



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DESARROLLO DE CAMPOS PETROLEROS EN LA
CUENCA DE TAMPICO, TAMAULIPAS.**

T E S I S

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

PRESENTA

Alegría Montenegro Martín Alejandro

DIRECTOR DE TESIS

ING. JAVIER ARELLANO GIL



MÉXICO, D.F., MAYO 2015

RESUMEN.....	1
ABSTRACT.....	3
CAPÍTULO 1.- INTRODUCCIÓN.....	5
1.1. Objetivos.....	8
1.2. Metas.....	9
1.3. Ubicación.....	9
1.3.1 Campos.....	10
1.3.2 Bloque Altamira.....	11
1.3.3 Campo Arenque.....	12
1.3.4 Campo Tamaulipas-constituciones.....	12
1.3.5 Bloque Pánuco.....	13
1.4. Trabajos antecedentes.....	14
1.5. Importancia económica del área.....	19
CAPÍTULO 2.- MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.....	21
2.1. Geología estructural.....	21
2.2. Evolución geológica.....	25
2.3. Estratigrafía.....	35
2.3.1. Paleozoico.....	36
2.3.2. Mesozoico.....	36
2.3.3. Cenozoico.....	46
CAPÍTULO 3.- SISTEMA PETROLERO.....	55
3.1 Rocas Generadoras.....	55
3.2. Rocas Almacenadoras.....	56
3.3. Rocas Sello.....	57
3.4. Trampas.....	57
3.5. Migración.....	59
3.6. Sincronía.....	59

CAPÍTULO 4.- PERFORACIÓN.....	62
4.1 Campo Arenque.....	62
4.2. Bloque Pánuco.....	66
4.3. Bloque Altamira.....	71
CAPÍTULO 5.- DESARROLLO DE CAMPOS.....	74
5.1. Bloque Altamira.....	74
5.2. Campo Arenque.....	80
5.3. Bloque Pánuco.....	85
CONCLUSIONES.....	90
BIBLIOGRAFÍA.....	94

RESUMEN

La Cuenca de Tampico es una cuenca tipo rift, que se desarrolló durante el Jurásico Medio-Superior evolucionando a una margen pasiva en el Cretácico, por lo que las rocas generadoras, almacenadoras y sello de sus campos se ubican en tiempo entre los 165 y 65 millones de años.

Se ubica en la región continental en el límite de los estados de Tamaulipas y Veracruz, aunque una parte se encuentra en el Golfo de México. Colinda al oeste con el Frente Tectónico de la Sierra Madre Oriental y se localiza entre los elementos paleogeográficos del Mesozoico, que son la Isla Tantima y la Paleopenínsula de Tamaulipas (al sur y norte, respectivamente). Las rocas generadoras son secuencias calcáreo-arcillosas del Jurásico Superior y Cretácico Superior. Los campos del Jurásico San Andrés se encuentran en calizas oolíticas y pelletoidales; las del Cretácico en carbonatos, como ocurre en el campo Tamaulipas-Constituciones está en rocas del Albiano–Cenomaniano; cuyas rocas almacenadoras están compuestas por calizas densas de microfósiles naturalmente fracturadas. Las rocas sello son del Jurásico Superior, Cretácico Superior y Cenozoico Inferior. Las trampas son de tipo estructural en anticlinales doblemente buzantes; en el caso específico del yacimiento del Jurásico San Andrés, la trampa es de tipo combinada, mientras que los yacimientos del Cretácico están en la Formación Tamaulipas Inferior y Superior en anticlinales doblemente buzantes. La migración es de dos tipos: el vertical ascendente y diagonal ascendente y descendente. Esta cuenca cuenta con tres campos históricamente importantes por su desarrollo y producción actual, en la que se han implementado diferentes diseños de perforación.

En el Campo Altamira la perforación que se ha utilizado en los últimos años es direccional, y produce aceite pesado de 10–13°API; su producción actual es de 1.0 mbd de aceite y 0.1 mmpcd de gas. Las reservas 1P, 2P y 3P al 1 de enero del 2012 fueron 2.3 mmbpce, 4.8 mmbpce y 10.5 mmbpce respectivamente. En este bloque se tienen 700 Km de sísmica bidimensional (2D), de las cuales se han reprocesado 82.8 Km. Dentro del bloque se han adquirido tres perfiles sísmicos verticales (VSP), en los pozos Altamira-1102H, 1003H y 1033; también se calibraron y validaron dos sismogramas sintéticos de los pozos

Altamira-1009H y 1022H. La viscosidad del aceite es de 300 a 700 cp a condiciones de yacimiento, el gas tiene de 15 a 25 % de CO₂; El factor de recuperación actual es 13%; la porosidad varía de 8 a 12%, y la permeabilidad de 1 a 1,000 milidarcies (mD). El tipo de recuperación secundaria corresponde con un sistema de inyección de agua, que de acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y productores, la inyección de agua puede llevarse a cabo de las siguientes dos formas: Inyección periférica o externa o Inyección en arreglos o dispersa.

En el Campo Arenque se ha aplicado la perforación direccional y produce en algunos de sus yacimientos aceite pesado y en otros ligero de 19-32°API. Su producción actual es de 5.6 mbd de aceite y 22.8 mmpcd de gas. Las reservas 1P, 2P y 3P al 1 de enero del 2012 fueron 76 mmbpce, 93 mmbpce y 101 mmbpce. Se tienen tres cubos sísmicos que cubren el 100% del bloque, el mayor es el cubo Sardina (en tiempo), el segundo es el cubo Jurel (en profundidad) y el tercero es el Q-Marine Arenque–Lobina (en profundidad). En los últimos años, la única actividad que ha tenido el bloque es la re-entrada del pozo Arenque 46; el 22 de mayo de 2010 se iniciaron los trabajos y se abrió una ventana a 3,299 metros desarrollados (md), dejando el pozo a una profundidad total de 4,117 md, en agujero descubierto de 4 1/8”.

En el Bloque Pánuco, también se ha aplicado perforación direccional y produce aceite pesado de 10-13°API; el gas contiene CO₂ del 50 al 100%, la viscosidad del aceite es de 300 a 700 cp a condiciones de yacimiento; su producción actual es de 2.385 bpd de aceite y 2.4 mmpcd de gas. Las reservas 1P, 2P y 3P al 1 de enero del 2012 son 8.3 mmbpce, 49.9 mmbpce y 49.9 mmbpce respectivamente. De 2006 a la fecha, en esta área se han perforado 31 pozos y se han realizado cuatro re-entradas, con los mismos objetivos. Dentro del bloque se han adquirido seis perfiles sísmicos verticales (VSP), en los pozos Cacalilao-660H, Cacalilao-1140H, Pemex-1127V, Pánuco-1000H, Mex-Gulf-2A, Carbono-1B; el tipo de recuperación secundaria que se contempla, al igual que en el Bloque Altamira, es el de inyección de agua: inyección periférica o externa e inyección en arreglos o dispersa.

ABSTRACT

Tampico Basin is a rift basin type, which developed during the Middle-Upper Jurassic evolving passive margin in the Cretaceous, so that the source rocks and seal-storing their fields are located in time between 165 and 65 million years.

It is located on the mainland on the border of the states of Tamaulipas and Veracruz, although some is in the Gulf of Mexico. Bordered on the west by the Front Tectonic of the Sierra Madre Oriental and is located between the Mesozoic paleogeographic elements, which are the Tantima Island and Paleopenínsula of Tamaulipas (south and north, respectively). The source rocks are calcareous-clay sequence of Upper Jurassic and Cretaceous. Fields Jurassic San Andrés are in oolitic limestones and pelletoides; the Cretaceous carbonates, as in the Tamaulipas-Constitutions field is Albian-Cenomanian rocks; -storing whose rocks are composed of dense limestones of naturally fractured microfossils. Seal Rocks are the Upper Jurassic, Lower Cretaceous and Cenozoic. Traps are structural in double buzantes anticlines; in the specific case of Jurassic San Andres reservoir, trap is a combined, while Cretaceous deposits are in the Tamaulipas Inferior and superior in anticlines Training. Migration is of two types: vertical upward and upward and downward diagonal. This basin has three historically important areas for its development and current production, in which different designs have been implemented drilling.

In the Field Altamira drilling that has been used in recent years is directional, and produces heavy oil 10-13 ° API; its current production is 1.0 mbd of oil and 0.1 MMcfd of gas. The 1P, 2P and 3P reserves at January 1, 2012 are 2.3 MMboe 4.8 MMboe MMboe and 10.5 respectively. This block has 700 km of seismic dimensional (2D), which have been reprocessed 82.8 Km Within block have acquired three vertical seismic profiling (VSP) in Altamira-1102H, 1003H and 1033 wells.; also were calibrated and validated two synthetic seismograms of Altamira-1009H and 1022H wells. Oil viscosity is 300-700 cp @ cy, the gas has to 15-25% CO₂; the current recovery factor is 13%; porosity varies from 8 to 12%, and permeability of 1 to 1.000 millidarcies (mD). Secondary recovery type corresponds to a water injection system, which according to the position of the injectors and producers, water injection wells can be carried out in the following

two forms: external or peripheral injection or injection into or arrangements dispersed.

Field Arenque has been applied directional drilling and produces light heavy-oil 19-32 ° API. Its current production is 5.6 mbd of oil and 22.8 MMcfd of gas. The 1P, 2P and 3P reserves at January 1, 2012 are 76 MMboe, 93 MMboe and 101 MMboe. Three seismic cubes that cover 100% of the block you have, the greater the cube Sardina (in time), the second is the Jurel hub (in depth) and the third is the Q-Marine Herring-Bass (in depth). In recent years, the only activity that has had the block is the re-entry of the well Herring 46; the May 22, 2010, work was initiated and developed a window to 3,299 meters (md) is opened, allowing the well to a total depth of 4,117 md, openhole 4 1/8 ".

Block in Panuco, has also been applied and produces heavy directional drilling 10-13 ° API oil; CO₂ gas contains 50 to 100%, the oil viscosity is 300 to 700 cp @ cy; its current production is 2,385 bpd of oil and 2.4 MMcfd of gas. The 1P, 2P and 3P reserves at January 1, 2012 are 8.3 MMboe, 49.9 and 49.9 MMboe MMboe respectively. From 2006 to date in this area have been drilled 31 wells and four re-entries have been made, with the same objectives. Within the block were acquired vertical seismic six profiles (VSP) in Cacalilao-660H, Cacalilao-1140H, Pemex-1127V, Panuco-1000H, Mex-Gulf-2A Carbon-1B wells; Secondary recovery type that is contemplated, as in the Altamira Block, is the water injection: Injection and external peripheral injection or in arrays or dispersed.

CAPÍTULO 1. Introducción

Petróleos Mexicanos (PEMEX) es la mayor empresa de México, el mayor contribuyente fiscal del país, así como una de las empresas más grandes de América Latina, por lo que la mayor parte del conocimiento de la Cuenca de Tampico se debe a esta institución.

Es de las pocas operadoras petroleras del mundo que desarrolla toda la cadena productiva de la industria, desde la exploración, hasta la distribución y comercialización de productos finales, incluyendo la petroquímica. Durante 2012, sus ingresos totales ascendieron a un billón 647 mil millones de pesos, obtuvo un rendimiento de operación de 905 mil millones de pesos y su inversión ascendió a 311 mil millones de pesos.

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 próximos a entrar a esa etapa, tal como se muestra en la figura 1.1, en la que se puede observar, cómo la mayoría de los campos productores se encuentran en la etapa de declinación, agravando esta situación, cabe señalar que los campos que cada vez están produciendo menos son los llamados “campos gigantes”. Los campos que se encuentran en la etapa de desarrollo son con reservas y producción más bajas, ya que las rocas almacenadoras tienen poco espesor y presentan poca continuidad están en su etapa final (PEMEX, 2012).

Debido a la baja de la producción en la mayoría de los campos petroleros de México, es de gran importancia realizar el adecuado desarrollo de los proyectos para tener la capacidad de mantener e incrementar el volumen de producción actual, para esto es conveniente que se realicen los estudios necesarios de las características especiales de cada campo, con la finalidad de realizar propuestas viables para un óptimo desarrollo.

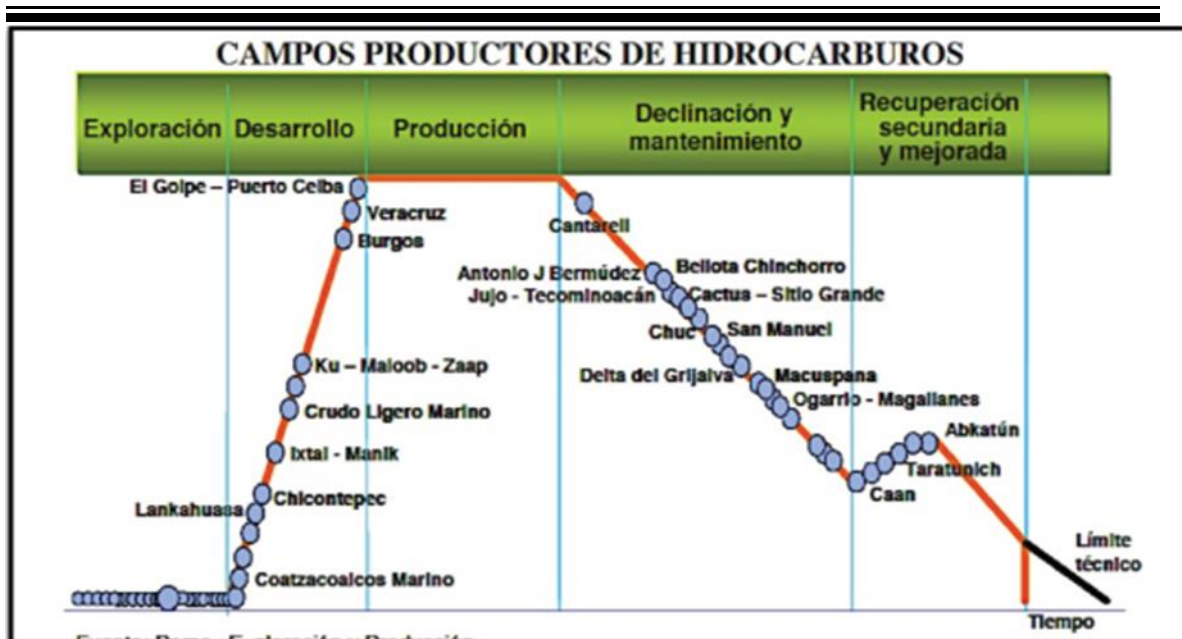


Figura 1.1 Campos productores de hidrocarburos de México (PEMEX 2012).

El tener un óptimo conocimiento geológico del subsuelo permitirá identificar las áreas con mayor potencial de producción, de igual manera con ello se puede planear el número adecuado de pozos a perforar, así como la ubicación de los mismos, especificar su trayectoria de perforación, tipo de terminaciones, fracturamientos y 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, el uso de la información sísmica y petrofísica, cuantificación de la volumetría del proyecto, análisis químicos de los fluidos del yacimiento, definir los mecanismos de producción, pronóstico de factores de recuperación, perfiles de producción y la selección de métodos de recuperación adicional (CNH, 2010).

Se puede afirmar que los hidrocarburos son los energéticos, sin duda, más importantes en la historia de la humanidad. El petróleo es un recurso natural no renovable, y es el que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo.

Desde hace miles de años se conoce la existencia del petróleo y cuáles son los usos que se le pueden dar a éste, sin embargo desde hace menos de 200 años

es cuando se le ha visto como un elemento vital y un factor estratégico de desarrollo industrial y en consecuencia, económico.

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

El ser humano alrededor del mundo, se ha hecho dependiente del petróleo y la intensidad que caracteriza al mercado internacional y sus precios han logrado que se generen investigaciones sobre energéticos que sean alternativos para sustituirlo, a pesar de que hasta el momento se han dado importantes pasos en este sentido no se han encontrado quien lo reemplace.

Los países como Reino Unido, Noruega, México, Rusia y Estados Unidos, son llamados países productores independientes de petróleo. Estados Unidos es el mayor consumidor de petróleo, pero al mismo tiempo es uno de los grandes productores. Petróleos Mexicanos mantiene relaciones comerciales para la venta de petróleo, derivados y productos petroquímicos, con Bélgica, Belice, Brasil, Canadá, Colombia, Ecuador, Francia, España, Estados Unidos, Gran Bretaña, entre otros (Nava Pérez, 2001).

Considerando los tipos de petróleo, éste tiene tal diversidad de componentes que difícilmente se encuentran dos tipos idénticos, además de existir parámetros internacionales, como el del Instituto Americano del Petróleo (API), que diferencian las calidades del mismo y por lo tanto su valor. Entre más grados API tenga el petróleo, mejor será su calidad; los mejores son los que se clasifican como “ligeros” y/o “suaves”.

A los que se les llama “ligeros”, son los que tienen más de 26°API, por otro lado los que se llaman “intermedios” se les sitúa entre 20° y 26°API, por último a los que se les llama “pesados” están por debajo de los 20°API.

La explotación del petróleo se derivó del descubrimiento de los yacimientos, el o los usos que se le dan, la tecnología para su proceso industrial y el desarrollo económico de un país. Dicha explotación se hace de acuerdo a las características de cada yacimiento, esto es por ejemplo, el yacimiento tiene

energía propia, el petróleo saldrá por si solo, o por el contrario si no existe dicha presión se emplearán otros métodos de extracción. Todo esto se toma en cuenta para sacar el costo de producción del petróleo y es lo que lo hace más o menos competitivo en el mercado (Nava Pérez, 2001).

1.1.- OBJETIVOS.

Objetivo General.

Describir las principales características geológico-petroleras de la Cuenca de Tampico que deben tomarse como base para realizar un óptimo desarrollo de sus campos.

Objetivos específicos.

- Describir las características del sistema petrolero, que incluye el estudio de las rocas generadoras, almacenadora, sello, así como la migración y la sincronía.
- Describir los principales métodos de perforación que han sido utilizados para el desarrollo de los campos y realizar una propuesta para mejorar los resultados.
- Describir los elementos relevantes que intervienen en el desarrollo de campos y realizar una propuesta para mejorar e incrementar la producción.
- Conocer el potencial económico de los yacimientos del campo, en función del tipo de hidrocarburo y sus reservas.

Es importante mencionar que en este trabajo se recopiló información geológico-petrolera disponible que permite conocer las principales características de los sistemas petroleros que son de mayor importancia y utilidad para proponer metodologías que permitan lograr el óptimo desarrollo de los campos, considerando las mejores alternativas en los métodos de perforación y recuperación de hidrocarburos existentes.

1.2.- METAS.

Actualizar la interpretación geológico-petrolera para proponer cuáles métodos de perforación de pozos petroleros son los más adecuados para lograr un óptimo resultado.

Elaborar un documento de consulta actualizado que integre información geocientífica correspondiente a la Cuenca de Tampico que sea de utilidad a los usuarios de la industria petrolera.

Documentar cuáles metodologías son las que se pueden implementar para mejorar el óptimo desarrollo de los campos de tal manera que se obtengan los mejores resultados con buenos indicadores económicos.

1.3.- UBICACIÓN.

La Cuenca de Tampico se localiza en la región continental en el límite de entre los estados de Tamaulipas y Veracruz, aunque una parte se encuentra en el Golfo de México, alcanzando la isobata de 200 metros. Al oeste colinda con el Frente Tectónico de la Sierra Madre Oriental y se encuentra entre los elementos paleogeográficos del Mesozoico, los cuales son la Paleo-Isla Tantíma y la Paleopenínsula de Tamaulipas (al sur y al norte respectivamente), cubriendo un área total de 109,007 km² (figura 1.2), (PEMEX, 2011).

La Cuenca Tampico de edad Jurásico-Cretácico es una cuenca tipo rift cuya geometría de bloques de basamento está relacionada a la etapa de apertura del Golfo de México y que evolucionó en el Cenozoico a una cuenca de antepaís formada en el Paleógeno, cuando el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental formó un orogeno al occidente de la cuenca (PEMEX, 2013). Las rocas generadoras, almacenadoras y sellos que están relacionadas a los campos de la cuenca que se encuentran entre el Jurásico Superior y el Cretácico Inferior (entre los 65 y los 200 millones de años).

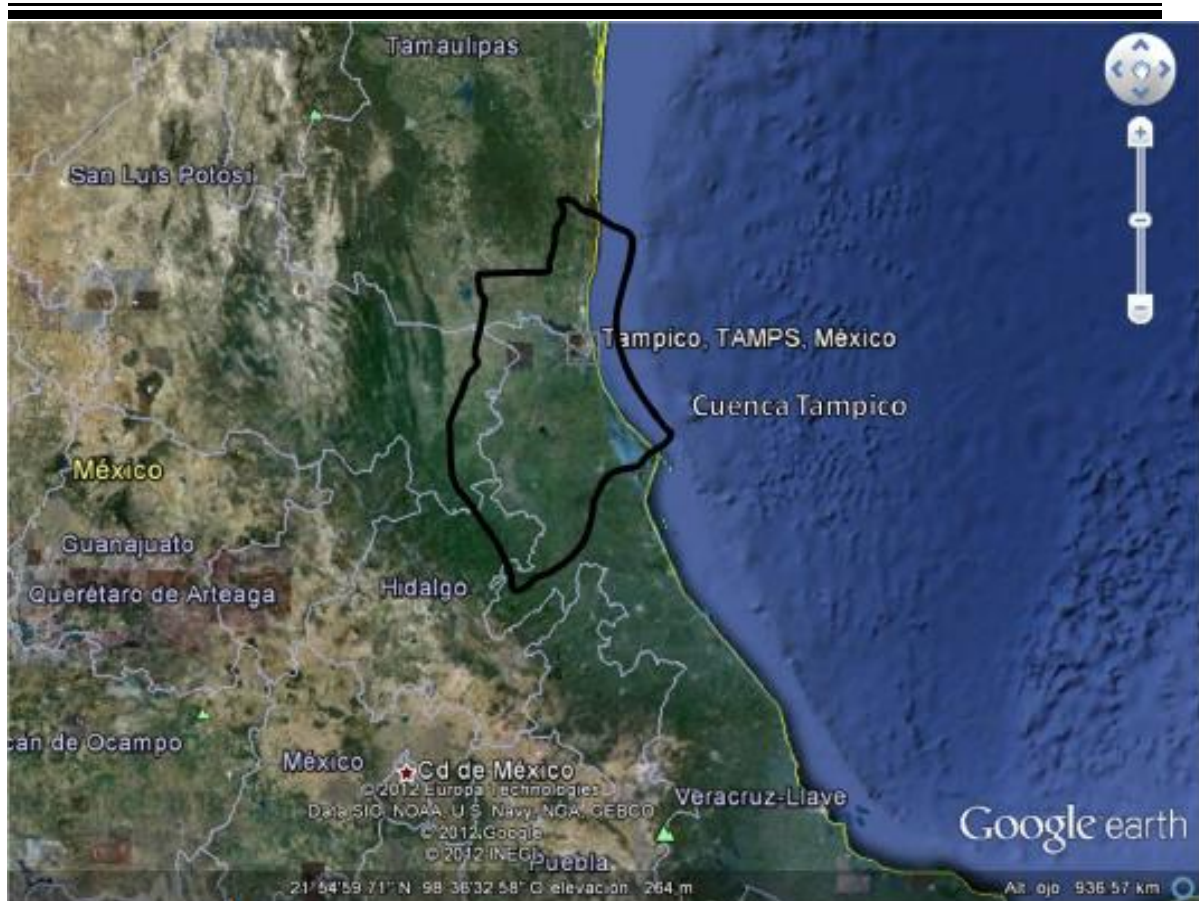


Figura 1.2. Localización de la Cuenca de Tampico (Google Earth 2014).

1.3.1. CAMPOS PETROLEROS

Existen numerosos campos en la Cuenca de Tampico, muchos de ellos desarrollados por compañías privadas a principios del siglo pasado, otros fueron desarrollados posteriormente por PEMEX, aunque la mayoría de ellos ya no tienen producción, a excepción de los denominados Salinas, Topila, Cacalilao, Pánuco, Lobina, Jurel, Merluza, Náyade, Arenque, Altamira, Tamaulipas-Constituciones y Tilapi; todos ellos se encuentran en una fase madura, en cuanto a su nivel de desarrollo.

Los campos de la Cuenca de Tampico se encuentran relacionados con rocas generadoras del Jurásico Superior, y en menor importancia del Cretácico; las rocas sello son del Jurásico Superior, Cretácico Superior y Cenozoico; y las

rocas almacenadoras son del Jurásico Superior y del Cretácico Inferior. Las trampas son de tipo estructural en secuencias fracturadas, las cuales están asociadas a plegamientos de diversas dimensiones.

Esta cuenca cuenta con cuatro campos históricamente importantes por su desarrollo y producción: el Campo Arenque, el Campo Tamaulipas-Constituciones, el Bloque Altamira y el Bloque Pánuco (PEMEX, 2011).

1.3.2. BLOQUE ALTAMIRA

El Bloque Altamira se localiza en la planicie costera del Golfo de México, aproximadamente a 40 Km al noroeste de la ciudad de Tampico, en el sur del estado de Tamaulipas, cubriendo una superficie de 1,625 Km² (figura 1.3).



Figura 1.3. Superficie aproximada del Bloque Altamira (Google Earth 2014).

Hasta el año 2011 se tiene registró la perforación de 87 pozos, de los cuales 25 están operando, 18 cerrados y 44 taponados; actualmente produce únicamente 1,000 bpd. El crudo que se produce en estos campos es de tipo pesado, con densidad que varía de 10 a 13° API y la presión actual de los yacimientos varía de 50 a 55 kg/cm².

1.3.3. CAMPO ARENQUE.

El Campo Arenque se localiza en aguas territoriales pertenecientes al Golfo de México, aproximadamente 30 kilómetros al oriente de Ciudad Madero, Tamaulipas (figura 1.4).

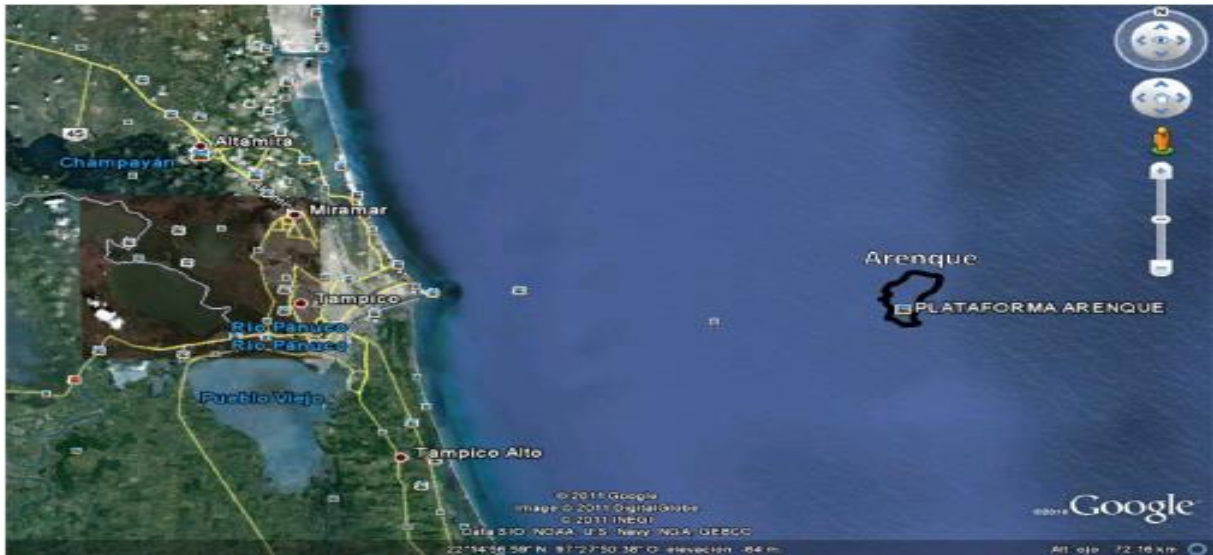


Figura 1.4. Localización del Campo Arenque (Google Earth 2014).

El campo cuenta con 4 yacimientos, dos del Jurásico Superior dividido en 2 bloques y 2 en la cima y base de la Formación Tamaulipas Inferior, del Cretácico (PEMEX, 2011), en un área de 34 km².

Los yacimientos producen aceite negro con una densidad promedio de 34° API para el Jurásico Superior Kimeridgiano y para el Cretácico Inferior de 22° API.

1.3.4. CAMPO TAMAULIPAS-CONSTITUCIONES.

El Campo Tamaulipas-Constituciones se localiza en el Municipio de Altamira, a 25 kilómetros al noroeste de la ciudad de Tampico, en el mismo estado de Tamaulipas (figura 1.5).

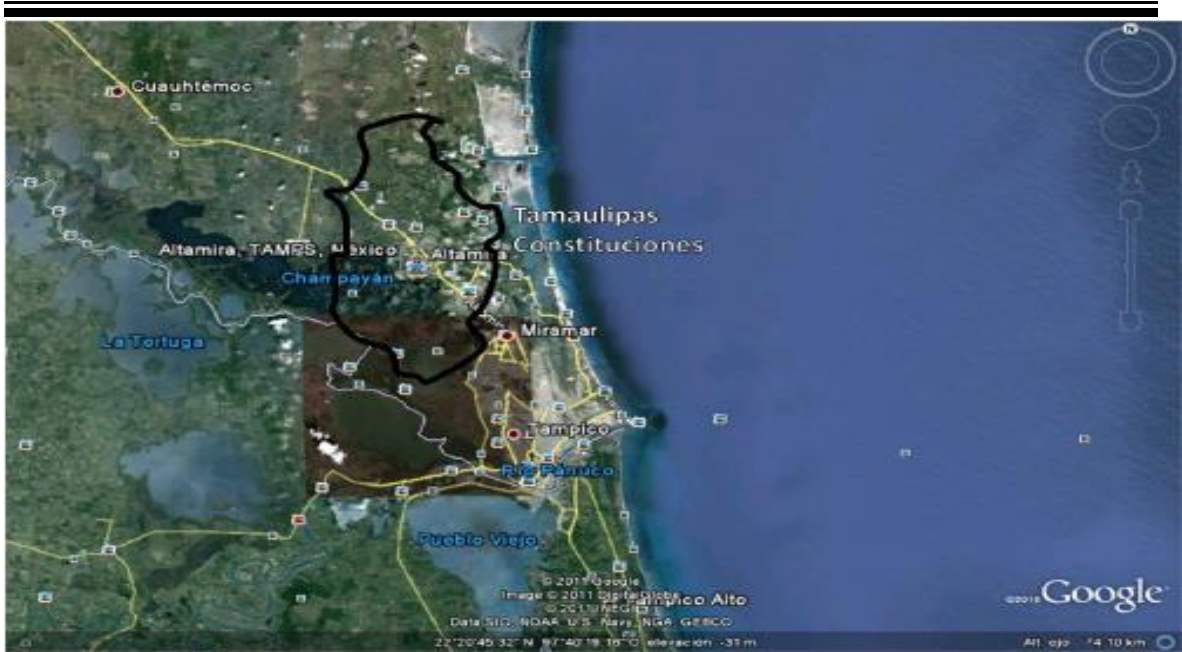


Figura 1.5. Localización del Campo Tamaulipas-Constituciones (Google Earth 2014).

Este campo se ubica geológicamente en la porción continental de la Isla Jurásica de Tamaulipas-Constituciones y forma parte del Archipiélago del Jurásico Superior (CNH, 2012).

1.3.5. BLOQUE PÁNUCO

El bloque Pánuco se ubica aproximadamente a 20 km al oeste de la ciudad de Tampico, Tamaulipas, en la planicie costera del Golfo de México, en la porción norte del Estado de Veracruz; está limitado al norte por el Bloque Altamira y al oeste por el Bloque Ébano (figura 1.6). Cubre una superficie de 1,839 km², dentro del bloque se encuentran los campos Salinas, Pánuco, Topila y parte del Cacalilao. En este bloque, se han perforado 1,626 pozos, de los cuales 191 están operando (6 son pozos letrina), 99 son pozos cerrados y 1,336 se encuentran taponados. El crudo que se produce en estos campos es de tipo pesado, con densidad que varía de 10 a 13° API, la presión de los yacimientos, varía de 40 a 45 kg/cm², en estos campos la dificultad de la perforación es baja (PEMEX, 2012).

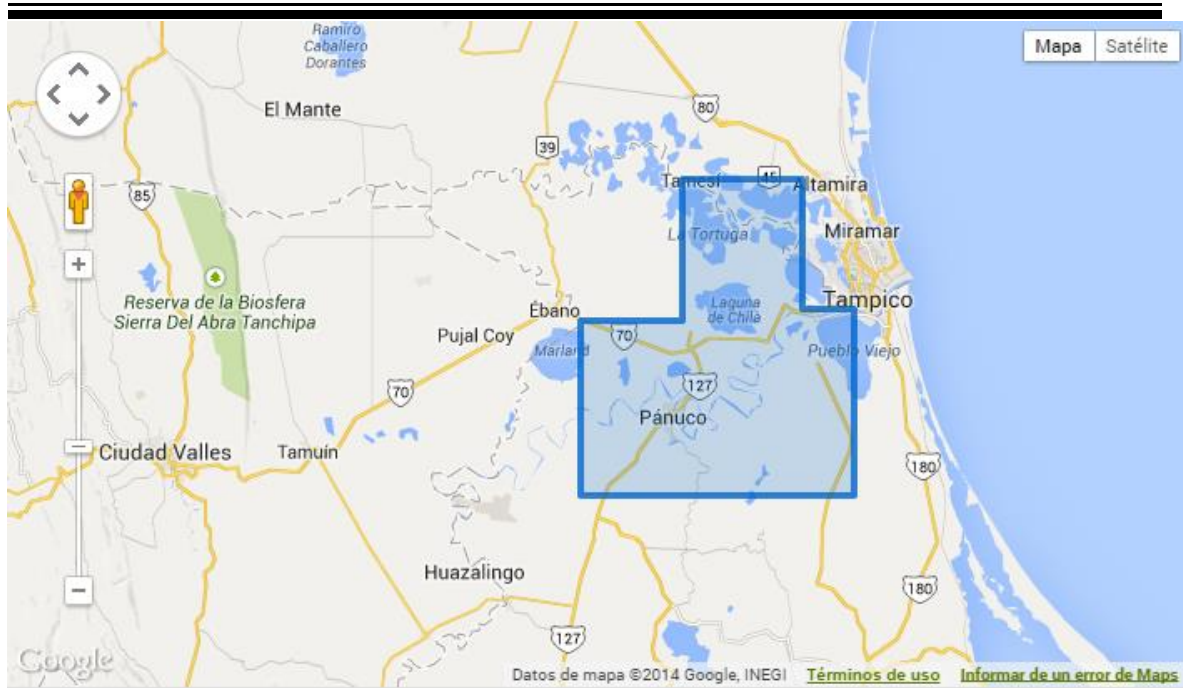


Figura 1.6. Localización del Bloque Pánuco (Google Earth 2014).

1.4.- ANTECEDENTES.

Las primeras investigaciones con métodos geológicos iniciaron a principios del siglo pasado y los estudios geofísicos iniciales se realizaron entre 1951 y 1953. Fueron estudios gravimétricos y sismológicos que permitieron el descubrimiento de lo que hoy se conoce como el Campo Tamaulipas-Constituciones; en ellos fue determinada la existencia de altos estructurales, uno de los cuales fue denominado Tamaulipas, donde fue perforado el pozo Altamira-1 (Tamaulipas-1), donde se obtuvo una producción de aceite inicial de 639 barriles por día.

De 1956 a 1957 fue perforado el pozo Gallinas 101 (Constituciones-101), productor de aceite del Jurásico Superior con una producción diaria de 186 barriles. El Pozo Gallinas-102 (Constituciones-102), fue descubridor del yacimiento Jurásico San Andrés, con una producción diaria inicial de 283 barriles.

En 1956 el campo Tamaulipas-Constituciones inició su producción; fueron perforados pozos con espaciamiento de 400 metros. Le fue dada mayor importancia al desarrollo del yacimiento en la Formación San Andrés, el cual alcanzó posteriormente, una producción diaria de 26,000 barriles diarios de

aceite en 1962. En el periodo de 1962 a 1966 se realizaron pruebas de recuperación secundaria en pozos dentro del Campo Tamaulipas-Constituciones; se efectuaron dos pruebas piloto por medio de inyección de agua. Posteriormente, la producción comenzó a declinar y para el periodo de 1967-1968, la producción sólo alcanzó los 7,500 barriles diarios de aceite.

En 1966, con los estudios realizados en la región marina dentro de la cuenca, se ubicó el Pozo Arenque-1, en la culminación de una estructura plegada que corresponde con un anticlinal cuyo eje mayor es de 7 kilómetros y un cierre estructural del orden de 100 metros, teniendo como objetivo un horizonte interpretado como Jurásico Superior (PEMEX, 1999); durante la perforación fueron alcanzadas rocas del Cretácico Inferior. El pozo se convirtió en productor de aceite en 2 intervalos. El primero, de 1,412 a 3,421 metros, con una producción diaria de 232 barriles de aceite; el segundo, de 3,360 a 3,374 metros, con una producción diaria de 579 barriles.

En 1968, fue perforado el Pozo Arenque-2, con una producción diaria de 7,588 barriles de aceite y 4.3 millones de pies cúbicos de gas diarios; la perforación de este pozo alcanzó rocas sedimentarias del Jurásico Superior San Andrés.

Para lograr el éxito de lo que hoy se conoce como Campo Arenque, fueron perforados, posteriormente, 26 pozos productores, aunque 3 resultaron invadidos con agua salada y 2 taponados por accidente mecánico; también hubo uno productor no comercial. Todos estos pozos fueron perforados con un espaciamiento de 800 metros, aproximadamente.

En mayo de 1969, en el Campo Tamaulipas-Constituciones, se inició la inyección de agua salada al yacimiento Jurásico San Andrés, mediante 99 pozos inyectoros y 198 productores, con un espaciamiento de arreglos de patrones hexagonales invertidos. Tuvieron éxito hasta 1970, incrementando la producción de aceite por arriba de los 12,000 barriles diarios y manteniéndolo por encima de los 10,000 barriles diarios de aceite por un periodo de 11 años.

En 1970 se inició la producción comercial del Campo Arenque, el cual, en enero de 1978, alcanzó una producción máxima diaria de 26,000 barriles de aceite y 55 millones de pies cúbicos de gas. Sin embargo, la caída de la presión en el

yacimiento motivó que en junio de 1980 se implementara la inyección de agua con el objeto de incrementar la recuperación final de hidrocarburos (PEMEX, 1999).

La inyección de agua dulce en pozos del campo Tamaulipas-Constituciones, llegó en 1980 debido a problemas con el agua salada en las tuberías. Posteriormente, en el periodo de 1982 a 1992, fueron perforados 124 pozos intermedios con objetivo Jurásico de la Formación San Andrés, de los cuales 119 fueron productores y se perforan con un espaciamiento de 200 metros, de los cuales, al primero de enero de 1999, tuvieron una producción acumulada de 20 millones de barriles de aceite.

Hasta 1999 fueron perforados 716 pozos, de los cuales 450 fueron productores, 177 inyectoros y 89 taponados.

Para el año 2007, se terminaron 21 pozos horizontales en los campos Arenque y Tamaulipas-Constituciones, así como 2 pozos multilaterales en éste último. En ese mismo año había 87 pozos en el campo Altamira, de los cuales 25 se encuentran en operación, 18 se encuentran cerrados y 44 taponados. En conjunto, únicamente los campos Lobina, Jurel, Merluza, Náyade y Arenque registran 51 pozos perforados, de los cuales 17 se encuentran en operación, 13 se encuentran cerrados y 21 taponados (PEMEX, 2012).

Acerca de la Provincia de Tampico–Misantla se ha realizado una gran cantidad de investigaciones geológicas y petroleras que han contribuido de manera significativa en su conocimiento, considerando que la Faja de Oro fue el punto de partida del auge petrolero en México, y la Cuenca de Chicontepec representa, actualmente, uno de los retos más importantes.

A finales del siglo XIX y hasta 1910 la producción de hidrocarburos en México fue escasa, considerando que los reportes históricos documentan que realmente la producción comercial del petróleo inició en 1908, cuando fue descubierto el primer yacimiento de la Faja de Oro. Aunque no se cuenta con registros exactos de la producción de esa época, solo se conocen valores aislados de algunos pozos trascendentes de la época como los de Cerro Azul y Juan Casiano.

Entre 1911 y 1921 se produjo el primer boom de la producción petrolera mexicana, por lo que sobre ese periodo se han escrito decenas de libros y artículos, cuyos datos han sido dados a conocer públicamente en informes presidenciales de distintos mandatarios [Barbosa Cano, 2008].

En la Faja de Oro se perforaron los primeros pozos de mayor producción en México. Silva Herzog, en 1941, estimó que la producción aproximada de esa zona hasta marzo de 1938, fue del orden de 1,849 millones de barriles, de los cuales se exportó casi el 83%, destinándose el resto para el consumo interno.

En 1916 Everette Lee De Golyer realizó importantes estudios geológicos propios a su época, que llevaron a descubrimientos de yacimientos en la Hacienda Potrero del Llano. El 19 de Julio de 1918 E.T. Dumble presentó el trabajo denominado “Geology of Northern end of the Tampico Embayment Area”, considerado como uno de los primeros que tratan aspectos geológicos del área de Tampico, siendo una referencia para las publicaciones actuales.

Belt en 1925, publicó un artículo, donde describió las características de las calizas de la Formación Tamaulipas, la cual refiere a la Serie Comancheana de edad Aptiano Tardío-Albiano, que se asocia al tiempo en que ocurrió el depósito de carbonatos. Muir, en 1936, publicó a sugerencia de Burckhardt, la división tripartita de la informal Caliza Tamaulipas, partiendo de la idea de Stephenson en 1922: Tamaulipas Inferior (Neocomiano Inferior–Aptiano) y Tamaulipas Superior (Albiano–Cenomaniano), situando al Horizonte Otates entre ambas unidades estratigráficas.

La Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, a través de sus casi 63 años de historia, ha aportado una gran cantidad de publicaciones de distintas regiones, tal como ocurrió con el trabajo de Nájera Chiapa, posteriormente en 1952, quien analizó las formaciones del Eoceno en la zona de Poza Rica, Veracruz. Becerra, en 1970, realizó un estudio bioestratigráfico de la Formación Tamabra del Cretácico en el Distrito de Poza Rica.

En la Revista del Instituto de Geología se publicó en 1977 por Gamper M.A., un trabajo sobre la Bioestratigrafía del Paleoceno y Eoceno de la Provincia Tampico– Misantla basada en los foraminíferos planctónicos.

Pedrazzini, en septiembre de 1978, publicó en el boletín de la Sociedad Geológica Mexicana el trabajo titulado, *Facies, Ambientes y Desarrollo de la Plataforma Cretácica de Tuxpan–Tecolutla (Faja de Oro)*, donde integró un informe sobre las investigaciones realizadas por el IMP a lo largo del borde occidental de la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro).

El Instituto Mexicano del Petróleo, a lo largo de su fructífera historia, también ha publicado diversas investigaciones, entre los que destaca el trabajo realizado por Romero y Fricaud, en 1985, sobre el análisis geoquímico en muestras de aceite y roca del área de Chicontepec, Veracruz; y en 1999 fueron publicados varios estudios geoquímicos de las rocas e hidrocarburos de Jurásico Superior en la Cuenca Tampico–Misantla.

González y Holguín Quiñones, en 1991, presentaron un estudio geoquímico donde establecieron que el petróleo que se produce en México ha sido generado, principalmente, por lutitas calcáreas y calizas arcillosas del Jurásico Superior, en menor proporción por las rocas generadores del Cenozoico y Cretácico.

Román Ramos y Mena Sánchez, en 1996, presentaron en el Congreso Latinoamericano de Geoquímica Orgánica, una evaluación geoquímica de los recursos petrolíferos de la Cuenca de Tampico–Misantla.

En 1997, Mutti y Araujo elaboraron un libreto guía sobre un seminario de campo sobre facies turbidíticas del Cenozoico Temprano en la Cuenca de Chicontepec, en los estados de Hidalgo, San Luis Potosí, Puebla y Veracruz, como parte de las investigaciones realizadas por el Instituto Mexicano del Petróleo [Nieto Serrano, 2010].

En 1999, Britos Burgos y colaboradores presentaron en la Tercera Conferencia Internacional Conjunta AMGP/AAPG el sistema petrolífero y la reactivación exploratoria en la porción marina de la plataforma de Tuxpan, México. Cheatwood y Guzmán, en 2002, por su parte, realizaron una comparación de las

propiedades de reservorio del Campo Spraberry en el oeste de Texas y el Campo Chicontepec en México. Aguayo y colaboradores (2006) presentaron un resumen de la Geología Regional de la Cuenca de Chicontepec del centro-orientado de México, como antecedente para el estudio de su porción noroccidental en afloramiento, dentro del III Simposio: La investigación y Desarrollo en la Facultad de Ingeniería, UNAM.

Como la Cuenca de Chicontepec representa uno de los retos más importantes de los últimos años en México, muchas de las publicaciones más recientes se enfocan en esta cuenca. Aguayo Camargo y Santillán Piña, en el 2009 presentaron un trabajo sobre las facies sedimentarias turbidíticas del Cenozoico Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México, donde concluyeron que en los afloramientos estudiados al noroeste de la Cuenca de Chicontepec se pueden reconocer las litofacies propuestas por Mutti en 1972.

1.5. IMPORTANCIA ECONÓMICA DEL ÁREA.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y Petróleos Mexicanos (PEMEX) reconocen que la Cuenca de Tampico constituye, desde inicios del siglo pasado (1904 cuando fueron descubiertos al sur de Tamaulipas los yacimientos de Ébano-Pánuco), un amplio recurso geológico continuo de hidrocarburos, sin embargo, debido a la complejidad de los yacimientos y a la carencia de tecnología que hagan rentable la explotación de los mismos, se tienen demasiadas dificultades para un óptimo desarrollo.

El aumento de la demanda de energía en el mundo ha provocado la generación y aplicación de nuevas técnicas de explotación. En la Cuenca de Tampico el área denominada Bloque Pánuco, Altamira y Arenque es la de mayor interés debido a que en ella se encuentran campos maduros que están siendo re-activados.

En donde cabe señalar que la cuenca se encuentra ubicada dentro de la región norte del país, dentro de la provincia Tampico-Misantla. En la tabla 1.1 se indica cuáles son las reservas con las que cuentan el área de mayor interés de la Cuenca de Tampico.

Reservas de Hidrocarburos de la Cuenca de Tampico (principales campos), PEMEX 2012				
	Recursos Prospectivos (MMBPCE)	Reservas 1P (MMBPCE)	Reservas 2P (MMBPCE)	Reservas 3P (MMBPCE)
Altamira	12.8	2.3	4.8	10.5
Pánuco	132.2	8.3	49.9	49.9
Arenque	994	76	93	100
Tamps.- Constiuciones	112.78	53.3	117.5	117.5

Tabla 1.1. Reservas de los principales campos de la Cuenca de Tampico, (PEMEX 2012).

CAPITULO 2.- MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

2.1. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La Cuenca de Tampico se localiza en la región continental en el límite entre los estados de Tamaulipas y Veracruz, aunque una parte se encuentra en el Golfo de México, alcanzando la isobata de 200 metros. Al oeste colinda con el Frente Tectónico de la Sierra Madre Oriental y se encuentra entre los elementos paleogeográficos del Mesozoico, los cuales son la Isla Tantíma y la Paleopenínsula de Tamaulipas (al sur y al norte respectivamente), cubriendo un área total de 109,007 km². Es una cuenca en la que los bloques de basamento están dislocados por sistemas de fallas normales originadas durante la etapa de apertura del Golfo de México en el Triásico-Jurásico Medio, por lo que desde el punto de vista tectónico se tiene un rift abortado.

La Cuenca de Tampico está delimitada principalmente por los siguientes elementos tectónico-estructurales y estratigráficos: el Alto de Tamaulipas, el Alto o Isla de Arenque, Alto de la Plataforma de Tuxpan y al poniente el Frente Tectónico del Cinturón Plegado y Cabalgado de la Sierra Madre Oriental (Fig. 2.1). Los paleo-elementos estructurales influyeron en la creación de diferentes unidades litoestratigráficas según el régimen tectónico que permitió que se formara y evolucionara la cuenca (PEMEX, 2013). A continuación se describen las principales características de los paleo-elementos:

Alto de Tamaulipas, es un alto del basamento reactivado durante el Eoceno, que se encuentra al norte de la Cuenca de Tampico, morfológicamente está representado en la superficie, por la Sierra de San Carlos–Cruillas y Tamaulipas, flanqueada al oriente por el Homoclinal de San José de las Rusias y al occidente por la cuenca de Magiscatzin; su eje mayor tiene una orientación NNW-SSE y una longitud de aproximadamente 150 km., donde afloran rocas del Cretácico que en algunos sitios se encuentran intrusionadas por rocas de composición intermedias. Este paleo-elemento de gran interés económico petrolero ya que tiene posibilidad de entrapamiento de hidrocarburos en rocas del Cretácico principalmente y se tiene producción a nivel de Jurásico Superior y Cretácico Superior.

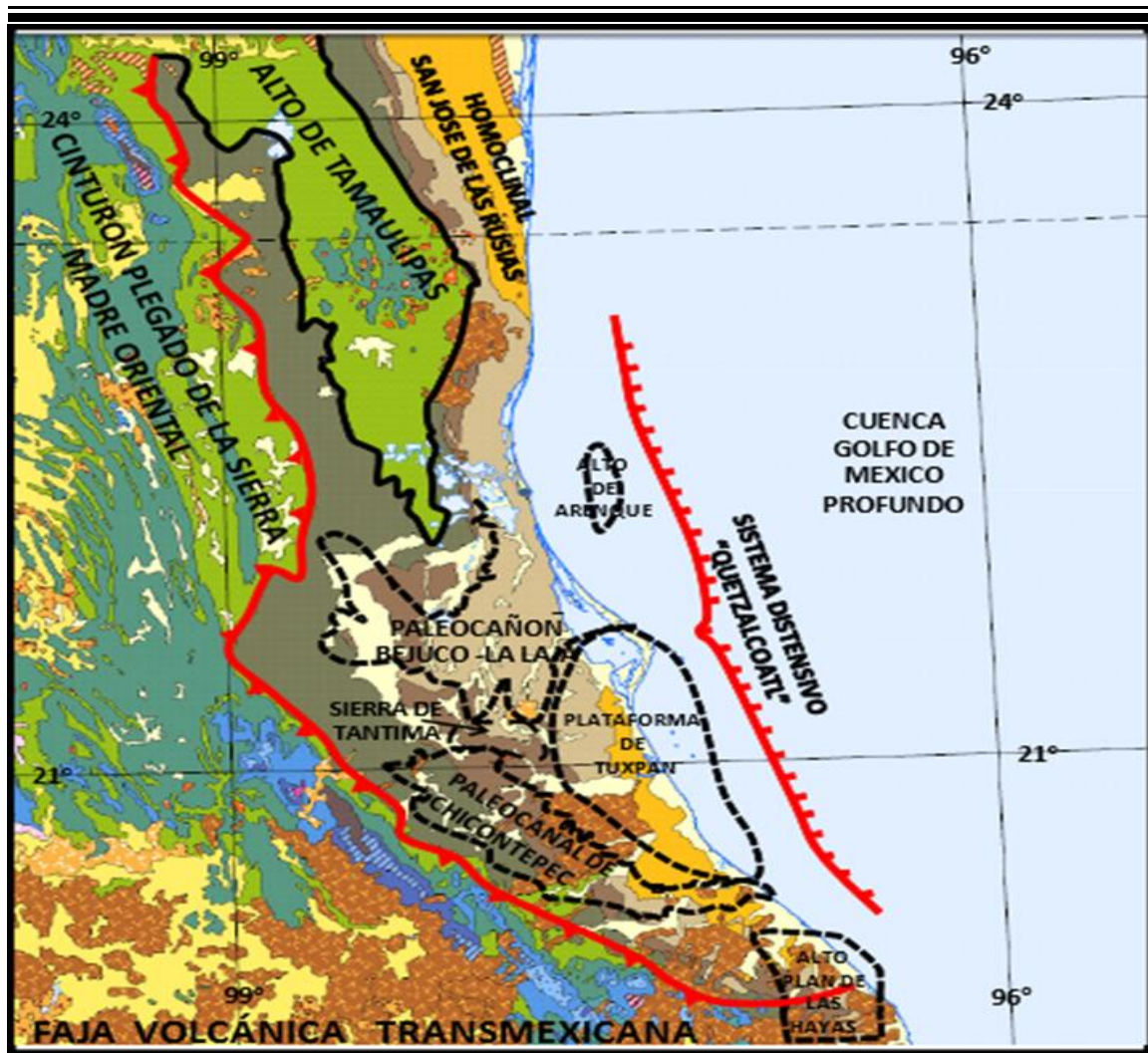


Figura 2.1 Principales elementos tectónicos de la Cuenca de Tampico (PEMEX, 2013).

La paleotopografía antecedente al Jurásico Superior estaba definida por depresiones de muy variadas formas, tamaño y disposición, normalmente irregulares, limitadas por elementos positivos, que constituirían la fuente de sedimentos siliciclásticos, la subsidencia en sus bordes está relacionada en algunos casos por fallamientos o intercomunicación con otras depresiones a través de estrechos pasajes, como sucede con la Depresión de Barril que se prolonga al sur entre los levantamientos de Chocoy y Tamaulipas–Constituciones, al oriente la depresión está separada por las Islas de los Cues-Salinas y Arenque. A nivel de cima del Basamento-Complejo Metamórfico, se tienen como rasgos estructurales más sobresalientes, el área correspondiente a la Sierra de Tamaulipas, el alineamiento Talismán-Lerma-El Verde, el Alto de

Chocoy, el levantamiento Cuatro Sitios-Santa Inés, las llamadas Islas de los Cues-Salinas-La Aguada y los Altos de Tamismolón (PEMEX, 2013).

El Alto o Isla de Arenque, está situado en la plataforma continental del Golfo de México, en el sur del estado de Tamaulipas y norte del estado de Veracruz, aproximadamente a 30 km al este de la ciudad y Puerto de Tampico. Forma parte de un lineamiento estructural cuyo eje principal es de aproximadamente 50 km de largo por 10 km de ancho, con saltos estructurales menores de 100 m y que independizan estas estructuras entre varios bloques.

Paleocañón Bejuco-La Laja (PCBL), se ubica en la porción centro-noroeste de la Cuenca Tampico-Misantla y al norte del estado de Veracruz, comprende una superficie promedio de 4000 km². Este paleocañón se formó en el Cenozoico como resultado de la erosión de rocas del Eoceno, Paleoceno, Cretácico y Jurásico, estando asociado a un bloque bajo del basamento. La fuente de origen de los sedimentos que rellenaron el paleocanal están representados por terrígenos constituidos de fragmentos de calizas del Jurásico Superior y Cretácico, así como por clásticos derivados de rocas arcillosas del Paleoceno, de tal forma que los sedimentos producidos corresponden a potentes espesores de lutitas con intercalaciones de conglomerados arcillo arenosos y areniscas arcillosas.

Estos depósitos están relacionados con ambientes marinos que van de neríticos hasta batiales. Esta área presenta interés económico petrolero y se han perforado más de 140 pozos, estableciendo producción en rocas fracturadas del Cretácico Inferior.

Plataforma de Tuxpan, es un banco carbonatado del Mesozoico, basculado hacia el oriente, desarrollado sobre un alto de basamento y actualmente sepultado por sedimentos clásticos cenozoicos. En este elemento se encuentran una gran cantidad de campos productores tanto en su porción marina como terrestre (PEMEX, 2013).

Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental (CPSMO), es un cinturón de pliegues y cabalgaduras producidas por esfuerzos no coaxiales de SW a NE (Cretácico Tardío-Eoceno). Las cabalgaduras, las fallas inversas, los pliegues isoclinales con plano axial de vergencia al NE, así como algunas fallas laterales, se produjeron durante el mismo evento de deformación. Las rocas aflorantes de la Sierra Madre Oriental están constituidas principalmente por rocas carbonatadas del Cretácico; en menor proporción se tienen a las rocas arcillosas y calcáreo-arcillosas del Jurásico Superior.

Frente Tectónico Sepultado (CPSMO), forma parte del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental en su porción oriental por debajo de la planicie costera correspondiente al “Sector Huayacocotla”. Corresponde a una franja plegada y cabalgada de aproximadamente de 50 km de ancho que forman estructuras anticlinales angostas y alargadas con vergencia hacia el noreste, afectadas por fallas inversas en sus flancos; se formaron durante la orogenia laramídica.

Está delimitado al sur por el Cinturón Volcánico Transmexicano, al oeste por el relieve estructural de la Sierra Madre Oriental, al este por la denominada Antefosa de Chicontepec. El basamento cristalino de este sector de la Sierra Madre Oriental está formado por rocas metamórficas de edad Pérmico.

Las estructuras de extensión asociadas a la apertura del Golfo de México crearon horst y grabens que controlaron la sedimentación mesozoica y los estilos estructurales paleógenos, ya que los límites de los bloques fueron reactivados como fallas inversas (figura 2.2) durante la deformación laramídica, tal es el caso del límite que constituye la denominada falla Brinco-Escobal, ubicada entre los elementos Frente Tectónico Sepultado y la porción oriental del Paleocanal de Chicontepec, donde el basamento está involucrado en la deformación. La deformación laramídica afecta principalmente a las rocas jurásicas y cretácicas.

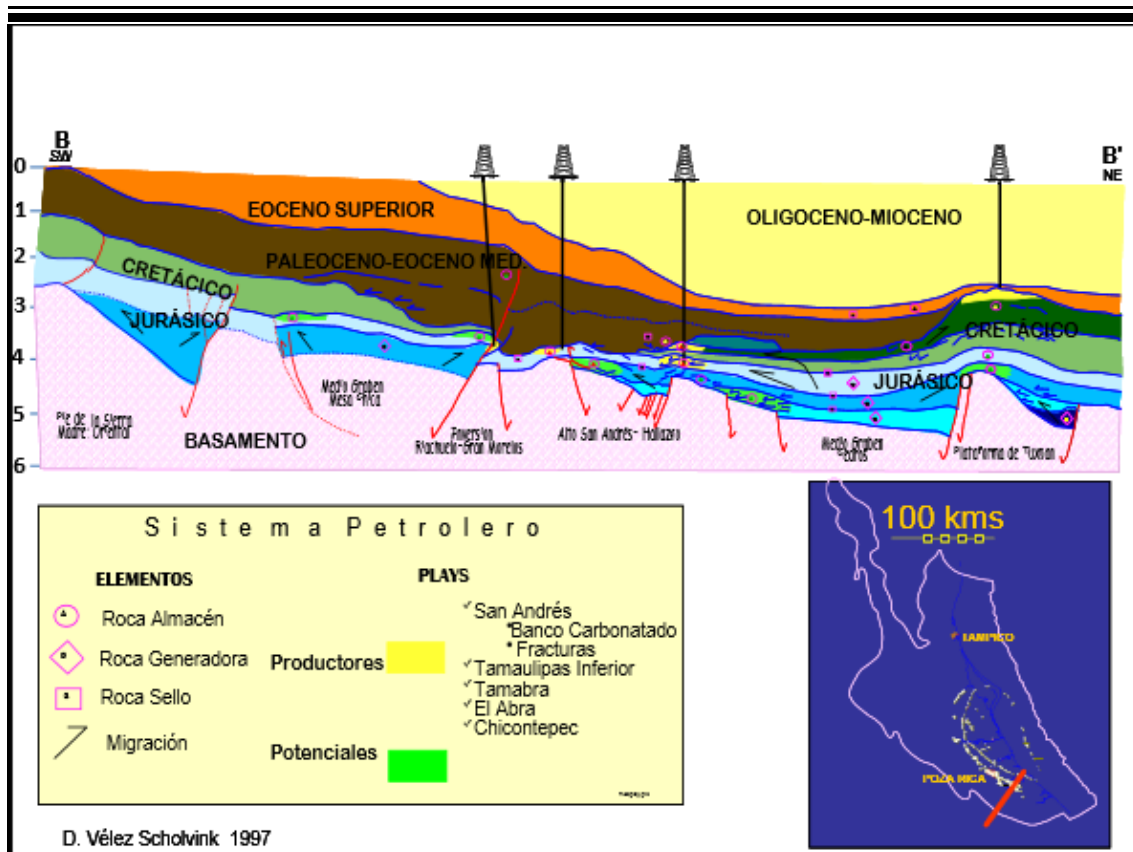


Figura 2.2. Sección Geológica que muestra los elementos tectónicos de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla (donde también se encuentra la Cuenca de Tampico), se aprecia la inversión estructural de las fallas de basamento, así como la relación entre las fosas del basamento y la distribución de los campos petroleros (Tomado del estudio del play San Andrés)(PEMEX, 2013).

2.2. EVOLUCIÓN GEOLÓGICA

La evolución geológica de esta área comenzó hace aproximadamente 540 millones de años, durante la Era Paleozoica, en la que el territorio mexicano era un archipiélago integrado por islas de diferentes tamaños.

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

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

Durante el Carbonífero y el Pérmico ocurrió la sedimentación de plataforma clástica y carbonatada, que evolucionó a ambiente de aguas profundas donde se acumularon turbiditas. Posteriormente, todo ello fue afectado por procesos orogénicos que resultaron en la acreción, sobre el basamento o cratón de Norteamérica, por la Orogenia Apalachiana-Ouachita-Marathon dando como resultado metamorfismo regional que originó a los esquistos de la región de Tamaulipas y del subsuelo de la Provincia Tampico-Misantla. Finalmente, se produjo actividad intrusiva Permo-Triásica para cerrar el ciclo de formación de la Pangea (colisión del arco de islas de raíz magmática granítica, Silúrico-Missisípico, y el continente Mexicano), (Nava y Alegría, 2001).

En la era Mesozoica, la evolución geológica, a partir del Triásico, se divide en cuatro etapas: etapa del rifting, etapa de margen pasivo, evento orogénico laramídico y la etapa de margen pasiva.

Durante el periodo Triásico Temprano y Medio, la región estuvo expuesta a erosión; prevaleció un ambiente continental, el cual favoreció el depósito de sedimentos arcillo-arenosos y conglomeráticos, acumulados en ambientes de abanicos aluviales, fluviales y lacustres. Los sedimentos se acumularon por los sistemas fluviales y en las planicies de inundación se formaron sistemas de fallas normales que en conjunto formaron horsts y grabens; en estos últimos se acumuló la Formación Huitzachel. Estando el continente expuesto a la erosión, se produjeron reajustes en el marco tectónico global y, consecuentemente, cambios muy notables en la sedimentación. Inicialmente ocurrió un adelgazamiento cortical y fenómenos de tipo distensivo (rifting) que fragmentaron la masa continental y dieron lugar al desarrollo de cuencas intracontinentales en una fase de deformación con extensión.

Etapas del rifting. Esta etapa tiene relación con la fase principal de apertura del Golfo de México, la cual fue desarrollada del Triásico Tardío al Jurásico Medio, en la que se formaron fosas tectónicas (figura 2.3). Durante el Triásico se formaron depresiones en las cuales se depositaron potentes espesores de Lechos Rojos, de origen continental, constituidos por areniscas, limolitas y conglomerados, con clastos de rocas extrusivas basálticas y riolíticas. A principios del Jurásico Temprano comenzó una transgresión marina, dando origen en la porción centro-oriental de México a la Cuenca de Huayacocotla. Esta constituye a una depresión irregular de edad Jurásico Temprano-Medio, de aguas someras a profundas, bajo un régimen de sedimentación rítmica de arenas y arcillas. En el Jurásico Medio se generaron movimientos relativos de los bloques de Basamento que provocaron la retirada de los mares, restituyendo en el centro y oriente del país las condiciones continentales. Con lo que a la vez, se efectuaron manifestaciones de actividad ígnea que afectaron a la Formación Huayacocotla en varias localidades de la porción sur del sector oriente de la Sierra Madre Oriental (PEMEX, 2013).

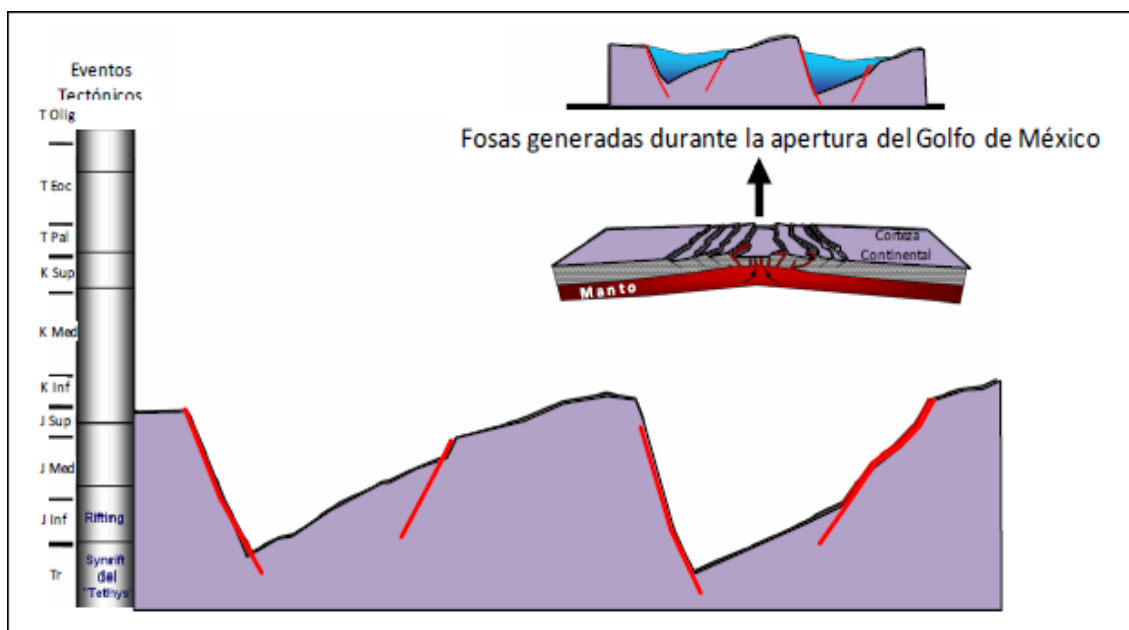


Figura 2.3. Apertura del Golfo de México, margen activa en el Triásico-Jurásico Medio (PEMEX, 2013).

Al finalizar el Jurásico Temprano, la Cuenca de Huayacocotla registró una deformación que causó plegamiento y emersión, lo que originó que toda el área

quedara expuesta durante el Jurásico Medio en una topografía continental con relieve bajo. Este fenómeno propició el depósito de rocas continentales que corresponden a la Formación Cahuasa de ambiente continental fluvial, por lo que esta unidad está formada por areniscas, lutitas y conglomerados acumulados en abanicos aluviales, canales, barras y planicies de inundación. En el Calloviano, debido a la progresiva extensión del Golfo de México, ocurrió subsidencia por lo que ocurrió una transgresión con la entrada de aguas marinas y comenzó una transgresión regional, dando como resultado de esto la formación de mares someros, cuencas marinas profundas y elementos paleogeográficos positivos aislados, asociados a sistemas de fallas normales y transcurrentes que les permitieron una evolución independiente. Ocurrió una sedimentación siliciclástica en algunos sitios y en otros, depósitos de evaporitas en las cuencas marinas someras. Los hundimientos en grabens fueron un fenómeno constante que fue modificando los ambientes sedimentarios; las rocas que representan estos eventos afloran en el Anticlinorio de Huayacocotla, sobre el Macizo de Teziutlán y en el subsuelo de los estados de Tamaulipas, San Luis Potosí y norte de Veracruz.

Las rocas predominantes son arcosas, lutitas, limolitas carbonosas, calizas y abundantes masas evaporíticas. Las calizas oolíticas y evaporitas atestiguan las fases de transgresión sedimentaria que ocurrieron posteriormente (figura 2.4). El registro estratigráfico indica discordancias entre las unidades del Jurásico Temprano y Medio, las cuales generaron condiciones de erosión con posteriores fases de inundaciones.

Etapas de margen pasivo. A partir del Jurásico Tardío se desarrolló un amplio margen pasivo que se relaciona con el establecimiento de condiciones de estabilidad tectónica en el Golfo de México. Este margen pasivo evolucionó sobre las unidades transgresivas en las que ocurrió subsidencia rápida que propició a la formación y emplazamiento de las grandes plataformas carbonatadas en el Cretácico (figura 2.5), (PEMEX, 2013).

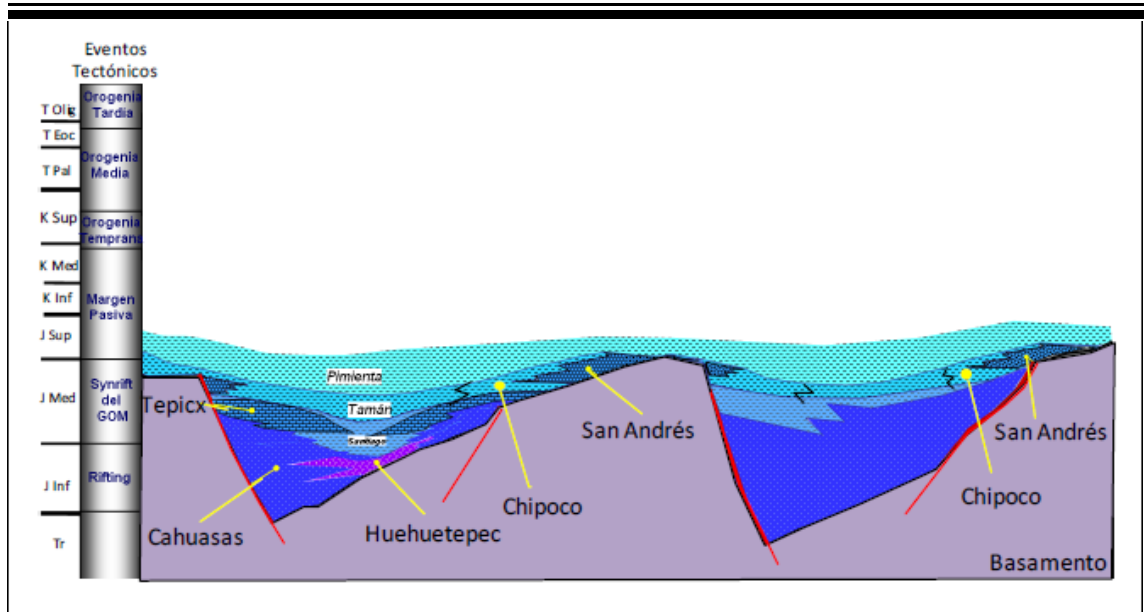


Figura 2.4. Relleno sedimentario de las fosas en el Jurásico Medio-Jurásico Tardío (PEMEX, 2013).

Además de la tectónica que ocasionó extensión, desde el Jurásico Medio hasta el Cretácico, se propagó una transgresión marina con depósitos de carbonatos, terrígenos y evaporitas.

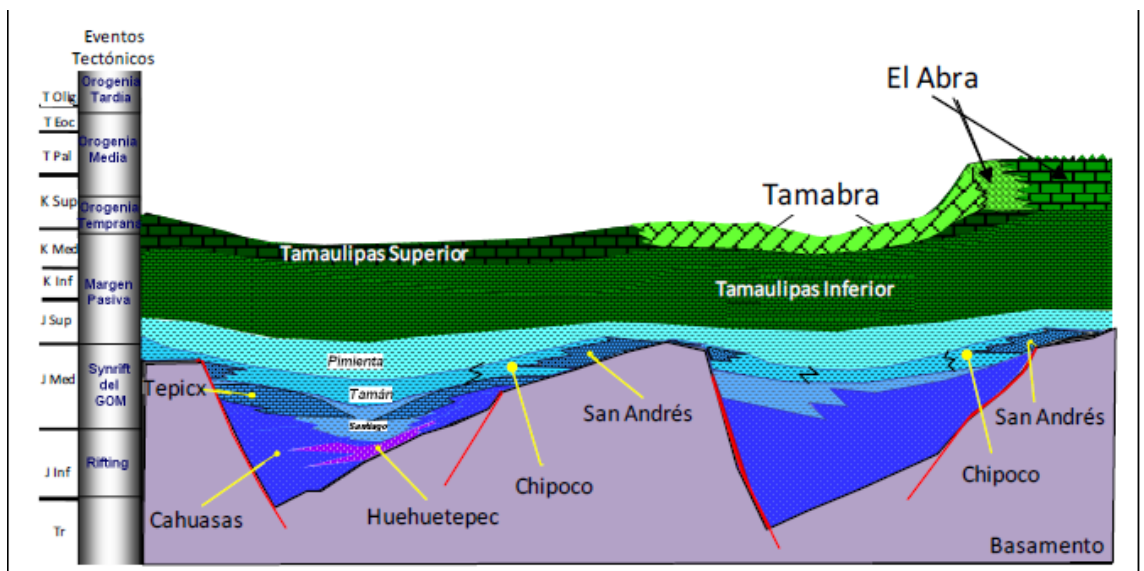


Figura 2.5. Extensas plataformas carbonatadas y crecimientos arrecifales en el Cretácico Inferior-Medio (PEMEX, 2013).

Evento orogénico laramídico. En el Cretácico Tardío existió en esta zona un amplio mar con variaciones importantes en la batimetría y la circulación del agua ya no estuvo restringida. Posteriormente, debido a la subducción de la placa de Farallón debajo de la Placa de Norteamérica y por el movimiento de bloques hacia el sur, se infiere que la región experimentó la acción de esfuerzos que causaron cambios sedimentológicos importantes que se reconocen en el incremento de aporte de material terrígeno y volcánico a las cuencas marinas. Así se originó la Formación Soyatal, al poniente, y las formaciones calcáreo-arcillosas Agua Nueva, San Felipe y Méndez en la Provincia Tampico–Misantla.

Estas potentes secuencias corresponden con el inicio del evento denominado Orogenia Laramide (Orogenia Cordillerana); de hecho, el final del Cretácico y el principio del Paleógeno están marcados por la formación de un orogeno. Su consumación se logró con el plegamiento y fallamiento inverso en la secuencia mesozoica que resultó en la formación de la estructura tectónica de la Sierra Madre Oriental, así como numerosos pliegues y fallas en el subsuelo de la Planicie Costera del Golfo de México, en el sector próximo de la Sierra Madre Oriental.

Del Cretácico Superior al Paleoceno se presentó un marco tectónico en donde el arco magmático formado en la margen pacífico continuó su migración hacia el oriente; en el noroeste de México se presentó un periodo de quietud volcánica que perduró hasta el Eoceno Superior.

Finalizando el Cretácico, inició el depósito de las secuencias calcáreo-arcillosas que fueron plegadas y cabalgadas producto de esfuerzos compresivos de la Orogenia Laramídica, que originó la estructura de la Sierra Madre Oriental, lo que favoreció que entre la Plataforma de San Luís Valles y la Plataforma de Tuxpan se formara una depresión de considerable magnitud denominada Antefosa de Chicontepec (cuenca sintectónica).

Durante el Paleoceno–Eoceno (figura 2.6), la zona de estudio se rellenó de areniscas, lutitas y conglomerados que corresponden con secuencias turbidíticas. Esto sucedió primeramente en las partes más occidentales de la región y

posteriormente, durante el Eoceno Temprano, hacia la zona frontal de Sierra Madre Oriental (PEMEX, 2013).

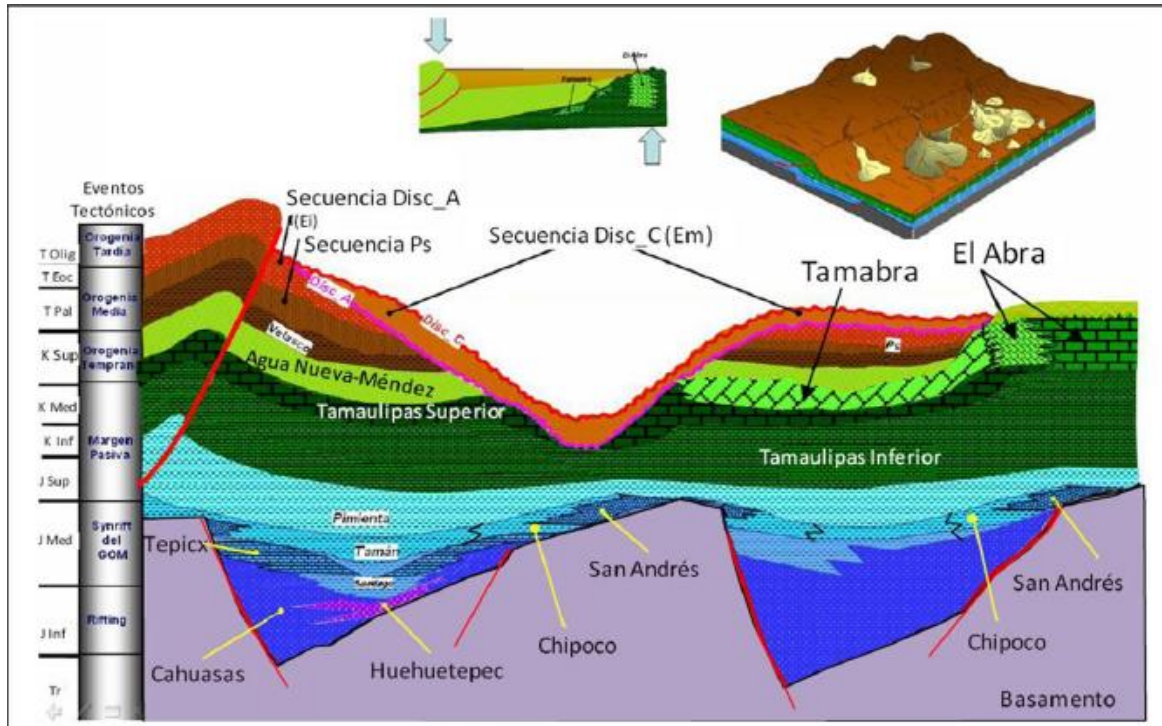


Figura 2.6. Depósitos turbidíticos de aguas profundas y levantamiento de la Sierra Madre Oriental en el Paleoceno-Eoceno Tardío (PEMEX, 2013).

Eta de margen pasiva. Tras el cese de la deformación laramídica y la colmatación de la Cuenca de Chicontepec (figura 2.7), la provincia pasó a un dominio de margen pasiva en la que la carga sedimentaria ocasionada por el paquete Cenozoico, depositado sobre la margen continental, provocó la subsidencia y el basculamiento de esta provincia hacia el Golfo de México con varias transgresiones y regresiones de menor orden (PEMEX, 2013).

De tal manera que hubo apilamientos de masas rocosas, aumento en el volumen de material erosionable, desequilibrio litostático y hundimientos en partes aledañas a la nueva estructura.

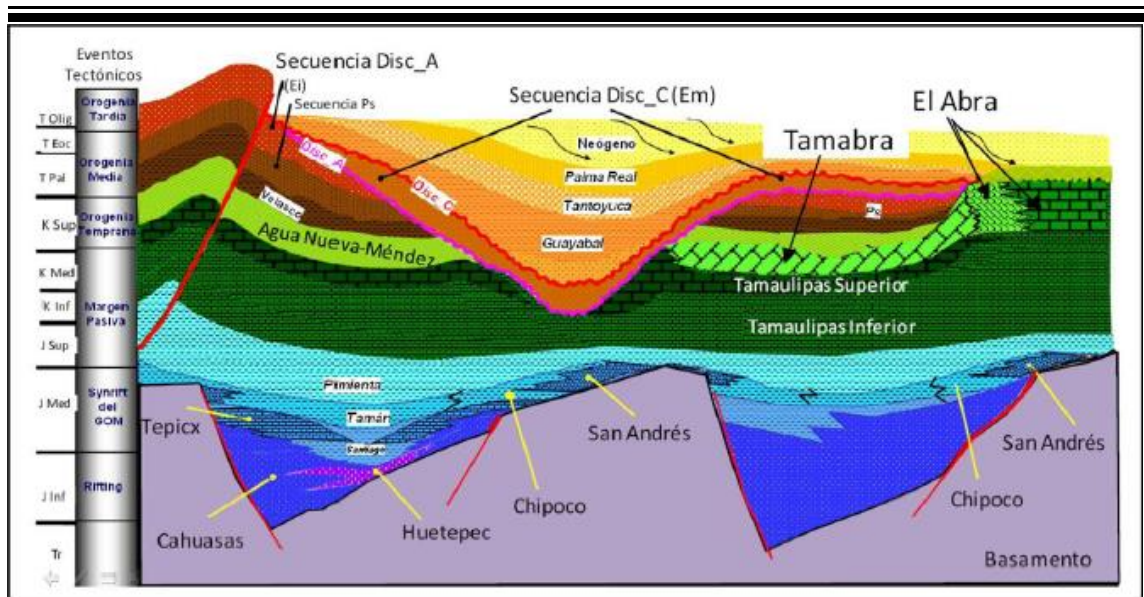


Figura 2.7. Depósitos progradantes en el Oligoceno temprano-Pleistoceno (PEMEX, 2013).

Las consecuencias de estos fenómenos se reflejaron en el frente de la Sierra Madre Oriental, donde se desarrollaron profundas cuencas marginales que se rellenaron durante el Paleógeno. Ejemplifica este fenómeno la Cuenca de Chicontepec, en la que se depositó un gran volumen de sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico, correspondiente a las Formaciones Chicontepec Inferior, Chicontepec Medio y Chicontepec Superior, sobre las secuencias Jurásicas y Cretácicas (Figura 2.7). Al mismo tiempo, en la porción noroeste de la citada región, se desarrolló la subcuenca de Magiscatzin, la cual también fue rellenada por sedimentos arcillo-arenoso y arcillosos de la Formación Velasco. Lo complejo del paleorelieve eocénico ocasionó una gran variedad de material sedimentario con características similares pero originadas en partes y épocas diferentes.

Posteriormente se depositaron las formaciones Aragón, Guayabal, Tantoyuca y Chapopote, que se acumularon ante cambios en las condiciones de depósito ocasionados por los paleorelieves submarinos y por los cambios en el nivel del mar.

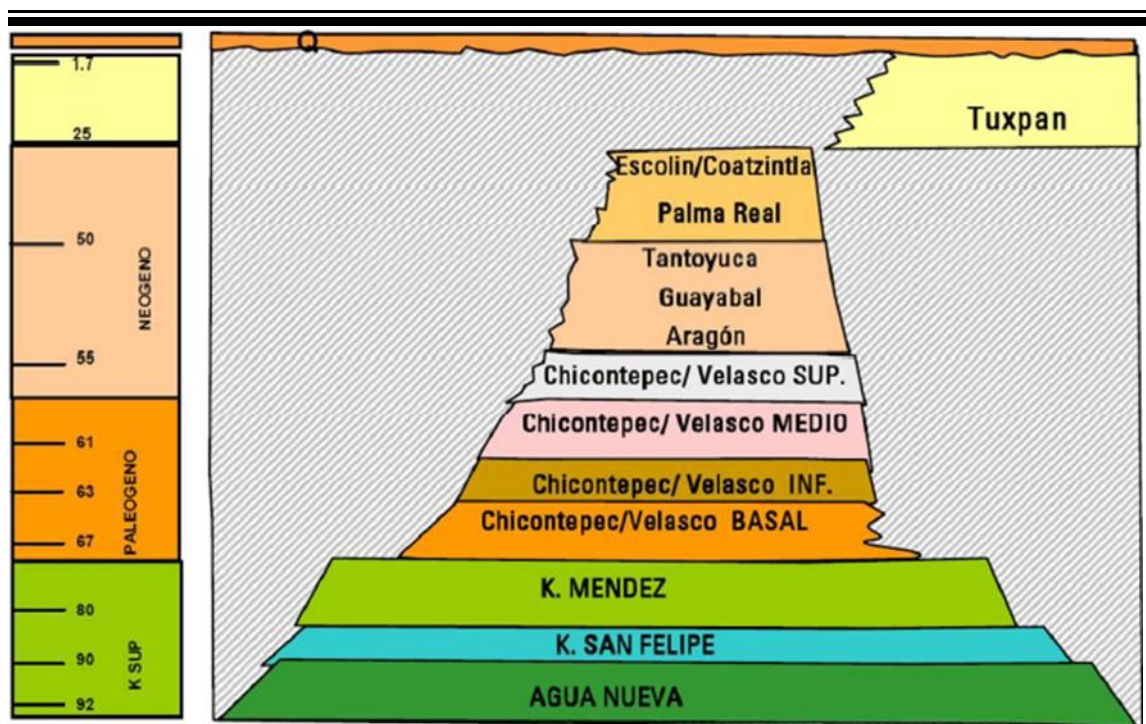


Figura 2.7. Depósito estratigráfico de las formaciones geológicas en Chicontepec (Tomada de Schlumberger 2008).

En el Oligoceno, se depositaron las formaciones Horcones, Palma Real, Alazán, Mesón, Coatzintla y en parte Escolín; la secuencia de cobertura llegó a tener hasta 10 000 metros de espesor. El depósito de las anteriores unidades estratigráficas estuvo acompañado por algunos eventos ígneos de composición intermedia. La Cuenca de Chicontepec, junto con otras cuencas del área, siguió evolucionando con una subsidencia continua ocasionada, principalmente, por fenómenos relacionados con la isostasia durante todo el Oligoceno y hasta el Mioceno Inferior. A fines del Oligoceno, la Cuenca de Chicontepec presentó un acelerado asolvamiento que marcó el retiro de la línea de costa; como consecuencia, los sedimentos del principio del Mioceno descansan discordantemente sobre los depósitos del Oligoceno, pero un nuevo basculamiento relacionado con los fenómenos de subsidencia marcó el inicio de la época miocénica con el depósito de sedimentos transgresivos (clastos gruesos en la base y finos en la cima) bajo condiciones de aguas poco profundas, correspondientes a las formaciones Escolín y Coatzintla del área de Poza Rica (Hernández Martínez, 2005). Sobre la planicie costera en el

Oligoceno–Mioceno, ocurrieron cambios en la sedimentación que se reflejan en los cambios de facies.

El depósito de las anteriores unidades estratigráficas estuvo acompañado de algunos eventos ígneos de composición intermedia. Los efectos estructurales fueron principalmente fallas de crecimiento. Durante el Oligoceno una invasión marina de aguas someras cubrió buena parte de la región de la planicie costera. Los sedimentos del principio del Mioceno descansan discordantemente sobre los depósitos del Oligoceno. Aparentemente, esta transgresión perduró hasta el Mioceno Temprano ya que los depósitos posteriores poseen características regresivas. En el Mioceno Tardío continuó el ciclo regresivo hasta llegar a la actual línea de costa, debido a que parte de las formaciones Mesón y Escolín, del Oligoceno, están cubiertas discordantemente por la Formación Tuxpan del Mioceno, que a su vez, está en contacto discordante con los depósitos pliocénicos y cuaternarios tanto sedimentarios como ígneos (figura 2.7).

Aparentemente, esta transgresión perduró hasta el Mioceno Temprano ya que los depósitos del Mioceno Medio poseen características regresivas. Posteriormente, en el Mioceno Tardío, continuó el ciclo regresivo hasta llegar a la actual línea de costa. Sin embargo, al finalizar el Mioceno nuevamente vuelve a definirse una secuencia transgresiva, definida con el depósito de sedimentos conglomeráticos arenosos a arcillosos de la cima de la Formación Tuxpan. Esta unidad está en contacto discordante con los depósitos pliocénicos y cuaternarios, tanto sedimentarios como ígneos (López Aguirre, 2008).

Por su parte, la actividad volcánica del Plioceno–Cuaternario se manifiesta en el área de estudio por la presencia de secuencias volcánicas disectadas, derrames de lava basáltica, diques, mantos y troncos, afectando a estratos sedimentarios del Mioceno. Sin embargo, fechamientos de cuerpos intrusivos someros, de basaltos andesíticos y algunos derrames, indican que esa actividad magmática comenzó a principios del Mioceno, casi contemporáneamente con el depósito de la Formación Tuxpan, y se incrementó durante el Plioceno-Pleistoceno. Al final del Plioceno, como consecuencia probable de un levantamiento regional y condiciones climáticas húmedas, la región oriental quedó cubierta por conglomerados derivados de la erosión de la Sierra Madre Oriental, como de las

rocas del Paleógeno más antiguas que afloran en la parte occidental de la planicie costera del Golfo. La cubierta conglomerática contiene también fragmentos de rocas basálticas, por lo que esta unidad es correlacionable con el Conglomerado Reynosa del noreste de México (Nava y Alegría, 2001).

2.3. ESTRATIGRAFÍA

La presencia de hidrocarburos en la Cuenca de Tampico, la cual es perteneciente a la Provincia Tampico-Misantla, se explica al analizar la historia geológica de la región, desde que inició el relleno sedimentario de las cuencas sedimentarias marinas mesozoicas, cuando la región, después de pertenecer al supercontinente Pangea (Permo-Triásico), participó en la fragmentación del mismo, en el Triásico-Jurásico.

El Golfo de México se generó bajo un régimen tectónico distensivo y para el periodo Cretácico amplias plataformas carbonatadas evolucionaron, hasta que al final del mismo y en el Paleoceno, debido a la Orogenia Laramide, se formó la Sierra Madre Oriental. Este levantamiento ocasionó la rotación de bloques con la consecuente formación de grandes depresiones (cuencas sintectónicas), en donde se depositaron gruesos espesores de sedimentos terrígenos al frente de la Sierra Madre Oriental (Nava y Alegría, 2001).

La secuencia sedimentaria que cubre el basamento cristalino en el área está compuesta por 36 formaciones, de las cuales 18 son cenozoicas y las restantes 18 son mesozoicas en las que se registran espesores de hasta 7 kilómetros para esta cubierta sedimentaria compuesta de rocas carbonatadas del Mesozoico y clásticas del Cenozoico.

A continuación se describen las principales características de las unidades estratigráficas que tienen mayor relación con el relleno de la Provincia Tampico-Misantla y con un sistema petrolero.

2.3.1. PALEOZOICO

Basamento Cristalino

El basamento está formado por rocas ígneas plutónicas: granitos, granodioritas, tonalitas, dioritas y gabros, principalmente; en menor proporción se tienen rocas metamórficas compuestas de esquistos y gneises; sobre este basamento cristalino existen, en algunas localidades, conglomerados basales.

En la zona de Poza Rica, Veracruz, el basamento es de esquistos del Paleozoico Superior; en la región de Tampico y Arenque, Tamaulipas, es de granitos posiblemente del Triásico. En el Pozo Carmen No.1 de la zona Poza Rica-San Andrés, se reporta que los sedimentos arcillosos de la Formación Tamán yacen sobre esquistos posiblemente Paleozoicos y estos, a su vez, sobre rocas metamórficas Precámbricas (Nava y Alegría, 2001).

2.3.2 MESOZOICO, (TRIÁSICO, JURÁSICO Y CRETÁSICO)

Triásico

Formación Huizachal

Esta formación fue descrita originalmente por Seemes (1921), posteriormente por Imlay et al., en 1948 y definida por Carrillo-Bravo en 1961. Seemes describió una secuencia de lutitas, lutitas arenosas, areniscas y conglomerados de color rojo, verde y gris verdoso, siendo común la presencia de estratificación cruzada, canales de corte y relleno y laminación cruzada. López-Infanzón (1986), reportó intercalaciones de tobas riolíticas, riolitas y andesitas. El espesor de la formación es variable, ya que en algunos lugares es de más de 2000 metros, promediando 1000 metros. La localidad tipo se encuentra en el Valle del Huizachal, aproximadamente 20 km al suroeste de Ciudad Victoria, Tamaulipas. En la zona sur de Pánuco-Ébano, se encuentra cubierta por rocas del Liásico. Por la identificación de esporas y su posición estratigráfica, se ha confirmado su edad, Triásico Superior (Retiano), con fósiles de plantas tales como *Pterophyllum fragile*, *Mertenside bullatus* y *Ptilophyllum acutidolium* (Nava y Alegría, 2001).

Jurásico**Formación Huayacocotla**

Definida por Imlay et al. (1948), la localidad tipo se localiza a lo largo del Río Vinazco, al sur de la población de Huayacocotla, Veracruz. Es descrita como una secuencia de 300 metros de rocas arcillosas y areno-arcillosas de color oscuro. Se tienen afloramientos en la parte frontal este de la Sierra Madre Oriental y en las inmediaciones de la Provincia Tampico-Misantla, al norte de Puebla y al oriente de Hidalgo. Su distribución se encuentra en estrecha relación con la distribución de las formaciones del Triásico Superior continental. Consisten de un conglomerado en la base, seguidos de areniscas, sobre el que descansa una sección de calizas arenosas con pelecípodos, los que a su vez subyacen a una potente sección de lutitas y areniscas de color gris claro, verdosas, oscuras y negras, en partes carbonosas y micacíferas, con restos de plantas, amonitas y pelecípodos. El espesor de esta formación varía entre 500 y 1000 metros. Sus contactos inferior y superior son, en general, concordante, con la Formación Huizachal y discordante con la Formación Cahuascal, respectivamente (Nava y Alegría, 2001).

Formación Cahuascal

Descrita por Carrillo-Bravo (1959); con localidad tipo se encuentra en el Rancho Cahuascal sobre el Río Amajac, al sureste de Chapulhuacan, Hidalgo. Consiste en una secuencia de areniscas, limolitas, lutitas y conglomerados de color rojizo. Aflora en la porción central de la Sierra Madre Oriental y se ha encontrado al perforar pozos en el subsuelo de la Provincia Tampico-Misantla, así como en las Cuencas de Sabinas, Veracruz y en la Península de Tamaulipas; se encuentra expuesta en la Cuenca de Zongolica. En 1965 Carrillo-Bravo explicó que consiste en “una secuencia continental de lutitas, limolitas, areniscas y conglomerados rojos que infrayacen preferentemente al Jurásico Superior marino” y con frecuencia presentan estratificación cruzada; el espesor promedio es de 300 metros. El contacto inferior es discordante con la Formación Huizachal (paraconformidad) y con la Formación Huayacocotla (discordancia paralela). El contacto superior también es discordante con la Formación Huehuetepic (Nava y Alegría, 2001).

Al extremo sureste de la Sierra Madre Oriental y en la región adyacente a la Provincia Tampico-Misantla, la secuencia con influencia volcánica recibe el nombre informal de Formación Tenexcate, debido a sus horizontes lenticulares conglomeráticos y a la presencia de rocas volcánicas.

Formación Tenexcate

Descrita informalmente por el Departamento de Geología del Subsuelo de Poza Rica, Veracruz (1967), se le reporta en el Subsuelo de Poza Rica; aflora en una amplia franja en las proximidades de Cuetzalan, Puebla, en el lecho del Río Zempoala, al oriente de Atlequizayán, al oriente de Jonotla y al poniente de Mazatepec, Puebla, asimismo constituye los flancos occidentales y orientales del Anticlinorio de Villa Juárez. Su espesor promedio es de 350 metros, su contacto superior es discordante con la Formación Tepéxic y con la Formación San Pedro, aunque también se le encuentra subyaciendo a la Formación San Andrés. El contacto inferior es discordante con rocas ígneas plutónicas del basamento y con la Formación Huayacocotla. Por su posición estratigráfica se le considera una edad Bajociano-Bathoniano. Se depositó en un ambiente continental con intensa actividad volcánica efusiva y explosiva produciendo lahares, brechas volcánicas, domos y coladas. Los conglomerados se acumularon en zonas de pie de monte, abanicos aluviales y zonas de talud con poco acarreo. Se correlaciona con las siguientes Formaciones: Nazas del norte de México, Cahuasas de la Provincia Tampico-Misantla, Todos Santos del sureste de México y con el Grupo Teconcoyuca de la Cuenca Guerrero-Morelos. Se considera almacenadora en sus horizontes conglomeráticos (Nava y Alegría, 2001).

Formación Huehuetepic

Definida por González-García (1970), esta formación se localiza al noroeste de Poza Rica, Veracruz, en el subsuelo de la porción sur de la Provincia Tampico-Misantla. La localidad tipo se encuentra en el Pozo Huehuetepic No. 1 donde es descrita como una secuencia de evaporitas con intercalaciones de lutita, limolitas rojas; estratos de mudstone, packstone, grainstone y, ocasionalmente, areniscas calcáreas (Nava y Alegría, 2001).

Se han documentado espesores en pozos que van de los 50 metros a un máximo de 273 metros. La Formación Huehuetepec se encuentra subyaciendo a la Formación Tepéxic y a la Formación Santiago; sobreyace a la Formación Cahuwasas de forma concordante. A esta formación se le considera roca sello por sus horizontes arcillosos y evaporíticos.

Formación Tepéxic

Nombre aplicado por Imlay (1952) y descrita más ampliamente por Erben (1956), como “Calcarenita Tepéxic”, fue definida como formación por Bonet y Carrillo en 1961. Su localidad tipo se encuentra en el Río Necaxa, entre el campamento Tepéxic y el Puente Acazapa (Nava y Alegría, 2001). Generalmente consiste de packstone y grainstone café a gris oscuro, de oolitas y fragmentos de cuarzo, así como bioclastos y granos carbonatados de algas y de gasterópodos; se le han encontrado amonitas. La Formación está constituida por capas de 20 a 60 cm de espesor, incluye intercalaciones de calizas arcillosas y calizas arenosas con fragmentos de cuarzo, estratos coquinoideos con pelecípodos en una matriz espática y calcarenitas grises en estratos masivos con líticos redondeados; contiene algunos horizontes de lutitas carbonosas con influencia calcárea de color negro y nódulos calcáreos de color gris. Los estratos de lutitas tienen espesores de 3 a 6 cm. Son observables, en algunas localidades, fracturas rellenas de gilsonita (Nava y Alegría, 2001).

Esta formación se ubica superficialmente en la porción central del sureste de la Sierra Madre Oriental. El subsuelo de la región de Poza Rica, Veracruz, y el extremo sur de la Provincia Tampico-Misantla ha sido cortada en varios pozos, lo mismo que en la cuenca de Chicontepic y al norte de Poza Rica. El espesor máximo reportado de esta unidad es de 220 metros. Esta formación sobreyace transicionalmente a las formaciones Cahuwasas y Huehuetepec, y subyace a las formaciones Santiago y Tamán.

Formación Santiago

Propuesta informalmente por Reyes (1964) y definida formalmente como Formación Santiago por Cantú (1969), la localidad tipo se encuentra en el Arroyo Santiago, cerca de Tamán, San Luis Potosí. Esta formación se encuentra

reportada en el área del Anticlinorio de Huayacocotla-Cuenca de Chicontepec, así como en pozos petroleros de la zona de Poza Rica, Veracruz. En la Zona Norte, Petróleos Mexicanos la denomina Formación Pantepec y comprende desde lutitas con nódulos calcáreos hasta lutitas interestratificadas con calizas; también son identificados algunos estratos de calizas gris oscuro con espesores de 40 cm a 1.20 metros, intercaladas con lutitas carbonosas en tonos grises al fresco y café por intemperismo. Cantú (1969 y 1976), Pedrazzini y Bazáñez (1978), reportaron en esta Formación, macrofauna que indica una edad del Oxfordiano Tardío. Se le consideran rocas almacenadoras en sus calizas bioquímicas, así como también rocas generadoras y sello por sus horizontes arcillo-calcáreos (Nava y Alegría, 2001).

Formación San Pedro

Definida por Reyes (1985), la localidad tipo se localiza en la Barranca del Río San Pedro, al sur de la Provincia Tampico-Misantla. La litología consiste en una secuencia de rocas oolíticas y pseudoolíticas. Al oeste de Misantla se reporta como un wackestone oolítico gris, con intercalaciones de packstone y mudstone-wackestone café-gris, con ostrácodos, gasterópodos, bivalvos; además de mudstone-wackestone color café. En algunas partes se presenta dolomitizada y con nódulos de pedernal. Su contacto superior es concordante con la Formación Pimienta y discordante con la Formación Chicontepec Inferior; su contacto inferior es discordante con las formaciones Cahuasas y Tenexcate. Cambia de facies con las formaciones San Andrés y Tamán en la Provincia Tampico-Misantla y se correlaciona con la Formación Mapache y Sabinal en la Cuenca de Tlaxiaco. Es considerada roca generadora y almacenadora. Lo primero se basa en estudios geoquímicos de sus facies arcillosas y lo segundo por su miembro de calizas mudstone fracturadas (Nava y Alegría, 2001).

Formación San Andrés

Definida por Cantú (1971), quien la reporta en la parte oriental de la Sierra Madre Oriental, en la Provincia Tampico-Misantla, Campa (1970) la describe como calcarenitas porosas, con cambio de facies de calizas micríticas a calizas calcareníticas, en lentes o franjas. La divide en dos partes: la Superior, formada por más del 70% de calizas calcareníticas, compuestas por intraclastos y pellets

en diferentes combinaciones dentro de un cementante de espatita, son de color café oscuro por impregnación de aceite. La Inferior está constituida en más del 60% por calizas oolicalcareónicas con cementante de espatita y a veces en matriz de micrita.

La Formación San Andrés se encuentra subyaciendo a la Formación Pimienta y suprayaciendo a la Formación Santiago; a veces está en contacto directo con el basamento o con el complejo basal. La Formación San Andrés es una excelente roca almacenadora (Nava y Alegría, 2001).

Formación Tamán

Propuesta por Heim (1926), posteriormente Erben (1956) la definió proponiendo como localidad tipo a los afloramientos cercanos a la población de Tamán en las cercanías de Tamazunchale, San Luis Potosí. Se reporta en pozos de la Cuenca de Chicontepec y en las partes altas de la Sierra Madre Oriental en el Estado de Tamaulipas. También se encontró en los pozos perforados en las márgenes de la Plataforma Valles-San Luis Potosí. Está compuesta por una secuencia de calizas bien estratificadas, de color negro, de grano fino y microcristalinas, con intercalaciones de lutita negra. Incluye una alternancia de lutitas calcáreas color negro, carbonosas, con caliza arcillosa de color gris oscuro, en espesores de 40 a 50 cm; las lutitas tienen espesores de 10 a 15 cm, con tonos rojizos por intemperismo.

Es una unidad con un gran espesor (alrededor de 700 metros) que se acumuló en las paleodepresiones; sin embargo, sus espesores disminuyen notablemente hacia las partes altas del paleorelieve e incluso hasta desaparece. Subyace en forma concordante y transicional a la Formación Pimienta.

Esto es observable en superficie y reportado en el subsuelo, por pozos petroleros; sobreyace en algunas partes a la Formación Santiago, pero en otras llega a cubrir al basamento o a las capas rojas del Triásico.

Se correlaciona con las formaciones San Andrés, Chipoco y San Pedro de la Provincia Tampico-Misantla. Es considerada una importante roca generadora y sello por sus horizontes arcillosos (Nava y Alegría, 2001).

Cretácico**Formación Tamaulipas Inferior**

Definida por Stephenson (1921) y descrita más ampliamente por Muir (1936), superficialmente se encuentra al sur de la paleopenínsula de Tamaulipas, en el este y centro de la Sierra Madre Oriental y en el sector transversal de la Sierra Madre Oriental. En el subsuelo es reportada en los pozos petroleros de las Provincias Tampico-Misantla y en las Cuencas de Burgos y Veracruz; también aflora en la parte noreste de la Cuenca de Zongolica. La localidad tipo se encuentra en el Cañón de la Borrega en la Sierra de Tamaulipas. En este lugar consiste en una secuencia de calizas densas de grano fino, cretáceas de color crema, en estratos ondulados, con nódulos de pedernal. El espesor promedio de la formación es de 400 metros. Sobreyace en concordancia a las formaciones La Casita, Pimienta, Taraises, San Pedro y Tepexilotla, de acuerdo con la cuenca sedimentaria en cuestión. Su contacto superior es transicional con las formaciones La Peña (en el norte de México) y Otates, en las cuencas adyacentes al Golfo de México. Al sur de Poza Rica, Veracruz, el contacto superior es discordante con las formaciones Méndez, Chicontepec y Velasco. Se consideran importantes los horizontes de calcarenitas como rocas almacenadoras. Es productora de aceite en fracturas en campos de la Cuenca de Tampico (Nava y Alegría, 2001).

Formación Otates

Definida por Muir (1936), tiene una amplia distribución, ya que se encuentra al sur de la paleopenínsula de Tamaulipas, al este y centro de la Sierra Madre Oriental, así como en el subsuelo de la Provincia Tampico-Misantla y la Cuenca de Burgos. La localidad tipo se encuentra en el Cañón de Otates, en el flanco oeste de la Sierra de Tamaulipas. Consiste en caliza arcillosa y carbonosa de color gris claro, con intercalaciones de lutitas café grisáceo, laminares. Su espesor varía de 3 a 20 metros y subyace a las formaciones Tamaulipas Superior, El Abra y Tamabra; sobreyace a la Formación Tamaulipas Inferior. Se le considera roca sello por su baja permeabilidad y porosidad, en sus horizontes arcillosos y calcáreos arcillosos, sin embargo, tiene poco espesor (Nava y Alegría, 2001).

Formación El Abra

Definida por Power (1925), presenta una amplia distribución en la parte media oriental de la Cuenca Mesozoica del Centro de México, en la Sierra Madre Oriental y en el subsuelo de la Provincia Tampico-Misantla, en la Plataforma de Tuxpan o Faja de Oro. La localidad tipo se encuentra en el Cañón de El Abra, sobre la carretera Ciudad Valles-Tampico, aproximadamente a 10 km al Oriente de Ciudad Valles, San Luis Potosí. El nombre de Formación El Abra en un principio fue aplicado a un grupo de dos facies (Muir, 1936): las Facies Taninul (de rudistas), con localidad tipo en el Túnel Taninul, al oeste de la Estación Taninul, sobre la vía del ferrocarril Tampico-San Luis Potosí y la Facies El Abra (de miliólidos) con localidad tipo en la Estación El Abra, a 9.4 km al oriente de Ciudad Valles. Se le subdivide en tres facies principales de edades semejantes:

1. Facies Pre-Arrecifal (Formación Tamabra), que se describirá posteriormente, en la Formación Tamabra.
2. Facies Arrecifal (Facies Taninul) formada por una potente secuencia de boundstone de caprínidos, radiolítidos, toucasias, nerineas y escasos corales, de color gris y gris-café, masivos, intercalados por packstone y grainstone de bioclastos y oolitas.
3. Facies Post-Arrecifal (Facies El Abra), se considera una gruesa secuencia de calcilitas, calizas bioclásticas y calcarenitas con miliólidos y toucasias, dolomitas y calizas parcialmente dolomitizadas, de aspecto sacaroide; se presentan intercalaciones de bentonita de color gris verdoso, gris azulado y verdes, depositados sobre una gran plataforma, en aguas claras, cálidas y poco profundas. El espesor de sus facies (arrecifal y lagunar) llega a medir 2000 metros; sobreyace concordantemente por la Formación Agua Nueva y sobreyace de igual forma a la Formación Otates.

Presenta cavernas, vóculos y poros, además de abundante fracturamiento que incrementa la permeabilidad de esta formación. Este complejo de sedimentos formadores de bancos o arrecifes en dicha plataforma constituye verdaderas trampas estratigráficas con buena porosidad, permeabilidad y capacidad de constituir una excelente roca almacenadora (Nava y Alegría, 2001).

Formación Tamabra

Definida por Muir (1936) y descrita más ampliamente por Heim (1940) y Flores (1955) se encuentra aflorando al este de la Sierra Madre Oriental, al oriente de los bordes arrecifales de la Plataforma San Luis Valles y la plataforma de la Faja de Oro (Plataforma de Tuxpan), asimismo se encuentra en el subsuelo de la Provincia Tampico-Misantla. Esta formación, en el Campo Poza Rica, se divide en: a) Miembro Superior (zona de calcarenitas biógenas) y b) Miembro Inferior (zona de calcirruditas biógenas y dolomías). La presencia de arcillas como matriz en estos sedimentos, apoya el origen pelágico de sus sedimentos ya que, al poniente de la provincia, la formación se acuña presentando sedimentos en forma brechoide y compacta. El espesor promedio de esta secuencia varía de 150 a 200 metros para la zona de Poza Rica, aunque también se reportan espesores en otras localidades que van de 300 a 1500 metros. La Formación Tamabra sobreyace concordantemente a la Formación Otates y subyace igualmente a la Formación Agua Nueva (Nava y Alegría, 2001).

Formación Tamaulipas Superior

Descrita por Stephenson (1921) y por Belt (1925) y definida por Muir (1936), su distribución es muy amplia: se ha reportado en la Provincia Tampico-Misantla, al sur de la Península de Tamaulipas y Cuenca de Burgos, al este de la Sierra Madre Oriental; al sureste de la Cuenca de Sabinas, al este de la Cuenca Mesozoica del Centro de México y al norte de la Cuenca de Zongolica. La localidad tipo se encuentra en el Cañón de la Borrega en la Sierra de Tamaulipas, donde se define como una secuencia de calizas blancas con pedernal, intercaladas con calizas arcillosas grises con pedernal negro, en capas de 30 a 50 cm. El espesor de la formación varía de 60 a 400 metros; sobreyace concordantemente a la Formación Otates, cambia de facies con la Formación Tamabra y El Abra al sur de la Provincia Tampico-Misantla; subyace concordantemente a la Formación Agua Nueva. Se correlaciona con las Formaciones El Abra y Tamabra en la Provincia Tampico-Misantla, con la Formación Orizaba en la Cuenca de Veracruz (Plataforma de Córdoba), así como con la Formación Teposcolula de la Cuenca de Tlaxiaco, con la Formación Morelos de la Cuenca Guerrero-Morelos. Se le considera roca almacenadora

dada su porosidad secundaria por fracturamiento, en especial en la zona de Ébano y Pánuco (Nava y Alegría, 2001).

Formación Agua Nueva

Definida por Stephenson (1921) y Muir (1934), su localidad tipo se encuentra en el Cañón de la Borrega en la Sierra de Tamaulipas. Se caracteriza por una secuencia calcáreo–arcillosa y se divide en dos miembros: a) Miembro Inferior, compuesto por calizas arcillosas con laminaciones de lutita e impresiones de *Inoceramus labiatus* y b) Miembro Superior, caracterizado por calizas wackestone en estratos delgados con un espesor de 127 metros. Aflora en el frente oriental de la Sierra Madre Oriental, al noreste de la Cuenca Mesozoica del Centro de México y al sur de la Península de Tamaulipas; a nivel subsuelo se reporta en las cuencas de Burgos y la Provincia Tampico-Misantla. El espesor promedio es de 240 metros. Subyace transicionalmente a la Formación San Felipe y es concordante en su contacto inferior con la Formación Tamaulipas Superior. Su edad es Turoniano, aunque en algunas porciones es Cenomaniano Superior-Turoniano. Tiene las tres posibilidades: 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 (Nava y Alegría, 2001).

Formación San Felipe

Definida por Jeffreys (1910), su localidad tipo se ubica al oeste del poblado de San Felipe, en San Luis Potosí. Se caracteriza por una alternancia de calizas y lutitas en estratos delgados gris verdoso con capas de bentonita verde. Su distribución es muy amplia: se le reporta al sur de la Península de Tamaulipas, en la Provincia Tampico-Misantla, en las Cuencas de Burgos, de Veracruz y del Sureste; al este de la Sierra Madre Oriental y en la Cuenca Mesozoica del Centro de México. Su espesor va de 50 hasta 330 metros. Sobreyace en forma concordante a la Formación Agua Nueva y discordantemente a la Formación Tamaulipas Superior; subyace concordantemente a la Formación Méndez. Es considerada como roca almacenadora en sus brechas fracturadas de la parte basal así como roca sello por algunos horizontes bentoníticos de baja porosidad (Nava y Alegría, 2001).

Formación Méndez

Definida por Jeffreys (1910) y descrita más ampliamente por DeGolyer (1916), su localidad tipo se encuentra al oriente de la estación Méndez en el kilómetro 629 del ferrocarril San Luis Potosí - Tampico. Su litología se caracteriza por margas grises con fracturamiento concoidal que en la cima son de color rosado y se conocen como "Méndez Rojo". Este elemento tiene intercalaciones de margas grises y areniscas. Aparece en el núcleo de los sinclinales del frente este de la Sierra Madre Oriental y constituye una secuencia de lutitas y margas de color gris y gris verdoso que llegan a alternar con capas de bentonita blanca; incluye calizas arcillosas de color gris, lutitas en parte bentoníticas en capas delgadas. El espesor de la Formación Méndez varía desde 100 hasta 1000 metros, aproximadamente. Sobreyace concordantemente a la Formación San Felipe, es discordante con las formaciones Tamaulipas Superior e Inferior; se presenta en contacto tectónico con rocas del Jurásico Superior al noroeste de las Truchas, Veracruz. Subyace concordantemente a la Formación Velasco Basal del Paleoceno, y es considerada roca almacenadora por su litología en horizontes brechoides y también roca sello por sus horizontes limosos y arcillosos (Nava y Alegría, 2001).

2.3.3 CENOZOICO

Formación Velasco.

Definida por Cushman y Trager (1924), se encuentra expuesta en el lado este y sureste del Sinclinal de Magiscatzin y se reporta también al este de la Faja de Oro y al sur de la Cuenca de Chicontepec. Su localidad tipo es la estación Velasco del ferrocarril Tampico-San Luis Potosí. Está compuesta por lutitas de color gris y verde; algunas capas son calcáreas y otras se componen de bentonita verde, con interestratificaciones de areniscas calcáreas en capas delgadas. Al sur de la Cuenca de Chicontepec, la Formación Velasco está constituida por margas de color gris, gris-verde, con capas muy delgadas de bentonita, cenizas y areniscas. Presenta, en ocasiones, horizontes de anhidritas, huellas de oleaje y anélidos; al este de la Faja de Oro la Formación Velasco está

representada por lutitas de color verde. El espesor promedio es de 140 metros. Sobreyace en concordancia a la Formación Méndez, el contacto superior es concordante con el Grupo Chicontepec. Al oeste de Ébano-Pánuco, en las Haciendas de Tulillo, se zonificó a la Formación Velasco en dos miembros. Velasco Basal y Velasco Superior

- Velasco Basal: El espesor máximo de esta biozona es de 90 metros. Existe gran semejanza entre las formaciones Velasco y Chicontepec, variando la parte basal de la Velasco que no se encuentra representada en la Chicontepec (Congreso Geol. Int., exc. C-16, 1956). Es considerada roca sello por su baja permeabilidad (Nava y Alegría, 2001).
- Velasco Superior. Esta biozona también se presenta en la región de Ébano, Velasco, La Palma, etc. Su fauna planctónica y bentónica corresponde a condiciones batiales y neríticas con profundidades variables hasta cerca de 700 metros. Por sus características litológicas es considerada roca sello (Nava y Alegría, 2001).

Formación Aragón

Definida por Nuttall (1930), su localidad tipo se encuentra en las márgenes del Río La Puerta, al oeste de La Antigua, Veracruz, en la ex hacienda de Aragón. Está compuesta por lutitas de color gris y verde olivo con intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso, de color ocre amarillento. Se encuentra en el subsuelo y en la superficie de la Provincia Tampico-Misantla, así como en la Cuenca de Veracruz. Consiste de lutitas de color gris verdoso que intemperizan en color amarillento, con estratificación bien marcada laminación originada por las intercalaciones de bentonita. Solamente en la parte inferior de la formación se localizan algunos horizontes de areniscas y, ocasionalmente, esporádicos nódulos calcáreos pequeños. Su espesor va de los 80 hasta los 325 metros, aunque no se ha definido perfectamente debido a que tiene una litología similar a la de la Formación Chicontepec Superior, especialmente hacia el oeste de la Faja de Oro. El contacto superior es concordante con la formación Guayabal del Eoceno Medio, y discordante con la Formación Concepción y Encanto. Es considerada roca almacenadora por sus horizontes arenosos, y roca sello por sus horizontes arcillosos (Nava y Alegría, 2001).

Formación Guayabal

Definida por Adkins (1925) y descrita más ampliamente por Cole (1927), su localidad tipo se encuentra en Guayabal, Municipio de Temateco, Veracruz, 12 km al oeste de Potrero del Llano. Se compone de lutitas calcáreas deleznable de color gris, y aflora en el sector norte de la Cuenca de Chicontepec, al suroeste de Ébano, San Luis Potosí y de ahí al sureste en una franja de 200 km de longitud por 15 de ancho. Está constituida por lutitas de color gris azul, que intemperizan en color gris-café a café claro y contiene intercalaciones de areniscas de grano fino, a veces calcáreas, localmente con nódulos de siderita (característicos de esta formación); al sureste de Poza Rica, Veracruz, presenta cuerpos de conglomerados lenticulares con fragmentos de calizas del Cretácico. Incluye una secuencia de margas color verde olivo, con estructura nodular y algunos estratos de lutitas plásticas de color verde a café ligeramente arenosas de aspecto masivo. La estratificación, por lo general, no es muy clara y ocasionalmente tiene una estructura laminar, particularmente cuando tiene intercalaciones de areniscas. Su espesor varía de 60 a 1,200 metros, incrementándose de norte a sur. En la Provincia Tampico-Misantla, sobreyace a la Formación Aragón concordantemente y subyace, de igual forma, a las formaciones Tantoyuca y Chapopote. También subyace en discordancia angular con la Formación Palma Real y la Concepción Encanto. Es considerada roca sello por su baja permeabilidad y porosidad (Nava y Alegría, 2001).

Formación Chapopote

Definida por Cole (1927), su localidad tipo está ubicada en la margen norte del Río Tuxpan, cerca de la población de Chapopote, Veracruz, en el cruce de la carretera de Alamo a Potrero del Llano, Veracruz. Abarca desde la parte norte de la Provincia Tampico-Misantla hasta el sureste de la misma; en el subsuelo aparece tanto en la provincia citada como en la Cuenca de Veracruz. Está compuesta por margas de color claro y gris verdoso que intemperizan en color crema con estratificación irregular y presenta intercalaciones, en la cima, de capas delgadas de bentonita de color amarillo verdoso, hacia la parte donde se presenta el cambio de facies con la Formación Tantoyuca (parte media de la Provincia Tampico-Misantla); en otras localidades contiene intercalaciones de

arenisca de cuarzo de grano fino, con cementante calcáreo. En la base está compuesta por lutitas calcáreas verdes que intemperizan a amarillo, plásticas y arenosas, con algunas capas delgadas de areniscas de grano fino con horizontes de lutitas; eventualmente contiene areniscas conglomeráticas con intercalaciones de lutitas grises y algunas capas de bentonita. El espesor varía de 80 hasta 800 metros y su contacto inferior es concordante con la Formación Guayabal; asimismo, el contacto superior también es concordante con las formaciones Horcones y Palma Real Inferior. Se considerada excelente roca sello por su baja porosidad y permeabilidad (Nava y Alegría, 2001).

Formación Tantoyuca

Definida por Cole (1927), quien propuso como localidad tipo a los afloramientos que se encuentran en el poblado del mismo nombre, en el arroyo Tecomate, ubicado en el centro de la Provincia Tampico-Misantla; en el subsuelo se reporta a lo largo y al poniente de la Faja de Oro y en la Cuenca de Veracruz. Está constituida por areniscas y areniscas conglomeráticas de grano grueso y fino, con cementante calcáreo. Presenta también algunas intercalaciones de lutitas arenosas de color gris a gris oscuro. En algunos sitios contiene conglomerados y brechas con fragmentos de calizas cretácicas de diferentes colores, así como fragmentos de pedernal negro y areniscas. En otros sitios, está constituida por areniscas de cuarzo de grano fino a grueso y conglomeráticas, con cementante calcáreo y sin estratificación definida, con intercalaciones de lutitas bentónicas y margas arenosas; además, presenta esporádicos horizontes de conglomerados y brechas, formados por cantos redondeados de calizas del Cretácico, areniscas de la Formación Chicontepec, fragmentos de pedernal, rocas metamórficas y volcánicas; su espesor llega a alcanzar los 1000 metros. Sobreyace en concordancia a la Formación Guayabal en la Provincia Tampico-Misantla y su contacto superior, en algunas partes, es discordante con la Formación Palma Real, pero en otras, es concordante con la Formación Horcones (Nava y Alegría, 2001).

Formación Horcones

Definida por Grimdale (1933), su localidad tipo se ubica en las inmediaciones de Colipa, Veracruz, aunque también se reporta en el Pozo Plan de las Hayas No.1. Consiste en lutitas y areniscas conglomeráticas de color gris claro con intercalaciones aisladas de bentonita gris. Aflora de forma discontinua a lo largo de la Provincia Tampico-Misantla, a 25 km al oeste de Tampico, así como al noreste, oeste y sureste de Poza Rica Veracruz. En el subsuelo se reporta al este y al oeste de la Faja de Oro, así como en la Cuenca de Veracruz. Está compuesta por lutitas gris claro y gris oscuro, calcáreas que intemperizan a café, con intercalaciones de areniscas de cuarzo finas y algunos estratos de conglomerados calcáreos, en capas de 10 a 15 cm de espesor, con intercalaciones de ceniza volcánica. También se registran capas gruesas de hasta un metro de conglomerados heterogéneos con fragmentos redondeados de calizas y dolomitas, con pedernal negro y, en menor proporción, fragmentos de rocas ígneas y areniscas calcáreas. Su espesor es muy variable, llegando a estar ausente como ocurre al oeste de la Provincia Tampico-Misantla; en otras localidades presenta espesores de entre 60 y 450 metros. Sobreyace concordantemente a las formaciones Tantoyuca y/o Chapopote y subyace a las formaciones Palma Real Inferior, Alazán y Mesón. Es considerada roca almacenadora por sus propiedades petrofísicas de alta porosidad y permeabilidad en sus horizontes conglomeráticos (Nava y Alegría, 2001).

Formación Palma Real Inferior

Descrita inicialmente por Nuttall (1928) y definida por Villatoro (1932), su localidad tipo se encuentra en el cruce del camino entre Potrero del Llano y Tempache, Veracruz, en la Hacienda de Palma Real, donde está compuesta por una secuencia clástica de características variables, en función de su proximidad a la línea de costa. Aflora en la parte central de la Provincia Tampico-Misantla, desde el norte de Tampico hasta el sur de Veracruz y se reporta en el subsuelo en casi todos los pozos perforados al oeste de la Faja de Oro; su espesor promedio es de 250 metros. Está constituida por lutitas calcáreas de color amarillo café muy intemperizadas y quebradizas, laminares, friables y nodulares con intercalaciones de areniscas en capas delgadas de grano fino.

Sobreyace concordantemente a la Formación Horcones y se presenta en discordancia angular con las formaciones Guayabal y Chapopote; subyace de igual forma a la Formación Palma Real Superior y está en contacto concordante con la Formación Concepción Encanto. Es considerada como roca sello por su baja porosidad y permeabilidad (Nava y Alegría, 2001).

Formación Palma Real Superior

Descrita inicialmente por Nuttall (1928) y definida por Villatoro (1932), aflora en la parte central de la Provincia Tampico-Misantla, desde el norte de Tampico hasta el sur de Veracruz; también fue cortada en algunos pozos del oeste de la Faja de Oro. Consiste en lutitas grises, arenosas, bentoníticas, con intercalaciones de areniscas de cuarzo de grano fino y cuerpos lenticulares de calizas coralinas con abundantes orbitoides. Contiene un horizonte de areniscas de cuarzo, de grano fino a medio. También se reportan conglomerados al noroeste de Poza Rica, Veracruz. Se presenta en espesores variables; por ejemplo, en la parte norte de la Provincia Tampico-Misantla va de 80 a 520 metros y en el campo Poza Rica es de 280 metros. Como el depósito de estos sedimentos se efectuó al final de una transgresión que afectó a la Formación Palma Real Inferior, su litología en la base es muy semejante, resultando muy difícil su separación. Esta es posible únicamente por microfósiles. Este contacto es concordante, no así el contacto superior, con la Formación Coatzintla, el cual es por discordancia, aunque sea concordante con la Formación Mesón. 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. Esta formación es considerada como roca potencialmente almacenadora de hidrocarburos en la Provincia Tampico-Misantla (Nava y Alegría, 2001).

Formación Concepción-Encanto

Definida por Goldschmid (1933), su localidad tipo está ubicada en el área de Defensa, Cerro Quebrado, Cojolite y Dos Hermanos, Veracruz. Consiste en lutitas arenosas gris-plomo alternando con areniscas arcillosas y conglomerados con clastos de rocas sedimentarias e ígneas. El contacto superior se encuentra cubierto por sedimentos recientes, mientras que el contacto inferior es

concordante con la Formación Palma Real y discordante con las formaciones Aragón, Guayabal y Chapopote. Está formada por lutitas de color gris, con fractura concoidal y en ocasiones, con foraminíferos; se le reconocen horizontes de conglomerados con fragmentos de caliza, areniscas y rocas ígneas; además, contiene capas, en forma de cuña, de areniscas o lentes de conglomerados con estratificación cruzada. Se correlaciona con la Formación Tuxpan. Depositada en una plataforma clástica en posición proximal a la línea de costa, es considerada como roca almacenadora en su miembro conglomerático (Nava y Alegría, 2001).

.Formación Alazán

Definida por Dumble (1912), su localidad tipo se encuentra en el Río Buenavista, en el cruce del antiguo camino entre la Hacienda de Alazán y la de Mozula, Veracruz. Se encuentra distribuida a lo largo de una franja de 280 km, desde el Río Cazonas hasta las cercanías de Aldama, Tamaulipas. Esta formación consiste en una serie de margas y lutitas de color gris a azul oscuro, que intemperizan a color gris rojizo con intercalaciones de capas delgadas de areniscas. En algunos pozos se reportan lutitas grises que cambian a areniscas de color gris, con intercalaciones arcillosas; su espesor es variable, desde 60 hasta 930 metros. Sobreyace en forma concordante y transicional a la Formación Horcones o Palma Real Inferior y subyace de forma discordante a la Formación Coatzintla (Nava y Alegría, 2001).

Formación Mesón

Definida por Dumble (1918), su localidad tipo está ubicada entre Moralillo (Hacienda de San Marcos) y Mesón, Veracruz, donde presenta buenos afloramientos. Se distribuye en el oriente de la Provincia Tampico-Misantla y aflora desde el sur de Soto la Marina hasta el sur de Poza Rica, Veracruz, en una franja de 400 km de largo por 15 km de ancho. Hacia la base consiste en una secuencia de lutitas calcáreas y margas arenosas, de color gris, con abundantes microfósiles; en la parte media se presentan areniscas de cuarzo y bioclastos, de grano fino a medio y calcáreas en capas de 20 a 30 cm, así como algunas capas de calizas biógenas coralinas; la cima está compuesta por areniscas grises en capas delgadas. Además, presenta lutitas y margas de color gris a grises azul oscuro, arenosos, conteniendo mucho caliche al intemperizarse.

En superficie, su espesor varía de 90 a 600 metros y en el subsuelo se han reportado espesores de 115 a 875 metros. El contacto inferior es concordante con la Formación Palma Real Superior, no así su contacto superior que es discordante con la Formación Coatzintla del Mioceno Inferior (Nava y Alegría, 2001).

Formación Coatzintla

Definida por Adkins (1925), su localidad tipo es el poblado de Coatzintla, en el cruce del camino entre Coatzintla y Palma Sola, en el arroyo de Troncones. Esta formación sólo se encuentra en una estrecha franja que va de Poza Rica, Veracruz, hasta el sur de Tecolutla, en una longitud de 45 km, aunque su anchura es variable. Está formada por lutitas y margas de color gris oscuro, intercaladas con margas arenosas y algunos conglomerados constituidos por fragmentos de rocas cretácicas y eocénicas, cementadas en material arcilloso; también contiene calizas coralinas que incluyen clastos de grano grueso en la base, principalmente areniscas y de lutitas en la parte superior. Su espesor varía entre 150 y 450 metros. Es considerada roca almacenadora por sus horizontes clásticos gruesos (Nava y Alegría, 2001).

Formación Escolín

Definida por Grimsdale (1933), su localidad tipo se encuentra en los arroyos Canoas y Escolín, en la Hacienda Escolín, Veracruz; a lo largo de 1500 metros al este del Pozo Escolín No. 54. Está formada por lutitas grises, que muestran, ocasionalmente, planos de estratificación irregulares con algunas intercalaciones de areniscas de color gris de grano fino y areniscas conglomeráticas. Son visibles también esporádicos horizontes de conglomerados, hacia la base de la formación. Siendo su distribución geográfica muy reducida, se le encuentra al sureste del campo Poza Rica, de los campos Santa Agueda y Ezequiel Ordóñez al norte y en los campos de Miguel Hidalgo y Tecolutla, al sur. La edad de esta formación es Oligoceno Superior. Su espesor va desde los 90 hasta los 300 metros en los diferentes pozos de los campos petroleros de la región de Poza Rica, Veracruz (Nava y Alegría, 2001).

Formación Tuxpan

Definida por Dumble (1911), su localidad tipo se encuentra en las lomas de la Ciudad de Tuxpan, Veracruz, a 120 metros al oeste de la iglesia principal. Esta formación, característica de la parte media de la Provincia Tampico-Misantla, aflora a lo largo de la costa del Golfo en una franja de hasta 20 km de ancho, desde el sur de la Barra de Tamiahua hasta 20 km al sur del Río Tecolutla; inclusive se le reporta en pozos del subsuelo de la región. Está formada por areniscas, areniscas calcáreas, calizas arenosas alternadas en una secuencia de lutitas arenosas, bentoníticas color gris verdoso, areniscas de cuarzo grano fino a medio y contiene algunos estratos de calizas arenosas, biógenas incluso con conglomerados hacia la base de la formación. En el Campo Ezequiel Ordóñez se presenta intercalado un horizonte de tobas color verde. Su espesor varía de 150 a 820 metros. Sobreyace a la Formación Coatzintla en forma concordante y en forma discordante, en algunas localidades a la Formación Mesón; su parte superior, es cubierta por gravas y gravillas del Plioceno-Pleistoceno. Es considerada roca almacenadora, por sus cuerpos arenosos (Nava y Alegría, 2001).

CAPÍTULO 3. SISTEMA PETROLERO

La Cuenca de Tampico es una cuenca tipo rift, que se desarrolló durante el Jurásico Medio-Superior evolucionando a una margen pasiva en el Cretácico, por lo que las rocas generadoras, almacenadoras y sello de sus campos se ubican en tiempo entre los 165 y 65 millones de años. Las cuencas tipo rift se desarrollan en la corteza continental y constituyen un tipo de cuenca incipiente extensional; si el proceso continúa puede llegar a desarrollar una cuenca oceánica limitada por un margen pasivo. Las cuencas rift consisten de conjuntos de grabens o semi-grabens separados de los altos topográficos por medio de fallas normales y son inicialmente rellenas por depósitos continentales que evolucionan a marinos, tal como ocurrió en la Cuenca de Tampico.

3.1 ROCAS GENERADORAS

Las unidades que presentan características de rocas generadoras en el área de estudio son las secuencias calcáreo-arcillosas bituminosas de las formaciones Huayacocotla, Santiago, Tamán y Pimienta, pertenecientes al Jurásico, aunque también hay potencial en secuencias del Triásico y del Cenozoico.

De acuerdo con los estudios geoquímicos en el área, son consideradas como rocas generadoras las formaciones Santiago, del Oxfordiano, los cuerpos arcillosos y calcáreo-arcillosos de la Formación Tamán y las rocas arcillosas y secuencias calcáreo-arcillosos de la Formación Pimienta, del Jurásico Superior (PEMEX, 1999).

El espesor promedio es de 150 metros, siendo de más de 400 metros en los grabens formados durante el rift. El promedio del Contenido Orgánico Total (COT) es 2.2 %, se tiene un potencial remante bueno de Kerógeno Tipo II y III precursores de aceite y gas, con una madurez en el Pico de Generación de Aceite (Roe=0.8 %) y una Relación de Transformación del Kerógeno en hidrocarburos del 45 %, (Nava y Alegría 2001).

3.2 ROCAS ALMACENADORAS

En la columna estratigráfica de la Cuenca de Tampico, son varias las unidades estratigráficas que presentan características de rocas almacenadoras o contienen algún horizonte almacenador con importancia, considerando sus buenas características petrofísicas; entre éstas tenemos las siguientes: Formación San Andrés por la buena porosidad en su grainstone oolítico y sus calizas arcillosas fracturadas con una porosidad primaria promedio de 14 por ciento y permeabilidad promedio de 4 milidarcys.

La Formación Tamaulipas Inferior, en sus calizas fracturadas y sus horizontes calcareníticos; la Formación Tamaulipas Superior, por la porosidad y permeabilidad secundaria desarrollada por fracturamiento; asimismo, las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez, lo son por brechamiento y fracturamiento.

En general los yacimientos del Jurásico Superior son areniscas y grainstones, que presentan una porosidad promedio del 12 al 14 por ciento, son de tipo intergranular y con una permeabilidad promedio que varía de 4 a 6 milidarcys.

De forma particular el Campo Arenque, productor en las facies de grainstone oolítico que representa el desarrollo de los bancos calcáreos, con porosidad promedio del 18 por ciento y permeabilidad que varía de 8 a 10 milidarcys.

En secuencias del Cretácico Inferior se encuentran presentes 2 yacimientos en carbonatos: uno en la cima denominada Tamaulipas Inferior A y otro en su base, el Tamaulipas Inferior B. Ambos están constituidos por wackestone de microfósiles, que gradualmente pasan a packstone de intraclastos (PEMEX, 1999).

El yacimiento que se encuentra en la secuencia Tamaulipas Superior, del Albiano– Cenomaniano, está constituido por una caliza densa de microfósiles naturalmente fracturada, con una porosidad de 13 %, saturación de agua de 28 % y permeabilidad de 3 milidarcys.

3.3 ROCAS SELLO

Son consideradas rocas sello las rocas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta por su posición estratigráfica, además de que cubren a las rocas almacenadoras.

Este tipo de rocas pertenecen al Jurásico Superior, Cretácico Superior y Cenozoico Inferior. La Formación Pimienta, del Jurásico Superior, está constituida por una secuencia calcáreo-arcillosa que actúa como roca sello. Para la base de la Formación Tamaulipas Inferior, del Cretácico, la roca sello que la cubre está conformada por mudstone a wackestone con intercalaciones de bentonita arcillosa, la base de la Formación Tamaulipas Inferior tiene como sello las calizas compactas y la secuencia calcáreo-arcillosa del Horizonte Otates.

En la cima de la Formación Tamaulipas Superior, del Paleógeno, la roca sello está constituida por brechas arcillosas y/o sedimentos arcillosos del Paleógeno.

En el caso de los yacimientos que se encuentran en las areniscas y calizas grainstone de la Formación San Andrés, del Jurásico Superior, se observa un sello formado por lutitas y calizas compactas de textura mudstone o wackestone.

3.4 TRAMPAS

Las trampas son de tipo estructural o mixtas, con secuencias fuertemente fracturadas y asociadas a plegamientos mayores.

En el caso del yacimiento del Jurásico San Andrés, la trampa es de tipo combinada con fuerte componente estratigráfico, originada por sedimentación de alta energía y después deformada por la Orogenia Laramídica. Por otra parte, en el yacimiento del Cretácico, que está en la Formación Tamaulipas Inferior, la trampa es estructural con cierre por fallas normales, lo que origina un fracturamiento en la roca almacenadora, lo que ocasionó porosidad secundaria.

En el caso de las trampas del campo Tamaulipas-Constituciones, los yacimientos del Jurásico Superior son de tipo combinado. En los yacimientos del Cretácico, la trampa es considerada de tipo estructural, sin embargo, en estudios

documentados se registra que el patrón de flujo se debe a la microporosidad existente en este tipo de rocas, lo que nos indica que corresponde con una trampa de tipo mixto.

El tipo de trampas que constituyen en los campos de la Cuenca de Tampico se muestran en las figuras 3.1 y 3.2.

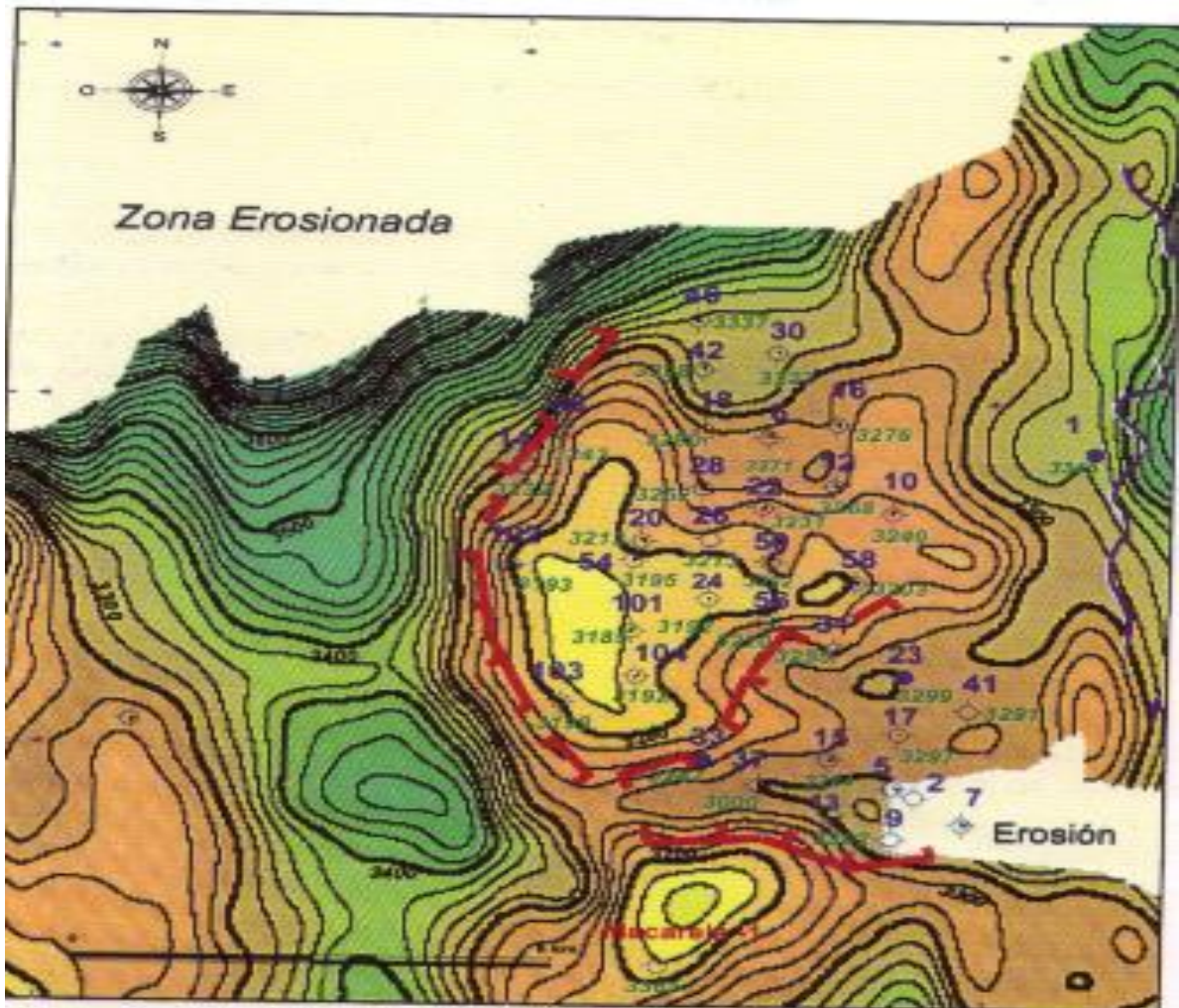


Figura 3.1. Configuración estructural de la Formación Cretácico Tamaulipas Inferior (PEMEX, 1999).

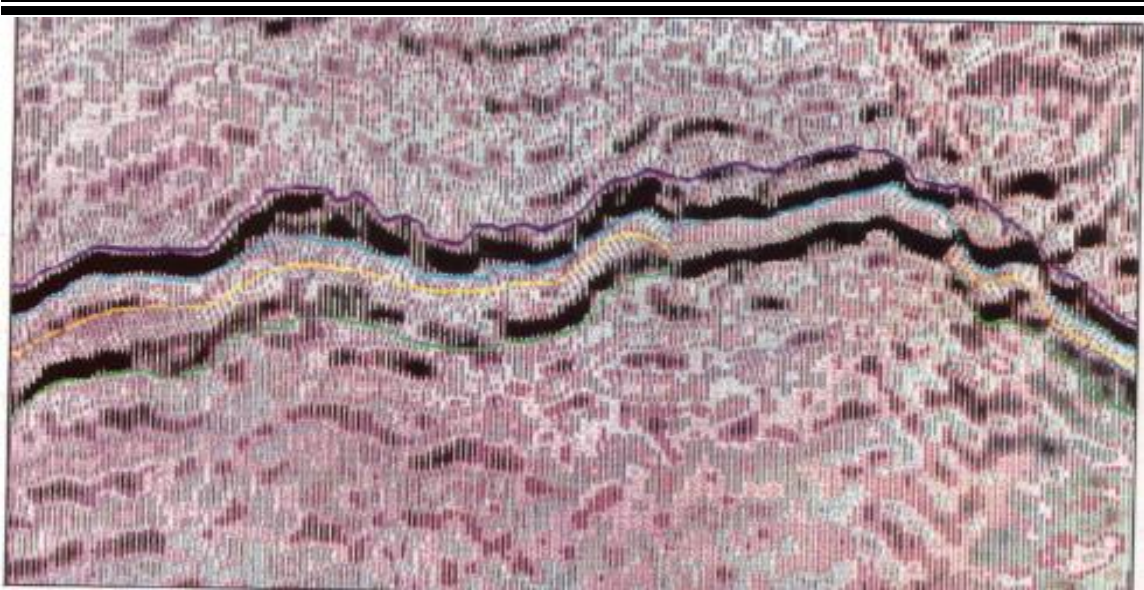


Figura 3.2. Sección sísmica del campo Arenque (PEMEX, 1999).

3.5 MIGRACIÓN

La migración en el sistema Jurásico Superior es de dos tipos: el vertical ascendente (permite clasificar a la Cuenca de Tampico como Normalmente Cargada), con hidrocarburos provenientes de las rocas generadoras de la Formación Huayacocotla, y por otro lado, el diagonal ascendente y descendente de los hidrocarburos de las formaciones Santiago, Taman y Pimienta que llenaron los receptáculos de la Formación San Andrés. Los hidrocarburos indican la existencia de sincronía entre la migración, la formación de trampas y todos los componentes del sistema petrolero. Los procesos distensivos postorogénicos originaron fallas normales y afectaron las fracturas, lo que provocó la remigración y dispersión de los hidrocarburos preexistentes (Nava y Alegría, 2001).

3.6 SINCRONÍA

En la figura 3.3 se muestra de manera esquemática la ocurrencia de cada uno de los elementos que conformaron el sistema petrolero, por lo que, al existir en

una secuencia adecuada, dieron origen a importantes acumulaciones de hidrocarburos en diferentes unidades estratigráficas almacenadoras de la Cuenca de Tampico.

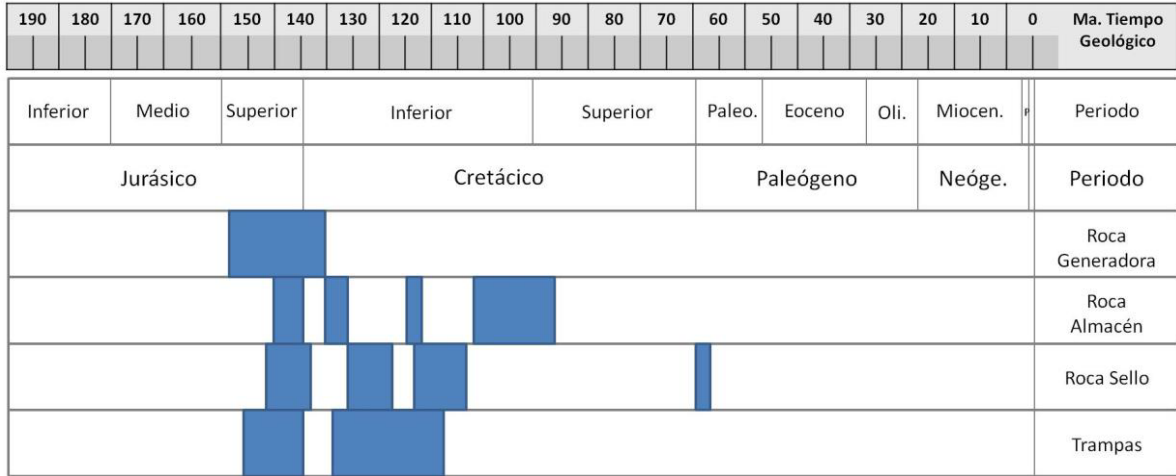


Figura 3.3. Eventos del sistema petrolero con relación a la sincronía en la Cuenca de Tampico (Nava y Alegría, 2001).

En la cuenca de Tampico ocurrió sincronía ya que se encuentran concatenados en tiempo y espacio todos los elementos del sistema petrolero y la cuenca sedimentaria, lo que permitió que se formaran los yacimientos con acumulaciones de hidrocarburos volumétricamente importantes.

De esta manera, en la Cuenca de Tampico está presente además de la roca generadora del Jurásico Inferior-Medio, otra fuente generadora con mayor distribución y potencial generador, que corresponde con las secuencias arcillosas y calcáreo-arcillosas del Jurásico Tardío, formándose casi contemporáneamente unidades de rocas almacenadoras en el Jurásico Kimmeridgiano; las cuales también están cubiertas por sellos efectivos.

Aparte de las mencionadas rocas almacenadoras se tienen a las rocas calcáreas de la Formación San Andrés y los carbonatos del Cretácico Temprano, cuyo yacimiento fue sellado después de su erosión parcial en el noreste de la cuenca por lutitas en el Paleoceno, conformándose así el sistema petrolero Tithoniano-Cretácico Inferior; en otras localidades estas rocas almacenadoras fueron selladas por calizas arcillosas del Turoniano en el talud, o por lutitas

paleógenas en el borde occidental, constituyendo los elementos del sistema petrolero Tithoniano -Cretácico Medio.

En el norte de la cuenca, la inversión del basamento durante el evento compresivo laramídico trajo como consecuencia el fracturamiento de las calizas arcillosas depositadas en el Cretácico Tardío, convirtiéndolas en almacenadoras por fracturamiento, mientras las calizas con mayor contenido arcilloso del Campaniano-Maastrichtiano sirvieron de sello del futuro sistema petrolero Tithoniano -Cretácico Superior (PEMEX 2012).

CAPITULO 4. PERFORACIÓN

La perforación de pozos es una actividad que se ha practicado en muchos países del mundo desde tiempos antiguos. Su fin primordial era obtener salmuera, agua dulce e incluso gas y petróleo mucho antes del establecimiento de la industria petrolera. Desde que se comenzó a explotar el petróleo de manera comercial, la perforación de pozos ha sido siempre una actividad de gran importancia. A lo largo de la historia su técnica ha variado notablemente mejorando cada vez más las tasas de producción y las ganancias (PDVSA, 2001).

La importancia de la perforación en la industria petrolera es que ésta indica la certidumbre de la existencia de hidrocarburos en el subsuelo mientras que los estudios geológicos y geofísicos indican sólo una probabilidad. Es decir, una acumulación de hidrocarburos puede aparentar ser económicamente atractiva tomando en cuenta estudios previos a la perforación, sin embargo, es ésta la que definirá la cantidad de hidrocarburos presente en el yacimiento y cuán grande puede ser su beneficio económico (PDVSA, 2001); aunque en algunos casos los pozos perforados resultan secos.

Por otra parte, la perforación está directamente relacionada con la cantidad de petróleo o gas que es producida. Una mala planificación de los métodos de perforación a utilizar puede disminuir la cantidad de hidrocarburos extraídos.

La descripción de los métodos de perforación está referida a cada una de las cuencas objeto de estudio, ya que cada una presenta condiciones y características peculiares.

4.1 BLOQUE ARENQUE

En el bloque Arenque se han perforado a la fecha 51 pozos, de los cuales 17 pozos están en operación, 13 pozos están cerrados y 21 están taponados.

Actualmente, se producen 5,600 bpd de aceite, 2,500 bpd de agua y 22 MMpcd de gas. El crudo que se produce en estos campos varía de tipo pesado a ligero; cambia de un yacimiento a otro ya que su densidad varía de 19 a 32° API; la

presión actual de cada yacimiento varía de 300 a 576 kg/cm². El sistema de producción de los pozos es fluyente.

Se tiene planeado drenar las reservas remanentes de los campos Arenque y Lobina mediante recuperación primaria. Esto se hará con la perforación de pozos convencionales y no convencionales que serán terminados en agujero descubierto y entubado (ademado). Los pozos utilizarán un aparejo con dos o más empacadores que permitan explotar de manera independiente o simultánea con dos o más yacimientos o unidades de flujo; en algunos casos se puede realizar con un solo empacador para terminación sencilla. Solo se realizarán reparaciones mayores en los pozos del campo Arenque, que serán ventanas (side-track) con el fin de alcanzar otro objetivo deseado. Está previsto la construcción de dos Octápodos en Arenque, denominados Arenque "D" y Arenque "E". El manejo de la producción de esta área será transportada a la plataforma de enlace Arenque "B" y de ahí a la batería Arenque. No se contempla ningún tipo de proceso adicional en las plataformas (nuevas y/o existentes), (PEMEX 2012).

En abril de 2012 PEMEX reportó los siguientes datos correspondientes al Bloque Arenque (Tabla 4.1 y Tabla 4.2):

Fecha de descubrimiento	1967 (Pozo Arenque-1) 1968 (Pozo Arenque-2)
Inicio de explotación	1970 (Pozo Arenque-5)
Tipo de formación	Carbonatos
Profundidad cima	2,800 – 3,405 mvbnm
Espesor	15 – 107 m
Porosidad	8 – 26 %
Permeabilidad	10 – 600 mD
Pozos con registros geofísicos	48
Dificultad de Perforación	Media
Sísmica existente 3D	Escolleras I, Escolleras II, Cubo Sardina y Q Marine

Tabla 4.1. Datos de formación productora del Campo Arenque (Tomada PEMEX, 2012).

Producción de aceite (bruta)	7,737	bpd
Porcentaje de agua	33.7	%
Producción de Aceite	5,129	bpd
Producción de Gas	23.64	mmpcd
Pozos Fluyentes	17	
Pozos Productores	17	
Pozos Cerrados con Posibilidad de Explotación	4	
Pozos Cerrados sin Posibilidad de Explotación	8	
Pozos cerrados pendientes de Taponamiento	1	
Pozos Taponados	21	
Plataformas Marinas	4	

Tabla 4.2. Datos operativos del Campo Arenque (PEMEX 2012).

La perforación es la actividad más costosa de todas las que se realizan en el bloque, por lo tanto, ha sido necesario el empleo de nuevas herramientas que nos permiten conocer en tiempo real los parámetros principales de perforación y de las formaciones atravesadas; asimismo es importante la incorporación de tecnología de perforación direccional de largo alcance y equipos de mayor capacidad para lograrlo (PEMEX, 2012).

Durante la perforación de pozos se han presentado problemas operativos debido a la complejidad geológica del subsuelo, baja presión y altas temperaturas de los yacimientos, que normalmente se localizan a profundidades mayores de 3,000 metros.

Los siguientes diseños son aplicados en pozos del Bloque Arenque (figura 4.1), en los que se lleva a cabo el aseguramiento y se realiza una re-entrada con el objetivo de colocar al pozo en una mejor posición estructural; tal es el caso del Pozo Arenque-46 (figura 4.2) y Arenque-48.

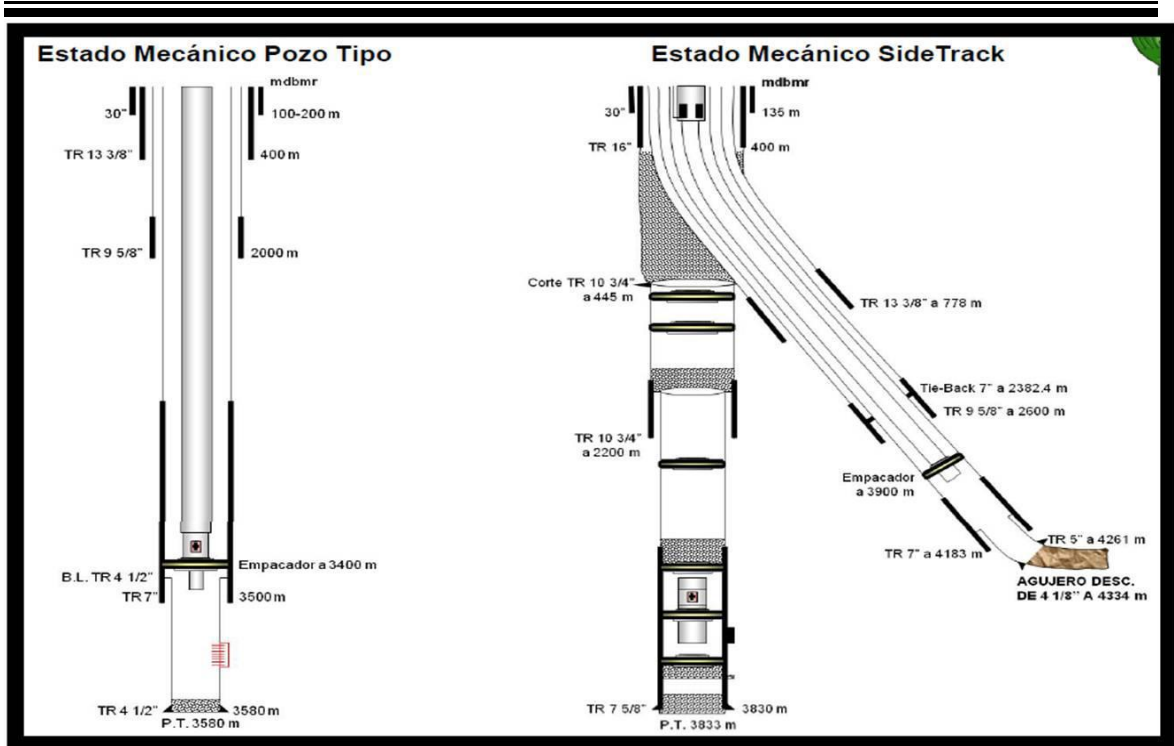


Figura 4.1. Diseño del estado mecánico de los pozos relacionados con el Bloque Arenque (Tomada de PEMEX, 2012).

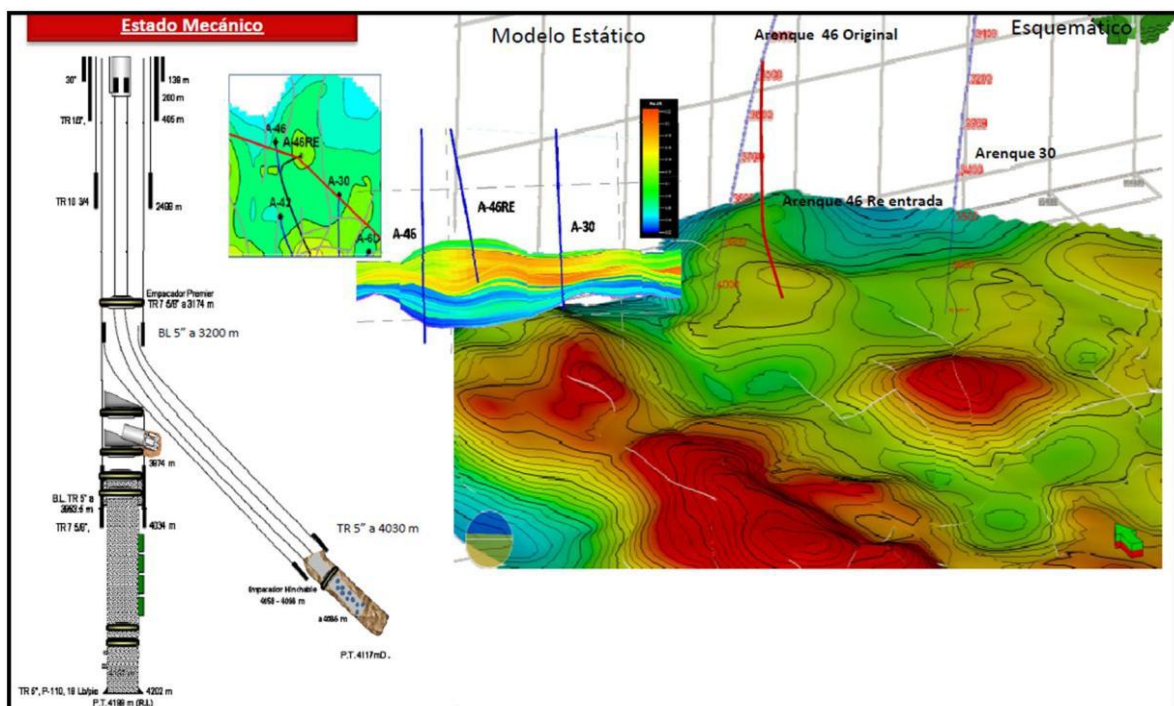


Figura 4.2. Estado mecánico del Pozo Arenque-46 después de la re-entrada (PEMEX, 2012).

4.2 BLOQUE PÁNUCO

El descubrimiento y producción de campos del bloque Pánuco se inició en 1904; tuvo un volumen original de 6,858.67 MMbl de aceite y 21,060.76 MMMpc de gas. Alcanzó una producción máxima de 291,542 bl de aceite en 1924 (PEMEX 2011).

En el Bloque Pánuco, los yacimientos son someros con profundidades que van de los 300 a los 800 metros, en secuencias del Cretácico Superior. Producen aceite pesado de 10 a 13 °API; el gas contiene CO₂ del 50 al 100%; la viscosidad del aceite es de 300 a 700 centipoise a condiciones de yacimiento; la temperatura del yacimiento varía de 40 a 45 °C y el mecanismo de empuje es expansión roca-fluido. El área desarrollada es de 140 km².

Las rocas productoras son calizas arcillosas naturalmente fracturadas con espesores impregnados que varían de 70 a 140 metros. La presión es baja en estos yacimientos y la intensidad del fracturamiento determina su productividad.

Actualmente tiene una presión de 40 a 50 kg/cm², con flujo únicamente por fracturas. El factor de recuperación actual es de 10.2%; la porosidad varía de 6 a 12% y la permeabilidad de 1 a 1,000 milidarcys (PEMEX, 2011).

De 2006 al 2011, en esta área fueron perforados 31 pozos y se realizaron cuatro reentradas, cada una con objetivos en diferentes unidades; sin embargo, dentro del bloque, han sido perforados un total de 1,626 pozos, de los cuales 191 están en operación, 99 cerrados, 6 pozos se convirtieron en letrinas y 1,336 fueron taponados; de estos pozos taponados, 956 fueron productores, desde los que se realizaron reentradas.

Existen 75 pozos con registros geofísicos y se tienen 395 localizaciones programadas a perforar (PEMEX, 2011).

Con respecto al Plan de Perforación del Bloque Pánuco, PEMEX consideró, en junio del 2012, el diseño de tres tipos de pozos para alcanzar los objetivos, cuyo diseño tomó en cuenta la información geológica, geofísica, petrofísica y del yacimiento disponible en el sitio de perforación.

Pozos Tipo I (figura 4.3): Este diseño es empleado en pozos ubicados en áreas sobre las cuales se tiene información precisa acerca de la profundidad de las formaciones y su conformación estructural, lo que permite perforar un pozo horizontal directo al objetivo (PEMEX, 2012).

Pozos Tipo II (figura 4.3): Este diseño es empleado en pozos ubicados en áreas acerca de las cuales no se tiene conocimiento preciso de la profundidad de la formación objetivo y su conformación estructural. Requiere perforar un agujero piloto vertical hasta alcanzar y afinar la profundidad de la cima de dicha formación para, posteriormente, diseñar la trayectoria horizontal del pozo (PEMEX, 2012).

Pozos Tipo III (figura 4.3): Este diseño es empleado en pozos estratégicos ubicados en áreas acerca de las cuales no se tiene conocimiento preciso de la profundidad de las formaciones objetivo y de otras más que tienen potencial de contener hidrocarburos, con la intención de investigar la existencia de nuevos yacimientos con la perforación de pozos pilotos verticales.

Cuando el pozo resulta productor se realiza una reentrada en el pozo vertical y se diseña la nueva trayectoria horizontal hacia la formación objetivo. Este tipo de pozo contempla la toma de información con registros convencionales y especiales, el corte de núcleos y la realización de pruebas de formación, lo que es de utilidad para la caracterización estática y dinámica del yacimiento (PEMEX, 2012).

Dentro de la perforación de pozos, la cementación es un aspecto necesario y primordial, usado para asegurar las tuberías de revestimiento, aislar zonas con propósito de producción o para resolver problemas del pozo.

El programa de cementación de las tuberías de revestimiento considera lo señalado en la tabla 4.3.

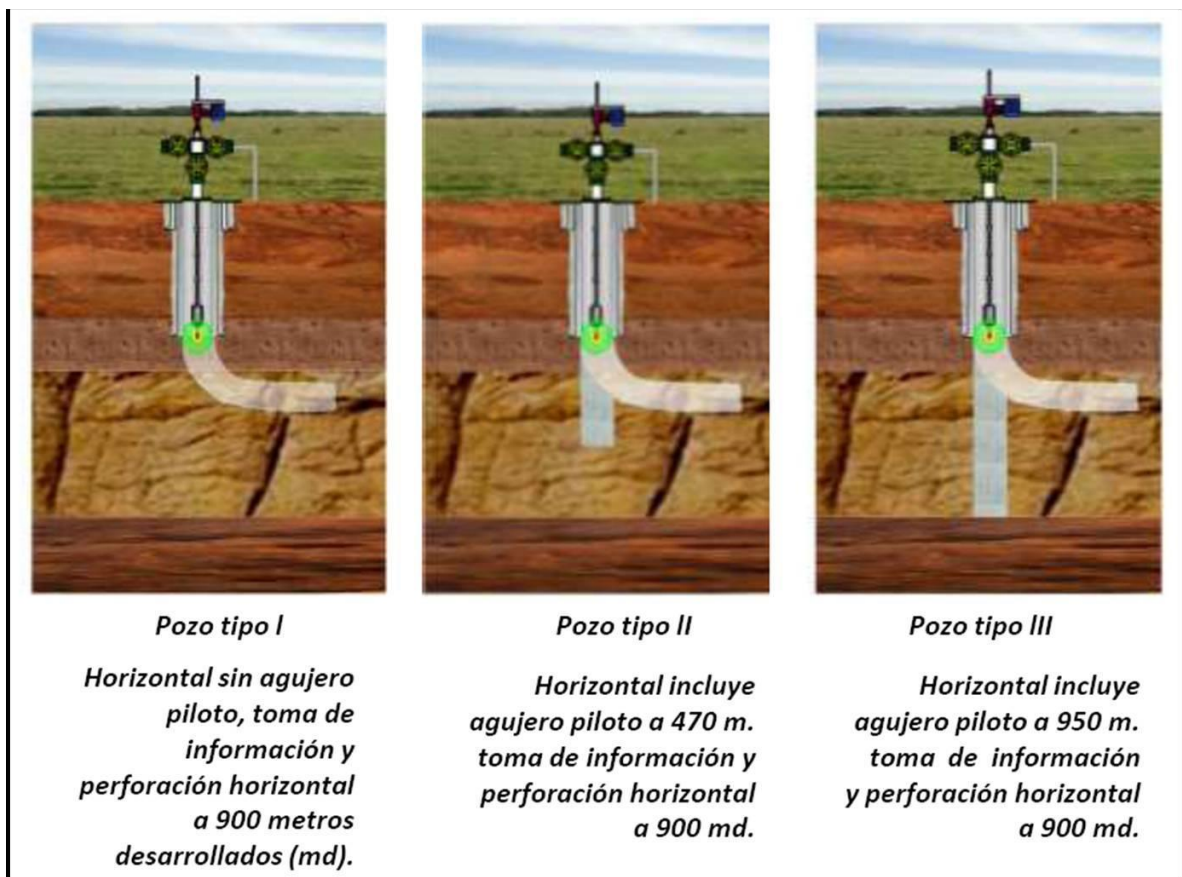


Figura 4.3. Diseños de perforación del Bloque Pánuco (PEMEX 2011)

9 5/8"	0-18 m.b.m.r. (metros bajo mesa rotaria)
7"	0-+/- 250 m.b.m.r.

Tabla 4.3. Programa de cementación de tuberías (PEMEX 2011).

El uso de los fluidos de perforación debe utilizarse de forma adecuada, teniendo las siguientes funciones principales:

- El control del Pozo.
- Mantener la estabilidad del agujero.
- Limpieza del Pozo.

- Transmitir potencia hidráulica a la barrena.
- Permitir la evaluación de formaciones.

Estas son conseguidas por medio de una cuidadosa selección del fluido de perforación y el mantenimiento de sus propiedades.

Los fluidos utilizados en el programa de perforación del Bloque Pánuco se encuentran en la tabla 4.4:

1ª etapa	0-48 m	Fluidos base agua	(1.02-1.10 gr/cm ³)
2ª etapa	48-250 m	Fluidos base agua	(1.02-1.15 gr/cm ³)
3ª etapa	250-PT m	Salmuera Potásica	(1.02-1.06 g/cm ³) con equipo bajo balance (1.02-1.06 gr/cm ³)
4ª etapa	250-PT md	Salmuera Potásica	(1.02-1.06 g/cm ³) con equipo bajo balance (1.02-1.06 gr/cm ³)

Tabla 4.4. Programa de fluidos del Bloque Pánuco (PEMEX, 2011).

En abril de 2012 PEMEX, reportó datos de la formación productora y datos operativos para el Bloque Pánuco, los que se muestran en las tablas 4.5 y Tabla 4.6):

Fecha de descubrimiento	1904
Inicio de explotación	1904 (Pozo La Pez-1)
Tipo de formación	Carbonatos Naturalmente Fracturados
Profundidad cima	300 – 800 mvbnm
Espesor	70 – 140 m
Porosidad	6 – 12%
Permeabilidad	1 – 1000 mD
Pozos con registros geofísicos	94
Localizaciones propuestas a perforar	395 desarrollo
Dificultad de Perforación	Baja
Sísmica existente	630 Km 2D y 225 km ² 3D

Tabla 4.5. Datos de formación productora del Bloque Pánuco (PEMEX 2012).

Producción de aceite (bruta)	3,269	bpd
Porcentaje de agua	43.8	%
Producción de Aceite	1,835	bpd
Producción de Gas	8.41	mmpcd
Pozos Fluyentes	42	
Pozos con BM	17	
Pozos con Cavidades Progresivas	26	
Pozos con BN	115	
Pozos Productores	200	
Pozos Cerrados con Posibilidad de Explotación	43	
Pozos Cerrados sin Posibilidad de Explotación	39	
Pozos Taponeados	1341	
Pozos Inyectores	5	

Tabla 4.6. Datos operativos del Bloque Pánuco (PEMEX 2012).

Dentro de la perforación de pozos en este bloque, se considera que se complementaron dos tipos de sistemas artificiales de producción, bombeo mecánico convencional y bombeo por cavidades progresivas, los cuales se describen a continuación:

Bombeo Mecánico Convencional.

El bombeo mecánico convencional es el método de producción primaria mediante elevación artificial del fluido que se encuentra en el pozo y que por falta de energía no puede surgir a superficie. Consiste una bomba de subsuelo de acción reciprocante, que es abastecida con energía producida a través de una sarta de varillas. La energía es suministrada por un motor eléctrico o de combustión interna colocada en la superficie. Tiene su mayor aplicación mundial en la producción de crudos pesados y extra pesados, aunque también se utiliza en la producción de crudos medianos y livianos.

La función principal de la unidad de bombeo mecánico es proporcionar el movimiento reciprocante apropiado, con el propósito de accionar la sarta de cabillas y estas, la bomba de subsuelo. La unidad de bombeo, en su movimiento, tiene dos puntos muy bien definidos: muerto superior y muerto inferior.

Cuando el balancín está en el punto muerto inferior sus válvulas fija y viajera se hallan cerradas. Al comenzar la carrera ascendente, la presión de fondo y el efecto de succión del pistón permite la apertura de la válvula fija; el fluido pasa del pozo hacia el interior de la bomba. Al mismo tiempo, la columna de fluido ejerce una presión sobre la válvula viajera y permanecerá cerrada durante la carrera ascendente.

Bombeo por Cavidades Progresivas.

Este tipo de sistema artificial de producción consiste en una bomba de desplazamiento positivo, engranada en forma espiral, cuyos componentes principales son un rotor metálico y un estator cuyo material es elastómero. El crudo es desplazado en forma continua entre los filamentos del tornillo del rotor y es desplazado axialmente mientras que el tornillo rota.

Este tipo de bombas se caracteriza por operar a bajas velocidades y permitir manejar altos volúmenes de gas, sólidos en suspensión y cortes de agua, así como también es ideal para manejar crudos de medianos y bajos grados API.

4.3 BLOQUE ALTAMIRA

El primer pozo perforado en el Bloque Altamira, fue el Altamira 30, en el año 1926, el que resultó productor de aceite con terminación en agujero descubierto en el intervalo de 379 a 476 metros, en rocas del Cretácico Superior. En el bloque se han perforado 87 pozos, de los cuales 25 están operando, 18 cerrados y 44 taponados.

El bloque Altamira tuvo un volumen original de 104.29 MMbl de aceite y 103.32 MMMpc de gas; ha producido a la fecha 13.6 MMbl de aceite, actualmente produce 1,100 bpd. El crudo que se produce en estos campos es de tipo pesado,

con densidad que varía de 10 a 13° API; La presión actual del yacimiento, varía de 50 a 55 kg/cm² (PEMEX 2012).

Del año 2006 al 2012, se han perforado 32 pozos en esta área. La dificultad de perforación es baja. De los 87 pozos perforados en el bloque existen 35 pozos con registros geofísicos, actualmente se cuenta con 71 localizaciones programadas a perforar.

Concerniente al Plan de Perforación del Bloque Altamira, PEMEX consideró, en junio del 2012, el diseño de los mismos tres tipos de pozos utilizados en el Bloque Pánuco; no obstante también incluyó los sistemas artificiales de producción usados en el Bloque Pánuco (figura 4.4).

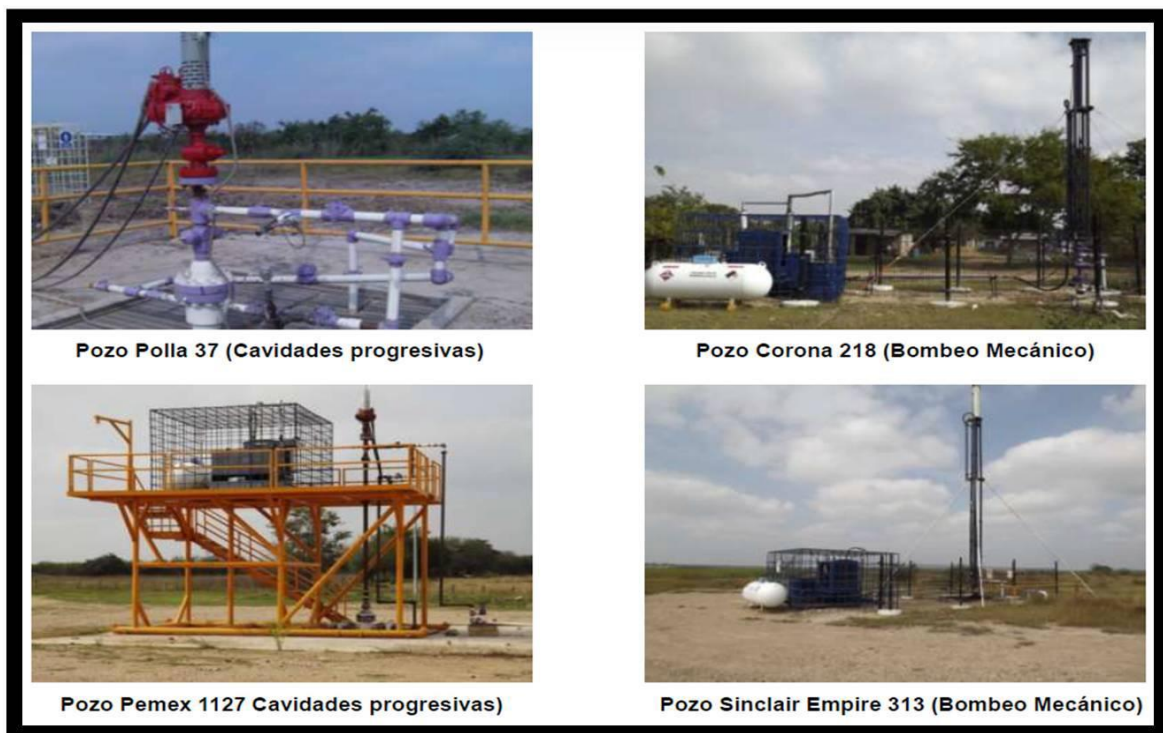


Figura 4.4. Pozos de los Bloques Pánuco y Altamira operando con sistemas artificiales de producción (PEMEX 2012).

En el año 2012 PEMEX, reportó información del Bloque Altamira, la que se indica en la tabla 4.7:

Fecha de descubrimiento	1926
Inicio de explotación	Altamira 30, 1926
Tipo de formación	Carbonatos naturalmente fracturados
Espesor	150-190 m
Porosidad	8-12 %
Permeabilidad	1-1000 <u>milidarcys (mD)</u>
Pozos con registro	35
Dificultad de perforación	Baja
Sísmica existente	700 Km 2D

Tabla 4.7. Datos de la formación productora del Bloque Altamira (PEMEX 2012).

De igual manera que se implementó el diseño de los mismos tres tipos de pozo y los sistemas artificiales de producción que en el Bloque Pánuco, los programas de cementación de tuberías y de fluidos son muy similares considerando que sus yacimientos tienen mucha semejanza.

CAPITULO 5. DESARROLLO DE CAMPOS

El objetivo del desarrollo de campos es realizar un análisis del estado actual del campo, utilizar la información técnica para mejorar su caracterización y por consiguiente aumentar o disminuir el volumen prospectivo de reservas con las que se cuenta, así como aumentar el factor de recuperación. La evaluación de las estrategias de explotación envuelve aspectos técnicos y económicos que son más fáciles de definir cuando existe un alto nivel del conocimiento del yacimiento.

5.1 BLOQUE ALTAMIRA

En este bloque se tienen 700 km de sísmica bidimensional (2D), de las cuales se han reprocesado 82.8 km. La calidad de la información sísmica es muy variable y la cobertura del área es irregular. Adicionalmente, hay grupos de líneas que no se interceptan causando algunas dificultades para la interpretación; subsisten muchos errores de cruce, por lo que sería recomendable reprocesar toda la información sísmica. La respuesta sísmica de la Formación San Felipe (Ksf) del Cretácico es pobre, excepto en algunas líneas sísmicas en la región central del proyecto.

El Cretácico correspondiente con la Formación Agua Nueva (Kan) presenta reflectores de amplitud y continuidad media. En cambio las unidades estratigráficas del Cretácico correspondiente a las formaciones Tamaulipas Superior (Kts), Tamaulipas Inferior (Kti), y las del Jurásico Superior (Js) son buenos reflectores y por lo tanto los más sencillos de correlacionar (PEMEX 2012). El basamento se puede interpretar con sísmica por dos eventos de alta amplitud, sin embargo en zonas estructuralmente altas el basamento pierde amplitud y su interpretación es más compleja, como se muestra en la figura 5.1.

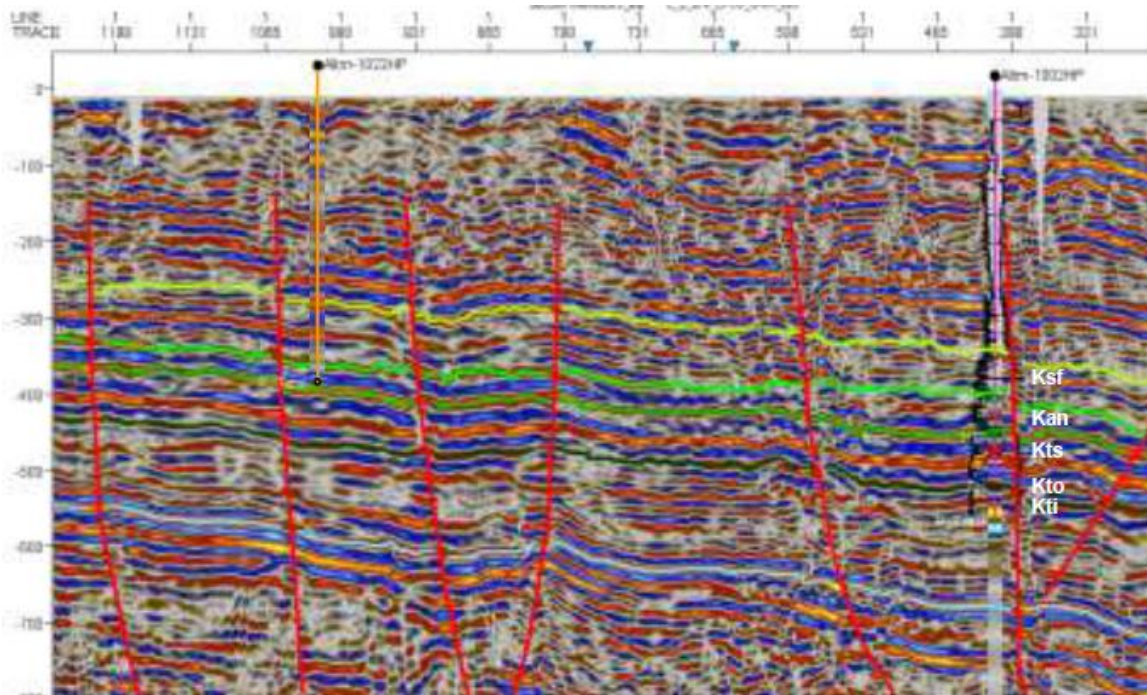


Figura 5.1. Línea sísmica típica del Bloque Altamira (PEMEX, 2011).

El yacimiento más importante del bloque se encuentra en las unidades estratigráficas San Felipe-Agua Nueva, que se presentan someras (150–500 metros), conformado por rocas calcáreas y calcáreo-arcillosas del Cretácico Superior y representa el objetivo económico primario. Debido al ambiente de su depósito (cuenca) se tienen rocas de baja porosidad y permeabilidad, sin embargo, como consecuencia de eventos tectónicos posteriores se generaron redes de fallas y fracturas que incrementaron la porosidad efectiva y son el conducto de migración del aceite hasta el yacimiento. Estos sistemas están ubicados en los flancos de los anticlinales, en los altos de los bloques fallados y aun en los sinclinales (PEMEX 2011).

En la figura 5.2 se muestra una sección estructural representativa del bloque Altamira.

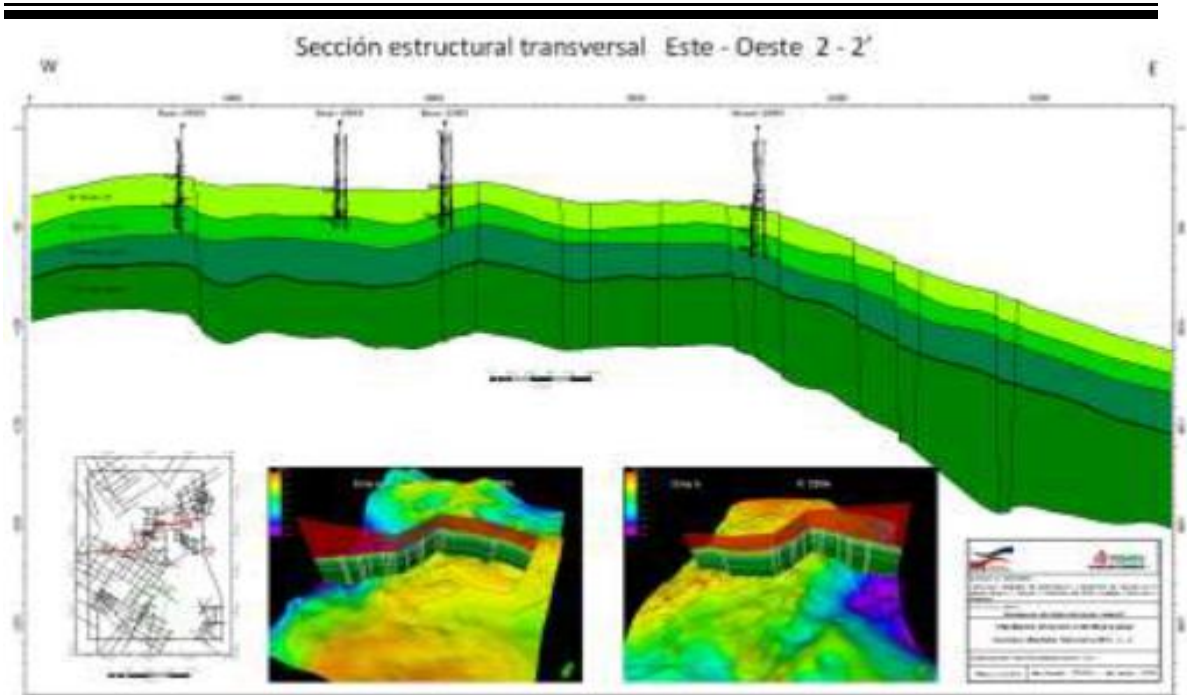


Figura 5.2. Modelo estructural y estilo tectónico prevaleciente en el área del bloque Altamira (PEMEX, 2011).

Dentro del bloque se han adquirido tres perfiles sísmicos verticales (VSP), en los pozos Altamira-1102H, 1003H y 1033; también se calibraron y validaron dos sismogramas sintéticos de los pozos Altamira-1009H y 1022H.

De acuerdo con el promedio de velocidades a la superficie de la unidad Ksf, éstas disminuyen de Noroeste a Sureste; con esta información se construyó un modelo geológico del bloque (figura 5.3).

En la figura 5.4 se muestra la sección estratigráfica con correlación de pozos ubicada SW-NE, donde se observa que en el Bloque Altamira existe un adelgazamiento de aproximadamente 30 metros en las formaciones San Felipe (Ksf) y Agua Nueva (Kan) (PEMEX 2012).

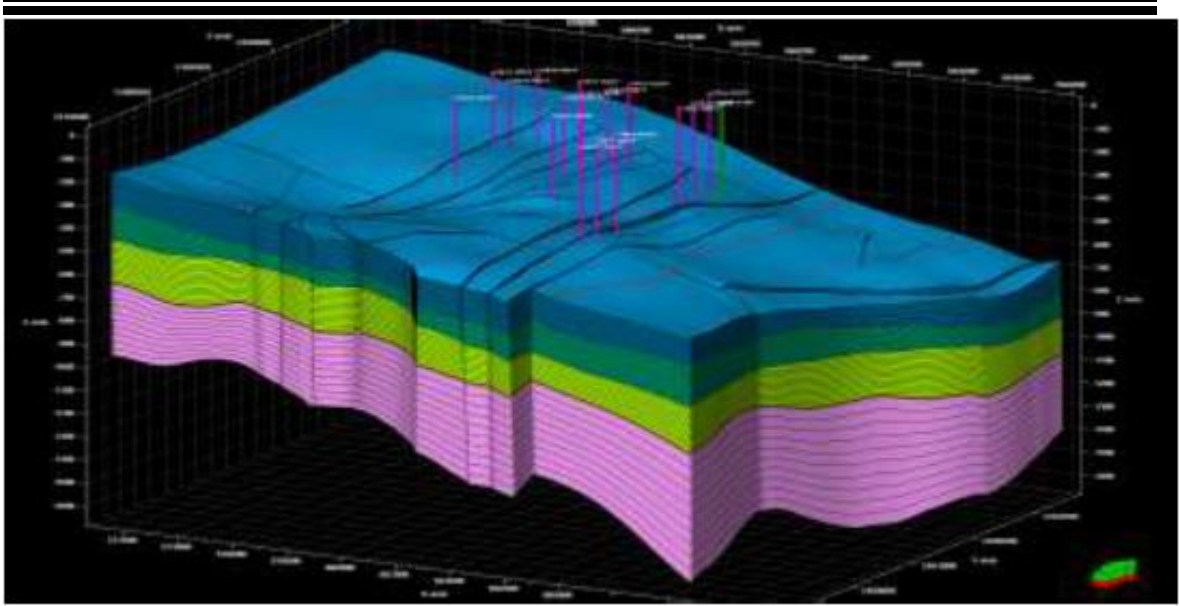


Figura 5.3. Vista tridimensional del modelo local del Altamira con su arreglo estructural (PEMEX, 2011).

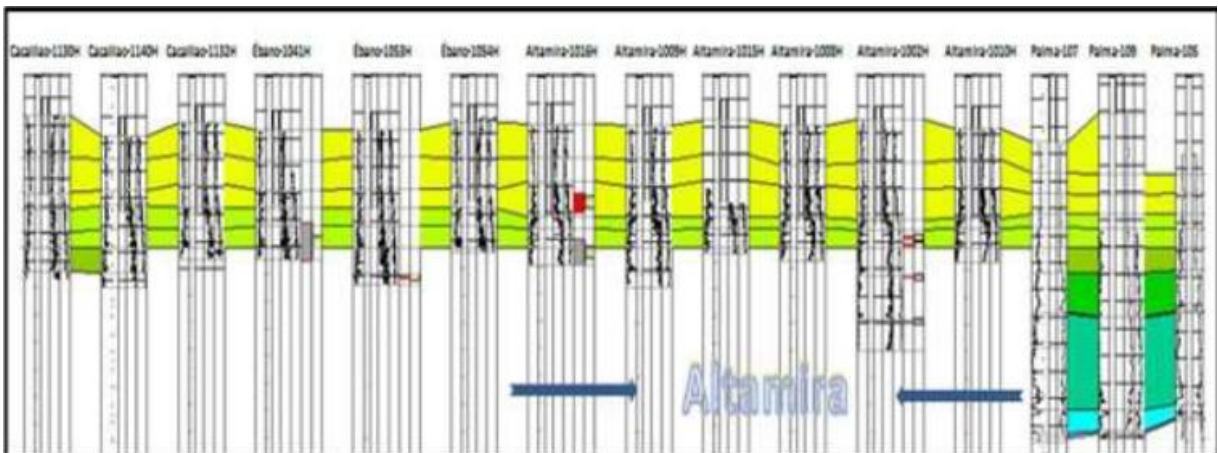


Figura 5.4. Sección estratigráfica ubicada SW-NE, (PEMEX, 2011).

El primer pozo perforado en este bloque fue el Altamira 30 en el año 1926; el que resultó productor de aceite en agujero descubierto en el intervalo de 379 a 476 metros, en rocas del Cretácico Superior. La producción máxima del bloque fue de 10,170 bpd en el año de 1926 y 2012 produce 1,100 bpd.

El yacimiento en las unidades estratigráficas San Felipe–Agua Nueva produce aceite pesado de 10 a 13° API; la viscosidad del aceite es de 300 a 700 cp @ cy, el gas tiene de 15 a 25 % de CO₂; la temperatura del yacimiento varía de 40 a 45 °C y el mecanismo de empuje es expansión roca-fluido (PEMEX 2011).

Las características de las rocas productoras son: calizas arcillosas naturalmente fracturadas con espesores impregnados que varían de 150 a 190 metros. La presión es baja en estos yacimientos, la intensidad del fracturamiento determina la productividad; actualmente tiene una presión de 50 a 55 kg/cm², el flujo es solamente por fracturas. El factor de recuperación actual es 13%; la porosidad varía de 8 a 12%, y la permeabilidad de 1 a 1,000 milidarcies (mD).

Del año 2006 al 2012, se han perforado 32 pozos en esta área. La dificultad de perforación es baja. De los 87 pozos perforados en el bloque existen 35 pozos con registros geofísicos, actualmente se cuenta con 71 localizaciones programadas a perforar; la ubicación de los pozos y de las localizaciones propuestas se muestra en la figura 5.5.

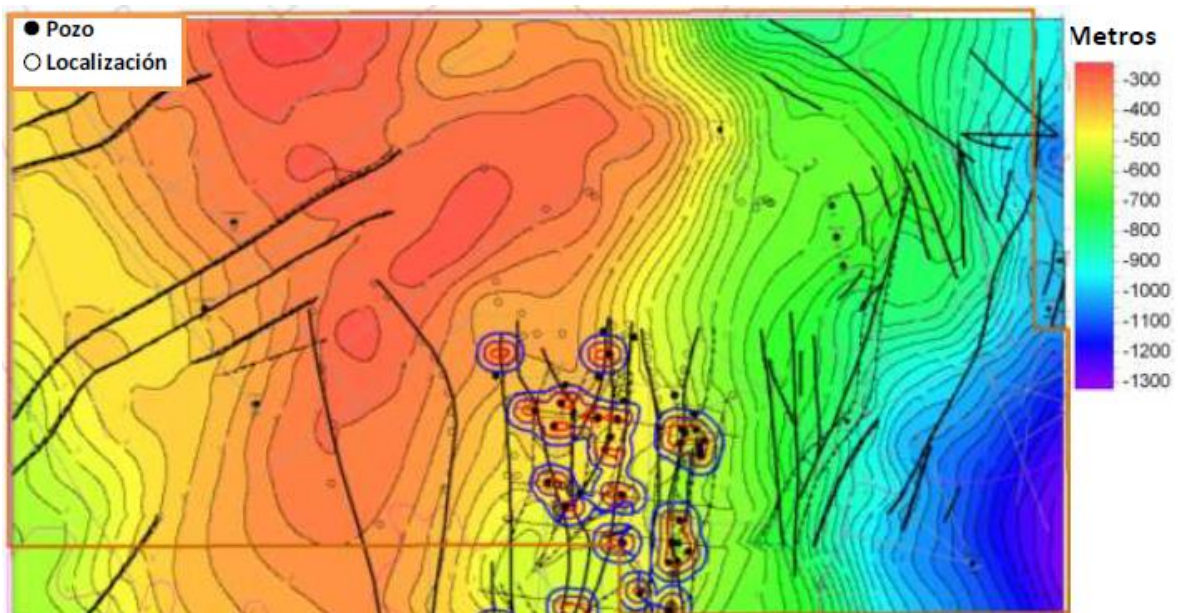


Figura 5.5. Configuración estructural cima Cretácico Agua Nueva (Kan), con ubicación de pozos y de localizaciones propuestas (PEMEX, 2011).

El bloque Altamira, ha producido a la fecha 13, 618 MMbl de aceite; con una producción promedio actual por pozo de 40 bpd en pozos nuevos y 9 bpd en

pozos viejos. La producción inicial en pozos nuevos es de 70 bpd, con una RGA de $60 \text{ m}^3/\text{m}^3$. En la figura 5.6 se muestra el historial de producción del bloque.

Los pozos del desarrollo actual fueron perforados considerando pozos de avanzada. Debido a la mala calidad de la información sísmica, su interpretación se realizó infiriendo la continuidad de las fallas hacia el norte, con espaciamiento de hasta 5 km (PEMEX 2011).

Una vez que se tuvo producción en los pozos perforados, se documentan localizaciones intermedias con espaciamientos de 1 km, aunque en un futuro y con mayor información se considera reducir el espaciamiento entre pozos. Los sistemas de producción son: fluyente, bombeo mecánico y cavidades progresivas.

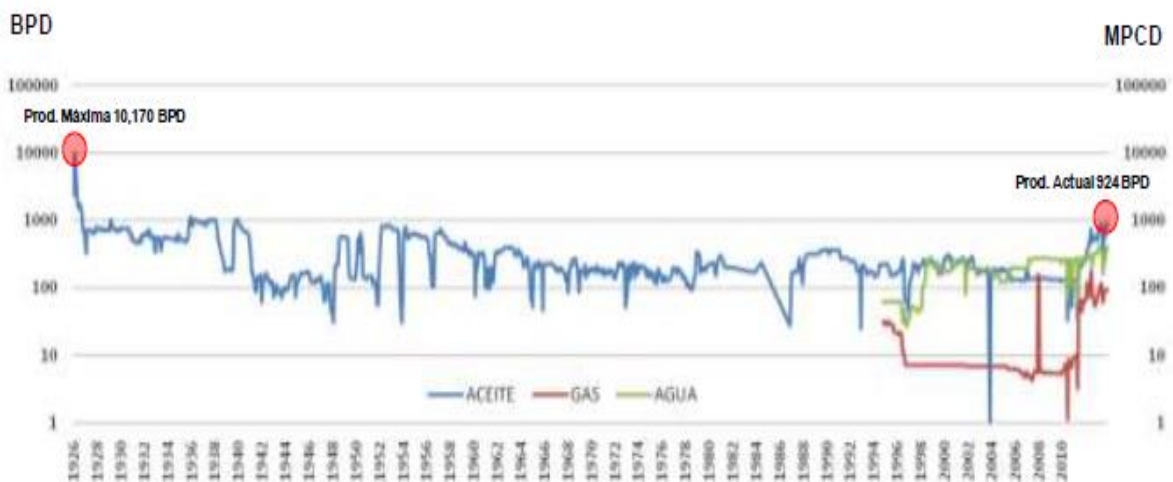


Figura 5.6. Historial de producción Bloque Altamira, (PEMEX, 2011).

El tipo de recuperación secundaria corresponde con un sistema de inyección de agua, que de acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y productores, la inyección de agua puede llevarse a cabo de las siguientes dos formas:

Inyección periférica o externa: Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de aceite, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua-aceite. Esta metodología se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento y/o la estructura del mismo favorece la inyección de

agua. En este caso los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona de aceite.

Inyección en arreglos o dispersa: Consiste en inyectar el agua en la zona de aceite. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de aceite a través de un número adecuado de pozos inyectoros que forman un arreglo geométrico con los pozos productores. La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las areniscas, de la permeabilidad, de la porosidad, y del número y posición de los pozos existentes. Se emplea, particularmente, en yacimientos con pozos inclinados con una gran extensión areal. A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectoros se distribuyen entre los pozos productores o se perforan pozos inyectoros interespaciados. En ambos casos, el propósito es tener una distribución uniforme de los pozos, similar a la utilizada en la fase de recuperación primaria.

5.2 BLOQUE ARENQUE

El bloque Arenque cuenta con los campos productores Arenque, Lobina, Jurel, Merluza y Náyade. El principal campo productor es Arenque, el cual está ubicado a 31 km al este de la ciudad de Tampico, Tamaulipas. Fue descubierto como productor de aceite y gas asociado en 1968 con la perforación del pozo Arenque 1, terminado en rocas carbonatadas del Cretácico Inferior, posteriormente se perforó en 1970 el pozo Arenque 2 que resultó productor en el Jurásico San Andrés. El desarrollo del campo se inició en 1970, con la instalación de las plataformas marinas Arenque "A" y Arenque "B"; posteriormente, en 1974, se instaló la plataforma Arenque "C". A partir de 1980, el campo fue sometido a inyección de agua únicamente desde la plataforma Arenque "B" y en 1998 se suspendió por alta incidencia de fugas en el acueducto terrestre. Actualmente, se tienen en operación 16 pozos productores (PEMEX 2012).

Se tienen tres cubos sísmicos que cubren el 100% del bloque, el mayor es el cubo Sardina (en tiempo), el segundo es el cubo Jurel (en profundidad) y el tercero es el Q-Marine Arenque–Lobina (en profundidad). Adicionalmente, se cuenta con sísmica bidimensional (2D), la cual prácticamente no se utiliza ya que la información sísmica tridimensional (3D) es de excelente calidad (figura 5.7).

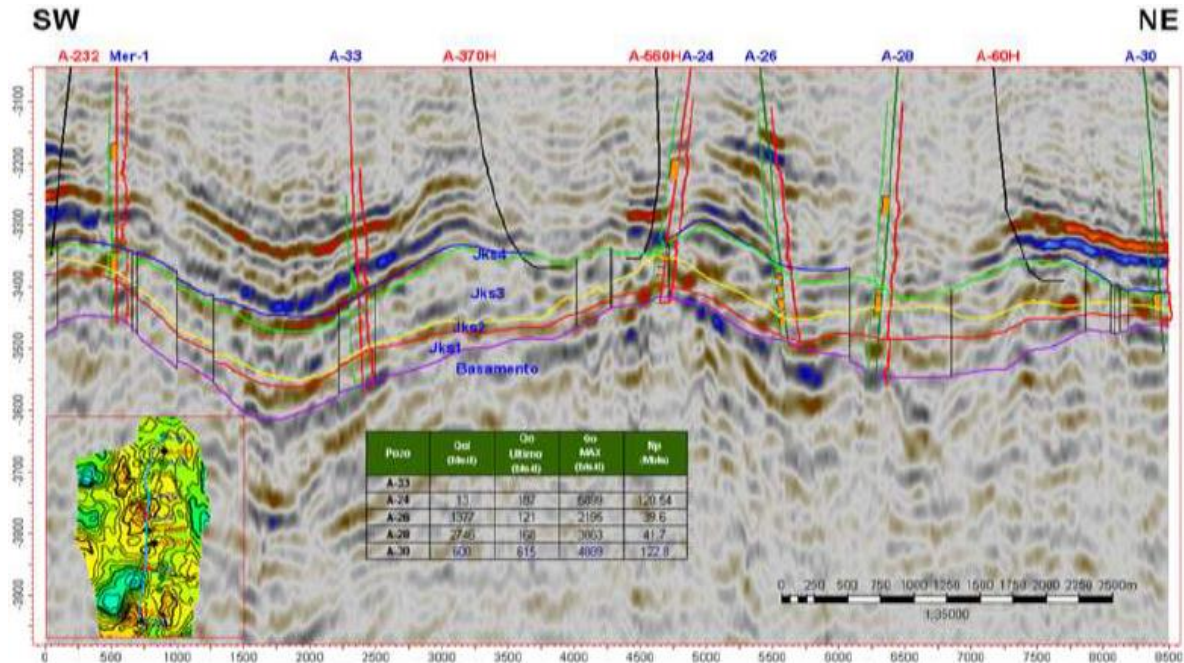


Figura 5.7. Sección sísmica tipo del Bloque Arenque, (PEMEX, 2012).

El pozo Arenque 1, se ubicó en lo alto del basamento no encontrando el Jurásico San Andrés (Jsa), pero quedando productor en el Cretácico Inferior (Kti A), y no fue hasta los años 70 que se perforó el pozo Arenque 2, que fue el descubridor de hidrocarburos en las secuencias carbonatadas del Jurásico Superior en la Formación San Andrés (Jsa).

La evaluación realizada por PEMEX, 2011, considera la existencia de siete localizaciones (tabla 5.1), que en conjunto ofrecen un recurso medio de 277 MMbpce.

	Coordenadas UTM X	Coordenadas UTM Y	Principal Tipo de Hidrocarburo	Probabilidad de éxito geológico de los objs individuales ó probabilidad de éxito del consolidado	Tirante de agua/ Elevación de terreno	Profundidad cima del objetivo (metros)	Recursos potenciales en gas equivalente (MMbpc) o aceite equivalente (MMbl) P10	Recursos potenciales en gas equivalente (MMbpc) o aceite equivalente (MMbl) media	Recursos potenciales en gas equivalente (MMbpc) o aceite equivalente (MMbl) P50	Recursos potenciales en gas equivalente (MMbpc) o aceite equivalente (MMbl) P90
Beluga-A	646,125	2,462,881	Aceite ligero	0.37	45	3,280	53.2	22.9	15.1	4.3
Camarón-B	638,516	2,467,651	Aceite ligero	0.45	45	2,860	77.1	33	22.3	5.9
Jurel-C	637,251	2,453,444	Aceite ligero	0.32	48	3,050	149.8	58.8	31.3	6.6
Lobina-D	658,954	2,455,141	Aceite ligero	0.36	48	3,490	37.6	17.2	12.4	4.1
Ostrácodo-E	646,050	2,456,368	Aceite ligero	0.28	46	3,330	167.1	65.4	34.4	7.1
Plancton-F	651,758	2,455,169	Aceite ligero	0.37	50	3,370	22.4	10.9	8.5	3.2
Salmón-G	658,326	2,464,432	Aceite ligero	0.3	70	3,640	175.2	69.2	37.4	8

Tabla 5.1. Localizaciones estratégicas del Bloque Arenque, (PEMEX, 2011).

La producción del bloque Arenque (figura 5.8) está asociada a los campos Arenque y Lobina, cuyo desarrollo inició en 1970 desde las plataformas “A” y “B”; en 1975, se perforaron los pozos en la plataforma Arenque “C”; en 1977, se alcanzó la producción máxima de 27,600 bpd de aceite y el yacimiento del Jurásico San Andrés alcanzó la presión de saturación. Posteriormente en 1980, se inició la inyección de agua con buenos resultados.

En 1984, se obtuvo la producción mínima de 5,220 bpd; en 1992, inició producción en la Formación Cretácico Tamaulipas Inferior (Kti) “A” con el pozo Arenque 28; en 1998, concluyó la inyección de agua, $W_{ip}=15.4$ MMbl.

En el año 2000, se inició la perforación y producción con pozos horizontales (side tracks); en 2006, se incorporó a explotación el pozo Lobina 1 y, para 2009, se logró producción comercial en la Formación Tamaulipas Inferior en el yacimiento “B” con el pozo Arenque 103 (PEMEX 2012).

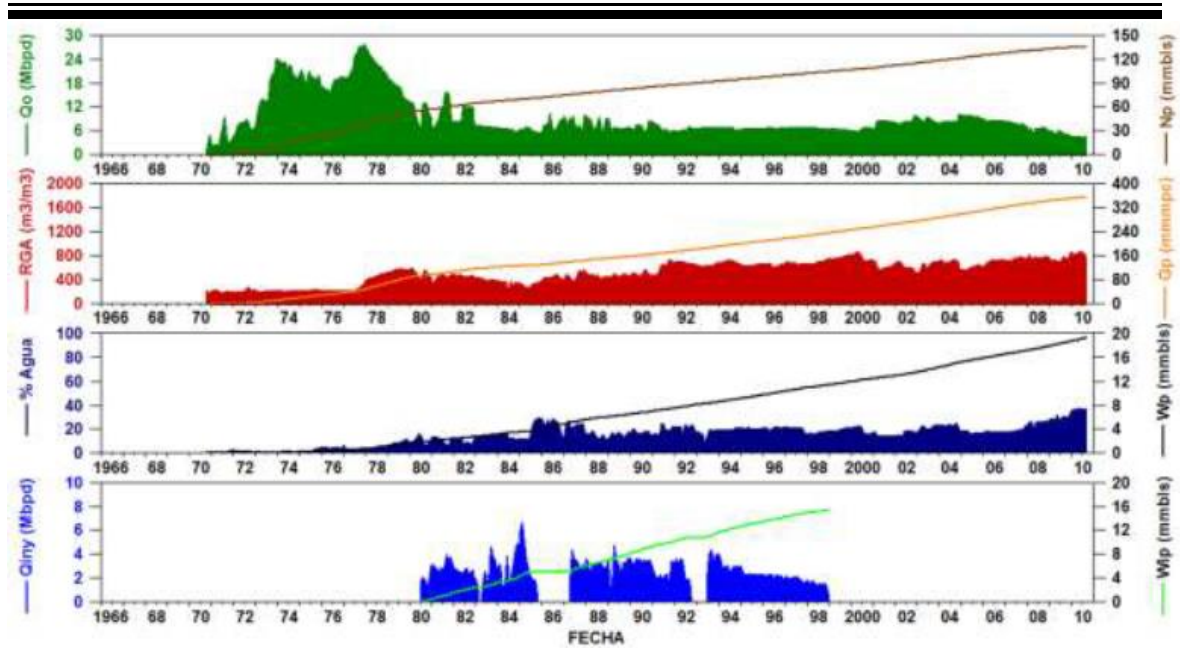


Figura 5.8. Historia de producción del Bloque Arenque (PEMEX, 2011).

En los últimos años, la única actividad que ha tenido el bloque es la re-entrada del pozo Arenque 46 (figura 5.9); el 22 de mayo de 2010 se iniciaron los trabajos y se abrió una ventana a 3,299 metros desarrollados (md), dejando el pozo a una profundidad total de 4,117 md, en agujero descubierto de 4 1/8" (PEMEX 2012).

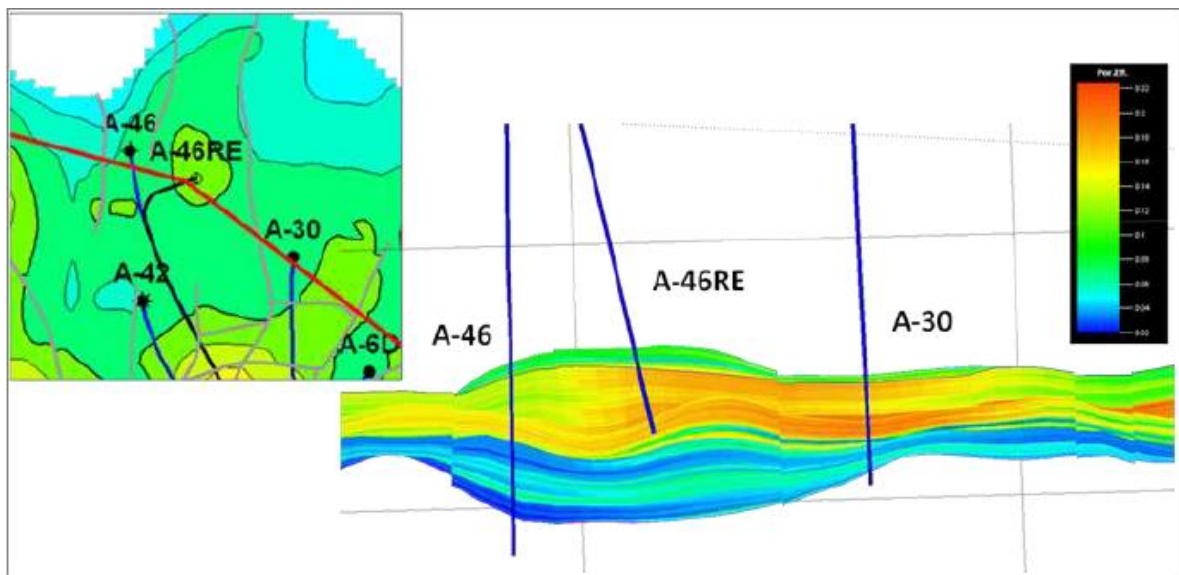


Figura 5.9. Mapa y sección de la trayectoria de la reentrada del pozo Arenque-46 (PEMEX, 2012).

Del 29 de noviembre al 2 de diciembre de 2010, se le realizó una prueba de potencial al pozo Arenque 46, fluyendo por tres estranguladores, registrando presión de fondo fluyendo y obteniendo los resultados que se indican en la tabla 5.2.

Fecha	Estrangulador	Presión cabeza (Kg/cm ²)	Presión fondo fluyendo (Kg/cm ²)	Gasto de aceite (bpd)	% de agua	Gasto de gas (MMpcd)	RGA (m ³ /m ³)
29-nov-10	16/64 (6.35mm)	124	268	453	0	0.95	374
01-dic-10	20/64 (7.94mm)	104	266	781	0	1.12	256
02-dic-10	25/64 (9.93mm)	88	255	1120	0	1.46	230

Tabla 5.2. Datos de la prueba de re-entrada Arenque-46, (PEMEX, 2012).

Con esta información se realizó la simulación del pozo y con el análisis nodal se determinó que el diámetro óptimo de explotación del pozo es de 25/64", con lo que se garantiza que el pozo opere dentro de flujo crítico y se obtenga un gasto de aceite de 1,120 bpd.

Actualmente, se maneja una producción aproximada de 5,600 bpd de aceite y 22 MMpcd de gas, proveniente de los campos Arenque y Lobina. Se cuenta con cuatro plataformas marinas y 35 pozos (17 operando, 13 cerrados y 10 taponados), cinco ductos marinos de 12" de diámetro cada uno, de la plataforma Arenque "A" a Arenque "B" con una longitud de 5.4 km, de Arenque "C" a Arenque "B" se tiene otro ducto con una longitud de 3.1 Km., y el ducto de Lobina "A" a Arenque "B" tiene una longitud de 14.7 km.

La plataforma Arenque "B" concentra los hidrocarburos y de ahí se envían a la batería Arenque en tierra por medio de dos oleogasoductos, uno de 29.8 km y otro de 32 km de longitud (PEMEX 2012).

5.3 BLOQUE PÁNUCO

El cubo sísmico Pánuco 3D fue adquirido y procesado para determinar la presencia de yacimientos a profundidades mayores a 1,000 metros, por lo que la imagen sísmica es de regular a mala calidad antes de los 400 metros. Como se muestra en la sección sísmica de la figura 5.10. En términos generales, las amplitudes y reflexiones sísmicas son de buena calidad a partir de los 500 metros, sin embargo, al aplicar algunos atributos como suavizado estructural (unificación de amplitudes), primera derivada (eliminación de ruido) y filtrado de frecuencia (espectro de frecuencia dentro del rango de la señal sísmica), fue posible mejorar la calidad de la imagen sísmica, con el objetivo de realizar la interpretación de las formaciones Agua Nueva y San Felipe, que se encuentran a menos de 400 metros de profundidad (PEMEX 2011).

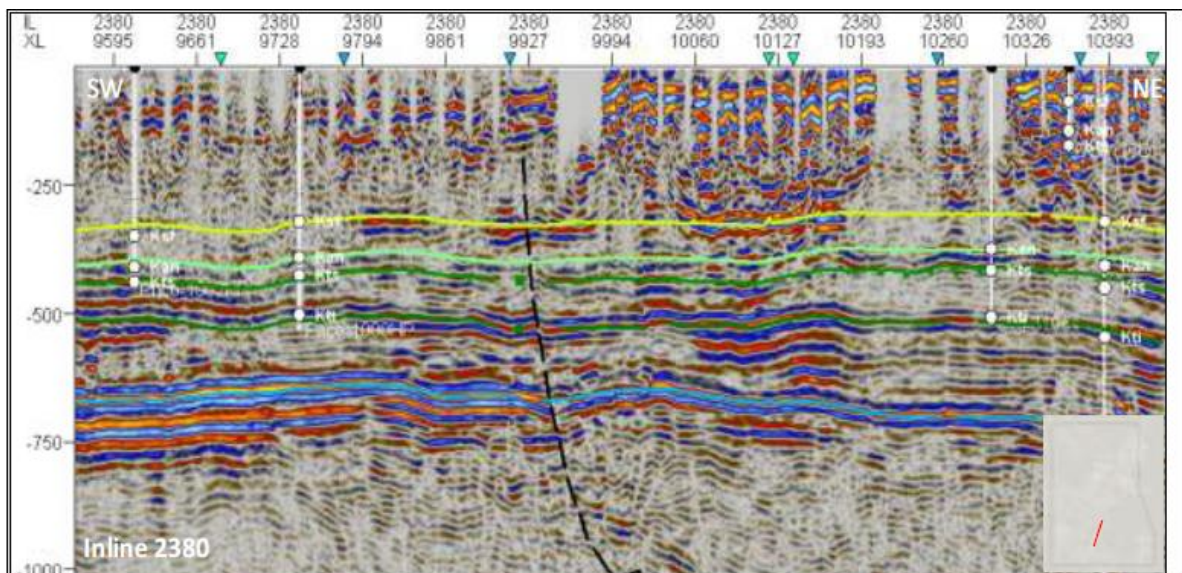


Figura 5.10. Sección sísmica Pánuco 3D-IL-2380, (PEMEX, 2011).

La actualización del modelo estructural en esta etapa consistió en la reinterpretación a detalle de toda la información sísmica del bloque. Se le dio buen nivel de detalle a las fallas en el sector cubierto por sísmica tridimensional (3D) y al seguimiento de las fallas regionales y locales.

Se interpretó con mayor certidumbre la falla regional con orientación N-S, que separa las dos subcuencas, la que corresponde con una falla normal de carácter

lística que corresponde al periodo de apertura del Golfo de México (expansión del fondo oceánico). Durante el rift se le dio seguimiento a la falla y su geometría lística en varias líneas del proyecto y en el cubo sísmico. En la figura 5.11 se ilustra esa interpretación en dos líneas sísmicas (PEMEX 2011).

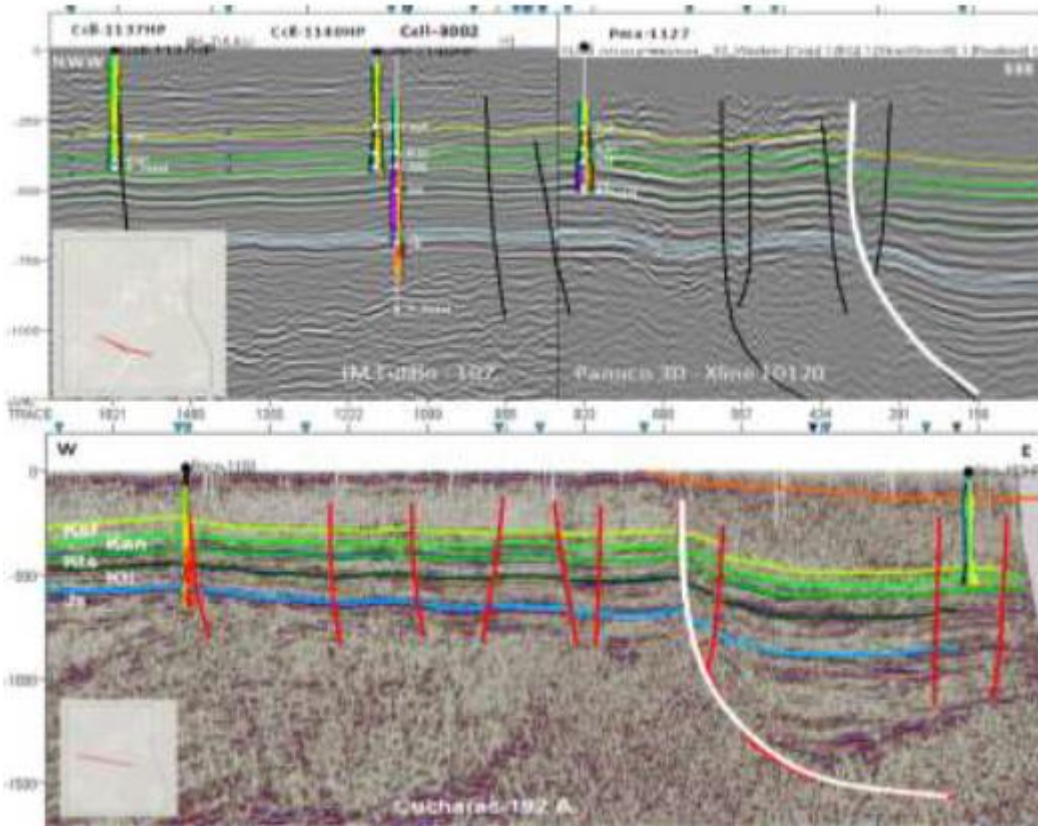


Figura 5.11. Bloques altos y bajos del basamento, depósito de primeras rocas sedimentarias, así como depósito de la formación San Andrés asociado a los altos estructurales (PEMEX, 2011).

El primer pozo perforado en este bloque se terminó en 1907, el cual resultó productor de aceite en rocas del Cretácico Superior. La producción máxima del bloque Pánuco, fue de 291,542 bpd de aceite en el año de 1924.

Los yacimientos son someros (300 a 800 metros), ubicados en secuencias sedimentarias de carbonatos de edad Cretácico Superior, producen aceite pesado de 10 a 13° API; el gas contiene CO₂ del 50 al 100%, la viscosidad del aceite es de 300 a 700 cp a condiciones de yacimiento; la temperatura del yacimiento varía de 40 a 45° C; el mecanismo de empuje es expansión roca-fluido; el área desarrollada es de 140 km² (PEMEX 2011).

Las rocas productoras son calizas arcillosas naturalmente fracturadas con espesores impregnados que varían de 70 a 140 metros. La presión es baja en estos yacimientos, la intensidad del fracturamiento determina la productividad; actualmente tiene una presión de 40 a 50 kg/cm². El flujo es solamente por fracturas y el factor de recuperación actual es de 10.2%; la porosidad varía de 6 a 12%, la permeabilidad de 1 a 1,000 milidarcies (mD).

De 2006 a la fecha, en esta área se han perforado 31 pozos y se han realizado cuatro reentradas, con los mismos objetivos. Dentro del bloque, se han perforado 1,626 pozos, de los cuales 191 están en operación, 99 cerrados, seis pozos se han convertido a letrinas y 1,336 han sido taponados; de estos pozos taponados, 956 fueron productores, se han perforado cuatro re-entradas; existen 75 pozos con registros geofísicos. En el año 2011 la CNH consideró la existencia de 395 localizaciones programadas a perforar, las cuales se muestran en la figura 5.12, así como los pozos ya perforados.

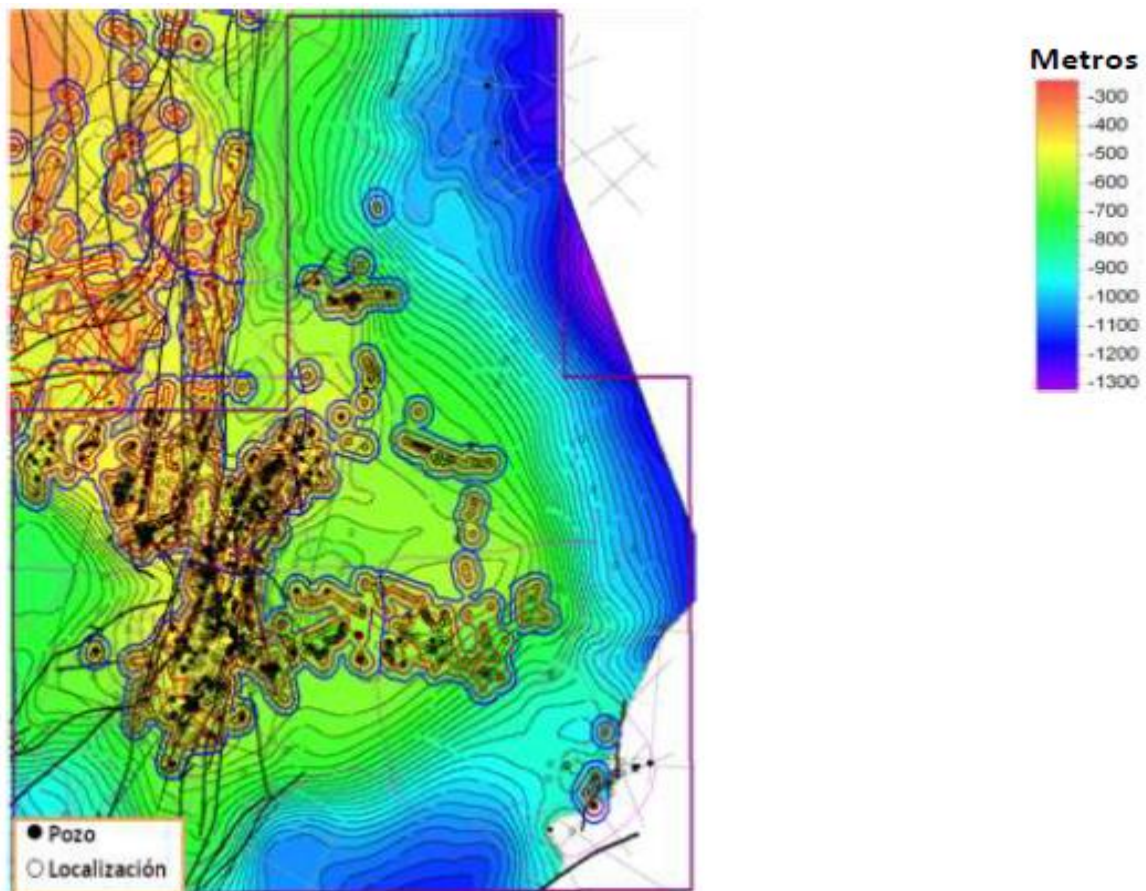


Figura 5.12. Configuración estructural cima Cretácico Agua Nueva, ubicación de pozos y localización de propuestas (PEMEX, 2011).

La ubicación correspondiente de muchos de los pozos improductivos se desconoce, pero en relación a los pozos productores, se tiene control de ellos en cuanto a su comportamiento histórico de producción y su posición geográfica. Dentro del bloque se han adquirido seis perfiles sísmicos verticales (VSP), en los pozos Cacalilao-660H, Cacalilao-1140H, Pemex-1127V, Pánuco-1000H, Mex-Gulf-2A, Carbono-1B; se calibraron y validaron tres sismogramas sintéticos de los pozos Cacalilao-1130H, Cacalilao-1139 y Pánuco-1002H. De acuerdo con el promedio de velocidades a la superficie de Cretácico San Felipe, éstas disminuyen de Noroeste a Sureste (PEMEX 2011).

El bloque Pánuco ha producido a la fecha 703.1 MMbl de aceite, con una producción actual del orden de 2,385 bpd de aceite y 2.4 MMpcd de gas, con aporte de 35 a 40 por ciento de agua, mostrando su historial de producción en la figura 5.13. La producción promedio actual es de 19 bpd (pozos viejos) y 40 bpd (pozos nuevos), la producción inicial por pozo nuevo es de 70 bpd; con una RGA $50 \text{ m}^3/\text{m}^3$; su factor de recuperación actual es de 10.2 %, la presión actual del yacimiento varía entre 40 a 50 kg/cm^2 . Los sistemas de producción son variados ya que se tienen pozos: fluyentes, bombeo mecánico, bombeo neumático y cavidades progresivas.

Este campo produce en las calizas arcillosas naturalmente fracturadas de las formaciones Agua Nueva y San Felipe, del Cretácico Superior.

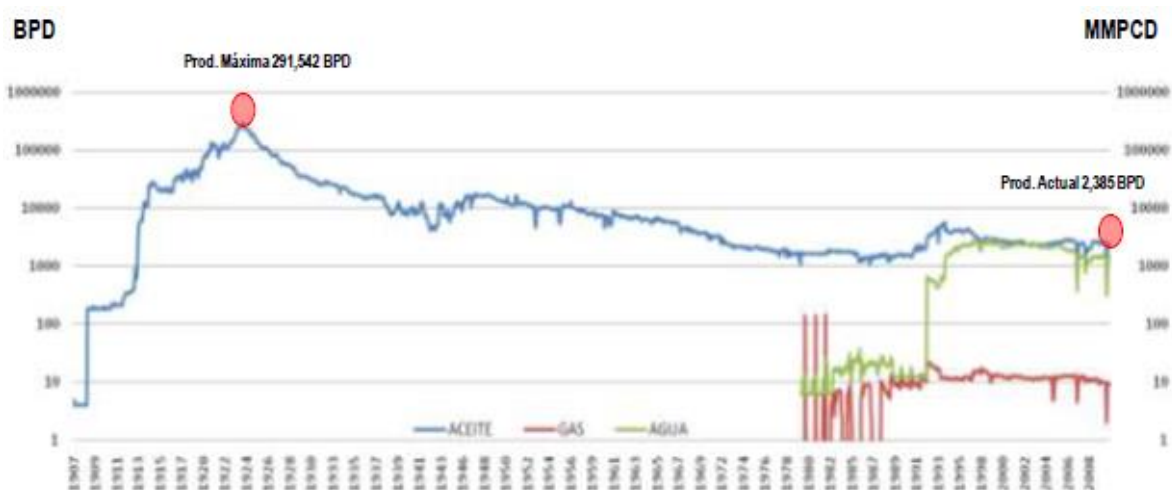


Figura 5.13. Historia de producción del Bloque Pánuco, (PEMEX, 2011).

Actualmente, el manejo de la producción se realiza a través de 27 estaciones de recolección; la corriente de estas instalaciones y ductos se concentra en la Planta Central de Cacalilao, donde el crudo es sometido a un proceso de deshidratación con el fin de alcanzar la calidad para su exportación. El agua congénita resultante de la deshidratación, se inyecta a cuatro pozos localizados en esta área; posteriormente el crudo es enviado, a través de un oleoducto de 12” x 48.4 km, mediante bombeo, hacia tanques de almacenamiento en la Refinería Madero, desde donde se envía a los buque- tanque para su exportación. La infraestructura de producción y transporte (oleoductos, gasoductos, acueductos, red eléctrica y caminos) la comparten los campos Pánuco, Cacalilao, Salinas y Topila, situados dentro del bloque Pánuco (PEMEX 2011).

Debido a que el aceite producido presenta una baja relación gas – aceite, no se cuenta con infraestructura para el aprovechamiento de gas, el cual es liberado a la atmósfera.

El tipo de recuperación secundaria que se contempla, al igual que en el Bloque Altamira, es el de inyección de agua, que de acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y productores, se puede llevar a cabo dos maneras: Inyección periférica o externa e Inyección en arreglos o dispersa.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

La Cuenca de Tampico es un área de singular relevancia e interés económico, a pesar de contar en su mayoría con campos maduros, ya que esta cuenca se encuentra dentro de la Provincia Tampico-Misantla, que es la región petrolera más extensa del país al estar relacionada con la Faja de Oro, la Cuenca de Chicontepepec y la Cuenca de Misantla.

Las rocas generadoras son principalmente del Jurásico Superior, como son las secuencias calcáreo-arcillosas bituminosas de las formaciones Huayacocotla, Santiago, Tamán y Pimienta; aunque también podemos encontrar potencial en secuencias del Triásico y del Cenozoico.

Las rocas sello son las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta del Jurásico Superior y están formadas por una secuencias arcillosas del Cretácico Superior.

Las trampas son de tipo estructural con cierre por fallas normales, el fracturamiento asociado a la formación la convierte en una buena roca almacén y, en el caso del yacimiento del Jurásico San Andrés, la trampa es de tipo combinada.

La migración en el sistema Jurásico Superior es de dos tipos: vertical ascendente, con hidrocarburos provenientes de las rocas generadoras de la Formación Huayacocotla, y por otro lado, el diagonal ascendente y descendente de los hidrocarburos de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta que llenaron los receptáculos de la Formación San Andrés.

Los campos denominados Pánuco, Altamira y Arenque son los de mayor interés debido a que en ellos se encuentran campos maduros que están siendo re-activados.

El Bloque Arenque se localiza en aguas territoriales pertenecientes al Golfo de México, aproximadamente 30 kilómetros al oriente de Ciudad Madero, Tamaulipas. Este Bloque presenta las siguientes características:

- El campo cuenta con 4 yacimientos, dos del Jurásico Superior dividido en 2 bloques y 2 en la cima y base de la Formación Tamaulipas Inferior, del Cretácico.

CONCLUSIONES

- El crudo que se produce en los yacimientos de este campo varía de tipo pesado a ligero; cambia de un yacimiento a otro ya que su densidad varía de 19 a 32° API.
- El sistema de producción de los pozos es fluyente. Se tiene planeado drenar las reservas remanentes de los campos Arenque y Lobina mediante recuperación primaria. Esto se hará con la perforación de pozos convencionales y no convencionales que serán terminados en agujero descubierto y entubado.
- Es importante la incorporación de tecnología de perforación direccional de largo alcance.
- En los últimos años, la única actividad que ha tenido el bloque es la re-entrada del pozo Arenque 46.
- Actualmente, se maneja una producción aproximada de 5,600 bpd de aceite y 22 MMpcd de gas, proveniente de los campos Arenque y Lobina.

El bloque Pánuco se ubica aproximadamente a 20 Km al oeste de la ciudad de Tampico, Tamaulipas, en la planicie costera del Golfo de México, el Bloque presenta las siguientes características:

- Los yacimientos son someros con profundidades que van de los 300 a los 800 metros.
- Producen aceite pesado de 10 a 13 °API; el gas contiene CO₂ del 50 al 100%, la viscosidad del aceite es de 300 a 700 centipoise.
- El factor de recuperación actual es de 10.2%; la porosidad varía de 6 a 12% y la permeabilidad de 1 a 1,000 milidarcys.
- De 2006 al 2011, en esta área fueron perforados 31 pozos y se realizaron cuatro reentradas.
- Con respecto al Plan de Perforación del Bloque Pánuco, PEMEX consideró, en junio del 2012, el diseño de tres tipos de pozos para alcanzar los objetivos.
- Dentro de la perforación de pozos en este bloque, se considera que se complementaron dos tipos de sistemas artificiales de producción, bombeo mecánico convencional y bombeo por cavidades progresivas.

CONCLUSIONES

- La producción promedio actual es de 19 bpd (pozos viejos) y 40 bpd (pozos nuevos), la producción inicial por pozo nuevo es de 70 bpd.
- Los sistemas de producción son variados ya que se tienen pozos: fluyentes, bombeo mecánico, bombeo neumático y cavidades progresivas.
- El tipo de recuperación secundaria que se contempla es el de inyección de agua.

El Bloque Altamira se localiza en la planicie costera del Golfo de México, aproximadamente a 40 Km al noroeste de la ciudad de Tampico, en el sur del estado de Tamaulipas, presenta las siguiente características.

- Actualmente produce 1,100 bpd de aceite de tipo pesado, con densidad que varía de 10 a 13° API.
- Del año 2006 a la fecha, se han perforado 32 pozos en esta área. La dificultad de perforación es baja.
- Concerniente al Plan de Perforación del Bloque Altamira, PEMEX consideró, en junio del 2012, el diseño de los mismos tres tipos de pozos utilizados en el Bloque Pánuco; no obstante también incluyó los sistemas artificiales de producción usados en el Bloque Pánuco.
- En este bloque se tienen 700 Km de sísmica bidimensional (2D), de las cuales se han reprocesado 82.8 Km.
- El yacimiento en las unidades estratigráficas San Felipe–Agua Nueva produce aceite pesado de 10 a 13° API; la viscosidad del aceite es de 300 a 700 cp a condiciones de yacimiento, el gas tiene de 15 a 25 % de CO₂.
- El factor de recuperación actual es 13%; la porosidad varía de 8 a 12%, y la permeabilidad de 1 a 1,000 milidarcies.
- La producción promedio actual por pozo de 40 bpd en pozos nuevos y 9 bpd en pozos viejos. La producción inicial en pozos nuevos es de 70 bpd.

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

- Dar continuidad a la ejecución de proyectos probando nuevas tecnologías, por ejemplo alguna recuperación mejorada como la combustión in-situ, inyección de agua caliente, inyección de vapor, inyección cíclica de vapor, entre otras para el desarrollo de mejores oportunidades dentro de los campos maduros de la provincia.
- Actualizar la información mediante modelos de simulación que nos ayuden a conocer mejor el comportamiento del yacimiento para mejorar su explotación.
- Delimitar los proyectos geológicamente y no geográficamente tomando como base la información de los cubos sísmicos, que se deben reinterpretar con el paso de nuevas tecnologías.
- Analizar los campos maduros por separado para determinar cuál es el mejor método de recuperación secundaria y mejorada que permita incrementar el factor de recuperación.

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

Álvarez-de la Borda, J., *Crónica del Petróleo en México de 1863 a nuestros días*, Archivo Histórico de Petróleos Mexicanos PEMEX, 2006.

Amador-Ortega, L.A., *Área Contractual Arenque*, Coordinación de Diseño de Explotación–Tampico, Activo de Producción Poza Rica–Altamira, 2012.

Comisión Nacional de Hidrocarburos, *Dictamen del Proyecto Explotación Arenque*, 2011.

Comisión Nacional de Hidrocarburos, *Dictamen del Proyecto de Explotación Reingeniería del Sistema de Recuperación Secundaria del Campo Tamaulipas–Constituciones*, Secretaría de Energía, 2011.

Dumble, E.T., *Geology of the Northern end of the Tampico Embayment Area, California Academy of Science*”, Vol. VIII, 1918, p.p. 113–156.

Hernández-Romano, U., Hernández-de la Fuente, R.A., Marhx-Rojano, A.M., Escamilla Hernández, A., Hernández Martel, R., *Plays de la Plataforma de Tuxpan*, Petróleos Mexicanos–Activo Regional de Explotación Región Norte, 2006.

<https://maps.google.com.mx/>

<http://www.energia.gob.mx/>

Levorsen, A.I., *Geología del Petróleo*, Universidad de Buenos Aires, Argentina, 1973.

Montiel O. Leonardo, *Guía para estudiantes sobre Petróleo y Gas*, Editorial Arte, Caracas Venezuela, 1999.

Nava-Pérez, L., Alegría-Luna, M.A., *Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico–Misantla*, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería-UNAM, 2001.

Nieto-Serrano, J.O., *Análisis Estratigráfico de la Secuencia Sedimentaria del Grupo Chicontepec*, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería-UNAM, 2010.

BIBLIOGRAFÍA

Ortega-Flores, B., Tolson-Jones, G., Fitz-Díaz, E., Deformación por Acortamiento en la Cuenca Tampico–Misantla, Limite Este del Cinturón de Pliegues y Cabalgaduras Mexicano, Sesión Regular Geología Estructural y Tectónica, GEOS, Vol. 29, 2009.

Padilla-y Sánchez, J.R., Evolución Geológica del Sureste Mexicano Desde el Mesozoico al Presente en el Contexto Regional del Golfo de México, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Tomo ILX, 2007, p.p. 19–42.

Pedrazzini, C., Facies, Ambientales y Desarrollo de la Plataforma Cretácica de Tuxpan–Tecolutla (Faja de Oro), Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Tomo XXXIX, 1978, p.p. 118–125.

PDVSA, Programa de Educación Petrolera. Perforación, equipos y operaciones, Editorial Colson, Caracas Venezuela, 2001.

PEMEX, Exploración y producción, Las Reservas de Hidrocarburos de México, 2005, Evaluación al 1 de Enero del 2005.

PEMEX, Exploración y producción, Las Reservas de Hidrocarburos de México, 2009, Evaluación al 1 de Enero del 2009.

PEMEX, Exploración y producción, Las Reservas de Hidrocarburos de México, 2010, Evaluación al 1 de Enero del 2010.

PEMEX, Exploración y producción, Las Reservas de Hidrocarburos de México, 2011, Evaluación al 1 de Enero del 2011.

PEMEX, Exploración y Producción, Resumen Ejecutivo Bloque Altamira, Activo Integral Poza Rica–Altamira, 2011.

PEMEX, Exploración y Producción, Resumen Ejecutivo Bloque Arenque, Activo Integral Poza Rica–Altamira, 2011.

PEMEX, Exploración y Producción, Resumen Ejecutivo Bloque Pánuco, Activo Integral Poza Rica–Altamira, 2011.

PEMEX, Exploración y Producción, Resumen Ejecutivo Bloque San Andrés, Activo Integral Poza Rica–Altamira, 2011.

BIBLIOGRAFÍA

PEMEX, Exploración y Producción, Resumen Ejecutivo Bloque Tierra Blanca, Activo Integral Poza Rica–Altamira, 2011.

PEMEX, Exploración y Producción, Visita Área Contractual Pánuco, Subdirección de Producción Región Norte Activo de Producción Poza Rica–Altamira, 2012.

PEMEX, Exploración y Producción, Visita Área Contractual San Andrés, Subdirección de Producción Región Norte Activo de Producción Poza Rica – Altamira, 2012.

PEMEX, Exploración y Producción, Visita Área Contractual Altamira, Subdirección de Producción Región Norte Activo de Producción Poza Rica–Altamira, 2012.

PEMEX, Exploración y Producción, Visita Área Contractual Arenque, Subdirección de Producción Región Norte Activo de Producción Poza Rica–Altamira, 2012.