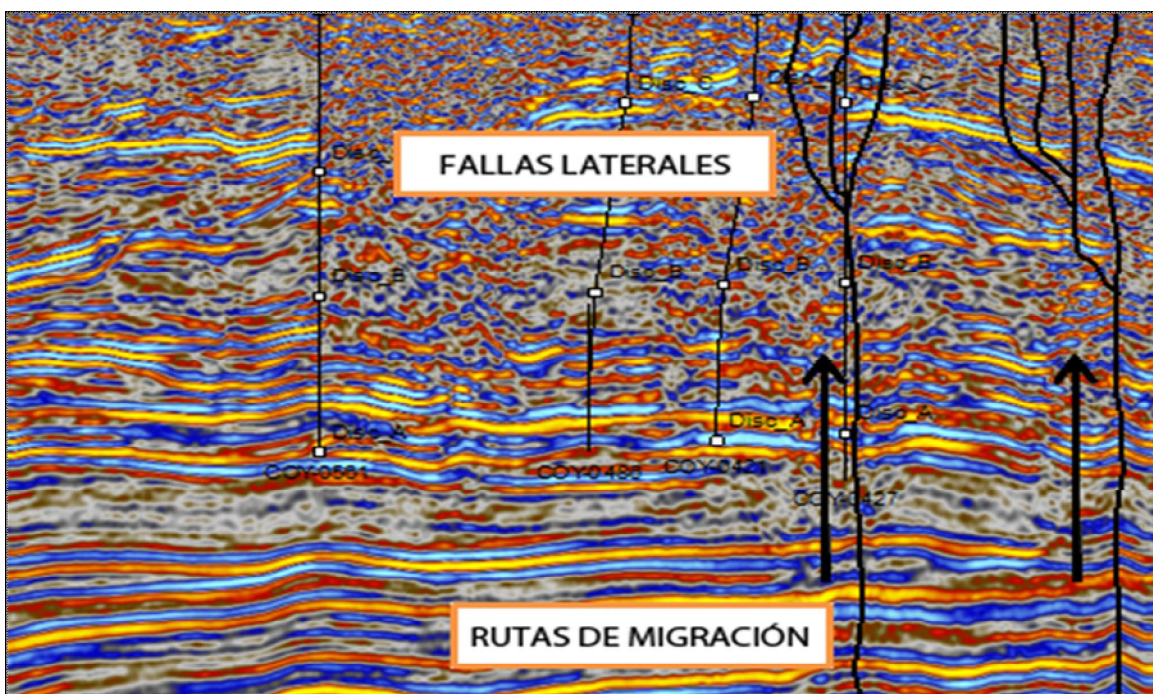


Figura 3. 6 Rutas de Migración del Campo Coyotes, Sección Sísmica NE-SW (CHN, 2008).

3.6 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 (Nieto, 2010).

3.6.1 Sincronía del Campo Coyotes

En la figura 3.7, se muestra de manera esquemática la ocurrencia de cada uno de los elementos que dieron origen a las acumulaciones de hidrocarburos en los campos de la Cuenca de Chicontepepec, en donde se encuentra el área de estudio de este trabajo. La generación de hidrocarburos es a partir de las secuencias del Jurásico Tardío y del Paleoceno; la roca almacenadora se originó durante el

Cretácico Tardío y parte del Paleoceno y Eoceno, dando de esta manera el tiempo necesario para migrar y entramparse en las secuencias del Mesozoico y Cenozoico.

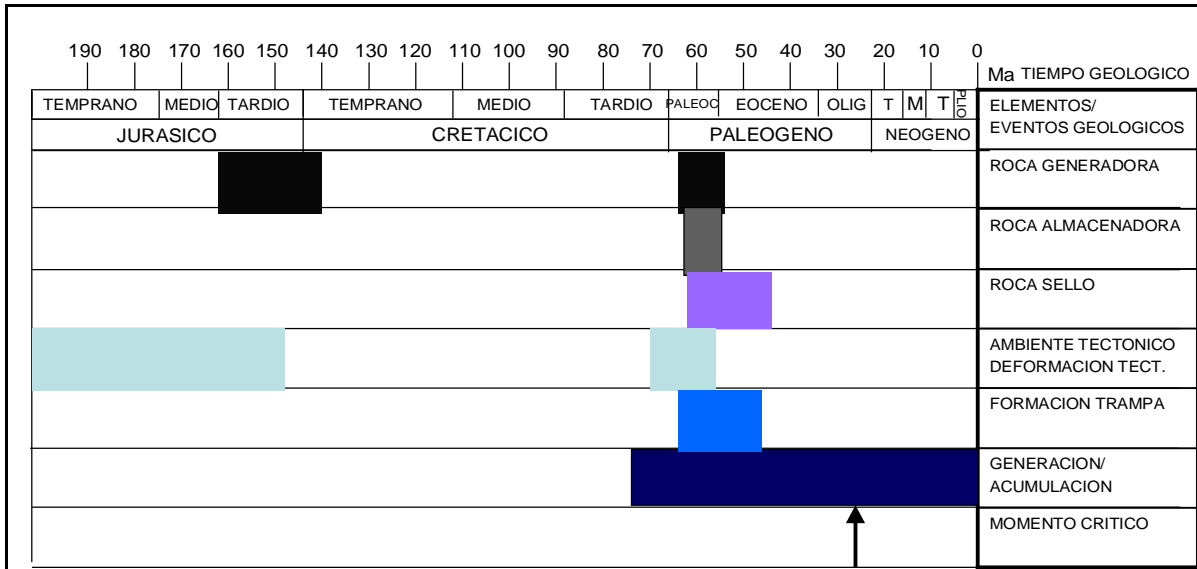


Figura 3. 4 Eventos del Sistema Petrolero con Relación a la Sincronía (Vázquez, 2008).

3.7 TRAMPAS

Una trampa petrolera es cualquier anomalía geológica, cuyo origen puede ser tectónico (pliegue anticlinal, domo, falla, etc.), estratigráfico (acuñamiento, canal, arrecife, etc.) o litológico (cambio de permeabilidad), que da al techo del almacén, donde la permeabilidad desaparece y la porosidad no necesariamente; en general presentan una forma cóncava hacia la base y se forman por cualquier proceso geológico (Levorsen, 1956).

3.7.1 Trampas del Campo Coyotes

El patrón de entrampamiento del Sistema Chicontepec está formado por una gran cantidad de trampas por variación de permeabilidad, en la mayoría de los casos, son lutitas intercaladas con areniscas de grano fino de estratificación delgada que limitan en su cima, en su base y lateralmente, a los desarrollos arenosos (contactos discordantes y gradacionales); en estos cuerpos arenosos se encuentran los hidrocarburos. Predominan las trampas de tipo estratigráfico - complejas, influenciadas por la ocurrencia de grandes paleoestructuras en el

subsuelo, como lo son los paleocanales, en algunos casos controlados por la geometría del depósito debida a la superposición de abanicos y superficies de erosión dentro del Paleocanal, que determinan los espesores y el comportamiento estructural (fallas de crecimiento) de las secuencias de relleno, pudiendo llegar a constituir trampas combinadas con importante potencial de yacimientos petrolíferos (figura 3.8).

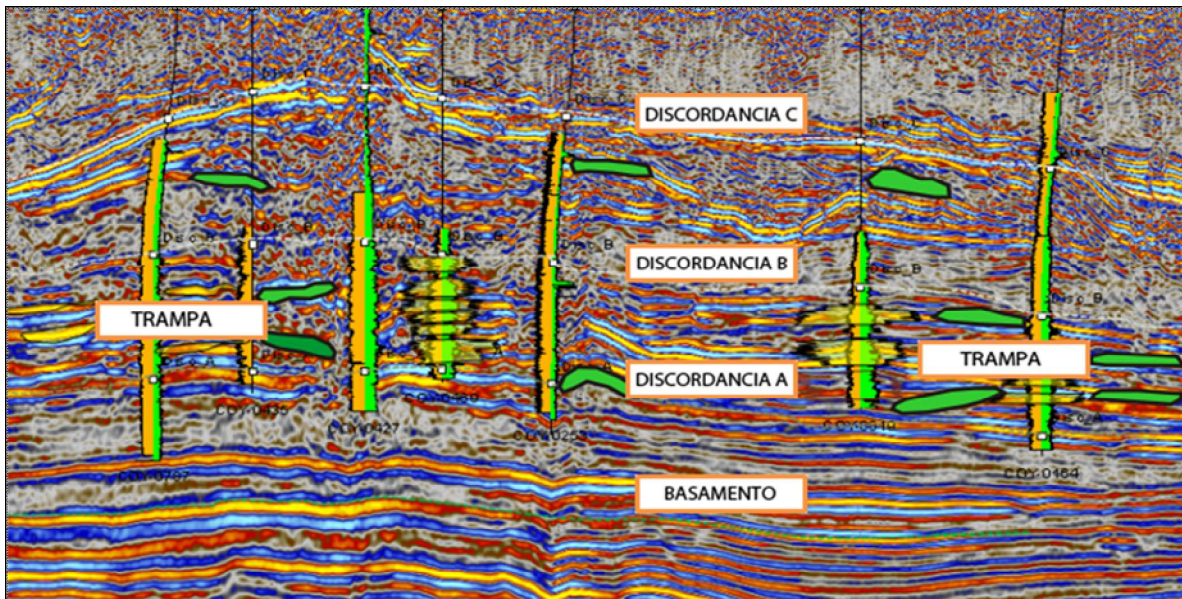


Figura 3. 8 Trampas del Campo Coyotes, Sección Sísmica NW-SE (Modificado de CNH/UNAM, 2012).

3.8 PLAY

El Play es proyecto o grupo de proyectos de campo que comparten similitudes geológicas donde el yacimiento y la trampa controlan la distribución del aceite y gas. Es la percepción o modelo de cómo se pueden combinar una roca almacenadora capaz de producir (desde el punto de vista económico), un sistema de generación de petróleo, un sello regional y trampas para producir una acumulación de petróleo (PEMEX, 2000).

Existen dos tipos de plays:

- **Play Hipotético.**- Posibles yacimientos conceptualizados con base en el conocimiento geofísico y geológico regional que no ha sido verificado.

- **Play Establecido.**- Un conjunto de campos o prospectos genéticamente relacionados, que comparten características similares en ambiente de depósito, rocas generadoras, trampas, sellos, y los procesos de carga de hidrocarburos.

3.8.1 Play Correspondiente al Campo Coyotes

En Chicontepec se tienen definidos tres plays productores: Play Chicontepec de edad Paleoceno-Eoceno Inferior, Play Chicontepec Canal de edad Eoceno Inferior-Tardío y Play Tantoyuca de edad Eoceno Superior; el play en el cual se encuentra el sector 2 correspondiente al campo Coyotes es el Play Chicontepec.

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 constituyen la roca almacén (Play) y las lutitas (sello) tienen características muy variables y están distribuidas de manera irregular (López, 2008). En la mayoría de los casos, los yacimientos de aceite se localizan por debajo de la discordancia B (figura 3.9). Este play es el más importante por su productividad en relación a los restantes.

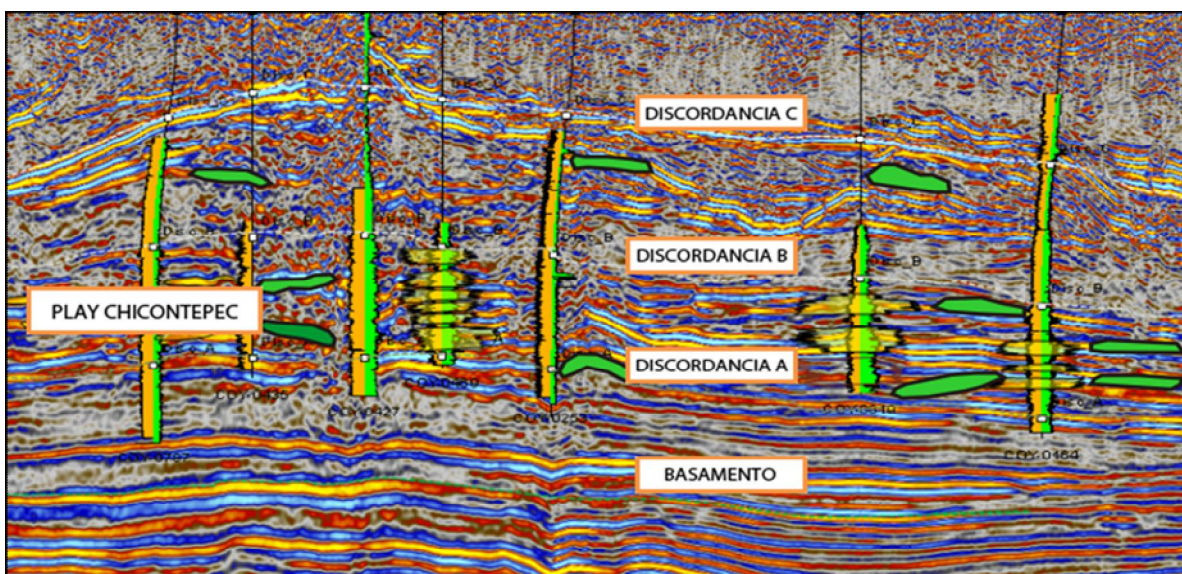


Figura 3.9 Sección Sísmica con Orientación NW-SE donde se Muestran los Cuerpos Productores del Play Chicontepec (Modificado de CNH/UNAM, 2012).

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 78 m, el mínimo de 2.5 m, siendo la media 20 m, tal como se muestra en la figura 3.10 (CNH/, UNAM, 2012).

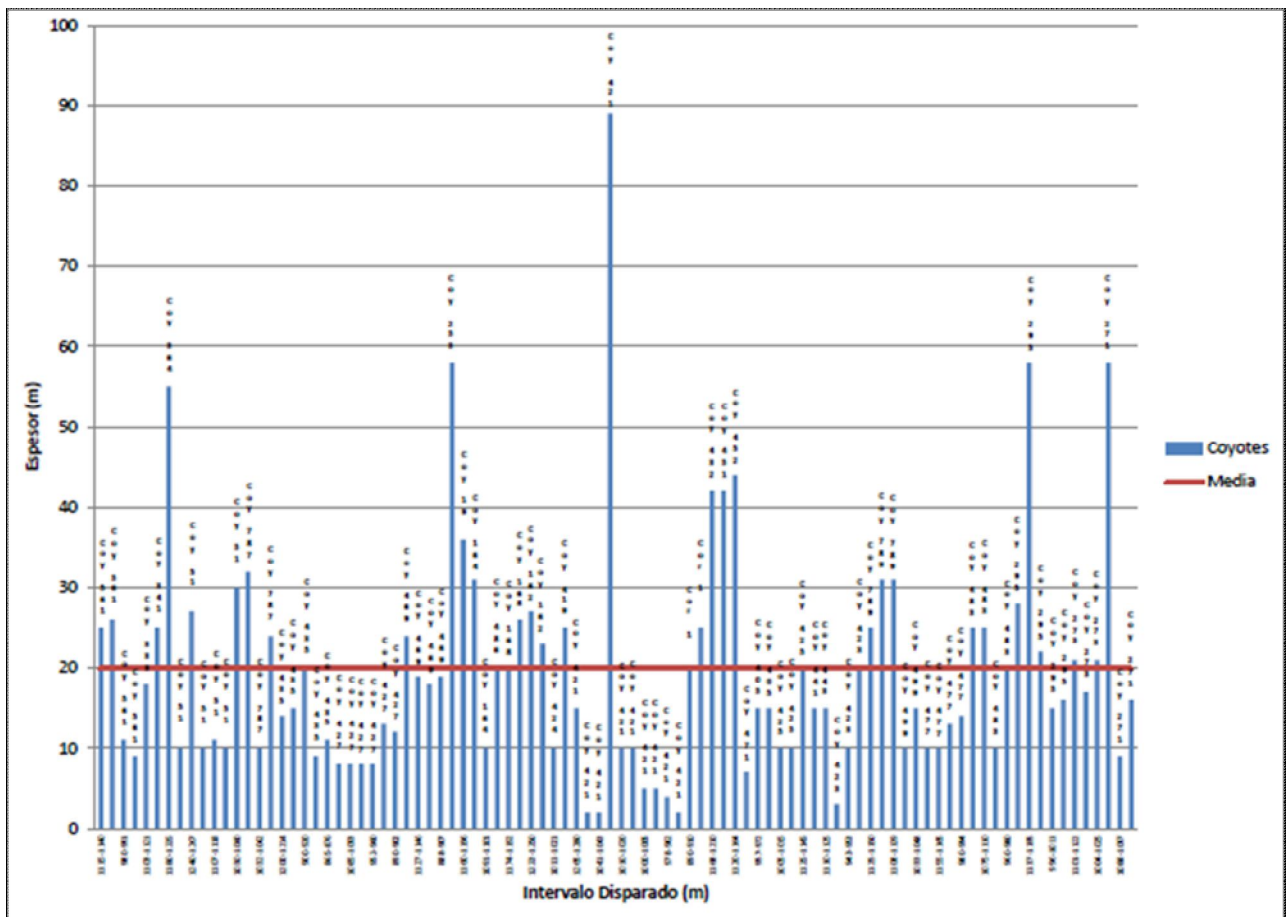


Figura 3.10 Espesores Disparados en los Horizontes Productores del Play Chicontepec (CNH/UNAM, 2012).

CAPÍTULO IV

MÉTODOS DE PERFORACIÓN

4.1 ANTECEDENTES DE PERFORACIÓN

El Campo Coyotes fue descubierto en el año de 1972 con la perforación del pozo exploratorio Corralito-1, el cual fue perforado principalmente con objetivo Jurásico, pero después del análisis de registros y muestras de canal, se realizó una prueba de producción en el intervalo 890-965 mbmr, correspondiente al miembro medio de la Formación Chicontepec de edad Paleoceno Superior, obteniéndose una producción inicial de 126 bls/d de aceite y 17,657 pc/d de gas, con un RGA de 25 m³/m³, presión en la TP de 25 kg/cm², y presión de TR de 28 kg/cm² (PEMEX, 2012).

En los siguientes años se continuó con la exploración en el área, buscando la continuidad del yacimiento de Chicontepec, de tal manera que entre 1973 y 1979 se descubren los campos Soledad Norte, Aragón y Horcones que junto con el campo Coyotes constituyen los cuatro campos más importantes de la porción norte del Paleocanal de Chicontepec.

A partir de 1975 se reanuda la perforación de pozos, pero esta vez ya con un enfoque de desarrollo dentro del Campo Coyotes, teniéndose la existencia de dos etapas de perforación. La primera corresponde al periodo de 1975 a 1979, cuando se perforan un total de 41 pozos verticales distribuidos en todo el campo y la segunda etapa llevada a cabo durante los años 1984 a 1985 lo cual consistió de una malla de 36 pozos de relleno (2 verticales y 34 desviados), con separación de 400 m localizada en la porción norte del campo.

El sector Soledad-Coyotes, se ha venido desarrollando en dos etapas, la primera inicia en noviembre de 1962 con el desarrollo del campo Coyotes y termina en febrero de 2002 con el Campo Gallo. La segunda fase de desarrollo inicia con la reactivación de la perforación de 2 localizaciones en el año 2008 y 39 para el año 2009. Actualmente, el campo cuenta con un total de 149 pozos, de los cuales 6

son exploratorios, 143 de desarrollo y los últimos 3 pozos perforados han sido horizontales.

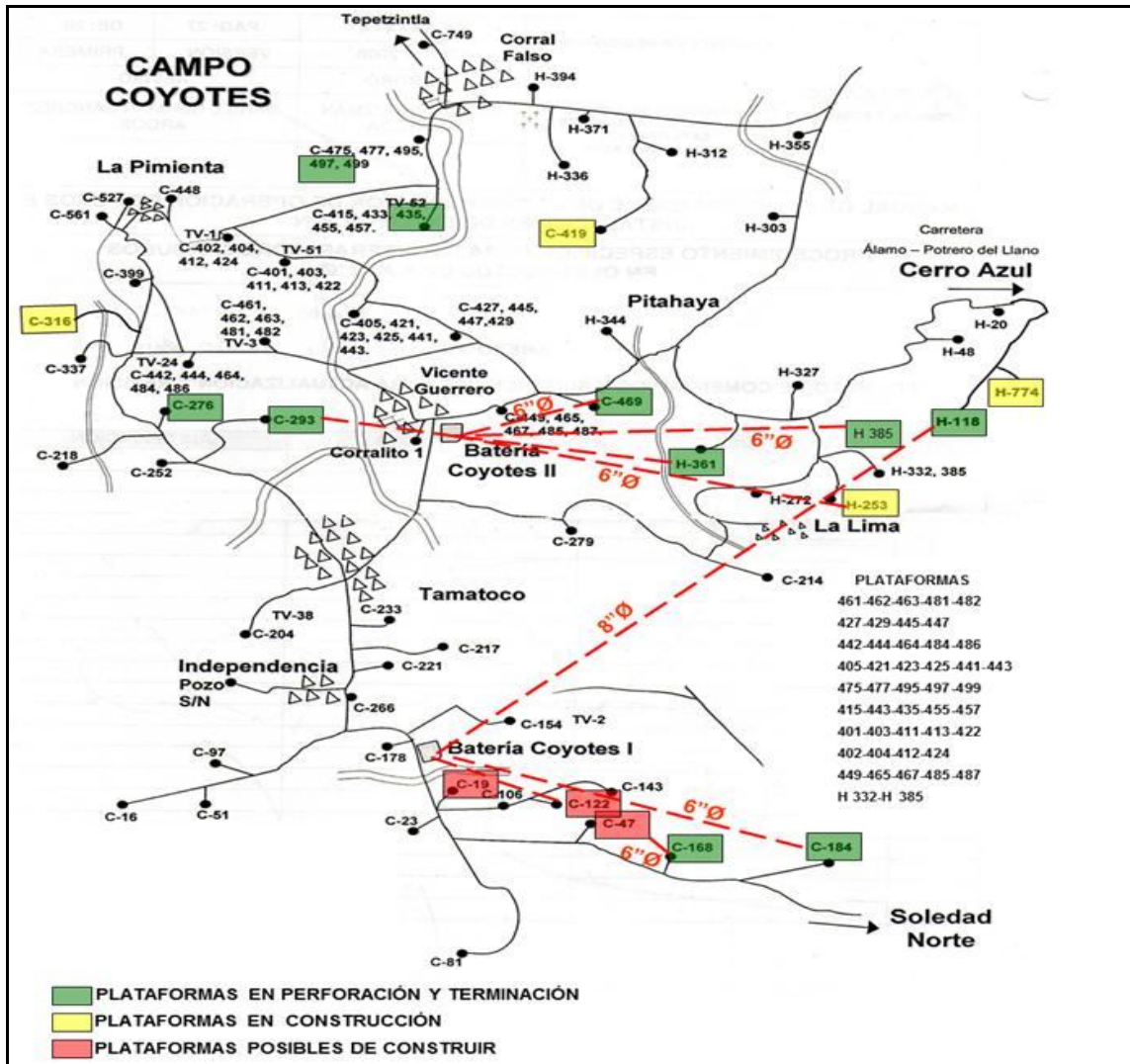


Figura 4.2 Localización de los Pozos del Campo Coyotes (PEMEX, 2011).

4.2 CONCEPTOS GENERALES

Profundidad desarrollada

Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie, hasta el punto de registros direccionales. Esta profundidad siempre se conoce, ya sea contando la tubería o por el controlador de profundidad de la línea de acero (PEMEX, 2000).

Profundidad Vertical Verdadera

Es la distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad, hasta un punto en la trayectoria de un pozo, normalmente es un valor calculado (PEMEX, 2000).

Pozo Direccional

Se define como aquel que se perfora siguiendo una trayectoria previamente calculada, con el objetivo de alcanzar un punto en el subsuelo localizado a un cierto desplazamiento horizontal de la localización superficial del equipo de perforación (Ramírez y Pérez, 2001).

Ángulo de Inclinación

Es el ángulo (en grados) entre la vertical local, dada por el vector local y la tangente al eje del pozo en un punto determinado. Por convención, 0° corresponde a la vertical y 90° a la horizontal (PEMEX, 2000).

Dirección del Pozo (Azimuth)

El azimuth o dirección de un pozo en un punto determinado, es la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medido como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj, a partir del norte de referencia. Esta referencia puede ser el norte verdadero, el magnético o el mapa (PEMEX, 2000).

Punto de Arranque (Kick Off Point, KOP)

Es la profundidad a la cual el pozo será desviado intencionalmente desde su posición vertical. Este punto es seleccionado generalmente en formaciones suaves y someras donde la perforación direccional u horizontal es más factible (Arévalo, 2010).

Buzamiento

Es el ángulo entre el plano de estratificación de la formación y el plano horizontal, medido en un plano perpendicular al rumbo.

4.3 PERFORACIÓN HORIZONTAL

Se define como pozos horizontales aquellos que son perforados paralelamente a los planos de estratificación del yacimiento (o hasta alcanzar 90 grados de desviación con respecto a la vertical), siempre y cuando se inicie la perforación desde superficie (Quijada, 2009).

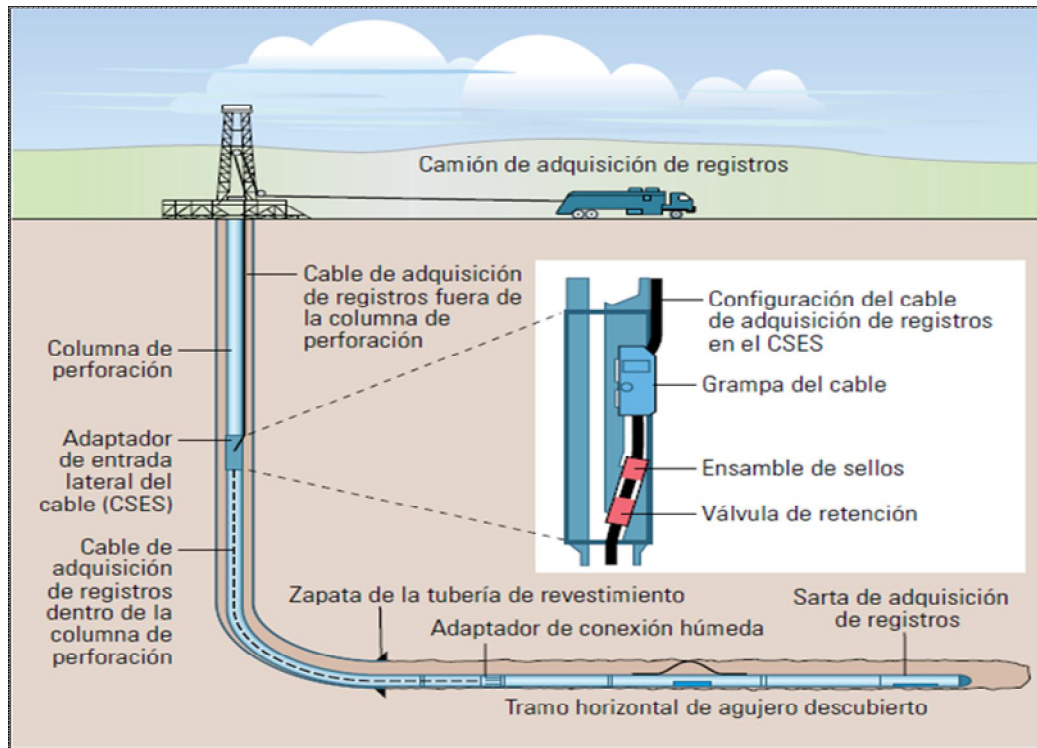


Figura 4. 2 Ejemplo de Pozo Horizontal (Schlumberger, 2011).

A los pozos con un ángulo de desviación no menor a 86 grados también se les denomina pozos horizontales, debido a que se presenta una fractura de conductividad finita, donde la altura de la fractura es igual al diámetro de la sección del pozo horizontal.

La perforación de estos pozos es una buena opción cuando se tiene baja permeabilidad, yacimientos de poco espesor de arenisca, así como problemas de conificación y canalización de agua y gas (Quijada, 2009).

Este tipo de pozos presentan desventajas debido a que la tecnología empleada es de mayor complejidad comparada con los pozos verticales, los costos son más elevados y los requerimientos de equipo como barrenas y fluidos de perforación

deben de ser especiales y manejados adecuadamente, ya que el riesgo de presentar problemas operacionales es muy alto. Sin embargo las ventajas son muy atractivas tanto técnicamente como económicamente, estos pueden reemplazar hasta cuatro pozos verticales, reducir la conificación de agua y gas, y aumentar la productividad de tres a cinco veces, teniendo mayor cantidad de aceite producido al final de la vida productiva del pozo.

Existen tres tipos de pozos horizontales, que se pueden perforar dependiendo del rango de incremento del ángulo que se utilice para elevar el pozo de la vertical a la horizontal (Aguilar, 2005).

De radio largo 2° a 6°/100ft

De radio medio 6° a 20°/100ft

De radio corto 1.5° a 3°/ft

La perforación de pozos horizontales en el Paleocanal de Chicontepec se inició en el año de 1991 en el campo Agua Fría, posteriormente en 2007, en el campo Coapechaca, entre los años 2008 y 2009 se perforaron los pozos horizontales Soledad 408, Soledad 438, Soledad 693 y Presidente Alemán 248H en los campos Soledad y Miguel Alemán. Recientemente se perforaron los pozos Coyotes 423 y Presidente Alemán 1565, donde se utilizó la técnica de terminación con tubería cementada, el primero de ellos se terminó de forma exitosa con cinco etapas de fractura mientras que el segundo se encuentra en ejecución para el cual se tiene programado realizar siete etapas de fractura con 3 cluster/etapa, es decir 21 fracturas (Narváez, 2012).

Específicamente en el área de estudio de este trabajo, refiriéndonos al campo Coyotes, la perforación de pozos horizontales multifracturados inició en 2011, terminándose el pozo Coyotes 423D, para el 2012 se perforaron y terminaron dos pozos (Coyotes 276D y 168D), este tipo de pozos incrementó los gastos iniciales de 60 BPD a más de 300 BPD, logrando obtener con ello mayores producciones acumuladas en menor tiempo (PEMEX, 2012).

En la figura 4.3 se muestra el estado mecánico de un pozo horizontal multifracturado en el campo Coyotes. Este pozo fue terminado exitosamente usando un método no convencional de fracturamiento por etapas. Fueron realizadas cinco etapas de fracturamiento, cada una fue monitoreada usando microsísmica en el fondo del pozo. El pozo fue perforado en un yacimiento de baja permeabilidad y produjo por flujo natural un promedio de 200 bpd de aceite en un periodo de 9 meses (Sierra, 2012).

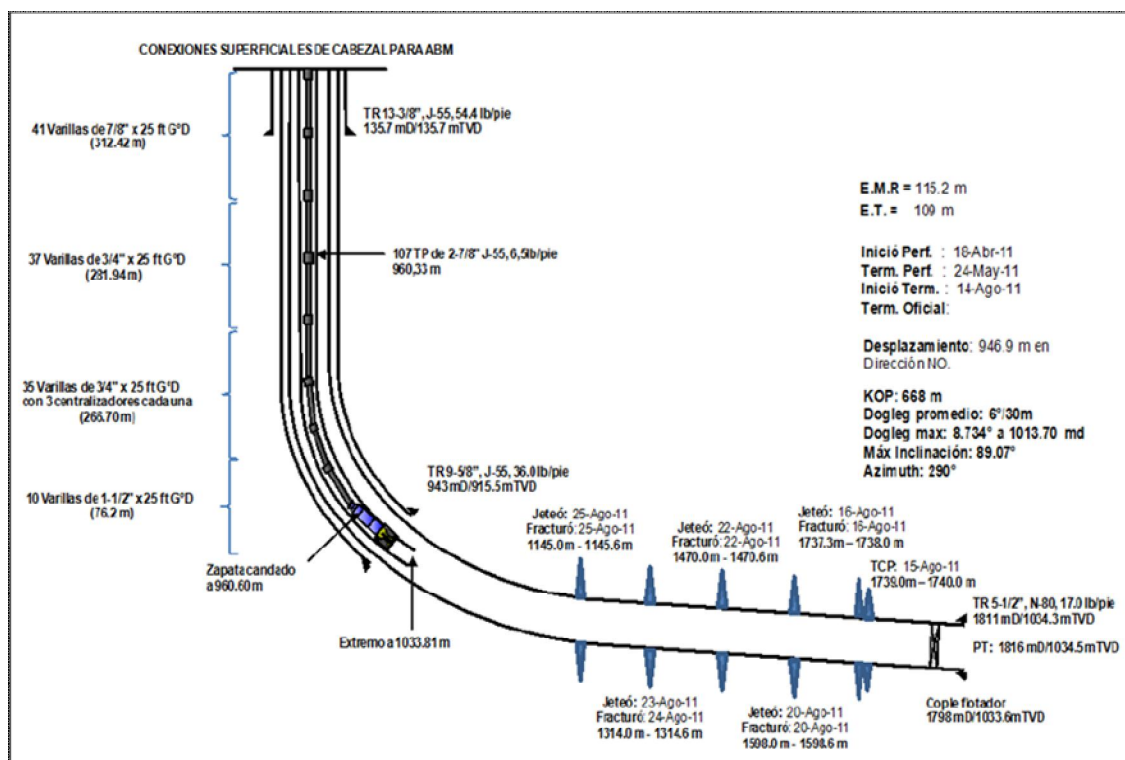


Figura 4.3 Pozo Horizontal multifracturado en el Campo Coyotes (Sierra, 2012).

4.4 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico es la inyección de fluidos dentro de la formación, a un caudal y presión mayor a la presión de yacimiento para que se pueda crear una fractura dentro de la roca (figura 4.4), (Cevallos, 2009).

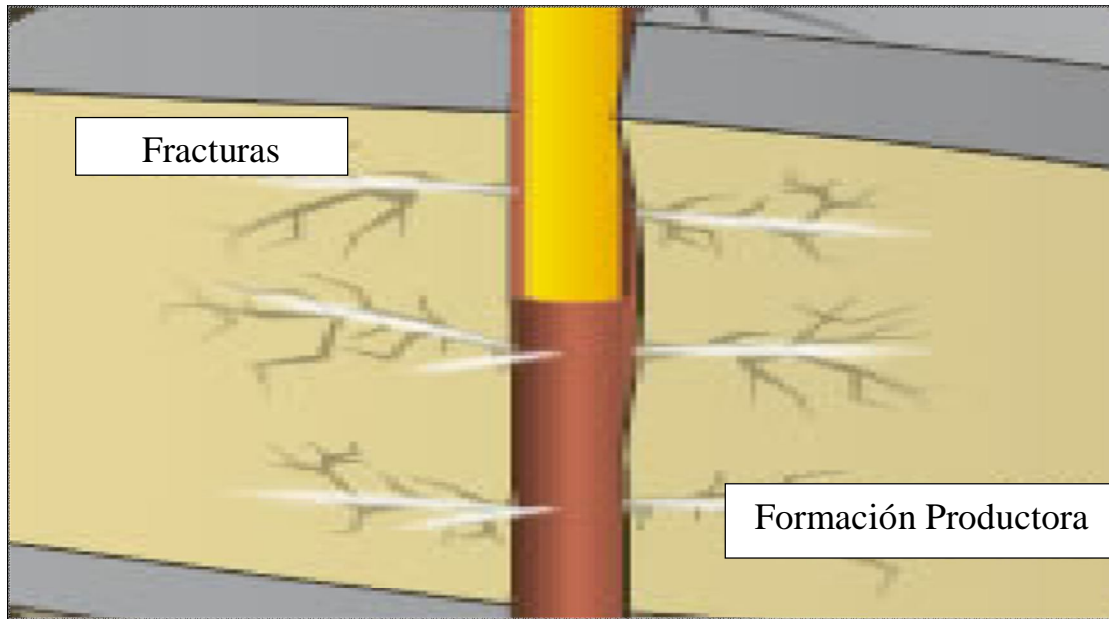


Figura 4. 4 Ejemplo de Fracturamiento Hidráulico en un Formación Productora.

El fracturamiento hidráulico es una de las técnicas de estimulación de pozos en yacimientos de hidrocarburos más utilizada en el mundo, y se enfoca en resolver problemas relacionados con la baja productividad, que generalmente se atribuyen a daño inducido en la perforación o permeabilidad baja en el yacimiento. Estudios muestran que el comportamiento de la roca y el comportamiento del fluido requieren ser acoplados para un modelado exitoso (Naranjo, 2007).

Este método consiste en la inyección de un fluido a cierta presión denominado fluido de fractura, hasta la profundidad a la que se encuentra la roca que se quiere fracturar y así lograr la falla de la misma, es decir, hasta fracturar la formación; el fluido de fractura es el encargado de transmitir la presión hidráulica al yacimiento. Dicha fractura crea un canal de flujo nuevo y más grande que cualquiera de los preexistentes, estos últimos procedentes de las fracturas naturales o de la comunicación entre los poros. El nuevo canal de flujo puede conectar las fracturas naturales así como proveer un área de drenaje adicional del yacimiento.

Para prevenir el cierre de la fractura, una vez que se detiene el bombeo, se deben adicionar al fluido de fractura los agentes de sostén (arena, esferas de aluminio, acero, bauxita, etc), los cuales son los encargados de mantener la fractura abierta

una vez que el trabajo ha terminado. Ellos también colaboran en el incremento de la conductividad del aceite o gas, a través de la fractura hasta el pozo.

La conductividad, la longitud y la altura de la fractura a la que se le coloca el agente sustentante, son factores importantes. Una alta conductividad de fractura, combinada con una buena longitud de la misma y la correcta colocación del agente sustentante, puede resultar en un buen incremento de la producción para pozos viejos o nuevos.

El fracturamiento es de los temas importantes en la explotación del proyecto ATG, ya que de ello depende la productividad de los pozos. Si bien se ha hecho literalmente miles de fracturas, el proceso de selección de las técnicas y fluidos debe profundizarse de manera sistemática y analítica.

Del total de pozos del proyecto ATG, 1,737 han sido fracturados. De estos 1,323, el 76%, han sido fracturados con baja carga apuntalante y fracturamiento hidráulico (CNH, 2010).

La realización de las fracturas no solo se hace una vez terminado el pozo, sino que después de un tiempo de producción de éste, ya que la fractura va perdiendo sus características iniciales, reduciendo la conductividad debido a diferentes factores como el arenamiento, ejecución no conforme a diseño y pérdida de geometría debido a procesos naturales como lo son la generación de finos, incrustaciones y daño por fluido.

Como consecuencia se tiene una disminución de la producción y del factor de recuperación, por esta razón, en yacimientos como los del Campo Coyotes con importantes reservas remanentes es recomendable realizar fracturamiento hidráulico.

En el ATG se han realizado del 1 de enero al 30 de septiembre del 2011 un total de 162 actividades de refracturamiento, de las cuales 57% son fracturamientos hidráulicos con apuntalantes y 43% corresponden a fracturamientos ácidos, obteniendo producciones incrementales posteriores al refracturamiento de 124 bpd

de aceite en promedio en pozos con producción intermitente o cerrados (figura 4.5), (Narváez, 2012).

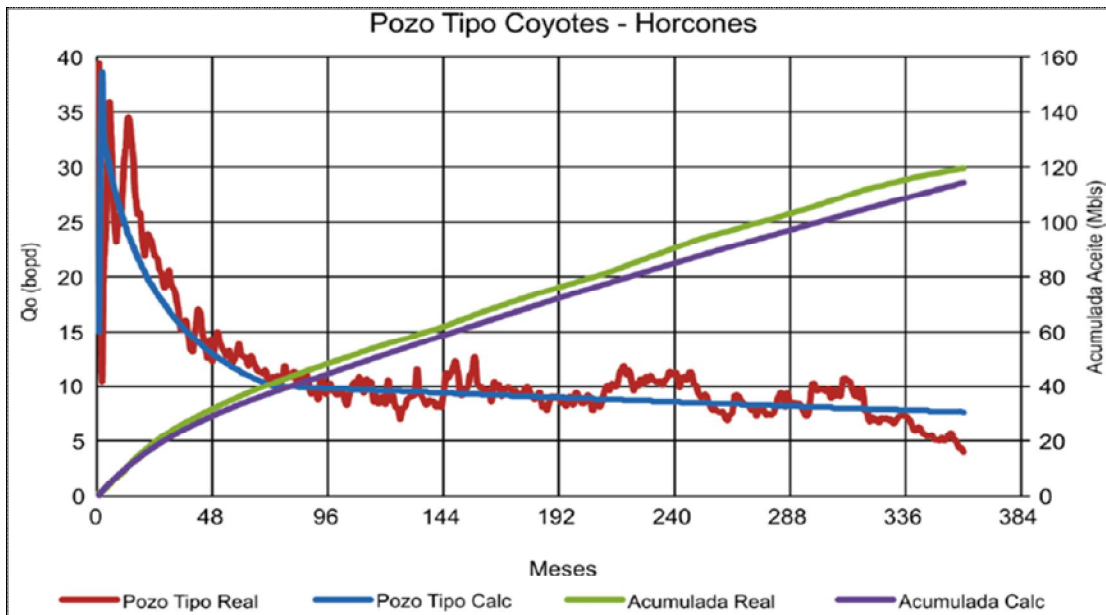


Figura 4.5 Comportamiento Típico de la producción de un Pozo Fracturado en el ATG (Sierra, 2012).

4.5 OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN

Hacer un pozo petrolero es una tarea complicada que requiere una planeación y programación de una serie de operaciones desde el diseño, la perforación, terminación, disparos y en algunos casos algún tipo de fracturamiento o la implementación de un sistema artificial, además de tener en cuenta el conocimiento y experiencia adquirida para cumplir los objetivos.

La optimización de la perforación está encaminada a reducir los costos y el tiempo de perforación, sin interrupciones de las operaciones programadas, y sin dejar de lado la protección del personal y del medio ambiente (Espinosa, 2011). Utiliza técnicas empíricas de predicción para seleccionar la combinación en el método de perforación y terminación así, como en el equipo utilizado para estas operaciones.

Algunos autores están enfocados únicamente al equipo y a las operaciones durante la perforación para la reducción de los costos y dejan a un lado el diseño,

la utilización de nuevas tecnologías, así como la planeación, seguimiento y control de todo el proceso de perforación.

Por ejemplo para Ramírez y Pérez (2001) la obtención del mínimo costo de perforación no es otra cosa que un compromiso entre las dos respuestas opuestas siguientes;

- 1) El ritmo de penetración puede ser incrementado mediante el aumento en el peso sobre la barrena y la velocidad de rotación de ambos.
- 2) Un incremento en el peso sobre la barrena o en la velocidad de rotación o ambos producirá una reducción en la vida útil de la barrena.

Otros métodos de optimización van más allá de un enfoque en el tipo de equipo a utilizar, la metodología DDE (diseño-ejecución-evaluación) es una de ellas y fue utilizada en la Cuenca de Chicontepec debido a que en los últimos años han mostrado altos tiempos de perforación por problemas de reparación de equipos, inestabilidad del agujero y tiempo adicional asociado a los diseños de fluidos y barrenas utilizadas, así como el número de tuberías de revestimiento empleadas.

Los altos tiempos de perforación y el riesgo de mantener marginal la rentabilidad del proyecto llevaron a establecer un proceso de optimización basado en la metodología DDE la cual se explica a continuación.

4.5.1 Etapa de diseño

Esta etapa de la metodología de optimización “DEE” introduce el concepto del “límite técnico”, que consiste en el desglose de cada uno de los procesos y subprocesos que conforman la perforación por cada fase e identifica el mejor tiempo que se haya registrado en cada uno de los subprocesos. Una vez identificado el mejor tiempo de cada subproceso, se grafica contra la profundidad promedio ponderada por cada fase. La curva resultante representa el pozo ideal, a esta curva se le conoce como “límite técnico del área”. La importancia del límite técnico es que permite identificar las áreas de mejora a través de un método

sencillo, así como identificar las áreas de oportunidad para la introducción de nuevas tecnologías y optimizar los tiempos de perforación (Vázquez, 2008).

En un principio esta técnica arrojó que un pozo promedio podía ser perforado en un tiempo de 10.3 días; posteriormente, con la revisión de los procesos, mejoras introducidas y la evaluación de nuevas tecnologías, la curva fue evolucionando hasta obtener un límite técnico de 7.7 días (Vázquez, 2008).

4.5.1.1 Identificación de áreas de mejora

Luego de construir el pozo ideal o pozo modelo, fueron identificadas cinco áreas de mejora de aplicación inmediata; el rediseño de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento, el lodo de emulsión inversa, equipos de perforación, rediseño de los diámetros del agujero y tuberías de revestimiento y el diseño de barrenas y motores de fondo.

Con el fin de eliminar los problemas de estabilidad del agujero en algunos pozos y con la intención de mejorar las tasas de penetración, se utilizó en algunos casos lodo de emulsión inversa. Esto permitió estabilizar las arcillas reactivas de la zona además de aumentar en un 30% la tasa de penetración (Vázquez, 2008).

Con base en la información de diseño de las plataformas multipozo, profundidad y demás características de perforación, se diseñaron los equipos de perforación con una filosofía ajustada a las necesidades de desarrollo del campo. Equipos pequeños con capacidad de carga definida, versátiles, con sistema de perforación por dobles y de rápido movimiento entre contrapesos. Cabe destacar que son equipos que se mudan con tubería de perforación parada deslizándose sobre patines hidráulicos, realizando la operación de mudanza en tan solo 4 horas.

El rediseño de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento se hizo con el fin de eliminar la tubería de revestimiento intermedia, ya que de los datos históricos se encontró que en los pozos la tubería de revestimiento superficial estaba asentada a 150 m con una tubería de revestimiento intermedia colocada a 500 m. Además se observó que en algunos pozos la tubería de revestimiento intermedia no existía y la profundidad de la tubería de revestimiento

superficial se encontraba a 300 m (figura 4.6). Con análisis de geopresiones del área y pruebas de integridad realizadas, se logró eliminar la tubería de revestimiento intermedia, convirtiendo la tubería superficial en un conductor, el cual se asienta a 4 m y se hace durante la etapa de construcción de los contrapozos.

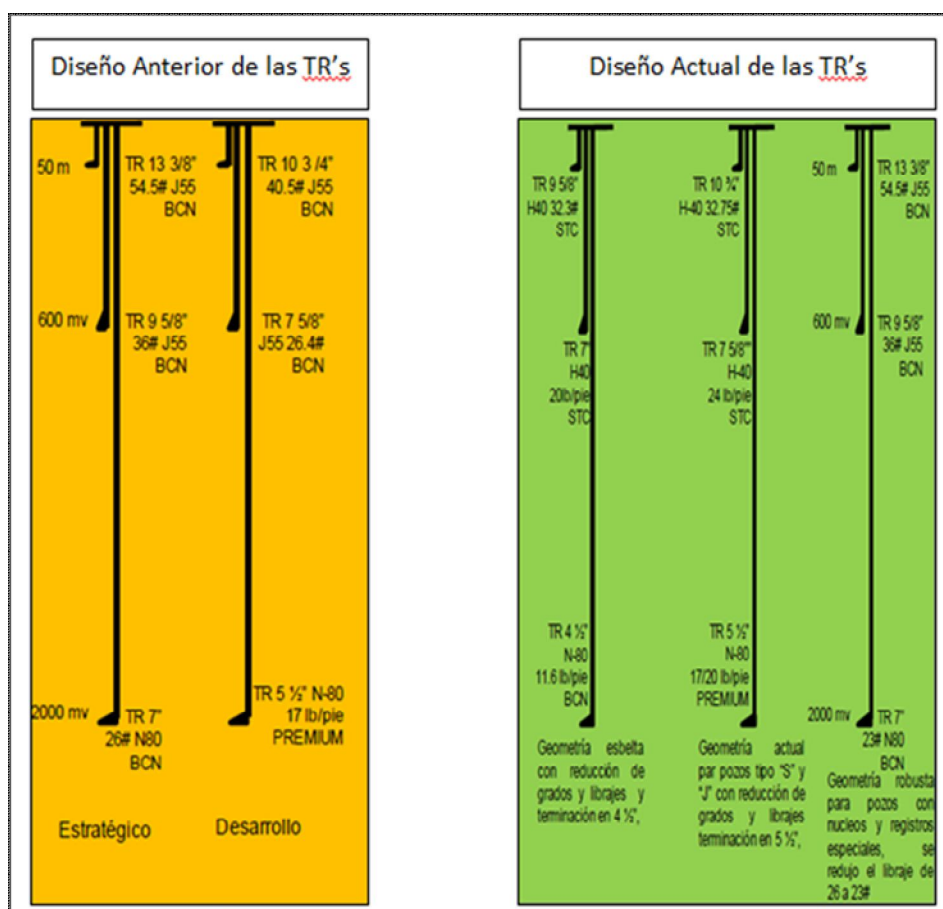


Figura 4. 6 Diseños anteriores y actuales de las TR's en Chicontepec (Narváez, 2012).

Con los datos de producción de los pozos se pudieron redefinir los diámetros de las tuberías de revestimiento en función del caudal a manejar. Esto permitió hacer un diseño más liviano, seguro y de fácil manejo. Además incremento la eficiencia de las cuadrillas y con ello la velocidad en las operaciones (Vázquez, 2008).

Para la selección y diseño de las barrenas y motores de fondo, se realizó un análisis comparativo del área, se revisaron los diferentes modelos utilizados y se simularon los esfuerzos de roca y grado de dureza con base en información de registros sísmicos corridos en el área. El análisis y la evaluación, hicieron posible

encontrar la aplicación adecuada para la litología a atravesar y lograr el objetivo de perforar en un solo tramo la sección del agujero de explotación.

4.5.2 Etapa de ejecución

La etapa de ejecución se estructura en dos fases bien diferenciadas, la primera es la conformación de los equipos multidisciplinarios de trabajo y la segunda es el control y seguimiento.

La primera etapa consistió en hacer los equipos multidisciplinarios entre PEMEX y la Compañía Schlumberger, ejecutora del contrato de servicios integrados en algunos sectores de la Cuenca de Chicontepec. Una vez conformados los equipos, se identifican las áreas de oportunidad, se evalúa la factibilidad de la aplicación operacional y la viabilidad contractual en mesas de trabajo definidas para tal fin, dando así inicio a la ejecución o rechazo del proceso que se pretende implementar, el cual puede consistir de un cambio de método, procedimiento o la introducción de una nueva tecnología (Vázquez, 2008).

El proceso de control y seguimiento se realizó a través de juntas de seguimiento (juntas diarias de seguimiento operacional, juntas semanales de seguimiento ejecutivo del contrato y juntas mensuales de calidad) en las que se evalúa el estado de las operaciones y se presentan las curvas de avance de la perforación, comparando la curva de “tiempo contractual”, la curva de “límite técnico” y la “curva real de perforación”.

Dichas juntas también tienen carácter gerencial donde se exponen las trabas y desviaciones que no han sido resueltas y se elaboran planes de acción para corregir cualquier desviación encontrada.

4.5.3 Evaluación de resultados-reinicio del ciclo “DDE”

La etapa final de la metodología “DDE” consiste en la evaluación de resultados y retroalimentación de todo el proceso. Entre las herramientas utilizadas en el proceso de evaluación se encuentran el control estadístico, las simulaciones numéricas, indicadores de gestión, la actualización de la curva del límite técnico entre otras (Vázquez, 2008).

4.5.3.1 Resultados del proyecto

La aplicación de esta metodología de optimización dió como resultados los ahorros en tiempos de perforación, pasando de tener un tiempo promedio por pozo de más de 40.0 días (tabla 4.1) a menos de 20.0 días (figura 4.7). Igualmente los costos de los pozos se abarataron en un 58% respecto al promedio que se tenía antes de la introducción de esta nueva filosofía de trabajo.

CAMPO	DIAS ENTRE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN	DIAS ENTRE TERMINACIÓN Y PRODUCCIÓN	DIAS ENTRE PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN
AGUA FRÍA	80	42	122
COAPECHACA	60	35	95
CORRALILLO	58	39	97
COYOTES	88	58	146
COYULA	114	65	178
ESCOBAL	83	13	96
FURBERO	98	33	132
HORCONES	107	95	202
HUMAPA	74	40	114
PALO BLANCO	100	1	101
SOLEDAD	80	76	156
SOLEDAD NORTE	88	40	128
TAJIN	63	39	102

Tabla 4.1 Descripción de Tiempos de Perforación 2006-2009 (CNH, 2010).

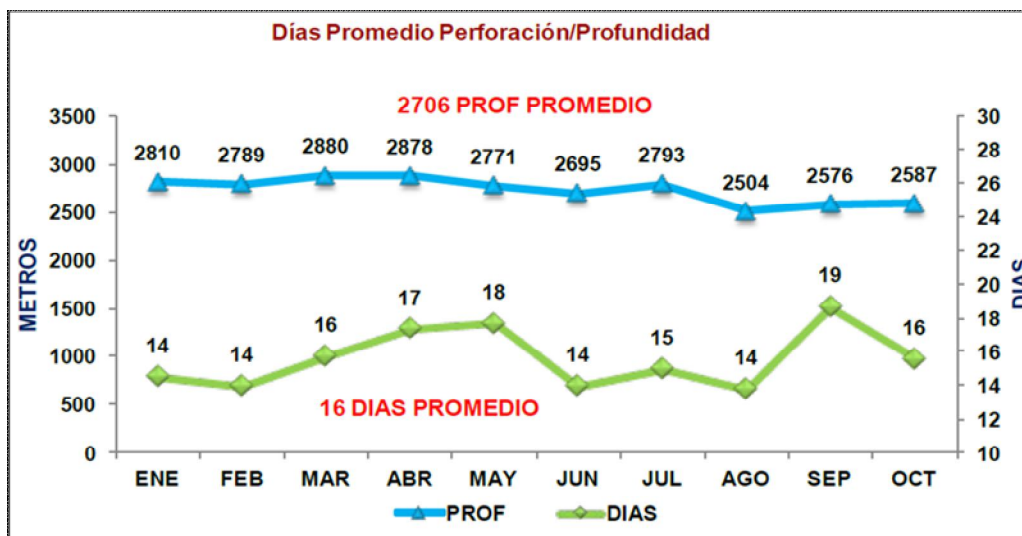


Figura 4.7 Gráfica de profundidad perforada por días (Narváez, 2012).

CAPÍTULO V

DESARROLLO DEL CAMPO

5.1 MODELO PETROFÍSICO

Los intervalos de interés en el campo Coyotes se encuentran entre las discordancias A y B, y muy pocos bajo la discordancia A. Las facies corresponden a la megasecuencia de los frentes lobulares de los abanicos submarinos, principalmente se presentan areniscas con mayor contenido de calcita que cuarzo, con espesores mayores en areniscas (litarenitas y calcarenitas) que en lutitas. En este campo las resistividades son mayores en comparación con otras áreas de la cuenca de Chicontepec, debido principalmente a que la porosidad intergranular es muy baja por la cementación de calcita.

De la revisión, análisis y reinterpretación de registros geofísicos, datos de producción, secciones sísmicas, estudios de núcleos y tapones, se obtuvo que la porosidad efectiva promedio en el campo Coyotes es menor al 10% en los cuerpos más arenosos, la cual de acuerdo a núcleos se tiene escasa porosidad primaria intergranular debido a la alta cementación por su contenido de calcita, así que la impregnación de hidrocarburos se encuentra principalmente en microvúgulos, estilolitas y microfracturas, debido a su porosidad secundaria formada por disolución de cemento calcáreo (CNH/UNAM, 2012).

La figura 5.1 muestra una gráfica de la variación de la porosidad y la permeabilidad de núcleos, en donde se pudo observar dos tendencias, una superior que corresponde a microfracturas y una inferior que pertenece a microvúgulos y a la porosidad intergranular.

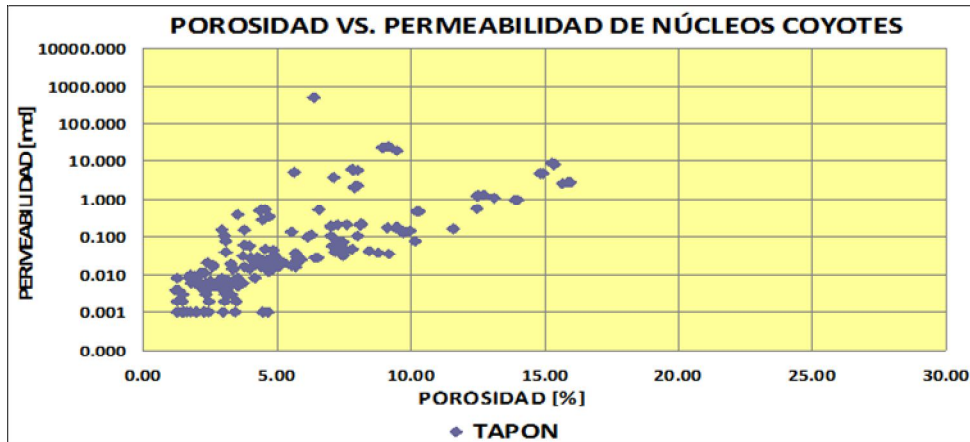


Figura 5.1 Gráfica de Porosidad Contra Permeabilidad de Núcleos en el Campo Coyotes. (CNH/UNAM, 2012).

También se pudieron obtener los porcentajes de minerales en las areniscas de este campo. En promedio se tiene un porcentaje mayor de calcita respecto al de cuarzo que son los dos minerales principales, además de arcilla y plagioclasa, y en menor porcentaje dolomita y feldespatos. Otros minerales como la piritita presentan un porcentaje mínimo y solo se presentan en algunos pozos. En tanto la cantidad de arcilla no es tan alta en los intervalos arenosos, en promedio se tiene un 13%. En la figura 5.2 se puede observar los cuatro tipos de arcilla presentes en esta zona, la de mayor porcentaje es la illita que junto con la mica tiene alrededor de un 51%, seguida de clorita con un 22%, esmectita con 17% y en menor cantidad la caolinita con 10% (CNH/UNAM, 2012).

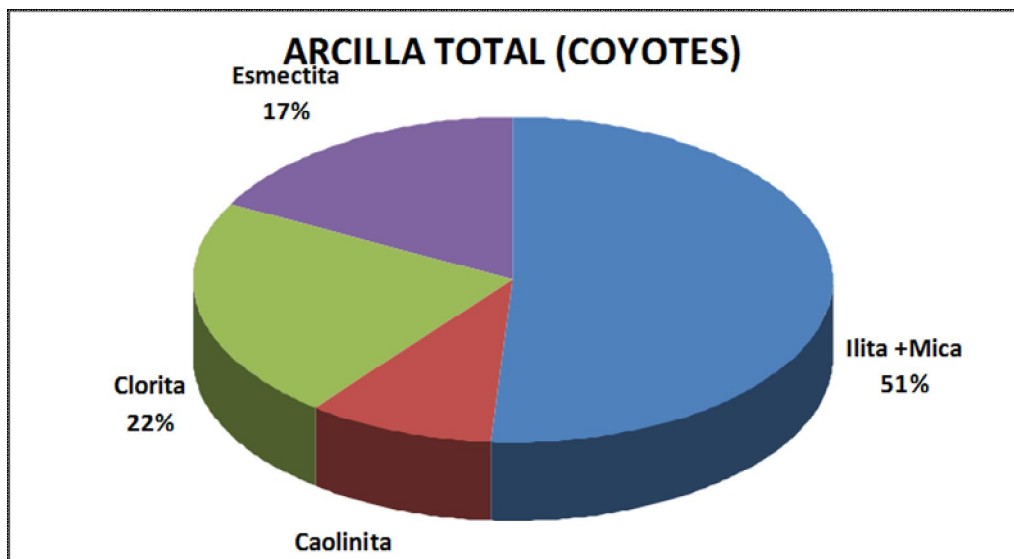


Figura 5.2 Porcentajes de Arcilla en el Campo Coyotes (CNH/UNAM, 2012).

Los porcentajes de los minerales con mayor presencia es la calcita con un 48%, seguido del cuarzo con 24%, con menor cantidad están la plagioclasa 11%, dolomita 3% y las arcillas; los minerales que tienen una baja presencia son los feldespatos con 0.9%, el yeso 0.73% y la pirita con 0.2% (figura 5.3).

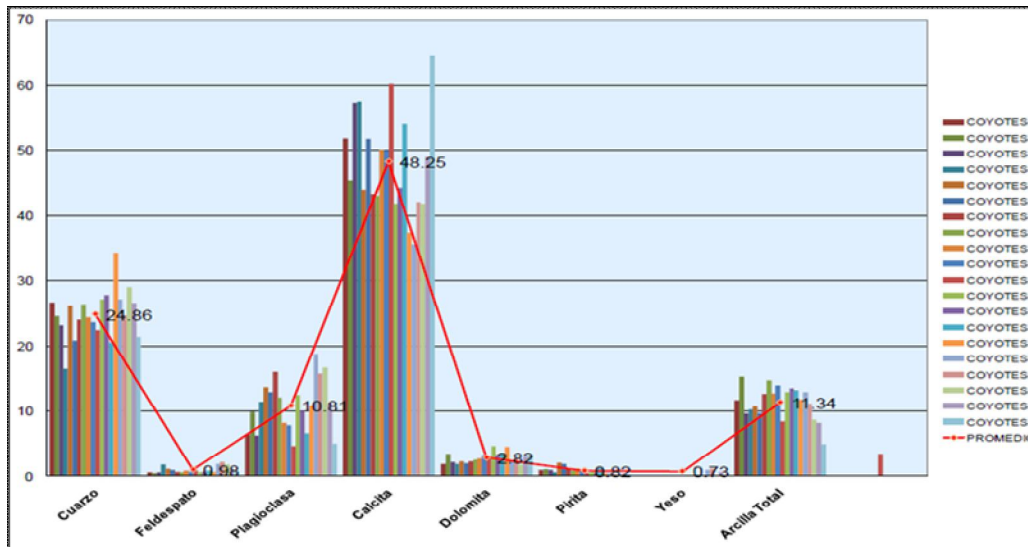


Figura 5.3 Porcentajes de Minerales en Pozos del Campo Coyotes (PEMEX, 2011).

El estudio de núcleos mostró la presencia de Uranio en una cantidad que es variable y debe restársele a los rayos gamma totales para el cálculo de arcilla. Se estima que en promedio el volumen de arcilla debe reducirse en más del 50% (figura 5.4) (CNH/UNAM, 2012).

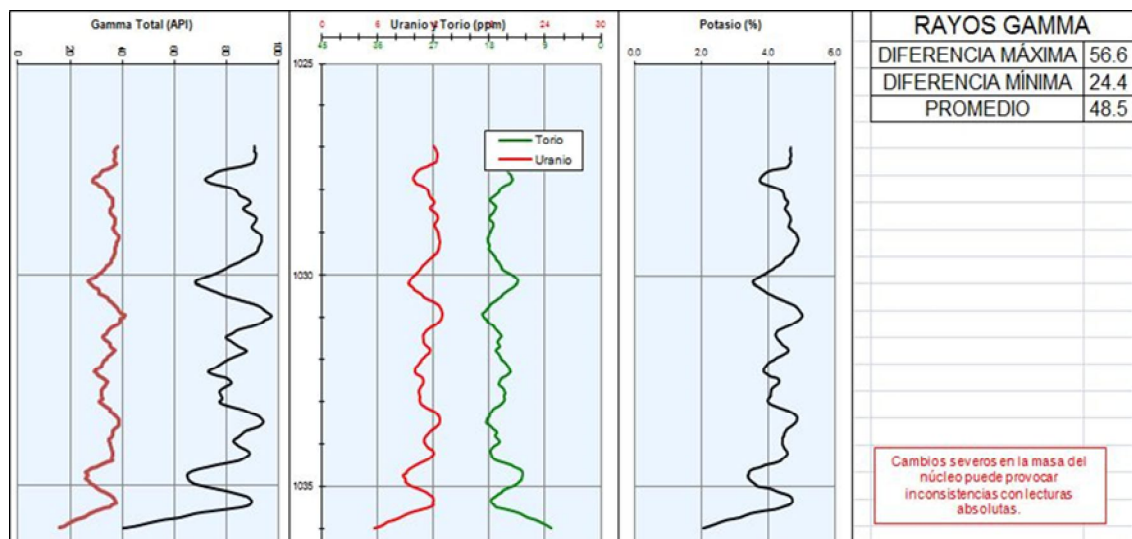


Figura 5.4 Espectroscopía de Rayos Gamma un Pozo del Campo Coyotes, en el Carril 1 la Curva Roja es el Rayos Gamma Corregido por Uranio (CNH/UNAM, 2012).

Los valores de corte en el Campo Coyotes del volumen de arcilla, porosidad efectiva y saturación de agua son: $V_{cl} \leq 70\%$, $PHIE \geq 1\%$ y $Sw = 65\%$ respectivamente, pero estos valores están sobreestimados ya que en el modelo petrofísico actual no se incluye la calcita, ni se corrige el volumen de arcillas por contenido de Uranio. Lo más adecuado es recalcular estos valores de corte ya que al considerar la calcita y el Uranio estos valores tenderán a reducirse (CNH/UNAM, 2012).

5.2 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS

Con la información de las historias de producción de algunos pozos, registros de presión de fondo fluyendo, registros de presión de fondo cerrado, y reportes de los fracturamientos se puede hacer la caracterización de los yacimientos: determinando, analizando y validando presión en el yacimiento, permeabilidad, daño, mecanismos de empuje, geometría de flujo y la compresibilidad.

A continuación se presentan el análisis de tres pozos del campo Coyotes que resultaron productores pero que fueron disminuyendo su producción considerablemente. Se dispone del histórico de producción de cada pozo, así como una gráfica de ajuste del comportamiento de la presión-producción y una gráfica del modelo de flujo que éstos presentaron.

5.2.1 Pozo C-1

El pozo C-1 tiene una profundidad total de 2, 568.0 m, los intervalos productores del pozo (890-910, 940-965) se encuentran comunicados y tienen espesores de 20 y 25 metros, su producción llegó a un gasto de 200 BPD de aceite y una relación gas aceite de $RGA = 148 \text{ m}^3/\text{m}^3$, este pozo fue declinando llegando a 40 BPD y continuo bajando su producción hasta que en su etapa final llegó a 20 BPD (figura 5.5); esto debido al daño causado en las vecindades del pozo y de la fractura. El fin de producción del pozo está registrado en noviembre de 2011 (CNH/UNAM, 2012).

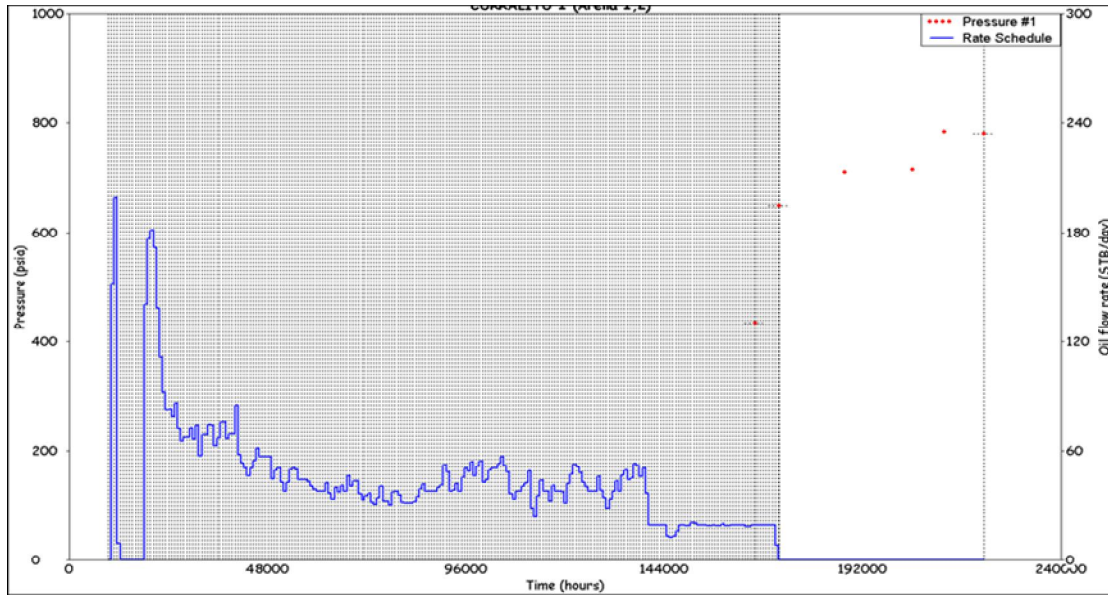


Figura 5.5 Comportamiento Presión-Producción del Pozo C-1 (CNH/UNAM, 2012).

Los datos de producción muestran un comportamiento de flujo lineal (pendiente $m=1/2$), durante un periodo de tiempo largo (figura 5.6).

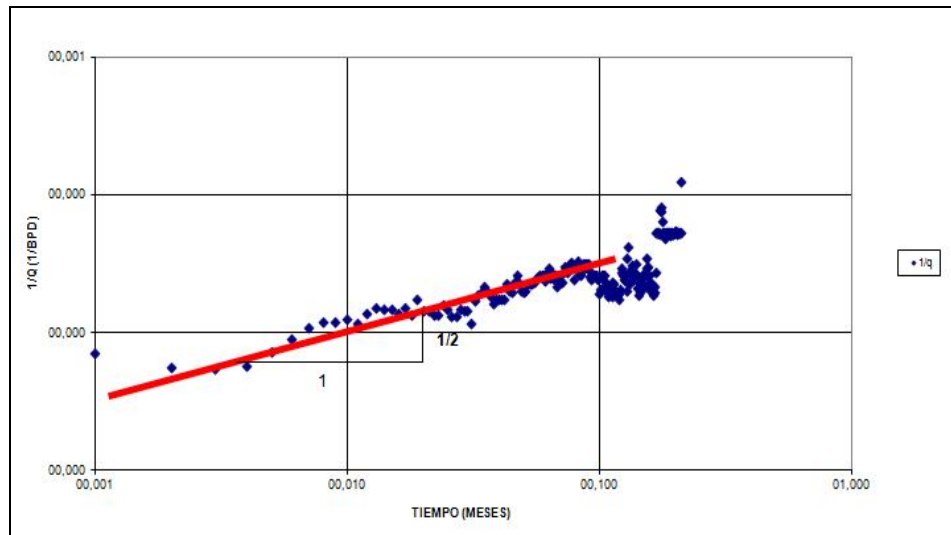


Figura 5.6 Comportamiento de $1/q$ para el Pozo C-1 (CNH/UNAM, 2012).

El ajuste del comportamiento de la producción se realizó basado en un modelo de pozo con daño variable (-5 a 10) y una permeabilidad de 1.5 md, con un área de drene rectangular. La elección del área, se basa en los datos de producción que muestran un comportamiento de flujo lineal (pendiente $1/2$), durante un periodo de tiempo largo (figura 5.7).

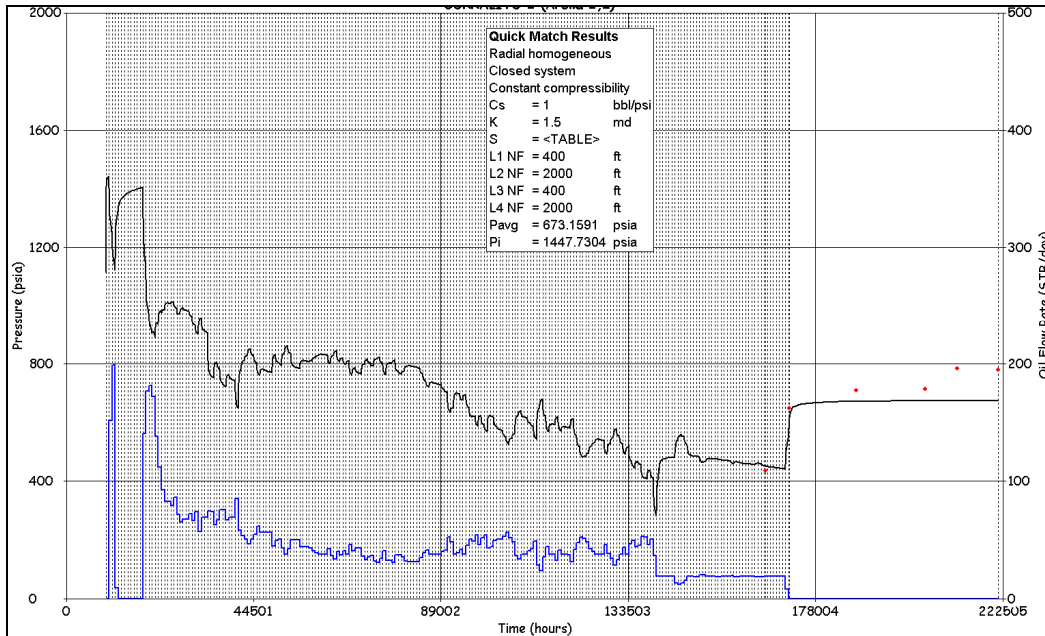


Figura 5.7 Gráfica de Ajuste de Comportamiento del Pozo C-1 (CNH/UNAM, 2012).

5.2.2 Pozo C-2

El pozo C-2 tiene una profundidad total de 1250 m, tiene cuatro intervalos productores 1127-1146, 1153-1177, 888-907 y 957-975, este pozo alcanzó un máximo de producción de 180 BPD de aceite y posteriormente su producción llegó a niveles inferiores de 15 BPD. La relación gas-aceite inicialmente fue de $RGA = 450 \text{ m}^3/\text{m}^3$, su comportamiento durante la producción indica un mecanismo de empuje ineficiente de gas disuelto ya que con el tiempo la RGA va en aumento. La información de presiones incluye varias mediciones de presiones estáticas y fluyentes. Los datos de las presiones y de producciones se muestran en la figura 5.8 (CNH/UNAM, 2012).

En este tipo de pozos es recomendable realizar una prueba de presión para determinar con precisión los parámetros del yacimiento y el estado actual de la fractura hidráulica, debido a que en estos yacimientos las fracturas tienden a degradarse e incluso a desaparecer totalmente su efecto en los pozos.

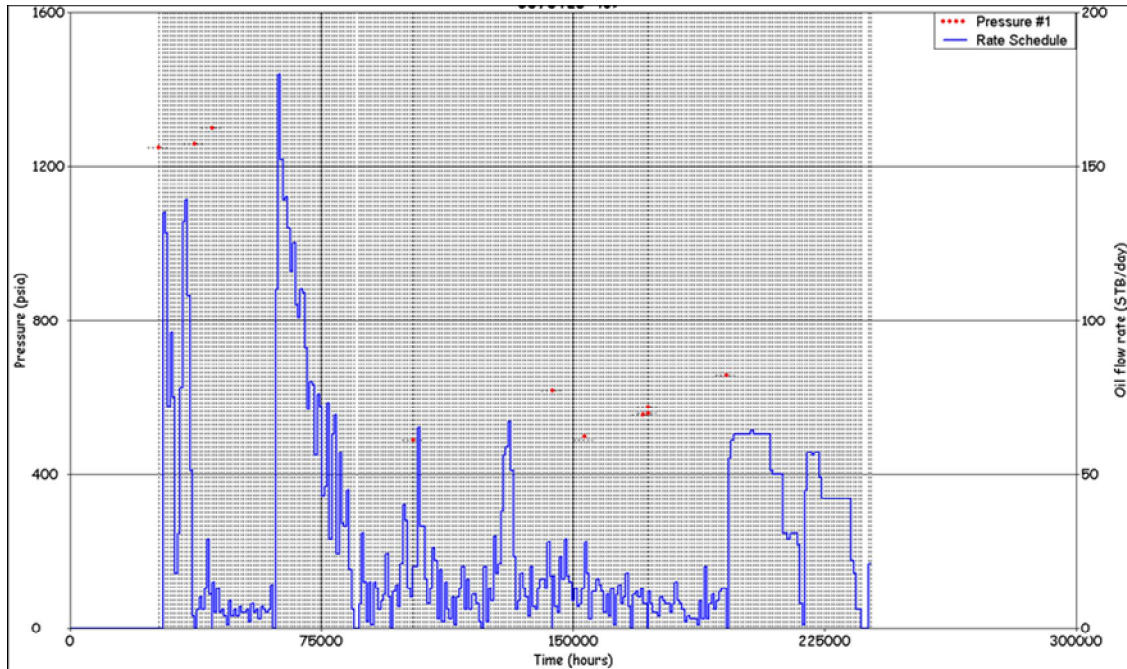


Figura 5.8 Comportamiento Presión-Producción del Pozo C-2 (CNH/UNAM, 2012).

La figura 5.9 presenta los datos de producción en una segunda etapa, en donde se puede observar que el comportamiento de flujo lineal, se puede ajustar a una línea recta de pendiente $m=1/2$ indicando que probablemente el pozo se encuentre en un canal.

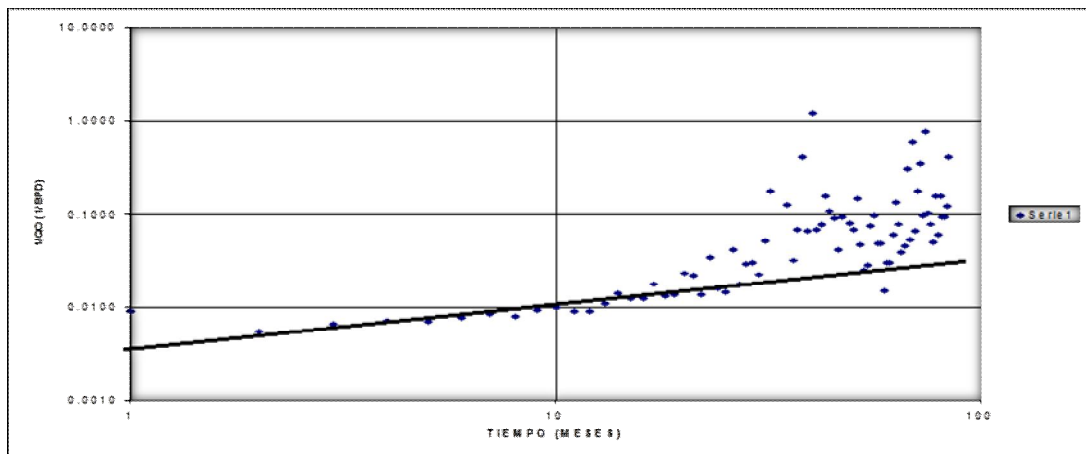


Figura 5.9 Gráfica de Análisis de los Datos de Producción para el Pozo C-2 (CNH/UNAM, 2012).

Para la gráfica de ajuste del comportamiento se realizó con un modelo de pozo en un yacimiento homogéneo, en un área de drene cuadrada. Los valores de los parámetros incluyen una permeabilidad de 1 md y un factor de daño y compresibilidad igual a cero (figura 5.10).

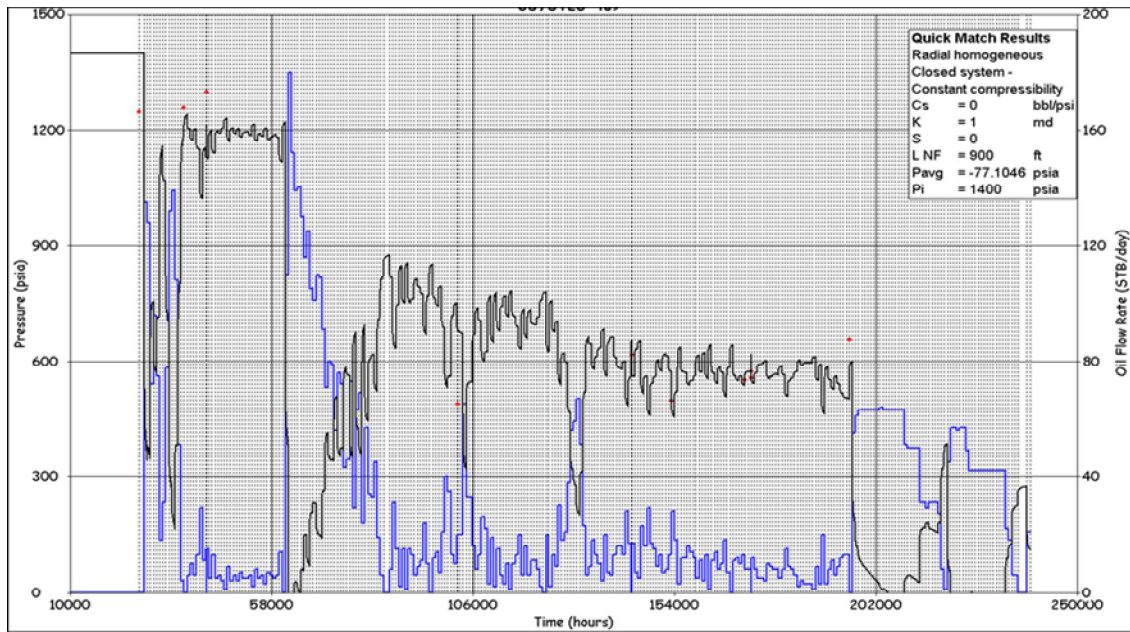


Figura 5.10 Ajuste del Comportamiento Presión-Producción del Pozo C-2 (CNH/UNAM, 2012).

5.2.3 Pozo C-3

El poco C-3 alcanzó un gasto de aceite de 276 BPD en mayo de 1977, disminuyendo paulatinamente. Durante 5 años se mantuvo con producciones superiores a 100 BPD y después cayó a 15 BPD (figura 5.11). Su relación gas-aceite aumentó ligeramente con el tiempo, indicando un mecanismo de empuje de gas disuelto (CNH/UNAM, 2012).

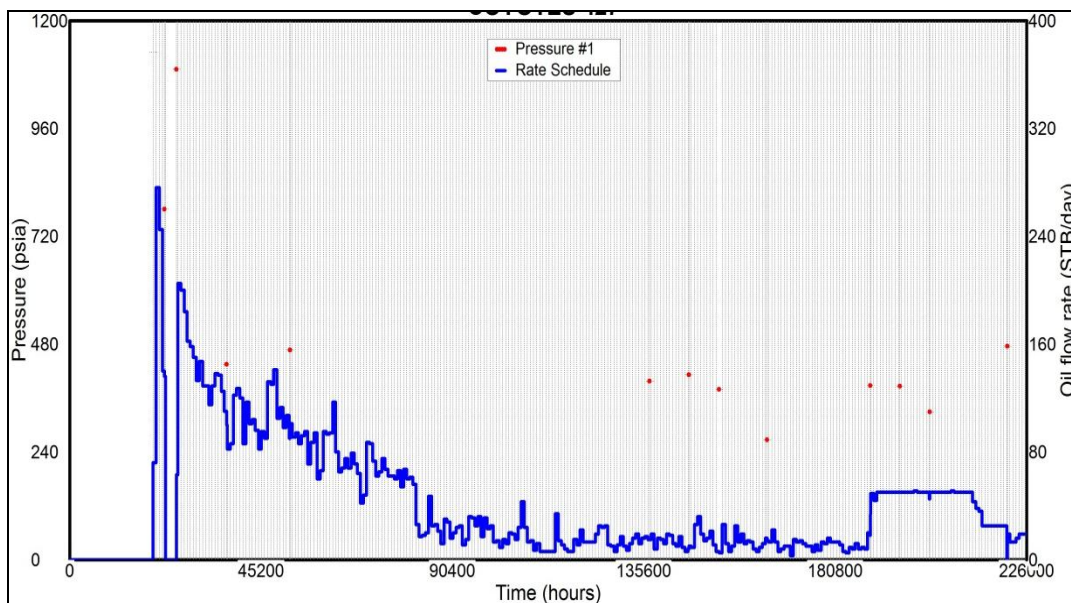


Figura 5.11 Historia de Presión Producción del Pozo C-3 (CNH/UNAM, 2012).

El comportamiento de los datos de producción muestran un comportamiento de flujo lineal al ajustarse a una línea recta de pendiente $m=1/2$, indicando que el pozo probablemente se encuentre localizado en un canal (figura 5.12).

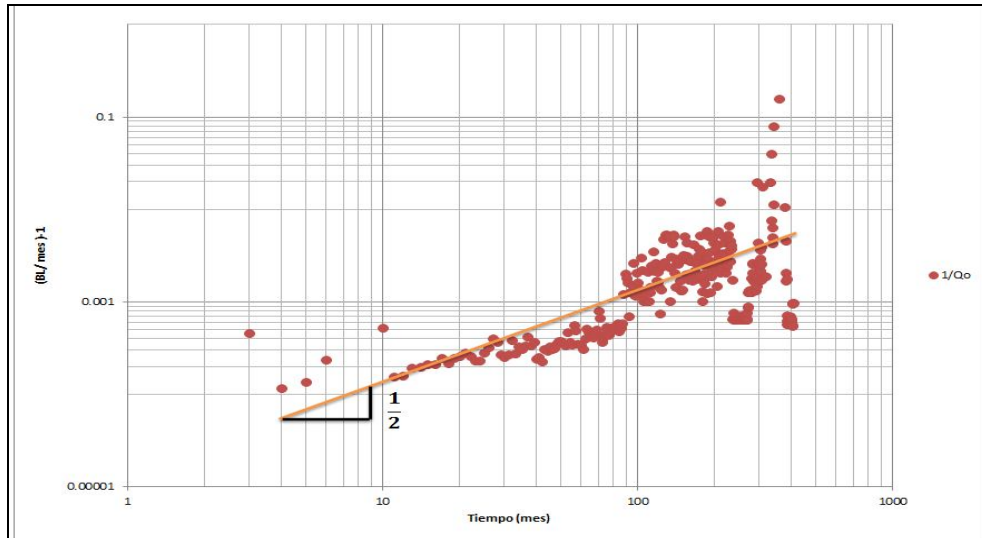


Figura 5.12 Diagnóstico del Modelo de Flujo del Pozo C-3 (CNH/UNAM, 2012).

El ajuste de comportamiento de la presión en este pozo se realizó con un modelo radial homogéneo de comportamiento finito, debido a que no se tiene una prueba de presión. Se consideró una permeabilidad de 1.6 md, con un daño $s = -6$, ya que el pozo estaba estimulado y un área de drenaje rectangular. La elección de esta área se basa en los datos de producción que muestran el comportamiento de flujo lineal (pendiente $1/2$) durante un periodo de tiempo largo (figura 5.13).

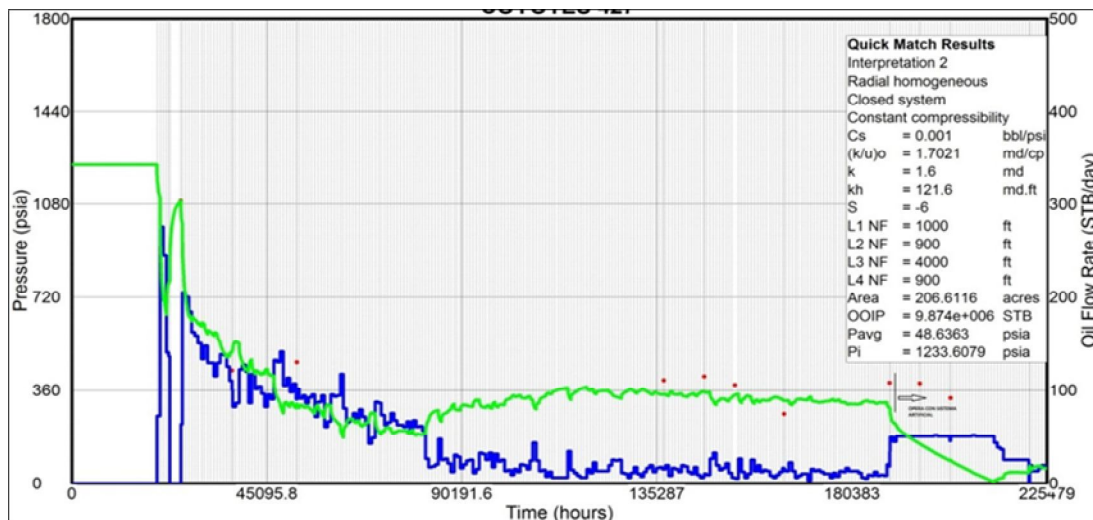


Figura 5.13 Ajuste del comportamiento de presión del pozo C-3 (CNH/UNAM, 2012).

En los pozos anteriores se puede observar un periodo de flujo lineal, el cual es característico de yacimientos tipo canal. Los Pozos C-1 y C-3, presentan las mejores condiciones de productividad. También se puede observar que se tienen áreas de drene aceptables, pero con baja productividad. Una forma de aumentar su productividad sería incrementar el área expuesta al flujo, ya sea con fracturas largas y/o pozos horizontales, siempre y cuando se analice el costo-beneficio y el área tenga las condiciones geológicas y técnicas para estas operaciones.

5.3 SISTEMAS ARTIFICIALES

Los sistemas artificiales son de gran importancia en la vida productiva de los pozos del Campo Coyotes debido a la baja energía de sus yacimientos, ya que éstos aportan cantidades bajas de crudo y en muchas ocasiones los fluidos no tienen la energía suficiente para llegar a la superficie. Esto hace que el nivel de fluido dentro del pozo genere una contrapresión que inhibe la producción y en muchas ocasiones la nulifique.

A mayo del 2011, la cuenca de Chicontepec contaba con 2908 pozos perforados, de los cuales 1622 se encontraban operando y 1286 cerrados por diferentes causas. De los pozos operando, el 43% (699 pozos) son fluyentes, el 56% (908 pozos) contaban con algún SAP (tabla 5.1), el 0.7% (12 pozos) inyectoros y 0.3% (3 pozos) taponados (Flores et.al., 2012).

SAP's	Pozos Operando
BM	563
BN	315
BCP	26
BH	4
Total de Pozos con SAP	908

Tabla 5.1 Pozos con Sistema de Producción Artificial a Julio de 2009 en el ATG (Flores et.al., 2012).

En el campo Coyotes alrededor del 98% de los pozos tienen una presión de fondo (PWS) menor al gradiente requerido para permitir que los hidrocarburos lleguen hasta las instalaciones de producción. Por lo que los sistemas artificiales de producción son comúnmente utilizados para resolver el problema (PEMEX, 2012).

La instalación de los sistemas artificiales de producción en el campo Coyotes fue enfocada al bombeo mecánico, siendo este el principal sistema instalado. En este rubro también se implementaron varillas con centralizadores, con la finalidad de reducir el número de fallas sub-superficiales, disminuir la producción diferida por dichas fallas e incrementar la producción y mantener por mayor tiempo los sistemas operando. Se mejoró la eficiencia de las bombas y en algunos casos se instalaron bombas de mayor diámetro para los pozos de mayor productividad.

Un caso más específico es el de los pozos Coyotes-A, Tajín-B y Agua Fria-C, en donde se instalaron unidades de bombeo mecánico de balanceo hidroneumático, controlados por un variador de frecuencia para un periodo de prueba de noventa días (Bernal, 2012).

La producción de fluidos en el pozo Coyotes-403 promedió 26 bpd, con un corte de agua casi nulo de 1.7 epm, operando con un candado de gas que disminuyó la producción y la eficiencia en un 50%, cumpliendo así con los requerimientos de producción mínimos para una evaluación exitosa en el rubro de fluidos recuperados.

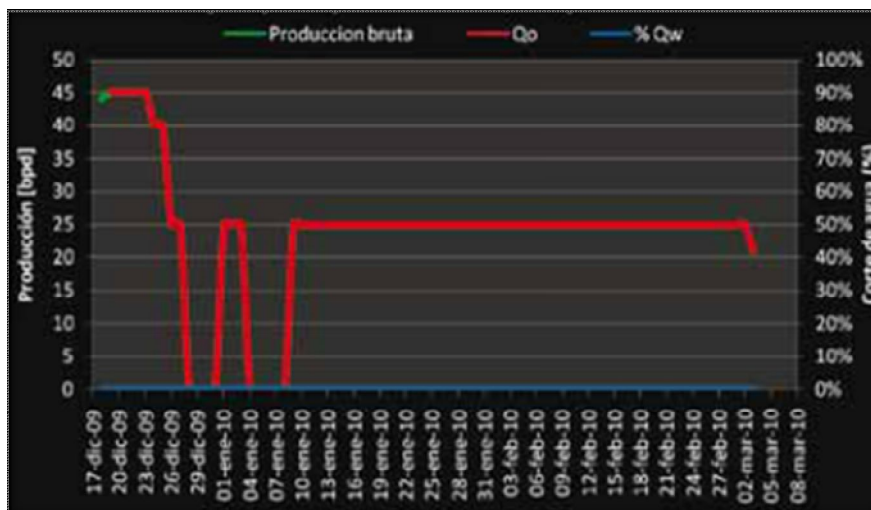


Figura 5.14 Registro de Producción en el Periodo de Evaluacion del SAP del Pozo Coyotes-A (Bernal, 2012).

5.4 ESTADO ACTUAL DEL DESARROLLO DEL CAMPO

Desde el año de 1972 se inició el desarrollo del campo Coyotes y a la fecha se cuentan con 149 pozos. Sus yacimientos son productores de aceite ligero y cuentan con una reserva permanente de aceite 25.1 mmb y 37.9 mmmpc de gas natural; hasta noviembre de 2012 las producciones acumuladas de aceite, gas y agua son de $N_p = 9551$ Mbls, $G_p = 13758.86$ MMpc y $W_p = 1392.72$ Mbls respectivamente (figura 5.15) (PEMEX 2012).

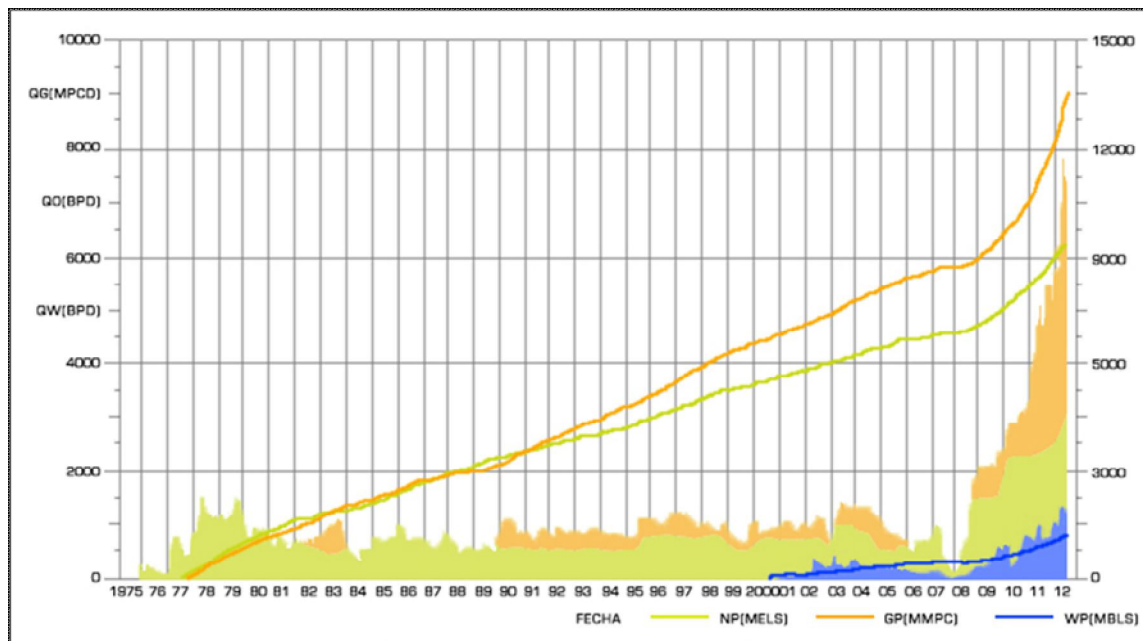


Figura 5.15 Historia de Producción en el Campo Coyotes (PEMEX, 2012).

Una de las estrategias en el campo Coyotes que se han llevado a cabo para su desarrollo es la perforación de pozos no convencionales y la construcción de macro-plataformas (macro-peras). Actualmente cuenta con 47 macro-plataformas que aportan una producción de 2845 BPD de aceite y 6.5 mmpcd de gas (Flores, 2012). En estas se perforan de 3 a 19 pozos, considerando un cabezal en cada una de ellas y manejando la producción a través de un oleogasoducto por plataforma hacia las baterías de separación.

La finalidad de utilizar la macro-plataformas es de mejorar las condiciones de flujo, incrementar la producción, eliminar la quema de gas y reducir la emisión de contaminantes a la atmósfera, reducir costos de operación y utilizar el gas producido para operar sistemas artificiales de producción.

En la estrategia de explotación también se han realizado actividades como el fracturamiento de la formación de forma hidráulica o con la utilización de ácidos, se utilizó microsísmica, atributos 3D, se hicieron perforaciones y terminaciones no convencionales, así como reparaciones mayores (PEMEX, 2010). Además se realizó una prueba de inyección de CO₂ la cual no resultó exitosa, pero si se pudieron sacar muchos resultados y conclusiones para mejorar la utilización de este tipo de métodos de recuperación.

El objetivo principal de todas estas actividades es mejorar la producción, evitar la declinación de la producción con rapidez y aumentar la vida productiva de los pozos, además de recuperar la inversión en el campo y obtener ganancias ya que uno de los problemas en todo el proyecto del Campo Coyotes ha sido la pérdida de capital por pozos improductivos.

5.5 ESTRATEGIAS DE DESARROLLO

Los objetivos estratégicos de PEMEX están alineados a los temas prioritarios para encaminar las acciones de la institución como son mantener e incrementar los niveles actuales de producción de hidrocarburos garantizando una operación sustentable, incorporar las reservas para asegurar la operación sostenida de la organización, elevar la eficiencia operativa, administrativa y financiera, satisfacer las necesidades energéticas del país manteniendo costos competitivos y fortalecer la responsabilidad social de la organización; todo en un marco de creación de valor y rendición de cuentas a la sociedad mexicana (PEMEX, 2012).

El Activo Aceite Terciario del Golfo está dentro de los principales proyectos del portafolios de inversión de PEMEX en su Plan Nacional de Negocios 2013-2017. El cual planea una estrategia que consiste en la perforación y terminación de

pozos de desarrollo, así como la realización de reparaciones mayores. La estrategia asume la instalación de sistemas artificiales de producción como el bombeo mecánico e hidráulico en los pozos productores terminados.

El reto principal en ATG es incrementar las reservas, lo cual implica implantar nuevos procesos de recuperación, incrementar las actividades de perforación y de construcción de infraestructura, así como formar administradores y especialistas de megaproyectos.

5.6 IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA

En la Cuenca de Chicontepec se han hecho pruebas piloto de recuperación secundaria con el método de inyección de agua en los campos Furbero y Agua Fría. Pero la baja respuesta de éstas dio pauta para seguir analizando otros métodos de recuperación secundaria y mejorada, concluyendo que la inyección de CO₂ podría ser una buena opción por presentar condiciones adecuadas en el aceite producido de la región y en sus características geológicas.

El inyectar CO₂ en el yacimiento provoca que al contacto con el aceite reduzca su viscosidad, incrementa la densidad y volatilización de hidrocarburos intermedios; además que al contacto con el agua es altamente soluble y reacciona formando ácido carbónico, mismo que crea conductos de disolución en rocas carbonatadas incrementando la permeabilidad de ésta.

Con el propósito de incrementar la recuperación de aceite en campos del Grupo Chicontepec, PEMEX realizó dos pruebas de inyección de CO₂ entre julio de 2010 y el 31 de marzo de 2011 en el pozo Coyotes-I1 del campo Coyotes (PEMEX, 2011).

La prueba involucró siete pozos, un inyector (pozo coyotes-I1) y seis productores (pozos Coyotes-P1, Coyotes-P2, Coyotes-P3, Coyotes-P4, Coyotes-P5 y Coyotes-P6), el arreglo se muestra en la figura 5.16. El patrón de inyección es de siete pozos invertidos con un espaciamiento entre estos de 400 m, se inyectaron 9,860

toneladas de CO₂ (figura 5.16), al 99.8 %mol (187 MM scf CO₂), en 166 días, equivalentes a 93,850 barriles de espacio poroso, equivalente a 1.1 veces el volumen de líquidos producidos a condiciones de yacimiento a junio 2010. Se inyectaron en tres periodos: 40 ton/d, 12 días, 50 ton/d, 55 días, y 80 ton/d, 97 días (Narváez, 2012).

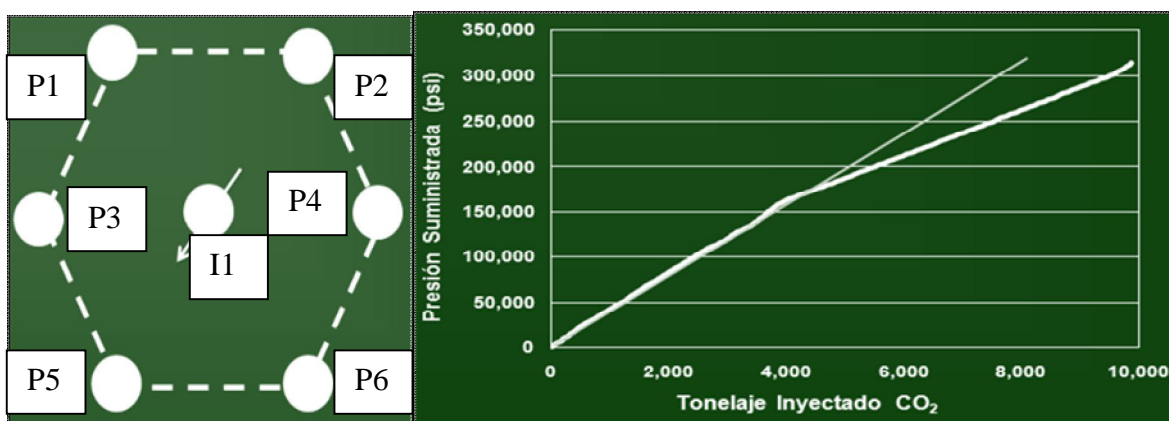


Figura 5.16 Arreglo de Pozos para la Inyección de CO₂ en el Campo Coyotes y Gráfica de Tonelaje Inyectado de CO₂ Contra Presión (PEMEX, 2011).

Durante la inyección no se observaron problemas de admisión, por el contrario pasando las 4, 000 toneladas cada tonelada adicional requiere menor presión de inyección. La presión de inyección se estabilizó en 2, 000 psi, y dado que la presión mínima de miscibilidad es de 2, 900 psi, el contacto no es considerado miscible (figura 5.17).

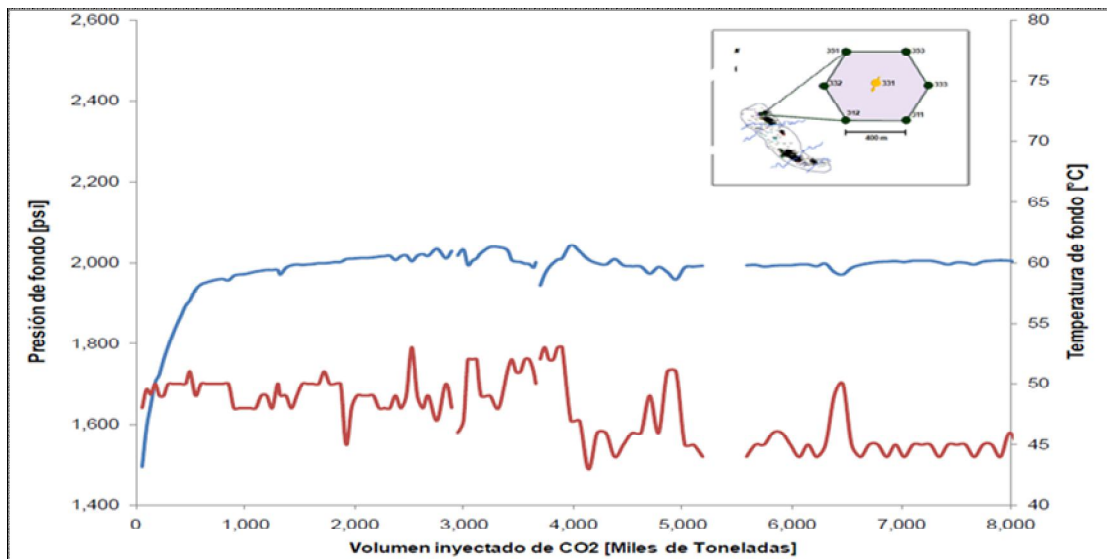


Figura 5.17 Presión (azul) y Temperatura (rojo) de Fondo en el Pozo Inyector en Función del Volumen Inyectado en la Macropera Coyotes-I1 (Narváez, 2012).

La conclusión de las respuestas ofrecidas hasta el momento por los yacimientos bajo la prueba de inyección continua de CO₂ de los pozos distantes a 400 metros, es que las unidades de flujo no presentan continuidad hidráulica, por lo que se recomienda efectuar arreglos más cerrados, distantes entre 100 a 200 metros y orientados en sentido de la fractura hidráulica.

5.7 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

La propuesta del Proyecto Aceite Terciario del Golfo en el periodo 2009-2023 del perfil de producción de aceite y gas contempla la perforación de 17, 356 pozos de desarrollo y la realización de al menos 30, 136 reparaciones mayores, con lo cual se obtendrá una producción máxima de aceite de 808 MBD (figura 5.18) y una producción máxima de gas de 969 MMMPCD (figura 5.19) en el año 2017, el volumen acumulado de aceite y gas es de 3, 371 MMB y 4, 063 MMMPC respectivamente (PEMEX, 2008).

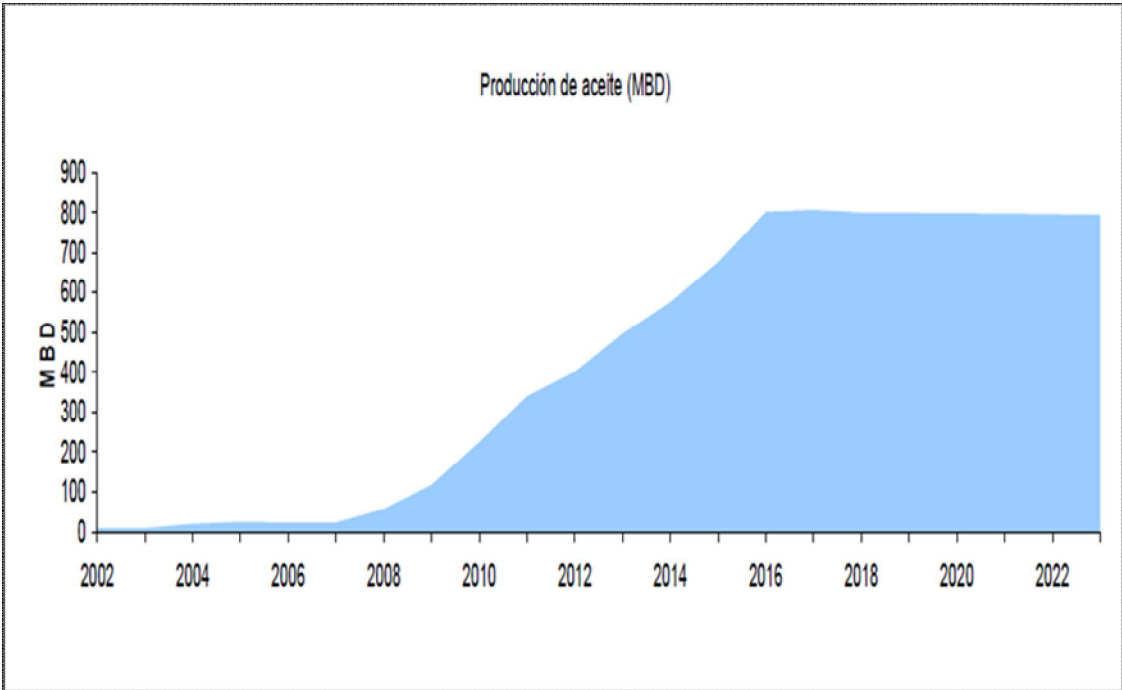


Figura 5.18 Pronostico de la Producción de Aceite (PEMEX, 2008).

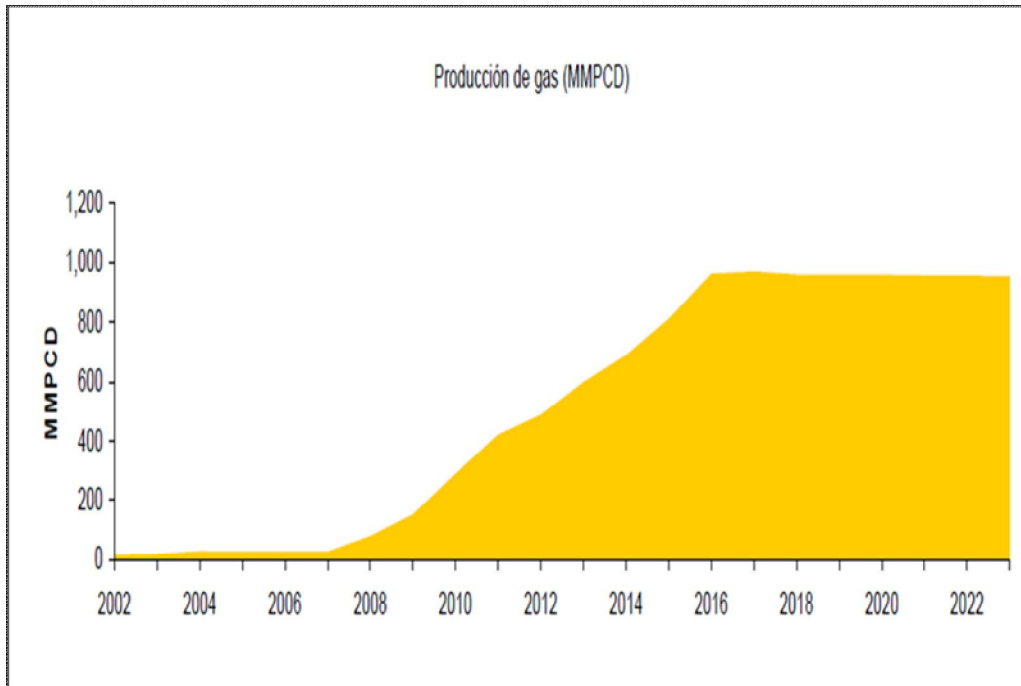


Figura 5.19 Pronostico de la Producción de Gas (PEMEX, 2008).

Los campos que se encuentra en los municipios de Chicontepec, Coatzintla, Espinal, Papantla, Tihuatlan, Castillo de Teayo, Tepetzintla y Pantepec, están evaluados por PEMEX Exploración y Producción como campos potenciales en la Cuenca de Chicontepec (figura 5.20). Esta área corresponde a los campos de la zona norte y centro donde se encuentra el campo Coyotes.

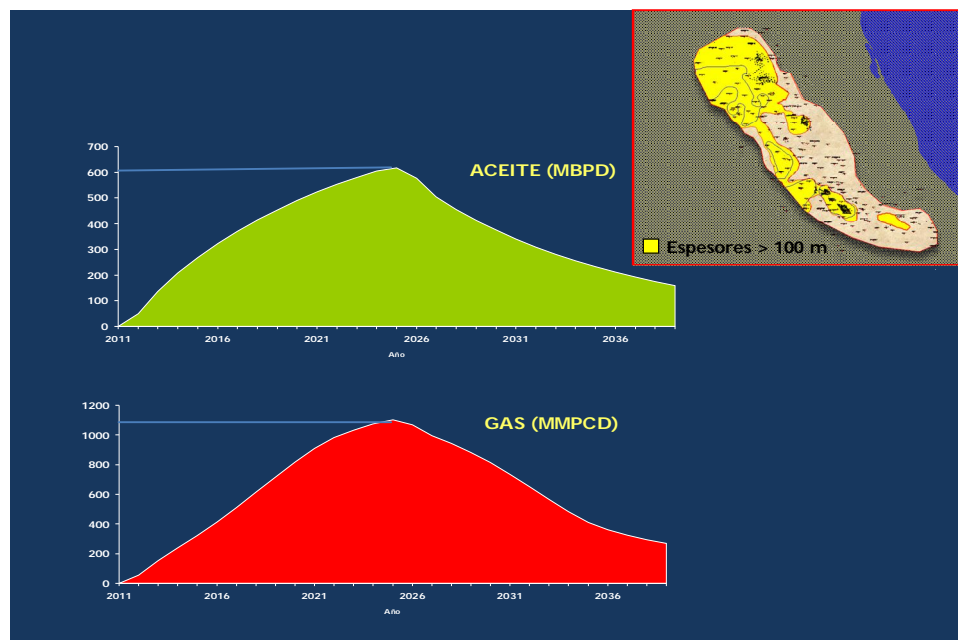


Figura 5.20 Producción Incremental de los Campos con Potencial del Área Norte (PEMEX, 2005).

La superficie de esta área es de aproximadamente 1, 006 km², los plays se encuentran entre 1, 600 y 2, 000 m de profundidad, tienen 7663 pozos de desarrollo y 130 exploratorios (Vázquez, 2008). De acuerdo a la gráfica 5.20 se pretende tener la máxima producción de aceite de unos 600 mbpd y 1, 100 mmpcd gas en el año 2025 e iniciar su declinación un año después.

5.8 EVALUACIÓN ECONÓMICA

PEMEX Exploración y Producción tiene tres escenarios probabilísticos P-50, P-90 y P-10 para el flujo de efectivo neto y acumulado neto después de impuestos en el proyecto ATG (figura 5.21). Con base en las estimaciones el proyecto ATG empezaría a generar flujos positivos después de impuestos a partir de 2012, logrando recuperar la inversión en valor presente en 2016.

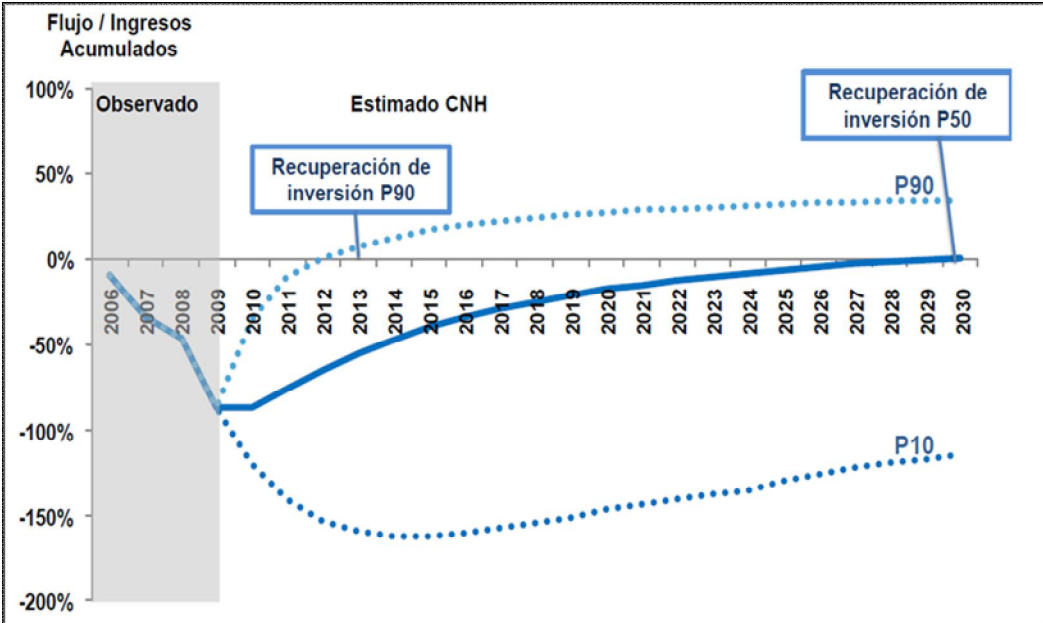


Figura 5.21 Flujo de Efectivo neto Acumulado Después de Impuestos de los Escenario P10, P50 y P90 (CNH, 2010).

Los escenarios fueron construidos bajo los supuestos de precio de aceite 50 dólares por barril, precio del gas 4.5 dólares por millar de pie cúbico, tipo de cambio 13 pesos por dólar, tasa de descuento de 12% y régimen fiscal vigente. Para estimar la curva de producción con base en la información observada el proyecto se dividió en tres áreas: Sur, Centro y Norte (CNH, 2010).

El escenario P-50 muestra que bajo las curvas de producción, niveles de productividad y con la tecnología vigente generará flujos positivos a partir del 2015, mientras que la recuperación de la inversión se alcanzaría hasta el 2030, seis años después de que programa de perforación hubiera terminado. En los otros escenarios probabilísticos de los flujos acumulados del proyecto, se observa que para el escenario P-90, la inversión se recupera significativamente más rápido, en 2013, mientras que bajo el escenario P-10 la inversión nunca se recupera.

Las proyecciones de PEP asumen diferentes curvas de producción por pozo, generando distintos perfiles de producción del proyecto (figura 5.22). Cabe mencionar que también se observaron diferencias en las estimaciones de la recuperación total por pozo, sin embargo, éstas son menores.

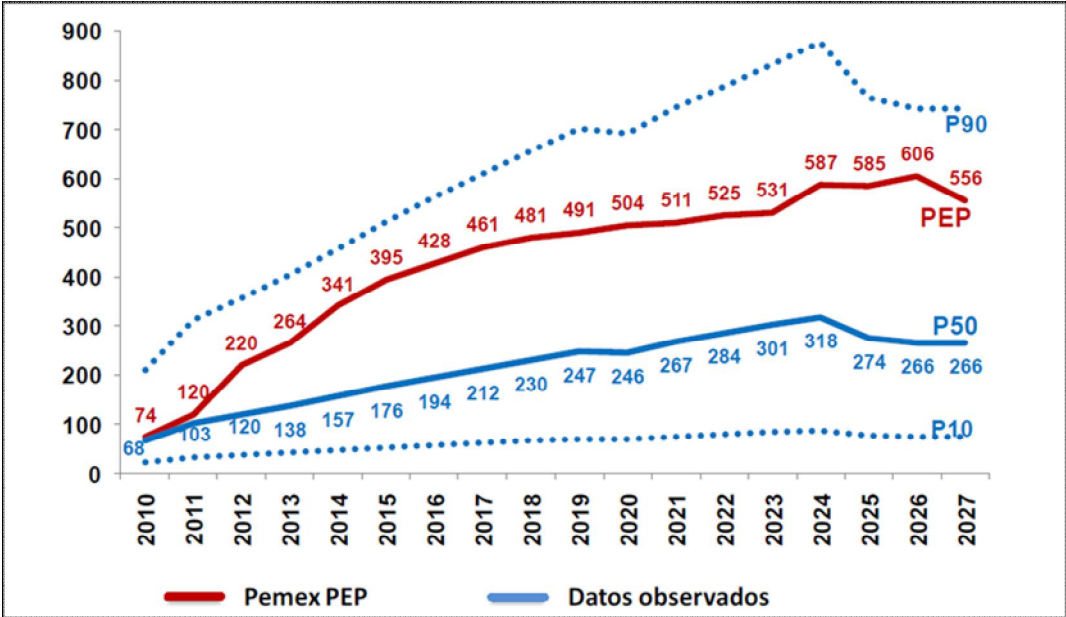


Figura 5.22 Curva de Producción Anual en Miles de Barriles Diarios del PATG Estimada por Pemex-PEP y CNH (CNH, 2010).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- El proyecto Aceite Terciario del Golfo es de gran relevancia para el país, ya que representa el 39% de la reserva total de hidrocarburos y con un desarrollo óptimo de éste, aumentaría la producción de aceite y/o gas.
- En el subsuelo del área del Campo Coyotes se tienen tres megasecuencias (Inferior, Media y Superior) del Grupo Chicontepec. Están separadas por discordancias regionales formadas por diferentes eventos tectono-sedimentarios durante el depósito de la columna estratigráfica, ya que durante el relleno de la cuenca en la zona de aguas profundas hubo eventos de subsidencia, erosión y depósito de terrígenos, por lo que se presentan cambios de facies laterales y verticales en distancias reducidas.
- La Megasecuencia Media es la unidad estratigráfica que presenta las mejores condiciones para contener hidrocarburos, que contiene cuerpos lenticulares con predominancia de areniscas, los que se presentan en fracturas, microfracturas, vórgulos y entre los estratos en el límite de las capas finas con gruesas.
- La fase de deformación de mayor afectación en el campo corresponde a fallas laterales transpresivas que forman flores positivas, las cuales representan un factor importante en el sistema petrolero ya que conectan a las rocas generadoras del Jurásico Superior (formaciones Santiago, Tamán y Pimienta) con las secuencias terrígenas del Grupo Chicontepec.
- Los pozos de menor productividad o los no productores se encuentran en las proximidades de las zonas de falla, aunque hay algunos casos en que su baja productividad se debe a que no están cortando a los horizontes arenosos con las mejores características petrofísicas, o a que las

secuencias con mayor contenido de arenas están fuertemente cementadas por calcita, reduciendo significativamente la conectividad de los poros.

- Las fallas laterales también originaron pérdida de continuidad al desplazar a las secuencias de interés como potenciales rocas almacenadoras, poniendo en contacto tectónico a unidades de diferentes facies.
- Los espesores productores de la Megasecuencia Media en conjunto pueden ser grandes (78 m), 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, los que tienen un espesor promedio de 20 m, sin embargo, también presenta espesores mínimos de 2.5 m.
- En los intervalos de interés que se encuentran entre las discordancias A y B (Megasecuencia 2) presentan areniscas con mayor contenido de calcita que cuarzo, formando parte de los granos como cementante, con espesores mayores en areniscas (litarenitas y calcarenitas) que en lutitas. En este campo se observan resistividades mayores a otras áreas de la Cuenca de Chicontepec, debido principalmente a que la porosidad intergranular es muy baja por la cementación de calcita.
- Los valores de corte en el Campo Coyotes son $V_{cl} \leq 0.70$, $PHIE \geq 0.01$ y $Sw \leq 0.65$, pero estos valores están sobreestimados ya que no se considera en el modelo petrofísico actual a la calcita, ni se corrige el volumen de arcillas por contenido de Uranio.
- La producción principal del Campo Coyotes proviene de un intervalo que se ubica 250 m por encima de la discordancia A e inmediatamente por debajo de la discordancia B.

- La utilización de nueva tecnología es vital, ya que la implementación de ésta ha resultado exitosa tal como lo fue la perforación horizontal y las macroperas, que redujeron los costos y aumentaron la productividad en los pozos.
- El sistema artificial más usado en el campo coyotes, es el bombeo mecánico, el cual ha ayudado a mantener la producción de los pozos que tienen baja energía.
- La falta de continuidad entre las unidades de diferentes facies y la poca continuidad que tienen los cuerpos lenticulares de areniscas producto del sistema de depósito, son razones para que las unidades de flujo no presentaran continuidad hidráulica durante las pruebas de inyección de CO₂.

RECOMENDACIONES

- Por ser rutas de migración las fallas laterales y las fracturas asociadas, se recomienda que no se realice la perforación de pozos en el entorno de las mencionadas discontinuidades estructurales, ya que tienen alto riesgo de resultar improductivas.
- Se recomienda recalcular los volúmenes de reservas de hidrocarburos en el campo utilizando: V_{cl} corregido por U y edad de la roca, $PHIE$ y Sw obtenidos con el modelo petrofísico incluyendo calcita, valores de corte estimados por zonas de acuerdo a la clase de roca y unidad de flujo.
- Se recomienda realizar pruebas de variación de presión para evaluar el estado de la fractura actual que tienen los pozos considerados como productores.

- En el Campo Coyotes se tienen áreas de drenaje aceptables, pero con baja productividad, por lo que se recomienda incrementar el área expuesta al flujo, ya sea con fracturas largas y/o pozos horizontales para mejorar la productividad
- Se recomienda implementar la aplicación de nuevas tecnologías en más pozos del campo como: pozos multilaterales, terminaciones múltiples, fracturamientos hidráulicos optimizados y sistemas artificiales de producción más eficientes que permitan incrementar los niveles de producción siempre y cuando el análisis costo-beneficio lo permita.

BIBLIOGRAFÍA

AGUAYO, C. J. y SANTILLÁN, P. N. Petrología, diagénesis y origen de la porosidad de las facies turbidíticas en el noroeste de la paleocuenca terciaria de Chicontepec, SW de San Luis Potosí y NE de Hidalgo, México, 2008.

AGUAYO, J. E. y TRAPAGA, R. Geodinámica de México y Minerales del mar. Capitulo III. Tectónica Actual de México, 1996.

AGUILAR, D. "Perforación horizontal en el campo rodador". Proyecto terminal de Especialidad en Ingeniería (petrolera, perforación y mantenimiento de pozos), UNAM, México, 2005.

ALEMÁN, A. Migración y acumulación de hidrocarburos en los sedimentos terciarios del Chicontepec, zona Poza Rica, Veracruz. Tesis Licenciatura (Ingeniero Geólogo)-UNAM, Facultad de Ingeniería, México, 1980.

ARELLANO, G. J. y YUSSSIM, G. S. "Discordancias progresivas en la secuencia sedimentaria cretácica en México". En Simposio La Investigación en la Facultad de Ingeniería, México, 2004.

ARÉVALO, F.D. "Optimización de la perforación direccional y horizontal en el Campo Auca sur". Tesis de grado (Ingeniero Petrolero). Universidad Central de Ecuador. Quito, 2010.

BALLINAS, N. J. Explotación de la Cuenca de Chicontepec: "Resultados, Retos, Oportunidades y Tendencias". En Congreso Mexicano del Petróleo (2012, Ciudad de México, México).

BERNAL, C. et. al. "Evaluación de la prueba tecnológica: Sistema de aseguramiento de flujo asistido por bm con tubería flexible para 4 pozos de la región norte". En Congreso Mexicano del Petróleo (2012, Ciudad de México, México).

BITTER, M. R. "Sedimentation and provenance of Chicontepec sandstones with implications for uplift of the Sierra Madre Oriental and Teziutlan Massif, East-Central México", in J. L. Pindell and R. F. Perkins, eds., Mesozoic and Early Cenozoic Development of the Gulf of Mexico and Caribbean Region: A Context for Hydrocarbon Exploration: Transactions, 13th Annual Gulf Coast Section of Society for Sedimentary Geology (GCSSEPM) Research Conference, 1993

CEVALLOS, Y. "Optimización de la producción mediante el fracturamiento hidráulico al reservorio M – 1 del pozo Y. Tesis de Licenciatura. Ecuador, 2009.

CHEATWOOD, C. J. and GUZMAN, A. E. "Comparison of Reservoir Properties and Development History: Spraberry Trend Field, West Texas and Chicontepec Field, Mexico". SPE 74407, in SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Villahermosa, Tabasco, Mexico, 2002.

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Clasificación de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos. Estadísticas de rentabilidad e incertidumbre. pp. 46

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Factores de recuperación de aceite y gas en México. 2010.

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. "Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Primera revisión y recomendaciones". México, 2010.

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS / UNAM. "Apoyo técnico especializado para el modelo geológico, estructural, sedimentario y de yacimientos de los campos del paleocanal de chicontepec denominados: furbero, coyotes, humapa, miquetla, aragón, palo blanco, así como de la actualización de los modelos en función de la nueva información respecto a los campos tajín y agua fría". México, 2012.

CONTRERAS, A. Contribución al conocimiento de los icnofosiles del miembro Chicontepec inferior de la formación Chicontepec, Edo. de Puebla. Tesis Licenciatura (Biólogo)-UNAM, Facultad de Ciencias, México, 1979.

CORONA, M. et. al. Optimización de la Perforación en el Área del Paleocanal de Chicontepec. Ingeniería Petrolera Vol. XLV No. 3. Marzo de 2005, 27-35.

ENGLAND, W. A. Secondary migration and accumulation of hydrocarbons, in Magoon, L. B., and Dow, W. G., eds., The petroleum system-from source to trap, American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, 1994.

ESPINOSA, E. "Optimización de la Perforación: Conceptualización y Diseño de un Simulador de Perforación" Tesis profesional. Facultad de Ingeniería, UNAM, 2011.

FLORES, S. et. al. "Macroperas Autosustentables (MPA) en campos del Activo de Integral Aceite Terciario del Golfo". En Congreso Mexicano del Petróleo (2012, Ciudad de México, México).

GONZÁLEZ, M. Factores que impactan en la productividad de los pozos fluyentes del activo integral aceite terciario del golfo. En Congreso Mexicano del Petróleo (2012, Ciudad de México, México). Trabajo, Ciudad de México, México, 2012.

GONZÁLEZ y HOLGUÍN, "El concepto de Sistema Petrolero y la geoquímica orgánica en México" Bol. AMGP. Vol. XLIX. NUMS. 1 Y 2. 2001.

GRANADOS, J. y FLORES, F. Prueba Tecnológica de estimulación de pozos petroleros mediante la tecnología ultrasónica (PU) en pozos del AIATG. En Congreso Mexicano del Petróleo (2012, Ciudad de México, México). Trabajo, Ciudad de México, México, 2012.

HALLIBURTON. Basic Petroleum Geology and Log Analysis, 2001.

LANDES, K.K. "Petroleum Geology" New York, John Wiley. 1975.

LOPEZ, D. Origen, Evolución e Importancia Económica Petrolera de la Cuenca de Chicontepec. Tesis profesional. Facultad de Ingeniería, UNAM 2008.

MAGOON, L. B. Identified petroleum systems within the United States – 1992, in L. B. Magoon, ed., The petroleum system – status of research and methods, 1992: U. S. G. S. Bulletin 2007, p. 2-11.

MAYOL, M. Caracterización Geoquímica de los aceites de la Cuenca de Chicontepec, Tesis de Maestría. México IPN 2005.

MARMISSOLLE, D. “Evaluación de Formaciones en Mexico”. Schlumberger (eds), 1984.

MEAÑO, A. Sistema Reservorio. Obtenida en Diciembre de 2011 de <http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009/06/sistema-reservorio.html>.

MÉNDEZ, B. Geoquímica e Isotopía de Aguas de Formación (salmueras petroleras) de Campos Mesozoicos de la Cuenca del Sureste de México: Implicación en su Origen, Evolución e Interacción Agua-Roca en Yacimientos Petroleros. Tesis de Doctorado. UNAM, 2007.

MUTTI, E. and RICCI LUCCHI, F. “Le Torbiditi Dell Apennine SettentrionaleIntroduzie All Analisi di Facies”. MemorieSocietaGeologicaItaliana, Vol. 11, pp 161-199 (translated into English by T.H. Nilsen, 1978. Intrnational Geology Review, Vol. 20, No. 2, pp. 125-166.) 1972.

NARANJO, A. “Efecto de los parámetros geomecánicos en el fracturamiento hidráulico de yacimientos de hidrocarburos sensibles a esfuerzos”. Boletín de Ciencias de la Tierra, Número 21, Colombia, 2007.

NARVÁEZ, A. “Retos y avances en el desarrollo y operación de un yacimiento no convencional, Chicontepec”. Especialidad Ingeniería Petrolera, México, 2012.

NAVA, L. et. al. Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico – Misantla. Tesis de Licenciatura. México UNAM, 2001.

NAVA P. Laura y ALEGRÍA L. M. Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico – Misantla. Tesis de Licenciatura UNAM, México, 2001.

NIETO, J. Análisis Estratigráfico de la Secuencia Sedimentaria del Grupo Chicontepec. Tesis de Licenciatura. UNAM, 2010.

OVIEDO, A. Conferencia IMEF sobre la Reforma Energética “El Potencial de Riqueza del Petróleo en México”. AIMP 9 de Abril de 2008.

PEMEX, “2013 - 2017 Principales elementos del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios”. México, 2012.

PEMEX, Informe de Avance del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios al Cuarto Trimestre de 2009, México, 2010.

PEMEX, Las reservas de hidrocarburos de México, Evaluación al 1 de enero de 2009. México, 2009.

PEMEX, Presentación “Proyecto Integral Chicontepec”. México 2004.

PEMEX. Presentación “Planeación de la Perforación en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo periodo 2008-2013”, 2008.

PEMEX, Presentación “Revisión Técnica de Proyectos de Inversión”, “Proyecto Integral Chicontepec”. México, 2005.

PEMEX, Proyecto Chicontepec. Coordinación de diseño de explotación. Exploración y Producción Región Norte. No publicado. México, 2005.

PEMEX Proyecto Integral Chicontepec. México, 2005.

PEMEX, Reservas de Hidrocarburos de México. Publicación Anual, México, 2005.

PEMEX Reservas de Hidrocarburos de México. Publicación Anual. México, 2008.

PEMEX, Respuesta a solicitud de información N° 1857500093512 “Activo Integral Aceite Terciario del Golfo sector 2 Soledad – Coyotes”. IFAI, México, 2012.

PEMEX, “Un siglo de la perforación en México”. México, 2000.

PEMEX Exploración y Producción, Activo Integral Aceite Terciario del Golfo “Chicontepec Petrophysical Model”. México, 2011.

PEMEX Exploración y Producción, Región Norte, Activo Integral Aceite Terciario del Golfo. Resultados Retos Y Perspectivas. Agosto de 2008.

PEMEX, Exploración y Producción, Región Norte. Documento Análisis Costo-Beneficio. Julio 2008.

PEMEX Exploración Y Producción, Licitación Pública Internacional con TLC N° 18575004-517-11 “Sistemas de gs L.P. para motores de combustión interna en unidades de bombeo mecánico y en unidades de aceite caliente del Activo Integral Terciario del Golfo y otros de la región norte”. México, 2011.

PEMEX Exploración y Producción. “Retos y Avances en el desarrollo y operación de un yacimiento no convencional: Chicontepec”. México, 2011.

PÉREZ, C. Estudio geológico y cálculo del volumen original de hidrocarburos del campo miquetla, formación chicontepec. México, 1990.

PINTOS, O. Apuntes de Geología del Petróleo. Venezuela, 2011.

QUIJADA, R. “Evaluación de los parámetros que afectan la productividad de los pozos horizontales perforados en el Distrito Gas Anaco”. Tesis de Licenciatura, Venezuela, 2009.

RAMÍREZ, E. y PÉREZ, O. “Ingeniería de pozos”. Tesis de Licenciatura. UNAM, México, 2001.

RIANO, J.M. The generation of Gamma Inversion (Investment T2 spectrum gamma functions from Magnetic Resonance), Distribution of Clay, Sandstone and Carbonate (from Mineralogy) and Fracture Analysis of Migration (from Acoustic crossed) to optimize the intervals in wells Multifracture Completions in Corralillo Field Laboratory, Chicontepec Channel, Mexico. En Congreso Mexicano del Petróleo (2012, Ciudad de México, México). Artículo, Ciudad de México, México 2012.

SANTILLÁN, P. N. Paleoambientes sedimentarios en facies turbidíticas en la Cuenca de Chicontepec, centro-oriente de México, Programa de Posgrado en Ciencias de la Tierra, UNAM, México, 2009.

Schlumberger. "Transporte de herramientas en pozo abierto y entubado". Oilfield Review 22 No.3. Marzo de 2011

SIERRA, J. First Unconventional Completion in Chicontepec Basin Using Multistage Fracturing. En Congreso Mexicano del Petróleo (2012, Ciudad de México, México). Artículo, Ciudad de México, México, 2012.

TRUEBA, F. Diseño de un Cortador de Tuberías de Revestimiento en Pozos Petroleros. Tesis de Licenciatura, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. IPN, 2007.

TRUJILLO, T. Fundamentos de Geología del Petróleo para la Explotación de Hidrocarburos. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería. UNAM, 2006.

TISSOT, B. P. and Welte, D. H. Petroleum formation and occurrence, Springer, Berlin Heidelberg, New York, 1984.

VÁZQUEZ, A. Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación en la Cuenca de Chicontepec. Tesis profesional. Facultad de Ingeniería, UNAM 2008.

WALKER, R. G. Deep-water sandstone facies and ancient submarine fans: Models for exploration stratigraphic traps: AAPG Bulletin, v. 62. 1978.