



**UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

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

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:**

**INGENIERO PETROLERO**

**PRESENTA**

**RODRIGO GARCÍA PÉREZ**



**DIRECTOR: ING JAVIER ARELLANO GIL**

**CIUDAD UNIVERSITARIA**

**2013**

**Agradezco:**

**A mis padres:**

*Javier García López (Javo) y Patricia Pérez Manzo (Gordis) ya que gracias a su amor y paciencia me enseñaron a no dejarme vencer ante ningún obstáculo, por difícil que aparente ser. Gracias a esos regaños y pláticas que han forjado mi persona; y sobre todo, gracias por creer en mí.*

**A mi hermano:**

*Diego García Pérez por tu compañía y tan gran sonrisa, por brindarme siempre unos minutos de tu tiempo cuando tenía algún problema o simplemente quería estar contigo.*

**A toda mi familia:**

*Porque siempre estuvieron al pendiente de este pequeño paso con sus oraciones y buenos deseos.*

**A la Pandilla:**

*Jocelyn, Jessica, Iván y Josafat que a través de los años se han convertido en cómplices de muchas aventuras.*

**A Joanna:**

*Por brindarme más allá de una mano en cualquier momento, escuchar mis quejas y aconsejarme.*

**A mi director de tesis:**

*Ing. Javier Arellano Gil por su apoyo, guía, paciencia y compromiso en el desarrollo de este trabajo.*

*Por último a todos aquellos que han sido parte en este pequeño trayecto del viaje.*

## ÍNDICE.

RESUMEN.	iii
I. GENERALIDADES.	1
I.1. Introducción.	3
I.2. Objetivos.	3
I.3. Localización.	4
I.4. Importancia económica.	5
I.5. Desafío tecnológico.	9
I.6. Complejidad del yacimiento.	10
I.7. Estado del arte	11
II. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.	19
II.1. Sedimentología.	20
II.2. Estratigrafía.	23
II.2.1. Jurásico.	24
II.2.2. Cretácico.	25
II.2.3. Paleógeno.	28
II.3. Evolución geológica.	33
II.4. Marco tectónico.	36
II.5. Modelo de sedimentación.	39
II.6. Geología estructural.	40
III. SISTEMA PETROLERO.	45
III.1. Definición y partes que componen el sistema petrolero.	46
III.2. Roca generadora.	50
III.3. Roca almacenadora.	51
III.4. Roca sello.	54
III.5. Migración.	54
III.6. Trampas petroleras.	55
III.7. Sincronía.	57
III.8. Plays productores.	58
IV. MÉTODOS DE PERFORACIÓN.	61
IV.1. Introducción.	62
IV.2. Perforación en el Campo Furbero.	66
IV.3. Fracturamiento en el Campo Furbero.	74
IV.4. Productividad de los pozos dentro del Campo Furbero.	75
V. DESARROLLO DEL CAMPO.	80
V.1. Modelo petrofísico.	81

V.2. Ingeniería de yacimientos.	84
V.3. Sistemas artificiales de producción.	87
V.4. Estado actual de desarrollo.	91
V.5. Implementación de procesos de recuperación secundaria.	91
V.6. Infraestructura de producción y aplicación de nuevas tecnologías.	94
V.7. Pronóstico de producción	94
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	97
BIBLIOGRAFÍA	101

## Resumen.

En este trabajo se presenta un análisis de las principales características geológicas y petroleras involucradas en la explotación de la Cuenca de Chicontepec, de forma particular, en el Campo Furbero.

La Cuenca de Chicontepec se localiza geológicamente dentro de la Provincia Tampico-Misantla, entre la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan, cuenta con un área de 3,731 km<sup>2</sup> aproximadamente y abarca parte de los estados de Veracruz, Puebla e Hidalgo. Se encuentra dividido en ocho sectores; el Campo Furbero se ubica al suroeste de la cuenca dentro del sector 8 a 20 km de la ciudad de Poza Rica Veracruz, dentro del municipio de Coatzintla.

El Campo Furbero cuenta con una columna sedimentaria de más de 3,000 m, sin embargo el Grupo Chicontepec tiene un espesor de 700 m aproximadamente, en donde se logra identificar a tres megasecuencias de composición arcillo-arenosas, que presentan cierta repetición fractal en las estructuras sedimentarias, estas secuencias se encuentran separadas por las discordancias Base del Terciario, A, B y C. Las características estratigráficas de las rocas están asociadas con el ambiente de depósito correspondiente con abanicos submarinos superpuestos. Presenta tres estilos de deformación: deformación intraformacional (pliegues y fallas locales), plegamiento laramídico y un sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas.

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

Los métodos de perforación empleados en el desarrollo del campo comprenden nuevas tecnologías, como el uso de macroperas, en las cuales es posible el desarrollo de hasta 19 pozos desde una misma ubicación; para lograr esto, son importantes los programas de perforación, donde se establecen los objetivos a desarrollar, la geometría del pozo, el asentamiento de la tubería de revestimiento, etc. El principal objetivo para producción en Furbero corresponde con las Brechas Calcáreas del Cretácico, con un porcentaje de éxito cercano al 100% y un gasto inicial promedio de 150 BPD por pozo.

El modelo petrofísico en el campo para el Grupo Chicontepec muestra diferentes facies dentro del campo, en la parte superior se encuentra una facie muy arcillosa, en la parte media presenta laminaciones de lutitas con areniscas y la parte inferior se caracteriza por presentar capas delgadas de litarenitas. La estimación de las propiedades petrofísicas están sobreestimadas, puesto que en trabajos anteriores se consideraba al cuarzo como principal mineral, sin embargo, hay evidencias que la calcita es más abundante que el cuarzo. Para mejorar los resultados es muy importante realizar la implementación y desarrollo de nuevas tecnologías que faciliten la explotación eficiente del campo, lo cual es fundamental para mejorar los resultados de la producción.

## Summary

This paper presents an analysis of the major geological and oil features involved in the exploitation of the Chicontepec's basin, with a particular reference to Furbero's field.

Chicontepec's basin is geologically located in Tampico-Misantla's province, between the Sierra Madre Oriental and the Tuxpan platform, it has an area of 3 731 square kilometers including the states of Veracruz, Puebla and Hidalgo. Divided into eight sectors, Furbero's field is located in sector 8 southwest of the basin, 20 kilometers from the city of Poza Rica Veracruz, in Coatzintla's township.

Furbero's field possessed a sedimentary column of approximately 700 meters in thickness, it is possible to identify three sequences of a sandy clay composition, which presents certain fractal repetition in the sedimentary structures, these sequences are separated by discordances of the Tertiary Base, A, B and C. The structural characteristics of the rocks are associated with the corresponding tank environment that has superimposed seafans. It lay out three styles of deformation: intraformational deformation (folds and local failures), a laramide folding and lateral failure system with a development of fractures.

The oil system of Furbero's field consists of source rocks from the Upper Jurassic, corresponding with the stratigraphic units in Santiago, Taman and Pimienta. There are two sedimentary sequences that function as reservoir rocks: megasequence 2 of Chicontepec's group and the carbonate breccia of the Tamabra's formation. The seal rocks of the sequences in paleocene-eocene are represented by equal formations of Chicontepec's group in their clayey facies, while the limestone-clay seal rocks belonging to Agua Nueva's formation, San Felipe's formation and the loams of Mendez formation constitutes the Cretaceous. The most important play producer corresponds to play Tamabra, consisting of a sequence of calcareous gaps.

The drilling methods used in the development of the field include new technologies, such as the use of multi-well drilling pads (macroperas), in which the development of up to 19 wells from a same location is possible; in order to achieve this, drilling programs where goals are set to develop are essential, as well as the geometry of the pit, the settlement of the casing, etc. The main objective for production in Furbero's field has to do with the carbonate breccia from the Cretaceous, with an almost 100% success rate and an initial expenditure of approximately 150 BOPD.

The petrophysical model on the field displays different facies, at the top there is a clayey facie, in the middle part laminations of sandstones and lutites are observed, whereas the lower part is characterized by thin layers of claystone (litoarenita). The value of petrophysical properties is overestimated due to previous work in which quartz was considered a main mineral, however, evidence shows that the amount of calcite is greater

than the amount of quartz. The implementation and development of new technologies that facilitate the exploitation of the field to optimize production is paramount.

# **CAPÍTULO 1**

## **GENERALIDADES**

En general, un yacimiento petrolero corresponde con un complejo conjunto de rocas permeables que permiten la acumulación de hidrocarburos en su interior; todo esto bajo una serie de condiciones geológicas que evitan el escape de este ya sea por las estructuras geológicas (fallas y/o fracturas) o por las fuerzas gravitacionales o capilares. La capa porosa y permeable que permite la circulación de los fluidos, deberá estar cubierta por rocas de baja permeabilidad, si bien existen algunas encerradas completamente por rocas de este tipo, por lo general las acumulaciones se encuentran confinadas en la parte inferior por agua (De los Santos,1971). En la figura 1.1 se muestra esquemáticamente un yacimiento petrolero en una secuencia terrígena porosa y permeable, rodeada de rocas impermeables.

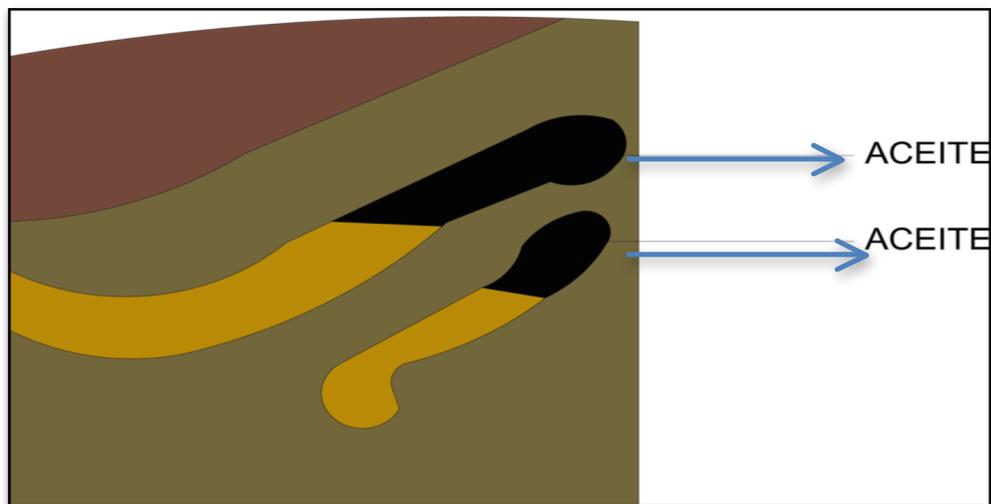


Fig. 1.1 Esquema de un yacimiento petrolero en una secuencia terrígena.

Brown (1998) en su libro “Petróleo y revolución en México” (1998), describe la historia del campo Furbero de la siguiente manera: a principios de 1900, llegaron a México varias compañías extranjeras dedicadas a la industria petrolera, una de las pioneras fue la Standard Oil, la cual se dedicaba a refinar productos derivados de petróleo, todos estos importados de compañías subsidiarias de la misma Standard Oil; esta práctica permitía mayores ganancias y evasión de impuestos. El británico Weetman D. Pearson, fundó a principios de 1900 una refinería en Minatitlán Veracruz, la cual tenía dificultades para operar dada la escasez de materia prima, por lo que Pearson contrató la compra de petróleo crudo con Percy Furber; ya que este había encontrado un modesto depósito de aceite de alta densidad en un lugar selvático, a 120 Km al suroeste de Tuxpan Veracruz. Dicho lugar fue nombrado Furbero, debido a su apellido, además del hecho de la dificultad de sus trabajadores a pronunciar correctamente en inglés. La perforación comenzó en 1904 con seis pozos y un año más tarde empezó la producción de este campo. Cabe destacar que más adelante Weetman fundó la “Compañía Mexicana de Petróleo El Águila”

## **I.1. Introducción.**

Este trabajo pretende establecer hacer un resumen de las principales características geológicas y petroleras involucradas en la explotación de la Cuenca de Chicontepec, de forma particular, en el Campo Furbero.

En el primer capítulo se exponen las generalidades dentro del desarrollo del proyecto “Activo Integral Aceite Terciario del Golfo” (AIATG), como la localización, la importancia económica, la complejidad del yacimiento, el desafío tecnológico, el estado del arte, etc.

En el segundo capítulo se desarrollarán temas acerca del marco geológico regional, así como, los eventos que dieron sus características particulares a esta región. Se revisará la sedimentología, la estratigrafía, la evolución geológica, el marco tectónico, el modelo de sedimentación y la geología estructural.

El tercer capítulo se revisarán los temas que componen el sistema petrolero, como la roca generadora, el sistema de migración, roca almacenadora, tipos de trampas y los plays productores.

El cuarto capítulo tratará acerca de la perforación dentro del Campo, los tipos de trayectorias que se emplean, el uso de macroperas que permiten la perforación de varios pozos en una misma localización y las arenas productoras.

El quinto capítulo expone los temas acerca de la producción del Campo, los gastos reportados, el uso de Sistemas Artificiales de Producción, etc.

## **I.2. Objetivos.**

- Describir las principales características geológico-petroleras.
- Describir los elementos relevantes que intervienen en el desarrollo del campo.
- Proponer una metodología enfocada a la mejora en la producción.
- Conocer el potencial económico de los yacimientos del campo, en función de sus reservas.

### I.3. Localización.

La Cuenca de Chicontepec se localiza geológicamente en la Provincia Tampico- Misantla, se encuentra entre la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro), abarca parte de los estados de Veracruz, Puebla e Hidalgo (figura 1.2), cubriendo un área de 3 731 km<sup>2</sup> aproximadamente. Las profundidades de los yacimientos varían entre los 800 y 2200 m. La cuenca tuvo su formación a principios del Eoceno hasta finales del Paleoceno, donde la depresión topográfica fue rellenada con una columna sedimentaria marina, turbidítica de ambiente nerítico externo y batial, compuesta por conglomerados, areniscas, limolitas y lutitas con edades que van del Paleoceno al Eoceno inferior (Aguayo, 2010).

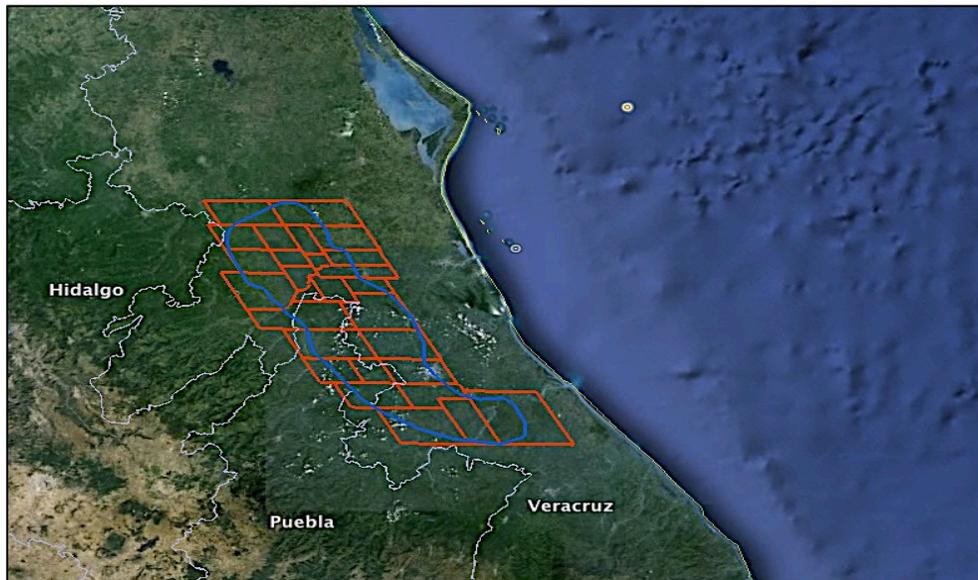


Figura 1.2. Localización de la Cuenca de Chicontepec.

El campo petrolero Furbero forma parte de la Cuenca de Chicontepec y es administrado por el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG); se localiza a 20 Km de la ciudad de Poza Rica Veracruz, dentro del municipio de Coatzintla. En la figura 1.3 se muestra la localización del Campo Furbero, mismo que se encuentra en la región más suroriental de la Cuenca de Chicontepec.

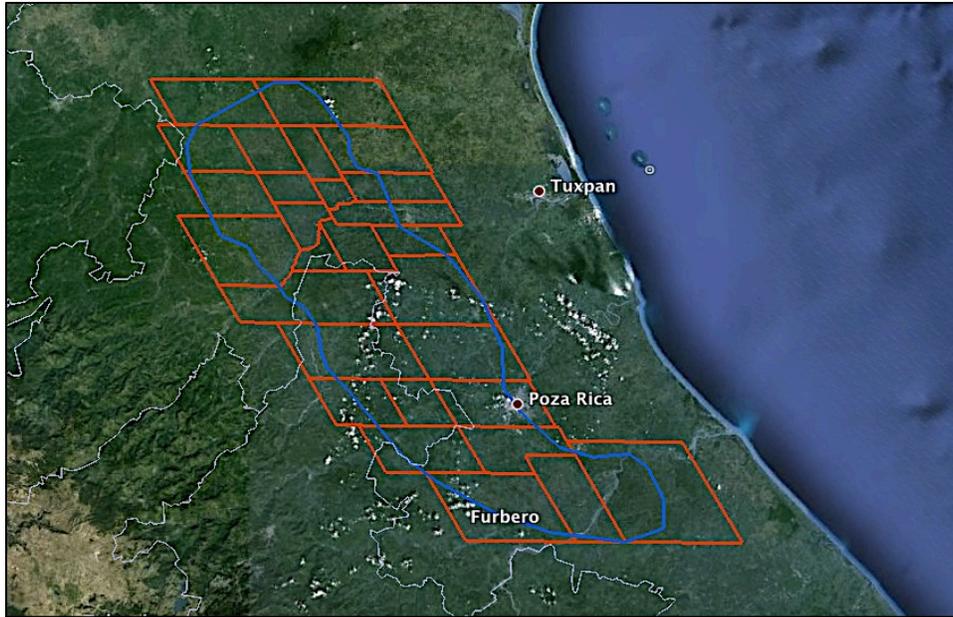


Figura 1.3. Localización del Campo Furbero dentro de la Cuenca de Chicontepec.

En el campo se tienen cuerpos de areniscas lenticulares de origen turbidítico de baja permeabilidad, con porosidades máximas del 14%, con permeabilidades entre 0.01 a 100 mdarcys. Los factores de recuperación son de aproximadamente del 7 al 10 % en aceite y del 70% en gas.

#### I.4. Importancia Económica.

Petróleos Mexicanos (PEMEX), es un organismo descentralizado federal, que tiene la facultad dentro de la República Mexicana para la exploración, explotación, transporte, almacenamiento, comercialización, etc, de los recursos petrolíferos; esto conforme a la “Ley Reglamentaria del Artículo 127 Constitucional en el Ramo de Petróleo”. PEMEX enfrenta grandes desafíos al administrar eficientemente la declinación de los principales yacimientos dentro del territorio nacional y así mismo reintegrar reservas para su posterior producción.

En la República Mexicana, la extracción de petróleo promedio es de 2,575,000 de barriles diarios, un 1% menor al promedio del año anterior, esto es debido a la franca declinación del Campo Cantarell, que desde 2004 ha tenido un impacto directo en la baja continua en la producción de barriles de aceite extraídos. Por lo que para México, son fundamentales las labores de exploración y desarrollo de otros campos para mantener e incrementar la producción (PEMEX, 2012).

La producción nacional de crudo y gas, proviene en su mayoría de campos que han entrado en la etapa de madurez, por lo que han iniciado su fase de

declinación o están prontos a entrar en esta condición, tal como se muestra en la figura 1.4, en la que se puede observar, como la mayoría de los campos productores se encuentran en la etapa de declinación, agravando esta situación, cabe apuntar que los que producen cada vez menos son los llamados “campos gigantes”. Por otra parte, los yacimientos que se encuentran en etapa de desarrollo son pocos y su producción no se puede comparar con los que están en su etapa final (PEMEX, 2012).

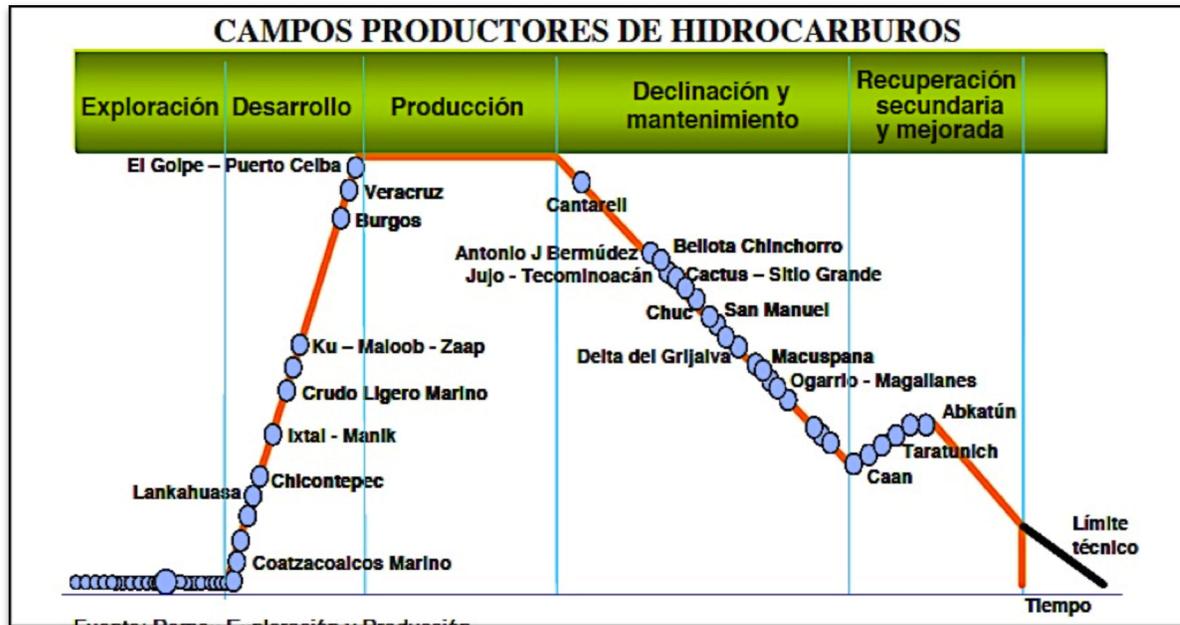


Figura 1.4. Situación en las que se encuentran los campos productores en México (PEMEX, 2005).

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH, 2010), reconoce que el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG) constituye desde 1978 un amplio recurso geológico continuo de hidrocarburos, pero debido a la complejidad de los yacimientos y a la carencia de tecnología que hagan rentable la explotación del mismo, se tienen demasiadas dificultades para un óptimo desarrollo.

En la tabla 1.1 (Pemex, 2012) se muestra la distribución de las reservas en cada región productora de México. El Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG) se encuentra alojado dentro de la región Norte, con una distribución porcentual de reservas totales (3P) de 42.6%. En la figura 1.5 se observan gráficamente los valores porcentuales de Reservas 3P de cada Región Productora (PEMEX, 2012).

<b>Reservas de Hidrocarburos al 1 de enero 2012, PEMEX</b>		
	<b>Petróleo Crudo Equivalente (MMbpce)</b>	<b>% de reservas 3P por Región.</b>
<b>Totales 3P</b>	43,837.3	100%
<b>Marina Noreste</b>	12,526.3	28.6%
<b>Marina Suroeste</b>	7,054.4	16.1%
<b>Norte</b>	18,689.0	42.6%
<b>Sur</b>	5,567,7	12.7%

Tabla 1.1 Distribución porcentual de las reservas 3P de hidrocarburos a nivel nacional y por región (PEMEX, 2012).

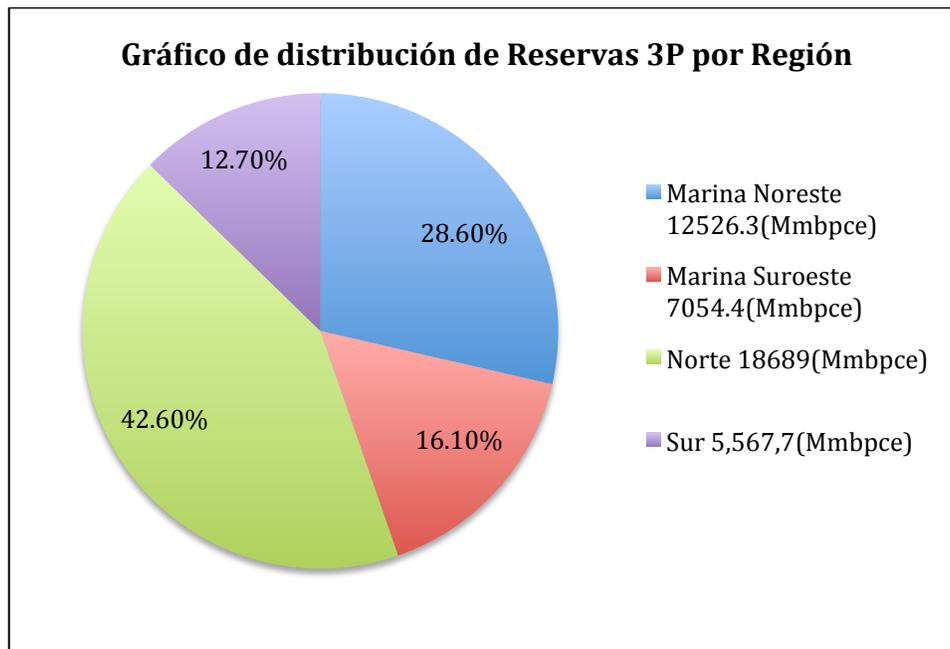


Figura 1.5 Gráfica con la distribución porcentual de reservas 3P por Región (PEMEX, 2012).

Dentro de la Región Norte, PEMEX separa las Cuencas de Burgos, Plataforma de Tuxpan, Veracruz y Chicontepec (como proyecto Aceite Terciario del Golfo). En la tabla 1.2 se aprecian las reservas remanentes probadas (1P) por Cuenca, así como su distribución porcentual; el proyecto Aceite Terciario del Golfo, representa el 47.2% del total de reservas 1P. En la figura 1.6 se aprecia gráficamente la distribución porcentual del volumen de remanente por Cuenca en la Región Norte (PEMEX, 2012).

<b>Reservas de Hidrocarburos Remanentes de la Región Norte 2012, PEMEX</b>		
	<b>Petróleo Crudo Equivalente (MMbpce)</b>	<b>% de reservas 1P por Cuenca.</b>
<b>Totales 1P</b>	1,575.2	100%
<b>Proyecto ATG</b>	743.0	47.2%
<b>Burgos</b>	388.0	24.6%
<b>Plataforma de Tuxpan</b>	294.0	18.7%
<b>Veracruz</b>	150.2	9.5%

Tabla 1.2. Distribución de las reservas remanentes 1P en la Región Norte (PEMEX, 2012).

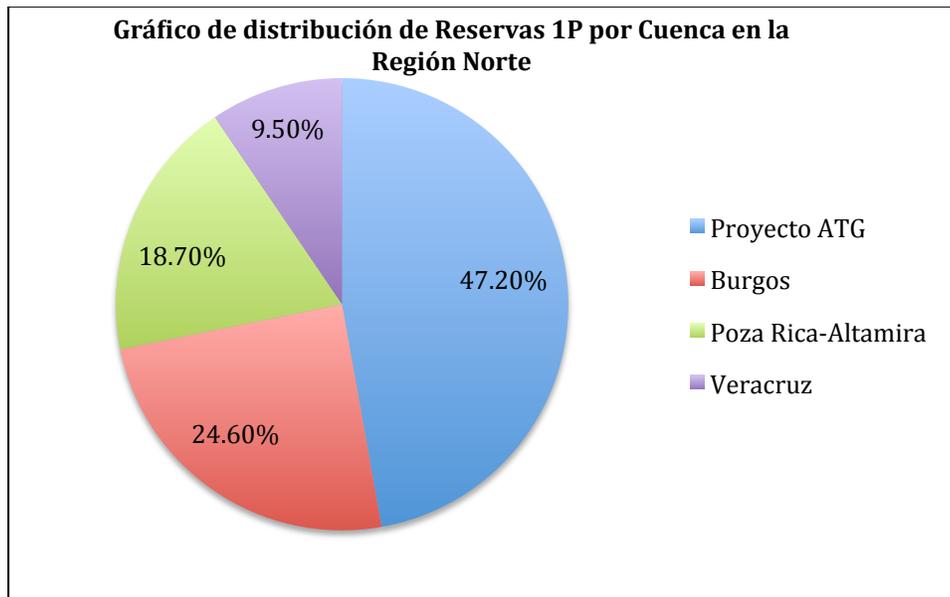


Figura 1.6. Gráfica con la distribución porcentual de reservas 1P en la Región Norte (PEMEX, 2012).

Debido a la situación de una baja en la producción a nivel nacional, es fundamental el adecuado desarrollo de los proyectos para tener la capacidad de mantener el volumen de producción, por lo que es importante realizar un estudio a profundidad de las características especiales de cada campo, esto con la finalidad de realizar propuestas viables para un correcto desarrollo.

El conocimiento geológico óptimo del subsuelo permitirá identificar las áreas con mayor potencial de producción, planear el número óptimo de pozos, definir su mejor ubicación, especificar la trayectoria de perforación, proponer la ejecución de las terminaciones, fracturamientos e instalación de Sistemas Artificiales de Producción, entre otros.

Es importante la identificación de los principales aspectos geológicos, geofísicos y de ingeniería, como son: conocimiento de la geología regional, uso de información sísmica y petrofísica, cuantificación de la volumetría del proyecto, integración de estudios de fluidos, análisis de pruebas de presión-producción, análisis químicos de los fluidos del yacimiento, definir los mecanismos de producción, pronóstico de factores de recuperación y perfiles de producción y la selección de métodos de recuperación adicional (CNH, 2010).

## **I.5. Desafío tecnológico.**

De acuerdo a Velázquez, 2009, los principales desafíos tecnológicos que presentan los campos alojados dentro de la Cuenca de Chicontepec y algunas de las actividades propuestas para el mejor desarrollo del mismo se pueden agrupar en los siguientes cuatro rubros: mejorar el modelado geológico y petrofísico, mejorar la conectividad yacimiento-pozo, incrementar el factor de recuperación y optimizar las instalaciones en superficie. A continuación se profundizará en cada uno de los rubros antes mencionados.

- ❖ **Mejorar el modelado geológico y petrofísico:** Se requiere de una nueva adquisición de información en sísmica 2D y 3D en las áreas donde no se cuenta con este tipo de información, con el objetivo de contar con las herramientas necesarias para crear las columnas estratigráficas detalladas, al utilizar mejores imágenes sísmicas. Es importante elaborar modelos petrofísicos asociados a la distribución de facies, modelos sedimentológicos y geomecánicos. Se debe realizar también una caracterización geológica del sistema turbidítico (Camacho, 2009).
- ❖ **Mejorar la conectividad yacimiento-pozo:** Se propone la explotación simultánea de varios intervalos en cada pozo e investigar la rentabilidad del fracturamiento hidráulico y de ácido apuntalado, así como la implementación de algún Sistema Artificial de Producción. Otro aspecto a realizar corresponde con la perforación de pozos no convencionales (multilaterales, horizontales con fracturas múltiples, terminaciones múltiples), (Camacho, 2009).
- ❖ **Incrementar el Factor de Recuperación:** Considerando la complejidad del campo, se debe lograr el mantenimiento de la presión como factor fundamental para la rentabilidad del proyecto. Se debe estudiar que procesos de recuperación secundaria y mejorada son los más adecuados, esto mediante pruebas piloto, inyección de CO<sub>2</sub>, Huff/Puff, inyección de surfactantes, polímeros, etc. (Camacho, 2009).

- ❖ **Optimización de las instalaciones Superficiales:** Se propone que se estudie cuales son las ventajas y desventajas de la instalación de macroperas autosutentables, donde las instalaciones aprovechan la energía producida por la misma; además de que estas instalaciones permiten la perforación de hasta 21 pozos (Camacho, 2009).

Se deben identificar y evaluar un conjunto de alternativas, como la caracterización de sus distintos paquetes de areniscas y la alternancia de arcillas (niveles de permeabilidad); el registro de contrastes espaciales en las propiedades petrofísicas, como porosidad y permeabilidad; la delimitación de la geometría de las trampas estratigráficas y de la continuidad de las posibles areniscas productoras.

## I.6. Complejidad del Yacimiento

Los yacimientos presentan una alta complejidad y alto grado de heterogeneidad, misma que ha provocado dudas sobre su continuidad hidráulica; ya que se encuentran en areniscas lenticulares turbidíticas de baja permeabilidad, su mecanismo de empuje es la expansión roca-fluido; donde los factores que conllevan a una rápida declinación de su presión y como consecuencia en una pequeña producción de hidrocarburos, lo que origina que un volumen considerable de reserva de aceite permanezca en el yacimiento (Martínez, et al. 2011) .

La permeabilidad en las zonas productoras oscila entre 0.01 - 100 mD y la porosidad varía entre 7 y 15%, adicionalmente, se aprecia un alto contenido de arcillas y efectos de diagénesis en la roca, factores que afectan la capacidad del medio poroso para permitir el flujo a través de él. Además, al iniciar la extracción de crudo, se liberan importantes volúmenes del gas disuelto, los cuales impulsan el paso del aceite hacia los pozos.

Debido a las diferencias existentes en los diferentes paquetes de areniscas en el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec, de las propiedades de la roca y el fluido, no existe una opción única a implementar para todos los yacimientos; razón por la cual PEMEX inició durante 2009 actividades en 5 Laboratorios de Campo, en los cuales, de forma conjunta con sus aliados tecnológicos se encuentran evaluando más de 80 iniciativas estratégicas. Siendo responsabilidad de la administración el impulso de las iniciativas adecuadas en busca de incrementar la producción.

El Grupo Chicontepec está subyacente por fosas rellenas de sedimentos generadores y almacenadores del Jurásico Inferior – Medio, así como por rocas del Jurásico Superior y Cretácico, también con esas características (Aguayo, et al. 2009).

El conocimiento del subsuelo se puede mejorar a medida que se obtenga mayor información de afloramientos, sísmica 3D, núcleos, registros geofísicos, registros de imágenes, muestras de fluidos y estudios de laboratorio, entre otros, lo que dadas las amplias dimensiones de la Cuenca, representa en sí mismo un importante reto para PEMEX.

El conocimiento del subsuelo en términos generales es limitado y es desigual entre ellos. Los campos con los que se cuenta mayor información son Agua Fría, Coapechaca, Tajín y Presidente Alemán en los sectores sur; Soledad – Coyotes en la parte norte. Para contemplar los demás campos, en el 2010 se realizaron dos nuevos estudios. El primero, llamado Coyula – Humapa – Cacahuatengo y el segundo es un estudio sísmico a los campos Furbero - Presidente Alemán - Remolino.

## **I.7. Estado del Arte.**

La correcta administración de yacimientos en cuerpos lenticulares en una secuencia turbidídica debe contemplar los aspectos de: optimización de la perforación, aseguramiento de la sustentabilidad ambiental y adoptar un modelo de negocio flexible para el desarrollo integral. Para mantener e incrementar la producción base, se han implementado diferentes estrategias para lograr una operación eficiente de los pozos existentes y la incorporación de pozos cerrados. Para incorporar pozos productores nuevos se han implementado tecnologías que permiten una mejor producción inicial y el mantenimiento de la presión inicial (Ibarra, et al. 2011).

Narváz (2011), considera la creación de grupos especializados que investiguen la forma de implementar mejoras operativas. Estos grupos tienen como objetivo el análisis y recopilación de la información de producción, además de la creación de un centro de monitoreo donde se recibe la información en tiempo real. Durante el 2011 fueron ejecutadas más de 1,970 actividades relacionadas a la operación de pozos, por ejemplo: instalación y optimización de Sistemas Artificiales de Producción, fracturamientos, inducciones químicas, etc.

Las perforaciones y terminaciones se redujeron durante el 2011 respecto a la intensa actividad que existió durante el 2010, sin embargo, las actividades programadas para la optimización de pozos (implementación de SAP, inducciones mecánicas, fracturamientos, limpieza de pozos, etc.), aumentaron significativamente en el mismo periodo antes referido. Como consecuencia de estas estrategias de explotación, la producción diaria de la cuenca ha ido en aumento. En la figura 1.7 se muestran los datos del incremento en la extracción de hidrocarburos, los cuales han alcanzado 65,061 bpd (octubre, 2011) (Narváz, 2011). Este dato es significativo, puesto que refleja que un mayor número de pozos perforados no trae necesariamente como consecuencia un incremento en la

producción; por el contrario las estrategias, el desarrollo tecnológico, la toma de información y el análisis desempeñan un papel fundamental para el aumento en la cantidad de barriles de aceite extraídos.



Figura 1.7. Evolución en la producción 2010-2011 (Narváez, AIM 2011)

La implementación de nuevas tecnologías para el aprovechamiento óptimo de los recursos, es pieza fundamental en el desarrollo de proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG). A continuación se mencionarán los desarrollos en el aspecto tecnológico.

**Macroperas Autosustentables:** Tienen como finalidad la optimización en la producción de aceite. Con los siguientes objetivos específicos:

- Incrementar la producción de aceite y gas.
- Tener autosuficiencia energética.
- Utilizar el gas natural como combustible de equipos dinámicos.
- Uso del gas para operaciones de Bombeo Neumático y otro tipo de levantamiento artificial.

Este sistema evita la quema de gas, ya que el gas producido, se debe utilizar en las operaciones de Bombeo Neumático, así como otros sistemas de levantamiento artificial que requieran para su funcionamiento como son los generadores eléctricos, o bien como combustible en equipos con motores de combustión interna; este aprovechamiento del gas reditúa en beneficios económicos, ya que el combustible es obtenido in-situ.

Actualmente este proyecto se encuentra en una primera etapa de desarrollo y solamente se ha implementado en siete macroperas, las cuales son: Presidente

Alemán 1365, Corralillo 624, Corralillo 607, Presidente Alemán 1614, Coapechaca 24, Coapechaca 376 y Humapa 1643. Las primeras tres ya están en operación, las siguientes dos se encuentran en una fase de pre-arranque y las últimas dos continúan en construcción (Narváez, 2011).

**Pozos Multifracturados:** Consiste en el fracturamiento de varios intervalos a través de sistemas divergentes sólidos, pueden ser esferas biodegradables o de neopreno, donde se utilizan fluidos fracturantes libres de polímeros para inhibir lo más posible el daño a la formación. Esta técnica permite disparar en una sola intervención los intervalos que se deseen y posteriormente realizar una etapa de fracturamiento por cada intervalo disparado. Este proceso requiere de una presión de bombeo constante, esto con la finalidad de mantener las esferas como apuntalantes en los intervalos ya fracturados, pero también debe de permitir continuar fracturando los intervalos ya abiertos.

Hasta octubre del 2011 se registraron 34 pozos, donde se había implementado la técnica de multifractura con sistema de divergencia sólida para producción conjunta; de los cuales 16 fueron realizados en el Campo Corralillo por la compañía Baker Hughes y los 18 restantes fueron diseñados y ejecutados por la Coordinación de Ingeniería y Terminación de Pozos del AIATG. Así mismo se reportó un aumento en la producción del 50%. (Narvaez,2011)

**Recuperación Secundaria:** El propósito de este método es adicionar energía al yacimiento sin afectar las características petrofísicas del mismo. Esto se logra por medio de la inyección de algún fluido no miscible, para que éste remplace el volumen de fluidos producidos. Dentro de la Cuenca de Chicontepec se tienen pruebas piloto de inyección de agua.

La inyección de agua sin componentes químicos, pretende reducir la tasa de declinación en la producción del yacimiento ya que al inyectar fluidos, se logra atenuar la caída de presión. Hasta octubre del 2011 solamente se tenían tres pruebas piloto para este método, dos en Agua Fría y uno en Furbero (Cortes, 2011).

**Pozos horizontales:** Desde el inicio del proyecto ATG en el 2008, hasta octubre del 2011, se han perforado de manera convencional y no convencional 1,915 pozos; de estos, tres fueron perforados con tubería flexible de la macropera Presidente Alemán 1696, esta tecnología permitió reducir los tiempos de perforación y las trayectorias planificadas no sufrieron cambios significantes en severidad y rumbo durante la perforación, pero debido a la falta de accesorios de conexión de tubería flexible al ensamble direccional, esta técnica se dejó de utilizar.

Se han perforado ocho pozos horizontales, considerados como perforación no convencional, dado los altos ángulos de construcción en la parte horizontal que

van desde los 60° hasta los 89° y desplazamientos máximos de 1150 m. Los pozos que han sido perforados bajo este sistema son: Presidente Alemán 2482, 2484, 1565, Soledad 408, 438, 692, 693, Coyotes 423. En la figura 1.8 se muestra el estado mecánico final de un pozo horizontal, en particular, del pozo Presidente Alemán 2484 (Narvaez, 2011).

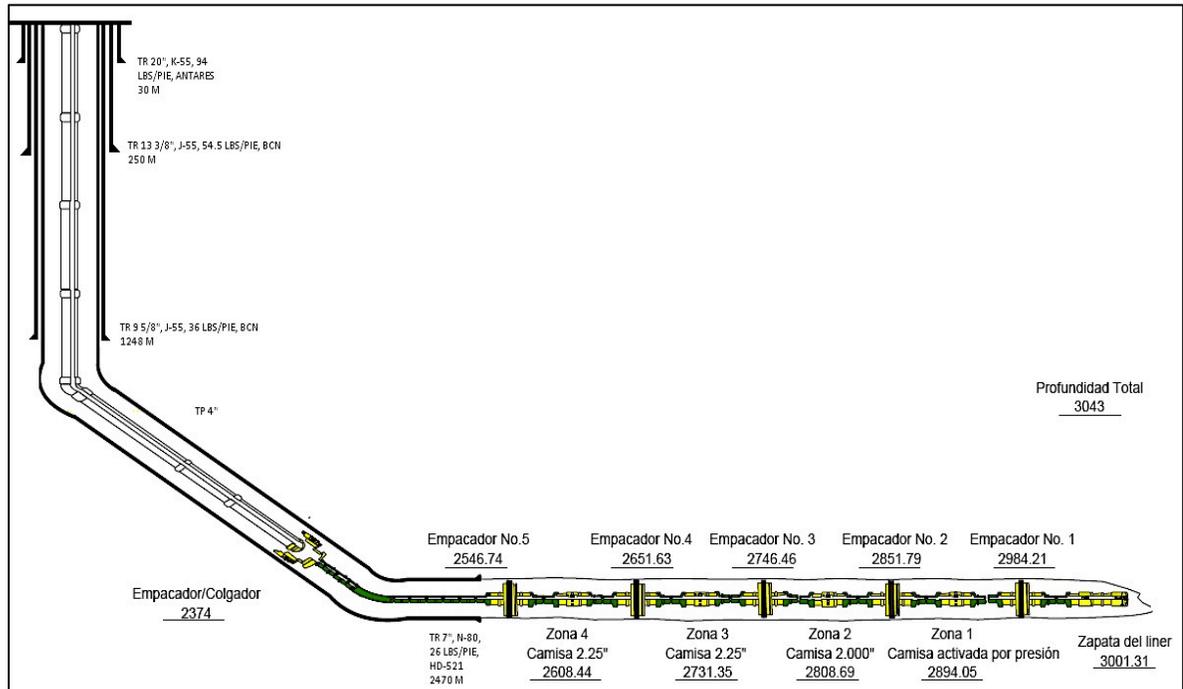


Figura 1.8. Estado mecánico de un pozo horizontal PA 2484. (Narvaez, AIM 2011).

En el caso particular del Campo Furbero, las técnicas y metodologías implementadas, se enfocan principalmente en la toma de información, de la Formación Chicontepec, esto por medio de la perforación de pozos estratégicos, que se realiza en las zonas con mayor incertidumbre, esto con los objetivos de (Narvaez, 2011; Cortés, 2011):

- Reclasificación del tipo de Reservas.
- Direccional las estrategias de explotación.
- Incrementar los datos de las características estáticas y dinámicas que rigen el yacimiento.

Con esta información se tiene la capacidad de confirmar la presencia de horizontes de areniscas con hidrocarburos, calibrar los valores de porosidad, estimar el volumen de arcillas, tener los elementos suficientes para poder calcular la saturación de agua ( $S_w$ ).

**Pozos estratégicos:** En el activo se han perforado, hasta diciembre del 2011, 101 pozos denominados estratégicos o de extensión, mismos que forman parte de

la estrategia de explotación y desarrollo de los campos. Este tipo de pozos son perforados en zonas donde existe una mayor incertidumbre. En la figura 1.9 se observa la distribución de pozos estratégicos perforados a partir del 2007 hasta el 2011, el campo con mayor número de pozos de este tipo fue Furbero (Narvaez, 2011).

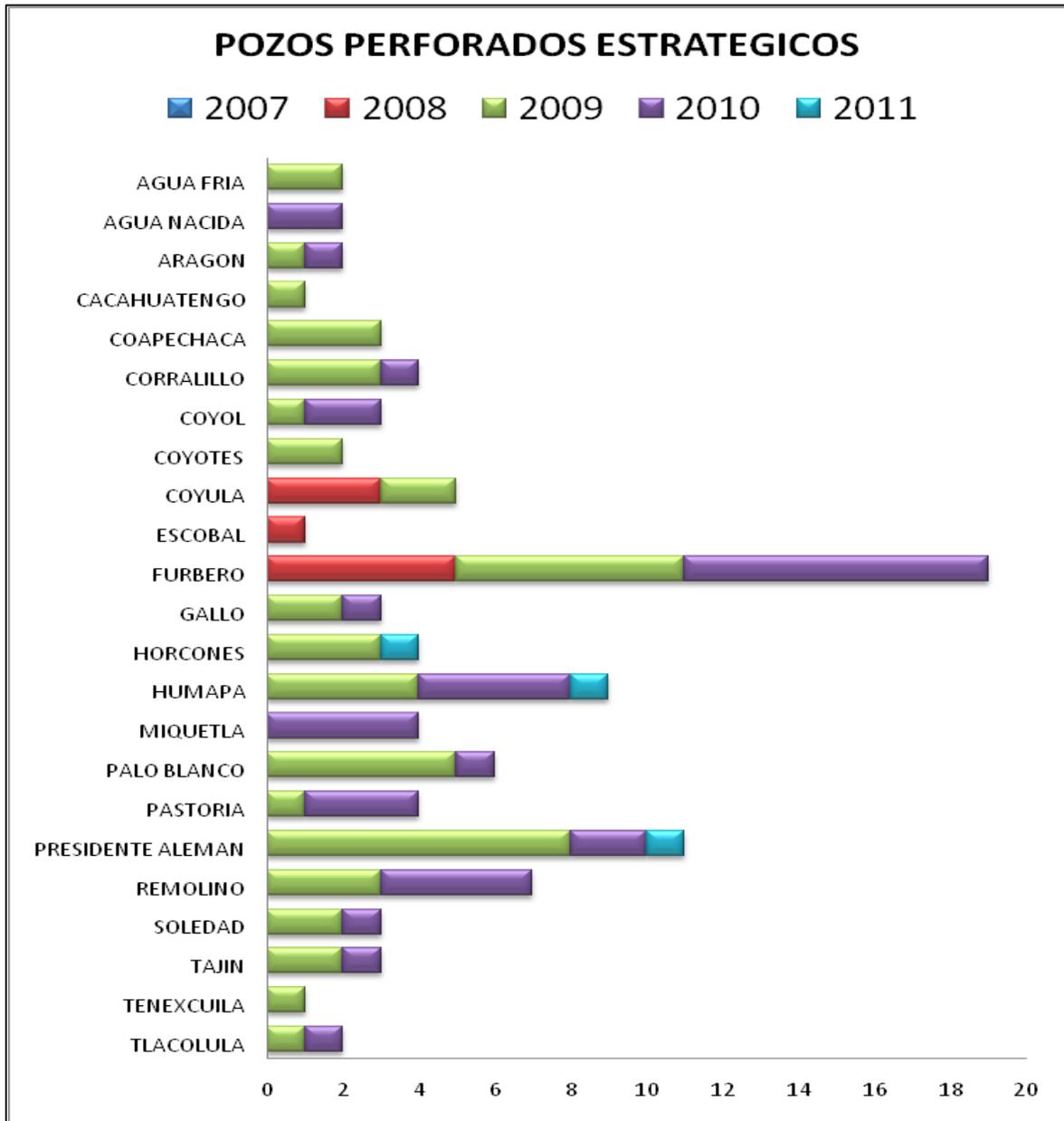


Figura 1.9. Distribución de campos estratégicos perforados por campo (Narvéez, AIM 2011).

Basado en los resultados de los pozos estratégicos perforados en la Cuenca de Chicontepec, se han perforado los pozos de desarrollo para incrementar el volumen de producción y conocer los factores que intervienen en la explotación del campo, el objetivo primordial de este tipo de pozos, es la búsqueda

de áreas de mayor productividad. Debido a esto se ha incrementado la perforación en el campo Furbero, ya que de 2007 a la fecha se han perforado 1,868 pozos de desarrollo. En la figura 1.10 se observan los pozos de desarrollo perforados, en 18 de los 29 campos que componen la Cuenca Chicontepec. El campo Furbero es el que mayor número de pozos de desarrollo tiene perforados (Narváez, 2011).

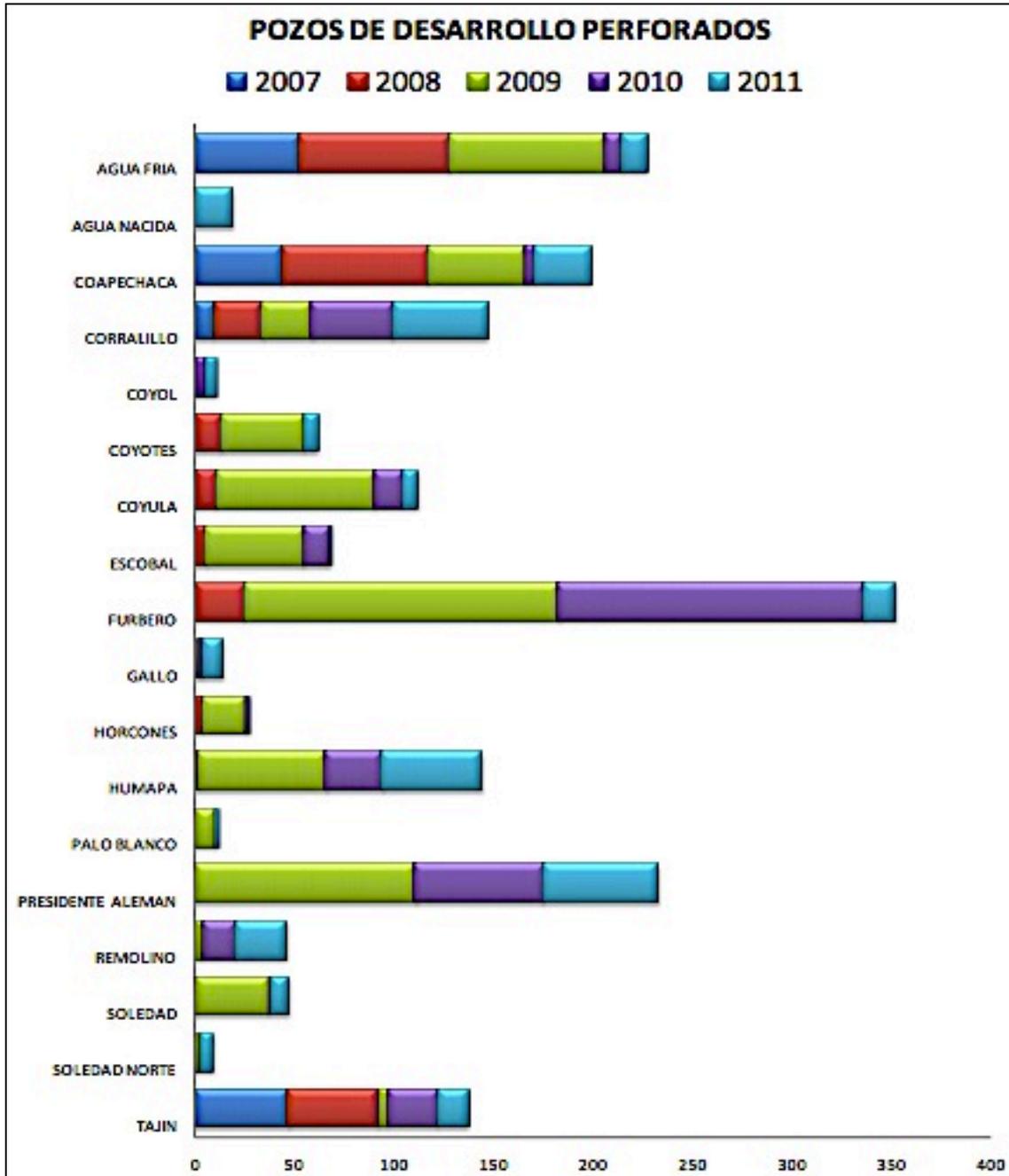


Figura 1.10. Distribución de pozos de desarrollo perforados por campo (Narváez, AIM 2011).

Otro aspecto importante para la toma de información son los registros geofísicos adquiridos durante la perforación, ya que estos proporcionan

información indirecta de las distintas propiedades físicas de la roca. El desarrollo de los campos se hace a través del esquema de macroperas con un pozo vertical y de 11 a 18 direccionales. En la tabla 1.3 se muestra un set típico en la toma de registros para un pozo estratégico, ya sea vertical u horizontal.

Etapa	Intervalo		Registros Geofísicos
	de	a	
1°	50	500	Inducción / SP / RG / Sónico de Porosidad
2°	500	1860	<b>Registros Básicos</b>
			Arreglo Inductivo
			Litodensidad
			Neutrón
			<b>Registros Especiales</b>
			Rayos Gama Espectral
			Sónico Dipolar
			Mineralógico
			Imágenes
			Resonancia Magnética
Registro de Presiones Tipo SFT			
3°	1860	3137	<b>Registros Básicos</b>
			Arreglo Inductivo
			Litodensidad
			Neutrón
			<b>Registros Especiales</b>
			Rayos Gama Espectral
			Sónico Dipolar
			Mineralógico
			Imágenes
			Resonancia Magnética
Registro de Presiones Tipo SFT			

Tabla 1.3. Set de toma de registros por etapas, para un pozo estratégico (AIM, 2011).

Las principales pruebas y registros que son tomados en el pozo son: registro de producción, prueba de potencial, pruebas de presión, registros de inyección, registro de temperatura, registro de presión de fondo fluyendo y cerrado, muestreo de Presión Volumen Temperatura (PVT), compatibilidad de agua y miscibilidad.

Narváez en el 2011, expone que dentro del campo Furbero se ha puesto en marcha un proyecto que considera 17 pozos, de los cuales, seis son inyectores y el resto productores. El objetivo es el desarrollo de una a tres horizontes de areniscas de la secuencia intermedia del Grupo Chicontepec. El espaciamiento entre pozos es de 600 m y una distancia entre las líneas de inyección y producción de 350 m. La distribución de los pozos sigue un patrón alternado entre pozos inyectores y productores, estos se encuentran alineados al plano de crecimiento de las fracturas hidráulicas.

Se han inyectado cerca de 260,000 barriles de agua congénita filtrada a un micrón y ha registrado una producción de 280 000 barriles de agua, gas y aceite. Durante las pruebas se han tenido indicios de reducción en la tasa de declinación, así como el mantenimiento de la producción, sin embargo, no se puede concluir que esto sea debido únicamente a la inyección de agua. En figura 1.11 se muestra un registro de producción de una prueba piloto de inyección de agua, donde se aprecia en líneas continuas el gasto diario de producción e inyección; las líneas discontinuas indican el vaciamiento e inyección acumulados, esto en un periodo que comprende del 19 de Enero del 2011 hasta el 12 de Octubre del mismo año. Este registro refleja el aumento en la producción a partir de la inyección de agua.

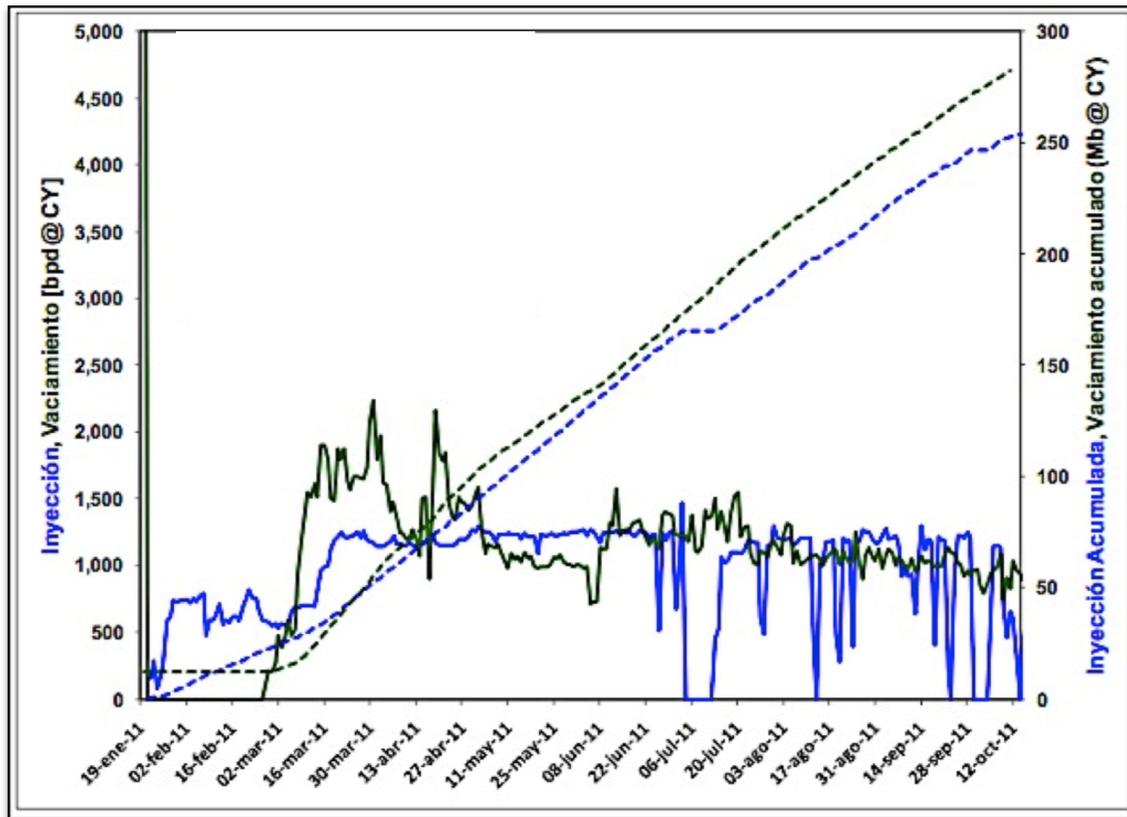


Figura 1.12. Registro de producción con inyección de agua (Narváez, AIM 2011).

**CAPÍTULO II**  
**MARCO GEOLÓGICO**  
**REGIONAL.**

## II.1. Sedimentología.

En la cuenca de Chicontepec se depositaron sedimentos de tipo arcillo-arenosos en un ambiente turbidítico, con una marcada asociación faunística que atestigua una evolución de aguas someras a profundas (Cabrera et al. 1984). Está conformada por una depresión alargada, originada por la sucesión de eventos tectónicos y erosivos. Se rellenó con una gruesa secuencia sedimentaria marina, turbidítica; con gran contenido faunístico de foraminíferos bentoníticos indican una depositación en un ambiente nerítico extremo a batial de aguas profundas.

La sedimentación de esta cuenca se llevó a cabo durante el Paleoceno y Eoceno Inferior, originada por el levantamiento de la Sierra Madre Oriental y el macizo de Teziutlán que ocurrió del el Cretácico tardío hasta el Paleógeno. Los antiguos sistemas de drenaje fluviales suministraron sedimentos hacia la cuenca provenientes de la Sierra Madre Oriental y de la Plataforma de Tuxpan, existiendo aporte de sedimentos calcáreos finos que contribuyeron a la sedimentación de las arenas turbidíticas; este aporte calcáreo causó una disminución en la porosidad y permeabilidad primarias, el cual se incrementó por la diagénesis, donde los sedimentos calcáreos se disolvieron y reprecipitaron como cemento, disminuyendo aún más la porosidad y permeabilidad de las rocas. En general se tiene una alternancia entre areniscas y lutitas ricas en fauna mezclada y retrabajada de la plataforma y la cuenca (Cabrera et al., 1984. Santillan, 2009).

El relleno de la Cuenca tuvo lugar durante el Paleoceno y principios del Eoceno, a consecuencia del aporte sedimentario de corrientes fluviales provenientes de la Sierra Madre Oriental, de la Plataforma de Tuxpan y las corrientes submarinas que fluían en la parte central de la cuenca; posteriormente el sistema de canales fue rellenado con sedimentos arcillosos y arenosos de forma alternada, cubriendo un área aproximada de 123 km de longitud por 25 km de amplitud. Esto dio como resultado trampas estratigráficas a profundidades que varían entre los 800 m en la región norte, hasta 2,500 m en la región sur. En la figura 2.1 se esquematizan los mecanismos de transporte y sedimentación proveniente de la Sierra Madre Oriental, de la Plataforma de Tuxpan y del el macizo de Teziutlán (Santillán, 2009).

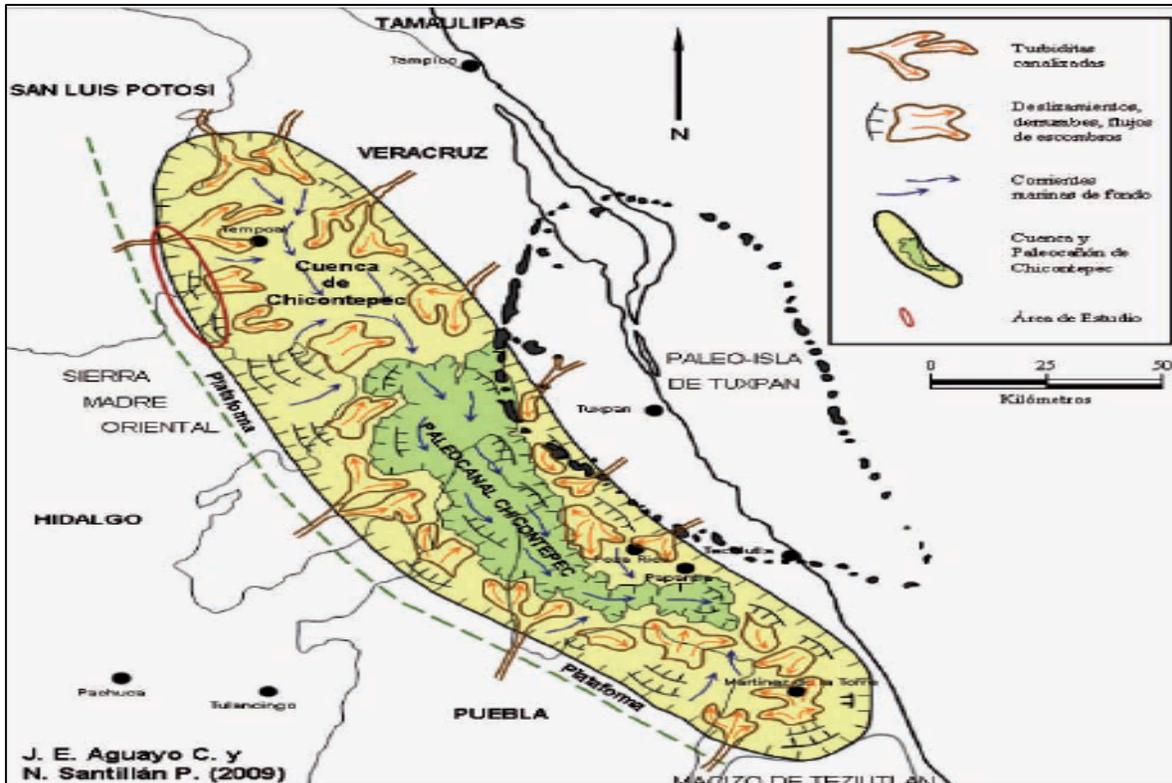


Figura 2.1. Esquema de los mecanismos de transporte y sedimentación de la Cuenca de Chicontepec (Santillán, 2009).

En el caso particular de Furbero, derivado del análisis de una sección sísmica regional con orientación NW-SE (figura 2.2), así como, diversas secciones sísmicas transversales, registros de pozos y secciones litoestratigráficas, se ha identificado que el Grupo Chicontepec cuenta con una columna sedimentaria de 700 m de espesor aproximadamente. En el campo se logran distinguir tres megasecuencias de composición arcillo-arenosas, que presentan cierta repetición fractal en las estructuras sedimentarias; separadas por las discordancias base del Terciario, A, B, y C.

En la figura 2.2 se muestran las unidades estratigráficas, estas se encuentran limitadas por una discordancia basal, la cual separa las unidades mesozoicas de los depósitos cenozoicos, así como, tres discordancias (discordancias A, B y C) mismas que separan regionalmente a las megasecuencias (Unidades 1, 2 y 3); estas subyacen discordantemente a los depósitos sedimentarios turbidíticos del Eoceno Medio-Superior. El origen de estas superficies se interpreta debido a diferentes eventos tectono-sedimentarios ocurridos durante el depósito de la columna estratigráfica en los que hubo procesos de erosión y relleno. A continuación se describirán las principales características de las megasecuencias 1, 2 y 3:

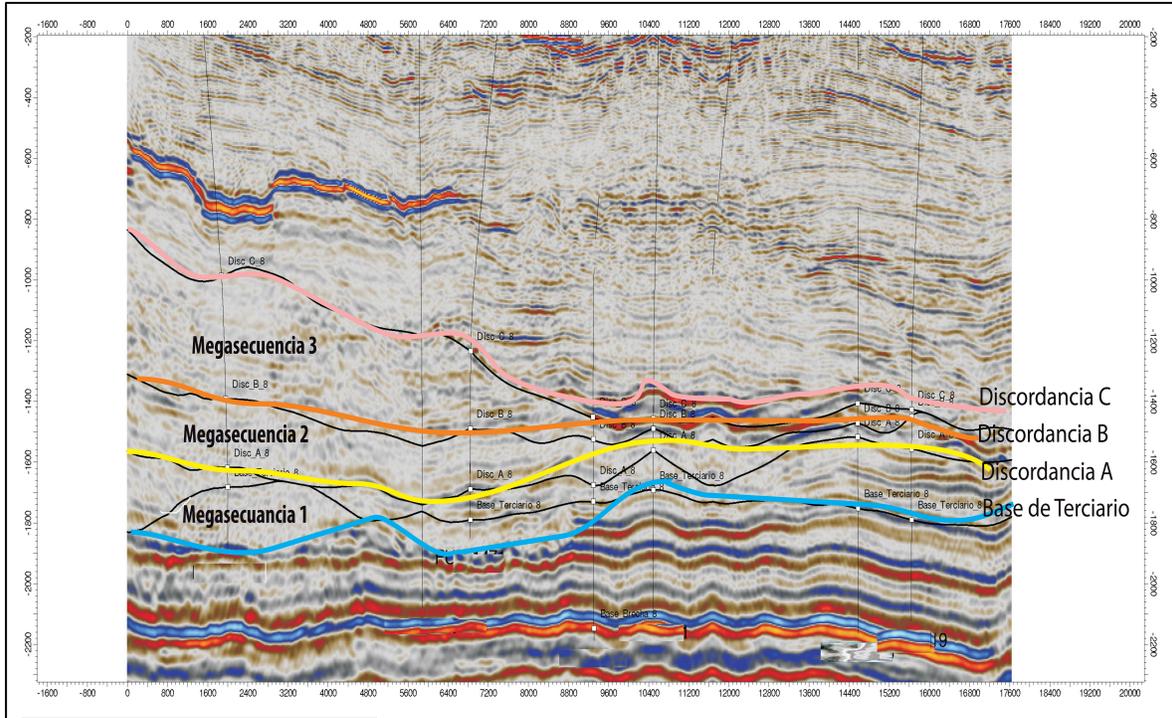


Figura 2.2. Sección sísmica NW-SE del Campo Furbero donde se muestran las discordancias y megasecuencias.

- **Megasecuencia 1.** Se encuentra entre la discordancia basal del límite Mesozoico-Terciario y la discordancia “A”, con un espesor de alrededor de 100 m. La paleo-topografía se manifiesta como un sistema de fosas y pilares por lo que sus espesores no son uniformes. Presenta depósitos cíclicos estratificados, en su mayoría areno-arcillosos y arcillo-arenosos de origen turbidítico. La columna estratigráfica presenta una deformación “boudinage” con orientación NW-SE y del SW-NE, esto debido a deslizamientos locales armónicos y a plegamientos intraformacionales. La conectividad entre los cuerpos arenosos es pobre, ya que, existe predominio de facies limo-arcillosa, la cual se encuentra interestratificada con estratos areno-limosos-arcillosos. Esta unidad resulta poco atractiva como objetivo de exploración petrolera (roca almacenadora) por la gran cantidad de materiales finos, correspondientes a lutitas, limolitas y areniscas de grano fino.
- **Megasecuencia 2.** Sobreyace a la megasecuencia 2 y está limitada por las discordancias “A” y “B”, tiene un espesor aproximado de 250 m. Presenta estructuras escasas y dispersas de tipo lobular, con textura areno-limoso-arcilloso; están interestratificados con horizontes limo-arcillosos, tiende a acuñarse hacia el sureste. Presenta estructuras de deslizamiento y de derrumbes, conformando lateralmente estratificaciones con pliegues armónicos y disarmónicos, que en su conjunto conforman un sistema en “boudinage” con orientación NW-SE y SW-NE. A pesar de que en esta

megasecuencia se observa una menor arcillosidad que en las otras dos, no tiene mucho atractivo como objetivo petrolero, ya que, los estratos presentan corrimientos y derrumbes intraformacionales que provocaron que los horizontes arenosos se mezclaran con las facies limo-arcillosas.

- **Megasecuencia 3.** Está limitada por la discordancia “B” y la discordancia “C”, sobreyace discordantemente a la megasecuencia 2, el espesor es de aproximadamente de 400 m. Está constituida por estratos sedimentarios que presentan evidencias de movilización intraformacional, sin-sedimentaria (fallamientos, deslizamientos, plegamientos y flujo de escombros canalizados), con dirección NW-SE y SW-NE. Estratigráficamente contiene estratos de gruesos a masivos, arcillo-arenosos, altamente deformados y asociados a flujos de escombros canalizados; asociados a plegamientos coherentes e incoherentes. Tiene poca importancia como roca almacenadora ya que los cuerpos arenosos se encuentran dispersos y son discontinuos.

## II.2. Estratigrafía.

La columna estratigráfica completa que se encuentra en el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec se compone de veinte formaciones geológicas: tres del Periodo Jurásico (Pimienta, Tamán y San Andrés), siete del Cretácico (Tamaulipas Inferior, El Abra, Tamaulipas Superior, Tamabra, Agua Nueva, San Felipe y Méndez) y diez del Cenozoico (Velasco, Chicontepec , Aragón, Guayabal, Tantoyuca, Chapopote, Alazán, Palma Real Inferior, Horcones y Palma Real Superior), siendo estas últimas las que constituyen el relleno de la cuenca. En la figura 2.3 se muestra la columna estratigráfica tipo, así como el tiempo en el que fueron creadas.

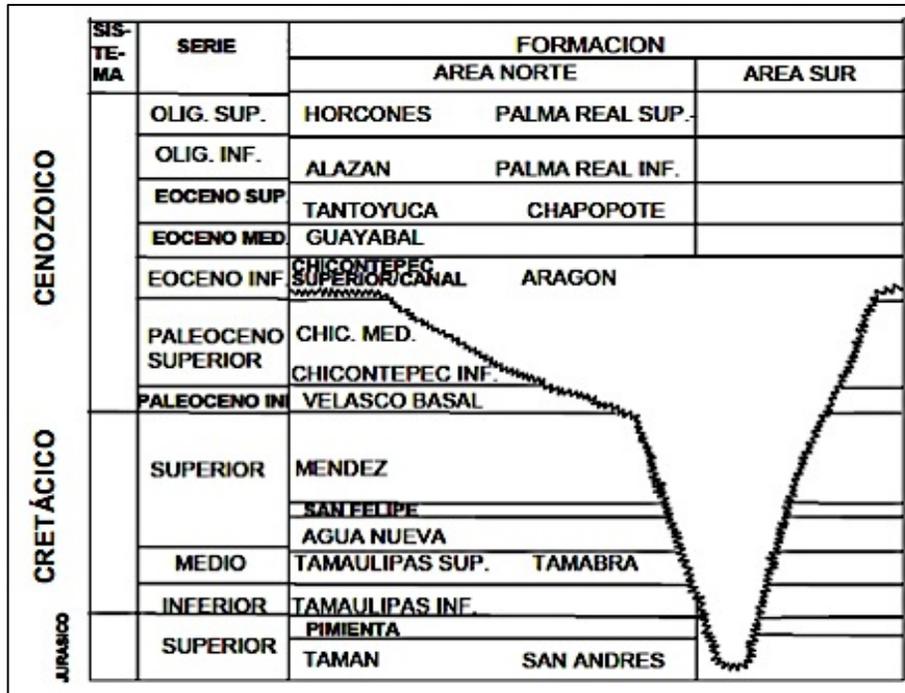


Figura 2.4. Columna Estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec (Modificado de Mayol, 2005)

## II.2.1 Jurásico.

### Formación Pimienta.

Su localidad tipo se encuentra en el Rancho Pimienta, en el valle del Río Moctezuma. Está compuesta por mudstone y calizas arcillosas negras, ligeramente piritizadas, de estratificación delgada con intercalaciones de lutita negra laminar, bentonita y lentes de pedernal con espesores máximos de 485 m (Nava et al., 2001). Subyace a la Formación Tamaulipas Inferior y sobreyace a las Formaciones Tamán y San Andrés.

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

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

### Formación Tamán.

Su localidad tipo se encuentra en los afloramientos cercanos a la población de Tamán, en las cercanías de Tamazunchale, San Luis Potosí. Su litología

consta de una secuencia de calizas bien estratificadas, de color negro, de grano fino y microcristalinas, con intercalaciones de lutitas negras. Se acumuló en un ambiente de depósito correspondiente a las márgenes de una plataforma. Se correlaciona con la formación San Andrés al sur de la Cuenca. Su edad corresponde al Kimeridgiano-Oxfordiano (Nava, et al. 2001).

Es considerada una unidad con un gran espesor en las paleodepresiones (alrededor de 700 m), sin embargo, sus espesores disminuyen notablemente hacia las partes altas del paleorelieve, e incluso hasta desaparece. Subyace en forma concordante y transicional a la Formación Pimienta, sobreyace en algunas partes a la Formación Santiago, pero en otras llega a cubrir al basamento del Triásico (Nava et al., 2001) . Se le considera una importante roca generadora y sello por sus horizontes arcillosos.

### **Formación San Andrés.**

Se encuentra al sur de la Cuenca de Chicontepec y es considerada como la formación más antigua junto con la Formación Tamán, que fue erosionada cuando se formó la depresión que posteriormente formó a la Cuenca de Chicontepec (Mayol, 2005).

Su litología tiene grainstone de oolitas, peletoides, bioclástos e intraclástos; además presenta algunos estratos de dolomías y de areniscas feldespáticas cementadas con calcita, por lo que es considerada como una buena roca almacén; de edad equivalente a la Formación Tamán, Jurásico Superior (Kimeridgiano-Titoniano) (Mayol, 2005).

Se depositó en aguas poco profundas, cálidas, muy cargadas de sales y otros minerales solubles, en las proximidades de costas arenosas que proporcionaron la gran abundancia de terrígenos incluidos. Se encuentra subyaciendo a la Formación Pimienta y suprayaciendo a la Formación Santiago (PEP, 2000).

## **II.2.2 Cretácico.**

### **Formación Tamaulipas Inferior.**

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

La litología está compuesta de calizas wackestone y mudstone de color gris y gris oscuro, con microfósiles planctónicos; incluye lentes y bandas de pedernal gris oscuro a negro, además presenta intercalaciones de lutitas negras laminares (Nava et al., 2001). El espesor de los estratos varía de 0.6 a 2.20 m y el espesor promedio de la formación es de 400 metros.

### **Formación El Abra.**

Su localidad tipo se encuentra en el Cañón de El Abra, sobre la carretera Ciudad Valles.-Tampico, aproximadamente a 10 km al Oriente de Ciudad Valles, San Luis Potosí. Es una secuencia compleja de facies de plataforma, en la que se tienen depósitos de post-arrecife de laguna interna y de arrecife. Caracterizada por presentar abundancia de bioclásticos, intraclásticos y fósiles que se encuentran localizados en mayor o menor proporción en una matriz micrítica (wackestone) o bien cementados por calcita espática (grainstone), a veces, la matriz está recrystalizada (Nava et al., 2001).

Su ambiente de depósito se define como el de una plataforma carbonatada amplia y estable de aguas someras, con dos facies: la post-arrecifal o lagunar y la de arrecife. Presenta cavernas y vóculos, además de abundante fracturamiento que incrementan su porosidad y permeabilidad.

Este complejo de sedimentos formadores de bancos o arrecifes en dicha plataforma constituyen verdaderas trampas estratigráficas con buena porosidad, permeabilidad y capacidad de constituir una excelente roca almacenadora.

### **Formación Tamaulipas Superior.**

Su localidad tipo se encuentra en el Cañón de la Borrega en la Sierra de Tamaulipas, donde se compone de una secuencia de calizas blancas con pedernal blanco, intercaladas con calizas arcillosas grises con pedernal negro, en capas de 30 a 50 centímetros. Presenta intercalaciones de lutitas, margas y delgados horizontes de tobas; hacia la base contiene intercalaciones de estratos delgados de bentonita de color claro, verde y gris; su espesor varía de 60 a 400 metros. De edad del Albiano-Cenomaniano (Nava, et al., 2001).

Su ambiente de depósito corresponde a facies de cuenca con influencia volcánica ya que contiene material bentonítico y tobáceo, proveniente de la actividad volcánica del arco magmático del occidente. Es considerada buena roca almacenadora dada su buena porosidad secundaria por fracturamiento en especial en la zona de Ebano, Pánuco y en la Faja de Oro.

### **Formación Tamabra.**

Se encuentra aflorando al este de la Sierra Madre Oriental, al oriente de los bordes arrecifales de la Plataforma San Luis Valles y al occidente de la plataforma de Tuxpan (Faja de Oro), por lo que se encuentra en el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec, en el área de Poza Rica, Veracruz, en Misantla y en el subsuelo del área del Campo Furbero. Su nombre se originó de la conjunción de las palabras Tamaulipas y el Abra, que son equivalentes a esta en el área de Tampico (Mayol, 2005).

Se le considera un conjunto litológico constituido por brechas de carbonatos; constituidas de rocas derivadas de organismos arrecifales, moluscos y rudistas; consisten de brechas intraformacionales con fragmentos de packstone y grainstone, mudstone de foraminíferos y dolomías microcristalinas. El espesor promedio de esta secuencia es de 200 m. Su edad es Albiano-Cenomaniano, la cual se confirma basándose en su posición estratigráfica y su contenido faunístico de especies planctónicas y bentónicas (Nava, et al., 2001).

El ambiente de depósito es el de talud, representando la facies intermedia entre depósitos de arrecife y mar abierto. Dada la presencia de rocas carbonatadas bioclásticas, brechoides y microcristalinas, corresponde con potenciales rocas almacenadoras y productoras.

### **Formación Agua Nueva.**

Su localidad tipo se encuentra en el Cañón de la Borrega en la Sierra de Tamaulipas, en donde se caracteriza por una secuencia calcáreo-arcillosa. Es caracterizada por una alternancia de mudstone, wackestone con nódulos y bandas de pedernal; contiene intercalaciones de lutitas carbonosas y cuerpos de margas bentónicas. Los estratos son de delgados a medios en la base y laminares en la parte media y superior. Incluyen mudstone y calizas arcillosas, biógenas y bandeadas, wackestone gris claro con nódulos y bandas de pedernal negro. En algunas localidades presenta intercalaciones de lutitas calcáreas laminares, mudstone-wackestone gris, calizas ligeramente arcillosas con abundantes nódulos de pedernal negro, con interestratificaciones de lutitas gris verdoso de aspecto laminar (Nava, et al., 2001).

El espesor promedio de la unidad es de 240 metros. Subyace transicionalmente a la Formación San Felipe, es concordante en su contacto inferior con la Formación Tamaulipas Superior. Su edad es Turoniano aunque en algunas porciones es Cenomaniano Superior- Turoniano (Nava, et al., 2001).

El ambiente de depósito es de plataforma externa de aguas profundas con circulación restringida, de baja energía con poca oxigenación; se interpreta influencia de vulcanismo proveniente del lado del Pacífico, se asocia con una regresión ligera dentro de una transgresión general.

Tiene las tres posibilidades dentro del sistema petrolero: roca generadora, basándose en su contenido de materia orgánica, roca almacenadora debido a su porosidad y permeabilidad secundaria por fracturamiento y roca sello por sus horizontes arcillosos y por las calizas mudstone y wackestone.

### **Formación San Felipe.**

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

dominante es mudstone y wackestone bentoníticos, con escasos nódulos de pedernal; alterna con capas de lutitas color gris claro a gris verdoso, con material glauconítico. El espesor varía entre 50 y 330 metros, aunque en Poza Rica, Veracruz, se reportan espesores en subsuelo de 50 a 150 metros (Nava, et al., 2001).

Sobreyace en forma concordante a la Formación Agua Nueva y discordantemente a la Formación Tamaulipas Superior; subyace concordantemente a la Formación Méndez.

El ambiente de depósito de esta formación es el de cuenca, con gran influencia del material volcánico proveniente del arco magmático del occidente de México en plena actividad en el tiempo de depositación de esta formación. Es considerada como roca almacenadora en sus brechas fracturadas de la parte basal, así como, roca sello por algunos horizontes bentoníticos de baja porosidad.

### **Formación Méndez.**

Su localidad tipo se encuentra al oriente de la estación Méndez del ferrocarril que comunica a San Luis Potosí a Tampico; su litología se caracteriza por margas grises con fracturamiento concoidal, en la cima las margas son de color rosado y se conocen como “Méndez rojo”, este miembro tiene intercalaciones de margas grises y areniscas (Nava, et al., 2001).

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 (Nava, et al., 2001).

El espesor de la Formación Méndez varía desde 100 metros hasta 1000 m aproximadamente. 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.

## **II.2.3 Paleógeno.**

### **Formación Velasco.**

Su localidad tipo se encuentra cerca de la estación Velasco del ferrocarril Tampico-San Luis Potosí. Está expuesta en el lado este y sureste del Sinclinal de Magiscatzin en Tamaulipas, se reporta también al sur en la Cuenca de Chicontepec. Se compone de lutitas de color gris, verde, algunas capas son calcáreas y otras se componen de bentonita verde, con interestratificaciones de areniscas calcáreas en capas delgadas (Nava, et al., 2001).

La Formación Velasco consiste de margas de color gris, gris-verde, con capas muy delgadas de bentonita, cenizas y arenas. Presentan en ocasiones horizontes de anhidritas, huellas de oleaje y anélidos; al este de la Faja de Oro la Formación Velasco está representada por lutitas de color verde, con un espesor promedio de 140 m.

Sobreyace en discordancia planiangular a la Formación Méndez, separando a ésta por una zona de brecha formada a causa del material arrojado por el impacto que formó el cráter Chiuxulub. El contacto superior es concordante con la Formación Chicontepec.

Al oeste de Ebano-Pánuco, en las Haciendas de Tullillo, se zonificó a la Formación Velasco en dos miembros distintivos por su contenido faunístico:

- Velasco Basal.
- Velasco Superior.

#### ***Velasco Basal.***

La fauna en su mayoría es pelágica, aunque con algunos ejemplares bentónicos que indican un mar de aguas más profundas que el de la Velasco Superior, en un ambiente marino que corresponde con mar abierto. El espesor máximo de esta biozona es de 90 metros. Se le considera que este miembro corresponde con roca sello por su baja porosidad y permeabilidad.

#### ***Velasco Superior.***

Su fauna es planctónica y bentónica que corresponde a condiciones batiales y neríticas con profundidades variables hasta cerca de 700 metros. La salinidad corresponde a un medio braquisalino, es decir, a un mar de agua ligeramente diluida. Por sus características litológicas se considera roca sello.

#### **Grupo Chicontepec.**

Definida como Grupo por Bitter, 1983 y 1993; este grupo estratigráfico se encuentra desde el sureste de San Luis Potosí hasta Teziutlán Puebla, paralelamente a la margen oriente de la Sierra Madre Oriental, así como en el subsuelo de la Cuenca de Veracruz.

La localidad tipo se encuentra a 2.5 kilómetros al este de Chicontepec, Veracruz, donde se compone de una alternancia de areniscas arcillosas con limolitas y lutitas, gris verdosas con estratificación rítmica e intercalaciones delgadas de margas arenosas de color gris oscuro. Las tres biozonas de la Formación Chicontepec: Inferior o Basal, Medio y Superior o Canal, actualmente son consideradas como formaciones por sí solas ya que reúnen las características estratigráficas que permiten su separación, ya que son cartografiables y se pueden separar en el subsuelo por sus contactos discordantes usando secciones sísmicas. Las dos primeras corresponden con una edad Selandiano-Thanetiano

dentro del Paleoceno Superior, mientras que la Chicontepec Superior o Canal se ubica en una edad Eoceno Inferior (Nava, et al., 2001).

El Grupo Chicontepec sobryace concordantemente con la Formación Méndez y subyace a las secuencias arcillosas de las formaciones Guayabal y/o Aragón.

Los sedimentos que rellenan la Cuenca de Chicontepec se caracterizan por ser de origen turbidítico, depositadas primero por corrientes submarinas que erosionaron el sustrato para dar forma a la Cuenca y después ellos mismos se depositaron en las depresiones formadas por la erosión.

Presenta variaciones de continuidad lateral importantes, ya que en ocasiones de un pozo a otro se tiene una secuencia totalmente diferente, lo que indica acuñamientos y cambios de facies, que pueden deberse a que durante los depósitos los sedimentos acumulados tienen diferentes granulometrías.

#### ***Formación Chicontepec Inferior.***

Consiste principalmente de lutitas suaves, grises, ligeramente arenosas con tonos verdosos y pardos, con contenidos moderados de bentonita blanca y verde, intercaladas con areniscas arcillosas grises de grano fino.

El contacto superior es discordante con las formaciones Chicontepec Medio, con la Chicontepec Superior y con las formaciones del Eoceno; su contacto inferior es por discordancia angular con las formaciones San Pedro y Cahuasas en el pozo Vega de la Torre y también se presenta en discordancia con todas las unidades del Jurásico Tardío y del Cretácico; es concordante al sur de Poza Rica, Veracruz, con la Formación Velasco (Nava, et al., 2001).

El depósito de esta formación se asocia al continuo levantamiento del occidente y un acelerado hundimiento o basculamiento al oriente.

#### ***Formación Chicontepec Medio.***

Se compone de una secuencia de lutitas gris verdoso, gris y café con contenidos de bentonita, en varias localidades presenta impregnaciones de aceite.

Su contacto superior es concordante con las formaciones Chicontepec Superior y Aragón, en tanto que el contacto inferior es concordante con la Formación Chicontepec Inferior. Se considera un ambiente de depósito similar al de la Formación Chicontepec Inferior con diferencia en la magnitud de los periodos de aporte, esto se interpreta por la variación en la alternancia de los sedimentos arcillosos (Nava, et al., 2001).

#### ***Formación Chicontepec Superior.***

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

Presenta estructuras primarias como: laminación cruzada, canales de corte y relleno, rizaduras de corrientes, huellas de carga y restos de carbón diseminado (Nava, et al., 2001).

Se infiere que estos sedimentos se depositaron en una plataforma clástica con influencia de flujos turbidícos distales, en el marco del relleno de la Cuenca de Chicontepec; en un ambiente poco profundo, en donde proliferaban organismos bentónicos.

### **Formación Guayabal.**

Su localidad tipo se encuentra en Guayabal, Municipio de Tanatoco, Ver., a 12 kilómetros al oeste de Potrero del Llano. 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); su edad es Eoceno Medio (Lutetiano), la cual se determinó por la presencia de especies planctónicas y bentónicas.

La estratificación, por lo general, no es muy clara y ocasionalmente tiene una estructura laminar, particularmente cuando tiene intercalaciones de areniscas. Su espesor varía de 60 a 1200 metros, incrementándose de norte a sur. Sus condiciones de depósito fueron en mares tranquilos, relativamente someros de plataforma clástica, aunque menos tranquilos que para las formaciones que la subyacen; sus cambios de espesor muestran que una gran parte del depósito ocurrió en un cañón submarino inclinado al sur, recibiendo sedimentos del oeste (Nava, et al., 2001).

### **Formación Tantoyuca.**

Su localidad tipo se encuentra a un kilómetro al este de la población de Tantoyuca, Veracruz, a 150 metros al NE del cruce del camino de Tantoyuca a Chopopo.

Está constituida por una secuencia arenoso-conglomerática, areniscas y conglomerados arenosos de grano grueso que varía a fino, con cementante calcáreo y algunas intercalaciones de lutita arenosa de color gris a gris oscuro; presenta también algunos conglomerados y brechas con fragmentos de calizas cretácicas de diferentes colores, así como fragmentos de pedernal negro y areniscas, probablemente provenientes de la erosión del Grupo Chicontepec, del Eoceno Inferior. Es considerada que tiene la edad Eoceno Medio-Superior (Lutetiano Sup.-Bartoniano-Priaboniano), edad que se confirma con el contenido faunístico que consta de abundantes foraminíferos encontrados. Las condiciones

de depósito, fueron cerca de la costa, pues está formada principalmente por material detrítico (facies deltaicas) derivado por erosión, de regiones adyacentes al oeste (Nava, et al., 2001).

### **Formación Chapopote.**

Su localidad tipo se encuentra en la margen norte del Río Tuxpán cerca de la población de Chapopote, Veracruz; en el cruce de la carretera de Álamo a Potrero del Llano, Veracruz. Se compone de margas de color claro y gris verdoso que intemperizan en color crema. Se caracteriza por presentar estratificación irregular y contiene intercalaciones en la cima de capas delgadas de bentonita de color amarillo verdoso. El ambiente de depósito corresponde con el de una plataforma clástica en un mar tranquilo con aporte de terrígenos finos, es un ambiente marino somero de aguas tranquilas cerca de la línea de costa (Nava, et al., 2001).

### **Formación Alazán.**

Su localidad tipo se encuentra en el Río Buenavista, en el cruce del antiguo camino entre la Hacienda de Alazán y la de Mozula. Esta formación consiste en una serie de margas y lutitas de color gris a azul oscuro, que intemperizan a color gris rojizo con intercalaciones de capas delgadas de areniscas. Por su litología y su contenido faunístico se interpreta que esta formación se depositó en una plataforma clástica (Nava, et al., 2001).

### **Palma Real Inferior.**

Su localidad tipo se encuentra en el cruce del camino entre Potrero del Llano y Temapache, Veracruz, en la Hacienda de Palma Real. El espesor promedio es de 250 metros. Está constituida por lutitas calcáreas de color amarillo café, muy intemperizadas y quebradizas, laminares y nodulares con intercalaciones de areniscas en capas delgadas de grano fino (Nava, et al., 2001).

Se considera por su posición estratigráfica, su litología y el contenido faunístico que su depósito ocurrió en un ambiente de plataforma clástica. Es de notarse que la variación tan notable en la litología se explica por la transgresión que tuvo lugar durante el principio del Oligoceno, incluso otros autores mencionan que esta formación descansa en discordancia angular sobre las formaciones Chapopote- Tantoyuca, Guayabal y Chicontepec, debido que al depositarse, la superficie de sedimentación, tenía una inclinación al este.

### **Formación Horcones.**

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

La unidad se compone de lutitas gris claro y gris oscuro, calcáreas, que intemperizan a café, con intercalaciones de areniscas de cuarzo finas y algunos estratos de conglomerados calcáreos, en capas de 10 a 15 centímetros de espesor, con algunas intercalaciones de ceniza volcánica. Su edad Oligoceno Superior (Chatiano), se determina por su contenido faunístico de especies. Se depositó en aguas someras cercanas a la costa, con aporte de material detrítico resultado de la erosión de rocas más antiguas.

### **Palma Real Superior.**

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

Como el depósito de estos sedimentos se efectuó al final de la transgresión sobre la Formación Palma Real Inferior, su litología es muy semejante, siendo muy difícil su separación; la cual se hace únicamente por microfósiles, por lo que se considera que su contacto es concordante.

Al final del depósito de la Formación Palma Real debió efectuarse una regresión, pues, en general, aparece en su cima un intervalo de clásticos de tamaño medio, llamado conglomerado Mecatepec. Los sedimentos de esta formación presentan serias dificultades para su estudio, debido a los cambios laterales de facies encontrados en varias localidades.

## **II.3 Evolución geológica.**

La Cuenca de Chicontepec se originó en el Paleoceno-Eoceno, durante los levantamientos de la Sierra Madre Oriental (Orogenia Laramide) y fue afectada en su margen oriental por una discordancia sintectónica. La sedimentación del Paleógeno se compone de turbiditas de ambiente nerítico externo a batial, complejos de abanicos submarinos y una red de abundantes canales; el relleno sedimentario está constituido por arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas. Durante este período ocurrieron varios eventos de erosión y relleno de sedimentos clásticos.

Con la finalidad de tener todos los elementos del sistema petrolero, se realizará a continuación una descripción de la evolución de la Provincia Tampico-Misantla, desde el Triásico, dando énfasis al periodo en que se formó la Cuenca de Chicontepec.

Durante el Triásico Temprano y hasta el Jurásico Temprano la región permaneció emergida, prevaleciendo un ambiente continental, el cual favoreció el

depósito de sedimentos arcillo–arenosos y conglomeráticos de la Formación Huizachal, acumulada en ambientes de abanicos aluviales, canales y sedimentos acumulados en las planicies de inundación.

En el Jurásico Temprano, una invasión marina que provino del Océano Pacífico dio lugar a la Formación Huayacocotla, la cual se encuentra en la porción central y suroeste del área; está constituida por lutitas y areniscas de ambiente marino somero y transicional (Arellano, 2004). El depósito de esta secuencia se explica por una depresión originada por un aulacogeno o “Rift abortado”, producto de los esfuerzos iniciales que se asocian a la apertura inicial del proto-Golfo de México.

Al finalizar el Jurásico Temprano, la formación Huayacocotla y Huizachal sufrieron plegamiento y emersión, quedando toda el área expuesta durante el Jurásico Medio, propiciando depósitos de rocas continentales correspondientes a la formación Cahuassas, también de ambiente continental fluvial, formado por areniscas, lutitas y conglomerados acumulados en abanicos aluviales, canales, barras y planicies de inundación. De manera contemporánea hubo vulcanismo al oriente, formando la secuencia Vulcano-clástica 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, desarrollándose un sistema de archipiélagos en cuyas márgenes durante el Kimmeridgiano 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 (Nava, et al., 2001). Posteriormente en las depresiones situadas entre las áreas positivas, se depositaron las principales rocas generadoras correspondientes a calizas arcillosas y lutitas negras de la Formación Tamán.

Durante el Tithoniano, continuó la transgresión, por lo que toda la región fue cubierta por el mar y se depositó la Formación Pimienta, constituida por lutitas y carbonatos arcillosos con pedernal; en el sector norte sobre algunas áreas, que funcionaron anteriormente como islas, se depositó en ambientes de alta energía, la Formación La Casita, constituida por areniscas y lutitas oscuras depositadas en depresiones dentro de la plataforma, en zonas protegidas por lo que la materia orgánica se preservó al existir un ambiente anóxico; las dos formaciones corresponden con excelentes rocas generadoras de hidrocarburos. En la parte final del Jurásico continuo la sedimentación arcillosa y calcáreo arcillosa de las formaciones Santiago, Taman y Pimienta que también corresponden a potenciales rocas generadoras.

Al iniciarse el Cretácico continuó la trasgresión marina, por lo que se desarrollaron bancos rampas, plataformas carbonatadas y áreas con aguas profundas, con 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 son cálidas y más limpias al no haber zonas continentales próximas que aporten terrígenos y con un clima adecuado para la formación de plataformas carbonatadas, desarrollándose consecuentemente durante el Aptiano-Albiano-Cenomaniano, crecimientos arrecifales sobre las márgenes de las plataformas y bancos aislados en el interior de la misma; esto dio lugar al desarrollo de la Plataforma de Tuxpan, también conocida como “Faja de Oro” y a otro complejo arrecifal que bordea a la Plataforma de Valles-San Luis Potosí. En las porciones con aguas más profundas, se depositaron calizas con pedernal, correspondientes a la Formación Tamaulipas Inferior y Superior.

Durante el mismo Albiano-Cenomaniano, en el frente de los atolones, en el talud, se depositaron un importante volumen de flujos de calizas clásticas, provenientes de la denudación de las Plataformas carbonatadas que dieron origen a la Formación Tamabra constituida por brechas calcáreas (calizas intraformacionales); 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, tal como ocurre en el subsuelo del Campo Furbero.

Para el Cretácico Tardío, la circulación del agua estuvo restringida por tierra firme, la que empezó a emerger en el occidente de México originado por la acción tectónica de la subducción de la Placa Farallón (paleo-pacífica) debajo de la Placa de Norteamérica; con estos eventos inicia la acumulación de terrígenos finos intercalados con carbonatos y como consecuencia, ocurre un incremento del material terrígeno que origina a la Formación Soyatal al poniente y las formaciones calcáreo-arcillosas Agua Nueva, San Felipe y Méndez, al oriente (Aguayo, 1996).

Al final del Cretácico y el principio del Paleógeno la región continuó sujeta a compresión por el evento tectónico denominado Orogenia Laramide (Orogenia Cordillerana), la cual es responsable del plegamiento y fallamiento inverso de toda la secuencia mesozoica, teniendo como resultado la estructura de la Sierra Madre Oriental así como pliegues y fallas en el subsuelo de la Planicie Costera del Golfo de México, como lo que se encuentra en el subsuelo del Campo Furbero. Este evento tectónico y las corrientes marinas y de litoral propiciaron que en el Cretácico Tardío y en el Paleógeno se formaran cuencas sintectónicas con canales submarinos, con su correspondiente relleno de sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico (formaciones Velasco y Chicontepec) y arenos-arcillosos con carbonatos en el Occidente (Formación Soyatal).

La secuencia Cenozoica clástica inicia su depósito en el Paleoceno, producto de la erosión de las rocas expuestas como resultado del levantamiento de la Sierra Madre Oriental, que originaron entre la Plataforma de San Luis Valles y la Plataforma de Tuxpan una depresión de considerable magnitud denominada ante-fosa o Cuenca de Chicontepec; en ella se depositó un gran volumen de

sedimentos terrígenos correspondientes a las formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio. Al poniente y norte del área ocupada por la Plataforma de Tuxpan, se desarrollaron de manera contemporánea la Cuenca de Chicontepec y Bejuco-La Laja, que fueron rellenados por sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico, rellenos de canal y abanicos submarinos. Simultáneamente, en la porción noroeste de esta región se desarrolló la fosa de Magiscatzin que fue rellenada por sedimentos arcillo-arenosos de la Formación Velasco.

Durante el Eoceno Temprano se mantuvo la continuidad en las condiciones de depósito, representadas por facies arenosas de tipo turbidítico (Chicontepec Superior) y una secuencia predominantemente arcillosa (Velasco Superior); en el Eoceno Medio ocurrió el depósito de sedimentos arcillosos de ambiente batial. La columna geológica encontrada en el frente de la Sierra Madre Oriental y la cortada por los pozos petroleros de la Cuenca de Chicontepec va desde el Jurásico Inferior hasta el Pleitoceno Superior. En el sureste del área, la secuencia clástica de las Formaciones Chicontepec Inferior y medio descansan discordantemente en el Jurásico Superior San Andrés; en la parte centro y norte, subyacen al Cretácico Superior Méndez. El Paleoceno está representado por las formaciones Velasco, Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio, mientras que el Eoceno Inferior se caracteriza por las formaciones Aragón y Chicontepec Superior (Canal). El Eoceno Medio por la formación Guayabal y el Eoceno superior por las formaciones Tantoyuca y Chapopote.

El Eoceno Tardío presenta dos secuencias, una arcillosa de aguas profundas que corresponde con la Formación Chapopote y otra arenosa conglomerática de origen deltaico, conocida como Formación Tantoyuca.

Durante el Oligoceno, el Mioceno y plioceno, el área fue sometida a constantes transgresiones y regresiones menores, propiciando el depósito de sedimentos areno-arcillosos y en ocasiones, conglomeráticos como ocurre con las Formaciones Palma Real Inferior, Palma Real Superior y Tuxpan; con lo que la cobertura sedimentaria llegó a tener un espesor de hasta 8000 m en la zona del depocentro; al finalizar el Plioceno, se presentó una regresión generalizada que tiene como límite la actual línea de costa.

#### **II.4. Marco tectónico.**

La Provincia Tampico-Misantla presenta la forma de un arco semi-elíptico, cuyos límites son: al norte, por el arco de Tamaulipas y el Homoclinal Regional de San José de las Rusias, al oeste por la Sierra Madre Oriental y al sur por el Bloque Granodiarítico y metamórfico de Teziutlán y el extremo oriental de la Faja Volcánica Transmexicana. La geometría de la Provincia es producto de varios elementos tectónicos (PEP, 2010).

Durante el periodo del Triásico tardío al Jurásico medio, se relaciona a la primera etapa de apertura del Golfo de México. En el Triásico hubo depositación de potentes espesores de lechos rojos, de origen continental, constituido principalmente por areniscas, limolitas y conglomerados con clastos de rocas extrusivas. Al principio del Jurásico, comenzó la transgresión marina, dando origen en la porción centro-otiental de México a la Cuenca de Huayacocotla; constituye una depresión irregular, de aguas someras a profundas, bajo un régimen de sedimentación tipo terrígena. En el Jurásico medio, existieron movimientos relativos en los bloques del Basamento, que provocaron la retirada de los mares, restituyendo las condiciones continentales (Román, et al., 2010).

A partir del Jurásico tardío hay un margen pasivo que se relaciona con el establecimiento del Golfo de México, mismo que contiene la primera unidad transgresiva temprana de subsidencia rápida y finaliza con la formación y emplazamiento de las grandes plataformas carbonatadas en el Cretácico.

Durante el cretácico tardío, la sedimentación del margen pasivo concluyó debido al inicio de los efectos orogenia Larámide que dio origen a la Sierra Madre Oriental. Las rocas mesozoicas de la parte occidental de la provincia fueron plegadas y cabalgadas al ser incorporadas al cinturón de deformación, la carga tectónica provocó la subsidencia por flexura de la corteza y dio origen a la antifosa de Chicontepec durante el Paleoceno-Eoceno; en este periodo hubo grandes volúmenes de depositación de sedimentos areno-arcillosos de tipo turbidítica (PEP, 2010).

Tras el cese de la deformación laramídica y la colmatación de la antifosa, la provincia pasó a un dominio de margen pasiva en la que la carga sedimentaria ocasionada por el paquete terciario depositado sobre el margen continental provocó la subsidencia y el basculamiento de esta provincia hacia el Golfo de México. En la figura 2.5 se aprecia el resultado final de la evolución tectónica en la Provincia de Tampico-Misantla.

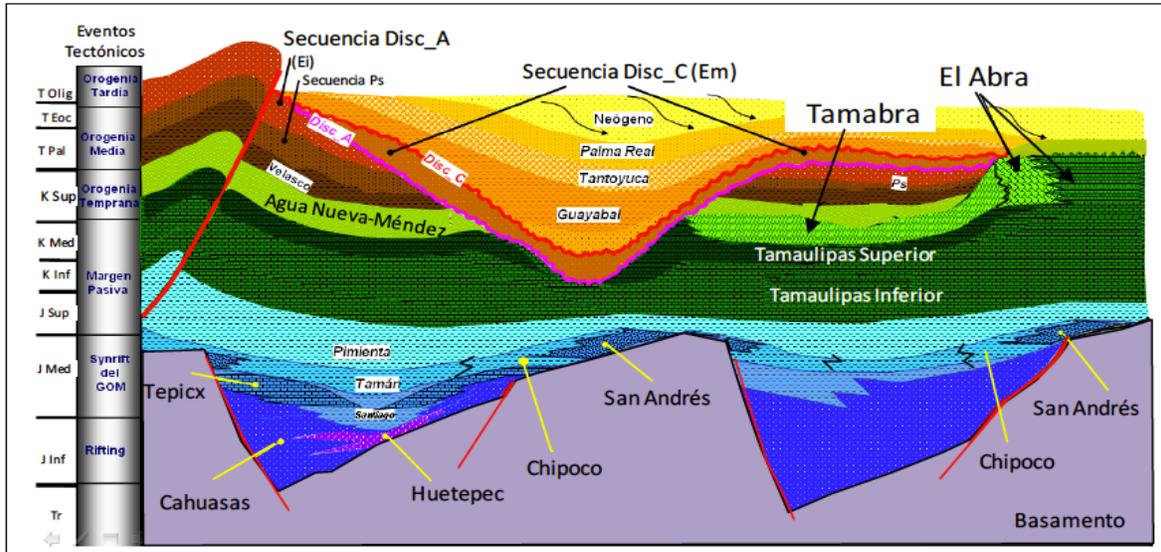


Figura 2.5. Marco tectónico estructural de la Provincia Tampico-Misantla (PEMEX, PEP 2010).

Dentro de la Provincia Tampico-Misantla, en forma generalizada, se presentan cuatro estilos de deformación (Vázquez, 2009):

- Se observa dentro de la porción norte de la Provincia, entre el Río Pánuco y la Sierra de Tamaulipas; una deformación que se caracteriza por anticlinales alargados simétricos, asociados a la deformación típica del Arco de Tamaulipas. En la región de Ébano-Pánuco los plegamientos se encuentran cortados por numerosas fracturas y fallas laterales paralelas o transversales a los ejes estructurales principales.
- El segundo tipo de deformación se encuentra en la región media oriental. Esta consiste en homoclinales suaves que comprende la planicie Costera del Golfo de México.
- El tercer tipo se considera de intensidad fuerte, caracterizada por plegamientos asimétricos, recostados y fallas inversas imbricadas; se localiza en el frente de la Sierra Madre Oriental y afecta a las secuencias sedimentarias del Paleógeno Temprano y más antiguos que rellenaron la cuenca de Chicontepec.
- Existen estructuras geológicas secundarias que afectan a la secuencia Mesozoica y Cenozoica, dentro del Grupo Chicontepec, son un conjunto de fallas laterales de componente dextral, las cuales presentan fallas inversas de segundo orden que indican la presencia de un sistema transpresivo que originó un sistema en flor positiva (figura 2.6).

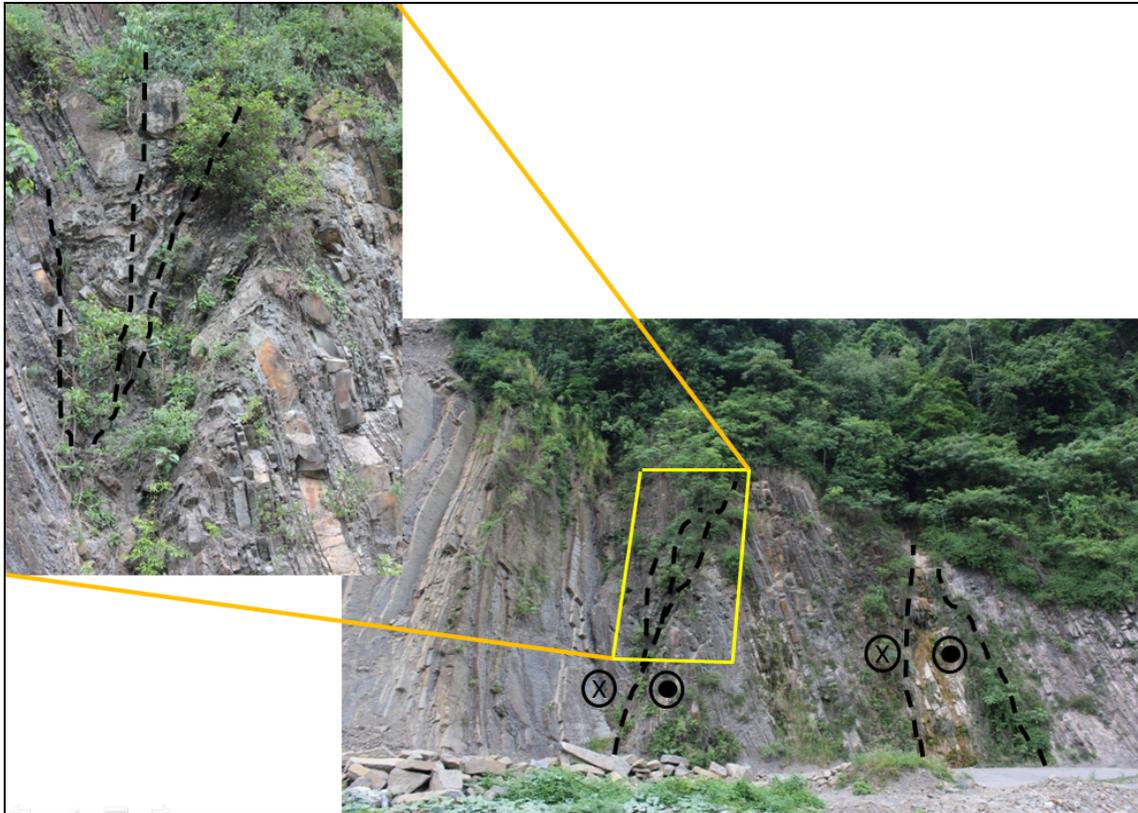


Figura 2.6. Secuencia afectado por un par de fallas laterales en flor positiva.

## II.5. Modelo de sedimentación.

Regionalmente, el modelo de sedimentación identificado dentro de la Cuenca de Chicontepec, corresponde a varios abanicos submarinos, cuyos canales alimentadores se encuentran en el margen occidental, norte, sur y oriental de la Cuenca. La identificación del modelo se obtuvo del análisis detallado de núcleos, registros geofísicos de pozo, así como, la información sísmica 3D. Se han logrado identificar 11 facies correspondientes a este modelo. Los abanicos submarinos se caracterizan por ser alimentados de fuentes puntuales, recibiendo el grueso de sus sedimentos de corrientes de turbidez. Estos se ubican en las bocas de los cañones submarinos; se dividen en: Abanico Superior, Abanico Medio y Abanico inferior (Walker, 1978) (Figura 2.7).

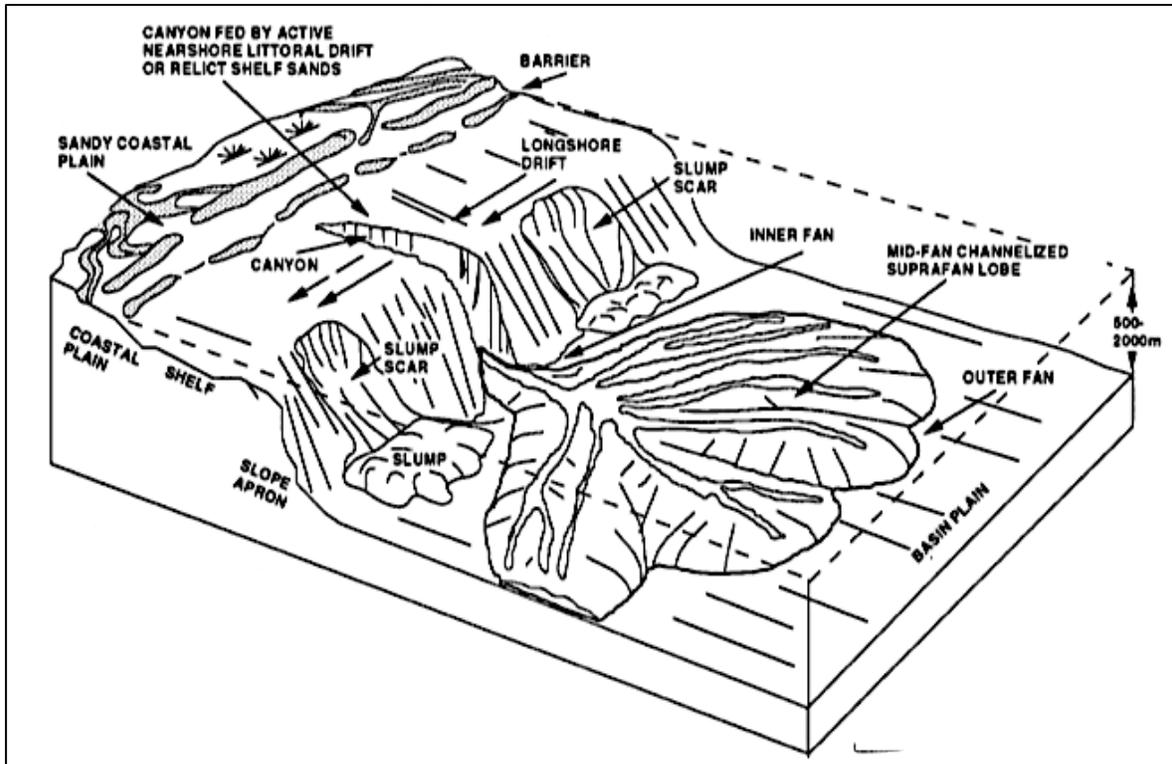


Figura 2.7. Modelo representativo de las partes de un abanico submarino (Richards, 2007)

- **Abanico Superior:** Es alimentado por canales o cañones que tienen la función de conducir los sedimentos a través de ellos; el abanico superior contiene los sedimentos más gruesos, que en algunas ocasiones, se derraman a través de los flancos de terrazas que normalmente contienen sedimentos finos en unidades delgadas alargadas. Estas unidades presentan comúnmente secuencias tipo Bouma consistiendo de laminación paralela cubierta por estratificación convoluta (figura 2.7).
- **Abanico medio:** Es un sistema rico en arenas y se caracteriza por formar lóbulos de supra abanicos con superficies pulidas convexas; cada lóbulo es abastecido por canales bifurcados, distributarios o trenzados que acumulan arenas masivas o guijarrosas mostrando estratificación lenticular y estructuras someras de desplazamiento rellenas (figura 2.7).
- **Abanico inferior:** Se deposita sobre una superficie de pendiente suave y recibe los sedimentos suspendidos por pulsos turbidíticos de grano fino. Los mantos gradados resultantes son delgados, presentan continuidad lateral característica. Casi nunca se cruzan los estratos y presentan espesores estratigráficos considerables (figura 2.7).

Los sedimentos de Chicontepec, son producto de la erosión del levantamiento de la Sierra Madre Oriental, mismos que fueron transportados por corrientes fluviales, convirtiéndose en deltas en el ambiente transicional,

posteriormente depósitos en la plataforma clástica, desde cuyo borde se originaron corrientes de turbidez, que arrastraron los sedimentos a un ambiente de aguas profundas (Santillán, 2011). En la figura 2.1 se muestra el modelo sedimentológico de la Cuenca con su complejo de abanicos submarinos. La sedimentación se compone de derrumbes, canales, lóbulos, zonas de desborde, propios de abanicos de ambiente de aguas profundas.

Los depósitos de abanico, fueron afectados por una serie de eventos erosivos, de los cuales sobresale la discordancia del Eoceno Inferior, éste forma un canal que profundiza del noroeste hacia el sureste, donde sedimentos del Paleógeno y del Jurásico Superior están en contacto por una discordancia angular. Esta discordancia reguló la distribución de los hidrocarburos en diferentes trampas estratigráficas. En la zona norte y centro de la Cuenca, la mayoría de los hidrocarburos se encuentran por debajo de esta discordancia, mientras que en la región sur la producción se ubica en las arenas basales que la sobreyacen.

## II.6. Geología estructural.

Las características estructurales de las rocas que forman la Cuenca de Chicontepec, están directamente asociadas con el medio ambiente de depósito, que corresponde con abanicos submarinos superpuestos. Estas secuencias presentan un nivel bajo de deformación caracterizado por pliegues anticlinales y sinclinales suaves, mejor desarrollados en las rocas del Mesozoico y la base del Terciario.

Existen tres estilos de deformación característicos de la Cuenca de Chicontepec, el primero corresponde al frente de la Sierra Madre Occidental que afecta las rocas del Paleoceno y más antiguas; se caracteriza por pliegues anticlinales, sinclinales asimétricos y fallas inversas. El segundo estilo, corresponde al extremo oriente de la Cuenca de Chicontepec, caracterizándose por anticlinales suaves más o menos simétricos con abundantes estructuras sedimentarias que atestiguan la migración de la línea de costa hacia el Oriente, posterior al Mioceno, presentan una ligera inclinación y fallamientos locales debido al fenómeno de compactación diferencial. El tercero consiste de un conjunto de fallas laterales que forman pares conjugados, más adelante se profundizará en el tema (figura 2.12).

A nivel local es posible identificar tres estilos de deformación contrastantes dentro del Campo, estos corresponden con deformación intraformacional (pliegues y fallas locales), plegamiento laramídico y un sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas. A continuación se describen las características principales:

- **Deformación Intraformacional:** El desarrollo de los pliegues interformacionales de tipo recostado de dimensiones reducidas, fue producto del flujo de materiales turbidíticos en zonas de fuerte pendiente. Al

mismo tiempo, durante el proceso de sedimentación hubo desarrollo de rompimiento de estratos y desplazamiento de bloques con la generación de fallamiento inverso (figura 2.8).



Figura 2.8. Plegamiento y fallamiento inverso intraformacionales en Facies Proximales.

- **Plegamiento laramídico:** El origen de los pliegues, es resultado del proceso orogénico laramídico, el cual tiene su origen en la dinámica de placas tectónicas Paleopacífica (Farallón) y la Placa Norteamericana, las cuales tuvieron límites convergentes durante el Cretácico Tardío y el Terciario Temprano, dando como resultado la aplicación del esfuerzo principal horizontal en dirección SW-NE, que al rebasar el límite elástico de las secuencias, originaron en la región un conjunto de pliegues anticlinales y sinclinales, los cuales se van atenuando a medida que se alejan de la Sierra Madre Oriental (figura 2.9).

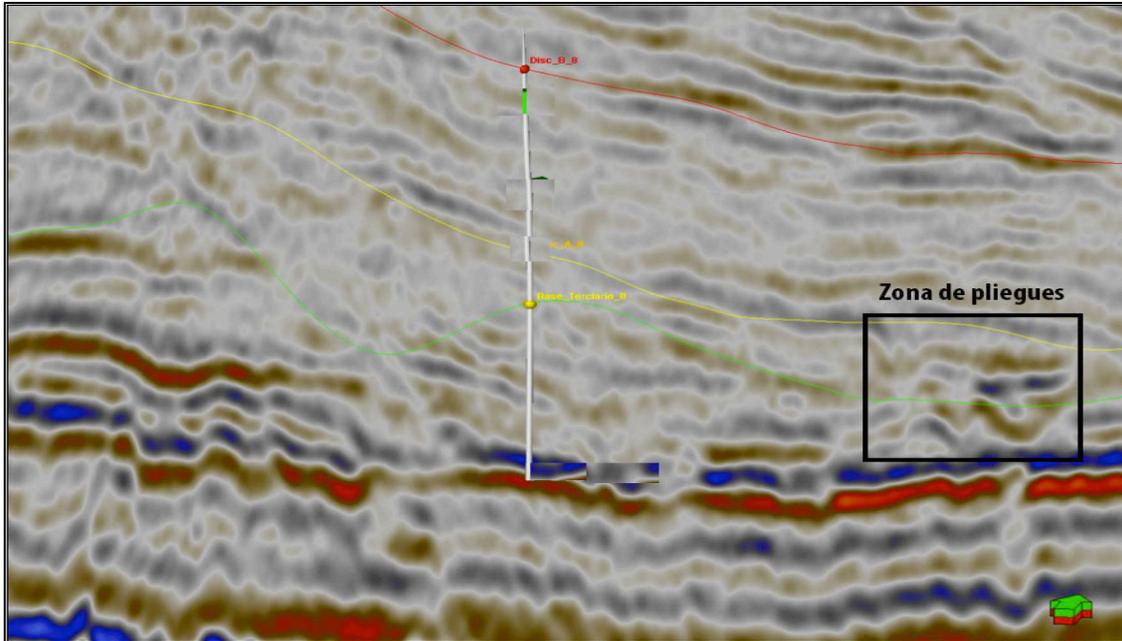


Figura 2.9. Sección sísmica de Furberero donde se aprecia una zona de pliegues.

- **Sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas.** Es un conjunto de fallas laterales de componente dextral, las cuales presentan fallas inversas de segundo orden que indican la presencia de un sistema transpresivo que originó un sistema en flor positiva, éstas fallas laterales afectan a toda la columna estratigráfica.

Se interpreta que las fallas laterales y los sistemas de fracturas asociadas son de gran importancia dentro del sistema petrolero, ya que constituyen las principales rutas de migración al conectar las rocas generadoras del Jurásico Superior con la unidad productora del Grupo Chicontepec (figura 2.10).

Para la interpretación de los rumbos y echados preferenciales de las fallas laterales, así como, la dirección del esfuerzo principal; se identificaron y marcaron dos fallas representativas en las secciones sísmicas, formando un par conjugado bien definido. las fallas presentan las siguientes dos direcciones preferenciales: 1) NW45°SE con 90° de echado y 2) NE15°SW con 90° de echado. Con estas orientaciones, se interpreta que la dirección principal del esfuerzo de cizalla que las originó es aproximadamente NW15°SE (figura 2.11).

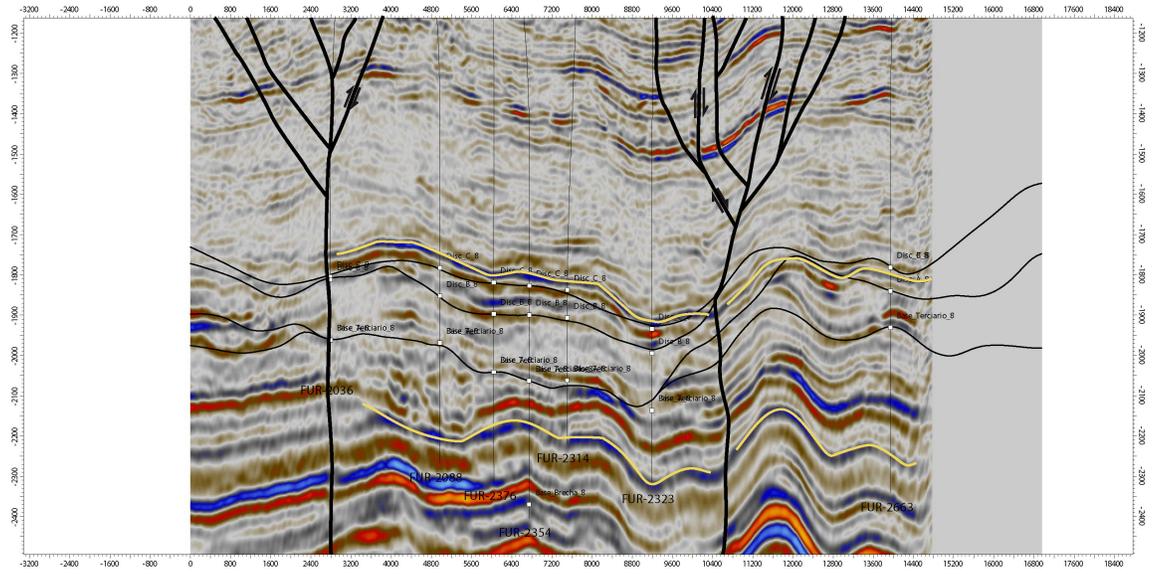


Figura 2.10. Sección sísmica con dos fallas laterales con flor positiva.

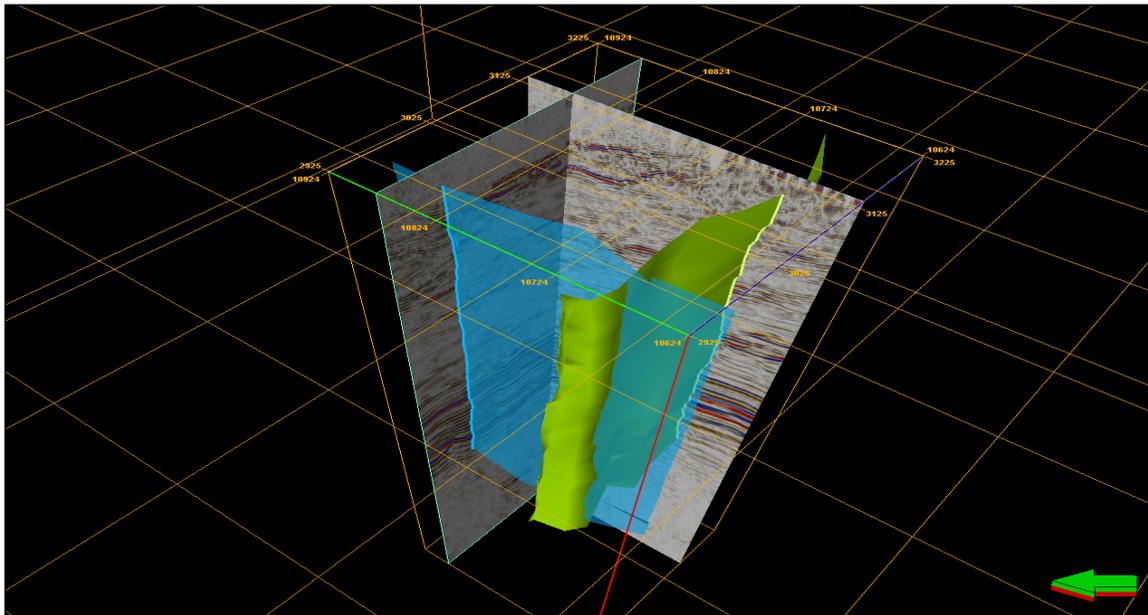


Figura 2.7. Par conjugado de dos fallas laterales en dos secciones perpendiculares dentro del Campo Furbero.

**CAPÍTULO III.**  
**SISTEMA PETROLERO.**

### III.1. Definición y partes que componen el Sistema Petrolero.

Un Sistema Petrolero es un sistema natural, que incluye todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de aceite y/o gas exista en la naturaleza (González, 1991). Este concepto ha evolucionado desde los años 1970's (Dow, 1974; Perrodón, 1980; Demaison, 1984; Magoon, 1987 y 1988; Demaison y Huizinga, 1991; Magoon y Dow, 1994 y 2000). La selección de sitios de perforación, está relacionada con la existencia de áreas donde se conjuguen todos los elementos y procesos necesarios para la existencia de un yacimiento comercial de aceite y/o gas. Los elementos clave que definen un sistema petrolero, son las rocas (generadora, almacén, sello), trampas y el sepultamiento necesario para la generación térmica de hidrocarburos; cabe destacar, que estos elementos deben compartir las relaciones apropiadas espacio-tiempo que permiten que los hidrocarburos se acumulen y preserven.

El sistema petrolero es un sistema natural, abierto, compuesto de varios subsistemas interrelacionados, los cuales son: subsistema generador, subsistema almacenador, subsistema sello y subsistema migración. Este sistema se estudia como un modelo dinámico, donde intervienen varios elementos como: la cuenca sedimentaria (sedimentos, materia orgánica), la transformación (diagénesis, catagénesis), la generación y posterior acumulación en una trampa; para que el sistema este completo debe existir sincronía. Un depósito petrolero incluye altas concentraciones de gas natural biogénico y termogénico que se encuentran en yacimientos convencionales, así como hidratos de gas, condensados, aceites crudos, aceites pesados y bitúmenes sólidos almacenados en rocas clásticas o carbonatadas porosas y permeables.

Un Sistema Petrolero varía considerando la forma, la geometría, tipo de receptáculo y evolución geológica. Este se puede clasificar como:

- **Sistemas Puros.** Tienen la particularidad de no presentar deformación estructural significativa, ya que sus características se deben principalmente a los aspectos sedimentológicos, como consecuencia, la mayoría de las trampas en estos sistemas son estratigráficas.
- **Sistemas Híbridos.** Se caracterizan por presentar reorientación estructural por efecto de deformación, por lo que estos sistemas se distinguen por trampas en pliegues anticlinales y en fallas, o bien en combinación de ambos. Lo más frecuente es que el sistema contenga pliegues dislocados (trampas mixtas).

De acuerdo a la calidad y cantidad de información geológica disponible referente a la roca generadora (nivel de certeza), los sistemas son clasificados como: conocidos, hipotéticos o especulativos. En la tabla 3.1 se muestra los criterios, símbolos y el nivel de certeza, que definen el sistema.

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

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

Como se mencionó anteriormente el Sistema Petrolero está compuesto por varios subsistemas, los cuales se explicarán a continuación:

- **Subsistema Generador.** De acuerdo con Hunt 1996, el origen del petróleo es un proceso con etapas consecutivas de alteración dentro del ciclo del carbón las cuales son: diagénesis, catagénesis y metagénesis, que generan cambios en la composición de la materia orgánica sedimentaria, llamado proceso de maduración.

El proceso de diagénesis es la etapa más temprana y representa la formación y acumulación de hidrocarburos libres derivados de organismos muertos, depositados en sedimentos no consolidados recientes; además de los que han sido formados por actividad bacteriana y reacciones químicas a baja temperatura. Entre el 10% y el 15% del petróleo se forma mediante este proceso. El rango de temperatura en la interacción del mismo, tienen un rango menor de 50 °C aproximadamente. En la etapa final se forma el kerógeno (Vázquez, 2008).

La catagénesis es la principal etapa de formación de petróleo convencional a partir del kerógeno; éste es sepultado a más de 1000 m de profundidad, el gradiente geotérmico aumenta por lo que el rango de temperatura que se requiere varía entre los 50 C° y los 200 C°. Esta variación en la temperatura provoca el rompimiento termal o cracking, produciendo bitumen que posteriormente se convertirá en petróleo y/o gas (Vázquez, 2008).

La metagénesis es la etapa ocurrente entre la catagénesis y el metamorfismo (inorgánico) de la roca y se caracteriza por la generación de gas. Las altas temperaturas durante este proceso (200 C° a 250 C°) provocan que el petróleo genere pequeñas cantidades de gas, principalmente metano.

El Índice de Alteración Termal (IAT), que es un parámetro óptico basado en la coloración del tipo de materia orgánica y en la refractancia de la vitrina, es el índice que se expresa en una escala de 1 al 5; donde 1 significa que no ha existido cambio en el color original de la materia orgánica (amarillo pálido), mientras que el 5 (negro) significa que ha ocurrido una alteración severa de todos los fitoclastos y es evidente que ha ocurrido metamorfismo. Para que una roca tenga un alto potencial de generación de hidrocarburos su IAT debe oscilar entre 0.5 y 2.0 (Mayol, 2005).

- **Subsistema Almacenador.** De acuerdo a Landes 1975, la acumulación del petróleo se localiza por lo general en rocas permeables y porosas, donde el tamaño del grano es relativamente grueso y con poca materia orgánica insoluble. La porosidad de la roca puede ser original, presente ya al momento de la litificación o bien secundaria (fracturas, disolución, etc), producida después de que los sedimentos se hayan convertido en roca y exista cualquier actividad geológica que la produzca. Las rocas deben de ser permeables, esto significa que haya interconexión entre los poros, para que estos puedan ceder fácilmente el hidrocarburo.
- **Subsistema de Migración.** Tissot 1984, propone que la migración de los hidrocarburos dentro de la red de capilares y poros, se realiza 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 disuelto) o un sistema multifásico de fluidos (fases separadas de agua e hidrocarburos).

La migración primaria es el desprendimiento de compuestos de petróleo de las partículas orgánicas (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. La migración secundaria ocurre cuando el aceite expulsado de la roca generadora pasa a través de los poros más amplios de la unidad de roca más permeable. La diferencia entre migración primaria y secundaria, radica en la localización de poros de diferentes tamaños y litologías (López, 2008).

No se conocen todos los parámetros para establecer las posibles rutas de migración, solamente se puede inferir que las rutas de migración pudieran ser por fracturas, superficies de estratificación, discordancias y fallas; se interpreta que la migración secundaria puede ser migración lateral y/o vertical. El mecanismo predominante en la migración primaria depende de las condiciones en las que se encuentra la roca en el subsuelo, principalmente, con la profundidad creciente debido al sepultamiento. Las microfracturas de la roca, generadas a partir del aumento de presión interna resultante de la generación térmica de hidrocarburos de peso molecular bajo a partir del kerógeno, permite el desprendimiento de los hidrocarburos del lecho generador compactado, denso y relativamente impermeable, el desplazamiento en esta migración es del orden de metros o decenas de metros.

- **Subsistema de entrapamiento.** Según Landes 1975, las trampas son obstáculos naturales en el subsuelo que impiden la migración de los hidrocarburos, mismos que quedan acumulados en ella. La característica fundamental de una trampa es la forma convexa, en cuyo interior existe roca porosa de yacimiento en combinación con una roca sello más densa y relativamente impermeable, localizada arriba y lateralmente. El único parámetro geométrico relevante, es que debe de estar cerrada en los planos vertical y horizontal, y sin fugas notables, para que forme un recipiente adecuado. Los contornos longitudinales, en una trampa estructural, deben circundar las áreas cerradas que constituyen lo que se llama área de cierre. Las trampas pudieron formarse por condiciones estratigráficas durante la sedimentación, por cambios posteriores, por litificación de sedimentos, por deformaciones estructurales o por combinación de dos o más factores.

Estrictamente se habla de trampa estructural cuando son producto de mecanismos tectónicos de deformación posteriores a la sedimentación; las fallas juegan un papel importante por su efecto en la formación de sellos o superficies de migración del hidrocarburo; pueden actuar como sello superior, lateral o inferior al yuxtaponer

litologías impermeables con rocas permeables o por la naturaleza impermeable del material que se encuentra a lo largo de la falla. Existen otro tipo de trampas por variación de la permeabilidad, llamadas trampas estratigráficas, son producto de cambios laterales en la litología o en la calidad del almacén, el cambio puede ser depositacional, erosional o diagenético.

Vázquez (2008), define la Cuenca de Chicontepec como un Sistema Puro, puesto que no presenta deformación estructural significativa, sin embargo, en este trabajo se han encontrado claras evidencias de pliegues suaves, sistemas de fallas laterales y zonas fracturadas, por lo que el sistema petrolero debe ser considerado como híbrido. Es un Sistema Conocido (!) en cuanto el nivel de certeza, ya que en los campos que se han estudiado, existen datos de volúmenes importantes de hidrocarburo y se conoce la asociación con las rocas generadoras. El aceite que contienen las areniscas del grupo Chicontepec se correlaciona positivamente con la roca generadora, este grupo conformado por las formaciones: Chicontepec Inferior, Medio y Superior; contiene una de las mayores acumulaciones de hidrocarburos en el país.

Hay que considerar que una parte importante de la producción del Campo Furbero proviene de la Formación Tamabra, que corresponde con un sistema conocido (!), ya que existe correlación entre la roca generadora y las acumulaciones de aceite, de acuerdo a los análisis geoquímicos de dichos aceites. Las acumulaciones de hidrocarburos se encuentran en las calizas fracturadas y las brechas intraformacionales de la parte superior del Cretácico Inferior y la base del Cretácico Superior. El sistema de entrampamiento es mixto, pues se tienen trampas asociadas a brechas de talud en anticlinales suaves, superficies de erosión y relleno de paleocanales, lóbulos, zonas de desborde, barras de areniscas y acuñamientos. Además, a nivel del Cretácico cuenta con plegamientos anticlinales con pliegues buzantes, fuertemente fracturados y asociados a plegamientos mayores.

Los yacimientos se encuentran a profundidades que varían de los 800 m a 2400 m. La presión original en la mayoría de los yacimientos es del orden de 220 kg/cm<sup>2</sup> y su temperatura de fondo se encuentra en el rango de 65 C° a 75 C°.

### **III.2. Roca Generadora.**

El subsistema generador con el cual se cargaron los yacimientos de la Cuenca de Chicontepec y de los yacimientos que se encuentran en la Formación Tamabra está compuesto por tres formaciones principales provenientes del Jurásico Superior, que corresponden con las unidades estratigráficas Santiago, Tamán y Pimienta.

- **Formación Santiago (!).** Se formó durante el Jurásico Superior (Oxfordiano), está constituido por lutitas carbonatadas negras, microlaminadas, limolitas arcillosas, calizas arcillo- piritizadas y horizontes con nódulos calcáreos; sus espesores varían entre 10 y 750 m. El contenido de Carbono Orgánico Total (COT) y de Hidrocarburos Potenciales (S2) varía entre regular y excelente, 0.5 – 6.3% y 0.2 – 39.1 mg/g roca respectivamente. El kerógeno muestra índices de Hidrógeno (IH) entre 21 y 1079, así como temperaturas máximas de pirólisis que varían entre 425 y 525 C°, valores representativos de un kerógeno original tipo II, que se encuentra desde incipientemente maduro hasta sobremaduro (Nava et al, 2001).
- **Formación Tamán (!).** Formada durante el Jurásico Superior (Kimmeridgiano), está compuesto por calizas arcillosas, lutitas calcáreas laminares y escasas limolitas. Presenta una buena estratificación y predomina los carbonatos sobre la arcilla; su espesor varía entre 3 y 998 m. El COT se encuentra entre 0.1 y 5.4%, mientras que los valores de S2 fluctúan entre 15 y 925 mg/g roca. La temperatura máxima de pirólisis varían entre 421 a 527 C° (Nava et al, 2001).
- **Formación Pimienta (!).** Originada durante el Jurásico Superior, está compuesta por calizas arcillosas negras, ligeramente piritizadas, de estratificación delgada con intercalaciones de lutita negra laminar, bentonita y lentes de pedernal. Sus espesores varían entre 3 y 485 m. El Carbono Orgánico Total se encuentra entre 0.4 y 6.5% y el S2 entre 0.2 y 43.4 mg/g roca. Los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado arcilloso (Nava et al, 2001).

La mayor riqueza orgánica está relacionada con las formaciones Santiago y Pimienta, con un kerógeno con tendencia de madurez de tipo I y II, encontrándose predominantemente dentro de la ventana de aceite. Los mayores espesores de las rocas generadoras se concentran en grabens, los cuales al madurarse la materia orgánica se convirtieron en los principales focos oleogeneradores. El COT promedio es de 2.2% y del IH alrededor de 500 mg HC/g COT (López, 2008).

### III.3. Roca Almacenadora.

En el Campo Furbero se tienen dos secuencias sedimentarias almacenadoras de gran importancia, una corresponde con areniscas del Grupo Chicontepec y otra con las Brechas Calcáreas de la Formación Tamabra.

Las principales rocas almacenadoras del Grupo Chicontepec son la megasecuencia 2, localizada entre las discordancias A y B, conformada por

elementos areno-arcillosos y arcillo-arenosos; si bien a lo largo de la Cuenca esta unidad resulta altamente atractiva por el volumen de hidrocarburos alojados en ella, en el Campo Furbero disminuye su potencial, puesto que es posible observar un adelgazamiento paulatino con dirección sureste (figura 3.1). Son originadas por sistemas de depósitos turbidíticos cíclicos de abanicos submarinos. Se caracteriza por areniscas de grano medio a fino y algunos estratos conglomeráticos de matriz arenosa. Presenta porosidad intergranular promedio del 12%; el espesor es variable de 12 m hasta 38 m, cuya continuidad lateral es dependiente de la geometría y la profundidad de la paleocuenca. La formación Chicontepec presenta alta variabilidad vertical en sus características petrofísicas, de porosidad y permeabilidad; esto tiene relación directa con los constituyentes líticos carbonatados y al ambiente de depósito. Los paquetes de areniscas con potencial almacenador tienen geometría de barras de desborde, lóbulos y canales distributarios con espesores entre 2 y 30 m (CNH-UNAM, 2012).

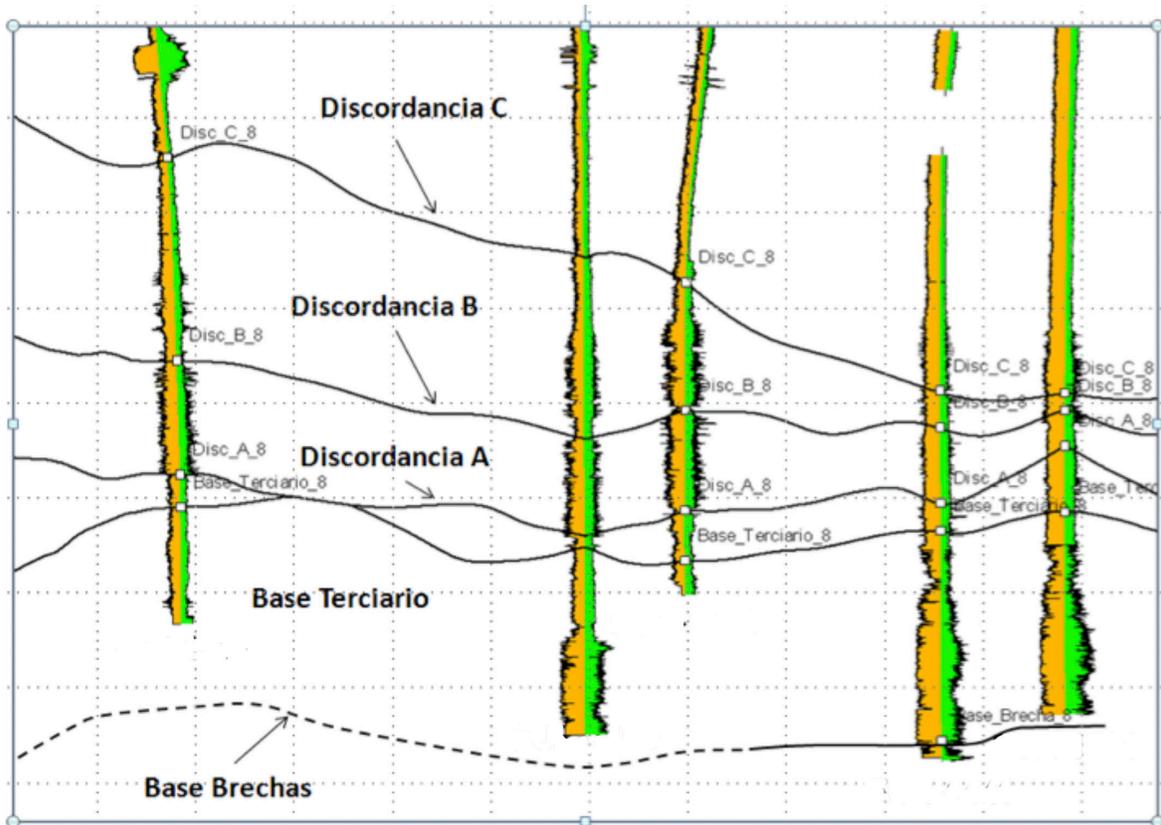


Figura 3.1. Sección de Furbero dirección NW-SE con registros geofísicos donde se muestra el adelgazamiento de la megasecuencia 2 (CNH-UNAM, 2012).

En la figura 3.2 se muestra el área comprendida por la megasecuencia 2 dentro del Campo Furbero, es de aproximadamente 15,500,000 m<sup>2</sup>, de los cuales solamente el 2.53%, en color azul (392,500 m<sup>2</sup>) representa el área probable de ser productora.

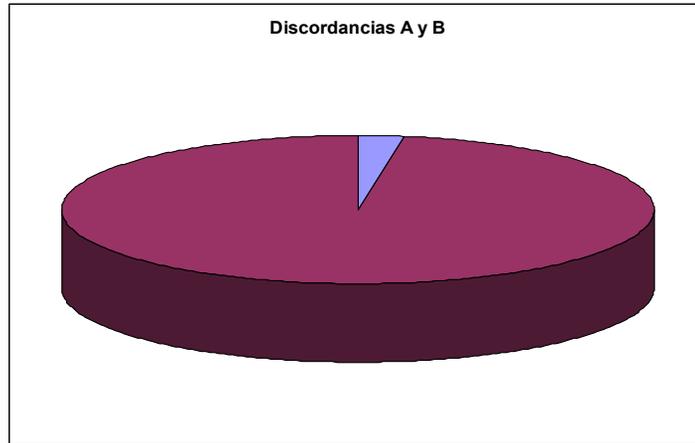


Figura 3.2. Gráfico del área de la megasecuencia 2, en color azul se muestra el área probable de ser productora (CNH-UNAM, 2012)

Las Brechas Calcáreas del Cretácico, juegan un papel importante como roca almacenadora, ya que son continuas, paralelas y de fácil correlación. Se caracterizan por estar compuestas por flujos de escombros y granos de carbonatos, procedentes de la denudación de los bordes de la Plataforma de Tuxpan; también son considerados como una secuencia de turbiditas calcáreas depositadas en el talud medio y distal. La porosidad promedio es del 14% la cual se debe al tipo de material y a los procesos diagenéticos, en los que se identificaron cuatro etapas además del fracturamiento. Su permeabilidad es de 6.5 milidarcys en promedio (figura 3.3).

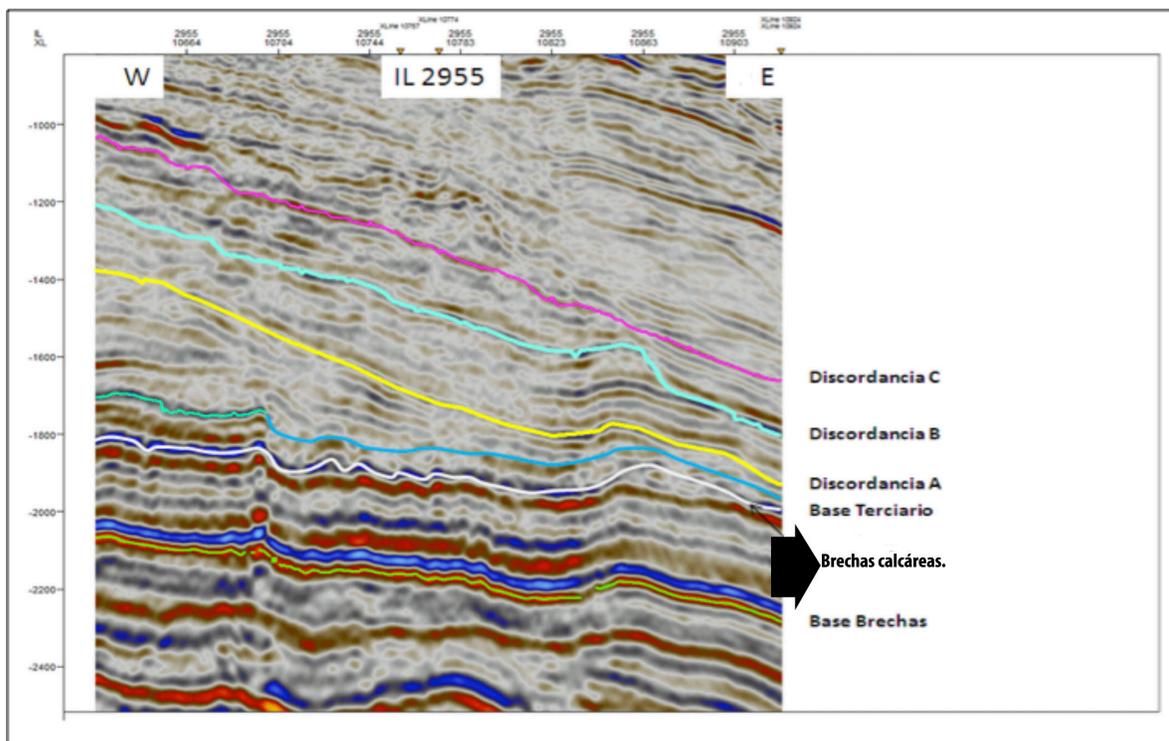


Figura 3.3. Sección sísmica dirección W-E donde se muestran las Brechas calcáreas en el Campo Furbero (CNH-UNAM, 2012).

### III.4. Roca Sello.

El subsistema sello en las secuencias del Paleoceno-Eoceno es de edad Paleoceno Tardío-Eoceno Temprano, están representadas por las mismas formaciones del Grupo Chicontepec en sus facies de arcillosas, arcillo-limosas, arcillo-arenosas y limosas interestratificadas con areniscas de grano fino, los que actúan como sellos efectivos. En la parte sureste el sello lo componen sedimentos arcillosos de la formación Guayabal.

Para el Campo Furbero a nivel del Cretácico, funcionan como rocas sello secuencias calcáreo-arcillosas del Cretácico Superior pertenecientes a las formaciones Agua Nueva, San Felipe y las margas de la Formación Méndez; también son sellos las secuencias arcillo-calcáreas del Paleógeno.

### III.5. Migración.

La migración ocurrió preferentemente siguiendo los planos de fallas laterales y el sistema de fracturas asociadas en sentido vertical ascendente (figura 3.4), con moderada extensión hacia rocas con mayor porosidad como los estratos arenosos ubicados entre las discordancias A y B. Las discordancias favorecieron la migración, permitiendo que los cuerpos arenosos en sus proximidades se impregnaran de hidrocarburos.

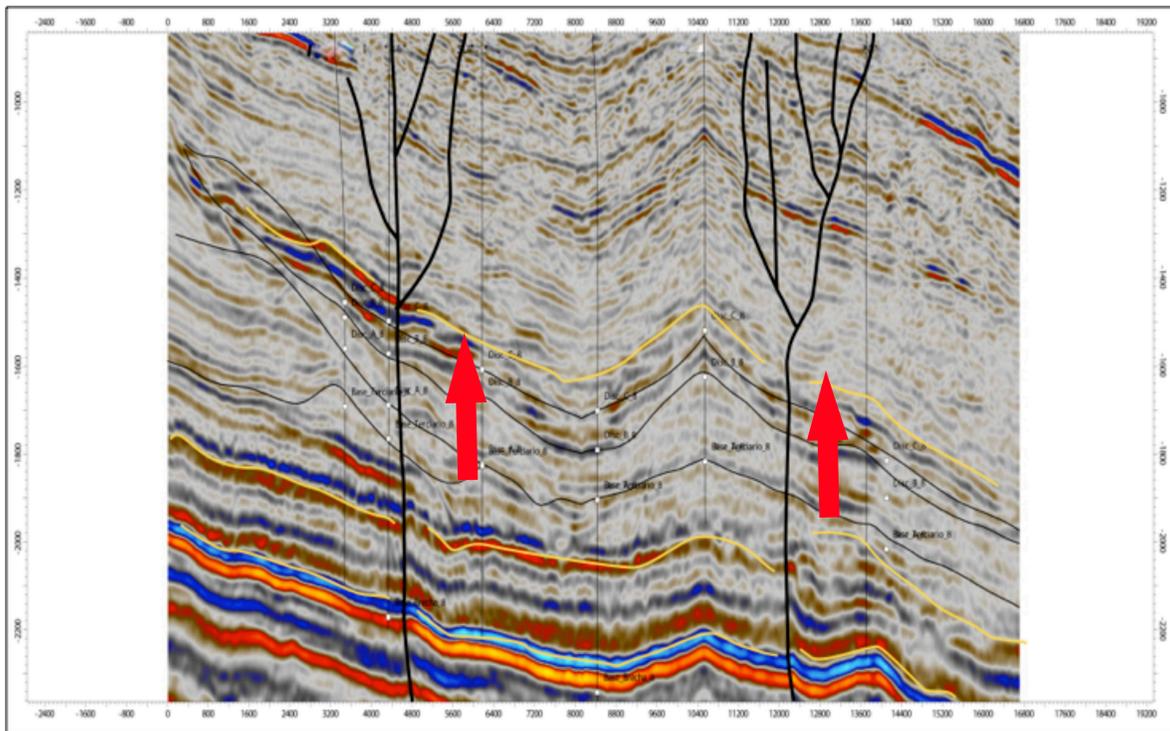


Figura 3.4. Sección sísmica del Campo Furbero donde se muestra planos de fallas laterales y el sistema de fracturas que favorecieron la migración de hidrocarburos (CNH-UNAM, 2012).

El sistema de migración es predominantemente vertical, esto debido a los conductos originados por los sistemas de fallas laterales, por lo que se puede considerar que los yacimientos del Campo Furbero se encuentran moderadamente cargados.

En las brechas de la Formación Tamabra se presenta intenso fracturamiento causado por el plegamiento y reacomodo de las capas producido por la Orogenia Laramide. (Nava et al. 2001) Las que posteriormente fueron falladas por un conjunto de fallas laterales, que se presentan como excelentes rutas de migración.

### III.6. Trampas Petroleras.

En el subsistema de entrampamiento en el Campo Furbero, predominan las trampas por variación de permeabilidad y las trampas mixtas, a continuación se describen sus características más importantes.

- **Por variación en la permeabilidad:** Este consiste en areniscas de grano fino de estratificación delgada intercaladas con lutitas que limitan en la cima, en la base y lateralmente a los desarrollos arenosos (contactos discordantes y gradacionales) donde se encuentran las principales acumulaciones de hidrocarburos. Las trampas son predominantemente de tipo estratigráficas complejas, cuya geometría fue influenciada por la ocurrencia de grandes paleoestructuras en el subsuelo, controlados por la geometría del depósito debida a la superposición de abanicos y superficies de erosión dentro del Paleocanal, mismas que determinaron los espesores y el comportamiento estructural de las secuencias de relleno, llegando a crear importantes trampas combinadas con importante potencial de yacimientos petrolíferos. En la parte superior de la figura 3.5 se marca una trampa por variación de la permeabilidad, este tipo de trampas en lentes de arenas son característicos de la Cuenca de Chicontepec.

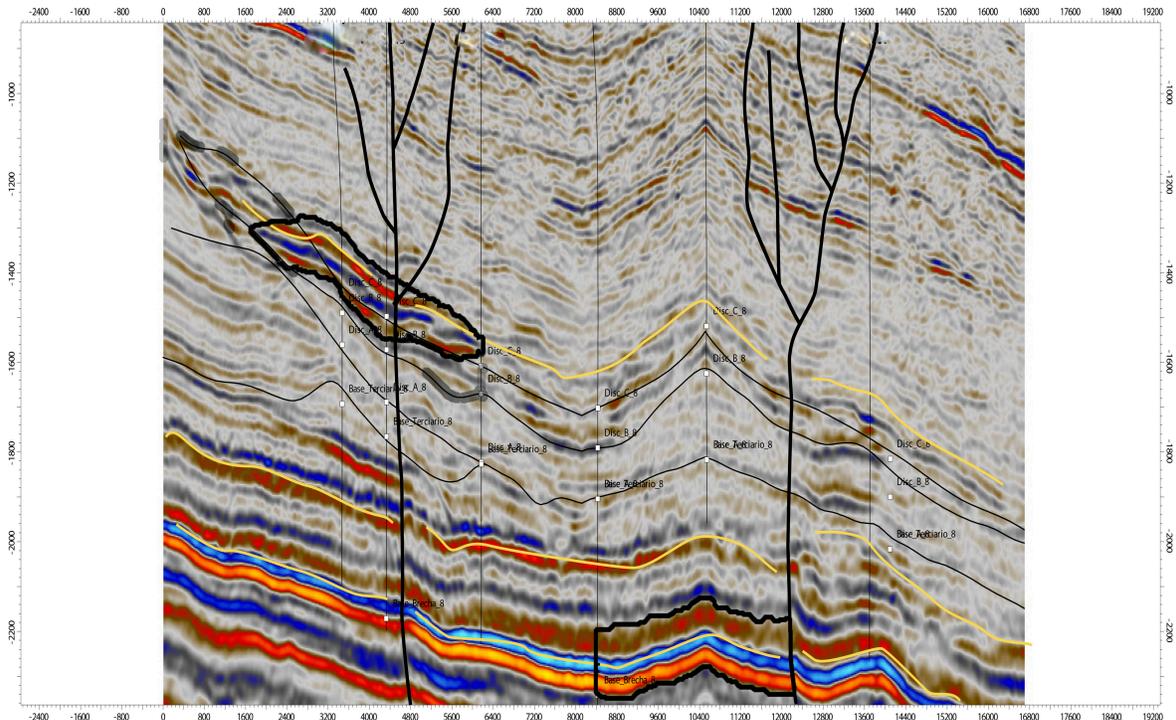


Figura 3.5. Sección sísmica donde se ejemplifican los distintos tipos de trampas dentro del Campo Furbero (CNH-UNAM,2012).

Existe un predominio de las trampas de tipo estratigráfico de geometría compleja, ya que ésta, fue influenciada por la ocurrencia del palorrelieve de las paleoestructuras en el subsuelo, en donde en algunos casos los paleocanales controlaron la geometría del depósito, en otros casos fue la superposición de abanicos submarinos y superficies de erosión. Se encuentran lóbulos progradantes con gran cantidad de cuerpos lenticulares con predominio de areniscas, los cuales presentan una cierta inclinación en dirección al aporte; estos cuerpos se encuentran limitados horizontal y verticalmente por materiales finos, principalmente lutitas, mismas que fungen como cierre dentro de los yacimientos.

- **Trampas mixtas:** Existe evidencia de la presencia de un sistema de fallas laterales que afectan la columna estratigráfica Mesozoica y Cenozoica (figura 3.5), mismas que desplazan horizontalmente a las unidades del Grupo Chicontepec y a toda la columna estratigráfica, provocando el contacto estructural entre algunos de los cuerpos lenticulares con predominancia de areniscas con paquetes de lutitas, de tal forma que lateralmente éstas últimas constituyen cierres locales en los yacimientos generando trampas. Para la Formación Tamabra, existen plegamientos de tipo anticlinal con pliegues buzantes, fuertemente fracturados y asociados con plegamientos mayores. En la figura 3.4 se marca en la parte inferior estos anticlinales que forman trampas petroleras en las brechas.

### III.7. Sincronía.

La sincronía se refiere a la ocurrencia oportuna de todos los elementos necesarios en tiempo y espacio para que sea posible la generación, entrapamiento y preservación de los hidrocarburos susceptibles a ser explotados con fundamento económico. Para algunos autores, los elementos necesarios que se asocian a la sincronía de la Cuenca de Chicontepec, son: la erosión que dio origen al Paleocanal de Chicontepec, las secuencias clásticas depositadas que sufrieron deformaciones significativas (fallas laterales); en el caso de la Formación Tamabra la posible modificación de las propiedades petrofísicas producto de la Orogenia Laramide, además del tiempo de maduración necesario para la generación de hidrocarburos en capas inferiores. En la figura 3.6 se esquematiza la ocurrencia de cada elemento del sistema petrolero, cuya secuencia dio origen a la acumulación y preservación de hidrocarburos, es decir hubo sincronía. La formación de la roca generadora ocurrió durante el Jurásico Tardío y el Paleoceno, la roca almacenadora fue creada durante el Albiano-Cenomaniano, en el Paleoceno y la formación de la roca sello tuvo lugar durante el Cretácico Tardío parte del Paleoceno y parte del Eoceno. Los eventos geológicos que se relacionan con el sistema petrolero de la Cuenca de Chicontepec, tuvieron lugar durante todo el Jurásico, parte del Cretácico tardío y en el Paleoceno. La generación y acumulación de éste tuvo lugar durante el Paleógeno y el Cretácico Medio teniendo el tiempo necesario para migrar y entraparse en las secuencias del Mesozoico y Cenozoico.

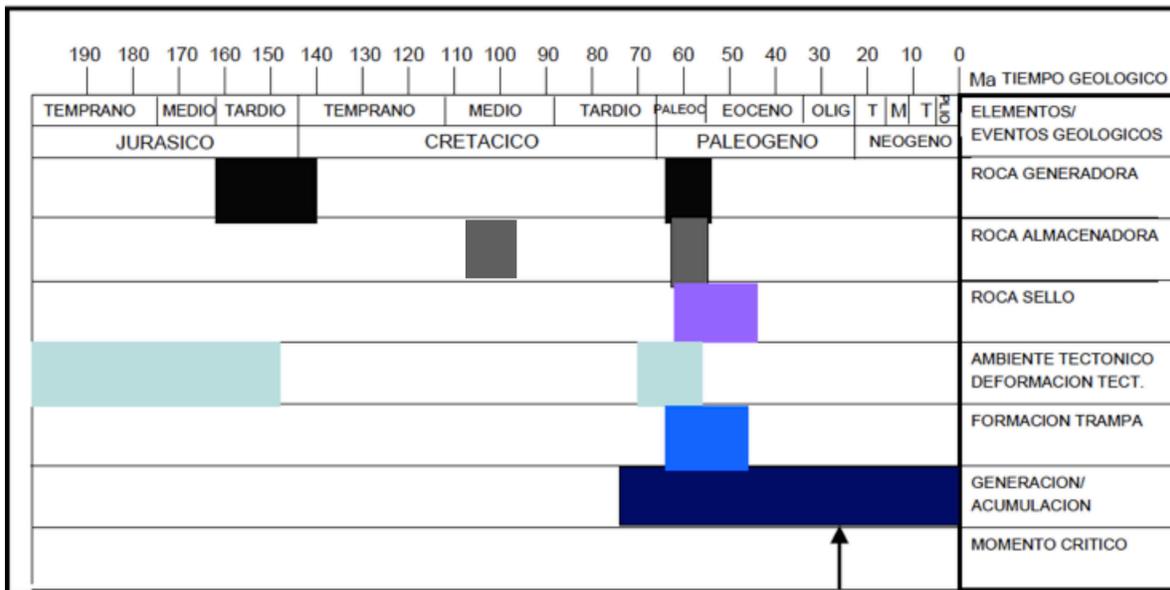


Figura 3.6. Esquema de eventos con relación a la sincronía del Sistema Chicontepec (Vázquez, 2008).

### III.8. Plays Productores.

Se define un Play Productor como un 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 el modelo de la combinación de los diferentes subsistemas de un sistema petrolero para que exista una acumulación de hidrocarburos económicamente rentable. Es un estudio completo en proyectos de exploración petrolera, de unidades estratigráficas almacenadoras dentro de una cuenca; dicho estudio comprende básicamente: espesor o potencia, composición química, contenido y tipo de materia orgánica, distribución geográfica, calidad y madurez, facies y microfacies, paleogeografía, estructura, litología, etc.

En la Cuenca de Chicontepec se tienen definidos tres plays productores: Play Chicontepec de Edad Paleoceno-Eoceno Inferior, Play Chicontepec Canal de edad Eoceno Inferior y el Play Tantoyuca de edad Eoceno Superior. Sin embargo, dentro del Campo Furbero, debido a las características geológicas-petroleras se debe considerar que las unidades cretácicas que existen por debajo del Grupo Chicontepec, se tiene un play productor más antiguo en las secuencias de carbonatos y brechas calcáreas de la Formación Tamabra.

En el Campo Furbero los plays productores son dos únicamente, el play tamabra y la megasecuencia 2 del Grupo Chicontepec:

- **Play Tamabra (Cretácico).** La acumulación de hidrocarburos se encuentra en pliegues anticlinales suaves, elongados de dirección NW-SE; consiste principalmente de una secuencia de brechas calcáreas depositadas en el talud medio y distal, producto de la erosión del borde arrecifal y la zona post-arrecifal de la Plataforma de Tuxpan. La formación productora son brechas intraformacionales que cuya parte superior está constituida por zonas estratificadas de cuerpos porosos y compactos de fragmentos de calizas con bioclastos. En la parte inferior presenta profusos horizontes de brechas con rudistas y bioclastos. La unidad almacenadora es de edad Albiano-Cenomaniano depositadas en un ambiente de talud como una franja alrededor de la plataforma de Tuxpan, tiene una porosidad promedio de 30% y permeabilidad promedio de 1000 mD, en la figura 3.7 se muestra una gráfica con los valores de los espesores en 29 pozos productores en la Formación Tamabra, con un promedio de espesores de 32 m.

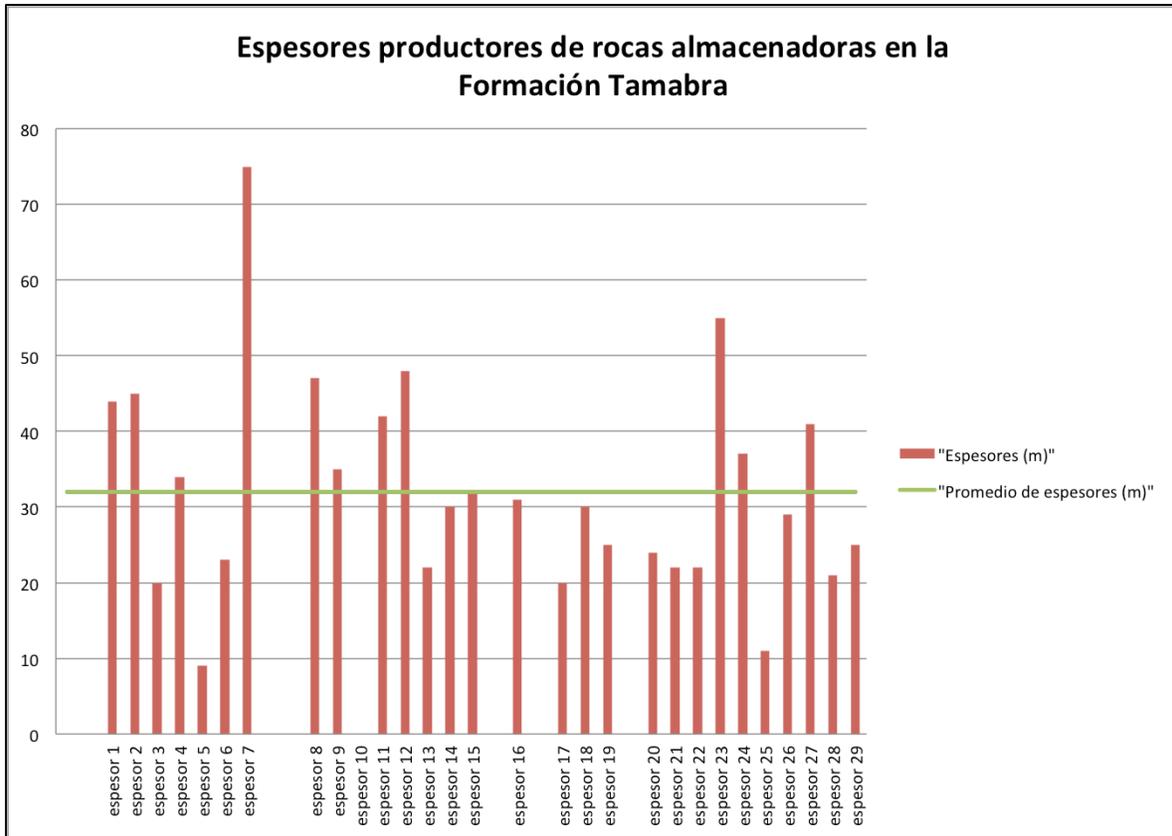


Figura 3.7. Gráfico donde se muestran los espesores en 29 pozos productores en la Formación Tamabra.

- Play Grupo Chicontepec (megasecuencia 2).** La acumulación de hidrocarburos se encuentra en elementos areno-arcillosos, que fueron originados por sistemas de depósitos turbidíticos cíclicos de abanicos submarinos. La unidad almacenadora es de edad Eoceno Medio-Superior, tiene una porosidad intergranular promedio del 12% y permeabilidad promedio de 0.75 mD, en la figura 3.8 se muestra un gráfico donde se representan los espesores en siete pozos del Campo Furbero que son productores en la megasecuencia 2, el espesor promedio en esta secuencia es de 25 m.

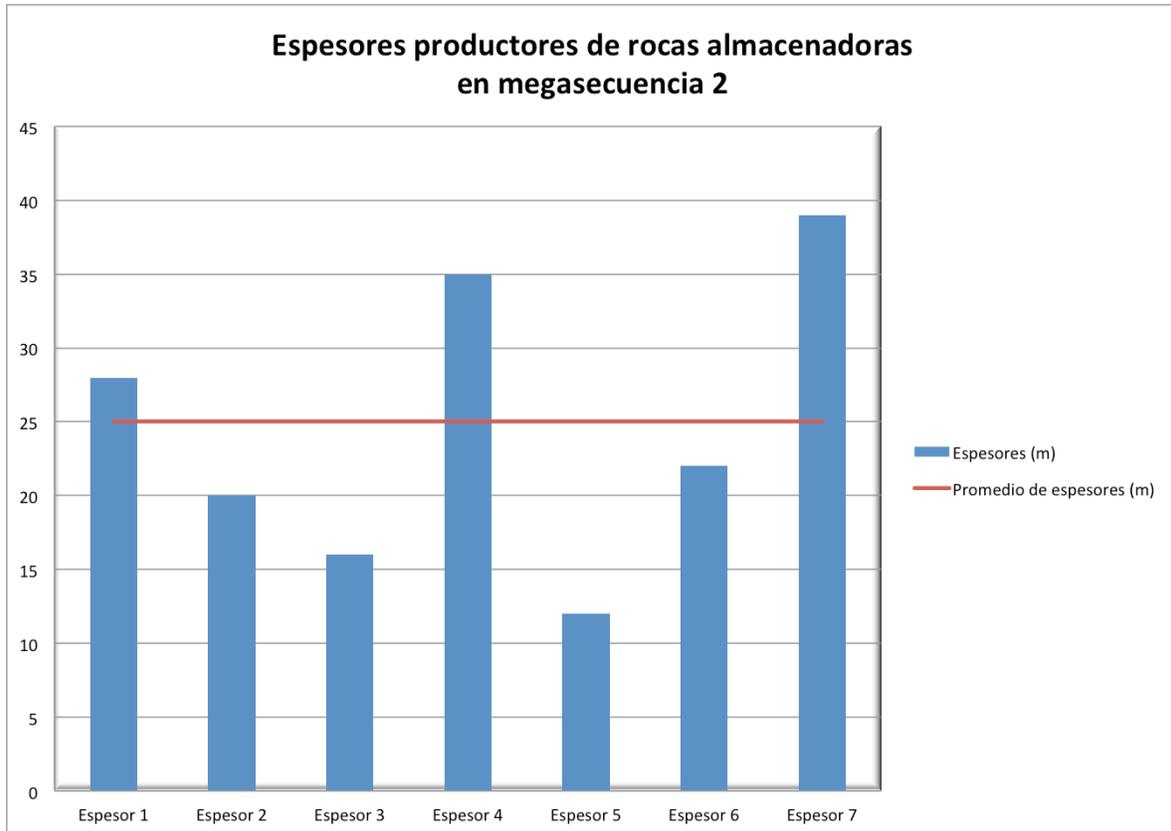


Figura 3.8. Gráfico donde se muestran los espesores en 7 pozos productores en la megasecuencia 2.

# **CAPÍTULO IV.**

## **MÉTODOS DE PERFORACIÓN.**

## IV.I. Introducción.

Con los capítulos anteriores, se ha definido de manera general el modelo estático del yacimiento, sin embargo, para lograr el desarrollo óptimo del campo es necesario considerar las opciones y estrategias técnicas de ejecución. En la figura 4.1 se muestra de forma esquemática los pasos por los cuales pasa un yacimiento para ser optimamente explotados. En primer lugar es importante la descripción del yacimiento esta descripción contempla el modelo del yacimiento, como son: si hay canales, fracturas, espesores de intervalos, etc. El segundo paso es el diseño de los pozos que serán desarrollados, en este paso se contemplan rubros como la geometría del pozo (vertical, horizontal, multilateral, etc), así como, el tipo de terminación de los mismos (sencilla, doble, con empacadura de grava, agujero descubierto, etc). El tercer punto se refiere a las instalaciones de producción que se emplearán en la explotación del yacimiento, si es necesario instalar algún Sistema Artificial de Producción y las instalaciones terrestres para la separación de los fluidos y su posterior transporte. Una vez identificada estos puntos, se tiene la capacidad de elegir la estrategia que sea mas rentable para la explotación del campo.

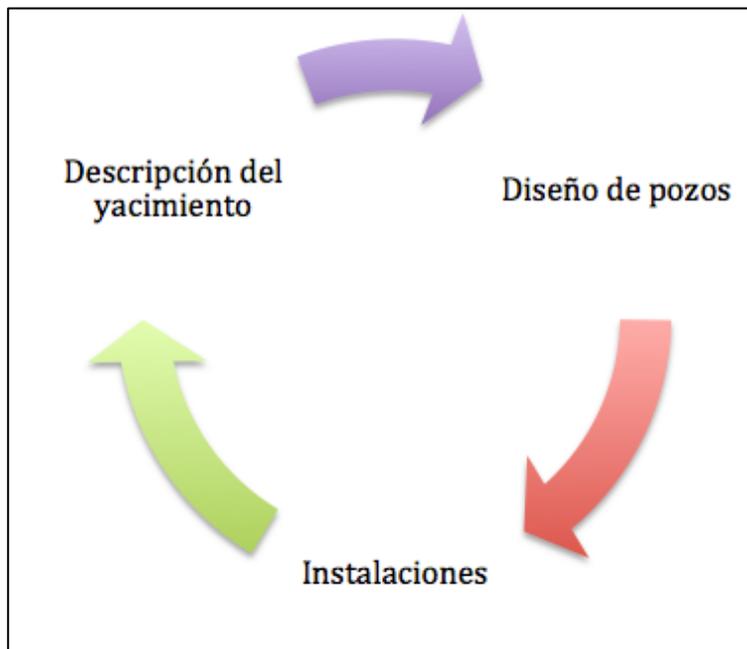


Figura 4.1. Diagrama de las variables que desempeñan un papel importante en el desarrollo de un yacimiento.

Los primeros trabajos de exploración y explotación petrolera en la región de Chicontepec, empezaron con el pozo productor Furbero-2, que fue terminado en octubre de 1907 con una profundidad de 581 metros y un gasto de 25 BPD (1 siglo de perforación en México), sin embargo, fue hasta 1972 cuando se incrementaron las actividades de explotación en la Cuenca de Chicontepec con el desarrollo de los campos Soledad Norte y Coyotes; en 1977 inicia la explotación en la región de

Tajín y Agua Fría con profundidades que van de 1,500 a 2,000 metros de profundidad.

En el periodo de 1979 a 1982 se perforaron 75 pozos con profundidades de alrededor de 2000 m y 52 días en promedio, en el periodo de 1987 a 1993 fueron perforados 99 pozos con profundidades similares al del periodo anterior, pero en un plazo de tiempo más corto (42 días). En 1991 se inicia la perforación del primer pozo horizontal en el Campo Agua Fría (Pozo Agua Fría-801-H1), cuyo objetivo era probar esta tecnología a fin de reducir los costos de producción y mejorar la recuperación de hidrocarburos. En la figura 4.2 se ejemplifica el estado mecánico de un pozo horizontal. Además de este pozo fueron perforados otros tres pozos de este tipo (Agua Fría-801-H2, Agua Fría-807-H y Agua Fría-8017-H), como parte del desarrollo tecnológico implementado en el área. Se decidió por este tipo de pozos ya que la formación Chicontepec contiene diferentes cuerpos productores aislados entre sí, los cuales tienen la posibilidad de ser comunicados con pozos con una trayectoria horizontal (Gonzales, 2011).

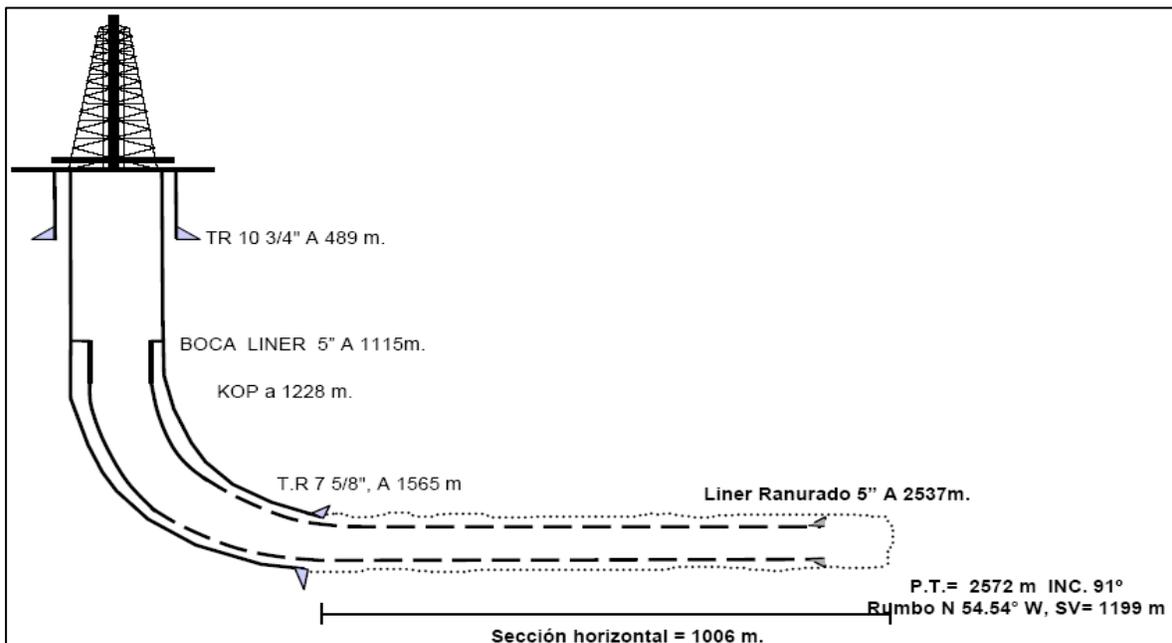


Figura 4.2. Estado mecánico de un pozo horizontal en el Campo Agua Fría (tomado de PEMEX, 2005)

Un pozo direccional es aquel cuya trayectoria describe una curva en el espacio para unir un punto desde la superficie (origen) hasta otro punto en el subsuelo llamado objetivo, para lograr la intersección con el objetivo es necesario emplear diferentes ensambles de fondo. Básicamente se tienen cuatro tipos de pozos direccionales los cuales son: tipo “S”, tipo “S” modificado, tipo “J” y doble ángulo (figura 4.3).

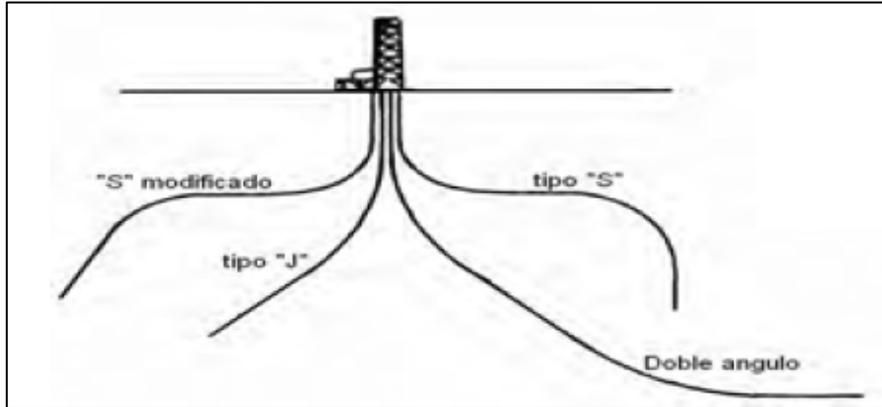


Figura 4.3. Ejemplo de los diferentes tipos de pozos direccionales (tomado de González, 2011)

Dependiendo de la estrategia de productividad, se elabora un programa de perforación de pozos ya sea de tipo “J” y/o “S”. El diseño de este tipo de pozos está justificado por la implementación de macroperas dentro de Chicontepec, puesto que estos diseños permiten alcanzar varios objetivos desde una misma localización. En la figura 4.4 se ejemplifica una macropera así como los pozos tipo “S” y “J” (Narvaez, 2011).

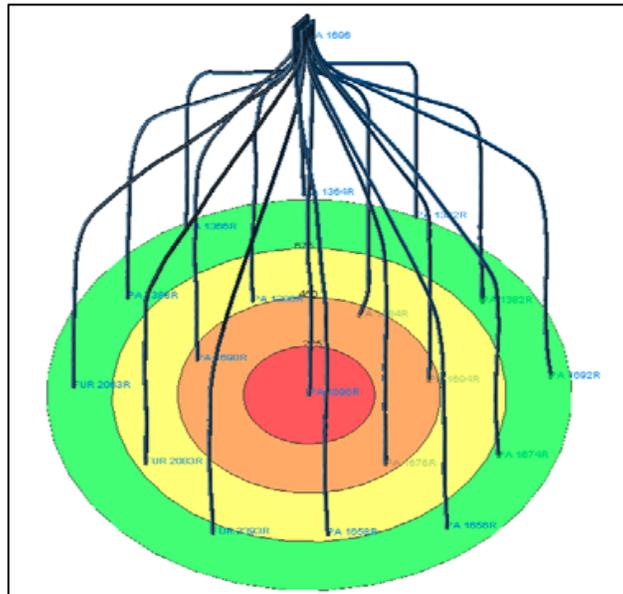


Figura 4.4. Macropera en Chicontepec con 19 pozos (tomada de Narvaez, 2011).

Los pozos de trayectoria tipo “J” (figura 4.5), son aquellos donde se comienza a construir la curva y una vez alcanzada la inclinación deseada se sostiene hasta alcanzar el objetivo, con el ángulo máximo construido. Este tipo de trayectoria contiene una curva y dos rectas tangentes a la misma, el punto donde comienza la desviación es llamado *kickoff point KOP* (punto 1), es aquí, donde se deja la vertical para construir la curva que ayudará a trasladar la trayectoria del

pozo al objetivo, esta curva se construye para suavizar el desplazamiento lateral que se necesita. El punto 2 es el término de la construcción del ángulo  $\theta$  y donde inicia la recta tangente (Correa, 2009).

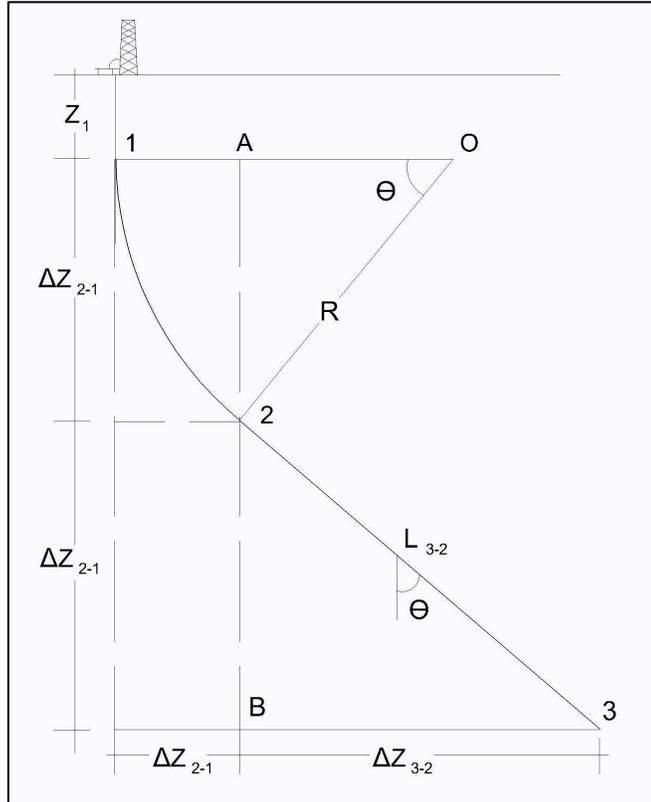


Figura 4.5. Esquema de pozo con trayectoria tipo "J" (tomado de Correa, 2009).

Los pozos de trayectoria tipo "S" (figura 4.6), se caracterizan por intersectar al objetivo de forma vertical, después de tener cierto desplazamiento horizontal. Está formado por tres rectas que son tangentes a dos secciones circulares. El primer arco (puntos 2-1) se utiliza para crear el ángulo con el que se desplaza lateralmente, posteriormente se mantiene ese ángulo mediante la recta tangente (punto 3-2), con el arco (punto 4-3) se disminuye la inclinación hasta llegar a la vertical, creando una recta (punto 5-4) para llegar al objetivo (Correa, 2009).

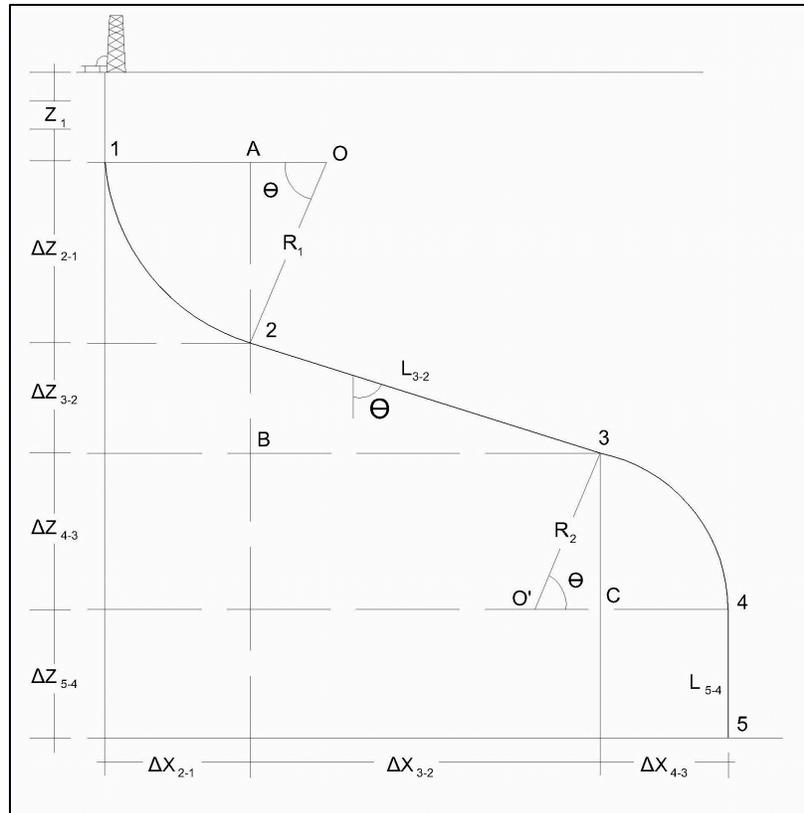


Figura 4.6. Esquema de pozo con trayectoria tipo "S" (tomado de Correa, 2009).

## IV.2. Perforación en el Campo Furbero.

Dentro del Campo Furbero las trayectorias de los pozos son de tipo "S", ya que como parte del proyecto de desarrollo tecnológico, se ha utilizado la perforación desde macroperas, mismas que permiten el desarrollo de hasta 19 pozos, dentro de una misma ubicación. En el proyecto AIATG se cuentan con 506 macroperas y 1,591 pozos perforados de las cuales 41 de ellas se encuentran en el Campo Furbero, estas producen 5,296 (BPD) de aceite y 9.86 (mmpcd) de gas (PEMEX, 2011).

Las macroperas son áreas de aproximadamente 188 x 161 m, que cuenta con: fosa séptica, caseta habitación, tanque elevado para agua, batería de mantenimiento, presas metálicas, tanque para combustible, almacenamiento de tuberías, múltiple para el control del quemador, temblorina, presa de tratamiento para el lodo, almacén, motobomba de inyección de lodo, motogeneradores eléctricos, área de tratamiento de aguas residuales, tanques de almacenamiento, líneas de descarga, torre de perforación, etc. El espaciamiento entre los pozos es de 12.5 m y deberá de contar con un cabezal de recolección, mismo que llevará la producción a los módulos de separación provisional. En la figura 4.7 se muestra físicamente una macropera en el AIATG.



Figura 4.7. Fotografía aérea de una macroopera en el AIATG. (PEMEX, 2010)

Con este esquema de perforación se han conseguido los siguientes resultados:

- Reducir el impacto ecológico dentro de la zona.
- Optimizar la infraestructura.
- Reducir los costos de operación y mantenimiento.
- Mejorar la supervisión del campo.

El objetivo general de los pozos analizados del Campo Furbero es el desarrollo de la brecha del Cretácico, así como, los desarrollos arenosos de la Formación Chicontepec, explotando simultáneamente los mejores cuerpos productores.

El programa de perforación de los pozos de desarrollo dentro del Campo Furbero contiene información como: el nombre de pozo, el objetivo, la ubicación (coordenadas geográficas, elevación del terreno, elevación de a mesa rotaria, plano de ubicación geográfica), situación estructural (descripción estructural, interpretación estructural con base en líneas sísmicas), profundidad programada, columna geológica probable (fallas, buzamientos, domos salinos, etc), información estimada del yacimiento (fluidos esperados), geopresiones y asentamiento de tuberías de revestimiento TR, estado mecánico del pozo y características de la geometría, programa de fluidos de perforación y control de sólidos, programa de barrena, diseño de sartas de perforación, programa de registros geofísicos por etapa, programa de TR, cementaciones, conexiones superficiales, tiempos de perforación programados, entre otros. El tiempo aproximado para la perforación de un pozo es de 19 días. En la figura 4.8 se muestra una figura donde se muestra la



Estado:	Veracruz	Municipio:	Papantla
Tipo de Pozo:	Terrestre Direccional		
Altura del terreno sobre el nivel del mar (m)	140		
Altura de la mesa rotaria sobre el terreno (m)	4.67		

Tabla 4.1. Información acerca de la ubicación, tipo de pozo y elevación del pozo.

- **Columna geológica.** En la tabla 4.2 se muestra la información acerca de la posible columna geológica que se perforará, así como, los espesores y las litologías. Esta información es con base en los datos obtenidos en la perforación de otros pozos.

Formación	Profundidad Vertical (m.v.b.n.m.)	Profundidad Vertical (m.v.b.n.r.)	Profundidad Desarrollada (m.v.b.n.r.)	Espesor (m.d.)	Litología
E.S. Chapopote/Tantoyuca	Aflora	Aflora	Aflora	277	Areniscas/lutitas
Em. Guayabal	-132	277	277	893	Lutitas
E.I. Discordancia C (Cima de objetivos)	-1,025	1,170	1,191	350	Areniscas/lutitas
E.I. Discordancia B	-1375	1,520	1,541	450	Areniscas/lutitas
E.I. Discordancia A Base Chicontepec Canal	-1,825	1,970	1,991	100	Brechas
Brecha	-1,925	2,070	2,091	345	Brechas
Profundidad Total	-1,600	2,415	2,436		

Tabla 4.2. Tabla con información acerca de la columna geológica esperada para la perforación

- **Profundidad total programada.** En la tabla 4.3 se muestra la información acerca de la profundidad total del pozo que se perforará.

	Profundidad Vertical (m.v.b.n.m.)	Profundidad Vertical (m.v.b.n.r.)	Profundidad Desarrollada (m.v.b.n.r.)
Profundidad total programada	-2,270.00	2,415.00	2,436.00

Tabla 4.3. Información acerca de la profundidad total del pozo

- **Profundidad de los objetivos.** Tabla 4.4 se muestra la información sobre los objetivos, como la profundidad vertical, la profundidad desarrollada, el desplazamiento horizontal y los grados de azimuth del pozo.

Objetivo	Profundidad Vertical (m.v.b.n.m.)	Profundidad Vertical (m.v.b.n.r.)	Profundidad Desarrollada (m.v.b.n.r.)	Desplazamiento (m)	Azimuth (°)
Ei. Chicontepec C.	-1,025.00	1,170.00	1,191.00	168	159.59
Brecha	-1,925.00	2,070.00	2,091.00	168	159.59

Tabla 4.4. Información sobre la profundidad y desplazamiento de los objetivos propuestos para el pozo.

- No se contempla ningún registro continuo de hidrocarburo, ninguna toma de muestra y ninguna prueba a la formación .
- **Geopresiones y asentamiento de la TR.** En la figura 4.9 se muestra el perfil de geopresiones y asentamientos de TR basados en la información Sísmica de pozos. En esta figura se muestra la presión de poro y el gradiente de fractura, estos elementos son importantes para un adecuado asentamiento de la TR para minimizar a la formación, muestra la presión mínima para controlar los fluidos dentro de la formación y la presión mínima a la cual es posible fracturar la misma.

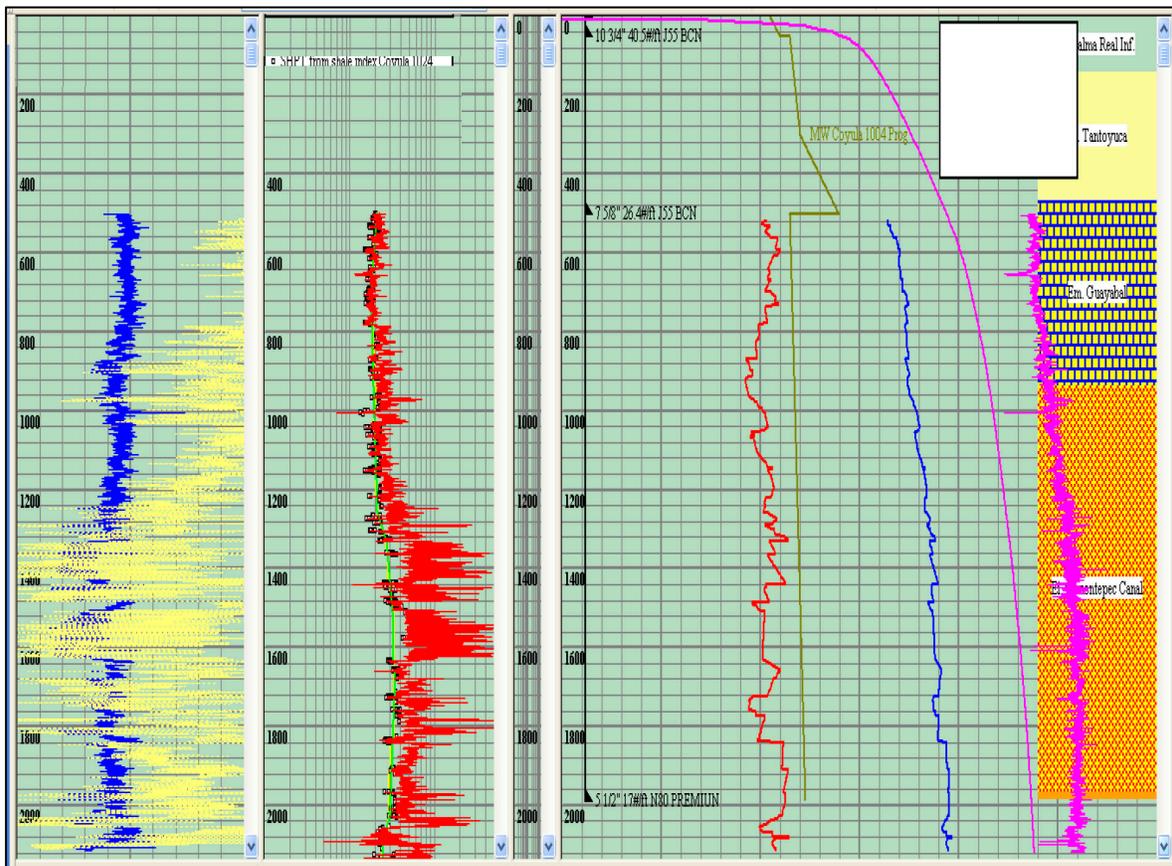


Figura 4.9. Perfil de geopresiones y asentamientos de TR.

- **Estado mecánico programado y características de la geometría del pozo.** En la figura 4.10 se muestra el estado mecánico propuesto para la construcción del pozo, así como, la ventana operacional con la presión de poro y el gradiente de fractura, además se observa la propuesta de la densidad de los fluidos de perforación en cada etapa.

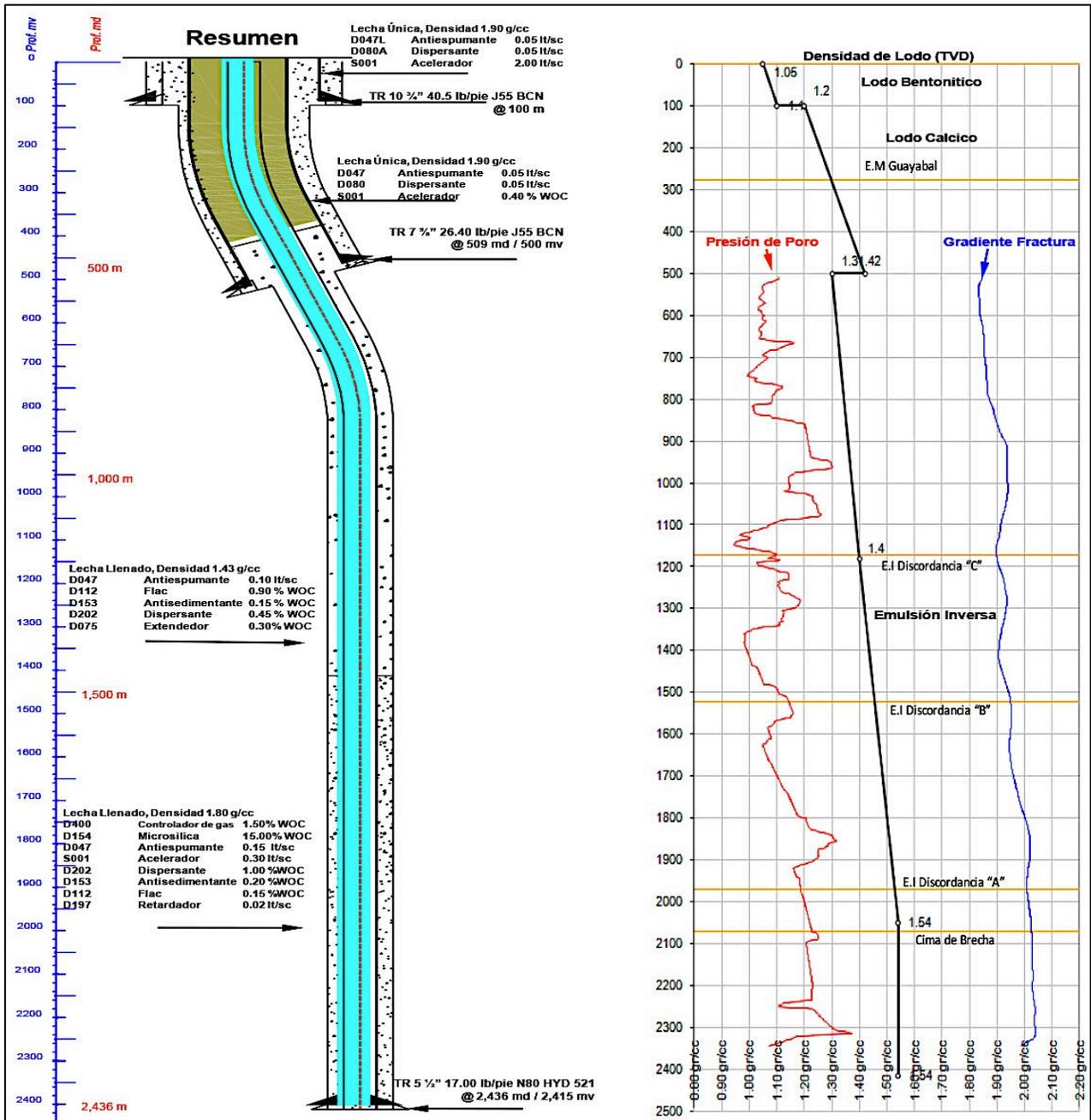


Figura 4.10. Estado mecánico propuesto y ventana operacional del pozo Guie.

El pozo se perforó en tres etapas, en la primera se utilizó un diámetro de barrena de 14 3/4" desde la superficie hasta 100 m, donde fue asentada una tubería de revestimiento de 10 3/4" de diámetro y su objetivo fue proteger los mantos acuíferos superficiales; la segunda etapa fue perforada con una barrena de 9 1/2" de diámetro desde los 100 m hasta los 500 m, con una TR de 7 5/8" de diámetro y su objetivo fue cubrir las superficies débiles; la tercera etapa se perforó con una barrena de 6 3/4 " de diámetro de los 500 m hasta los 2,415m contó con una TR de 5 1/2" de diámetro y sirvió para revestir la tubería de producción. Los fluidos de perforación programados para las diferentes etapas son: en la primera, fluido tipo cálcico con una densidad de 1.05-1.10 (gr/cm<sup>3</sup>), en la segunda fluido cálcico de densidad 1.20-1.42 (gr/cm<sup>3</sup>) y en la última etapa una emulsión inversa con densidad de 1.30-1.54 (gr/cm<sup>3</sup>). Estos fluidos fueron compatibles con la formación para evitar en lo posible un daño.

- **Riesgos potenciales durante la perforación:** Con base en la perforación de otros pozos durante el desarrollo del campo, se han logrado identificar los siguientes problemas durante la construcción y su posible solución. Durante la primera etapa se reportan pérdidas de circulación e hinchamiento de las arcillas por lo que se recomienda iniciar la perforación con parámetros controlados y bajo gasto. En la fase intermedia se reporta hinchamiento de arcillas, alto volumen de recortes, pérdidas de circulación y problemas en la toma de registros eléctricos, las alternativas para solucionar dichos problemas son mantener las propiedades del lodo cálcico inhibido, maximizar la limpieza del agujero cuidando el gradiente de fractura y utilizar baches con material anti pérdida. En la tercera y última etapa, al perforar dentro de las brechas calcáreas del Cretácico, se contempla gasificaciones y pérdida de circulación debido a las micro fracturas, por este motivo se recomienda, mantener la densidad del lodo de perforación según el programa, mantener la tubería de perforación en movimiento la mayor parte del tiempo y realizar viajes de calibración cuando sea necesario.
- **Toma de registros geofísicos.** Durante la perforación del pozo es importante la recolección de datos que permitan el óptimo desarrollo del mismo, por lo que, se programan registros por etapas. En la segunda etapa se contemplan registros de doble inducción con rayos gamma, sónico de porosidad integrado y registro de desviaciones. En la tercera etapa se tomarán registros de resistividad de alta resolución, rayos gamma, litodensidad, sónico de porosidad, neutrón compensado y de desviaciones, además de un sónico de cementación para garantizar la calidad del proceso de cementación. En la figura 4.11 se muestra la toma de los registros dentro del pozo, solamente se muestra la zona donde se encuentra el objetivo en las brechas calcáreas.

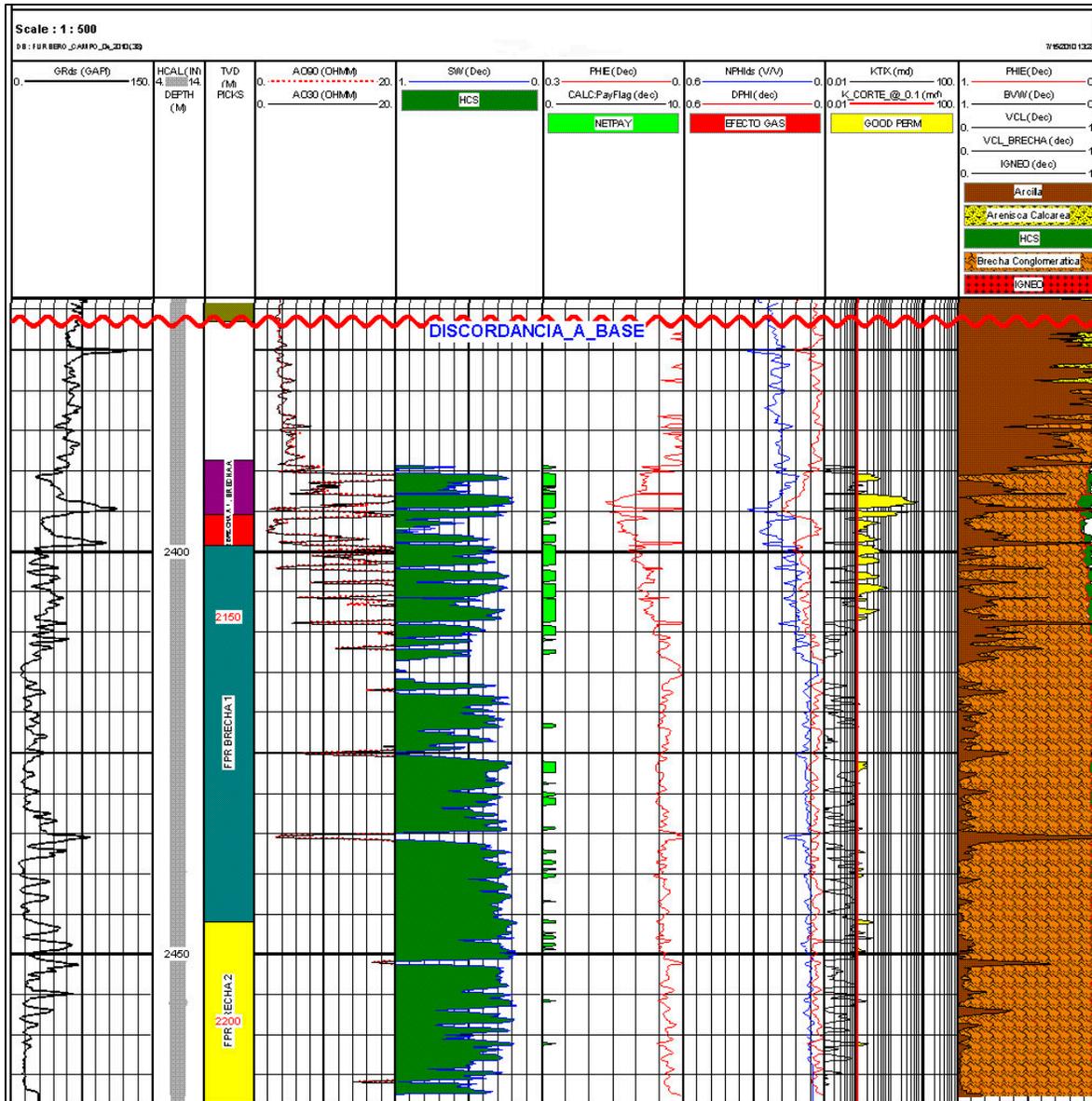


Figura 4.11. Registros geofísicos del pozo Guie.

- Diseño de sargas de perforación.** El diseño de las sargas de perforación es un factor importante para el desarrollo del pozo, por lo que durante las diferentes etapas, se programaron distintos ensambles de estas para optimizar este proceso. En la primera etapa la sarga consiste en una barrena tricónica de 14 ¾" de diámetro, un porta barrena doble caja, drill collar de 6 ½", estabilizador de 6 ½"; el peso disponible es de 6.69 toneladas y el margen de jalón de 266 toneladas. En la segunda etapa se utilizó una barrena PDC de 6 ¾" de diámetro, un motor de fondo de 4 ¾", un estabilizador de 4 ¾", un colgador MWD de 4 ¾", lastrabarrena MWD 4 ¾", lastrabarrena 4 ¾", 13 drill collar de 4 ¾", un martillo hidráulico de 4 ¾", un drill collar espiral de 4 ¾", para resistir un margen de jalón de 101 toneladas y el peso disponible es de

9.44 toneladas. El diseño de la tercera etapa es una barrena PCD DE 6  $\frac{3}{4}$ ", motor de fondo de 4  $\frac{3}{4}$ ", estabilizador de 4  $\frac{3}{4}$ " x 6  $\frac{5}{8}$ ", colgador MWD de 4  $\frac{3}{4}$ ", 13 drill collar espiral 4  $\frac{3}{4}$ ", martillo hidráulico 4  $\frac{3}{4}$ ", 16 HWDP de 4", con un margen de jalón de 72 toneladas y un peso disponible es de 7.19 toneladas.

### **IV.3. Fracturamiento en el Campo Furbero.**

El propósito de realizar un fracturamiento a la formación es incrementar las condiciones de flujo hacia el pozo, mediante la apertura de canales de flujo generados por una presión litoestática capaz de vencer la resistencia de la roca, para posteriormente colocar un apuntalante o un activo ácido, con la finalidad de conservar abierta la fractura inducida.

En la mayoría de los pozos del Campo se ha realizado un fracturamiento hidráulico convencional, para estimular el pozo y que empiece a producir, esto principalmente por la baja permeabilidad de los horizontes productores. El diseño de la fractura está sustentado bajo la información del yacimiento recopilada (porosidad, permeabilidad, compuestos de la roca, existencia de fracturas naturales, etc.), registros geofísicos, correlación con otros pozos, etc.

En el pozo Guie, se realizó un trabajo de fracturamiento hidráulico con las siguientes características. En la figura 4.12 se muestra la geometría de la fractura inducida en este pozo. Los valores calculados después de este procedimiento reflejan una mejora en las propiedades petrofísicas de permeabilidad y porosidad, lo que permite un mayor flujo de hidrocarburos. En esta intervención reportan una mejora en el valor de porosidad incrementándose de un 7% a un 15%, el valor de permeabilidad fue de 0.30 mD, la longitud de la fractura creada fue de 204 m, la longitud de la fractura apuntalada fue 190 m, la altura creada de la fractura fue de 97 m, y la altura apuntalada de 91 m.

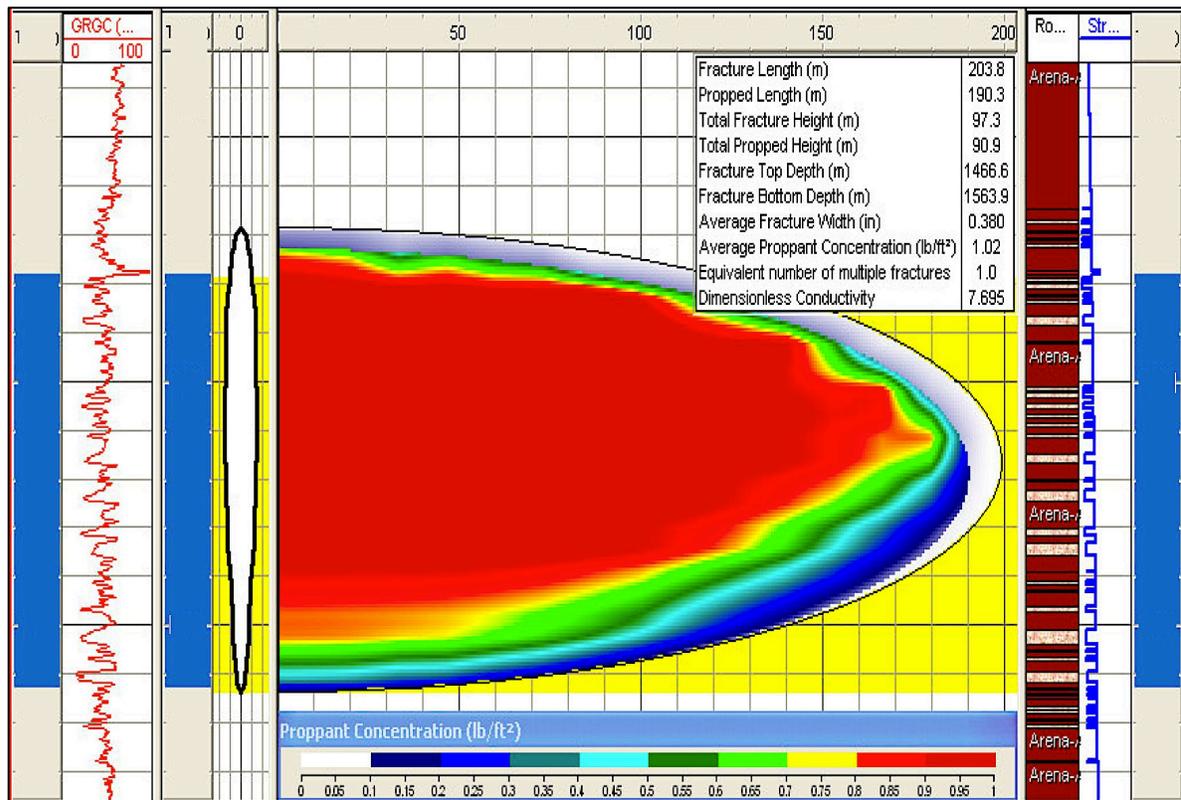


Figura 4.12. Geometría y valores de la fractura del pozo Guie.

#### IV.4. Productividad de los pozos dentro del Campo Furbero.

Derivado del análisis de los registros geofísicos y comparándolos con los datos de producción inicial de los pozos de tres macroperas estudiadas, las cuales llamaremos A, B y C respectivamente, fueron seleccionadas por contener la mayor cantidad de información para el desarrollo de este estudio. Es posible asegurar que la mayor producción de Furbero, no proviene de la Formación Chicontepec, sino del paquete limitado por la Base del Terciario y la Base de las Brechas calcáreas (Formación Tamabra).

En la figura 4.13 corresponde a la comparación de los registros geofísicos de rayos gama y resistividad, con los intervalos productores y el gasto reportado en cada intervalo. En esta macropera, solamente dos pozos registraron producción dentro de la Formación Chicontepec, con gastos por debajo de los 40 barriles por día (BPD), los restantes seis reportaron producciones entre 15 y 588 BPD. En la tabla 4.5 se muestra los intervalos productores y los gastos iniciales de los pozos estudiados dentro de la macropera A.

Macropera A		
Pozo	Intervalo	Qoi
Pozo 1	2378-2390	106
	2426-2450	266
Pozo 2	x	x
Pozo 3	2287-2305	15
	2345-2359	32
Pozo 4	2317-2337	251
Pozo 5	2401-2411	x
Pozo 6	2270-2295	x
Pozo 7	2226-2270	x
Pozo 8	2330-2347	34
	2364-2380	0

Macropera A		
Pozo	Intervalo	Qoi
Pozo 9	2285-2310	24
Pozo 10	2287-2389	40
	2134-2159	30
Pozo 11	2181-2195	25
	2364-2394	588
Pozo 12	2227-2250	46
	2271-2295	0
Pozo 13	x	x
Pozo 14	2327-2350	149
Pozo 15	2450-2471	94

Tabla 4.5. Información acerca de los intervalos productores y gastos iniciales de los pozos analizados en la Macropera A.

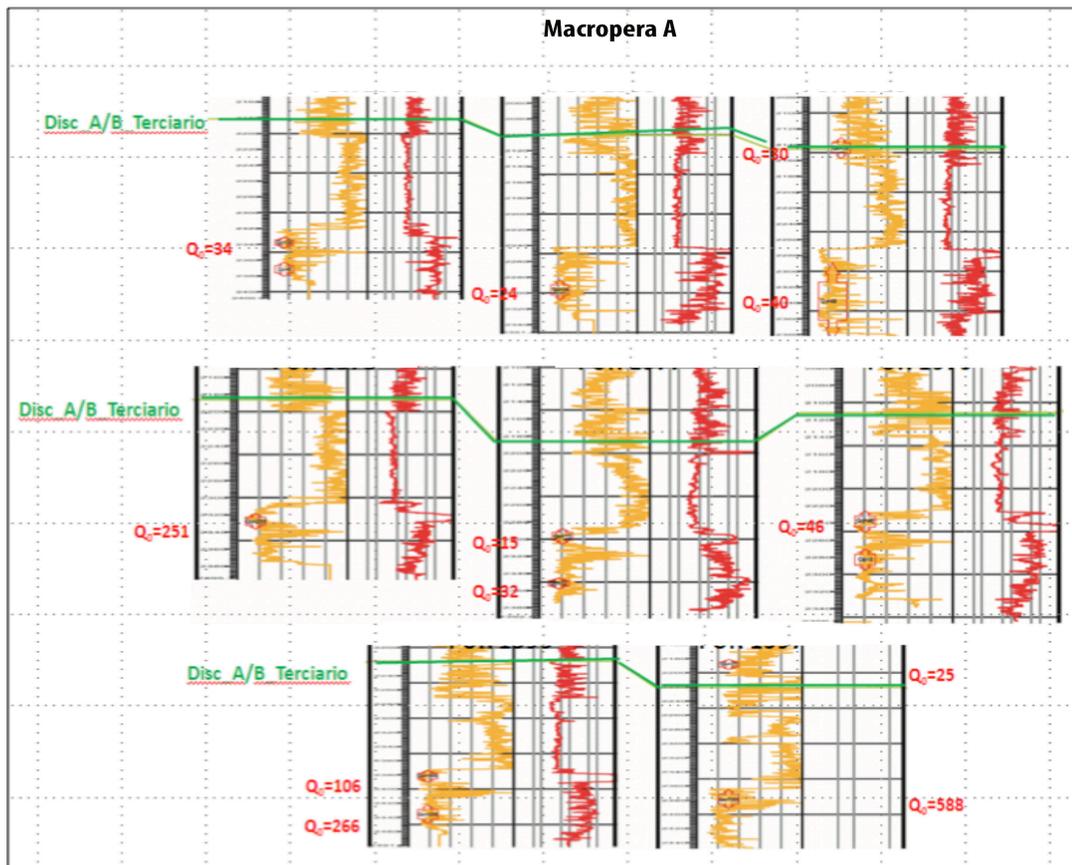


Figura 4.13. Registro rayos gamma y resistividad donde se indica los intervalos productores en los pozos de la Macropera A (CNH-UNAM,2012).

En la figura 4.14 se muestra el resultado del análisis de los registros de rayos gamma y resistividad, superponiendo los intervalos productores en la macropera B. Al igual que en la macropera A la producción proviene principalmente del paquete limitado por la Base del Terciario y la Base de las Brechas calcáreas. La producción dentro de las brechas arroja valores que varían de 49 a 356 BPD, mientras que los pozos que produjeron en el paquete limitado por la discordancia A y B, fueron de 50 a 130 BPD. En la tabla 4.6. se muestra la información utilizada para el análisis de la macropera B, donde se incluye información acerca de los intervalos productores y el gasto inicial.

Macropera B		
Pozo	Intervalo	Qoi
Pozo 1	2205-2239	184
Pozo 2	2178-2230	62
Pozo 3	2330-2375	99
	2390-2420	0
Pozo 4	x	x
Pozo 5	2194-2217	235
	2314-2348	101
	2396-2405	11
	2425-2445	0

Macropera B		
Pozo	Intervalo	Qoi
Pozo 5	x	x
Pozo 6	x	x
Pozo 7	x	x
Pozo 9	2534-2558	130
Pozo 10	2319-2367	24
Pozo 11	2280-2309	194
	2535-2549	3
	2566-2593	21
Pozo 12	x	x

Tabla 4.6. Información acerca de los intervalos productores y gastos iniciales de los pozos analizados en la Macropera B.

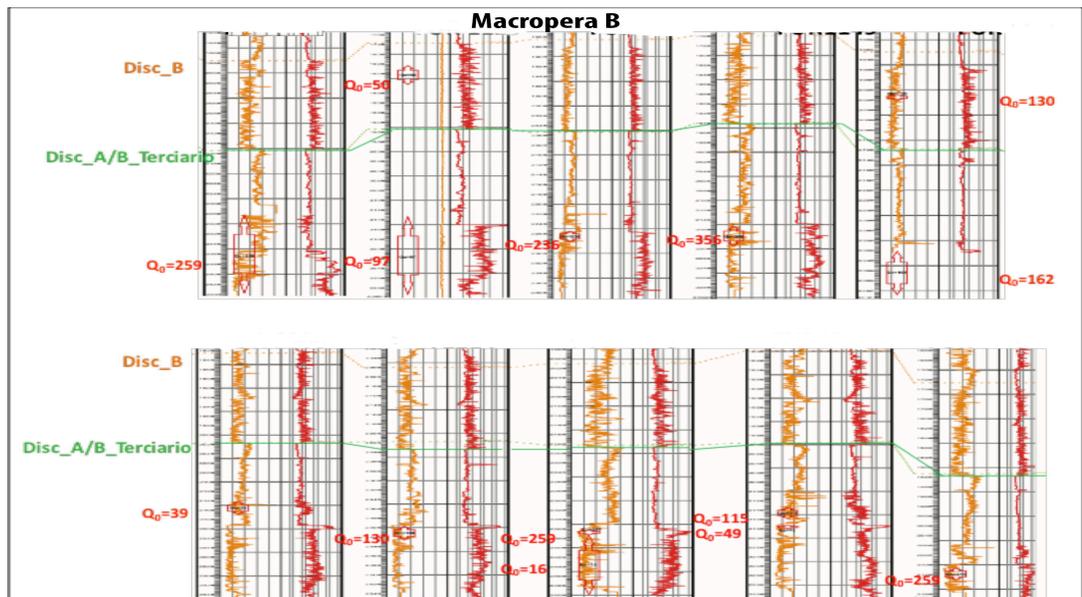


Figura 4.14. Registro rayos gamma y resistividad donde se indica los intervalos productores en los pozos de la Macropera B (CNH-UNAM,2012).

Los registros de rayos gamma y resistividad de la macropera C, se pueden apreciar en la figura 4.15 Como en los casos anteriores se analizaron los registros de producción de los pozos y la profundidad de los intervalos productores. Al igual que en las dos anteriores macroperas, la producción proviene mayormente de las brechas, sin embargo, la producción en esta zona es menor que las dos antes estudiadas, reportando gastos de producción de 11 a 184 BPD, mientras que los pozos probados dentro del Grupo Chicontepec, tuvieron mejor respuesta con valores de 101 y 235 BPD. En la tabla 4.7 se muestra los intervalos productores y los gastos iniciales analizados en la macropera C.

Macropera C		
Pozo	Intervalo	Qoi
Pozo 1	x	x
Pozo 2	2282-2442	259
Pozo 3	1823-1862	50
	2155-2173 2173-2297	97
Pozo 4	2257-2275	236
Pozo 5	2152-2296	356
Pozo 6	2010-2020	130
	2321-2409	162
Pozo 7	x	x

Macropera C		
Pozo	Intervalo	Qoi
Pozo 8	2142-2170	39
Pozo 9	2395-2427	130
Pozo 10	2363-2373	259
	2376-2501	16
Pozo 11	2135-2159	115
	2172-2180	49
Pozo 12	2107-2132	259
Pozo 13	1997-2008	96
	2297-2320	227

Tabla 4.7. Información acerca de los intervalos productores y gastos iniciales de los pozos analizados en la Macropera C.

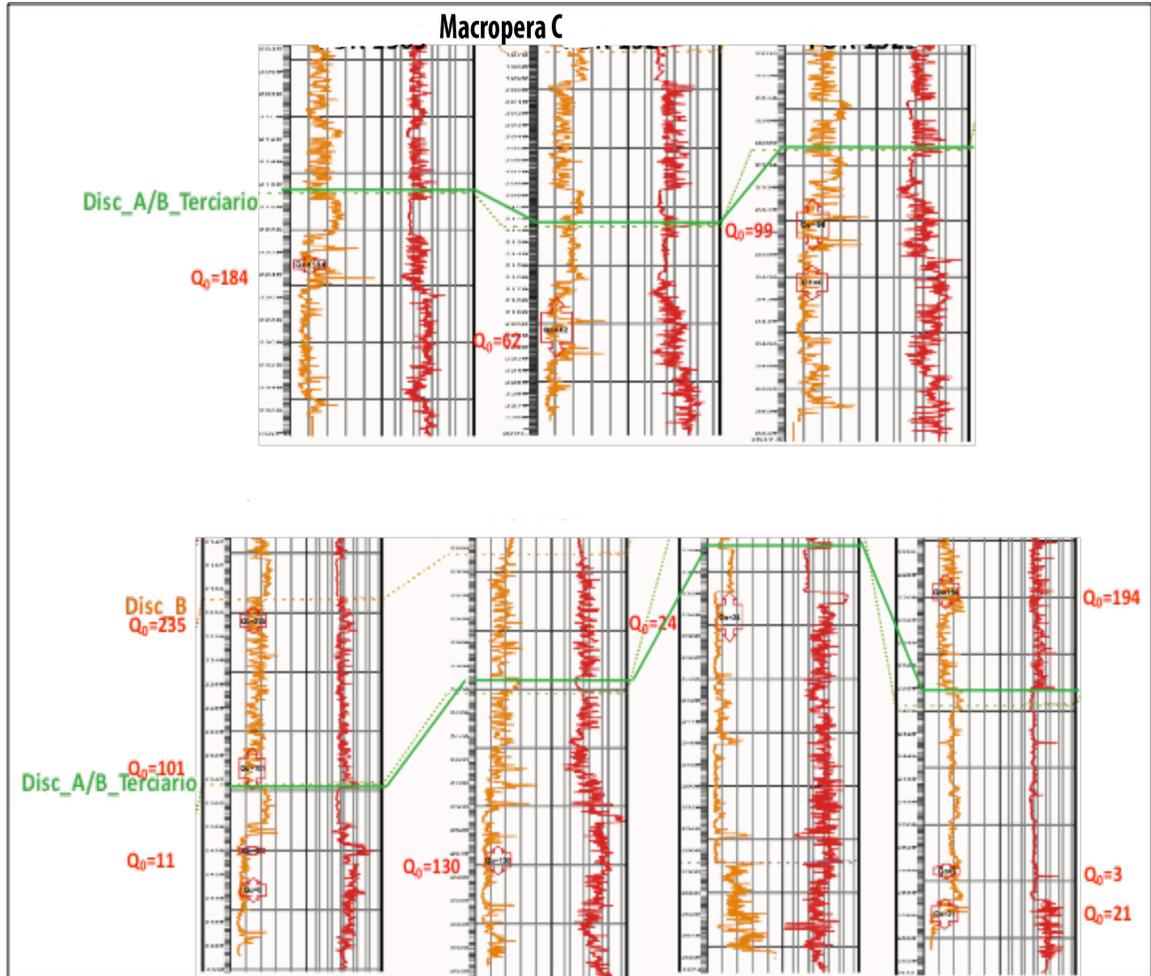


Figura 4.15. Registro rayos gamma y resistividad donde se indica los intervalos productores en los pozos de la Macropera C (CNH-UNAM,2012).

La producción principal del Campo Furbero proviene de las Brechas Calcáreas del Cretácico. El porcentaje de éxito en los pozos de desarrollo en las Brechas es cercano al 100%, con producciones iniciales que varían desde los 11 hasta 588 barriles por día, con un promedio de 150 BPD. Las condiciones geológicas y petrofísicas que determinaron los valores de producción varían de manera lateral en el Campo.

**CAPÍTULO V.**  
**DESARROLLO DEL CAMPO.**

Durante el capítulo IV se expusieron los métodos de perforación empleados en el desarrollo de Furbero. En este capítulo se describirán las estrategias de explotación que juegan un papel importante en el desarrollo del campo.

### **V.1. Modelo Petrofísico.**

Para el análisis petrofísico dentro del Campo se utilizó la información de registros petrofísicos de 20 pozos, lo cuales incluían: rayos gamma naturales (GR), resistividad profunda (Rd), resistividad somera (Rs), densidad (RHOB) y/o porosidad densidad (DPHI), porosidad neutrón (NPHI) y alentamiento o tiempo de tránsito (DT). Además se revisó la información disponible en aquellos pozos que contaban con núcleos, mismos que contaban con láminas delgadas e imágenes de microscopio electrónico de escaneo.

En el Campo Furbero con la ayuda de los registros de neutrón y densidad se han identificado seis electrofacies, las cuales se expondrán a continuación (figura 5.1):

- 1) En la parte superior (por encima de la discordancia C) se encuentra una facie muy arcillosa, correspondiente a formaciones que sobreyacen al Grupo Chicontepec.
- 2) Se encuentra entre las discordancias C y B, presenta laminaciones de lutitas y areniscas, correspondientes a la parte más distal de los lóbulos.
- 3) La siguiente facie está entre las discordancias A y B, así como, entre la discordancia A y la Base del Terciario, se caracterizan por constituirse capas delgadas y contener una mayor cantidad de arenisca (litoarenita) que de lutita, esta facies corresponde a los frentes lobulares de los abanicos.
- 4) Existe otra electrofacie con espesores mayores de areniscas (litarenitas y calcarenitas, de grano medio a fino) y en algunos casos bloques de calizas correspondientes a la parte lobular.
- 5) Se identificó otra facie con mayores espesores de areniscas, de grano medio a grueso, con un espesor de hasta 2 metros, esta corresponde a canales, sobre todo en la base del Terciario; misma que es muy irregular al interpretarlo en las secciones sísmicas.
- 6) La correspondiente con la Brecha Calcárea Cretácica que corta los pozos en el fondo.

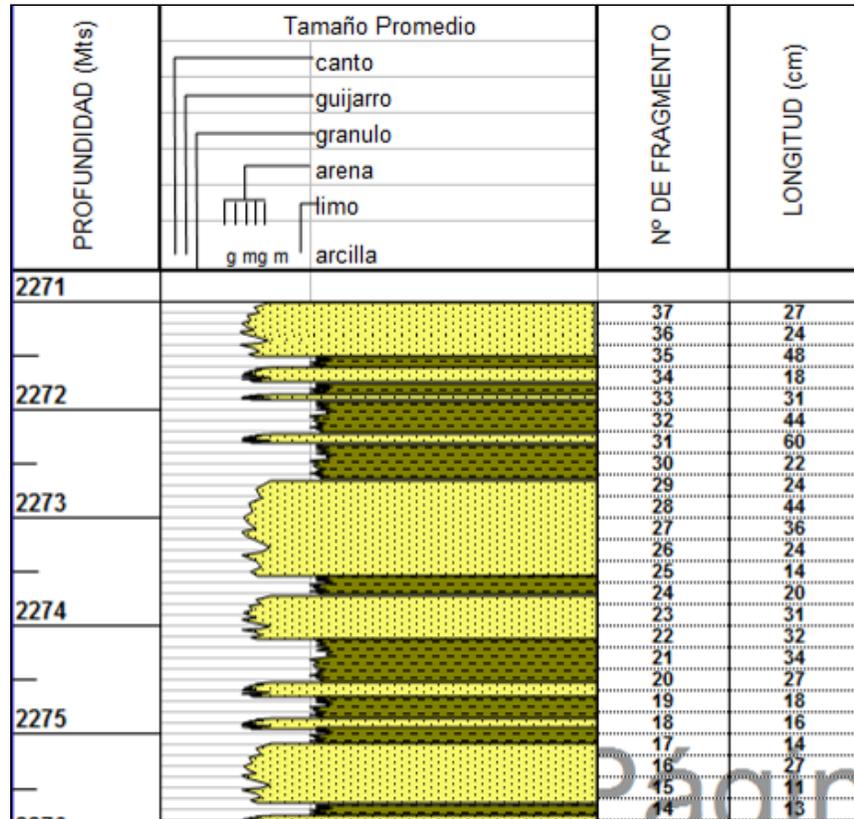


Figura 5.1. Ejemplo de las facies encontradas en un pozo del Campo dependiendo de los granos de los intervalos productores (CNH-UNAM, 2012).

No se encuentra alguna continuidad entre los intervalos productores, por lo que los cuerpos con mayor porosidad efectiva se encuentran en forma de bloques aislados, por lo que es necesario el fracturamiento hidráulico de las formaciones para aumentar la conectividad de los fluidos.

Al reinterpretar los datos de algunos pozos se encontró que estos se ajustaban al modelo Doble Agua, obteniendo una porosidad total menor (de al menos 10%) que los datos con los que cuenta PEMEX. Esta información se valida al analizar las láminas delgadas obtenidas de los núcleos, éstas indican escasa porosidad primaria intergranular asociada a la disolución de cemento calcáreo, microcanales de disolución en las superficies de depósito de los granos y microfracturas. El cálculo de la porosidad efectiva y saturación de agua fueron calculadas a partir de las ecuaciones de Archie. Para el cálculo de permeabilidad fue empleado con base en el registro de resonancia magnética nuclear y el análisis de núcleos, arrojando valores menores a 1 mD para los intervalos productores.

En general se han encontrado los siguientes minerales, los cuales son enlistados dependiendo del mayor porcentaje que representan. En la tabla 5.1 se

muestran los valores tanto de los minerales presentes como de la cantidad de arcilla, además en la figura 5.2 y 5.3, se grafican los valores de los mismos:

Minerales	Media (%)	Arcilla Total	Media (%)
Calcita	40.44	Ilita	3.86
Cuarzo	32.34	Caolinita	1.76
Arcilla	10.56	Clorita	2.02
Plagioclasa	9.88	<b>Total</b>	7.6
Dolomita	4.48		
Ankerita	0.64		
Feldespatos	0.78		
Pirita	0.74		
<b>Total</b>	99.86		

Tabla 5.1. Porcentajes de minerales encontrados en núcleos del Campo Furbero (CNH-UNAM, 2012)

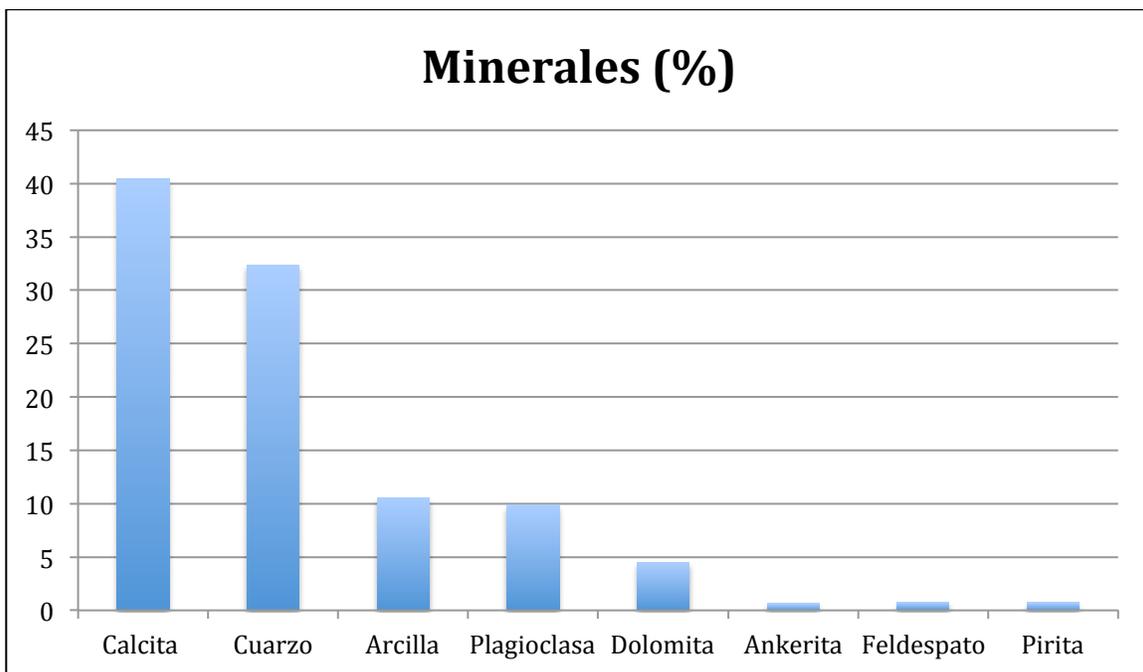


Figura 5.2. Porcentaje de minerales encontrados en núcleos de Campo Furbero (CNH-UNA M, 2012).

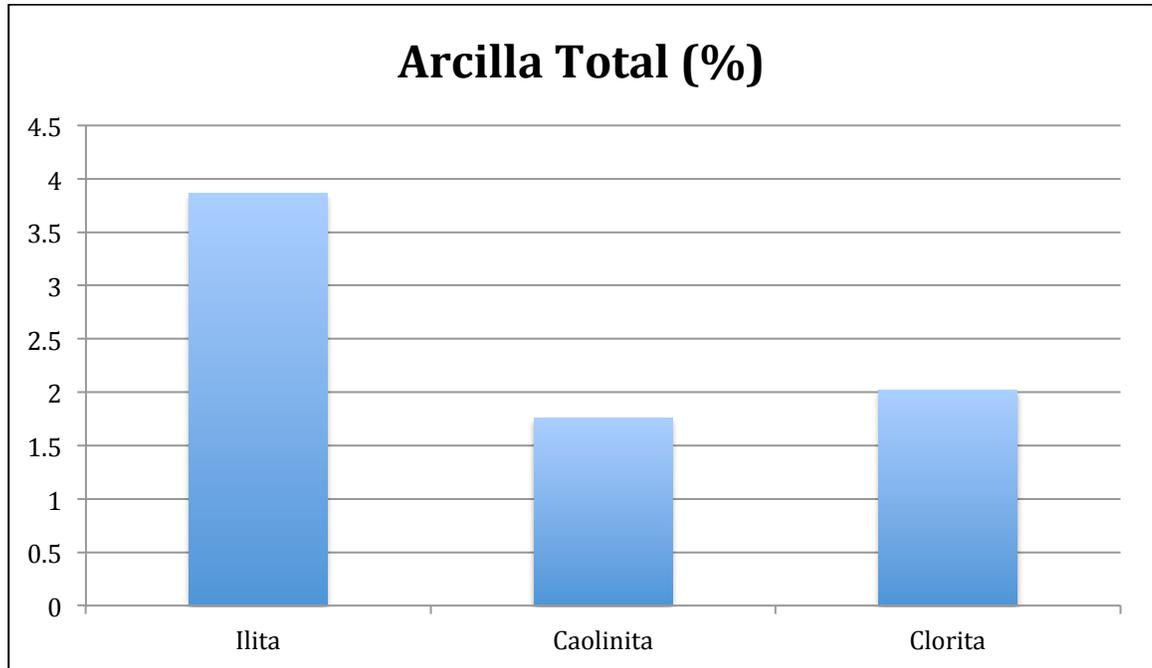


Figura 5.3. Porcentaje de arcillas encontrados en núcleos de Campo Furbero (CNH-UNAM, 2012).

El volumen de arcilla está sobreestimado, esto por considerar el cuarzo como un solo mineral principal, debemos recordar que existe en abundancia calcita, además, en el estudio de núcleos con espectroscopía de rayos gamma, se muestra la presencia de Uranio y debe ser restada a los rayos gamma totales antes de calcular el volumen de arcilla; se estima que en promedio al ser corregido deberá de reducir hasta en un 10%. Al calcular el valor de porosidad efectiva utilizando un modelo que considera dos minerales (cuarzo y calcita), el valor encontrado es menor al que propone PEMEX; así mismo, al incluir otro mineral en el cálculo de la saturación de agua ( $S_w$ ) incrementa su valor.

## V.2. Ingeniería de yacimientos.

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

A continuación se muestra el análisis realizado a un pozo del campo con el fin de realizar una caracterización del mismo, el objetivo fue la validación de la capacidad de flujo ( $kh$ ), la presión del yacimiento y el radio de drene. Para realizar el análisis se estudiaron los registros de presión del pozo y el historial de producción del mismo.

El pozo estudiado es el Guie 2, en la figura 5.4, se observa como la presión del pozo ( $P_w=2600$  psi) en mayo de 2010 se encuentra por arriba de la  $P_b=2441$  (psi), sin embargo, a principios de 2011 la  $P_w=2100$  psi, con lo que el gas es liberado del aceite, para abril de 2012 la  $P_w=2400$  psi, lo que sugiere que se instaló en el pozo algún sistema artificial de producción.

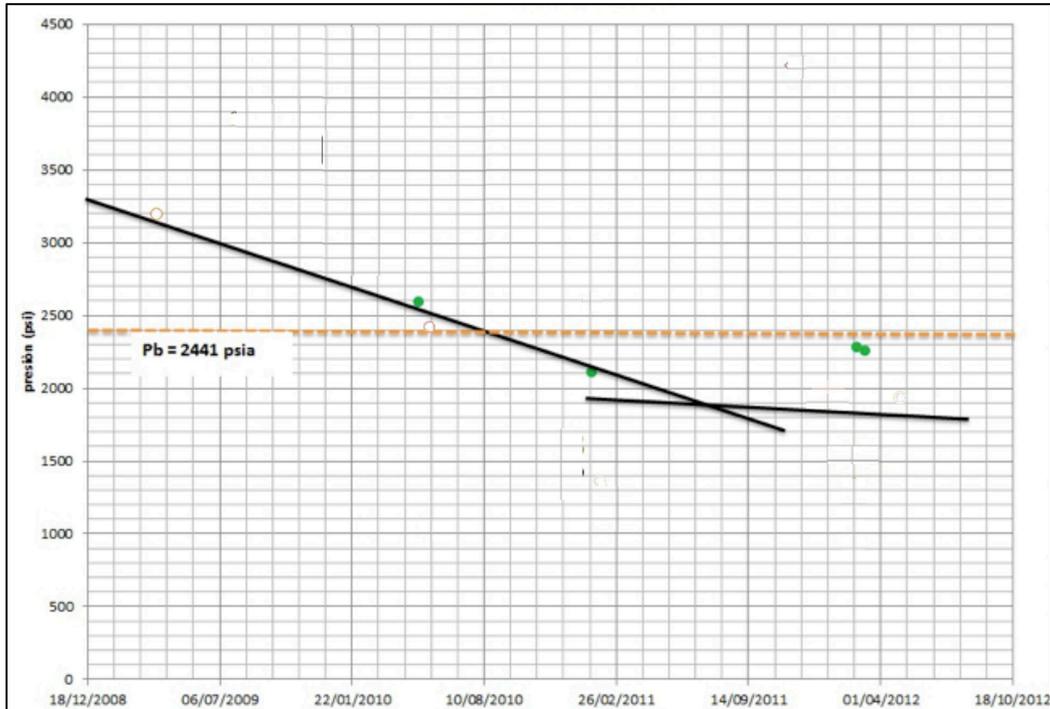


Figura 5.4. Presiones de fondo del pozo Guie 2 (CNH-UNAM, 2012).

Este pozo cuenta con una prueba de presión realizada en 2008, fue cerrado durante cuatro días, el intervalo a evaluar es de 2340-2370 m, se tomó registro de la presión de fondo antes de realizar el fracturamiento hidráulico y uno después de realizar la operación. En la figura 5.5, se muestra el comportamiento del pozo antes de realizar la fractura. Los valores empleados para este análisis los datos de permeabilidad y de daño a la formación fueron  $k=0.75$  mD y  $s=-2.4$ . En la figura se aprecia una pendiente de  $\frac{1}{2}$  lo que hace referencia a un modelo de “fractura vertical de conductividad finita” y un flujo lineal, sin embargo, en el análisis realizado lo consideran “radial compuesto” esto dificulta y un flujo radial, por lo que no es posible calcular el ala de la fractura ( $x_f$ ).

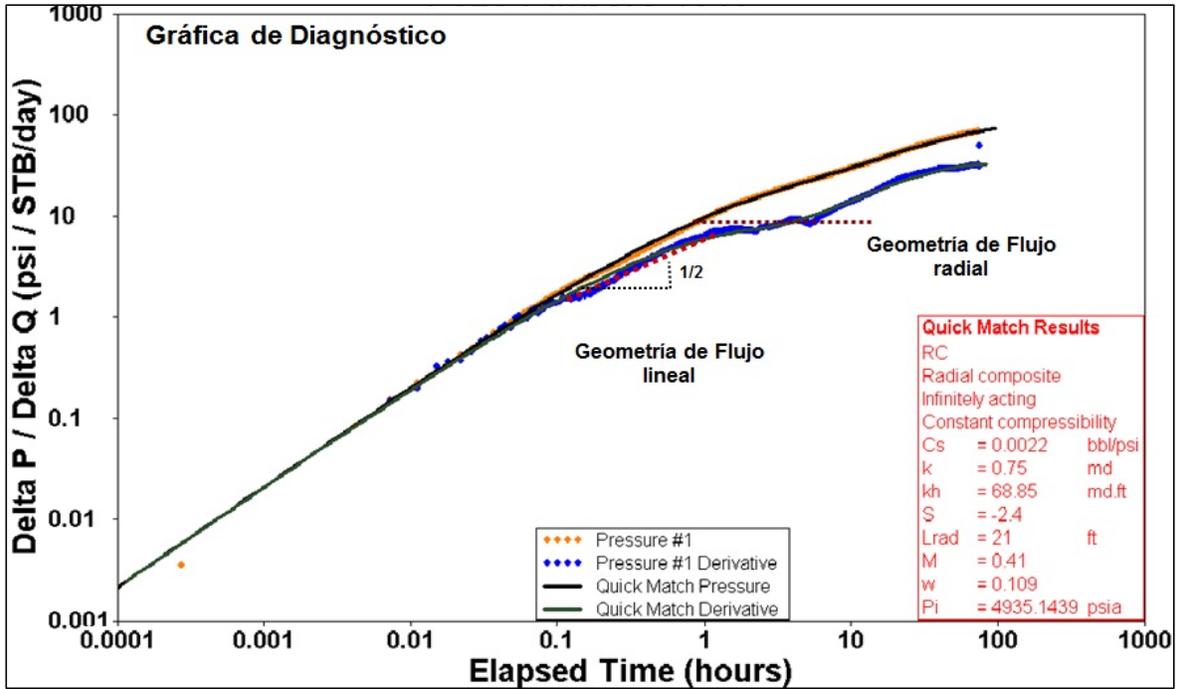


Figura 5.5. Prueba pre-frac del pozo Guie 2, donde se muestra el comportamiento del pozo y los valores de las propiedades utilizadas para el análisis (CNH-UNAM, 2012).

En este pozo fue realizada una prueba pos-frac, el comportamiento del pozo se muestra en la figura 5.6, el tiempo de cierre con respecto a los utilizados en la prueba pre-frac es muy similar, con un daño  $s=-2.3$ . Al comparar las dos figuras de forma simple y cualitativa existe un cambio mínimo en la  $\Delta P$  entre la última  $p_{wf}$  y la  $p_{ws}$ . Además es posible ver, que los valores de  $k=0.75$  y  $s=-2.3$  son similares a los de la prueba pre-frac, lo que hace suponer que la fractura no tuvo éxito.

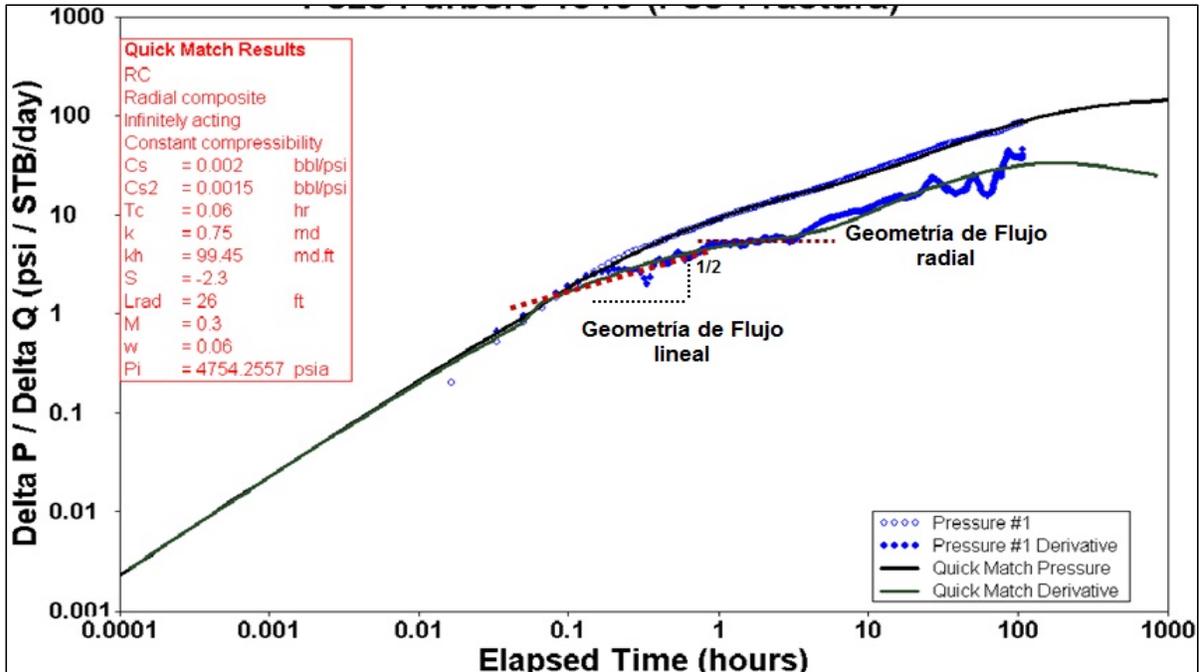


Figura 5.6. Prueba pos-frac del pozo Guie 2, donde se muestra el comportamiento del pozo y los valores de las propiedades utilizadas para el análisis (CNH-UNAM, 2012).

### V.3. Sistemas artificiales de producción.

Los Sistemas Artificiales de Producción (SAP) son equipos adicionales al aparejo de producción, los cuales tienen la función de suministrar energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento, para que estos lleguen a superficie. Para la implementación de un SAP, hay que tomar en cuenta varios factores, por ejemplo, el tipo de yacimiento que se está explotando, la profundidad del pozo, la rentabilidad del proyecto, geometría del pozo, cantidad de arena, localización del pozo, etc. Los sistemas más utilizados en la industria petrolera son: Bombeo mecánico, Bombeo neumático continuo o intermitente, Bombeo de cavidades progresivas, Bombeo electrocentrifugo sumergido y bombeo hidráulico.

En el Campo Furbero el SAP es utilizado el Bombeo Mecánico, dado que las características del pozo y del yacimiento permiten la implementación de este sistema. El Bombeo Mecánico consiste en la extracción de fluidos mediante un movimiento ascendente-descendente, transmitida por medio de una sarta de varillas a la bomba colocada dentro de la tubería de producción en el fondo. Este sistema es viable en los pozos verticales del Campo, puesto que cumple con los requerimientos para este sistema: bajo índice de productividad, no existe producción de arena,  $P_{wf} > P_b$ , la presión de fondo fluyendo es la necesaria para que los fluidos alcancen un nivel estático dentro del pozo.

A continuación se presentará un caso real de la implementación y diseño de este Bombeo Mecánico en un pozo del Campo Furbero. Este pozo fue intervenido

con el objetivo de terminar el pozo con accesorios para la futura instalación de Sistema Artificial de Bombeo Mecánico para continuar con la explotación. Se propuso explotar en dos etapas; en la primera se bajó con el equipo de terminación la tubería de producción y se colocó el empacador 5 m arriba del intervalo productor, posteriormente se disparó y dejó fluir naturalmente. En la segunda etapa, cuando la presión y la producción haya declinado, se bajó el Aparejo de Bombeo Mecánico (ABM), el cual permitió producir de forma óptima para garantizar la afluencia de los hidrocarburos. Con base en las propiedades petrofísicas y condiciones de presión futuras se estimó el potencial de producción del pozo en la segunda etapa, donde se utilizó el Bombeo Mecánico; en la tabla 5.2 se muestran los valores de producción estimados, tanto los mínimos como los máximos esperados. En la figura 5.7 se muestra la curva de afluencia estimada para el pozo, con la implementación del Bombeo Mecánico, donde está sombreada la zona para una explotación óptima.

	Qo (BPD)	Qg (MPCD)	Wc (%)	Pws (kg/cm <sup>2</sup> )
<b>Mínima</b>	45	28	0	110
<b>Máxima</b>	65	40	0	190

Tabla 5.2. Estimación de producción con Bombeo Mecánico en el pozo.

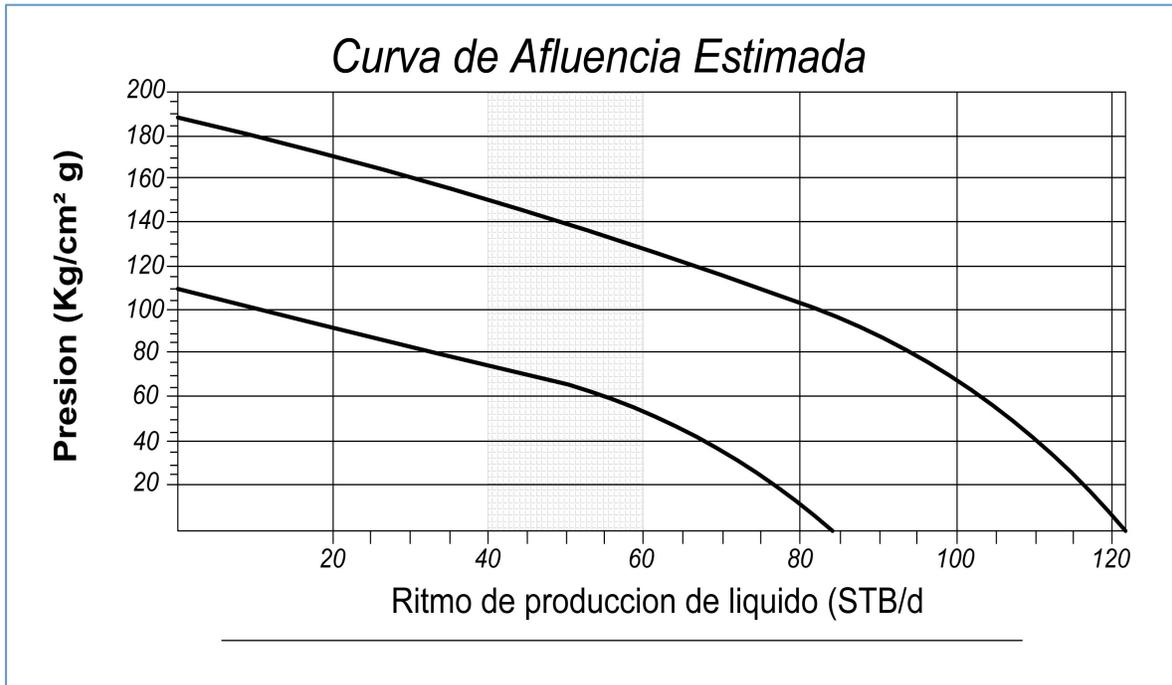


Figura 5.7. Curva de afluencia estimada para la segunda etapa de explotación con la implementación de Bombeo Mecánico.

El procedimiento para la implementación del Bombeo Mecánico en la segunda etapa consistió en:

- Abrir la camisa deslizable (I).
- Bajar el tapón en el interior de la tubería de producción de 2 7/8".
- Cambiar medio árbol por BOP y T de flujo.
- Abrir camisa deslizable (II).
- Bajar la bomba (BBA) 2 1/2" X 1 1/4" X 22' ó 2 1/2" X 1 1/4" X 18', a 2,120 m, con 426 m de varillas de 7/8" y 1692 m de varillas 3/4".
- Desalojar los fluidos remanentes con la acción de la bomba.

En la tabla 5.3 se muestran las condiciones de operación para el bombeo mecánico en este pozo. Incluye información acerca del ritmo de producción, la carrera de la bomba, la carga máxima y mínima que requiere el sistema, la velocidad de bombeo, la unidad de superficie empleada y el consumo de energía. En la figura 5.8 se muestra el estado mecánico final del pozo con el sistema de Bombeo Mecánico.

	Mínimo	Máximo		Mínimo	Máximo
Ritmo de producción (BPD).	40	60	Contrabalanceo (lb).	13,730	14012
Velocidad (epm).	2.5	3.5	Torque (pg-lb).	398,000	438,000
Carrera (pg).	140	140	Varillas 7/8", 3/4" (m)	428; 1692	428; 1692
Carga máxima (lb).	17434	18,274	Esfuerzo 7/8", 3/4" (%).	39; 40	44; 45
Carga mínima (lb).	8,440	8,047	Consumo de energía (kw-hr/día).	149	225

Tabla 5.3. Información acerca de las condiciones de operación del Bombeo Mecánico.

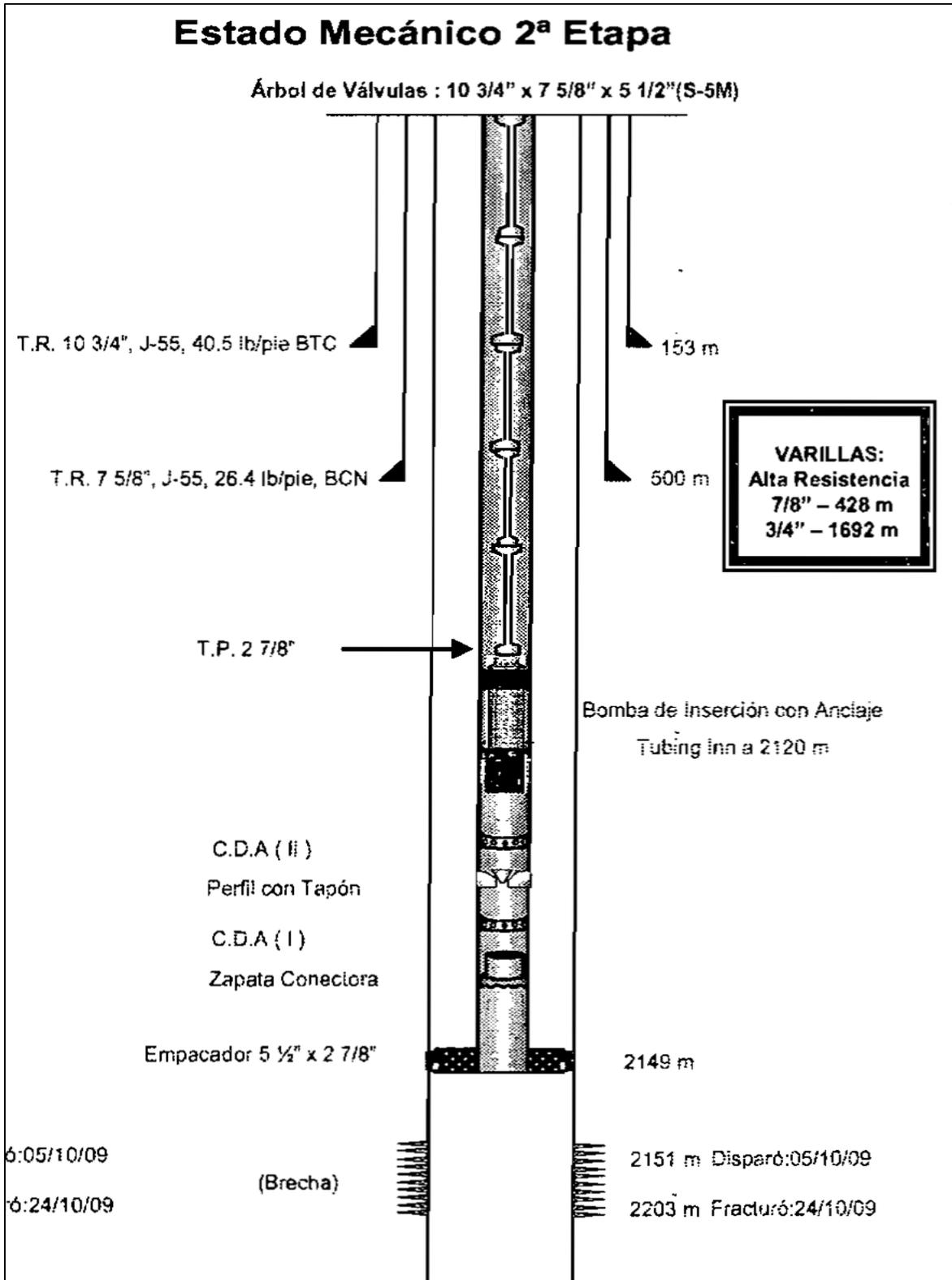


Figura 5.8. Estado mecánico del pozo con el Sistema de Bombeo Mecánico.

#### **V.4. Estado actual de desarrollo.**

Furbero es uno de los Campos con mayor incertidumbre, por lo que es una de las zonas donde existe gran número de pozos estratégicos cuyo objetivo es el reclasificar reservas, direccionar las estrategias de explotación e incrementar la información del subsuelo. También se han perforado pozos de desarrollo en esta zona, con la finalidad de buscar áreas de mayor productividad (Narváez, 2011).

Como ya se ha mencionado, parte de las estrategias en el desarrollo del Campo es la perforación desde macroperas, las cuales permiten el desarrollo de 3 a 19 pozos desde una misma ubicación, con lo que los costos y el tiempo de transporte del equipo disminuyen considerablemente.

Los estudios de interpretación sísmica, el modelo geológico sedimentario, secciones estratigráficas, pruebas de presión, registro de producción, etc. juegan un papel fundamental para el desarrollo del campo; ya que con la correcta interpretación y análisis de la información es posible incrementar la productividad de los pozos y en consecuencia la del campo.

Por las características petrofísicas complejas del campo, es necesario el fracturamiento hidráulico para inducir la producción en los pozos perforados. El objetivo de esta operación es fundamentalmente comunicar los lentes impregnados de hidrocarburos, creando canales artificiales que incrementan la permeabilidad de la roca. En los resultados de la producción por fracturamiento hidráulico, se ha observado que los fluidos con baja carga polimérica y los apuntalantes con alta resistencia a la compresión generan altos gastos de producción debido a que se generan fracturas de alta conductividad y alas de fractura del orden de 100 m.

El área comprendida por el Campo Furbero cuenta con información sísmica 3D, con esta tecnología se tiene la capacidad de identificar las áreas de oportunidad que tengan mayor potencial de éxito para la producción.

#### **V.5. Implantación de proceso de recuperación secundaria.**

En el 2010 se inició una prueba piloto de inyección de agua congénita en pozos existentes dentro del Campo Furbero, con el objetivo de obtener información sobre el comportamiento de la formación, minimizar el riesgo técnico y económico del proyecto; en caso de demostrar resultados favorables, se consideró implementar este método en más áreas. El proyecto tienen como premisas (Cortés, 2011):

- Desarrollar un proyecto que sea técnica y económicamente viable.
- Inyección de agua en seis pozos perforados en la macropera Furbero 1432.

- Infraestructura para inyectar 7,500 BPD de agua tratada.
- La presión de inyección será de 200 kg/cm<sup>2</sup> en la cabeza de los pozos.

El proyecto considera 17, pozos de los cuales seis son inyectores y 11 productores, terminados entre una y tres arenas de la megasecuencia 2; se aprovecharon áreas, instalaciones y productos del Campo, lo que redujo considerablemente el costo. El espaciamiento entre pozos es de 600 m y la distancia entre líneas de inyección y producción de 350 m. La distribución de los pozos se encuentra en líneas alternadas de inyección y producción alineadas al plano de crecimiento de las fracturas hidráulicas. En la figura 5.9 se muestra la distribución de pozos inyectores y productores en este proyecto, los pozos representados de color azul son los inyectores mientras que los verdes son productores (Narváez, 2011).

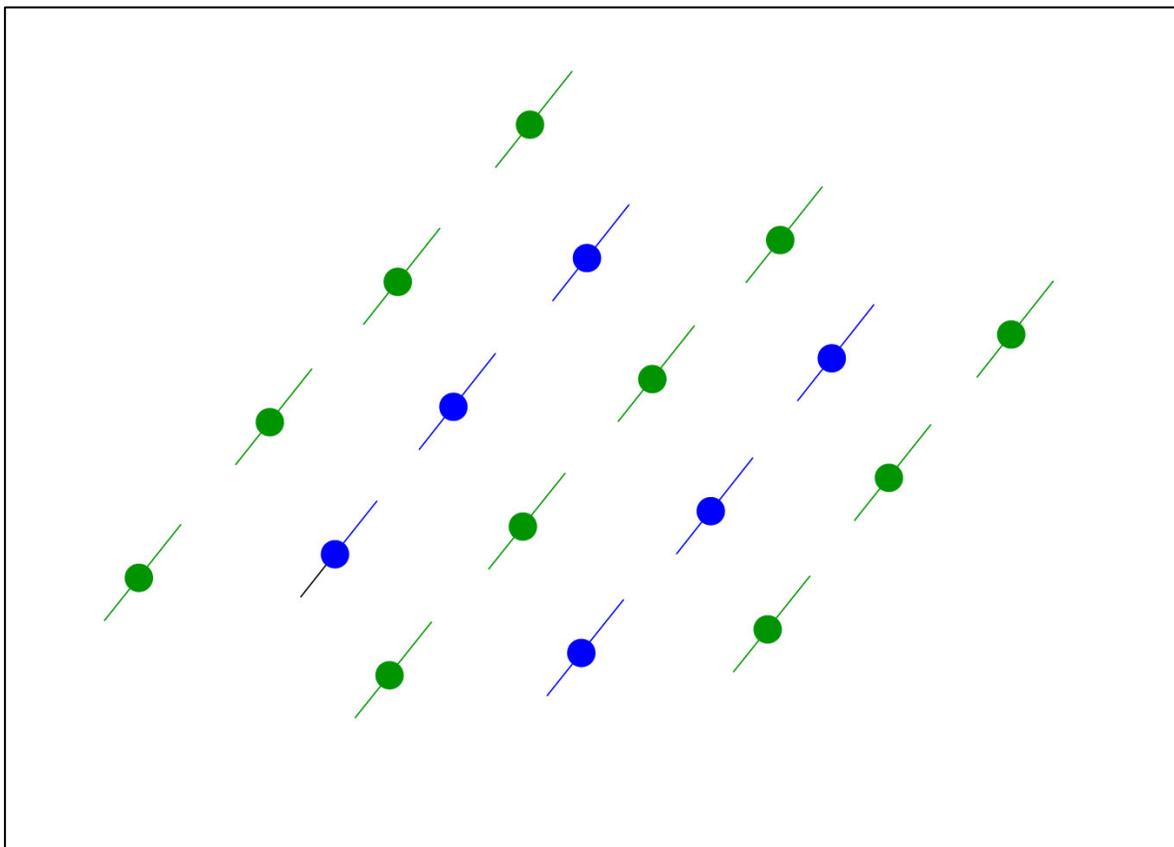


Figura 5.9. Distribución de los pozos inyectores y productores en la macropera Furbero 1432 (tomado de Narváez, 2011).

El agua inyectada en los pozos es agua congénita producto de la deshidratación del petróleo que se lleva a cabo, la instalaciones que se ocuparon fueron: cuatro tanques de almacenamiento con capacidad de 3,000 bbl, tres bombas centrífugas para agua congénita con un gasto  $q=20,000$  bpd y presión  $P_d=32$  kg/cm<sup>2</sup>, tuberías de proceso de 10" y 16" de diámetro y un sistema de monitoreo para calidad de agua.

Para la primera etapa de inyección, se utilizaron tres bombas reciprocantes de alta presión, dos con capacidad de 2,000 BPD de motor eléctrico y una de 2,600 BPD con motor de combustión interna; con éstas bombas se logró inyectar en la cabeza del pozo el agua a una presión de 200 kg/cm<sup>2</sup> (Cortés, 2011).

La inyección de agua comenzó en enero de 2011 con un volumen total de 260,000 barriles de agua congénita filtrada a 1 micrón y se han producido 280,000 barriles de agua, aceite y gas. El objetivo propuesto era mantener una eficiencia de reemplazo de 1.3, sin embargo, solamente se alcanzó el 0.9 debido a la alta producción de gas. Si bien se ha observado indicios de la reducción de la tasa de declinación y mantenimiento de la producción, hasta octubre de 2011 no se puede concluir que estos indicios sean resultado directo de la inyección de agua congénita. En la figura 5.10 se muestra la gráfica del ritmo de inyección de agua congénita en color verde y en color azul el ritmo de producción de líquidos.

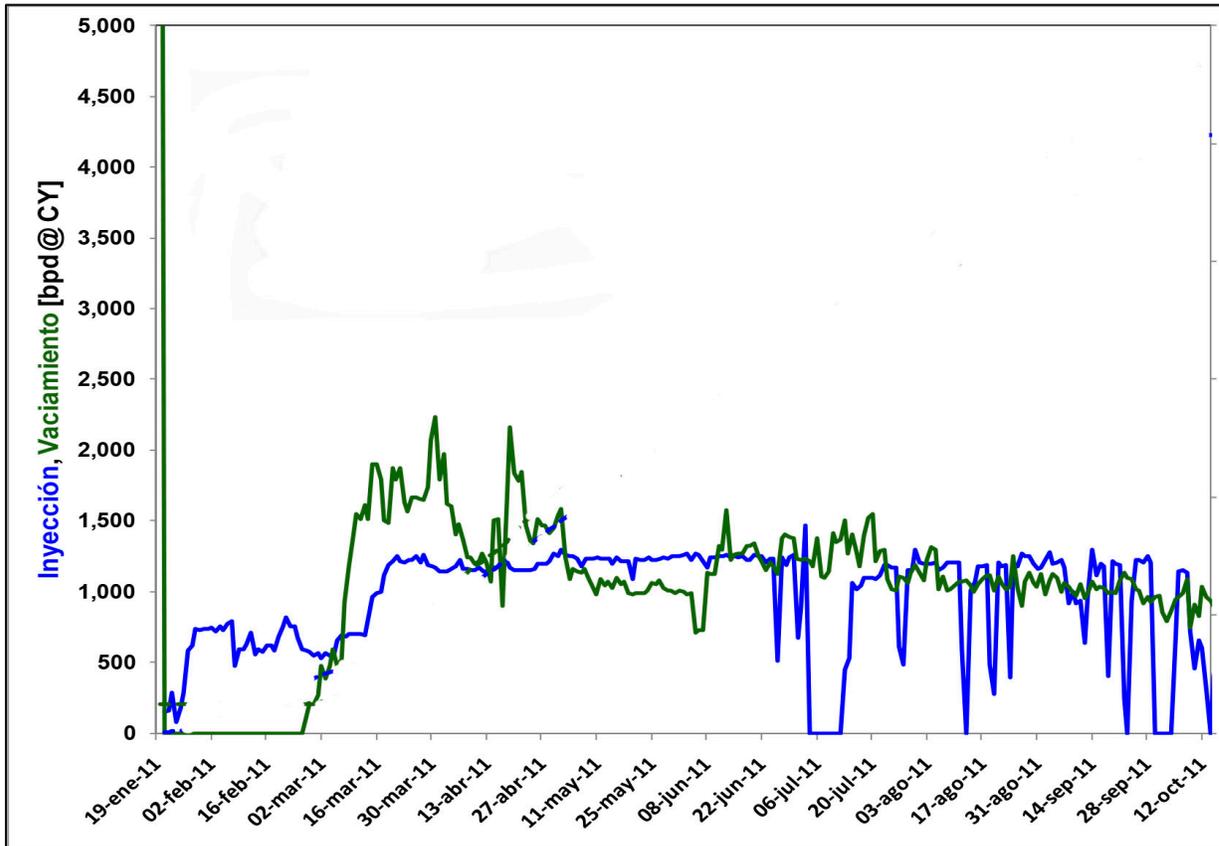


Figura 5.10. Gráfica que muestra el gasto de inyección de agua congénita y el gasto de producción de líquidos. (Modificada de Narváez, 2011).

## V.6. Infraestructura de producción y aplicación de nuevas tecnologías.

El proyecto AIATG, canaliza las actividades de producción con un monitoreo constante. Para este propósito, cuenta con diferentes herramientas para garantizar una explotación eficiente. Se han integrado estaciones de monitoreo de pozos, sistemas avanzados de comunicación, la creación de sistemas de gestión. Las herramientas desarrolladas para este fin se presentarán a continuación:

- **Módulo de Separación Portátil (MSP).** Estos módulos están integrados por cabezales de medición, líneas de proceso, equipo de separación, tanques de almacenamiento, sistema de desfogue, sistema de monitoreo, sistema de compresión y en algunos casos sistema de bombeo. Son equipos esbeltos y temporales que permiten captar la producción de hidrocarburos e integrarlos, mientras se termina de construir los oleogasoductos; una vez operando la producción es canalizada a las baterías de separación, quedando disponible el módulo para poder ser reubicado. En 2011 se tenían 23 MSP, ubicados principalmente en tres sectores: Agua Fría-Humapa, Miquetla-Coyol y Alemán-Furbero (Narváez,2011).
- **Chicónmetros.** Los llamados “Chicónmetros”, son medidores de producción portátiles bifásicos, que permiten la medición de la producción de los pozos sin detener el funcionamiento del mismo. Existen dos generaciones de estos medidores; la primera generación (enero 2011) solamente analizaba pozos con bombeo mecánico e intermitentes. La segunda generación (agosto 2011) permite la medición de hidrocarburos para pozos fluyentes y de bombeo neumático. El uso de estos dispositivos ha hecho más eficiente el análisis de datos, ya que éstas aumentaron en un mes de 1,197 a 3,500 (Narváez, 2011).
- **Comandos Operativos.** Se crearon una unidad especializada denominada “Comandos Operativos”, esta unidad está encargada de dar mantenimiento preventivo a los Sistemas Artificiales de Producción que operan en los pozos productores del AIATG. Además del mantenimiento preventivo, cuando el centro de monitoreo detecta alguna falla mecánica en algún sistema, canaliza el reporte y el Comando más cercano brinda su atención (Narváez, 2011).

## V.7. Pronóstico de producción.

El pronóstico elaborado por PEMEX Exploración y Producción, en el escenario 2006-2020, considera la recuperación de 1,057 MMBPCE en un periodo

de 15 años. Debido a la gran extensión geográfica y el volumen de hidrocarburos, el proyecto contempla la perforación de 5,800 pozos con una inversión de \$200,000,000,000. En la figura 5.11 se muestran los perfiles de producción estimados de aceite y gas, la declinación considera que en el primer año es del 50% , en el segundo año de 18%, en el tercer año del 13%, en el cuarto año 11% y en los subsecuentes 9% y 8% de manera asintótica (PEMEX, 2005).

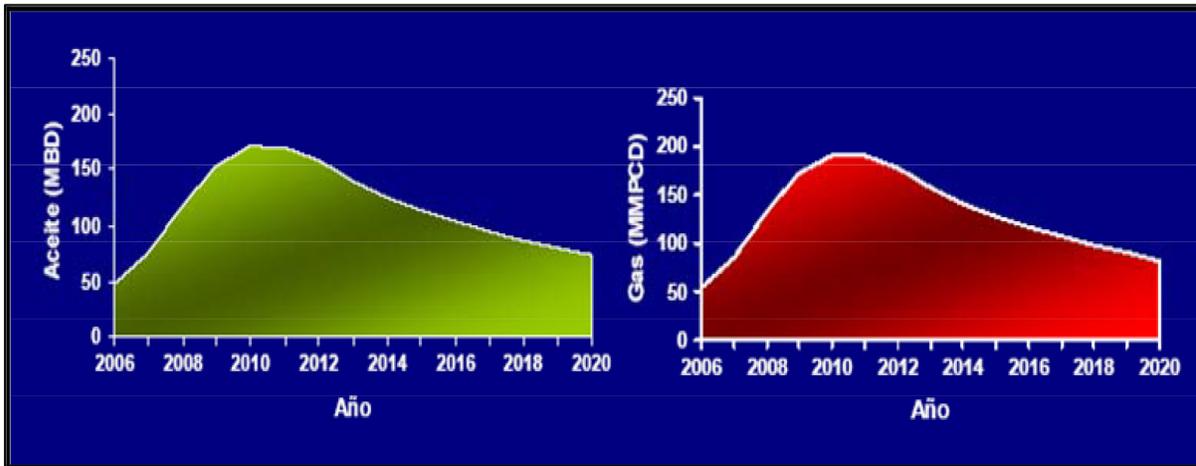


Figura 5.11. Perfiles de producción estimados de aceite y gas en el AIATG (PEMEX, 2005)

En la tabla 5.4 se muestra la información acerca de la producción acumulada ( $N_p$ ), los intervalos productores y el gasto inicial de 37 pozos analizados dentro del Campo Furbero, el tiempo de registro es hasta diciembre de 2010. Las celdas marcadas con una “x” es información que no fue encontrada. Hay que considerar que tiene poco tiempo de desarrollo el campo, por lo que en es por eso que en algunos casos el  $N_p$  no se refleja con el gasto inicial.

Pozo	$N_p$ (MSTB)	$Q_{oi}$ (BPD)	Intervalo (m)
Pozo 1	32.49	x	x
Pozo 2	58.20	518	(1610-16959)
Pozo 3	0.00	0	No Productor
Pozo 4	0.00	0	(2176-2220)
Pozo 5	4.22	43	(2115-2160)
Pozo 6	2.01	x	x
Pozo 7	4.40	23	x
Pozo 8	74.49	235, 101, 11, 0	(2194-2217)(2314-2348)(2396-2405 )(2425-2445)
Pozo 9	0.00	0	No productor
Pozo 10	0.00	x	(2045-2120)(1825-1841)(1990-2010)
Pozo 11	1.70	x	x
Pozo 12	7.41	151.00	(2100-2147)
Pozo 13	0.00	4, 9	(2093-2128)(1823-1835)

Pozo 14	0.00	194.00	(2115-2157)
Pozo 15	4.65	96.00	(2082-2130)
Pozo 16	7.80	40, 30	(2287-2389) (2134-2159)
Pozo 17	3.61	95.00	2350-2372
Pozo 18	1.25	x	x
Pozo 19	4.48	13, 35	(2600-2630)(2215-2247)
Pozo 20	1.43	24.00	(1824-1875)
Pozo 21	0.51	x	x
Pozo 22	53.99	97, 18	(1750-1772)(2397-2428)
Pozo 23	5.83	227.00	(2214-2234)
Pozo 24	0.11	x	(2630-2660)
Pozo 25	2.3	x	x
Pozo 26	3.3	16	2340-2370
Pozo 27	14.59	x	x
Pozo 28	0.95	32	2525-2550
Pozo 29	24.18	130	1896-1935
Pozo 30	15.81	109, 58	(2233-2255)(2266-2290)
Pozo 31	5.68	22	2478-2500
Pozo 32	7.65	25	(2345-2356)
Pozo 33	2.98	x	x
Pozo 34	16.97	384	2609-2638
Pozo 35	3.26	0, 36	(2519-2540)(2549-2590)
Pozo 36	9.26	92	2300-2325
Pozo 37	0.14	x	x

Tabla 5.4. Información acerca del gasto inicial, producción acumulada e intervalos productores en 37 pozos analizados del Campo Furbero.

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## Conclusiones:

- La Cuenca de Chicontepec se originó en el Paleoceno-Eoceno, de manera asociada a los levantamientos de la Sierra Madre Oriental y a la rotación de la plataforma de Tuxpan durante la orogenia laramídica. Esta cuenca se ubica dentro de la Provincia Tampico-Misantla y cuenta con un área de 3 731 km<sup>2</sup> aproximadamente.
- El proyecto AIATG es uno de los más importantes en la Región Norte de PEMEX, con reservas 1P de petróleo crudo equivalente por 743 (MMbpce) y representa el 47.2%, que puede contribuir significativamente a incrementar la producción de gas y aceite en el país.
- Con la información sísmica y los registros geofísicos utilizados para el análisis durante el desarrollo de este trabajo, es posible identificar las discordancias Base del Terciario, A, B, y C, mismas que fungen como límites regionales a las megasecuencias 1, 2 y 3.
- El origen de las superficies discordantes regionales se interpreta debido a diferentes eventos tectono-sedimentarios ocurridos durante el depósito de la columna estratigráfica en los que existieron procesos de erosión y relleno con diferentes características.
- La geometría del campo es compleja ya que presenta una mezcla de arenas lenticulares dispersas y escasas. El depósito ocurrió como flujos turbidíticos por lo que se tienen depósitos sedimentarios de corte y relleno de canales, derrumbes, deslizamientos intraformacionales, lóbulos y zonas de desborde.
- En el Campo Furbero se distinguen tres estilos de deformación, que corresponden con la deformación intraformacional (pliegues y fallas locales), plegamiento laramídico y un sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas verticales.
- Las fallas laterales y los sistemas de fractura asociadas son de gran importancia en el sistema petrolero, puesto que estas son las principales rutas de migración al conectar las rocas generadoras del Jurásico con las unidades almacenadoras del Cretácico (Brechas Calcáreas) y las secuencias del Grupo Chicontepec.
- La megasecuencia 2 que se encuentra entre las discordancias estratigráficas A y B, es la que ofrece mejores posibilidades como roca almacenadora por las areniscas asociadas a depósitos lobulares, caracterizados por contener facies sedimentarias canalizadas y de bordes de canal areno-limosos. No es muy atractiva como objetivo petrolero puesto que los estratos presentan corrimientos y derrumbes intraformacionales que

provocaron que los horizontes arenosos se mezclaran con las facies limo-arcillosas; además que esta megasecuencia tiende a adelgazarse con dirección sureste.

- Los intervalos arenosos de la megasecuencia 2 y los carbonatos de las Brechas Cretácicas constituyen los objetivos petroleros más importantes del campo. Las secuencias de mayor interés para la explotación petrolera en el campo son las Brechas Calcáreas del Cretácico, siendo más productivas que los yacimientos contenidos en la megasecuencia 2.
- Los espesores promedio de la megasecuencia 2 son de 25 m, cabe destacar que solamente fueron analizados siete pozos que producían en esta secuencia, mientras que en las brechas el promedio es de 32 m, donde se analizaron 29 pozos.
- La producción principal del Campo Furbero proviene principalmente de las Brechas Calcáreas, donde se tiene un porcentaje de éxito en los pozos de desarrollo cercano al 100%, sin embargo, los gastos iniciales varían de 11 hasta 588 BPD, con un Qoi promedio de 150 BPD.
- El estudio de núcleo y registros geofísicos muestra la presencia de Uranio, esta debe ser restada a los rayos gamma totales, además de dejar de considerar al cuarzo como principal mineral (32.34%) ya que existen evidencias que reflejan que hay mayor abundancia de calcita (40.44%) por lo que debe incluirse en la interpretación del modelo petrofísico junto con el tipo de arcilla; ya que al realizar estas correcciones se estima que el porcentaje de arcilla se reducirá hasta en un 10%.
- Los pozos analizados dentro del campo, la presión inicial es muy cercana a la presión de burbujeo, por lo que al iniciar la explotación la disminución de la presión provoca la liberación del gas alojado dentro del aceite, lo que provoca la disminución de la capacidad de flujo del aceite.
- Los Sistemas Artificiales de Producción, juegan un papel importante en la producción del campo. De la información analizada durante el desarrollo de este trabajo, los sistemas mas utilizados son: las cavidades progresivas, bombeo neumático y bombeo mecánico. En los archivos revisados de Furbero solamente hacen mención del Bombeo Mecánico.
- Las pruebas piloto de Inyección de Agua congénita en Furbero, no han arrojado resultados concluyentes, sin embargo, se tienen indicios que este método si ha reducido la tasa de declinación y ha mantenido la producción.
- Las nuevas tecnologías como los Módulos de Separación Portátiles, los “Chicónmetros”, los Comandos Operativos y las macroperas autosustentables, juegan un papel fundamental en el desarrollo óptimo del

campo, ya que estos avances tecnológicos reducen los costos operativos y agilizan las operaciones del pozo.

- El fracturamiento hidráulico convencional es una operación cotidiana dentro del Campo Furbero, con la finalidad incrementar las condiciones de flujo hacia el pozo y así estimularlo para empezar su producción.

## Recomendaciones

- Al ser las fallas rutas de migración, es recomendable para la futura perforación de pozos dentro del campo, que estos no se realicen en la zona próxima a la falla o en la zona de falla, ya que tienen un alto riesgo de resultar improductivos.
- Las secuencias terrígenas del Grupo Chicontepec presentan baja permeabilidad por lo que es necesario realizar un fracturamiento hidráulico para inducir el pozo, por lo que es recomendable realizar una prueba de presión pre-frac para calcular la permeabilidad del yacimiento y una prueba de presión post-frac para evaluar el éxito de la operación.
- Se recomienda volver a calcular el volumen de arcilla utilizando una curva de rayos gamma corregida por contenido de Uranio, para poder realizar esto es recomendable en la perforación de pozos futuros un registro de espectroscopía de rayos gamma naturales.
- Se deben realizar mas pruebas pilotos de recuperación secundaria y mejorada y publicar los resultados.
- Algunos pozos fueron perforados con objetivo a producir en la megasecuencia 2, los cuales dejaron de producir y al tener las Brechas Calcáreas del Cretácico como las mayores aportadoras de producción, es recomendable volver a intervenir esos pozos para profundizarlos teniendo como objetivo a las brechas.
- El proyecto AIATG continúa estando en su fase de estudio y desarrollo tecnológico, por lo que es inviable imponer metas de producción.
- Los yacimientos en esta región cuentan con una baja presión inicial, por lo que dentro de las estrategias de explotación es importante incluir métodos de mantenimiento de presión.

# BIBLIOGRAFÍA

- PEMEX, Exploración y Producción, **“Provincia petrolera Tampico-Misantla”**, 2010.
- Aguayo Camargo J.E., Sandoval Ochoa J.H., Santillán Piña Noé. **“Geología regional de la Cuenca de Chicontepec del centro-orientado de México, como antecedente para el estudio de su porción noroccidental en afloramientos”** III Simposio, 2006.
- CNH, **“Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Primera revisión y recomendaciones”**, 2010.
- PEMEX, **“Las reservas de hidrocarburos 2012”**, 2012.
- PEMEX, **“Memoria de labores 2011”**, 2012.
- Narváez Ramírez Antonio, **“Retos y avances en el desarrollo y operación de un yacimiento no convencional, Chicontepec”**, Academia de Ingeniería de México,m
- Ibarra Quintero J.G., Reyes Reza P.G., Carballo Cabrera A.C., Macías Alvarenga J.E., **“Modelo geomecánico 3D, Campo Furbero”**, AIPM Vol LI Num.11, 2011.
- Cheatwood Chris J., Guzmán Alfredo E., **“Comparision of reservoir properties and development history”**, SPE 74407, 2002.
- Cabrera Castro R., Lugo Rivera J., **“Estratigrafía y sedimentología de las Cuencas Terciarias del Golfo de México”**, AMPG Vol. XXXVI Num. 2, 1984.
- Vázquez Morín, Ángel, **“Evaluación Petrolera y Métodos de Exploración en la Cuenca de Chicontepec”**, Tesis de Licenciatura. México UNAM, 2008.
- PEMEX, Exploración y Producción, **“El yacimiento de Chicontepec y su potencialidad futura”**, 2009.
- SENER-PEMEX, **“Diagnóstico: Situación de PEMEX”**, 2010.
- Pena Victor, Chávez Pérez S., Vázquez García M., Marfurt Kurt J., **“Impact of shallow volcanics on sismicdata quality in Chicontepec, México”**, SEG Vol. XXVIII Núm. 6, 2009.
- Richards M., Bowman M., Reading H., **“Submarine-fan system I, characterization and stratigraphic prediction”**, ELSEVIER, Marine and petroleum geology, 1998.
- Nava Pérez Laura, Alegría Luna Miguel Ángel, **“Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico – Misantla”**. Tesis de Licenciatura. México UNAM, 2001
- Estrada Enrique, Vielma Miguel, Morales Jorge, Estrada Jaime, Tineo
- Santillán Piña Noé, Aguayo Camargo J.E., **“Facies sedimentarias turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México”**, Revista UNAM, Ingeniería Investigación y Tecnología Vol. XII Núm. 3, 2011.

- Walker R.G., **“Deep-water sandstones facies and ancient submarine fans: models for explorations for stratigraphic traps”**, AAPG bulletin 62, 1978.
- Arellano Gil Javier, Yussim Guarneros S., **“Discordancias progresivas en la secuencia sedimentaria cretácica en México”**, UNAM, 2004.
- González García R., Holguín Quiñones N., **“Las rocas generadoras de México”**, AMGP Vol. XLII Núm. I, 1992.
- Bourgoynne et al. **“Applied Drilling Engineering”**, SPE print 1986.
- López Aguirre Daniel, **“Origen, evolución e importancia económica de la Cuenca de Chicontepec”**. Tesis Licenciatura (Ingeniero Geólogo)-UNAM, Facultad de Ingeniería, 2008.
- Mayol Castillo, Martha, **“Caracterización Geoquímica de los aceites de la Cuenca de Chicontepec”**, Tesis de Maestría. IPN 2005.
- PEMEX Exploración y Producción Región Norte, Gerencia Integrada de Activos, **“Plan de Desarrollo Integral. Activo Poza Rica-Altamira”**. No publicado, 2005.
- Cortés Sánchez R. **“Infraestructura para inyección de agua congénita en el Campo Furbero del AIATG”**, AIPM Vol LI Num. 9, 2011.
- CNH-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”**, 2012.