



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODO DE
EXPLOTACIÓN DE LA REGIÓN TAMPICO-
MISANTLA**

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

**PRESENTA:
ISAÍ GUZMÁN ARELLANO**

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



MEXICO DF.

2012



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-667

SR. ISAÍ GUZMÁN ARELLANO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Javier Arellano Gil y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODO DE EXPLOTACIÓN DE LA REGIÓN TAMPICO- MISANTLA

- RESUMEN
- I GENERALIDADES
- II MARCO GEOLÓGICO REGIONAL
- III SISTEMA PETROLERO
- IV MÉTODOS DE PERFORACIÓN
- V RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES
- VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 23 de Junio del 2010

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ

RJPYS*RGTS*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

Aceptación de Trabajo Escrito

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

En relación con el Examen Profesional de **GUZMAN ARELLANO ISAI**, registrado con número de cuenta 300022463 en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por el citado alumno.

Atentamente,

ING. MARIO BECERRA ZEPEDA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 9/Nov/12

ING. JAVIER ARELLANO GIL

FECHA DE ACEPTACIÓN: 12/11/12

ING. RAFAEL VIÑAS RODRIGUEZ

FECHA DE ACEPTACIÓN: 12/Nov/2012

M.C. ULISES NERI FLORES

FECHA DE ACEPTACIÓN: 13/01/12

ING. LEONARDO MENESES LARIOS

FECHA DE ACEPTACIÓN: 12/Nov/2012

FECHA DE EMISIÓN : 07 de Noviembre de 2012

AGRADECIMIENTOS:

A mis padres, René Guzmán Lira y Juanita Arellano Gil. Gracias mamá, gracias papá por su apoyo incondicional. Son todo en mi vida.

A mi hermana Denisse y a Emiliano, quienes siempre han estado a mi lado, con una sonrisa, un enojo o un regaño.

A mi tío Javier Arellano siempre mi guía; un ejemplo en mi vida, por compartir risas y enseñanzas.

Tengo la dicha de tener más hermanos a mi lado y quiero agradecerle con todo mi afecto y cariño a ellos: Jahzeel y Tanirá, siempre han sido mi ejemplo. Gracias por siempre estar a mi lado, enseñarme tanto y apoyarme.

A Fausto, amigo y compañero en momentos difíciles. Gracias hermano por tu apoyo incondicional.

A mi familia, que siempre creyó en mí y me apoyó en todo momento, mi segunda madre, mi tía Mella, mi tío Tenco, mi tía Betty, mi tío Peto, mi tía Pluvia, mi tío Lencho y mi tía Mary.

A mis primos, Zuly, Rouse, Khasid, la Güera, el Negrito, Javi y Rubí.

A mis amigos de CCH, por enseñarme a conocer la verdadera amistad: Caro, Erick, Diana, Chofas y Gaby. Gracias por creer en mí.

Y cuando menos pensé encontrar grandes amigos, apareció Juanito con su carisma y su amistad incondicional; Carlitos con sus locuras y excentricidades norteñas; Teres con su ternura e inocencia; Mireya con su gran estabilidad y sus grandes consejos; Everardo con su inmensa inteligencia eres un ejemplo de vida y admiración; Naye por estar siempre al pendiente de mi. Gracias amigos.

A mis amigos de la Facultad: Alfredo Chaparro, José Luis Bazán, Ana Karenina, André Monterrubio y Edith López. Gracias por compartir conmigo grandes momentos.

A Lulú, por estar a mi lado en la etapa final de esta carrera maravillosa.

Por vivir conmigo el día a día, por enseñarme a ver el cielo más azul, por escucharme y aconsejarme, por reír y llorar conmigo, por enseñarme a soñar, por ser mi corazón y mi alegría, por ser mi cielo, mi armonía y mi vida, por compartir la mesa, por sentarte a ver una película conmigo, por dejarme conocerte, por cuidarme en esos días largos en la Facultad, por ser mi compañera y darme tu energía, por aguantar mis malos ratos y manías, por conservar secretos en ningún baúl.

Siempre, siempre y para toda la vida.

INDICE

Evaluación Petrolera Y Método de Explotación de la Región de Tampico-Misantla

RESUMEN	XIII
LISTA DE FIGURAS Y TABLAS	XVIII

CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES	2
1.1. Introducción.....	2
1.2. Objetivo.....	6
1.3. Ubicación.....	6
1.4. Vías de comunicación.....	6
1.5. Hidrografía.....	9
1.6. Clima.....	12
1.7. Fisiografía.....	13
1.8. Trabajos Previos.....	16

CAPÍTULO 2

2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	22
2.1. Evolución Geológica.....	22
2.2. Estratigrafía.....	35
2.2.1. Paleozoico.....	35
2.2.2. Mesozoico.....	37
2.2.3. Cenozoico.....	48
2.3. Geología Estructural.....	60

CAPÍTULO 3

3. SISTEMA PETROLERO	64
3.1. Aspectos Generales.....	64
3.2. Cuenca de Tampico.....	65
3.3. Cuenca de Chicontepec.....	76
3.4. Faja de Oro.....	85

INDICE

Evaluación Petrolera Y Método de Explotación de la Región de Tampico-Misantla

3.5. Cuenca de Misantla.....	101
CAPÍTULO 4	
4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN.....	114
4.1. Cuenca de Tampico.....	114
4.2. Cuenca de Chicontepec.....	124
4.3. Faja de Oro.....	131
4.4. Cuenca de Misantla.....	143
CAPÍTULO 5	
5. RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES.....	160
5.1 Cuenca de Tampico.....	165
5.2 Cuenca de Chicontepec.....	168
5.3 Faja de Oro.....	171
5.4 Cuenca de Misantla.....	174
CAPÍTULO 6	
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	180
6.1. Conclusiones.....	180
6.2. Recomendaciones.....	184
BIBLIOGRAFÍA.....	186

RESUMEN

Evaluación Petrolera Y Método de Explotación de la Región de Tampico-Misantla

RESUMEN

La Provincia Tampico–Misantla se encuentra en la porción este-noreste de México, frente del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y la isobata -500 m del Golfo de México. Al norte la limita el Arco de Tamaulipas, al sur la Faja Volcánica Transmexicana, al oeste está delimitada por la Sierra Madre Oriental y al este su límite es con la plataforma marina del Golfo de México; abarca parte de los estados de Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo y Puebla. Esta provincia está conformada por cuatro cuencas productoras de petróleo: Cuenca de Tampico, Cuenca de Chicontepec, Faja de oro (Plataforma de Tuxpan) y Cuenca de Misantla. Las primeras manifestaciones de hidrocarburos fueron descubiertas en 1904 al sur de Tamaulipas, lo que permitió el descubrimiento de los yacimientos de Ébano-Pánuco y, posteriormente, la Faja de Oro en 1908. En 1935 fue perforado el Pozo Poza Rica-8, demostrando la existencia de aceite en areniscas de la Formación Chicontepec; en 1952 se inició la producción comercial en el Campo Presidente Alemán. Entre 1951 y 1953 fue perforado el Pozo Altamira-1 (Tamaulipas-1) en la Cuenca de Tampico, siendo productor de aceite. En la Cuenca de Misantla, en 1956, fue perforado el Pozo San Andrés-1, el cual permitió el descubrimiento de un yacimiento productivo de aceite a nivel del Mesozoico.

En la columna estratigráfica de la Provincia Tampico–Misantla existen varias unidades estratigráficas que presentan características de rocas generadoras, éstas son las formaciones Huayacocotla, Santiago, Tamán y Pimienta, pertenecientes al Jurásico, y la Formación Chicontepec Inferior y Medio, pertenecientes al Paleógeno. Las formaciones que presentan características adecuadas como rocas almacenadoras son Huizachal, Cahuasas, San Pedro, San Andrés, del Triásico-Jurásico; la formación Tamaulipas Inferior, El Abra, Tamabra, Tamaulipas Superior y Agua Nueva, del Cretácico. En el Paleógeno las rocas almacenadoras son las unidades estratigráficas del Grupo Chicontepec, la formación Aragón y Tantoyuca. Las formaciones que presentan características adecuadas como rocas sello son las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, del

RESUMEN

Jurásico, así como las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez del Cretácico; de la misma manera, son rocas sello los horizontes arcillosos de Chicontepec, Guayabal, Chapopote, Tantoyuca y la Palma Real Inferior del Cenozoico.

Cuenca de Tampico

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 paleográficos del Mesozoico, que son la Isla Tantima y la Paleopenínsula de Tamaulipas (al sur y norte, respectivamente). Las rocas generadoras son del Jurásico Superior y Cretácico Superior. Los yacimientos del Jurásico San Andrés se encuentran en calizas Oolíticas y pelletoides; las del Cretácico Inferior en carbonatos, y el yacimiento Tamaulipas-Constituciones está en rocas del Albiano–Cenomaniano; las 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. 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 2011 son 2.3 mmbpce, 4.8 mmbpce y 10.5 mmbpce respectivamente. El Campo Arenque es otro ejemplo donde se ha aplicado perforación direccional y produce aceite pesado–ligero de 19-32°API. Su

RESUMEN

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 2011 son 76 mmbpce, 93 mmbpce y 101 mmbpce; en el Bloque Pánuco, también se ha aplicado perforación direccional y produce aceite pesado de 10-13°API; 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 2011 son 8.3 mmbpce, 49.9 mmbpce y 49.9 mmbpce respectivamente.

Cuenca de Chicontepec

Se encuentra ubicada dentro de la parte continental, sobre la planicie costera del Golfo de México, comprendida en los Estados de Veracruz, Puebla, Hidalgo y San Luis Potosí. Las rocas generadoras de este sistema corresponden con las facies arcillo-calcáreas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, del Jurásico Superior, lo mismo que, en menor escala, los horizontes arcillosos de la Formación Chicontepec Inferior y Medio. Las rocas almacenadoras son principalmente areniscas del Eoceno Inferior de la Formación Chicontepec Superior. Las rocas sello son, principalmente en la parte norte, secuencias arcillosas del Eoceno Temprano, mientras que la porción sureste de la Formación Guayabal pertenece al Eoceno Medio. Las trampas que predominan son de tipo estratigráfico, complejas y controladas por la geometría, ocasionadas por la superposición de abanicos submarinos formados en un ambiente turbídico, por ello las trampas son areniscas lenticulares en forma de lóbulo o rellenos de canal. La migración se dio principalmente en una sola dirección, en sentido vertical ascendente, por sistemas de fallas laterales y en sentido subhorizontal por las discordancias. Es importante mencionar que dentro del Campo Furbero la producción principal se encuentra en las Formación Tamabra cuyas rocas productoras son equivalentes al Campo Poza Rica, de igual forma en el campo Palo Blanco y el Campo Miquetla hay producción en brechas de Tamabra. Se encuentra dividida en 8 bloques, los cuales comprenden 29 campos y dos extensiones mas, una norte y una sur. Los campos de esta cuenca se caracterizan

RESUMEN

por tener yacimientos con bajo contenido de hidrocarburos, baja permeabilidad y baja presión. PEMEX ha activado importantes proyectos desde el 2008, como en los campos Agua Fría–Coapechaca que se localiza en el extremo sureste entre la Planicie Costera de Golfo de México y la zona baja de la Sierra Madre Oriental, donde sus reservas 1P, 2P y 3P al 1 de enero del 2010 son: Agua Fría (29, 221 y 241 mmb) y Coapechaca (24, 166 y 215 mmb) respectivamente. Los trabajos más recientes se ubican en el área de Amatitlán, Soledad, Humapa, Miquetla, Miahuapan y Pitepec. La producción acumulada en la Cuenca de Chicontepec al 1 de enero de 2012 es de 204.9 mmb de aceite y 369.8 mmpc de gas natural. Durante la perforación se han aplicado técnicas de perforación direccional y horizontal así como el fracturamiento hidráulico, entre otras, dando preferencia a las perforaciones con trayectorias tipo “S”.

Faja de Oro

Se localiza en la parte central–este de la República Mexicana abarcando parte del Estado de Veracruz y su zona marina. Colinda al oeste con la Cuenca de Chicontepec, al norte con la Cuenca de Tampico y al sur con la Cuenca de Misantla. Las rocas generadoras pertenecen a las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, del Jurásico Superior. Las rocas almacenadoras corresponden con la formación El Abra en sus facies arrecifales (Taninul) y la formación Tamabra en brechas calcáreas. Las rocas sello pertenecen al Cretácico Superior siendo las que constituyen un excelente sello las correspondientes con las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez. Las trampas son estratigráficas, aunque existen algunas de tipo mixto. La migración, principalmente, es de tipo vertical ascendente, diagonal y, en algunas partes, horizontal. Cuenta con dos bloques históricamente importantes por su desarrollo y producción: el Bloque Tierra Blanca, donde se ha implementado perforación direccional y produce aceite pesado de 15-27°API. Su producción actual es de 1.8 mbd de aceite y 1.2 mmpcd de gas; las reservas 1P, 2P y 3P al 1 de enero del 2011 son 5.4 mmbpce, 6.4

RESUMEN

Evaluación Petrolera Y Método de Explotación de la Región de Tampico-Misantla

mmbpce y 6.4 mmbpce, respectivamente; en el Bloque Atún también se ha utilizado perforación direccional y produce aceite superligero de 45–53°API. Su producción acumulada es de 54.1 mmbpce de aceite y 203.1 mmpcd de gas, las reservas 1P, 2P y 3P al 1 de enero del 2011 son 9.2 mmbpce, 22.6 mmbpce y 26.3 mmbpce respectivamente.

Cuenca de Misantla

Esta región se encuentra en la parte continental de la planicie costera y se extiende hasta la parte marina del Golfo de México. Colinda al oeste con la Sierra Madre Oriental, al norte con la Plataforma de Tuxpan, al sur con la Faja Volcánica Transmexicana y al oriente con el Golfo de México. Las rocas generadoras pertenecen al Jurásico Superior, correspondientes con las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta. Las rocas almacenadoras son las secuencias calcáreas de alta energía de la Formación San Andrés; en el Campo Lankahuasa las rocas almacenadoras están constituidas por areniscas de plataforma del Cenozoico, por rocas sello en secuencias arcillosas del Mioceno-Plioceno; las rocas sello del play San Andrés se ubican en la Formación Pimienta y dentro del grupo Chicontepec, se encuentran discordantes entre el Jurásico Superior y el Cenozoico. Las trampas son de tipo combinado. Cuenta con un bloque históricamente importante por su desarrollo y producción actual; en el Bloque San Andrés se ha implementado la perforación direccional. Produce aceite ligero de 27–32 °API, con producción actual de 1.4 mbd de aceite y 4.6 mmpcd de gas; las reservas 1P, 2P y 3P al 1 de enero del 2011 son 6.1 mmbpce, 11 mmbpce y 31 mmbpce, respectivamente.

Lista de Figuras y Tablas

- Figura 1.1 Croquis de la Provincia Tampico-Misantla que muestra las áreas petroleras más importantes (Tomada de PEMEX, 2009).
- Fig. 1.2. Flujo de trabajo del tema a desarrollar.
- Figura 1.3 Ubicación geográfica de la Provincia Tampico–Misantla (PEMEX, 2010).
- Figura 1.4. Ubicación geológica de la Provincia Tampico–Misantla (PEMEX, 2010).
- Figura 1.5. Carreteras que comunican a la Provincia Tampico–Misantla (Modificado Google Maps 2011).
- Figura 1.6. Ubicación de los Ríos Tuxpan y Czones (Modificado de Google Earth, 2012).
- Figura 1.7. Ubicación de los principales lagos de la Región (Modificado Google Maps, 2011).
- Figura 1.8. Provincias Fisiográficas relacionadas a la Provincia Tampico-Misantla (Tomada de INEGI 2005).
- Figura 2.1. Apertura del Golfo de México, margen activa en el Triásico-Jurásico Medio (Tomada de PEMEX 2010).
- Figura 2.2. Relleno sedimentario de las fosas en el Jurásico Medio-Jurásico Tardío (Tomada de PEMEX 2010).
- Figura 2.3. Extensas plataformas carbonatadas y crecimientos arrecifales en el Cretácico Inferior al inicio del Cretácico Superior (Tomada de PEMEX 2010).
- Figura 2.4. Paleografía del Jurásico Tardío (Kimeridgiano), (Schlumberger, 1984).
- Figura 2.5. Paleogeografía del Tithoniano superior, donde es observable la gran extensión de las áreas de plataformas someras, en donde ocurrió el depósito de rocas ricas en materia orgánica que constituyen la principal

FIGURAS Y TABLAS

roca generadora de hidrocarburos en el Golfo de México (Tomada de Padilla y Sánchez, 2007).

- Figura 2.6. Mapa paleográfico del Albiano–Cenomaniano, (Tomada de Buitrón – Sánchez, 2003).
- Figura 2.7. Depósitos turbidíticos de aguas profundas y levantamiento de la Sierra Madre Oriental en el Paleoceno-Eoceno tardío (Tomada de PEMEX 2010).
- Figura 2.8. Depósitos progradantes en el Oligoceno temprano-Pleistoceno (Tomada de PEMEX 2010).
- Figura 2.9. Depósito estratigráfico de las formaciones geológicas de Chicontepec (Tomada de Schlumberger, 2008).
- Figura 2.10. Columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla. (Escalera y Hernández, 2010).
- Figura 2.11. Tabla estratigráfica con las formaciones de la Cuenca de Chicontepec (Modificada de F. Cuevas, 2005).
- Figura 3.1. Localización de la Cuenca Tampico (Modificado del Google Earth 2012).
- Figura 3.2. Eventos del sistema petrolero con relación a la sincronía en la Cuenca de Tampico.
- Figura 3.3. Superficie aproximada del Bloque Altamira (Modificado de Google Earth 2012).
- Figura 3.4. Localización del Campo Arenque (Modificado de Google Earth 2011).
- Figura 3.5. Localización del Campo Tamaulipas–Constituciones (Modificado de Google Earth 2011).
- Figura 3.6. Tabla de reservas de hidrocarburos de los campos descubiertos en 2010 (Tomada del Informe Reservas de Hidrocarburos 1 de enero de 2011, PEMEX, 2011).
- Figura 3.7. Localización del Bloque Pánuco (Modificado de Google Earth 2011).

FIGURAS Y TABLAS

- Figura 3.8. Ubicación de la Cuenca de Chicontepec y su depocentro (PEMEX, 2004).
- Figura 3.9. Esquema de las trampas estratigráficas de la Cuenca de Chicontepec (Tomada de Vázquez, 2008).
- Figura 3.10. Eventos del sistema petrolero con relación a la sincronía.
- Figura 3.11. Localización de los campos de la Cuenca de Chicontepec, (Tomada de PEMEX Exploración y Producción, 2011).
- Fig. 3.12. Localización del Proyecto Agua Fría Coapechaca: Campos Agua Fría, Coapechaca, Escobal y Coyula, (Tomada de la CNH, 2010).
- Figura 3.13. Localización de la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) y sus plays Abra Tamabra (PEMEX, 1999).
- Figura 3.14. Ubicación de los campos en el play El Abra y Tamabra en la Faja de Oro “Plataforma de Tuxpan” (PEMEX, 1999).
- Figura 3.15. Corte transversal de la Faja de Oro (Modificado de Levorsen A.I., 1973).
- Figura 3.16. Eventos del sistema petrolero con relación a la sincronía.
- Figura 3.17. Localización de la región de la Faja de oro y del campo Poza Rica (Tomada de Hernández y Reyes, 2012).
- Figura. 3.18. Ubicación geográfica de Campo Bagre, y del Pozo Bagre-101 (Tomado de PEMEX, 2005).
- Figura 3.19. Imagen tridimensional de la cima de la formación EL Abra, la cual corresponde a una estructura alargada que forma parte del cinturón de la Faja de Oro Marina (Tomada de PEMEX, 2005).
- Figura 3.20. Superficie aproximada del Bloque Tierra Blanca en la Plataforma de Tuxpan (Modificado de Google Earth 2012).
- Figura 3.21. Superficie aproximada del Bloque Atún en la Plataforma de Tuxpan (Modificado de Google Earth 2012).
- Figura 3.22. Composición de las reservas de hidrocarburos de los yacimientos descubiertos en 2002, (Tomada de PEMEX, 2003).

FIGURAS Y TABLAS

- Figura 3.23. Sección sísmica mostrando la trampa del Pozo Kosni-101 donde se observa un sello contra falla con un cambio de facies (Tomada de PEMEX, 2005).
- Figura 3.24. Eventos del sistema petrolero con relación a la sincronía en la Cuenca Misantla.
- Figura 3.25. Localización del Campo Lankahuasa (Tomada de PEMEX, 2002).
- Figura 3.26. Ubicación de Campo y Pozo Kosni-1 que se encuentra ubicado en el cubo sísmico Lankahuasa, en aguas territoriales del Golfo de México, (Tomada de PEMEX, 2005).
- Figura 3.27. Superficie aproximada del Bloque San Andrés (Modificado de Google Earth 2012).
- Figura 4.1. Diseños de perforación del Bloque Pánuco (PEMEX, 2011).
- Figura 4.2. Pozos del Bloque Pánuco operando con sistemas artificiales de producción (Tomada de PEMEX, 2012).
- Figura 4.3. Plataformas del Bloque Arenque (Tomada de PEMEX, 2012).
- Figura 4.4. Las cuatro plataformas marinas del Bloque Arenque y el sentido del flujo (Tomada de PEMEX, 2012).
- Figura 4.5. Diseño del estado mecánico de los pozos relacionados con el Bloque Arenque (Tomada de PEMEX, 2012).
- Figura 4.6. Estado mecánico del Pozo Arenque-46 después de la re-entrada (Tomada de PEMEX, 2012).
- Figura 4.7. Equipo de perforación con TF de 3 1/2" instalada. Los tres con recuadro en color rojo se perforaron con esta técnica (AI México, 2012).
- Figura 4.8. Arreglo de pozos en macropera (Tomada de CNH, 2010).
- Figura 4.9. Esquema de pozos horizontales (Tomada de CNH, 2010).
- Figura 4.10. (1) Plataforma Atún B en operación con 12 conductores y (2) Plataforma Atún D nueva sin operar con 3 conductores (Tomada de PEMEX, 2011).

FIGURAS Y TABLAS

- Figura 4.11. Plataforma Atún B, cuenta con 12 conductores (Tomada de PEMEX, 2012).
- Figura 4.12. Plataforma Atún D, cuenta con 6 conductores (Tomada de PEMEX, 2012).
- Figura 4.13. Plataformas marinas del Bloque Atún y el sentido del flujo (Tomada de PEMEX, 2012).
- Figura 4.14. Estado mecánico del Pozo Atún-110 (Tomada de PEMEX, 2011).
- Figura 4.15. Baterías de separación del Bloque Tierra Blanca (Tomada de PEMEX, 2012).
- Figura 4.16 Estado mecánico tipo de los pozos pertenecientes al área de Tierra Blanca (Tomada de PEMEX, 2011).
- Figura 4.17. Pozo Kosni ubicado en el cubo sísmico Lankahuasa (Tomada de PEMEX, 2005).
- Figura 4.18. Estado mecánico final del Pozo Kosni-1 (Tomada de Hernández Martínez, 2005).
- Figura 4.19. Núcleos de pared con base en la respuesta del registro rayos gamma (Tomada de Hernández Martínez, 2005).
- Figura 4.20. Bateras de separación del Bloque San Andrés (Tomada de PEMEX, 2012).
- Figura 4.21. Estado mecánico tipo de los pozos pertenecientes al área de San Andrés (Tomada de PEMEX, 2011).
- Figura 5.1. Recursos marco de clasificación (Tomada de World Petroleum Council, 2001).
- Figura 5.2. Gráfica histórica de producción de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla (Tomada PEMEX 2010).
- Figura 5.3. Superficies aproximadas de los bloques correspondientes a los campos maduros de la Provincia Tampico-Misantla (Modificado de Google Earth 2012).

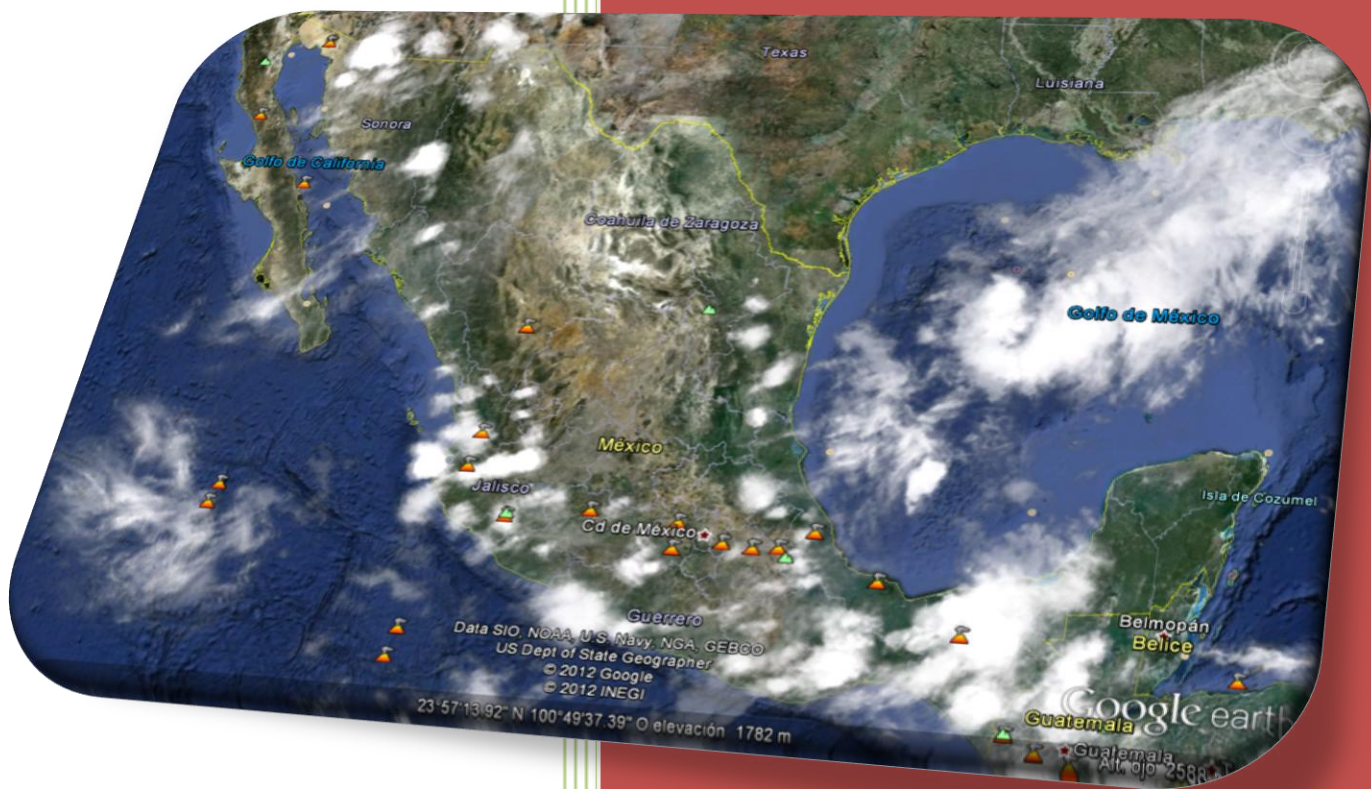
Tablas

- Tabla 1.1. Recursos prospectivos documentados de la provincia Tampico–Misantla de acuerdo con el tipo de hidrocarburos (Tomada de PEMEX, 2009).
- Tabla 1.2. Recursos prospectivos documentados de la provincia Tampico–Misantla de acuerdo con el tipo de hidrocarburos (Tomada de PEMEX, 2010).
- Tabla 3.1. Lista de los 33 campos de la Faja de Oro y de su entorno, así como datos de su volumen original, reservas y producción acumulada (Tomada de Hernández y Reyes, 2012).
- Tabla 4.1. Programa de cementación de tuberías (Tomada de PEMEX, 2011).
- Tabla 4.2. Programa de Fluidos (Tomada de PEMEX, 2011).
- Tabla 4.3. Datos de formación Productora (Tomada de PEMEX, 2012).
- Tabla 4.4. Datos Operativos (Tomada de PEMEX, 2012).
- Tabla 4.5. Datos de formación Productora (Tomada de PEMEX, 2012).
- Tabla 4.6. Datos Operativos (Tomada de PEMEX, 2012).
- Tabla 4.7. Datos de formación Productora (Tomada de PEMEX, 2012).
- Tabla 4.8. Datos Operativos (Tomada de PEMEX, 2012).
- Tabla 4.9. Datos de formación Productora (Tomada de PEMEX, 2012).
- Tabla 4.10. Datos Operativos (Tomada de PEMEX, 2012).
- Tabla 4.11. Diámetros y profundidad de la tubería de revestimiento.
- Tabla 4.12. Tipos y densidades del lodo utilizado en el Pozo Kosni-1.
- Tabla 4.13. Manifestaciones de gas del Pozo Lankahuasa-1.
- Tabla 4.14. Registros geofísicos tomados en el Pozo Lankahuasa-1.
- Tabla 4.15. Intervalos de interés.
- Tabla 4.16. Diámetro y profundidad de la tubería de revestimiento.
- Tabla 4.17. Manifestaciones en el Pozo Kosni-1.
- Tabla 4.18. Herramientas utilizadas en las diferentes etapas de perforación.
- Tabla 4.19. Datos de formación Productora (Tomada de PEMEX, 2012).

FIGURAS Y TABLAS

- Tabla 4.20. Datos Operativos (Tomada de PEMEX, 2012).
- Tabla 5.1. Tabla de producción del Bloque Altamira (Tomada de CNH, 2011).
- Tabla 5.2. Reserva remanente (Tomada de CNH, 2011).
- Tabla 5.3. Tabla de producción del Bloque Arenque (Tomada de PEMEX, 2011).
- Tabla 5.4. Tabla de producción del Bloque Pánuco (Tomada de PEMEX, 2011).
- Tabla 5.5. Volúmenes originales de aceite y gas (Pemex, 2010).
- Tabla 5.6. Reservas de los campos más importantes de cinco campos en la Cuenca de Chicontepec (Pemex, 2010).
- Tabla 5.7. Reservas de aceite y gas (Pemex, 2010).
- Tabla 5.8. Reservas de aceite y gas por campo (CNH, 2011).
- Tabla 5.9. Tabla de producción del Bloque Tierra Blanca (Tomada de PEMEX, 2011).
- Tabla 5.10. Tabla de producción del Bloque Atún (Tomada de PEMEX, 2011).
- Tabla 5.11. Tabla de producción del Bloque San Andrés (Tomada de PEMEX, 2011).
- Tabla 5.12. Reservas de gas (Pemex, 2010).
- Tabla 5.13. Producción de petróleo (miles de barriles diarios) (Tomada de PEMEX, 2012).
- Tabla 5.14. Producción de petróleo (miles de barriles diarios) (Tomada de PEMEX, 2012).

CAPÍTULO 1. GENERALIDADES



1. GENERALIDADES

1.1 Introducción

Desde que México comenzó a explotar los hidrocarburos de sus yacimientos a finales del siglo XIX y principios del siglo XX, se convirtió en un país con un gran potencial petrolero y económico. Después de la expropiación petrolera en 1938, incluyendo el comienzo del siglo XXI, PEMEX se ha mantenido como la primera fuente generadora de divisas en nuestro país.

En los años recientes, la Sonda de Campeche y particularmente el complejo Cantarell, ha comenzado a declinar notablemente su producción, por lo que se han tenido que analizar otras alternativas, como la que representa la Provincia Tampico–Misantla. En esta región el proyecto Chicontepec es uno de los más importantes. Otros retos importantes tienen que ver con la reactivación de la exploración en campos maduros y los yacimientos de aceite y gas en lutitas, PEMEX inició los trabajos exploratorios de shale gas-oil a principios del año 2010 donde identificó 5 provincias geológicas con potencial para producir hidrocarburos contenidos en shale, siendo la Provincia Tampico-Misantla una de ellas.

En 2012, PEMEX actualizó sus estimaciones para la cuenca de Sabinas-Burro-Picachos-Burgos y Tampico-Misantla, en donde los resultados arrojaron que la proporción de aceite de lutitas es más de la mitad de los recursos totales. Cabe mencionar que el recurso medio en términos de crudo equivalente, de 60 miles de millones de barriles de petróleo equivalente (mmbpe), es el mismo que el de las estimaciones de 2011 [SENER, 2012].

Es importante analizar los recursos prospectivos, en el 2008 se contaban con un total de 1,700 millones de petróleo crudo equivalente, de los cuales se tiene documentados 1,123 millones de barriles (Tabla 1.1) para ese año.

En el 2009 las reservas remanentes y los recursos prospectivos de esta provincia ascendían a 18,053 y 1,700 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente, de los cuales se tiene documentados 702 millones de barriles, esto representa el 41% del total que se encuentra registrado en 72 oportunidades

1. GENERALIDADES

exploratorias (Tabla 1.2), el 59% restante se encontraba en proceso de documentación en ese año [PEMEX, 2010].

Tipo de hidrocarburo	Oportunidades numero	Recursos prospectivos mmbpce
Aceite Ligero	64	645
Aceite Pesado	4	44
Gas Seco	50	434
Total	118	1,123

Tabla 1.1. Recursos prospectivos documentados de la provincia Tampico – Misantla de acuerdo al tipo de hidrocarburos (Tomada de PEMEX, 2009).

Tipo de hidrocarburo	Oportunidades numero	Recursos prospectivos mmbpce
Aceite Ligero	51	533
Aceite Pesado	4	44
Gas húmedo	9	43
Gas Seco	8	82
Total	72	702

Tabla 1.2. Recursos prospectivos documentados de la provincia Tampico – Misantla de acuerdo al tipo de hidrocarburos (Tomada de PEMEX, 2010).

En este trabajo se realiza un estudio integral de la Provincia Tampico–Misantla, para mostrar los principales elementos y trabajos de los últimos años con el fin de planear y abordar estrategias que resulten en una mejor explotación de los hidrocarburos, lo cual redundará en mayores beneficios económicos para los mexicanos.

Son presentados los datos generales de la Provincia Tampico–Misantla, sus antecedentes, la ubicación del área de estudio, la hidrografía, el clima, la fisiografía y las vías de comunicación, así como cada una de las áreas de estudio dentro de los municipios que comprende la provincia. Fue realizada también, la recopilación, análisis y síntesis de algunos de algunos de los trabajos previos.

1. GENERALIDADES

Esta provincia está conformada por la Cuenca de Tampico, la Cuenca de Misantla, la Faja de Oro y la Cuenca de Chicontepec. Es descrita la evolución geológica de la provincia, la estratigrafía y los elementos que conforma el Sistema Petrolero. Se explican detalladamente las principales características de las rocas generadoras, rocas almacenadoras, rocas sello, trampas, sincronía, campos petroleros y sus reservas.

Se exponen los métodos de perforación que se están utilizando en la región: la perforación vertical, la direccional y la horizontal. Considerando las características de las formaciones productoras, se describen también los aspectos más importantes de los tratamientos de fracturamiento hidráulico con agente sustentante. Se pretende documentar cuáles son las áreas potenciales y las reservas de la Provincia Tampico–Misantla, para obtener información útil para las actividades petroleras de México.

La Provincia Tampico–Misantla cuenta con una superficie aproximada de 50,000 kilómetros cuadrados, incluyendo su parte marina; es la región más antigua y productora de aceite en México. En 1904 fueron descubiertos al sur de Tamaulipas los yacimientos de Ébano-Pánuco y actualmente algunos de los más importantes son los campos Tamaulipas-Constituciones (sur de Tamaulipas), San Andrés (Veracruz) y Arenque (marino). En la parte Sur de la región se estableció en 1908 lo que ahora se conoce como la Faja de Oro (norte de Veracruz), la cual se extiende al Sur y en la Región Marina, en el borde de la Plataforma de Tuxpan; en el talud existen brechas calcáreas que forman importantes yacimientos como el campo Poza Rica (Figura 1.1).

En esta región, al occidente de la Faja de Oro, se desarrolló en el Paleoceno–Eoceno la Cuenca de Chicontepec, la cual tiene un área aproximada de 3,000 kilómetros cuadrados.

1. GENERALIDADES

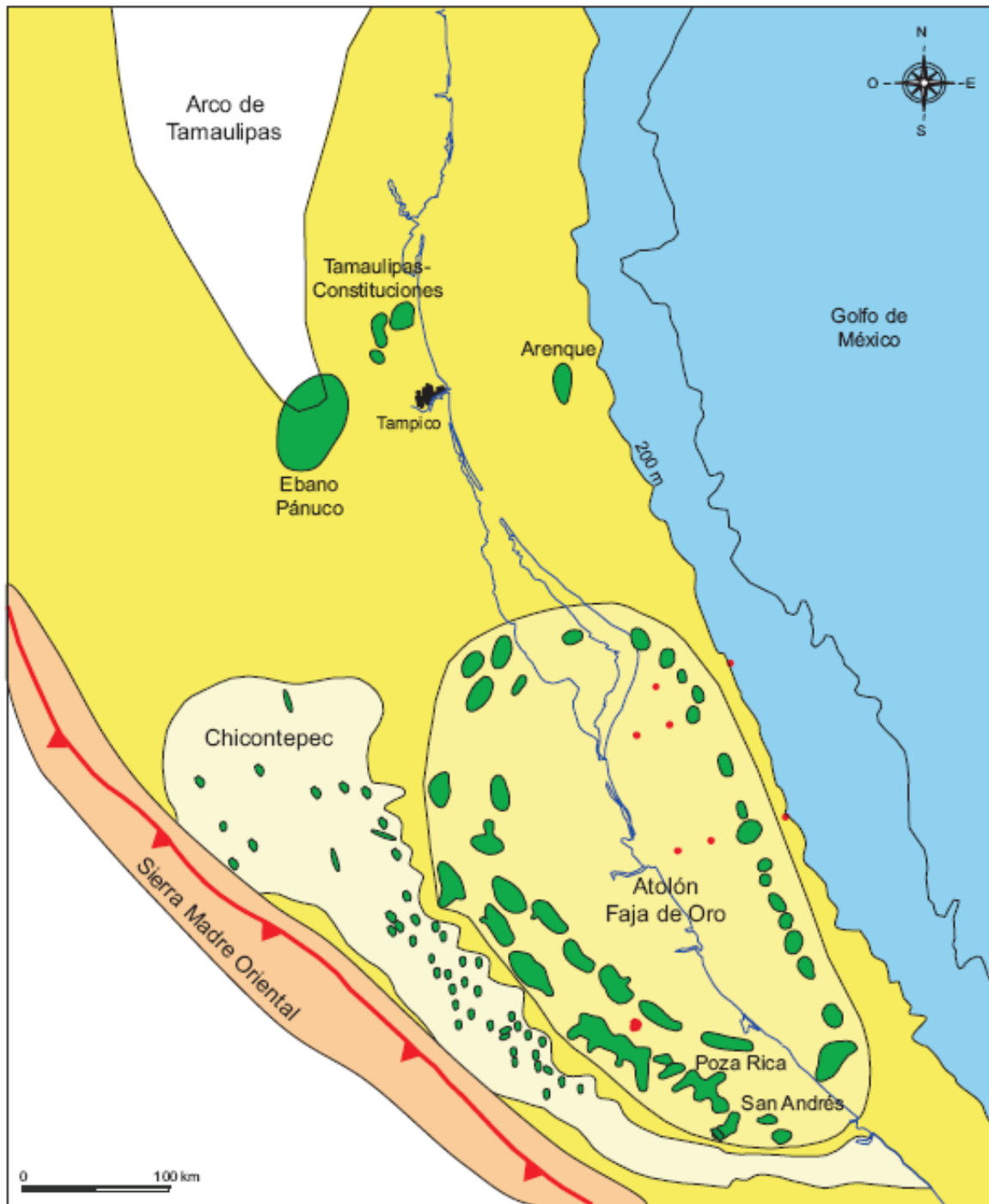


Fig. 1.1. Croquis de la Provincia Tampico-Misantla que muestra las áreas petroleras más importantes (Tomada de PEMEX, 2009).

1. GENERALIDADES

1.2 OBJETIVO

El objetivo principal de este trabajo consiste en conocer y describir las principales características geológicas y petroleras de la Provincia Tampico–Misantla, considerando de manera independiente, a las cuencas de Tampico, de Misantla, de Chicontepec y la Faja de Oro, para, reconocer sus características petroleras, delimitar cuáles son los mejores métodos de perforación en cada zona y así explorar de manera óptima los yacimientos (Figura 1.2). Es importante conocer las reservas y acotar las áreas potenciales.



Fig. 1.2. Flujo de trabajo del tema a desarrollar.

1.3 UBICACIÓN

Geográficamente la Provincia de Tampico-Misantla se encuentra en la porción este-noreste de México (Figura 1.3), frente del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y la isobata -500 m del Golfo de México; al norte limita con el Arco de Tamaulipas y al sur con La Faja Volcánica Transmexicana. Abarca parte de los Estados de Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo y Puebla. Su límite septentrional es el paralelo 22° 45' latitud norte; el meridional es el paralelo 19° 45' norte; al oeste, está delimitada por la Sierra Madre Oriental y al oriente su límite es la plataforma marina del Golfo de México (Figura 1.4).

1.4 VÍAS DE COMUNICACIÓN

La Provincia de Tampico–Misantla es extensa, no obstante existen diversas vías que llevan a los puntos de mayor interés petrolero.

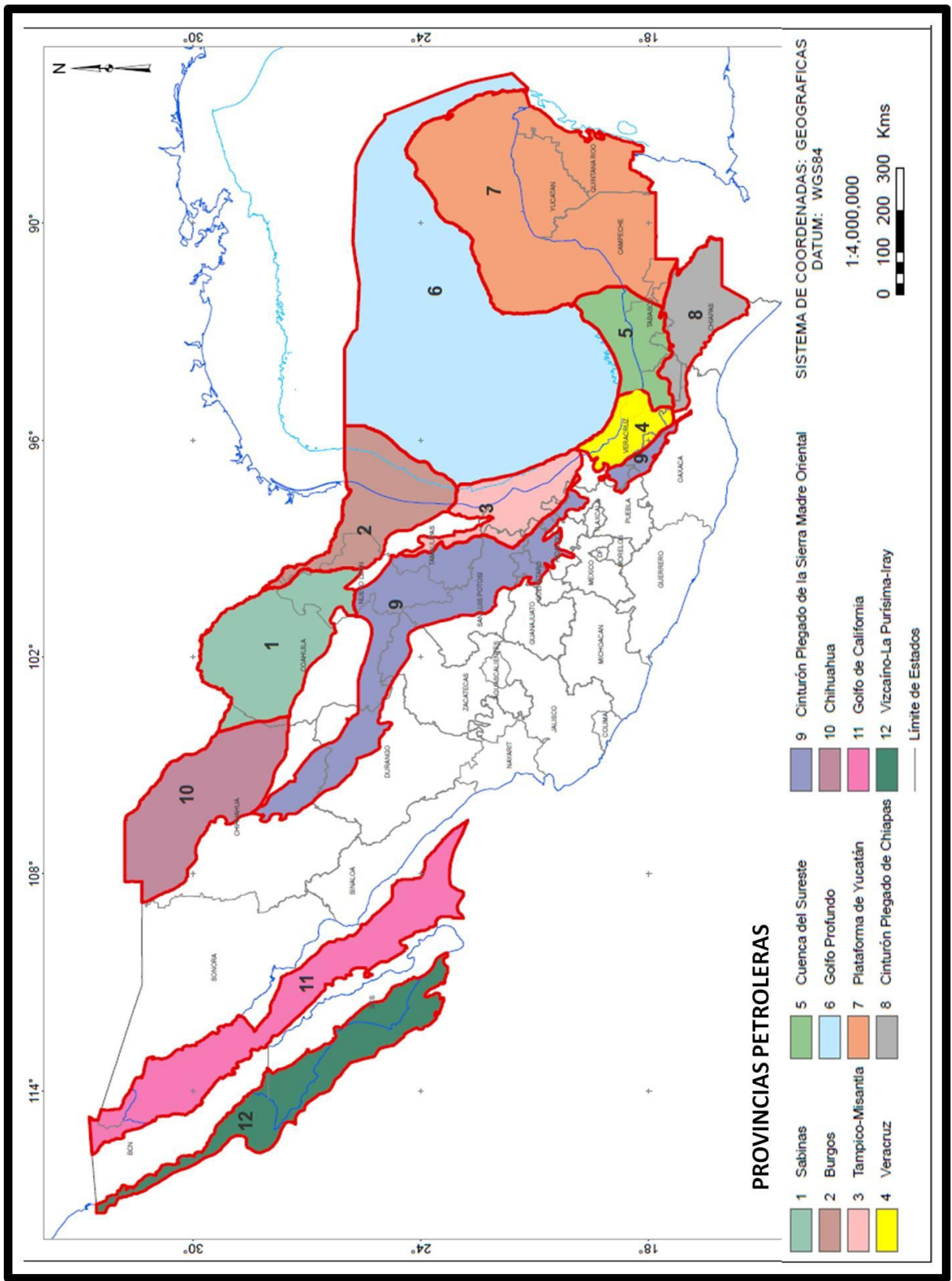


Fig. 1.3. Ubicación geográfica de la Provincia Tampico–Misantla (PEMEX, 2010).

1. GENERALIDADES

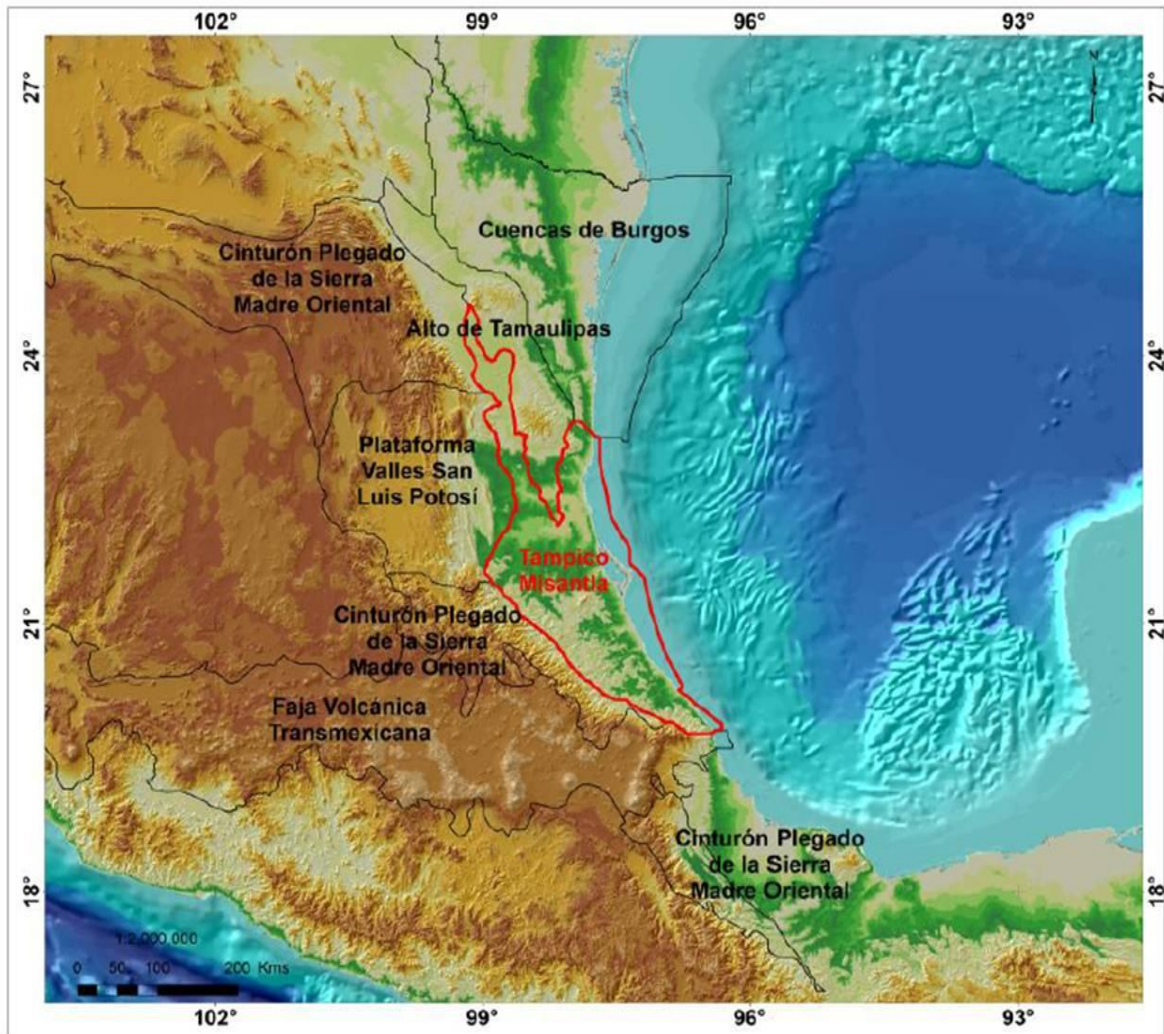


Fig. 1.4. Ubicación geológica de la Provincia Tampico–Misantla (PEMEX, 2010).

Existen autopistas, carreteras federales, caminos rurales, etc., que comunican eficientemente a toda la región. Las principales carreteras toman como punto de llegada la Ciudad de México.

De norte a sur hay construidas numerosas carreteras. La número 70 es una de las más importantes para llegar a la zona de estudio: partiendo de Tampico Tamaulipas (A) pasa por Ébano (B), Tamuín, Ciudad Valles (C), Río Verde (D), llegando a la Ciudad de San Luis Potosí (E); posteriormente se toma la carretera 57 que pasa la Cd. de Querétaro (F) hasta llegar a la Ciudad de México (J), (Figura 1.5).

1. GENERALIDADES

Partiendo de Tampico Tamaulipas (A), la carretera 180 pasa por Tuxpan, Veracruz (G), hasta llegar a Poza Rica (H). Posteriormente se toma la carretera 130 que pasa por Tulancingo, Hidalgo (I) a la Ciudad de México (J), (Figura 1.5).

Otra ruta de acceso, que parte de la Ciudad de Tampico Tamaulipas (A), es la carretera 105, la cual pasa por Pánuco, Veracruz (K), en donde entronca con la carretera 127 en Tempoal de Sánchez (L) que comunica con Huejutla de Reyes (M) hasta Pachuca, Hidalgo (N) y la Ciudad de México (J), (Figura 1. 5).

Partiendo de Ciudad Valles, San Luis Potosí, hacia el sur, pasando Aquismón, encontramos otras dos rutas de acceso a la región de estudio. Estas son la carretera federal 120 que pasa por Xilitla, Jalpa de Serra y Tequisquiapan; y la carretera federal 45 que pasa por Ixmiquilpan y Tamazunchale, llegando a Huejutla de Reyes y de ahí se comunica a la parte norte de la Cuenca de Chicontepec.

La carretera 129 une a Nautla, Veracruz, con Puebla y Tlaxcala, pasando por Martínez de la Torre y Teziutlán, donde se conecta con la carretera 131 que llega a Perote, Veracruz, Puebla y a la Ciudad de México.

Desde la ciudad de Veracruz (P) hay una carretera que comunica a Poza Rica Veracruz (H); pasa por Tuxpan (G), Tampico Alto (O) y finalmente llega a Tampico Tamaulipas (A), (Figura1. 5).

1.5 Hidrografía

De norte a sur de la región, los ríos son cortos y conforme descienden de la zona montañosa aumentan su longitud. En general las vertientes son paralelas entre sí y su caudal aumenta gradualmente mientras avanza hacia la zona de Tampico; destaca el Río Soto la Marina, en cuyos márgenes y las de sus afluentes se han establecido poblaciones importantes; hacia el sur una de las corrientes más caudalosas es la del Guayalejo, cuyo curso inferior recibe el nombre de Tamesí, antes de unirse al caudal del Pánuco.

1. GENERALIDADES

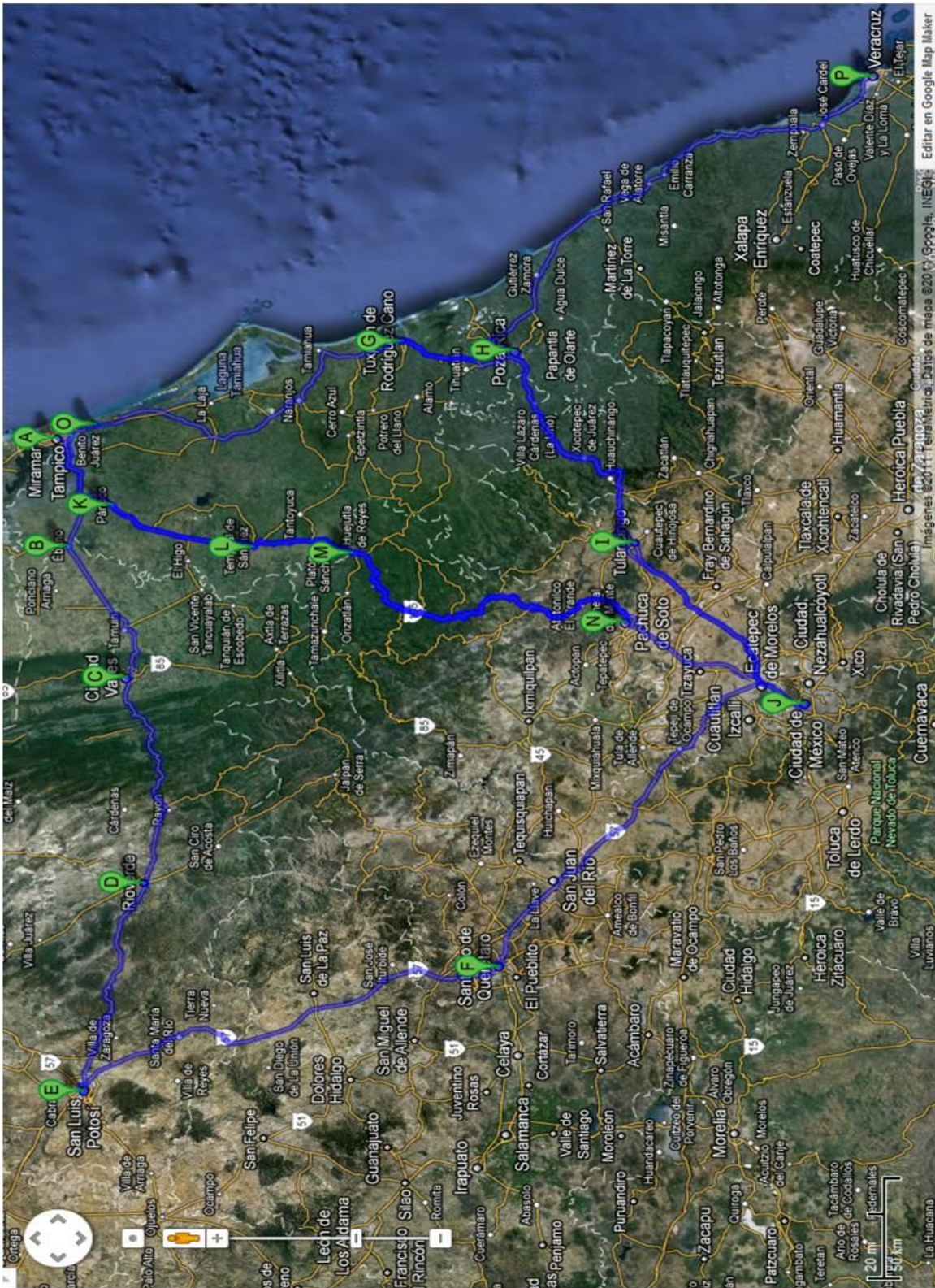


Fig. 1.5. Carreteras que comunican a la Provincia Tamiac-Misantla (Modificado Google Maps 2011).

1. GENERALIDADES

A la altura de Ciudad Mante y Tampico en Tamaulipas, las corrientes perennes principales cruzan esta llanura en forma serpenteante y llegan a formar meandros y lagunas, como los que se encuentran en el tramo de más de 100 kilómetros entre Tamuín, San Luis Potosí y Tampico, Tamaulipas. El sistema de drenaje secundario es de tipo dendrítico con corrientes intermitentes consecuentes, y desembocan en los ríos citados o en las lagunas costeras.

En la parte que pertenece al estado de Veracruz, desde Tempoal hasta la Barra de Palma Sola, las corrientes fluviales han modelado el relieve y en menor proporción el oleaje. Las corrientes perennes más importantes que drenan el área son los Ríos Moctezuma, San Pedro, Calabozo, Tamozus, Vinazco o Tuxpan, San Marcos o Cazones, Tecolutla y Bobo; estos ríos delimitan zonas de lomeríos drenadas por arroyos de corrientes perennes e intermitentes, que en conjunto forman un sistema de drenaje combinado entre dendrítico y subparalelo, cuyas corrientes son antecedentes, consecuentes y subsecuentes. Un rasgo importante en esta área es el que genera los Ríos Tuxpan o Pantepec, Cazones y Tecolutla, situados en la llamada región Tuxpan-Nautla, en la porción noreste del territorio de Veracruz: sus cauces son serpenteantes y, al acercarse a sus desembocaduras, desarrollan meandros (Figura 1.6).

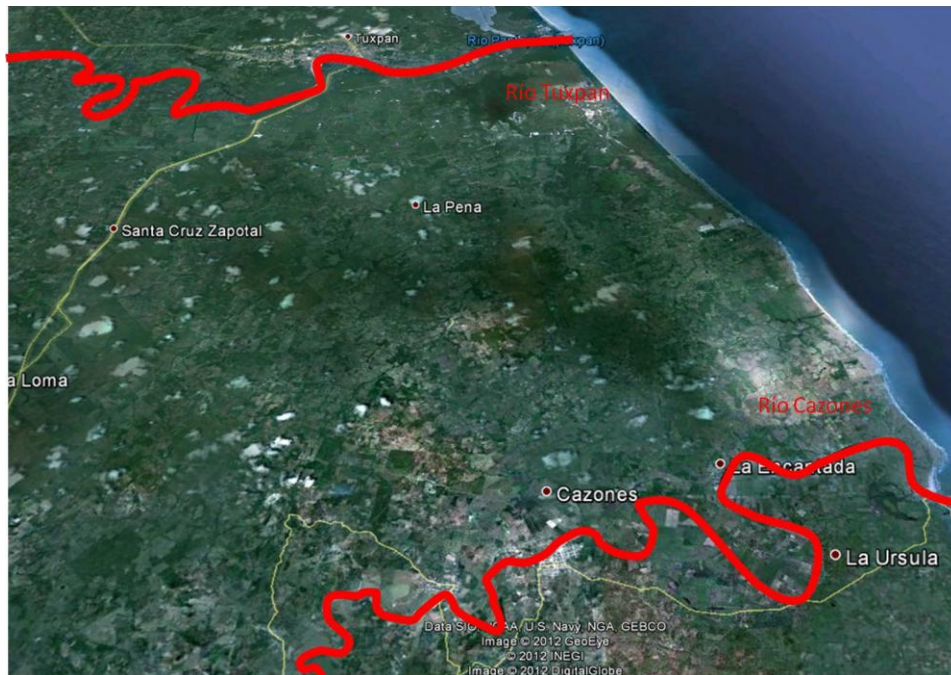


Fig. 1.6. Ubicación de los Ríos Tuxpan y Cazones (Modificado de Google Earth, 2012).

1. GENERALIDADES

Sobresale también, en este rango la Laguna de Tamiahua, en Veracruz, una de las más grandes de la República Mexicana, la cual se une con el Río Pánuco a través de los canales Chijol, Calabozo, Wilson y con la Laguna de Tampico Alto.

Existe también una serie de lagos en las proximidades del Río Pánuco, como son el Chairel, el Champayán, la Pimienta, la Tortuga, la Salada, el Chila, la Escondida, Pueblo Viejo y, en el límite entre Veracruz y San Luis Potosí, cerca de Ébano, el Marland (Figura 1.7).



Fig. 1.7. Ubicación de los principales lagos de la Región (Modificado Google Maps, 2011).

1.6 CLIMAS

En la región Tampico–Misantla observamos diferentes climas, los cuales varían dependiendo de la latitud y altitud. Hacia la vertiente de la Sierra Madre Oriental, en la parte correspondiente a Tamaulipas, el clima es templado sub-húmedo; en la región de la Huasteca el clima es cálido sub-húmedo por la influencia de los

1. GENERALIDADES

vientos que penetran desde el mar al continente, sobre todo en época de huracanes. Hacia el norte de la región en estudio los vientos dominantes en primavera son del este y sureste, el resto del año del sureste. En el suroeste, el clima es seco estepario con precipitaciones menores a 400 mm.

En la zona sur de la región Tampico-Misantla el clima es muy parecido al anterior, aunque más húmedo.

1.7 FISIOGRAFÍA

De acuerdo con la Carta Fisiográfica México, escala 1:1,000 000, publicada por el INEGI (2005), la Provincia de Tampico-Misantla se encuentra situada en la Llanura Costera del Golfo Norte, al oeste-suroeste por la Sierra Madre Oriental. En la parte sur la región abarca la zona este del Eje Neovolcánico (Figura 1.8).

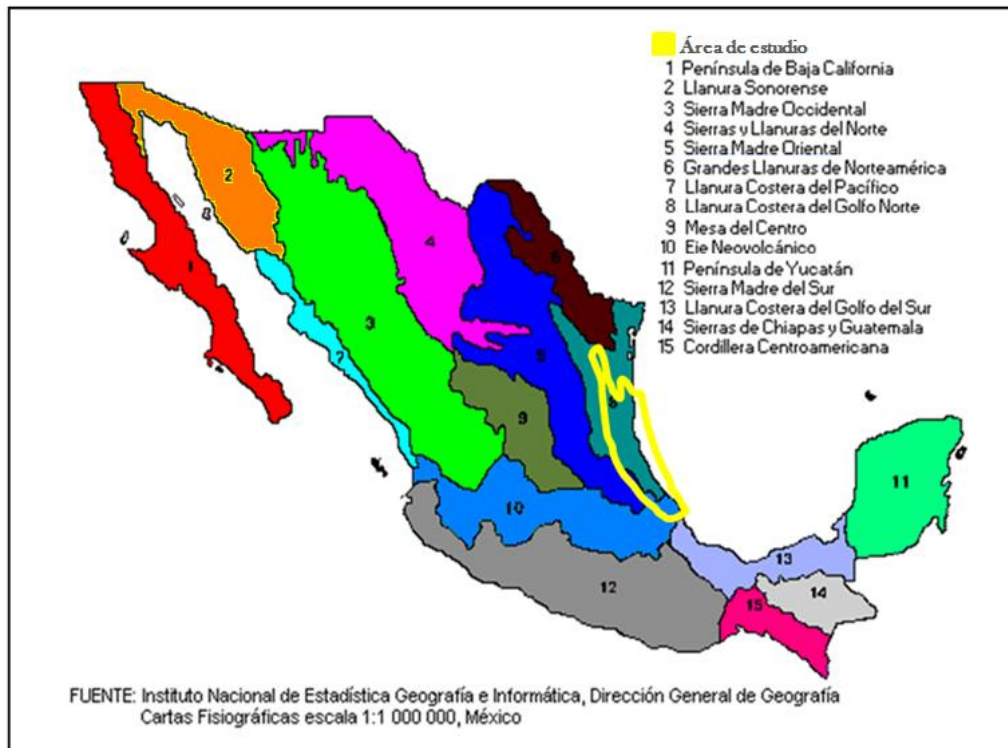


Fig. 1.8. Provincias Fisiográficas relacionadas a la Provincia Tampico-Misantla (Tomada de INEGI 2005).

1. GENERALIDADES

La provincia fisiográfica Llanura Costera del Golfo Norte abarca gran parte de la Provincia Tampico–Misantla. Se extiende por la costa del Golfo desde el Río Bravo, en el tramo que va de Reynosa, Tamaulipas, a su desembocadura, hasta la zona de Nautla, Veracruz. Limita al oeste con la Sierra Madre Oriental, al este con el Golfo de México y al sur con la provincia del Eje Neovolcánico. Esta provincia fisiográfica ocupa parte de los Estados de Tamaulipas, San Luis Potosí, Hidalgo y Veracruz. La provincia comienza en sus límites occidentales a unos 400 msnm.

Cuenta con cimas que alcanzan de 800 a 1 000 msnm con un máximo arriba de 1 400 y está dominada por calizas del Cretácico fuertemente intrusionadas con rocas ígneas de composición intermedia.

Observamos, además, zonas de mesetas y sierras bajas volcánicas que crean discontinuidades muy notables, divididas en cuatro subprovincias: Llanuras y Lomeríos, Sierra de Tamaulipas, Sierra de Tantíma y Subprovincia de la Llanura Costera Tamulipeca.

La provincia fisiográfica de la Sierra Madre Oriental se extiende en sentido paralelo a la Costa del Golfo de México, desde la frontera norte del país hasta sus límites con el Eje Neovolcánico en la cercanía de Teziutlán, Puebla. La Sierra Madre Oriental es, fundamentalmente, un conjunto de sierras conformadas por secuencias sedimentarias Jurásicas Cretácicas plegadas.

En general, las altitudes en las cumbres de la Sierra Madre Oriental van de los 2000 a 3000 msnm, pero su parte más elevada, que se ubica entre Saltillo, Coahuila y Ciudad Victoria, Tamaulipas, alcanza elevaciones superiores a los 3000 m.

Debido a que su expresión topográfica de serranías se combina con valles profundos, llanuras altas, lomeríos y laderas escarpadas, la región ha sido subdividida en tres subprovincias: Sierras y Llanuras Occidentales, Gran Sierra Plegada y Zona Cárstica Huasteca.

1. GENERALIDADES

El Eje Volcánico, con relación a la Provincia de Tampico–Misantla, colinda al norte con la Sierra Madre Oriental y la Llanura Costera del Golfo Norte. Se caracteriza por ser una enorme masa de rocas volcánicas de composición andesítica, acumulada en innumerables y sucesivas etapas desde hace 16 millones de años.

La provincia fisiográfica Plataforma Continental del Golfo de México presenta variaciones en su topografía submarina modificada en algunos sectores por fallas y deslizamientos de gravedad; la provincia tiene una amplitud de entre 20 y 45 km. Su topografía submarina es irregular pero mantiene una pendiente general exageradamente suave por varios kilómetros, desde la línea de costa hasta los 200 m de profundidad y con ligera inclinación hacia el este [Nava y Alegría, 2001].

La provincia fisiográfica Talud del Golfo de México presenta una pendiente homogénea que varía de suave a fuerte en dirección E-W y es irrumpida batimétricamente por cañones, depresiones, escarpes y canales submarinos que disectan fuertemente sus laderas. El límite norte de la provincia es afectado por domos salinos; mientras al este limita con la planicie abisal. Esta provincia está subdividida en 2 subprovincias que se encuentran a lo largo de una amplia franja marina frente a los Estados de Veracruz y Tamaulipas [Nava y Alegría, 2001].

La subprovincia fisiográfica Cordillera Marina Mexicana no es estrictamente una cordillera, como su nombre lo indica; se trata de una secuencia sedimentaria deformada por pliegues suaves y subparalelos combinados con fallas de crecimiento. En general la batimetría refleja superficies anómalas que corresponden a fallas, sedimentos deformados, deslizamientos y escarpes [Nava y Alegría, 2001].

La subprovincia fisiográfica Depresión Marina de Veracruz presenta batimetrías entre las cotas de 2000 a 4000 metros de profundidad. En la superficie submarina refleja protuberancias relacionadas con deslizamientos de sedimentos y estructuras geológicas paralelas a lo largo de la depresión. Se ubica separando la subprovincia Cordilleras Mexicanas de la provincia Domos Salinos del Golfo de México [Nava y Alegría, 2001].

1.8 TRABAJOS PREVIOS

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. Serán mencionados a continuación algunos de los trabajos más importantes, 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 contamos con registros exactos de la producción de esa época, solo conocemos 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. 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.

1. GENERALIDADES

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 constituye el tiempo en que ocurrió el depósito.

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.

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, 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).

Algunos de los estudios más importantes en cuanto a la sedimentación de las secuencias del Grupo Chicontepec han sido publicados por Reyes en 1974, Busch en 1975, Govela en 1978, Bitter en 1983, Carrillo en 1980 y Cantú 1985. Busch y Govela, en 1978, describieron con detalle un rasgo erosional en el área cerca de Poza Rica, Veracruz, al que denominaron Paleocañón de Chicontepec. Cantú en 1985, analizó algunos sectores y determinó la presencia de una secuencia normal de zonas bioestratigráficas del Paleoceno Inferior hasta el Eoceno Inferior; que también existe en la porción norte de la Cuenca de Chicontepec, con muy poca o nula erosión.

1. GENERALIDADES

El Instituto Mexicano del Petróleo, a lo largo de su fructífera historia, también ha publicado diversas investigaciones. 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.

Bitter, en 1993, realizó un estudio de sedimentación y procedencia de las areniscas de Chicontepec, asociándolas al levantamiento de la Sierra Madre Oriental y el Macizo de Teziutlán, en la porción centro-este de México [Nieto Serrano, 2010].

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-oriente de México, como antecedente para el estudio de su porción noroccidental en

1. GENERALIDADES

afloramiento, dentro del III Simposio: La investigación y Desarrollo en la Facultad de Ingeniería, UNAM.

Como la Cuenca de Chicontepepec 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 Chicontepepec, Centro-Oriente de México, donde concluyeron que en los afloramientos estudiados al noroeste de la Cuenca de Chicontepepec se pueden reconocer las litofacies propuestas por Mutti en 1972.

CAPÍTULO 2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL



2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

2.1 EVOLUCION GEOLÓGICA

Durante la Era Paleozoica, hace 540 millones de años, el territorio mexicano era un archipiélago integrado por islas de distintos tamaños.

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

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

Durante el Carbonífero y el Pérmico ocurrió la sedimentación de plataforma clástica y carbonatada, que evolucionó a ambiente de aguas profundas donde se acumularon turbiditas como las que constituyen a la formación Guacamaya. Posteriormente, todo ello fue afectado por procesos orogénicos que resultaron en la acreción, sobre el basamento o cratón de Norteamérica, por la Orogenia Apalachiana–Ouachita–Marathon dando como resultado metamorfismo regional que originó a los esquistos de la región de Tamaulipas y del subsuelo de la Provincia. 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, Silurico – Missisípico, y el continente Mexicano) [Nava y Alegría, 2001].

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

En la era Mesozoica, la evolución geológica, a partir del Triásico, se divide en cuatro etapas: etapa de 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. Los sedimentos se acumularon por los sistemas fluviales y en las planicies de inundación se formaron sistemas de fallas normales que en conjunto originaron horsts y grabens; en estos últimos se acumuló la Formación Huizachal. 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) fragmentaron la masa continental y dieron lugar al desarrollo de cuencas intracontinentales en una fase de deformación con extensión.

Etapas de rifting. Esta etapa se relaciona con la primera fase de apertura del Golfo de México desarrollada del Triásico Tardío al Jurásico Medio, en la que se formaron fosas tectónicas (Figura 2.1). En las depresiones formadas durante el Triásico 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 una depresión irregular de edad Jurásico Temprano-Medio, de aguas someras a profundas, bajo un régimen de sedimentación rítmica de arenas y lutitas. En el Jurásico Medio se generaron movimientos relativos de los bloques de Basamento existentes que provocaron la retirada de los mares restituyendo, en el centro y oriente del país, las condiciones continentales. Se efectuaron, a la vez, 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, 2010].

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

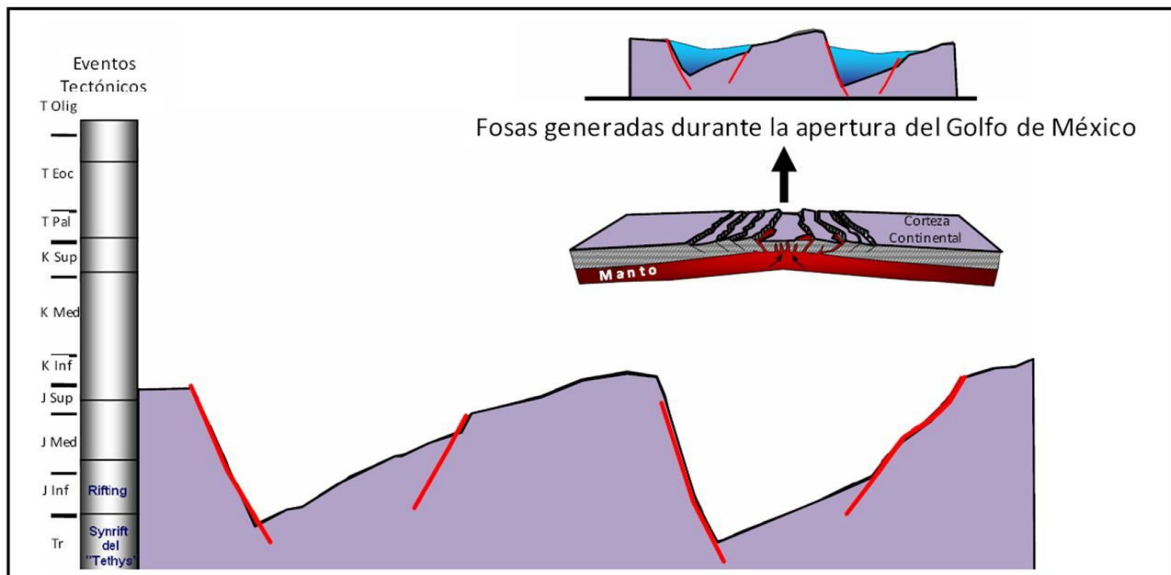


Fig. 2.1. Apertura del Golfo de México, margen activa en el Triásico-Jurásico Medio (Tomada de PEMEX 2010).

Al finalizar el Jurásico Temprano, la Cuenca de Huayacocotla registró una deformación que causó plegamiento y emersión, quedando toda el área expuesta durante el Jurásico Medio. Este fenómeno propició el depósito de rocas continentales que corresponden a la Formación Cahuascal 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. Simultáneamente, se acumuló la Formación Tenexcate, que por su litología indica que hubo vulcanismo andesítico, el cual está registrado al sur de Poza Rica, Veracruz. En el Calloviano, debido a la progresiva extensión del Golfo de México, entraron aguas marinas y comenzó una transgresión regional, resultando de esto mares someros, cuencas marinas profundas y elementos paleogeográficos positivos aislados, asociados a sistemas transformes 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 de fosas y pilares fueron un fenómeno constante; en las cuencas se depositaban sedimentos en ambientes carentes de oxigenación, como la zona que rodea lo que más tarde formaría la Plataforma de Tuxpan, que sufrió hundimientos paulatinos con diferentes ritmos de velocidad. Las rocas que representan estos

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

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 (Figura 2.2). El registro estratigráfico indica discordancias entre las unidades del Jurásico Temprano y Medio, las cuales generaron condiciones de erosión con posteriores fases de inundaciones.

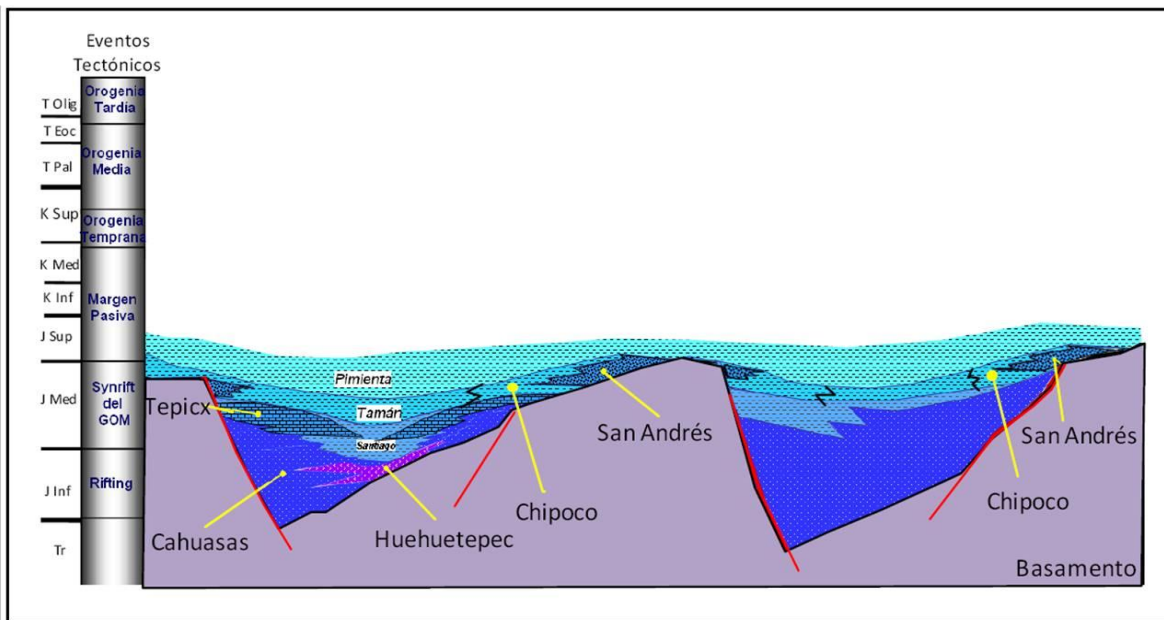


Fig. 2.2. Relleno sedimentario de las fosas en el Jurásico Medio-Jurásico Tardío (Tomada de PEMEX 2010).

Etapas de margen pasivo. A finales del Jurásico Tardío se desarrolló un amplio margen pasivo, con ambientes marinos relacionados con la apertura del 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 2.3), [PEMEX, 2010].

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

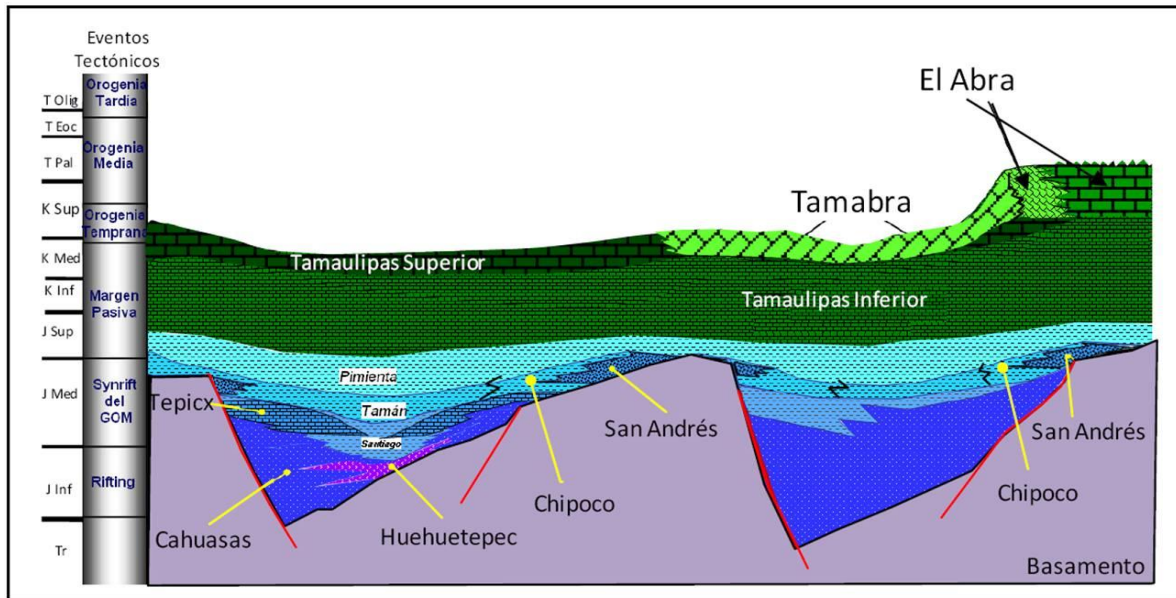


Fig. 2.3. Extensas plataformas carbonatadas y crecimientos arrecifales en el Cretácico Inferior al inicio del Cretácico Superior (Tomada de PEMEX 2010).

Además de la tectónica extensiva, desde el Jurásico Medio hasta el Cretácico, se propagó una transgresión marina con depósitos de carbonatos, terrígenos y evaporitas. Evidencia este fenómeno la gran transgresión que se dio en el Calloviano–Oxfordiano: en la actual Planicie costera se desarrolló un sistema de islas en cuyas márgenes fueron depositadas, durante el Kimeridgiano (Figura 2.4), rocas de alta energía como son las oolitas y calcarenitas de la Formación San Andrés, que corresponde con una de las principales rocas almacenadoras de la Provincia Tampico-Misantla.

Sobre las depresiones que se ubicaban entre las áreas positivas, se depositaron calizas arcillosas y lutitas negras, las cuales son las principales rocas generadoras y pertenecen a la Formación Tamán en la Cuenca de Chicontepec. Durante el Tithoniano (Figura 2.5), la transgresión continuó y se depositó la Formación Pimienta, constituida por lutitas y carbonatos arcillosos con pedernal. La parte final del Jurásico está representada por una sedimentación arcillosa y calcáreo-arcillosa que al litificarse constituyó las rocas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta que corresponden, en conjunto, a potenciales rocas generadoras.

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

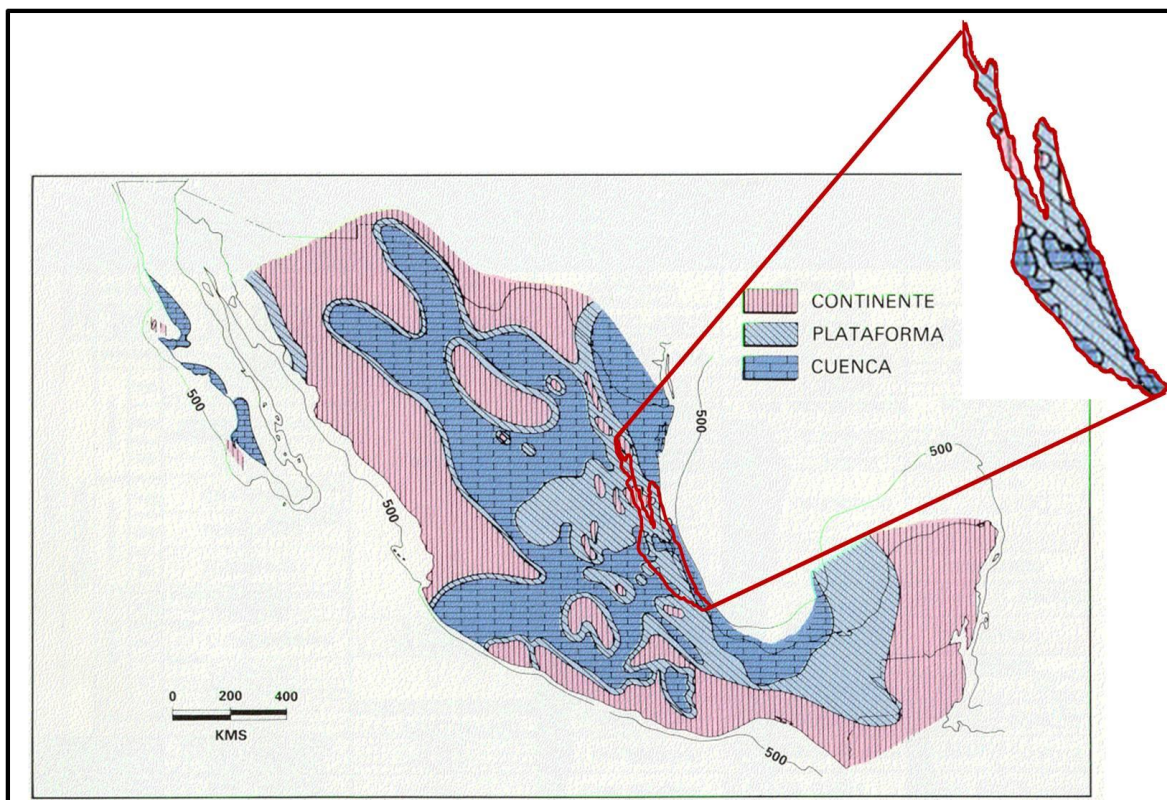


Fig. 2.4. Paleografía del Jurásico Tardío (Kimeridgiano), (Schlumberger, 1984).

En el Cretácico cambió el marco tectónico regional debido a la interacción de placas tectónicas en la costa pacífica: inicialmente se originó un desplazamiento de los bloques continentales y sus remanentes. La transgresión del Jurásico Tardío siguió a escala continental acompañada del hundimiento de cuencas, islas y penínsulas que funcionaron como elementos paleogeográficos bien definidos. A lo largo de las plataformas marinas, es decir, en los bordes de las masas continentales, se desarrollaron bancos, rampas y plataformas carbonatadas.

Se desarrolló durante el Aptiano, Albiano y Cenomaniano un conjunto de plataformas como la de Tuxpan, Orizaba y El Doctor, en donde las aguas son más puras y el clima adecuado para el crecimiento de núcleos arrecifales en los márgenes de las plataformas; en el caso del área de estudio ocurrió el desarrollo del Atolón de la Faja de Oro y, al poniente, el complejo arrecifal que rodea a la Plataforma de Valles–San Luis Potosí; en los lugares con aguas más profundas se

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

depositaron calizas con pedernal en estratos delgados, correspondientes a la Formación Tamaulipas.

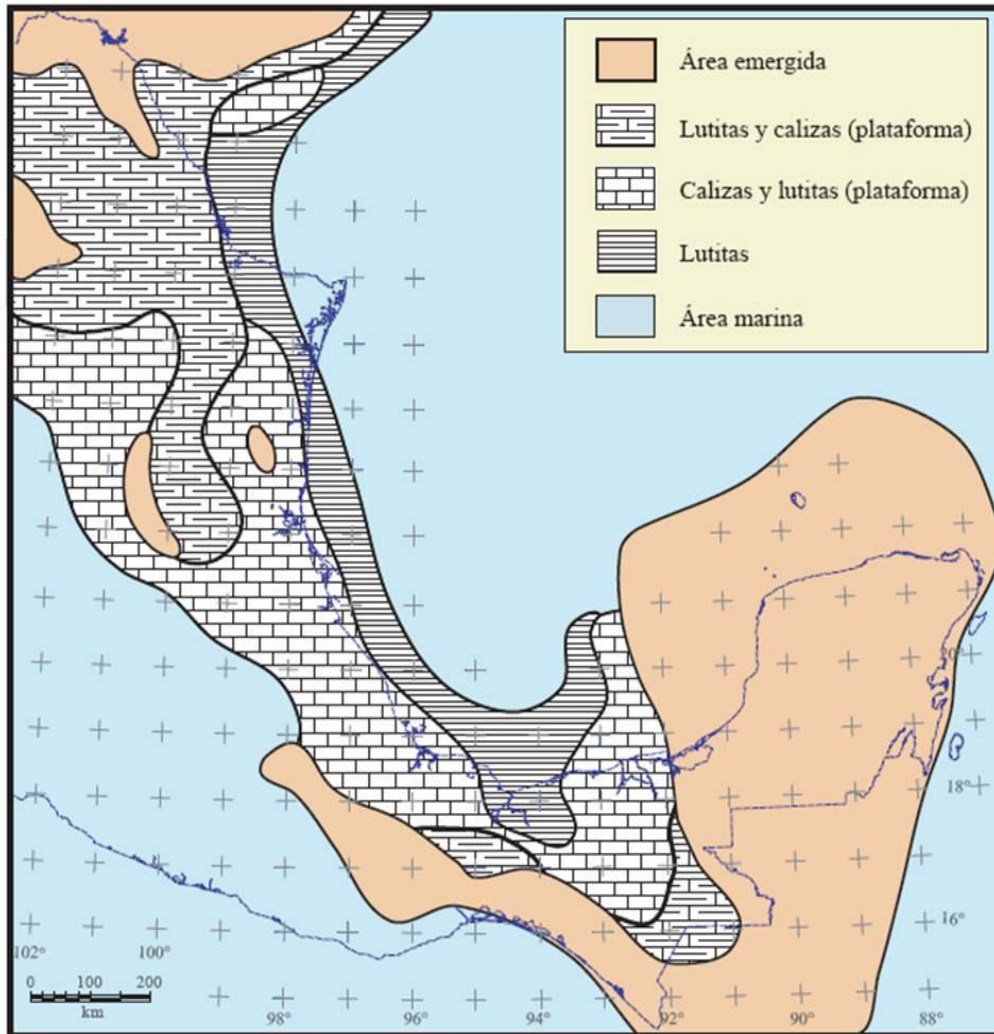


Fig. 2.5. Paleogeografía del Tithoniano superior, donde es observable la gran extensión de las áreas de plataformas someras, en donde ocurrió el depósito de rocas ricas en materia orgánica que constituyen la principal roca generadora de hidrocarburos en el Golfo de México (Tomada de Padilla y Sánchez, 2007).

Estos elementos paleogeográficos debieron su existencia a la presencia de bloques de basamento que se encontraban a diferentes profundidades. En las cimas de estos basamentos hubo condiciones para la evolución de las plataformas carbonatadas, mientras que en las cuencas profundas y escarpes pronunciados que rodeaban a esos pilares tectónicos limitados por grandes fallas, se deformaron brechas calcáreas y calizas de aguas profundas. Para el Albiano y

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

Cenomaniano (Figura 2.6), los ambientes de depósito evolucionaron dando el siguiente resultado: en el frente de los atolones ocurrió el depósito de un mayor volumen de brechas intraformacionales de talud, que fueron dolomitizadas en algunos sitios y dieron origen a la Formación Tamabra [Nava y Alegría, 2001], que se compone de flujos de escombros.

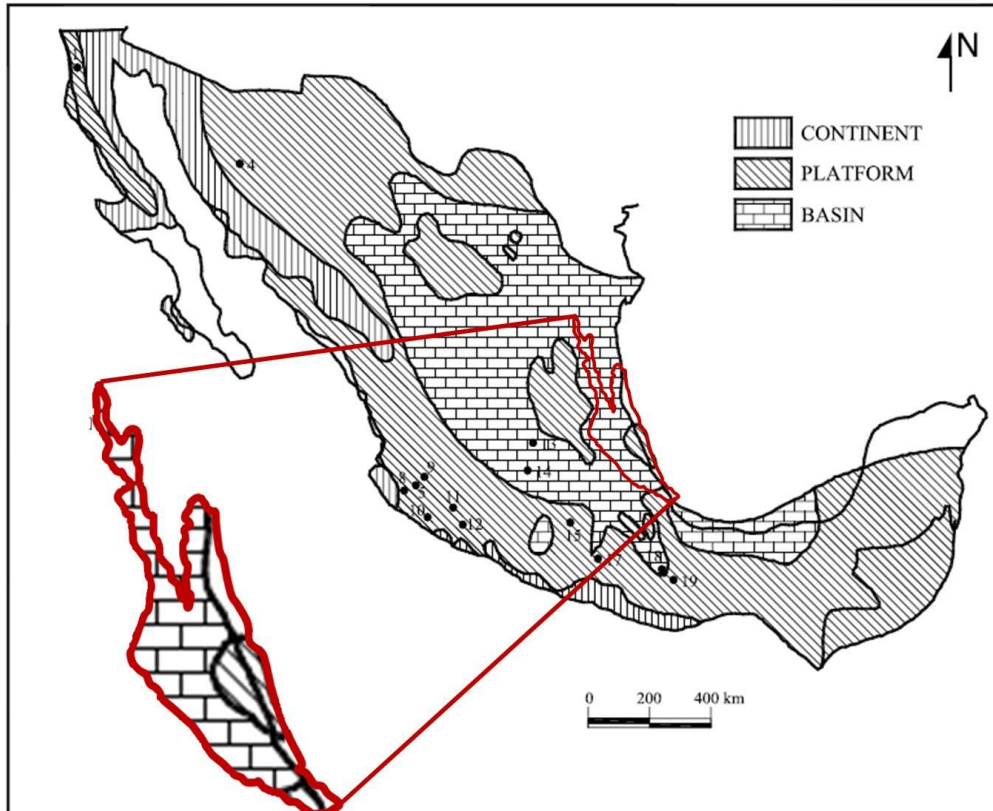


Fig. 2.6. Mapa paleogeográfico del Albiano–Cenomaniano, (Tomada de Buitrón–Sánchez, 2003).

Evento orogénico laramídico. En el Cretácico Tardío existió en esta zona un amplio mar 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

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

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 Orogenia Laramide. Su consumación se logró con el plegamiento y fallamiento inverso de toda 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 Orogénesis Laramídica, que originó la estructura de la Sierra Madre Oriental, lo que favoreció que entre la Plataforma de San Luís Valles y la Plataforma de Tuxpan se formara una depresión de considerable magnitud denominada Antefosa de Chicontepec (cuenca sintectónica). Durante el Paleoceno–Eoceno (Figura 2.7), 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.

Etapas de margen pasiva. Tras el cese de la deformación laramídica y la colmatación de la Cuenca de Chicontepec (Figura 2.8), 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, 2010].

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

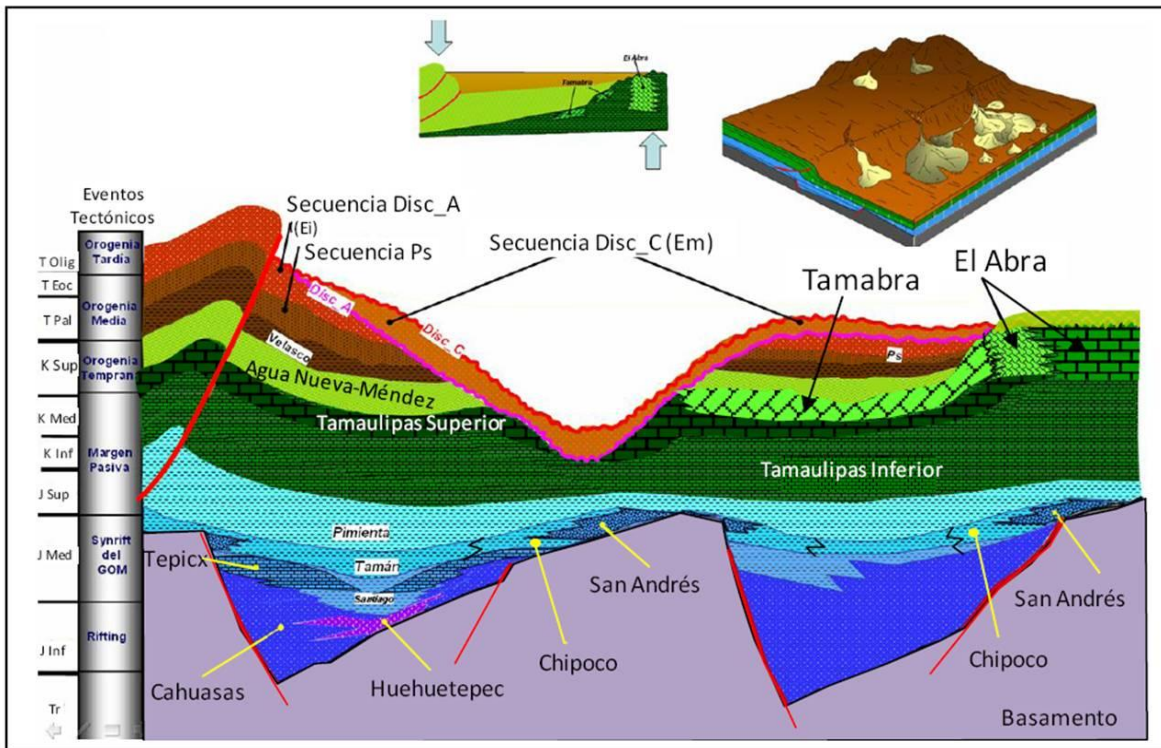


Fig. 2.7. Depósitos turbidíticos de aguas profundas y levantamiento de la Sierra Madre Oriental en el Paleoceno-Eoceno tardío (Tomada de PEMEX 2010).

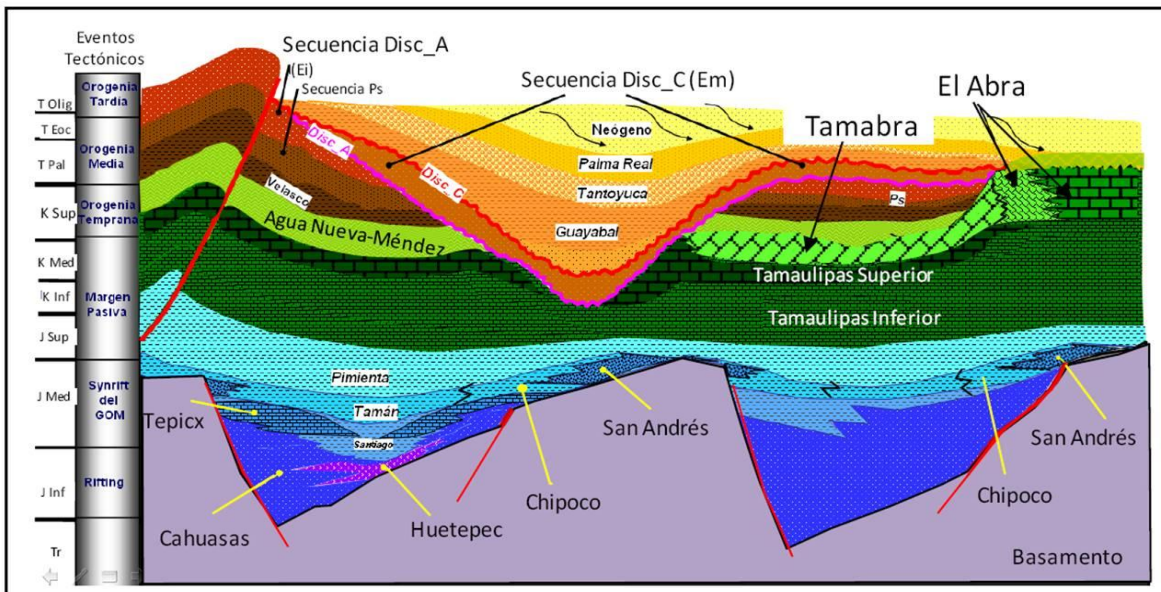


Fig. 2.8. Depósitos progradantes en el Oligoceno temprano-Pleistoceno (Tomada de PEMEX 2010).

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

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.

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 2.9). 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.

Finalmente, 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, siguieron 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

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

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.

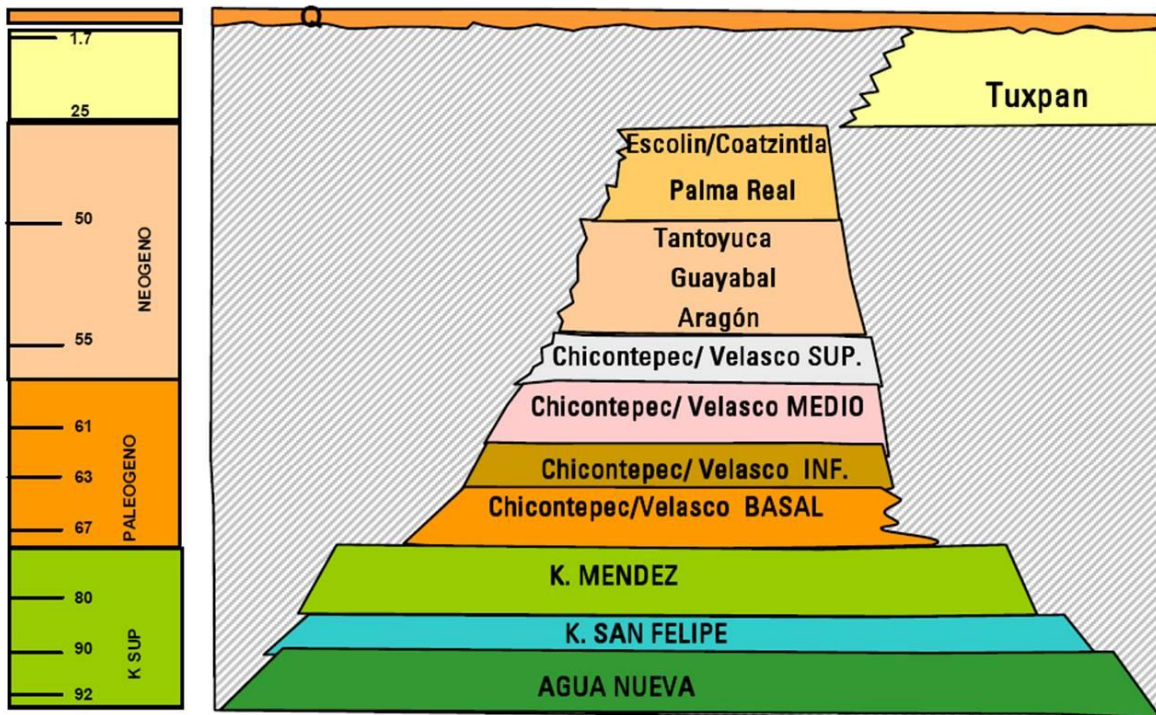


Fig. 2.9. Depósito estratigráfico de las formaciones geológicas en Chicontepec (Tomada de Schlumberger, 2008).

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

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

Mioceno, que a su vez, está en contacto discordante con los depósitos pliocénicos y cuaternarios tanto sedimentarios como ígneos (Figura 2.9).

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].

2.2 ESTRATIGRAFIA

La presencia de hidrocarburos en 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], como ocurre con la Cuenca de Chicontepec.

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 (Figura 2.10) 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.

En la figura 2.10 se muestra la correlación estratigráfica de sur a norte de la Provincia Tampico–Misantla.

2.2.1 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.

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

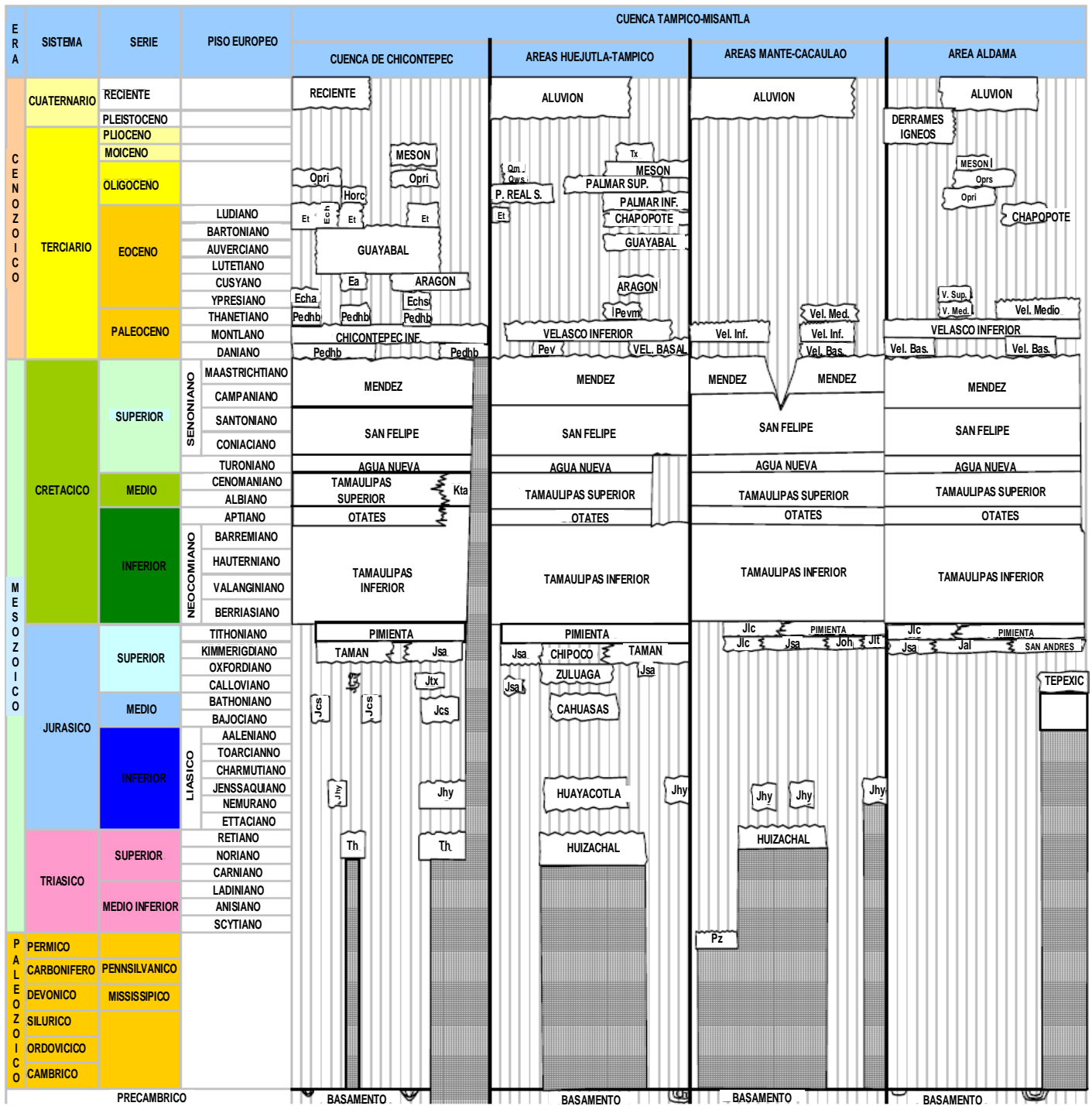


Fig. 2.10. Columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla. (Escalera y Hernández, 2010).

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

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].

2.2.2 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. Son observables afloramientos en la parte frontal este de la Sierra Madre Oriental

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

y en el subsuelo 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); la 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 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 (discordancia angular) 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 de Cuetzalan, 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, Cahuascalas 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, cuerpos 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 Huehuetepic se encuentra subyaciendo a la Formación Tepéxic y a la Formación Santiago; sobreyace a la Formación

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

Cahuasas 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. También 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 centímetros. 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 cortado en varios pozos, lo mismo que en la cuenca de Chicontepec y al norte de Poza Rica. El espesor máximo reportado de esta unidad es de 220 metros. Esta formación sobreyace transicionalmente a las Formaciones Cahuasas y Huehuetepic 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

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

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 centímetros 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

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

calcareónicas, en lentes o franjas. La divide en dos partes: la Superior, formada por más del 70% de calizas calcareónicas, 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 centímetros; las lutitas tienen espesores de 10 a 15 cm, con tonos rojizos por intemperismo. Es una unidad con un gran espesor (alrededor de 700 m) 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].

Formación Pimienta

Fue definida por Heim (1926), quien propuso como localidad tipo a los afloramientos del Rancho Pimienta, en el valle del Río Moctezuma, en el kilómetro 337 de la carretera México-Laredo. La litología de la localidad tipo está compuesta por una secuencia de calizas oscuras en capas delgadas con bandas de pedernal. Se reportan, asimismo, calizas mudstone-wackestone y calizas arcillosas de color negro a gris oscuro, intercaladas con capas delgadas de lutitas calcáreas y lutitas laminares negras, con abundante materia orgánica. Contiene lentes de pedernal negro. En los estratos de carbonatos contiene gran cantidad de foraminíferos e incluye un horizonte de 50 cm de espesor de coquinas de amonitas en calizas arcillosas de color negro, cerca de Tepatlán, Puebla. Fue cortada en pozos de la Cuenca de Chicontepec y aflora en los alrededores del Rancho Pimienta, al sureste de Tamazunchale, San Luis Potosí; también aflora al sur de Poza Rica, Veracruz, en la cañada del Río Zempoala, al suroeste y sureste de Jonotla, en las cercanías de Cuetzalan del Progreso y Mazatepec, Puebla. El espesor reportado es muy variable: desde 28 hasta los 600 metros. Subyace a la Formación Tamaulipas Inferior y sobreyace a la Formación Tamán. Se le considera roca generadora de acuerdo a estudios geoquímicos que indican alto contenido de materia orgánica, además roca sello por sus capas de calizas arcillosas y lutitas [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. 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, cretosas de color crema, en estratos ondulados, con nódulos de

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

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 kilómetros 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,

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

sobre la vía del ferrocarril Tampico-San Luis Potosí y la Facies El Abra (de miliolidos) 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 miliolidos 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 del Atolón 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)

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

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 centímetros. 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].

2.2.3 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 interstratificaciones 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

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

Formación Méndez, el contacto superior es concordante con el Grupo Chicontepec. Al oeste de Ébano-Pánuco, en las Haciendas de Tullillo, 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].

Grupo Chicontepec

Fue definido por Dumble como Formación Chicontepec (1918), quien propuso como localidad tipo a los afloramientos que se encuentran a 2.5 kilómetros al este de Chicontepec, Veracruz, donde está compuesta por una alternancia de areniscas arcillosas con limolitas y lutitas de color gris verdoso, con estratificación rítmica e intercalaciones delgadas de margas arenosas de color gris oscuro. Esta unidad estratigráfica abarca desde el sureste de San Luis Potosí, hasta Teziutlán Puebla, paralelamente a la margen oriente de la Sierra Madre Oriental, así como en el subsuelo de la Cuenca de Veracruz. Se ha dividido en tres biozonas que, para fines petroleros, adquirieron categoría de "Formación" y se conocen como Chicontepec Inferior, Medio y Superior. Consisten en una alternancia de areniscas bien cementadas y lutitas calcáreas de color gris oscuro, con algunos horizontes conglomeráticos lenticulares a la base, constituidos por fragmentos de calizas y pedernal procedentes de las secuencias marinas cretácicas. Tienen un espesor mínimo de 300 metros, aunque se han calculado, en el depocentro de la cuenca, espesores de hasta 2000 metros. Descansa concordantemente con la Formación

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

Méndez y subyacen a los sedimentos arcillosos de las formaciones Aragón o Guayabal (Figura 2.11).

SISTEMA	SERIE	PLAY PRODUCTOR	FORMACION	
			NORTE	SUR
CENOZOICO	OLIGOCEÑO SUPERIOR	●	HORCONES	PALMA REAL SUPERIOR
	OLIGOCEÑO INFERIOR		ALAZAN	PALMA REAL INFERIOR
	EOCEÑO SUPERIOR		TANTOYUCA	CHAPOPOTE
	EOCEÑO MEDIO		GUAYABAL	
	EOCEÑO INFERIOR		CHICONTEPEC SUPERIOR	ARAGON
	PALEOCENO SUPERIOR		CHICONTEPEC MEDIO	
	PALEOCENO INFERIOR		CHICONTEPEC INFERIOR	
	PALEOCENO INFERIOR		VELAZCO BASAL	
CRETACICO	SUPERIOR		MENDEZ	CHICONTEPEC CANAL
	MEDIO		SAN FELIPE	
	INFERIOR		AGUA NUEVA	
			TAMAULIPAS SUPERIOR < TAMABRA	
			TAMAULIPAS INFERIOR	
JURASICO	SUPERIOR		PIMIENTA	
			TAMAN < SAN ANDRES	

Fig. 2.11. Tabla estratigráfica con las formaciones de la Cuenca de Chicontepec (Modificada de F. Cuevas, 2005).

- Formación Chicontepec Inferior.** Ubicada al norte de la Cuenca de Chicontepec, se caracteriza por intercalaciones de lutitas con areniscas lenticulares. Al centro de la Cuenca predominan las lutitas de color gris verdoso a oscuro y las areniscas calcáreas, a veces con bentonita. Al sur de la Cuenca tiene tres divisiones litológicas bien definidas: la primera corresponde con depósitos arcillosos; la segunda es una secuencia arenosa y la tercera es una secuencia arenosa-calcárea. El contacto Superior es discordante con las formaciones Chicontepec Medio, con la

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

Chicontepec Superior y con las formaciones del Eoceno; su contacto inferior es por discordancia angular con las formaciones San Pedro y Cahuasas en el Pozo Vega de la Torre y es concordante con la Formación Velasco Basal. El depósito de esta formación se asocia al continuo levantamiento del occidente y un acelerado hundimiento o basculamiento al oriente. Este episodio es relacionado con la Orogenia Laramide que dio por resultado el surgimiento de la Sierra Madre Oriental, un gran aporte de sedimentos a la Provincia Tampico-Misantla y el inicio del relleno de una Cuenca Sintectónica en condiciones próximas a los litorales o marginales de profundidad somera y de fondo irregular. Es considerada roca almacenadora por sus horizontes lenticulares arenosos [Nava y Alegría, 2001].

- **Formación Chicontepec Medio.** Ubicada en el norte de la Cuenca de Chicontepec, está compuesta por una secuencia de areniscas oscuras, de grano medio, compactas y con restos de plantas, alternando con lutitas grises y con esporádicos horizontes de conglomerados formados por fragmentos de caliza arenosa; en el sur de la cuenca, está compuesta por lutitas compactas, masivas, color gris, sin estratificación y con láminas de areniscas calcáreas. Su contacto superior es concordante con las formaciones Chicontepec Superior y Aragón en Misantla, Veracruz. El contacto inferior es concordante con la Formación Chicontepec Inferior. Es considerada roca almacenadora por sus horizontes arenosos, los que presentan buena porosidad y permeabilidad [Nava y Alegría, 2001].
- **Formación Chicontepec Superior.** Aflora en la parte central de la Cuenca de Chicontepec, está compuesta por areniscas con alternancia de lutitas y presenta estructuras primarias como laminación cruzada, canales de corte y relleno, rizaduras de corrientes, calcos de carga y restos de carbón diseminado. El espesor promedio es de 400 metros. Su contacto superior es concordante con la Formación Aragón por medio de cambio de facies al

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

sureste de Misantla, Veracruz y es también concordante con la Formación Guayabal. El contacto inferior es concordante con la Formación Chicontepec Medio y se presenta en discordancia con la Formación Chicontepec Inferior. Es roca sello por sus horizontes arcillosos [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 Cuenca 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 kilómetros al oeste de Potrero del Llano. Se compone de lutitas calcáreas deleznales 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 kilómetros de longitud por 15 de ancho. Está constituida por lutitas de color gris

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

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

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

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 bentoníticas 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

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

la Provincia Tampico-Misantla, a 25 kilómetros 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 centímetros 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 Temapache, 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.

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

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

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

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 próximal 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 kilómetros, 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 de areniscas grises en

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

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 kilómetros, 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 kilómetros de ancho, desde el sur de la Barra de Tamiahua hasta 20 kilómetros 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].

2.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

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

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

Durante la Orogenia Laramide, las rocas de la Provincia Tampico–Misantla experimentaron dos eventos de acortamiento importantes: las unidades jurásicas y del Cretácico Temprano desarrollaron dos fases de deformación contractiva, las cuales se manifiestan a través de pliegues replegados y fallas inversas. Los pliegues de la primera generación se caracterizan por flancos isoclinales, mientras que la segunda generación desarrolla pliegues abiertos cortados por fallas inversas.

Por sus características estratigráficas, las unidades litológicas de la Provincia Tampico–Misantla y la plataforma carbonatada Valles–San Luis Potosí influyeron en los estilos de la deformación. Hacia el margen oeste de la Provincia Tampico–Misantla, la deformación se dio principalmente por fallas de cabalgadura y pliegues asociados apretados, mientras que hacia el centro de la cuenca se aprecian pliegues apretados y recostados. Hacia la parte externa de la cuenca se

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

desarrollaron cabalgaduras de bajo ángulo y pliegues suaves convergentes al E-NE y otros con planos axiales verticales.

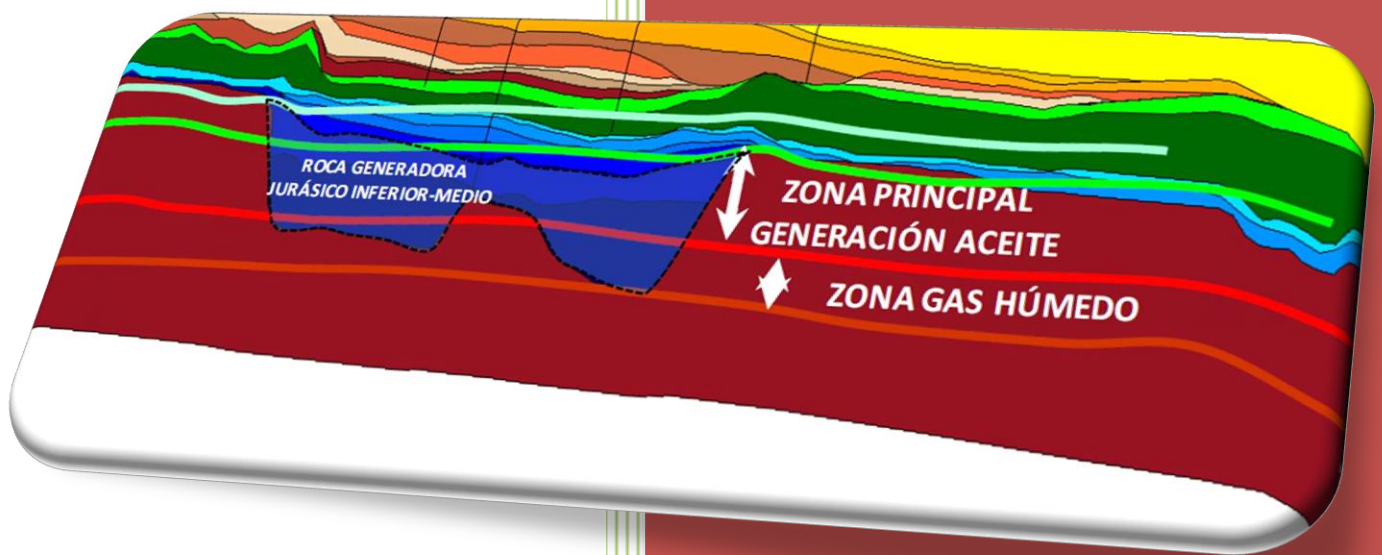
Las estimaciones de acortamiento mínimo fueron presentadas en 2009 por Ortega, Tolson y Fitz, quienes emplearon estructuras mesoscópicas de las unidades del Cretácico Temprano-Tardío. Obtuvieron los siguientes resultados: hay un acortamiento máximo entre 72 y 75% con dirección ENE-WSW acomodado por pliegues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

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

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

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

CAPÍTULO 3. SISTEMA PETROLERO



3. SISTEMA PETROLERO

3.1 Aspectos Generales

Las unidades que presentan características de rocas generadoras dentro de la Provincia de Tampico–Misantla son las secuencias calcáreo–arcillosas bituminosas de las formaciones Huayacocotla, Santiago, Tamán y Pimienta, pertenecientes al Jurásico, y la Formación Chicontepec Inferior y Medio del Paleógeno, en sus horizontes arcillosos.

En la columna estratigráfica de la Provincia Tampico-Misantla, son varias las formaciones que presentan características de rocas almacenadoras o contienen algún horizonte almacenador con importancia por sus buenas características petrofísicas; entre éstas tenemos las siguientes: Formación Huizachal en sus facies conglomeráticas y arenosas; Formación Cahuasas, en sus horizontes conglomeráticos; Formación San Pedro, por su miembro de calizas mudstone fracturadas; Formación San Andrés, de gran importancia almacenadora de hidrocarburos en el Sistema Jurásico Superior, por la buena porosidad en su grainstone oolítico y sus calizas arcillosas fracturadas; Formación Tamaulipas Inferior, en sus calizas fracturadas y sus horizontes calcareníticos; Formación El Abra, en sus sedimentos formadores de bancos o arrecifes; Formación Tamabra, dada la presencia de sus horizontes carbonatados de brechas intraformacionales; 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 las formaciones del Paleógeno, el Grupo Chicontepec es importante almacenadora por sus horizontes arenosos de alta porosidad y permeabilidad; la Formación Aragón, que también es almacenadora por su similitud con la anterior. Secuencias posteriores a la Chicontepec, que son almacenadoras potencialmente, aunque de menor importancia, ya que contienen lentes arenosos de reducido volumen, son las formaciones Tantoyuca, Horcones, Palma Real Superior, Concepción-Encanto, Coatzintla y Tuxpan. Las principales formaciones carbonatadas son: San Pedro, San Andrés, Tamaulipas Superior, El Abra y Tamabra. Las clásticas son:

3. SISTEMA PETROLERO

Chicontepec Inferior, Chicontepec Medio, Aragón, Tantoyuca y Horcones [Nava y Alegría, 2001].

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; por sus características litológicas (lutitas, limolitas y calizas arcillosas), corresponden a sellos de buena calidad. Las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez, también pueden funcionar como sello, por sus secuencias arcillosas y calcáreo-arcillosas; igualmente la Formación Chicontepec puede ser sello en sus horizontes arcillosos, de la misma manera que las formaciones Guayabal, Chapopote, Tantoyuca y la Palma Real Inferior.

La Provincia Tampico–Misantla tiene varios sistemas petroleros de gran importancia: Cuenca de Tampico, Cuenca de Chicontepec, Faja de Oro y Cuenca de Misantla. A continuación serán descritas las principales características de estos sistemas:

3.2 Cuenca de Tampico

Ubicación

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 una isobata de 200 metros. Colinda al oeste con el Frente Tectónico de la Sierra Madre Oriental y se encuentra entre los elementos paleogeográficos del Mesozoico, que son la Isla Tantíma y la Paleopenínsula de Tamaulipas (al sur y norte respectivamente), cubriendo un área total de 109,007 kilómetros cuadrados (Figura 3.1).

Actualmente, dentro de la Cuenca de Tampico se encuentran los campos productores Salinas, Topila, Cacalilao, Pánuco, Lobina, Jurel, Merluza, Náyade, Arenque, Altamira, Tamaulipas–Constitución y Tilapia.

3. SISTEMA PETROLERO



Fig. 3.1. Localización de la Cuenca Tampico (Modificado del Google Earth 2012).

Antecedentes

Históricamente, las primeras investigaciones acerca de la zona iniciaron 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). Se convirtió así, oficialmente, en productor de aceite con una producción 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

3. SISTEMA PETROLERO

importancia al desarrollo del yacimiento 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 realizan 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 interpretada 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 3,412 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 de aceite.

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 los que hoy se conoce como el 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 espaciado 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 espaciado de arreglos de patrones hexagonales invertidos. Tuvieron éxito hasta 1970, incrementado 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

3. SISTEMA PETROLERO

millones de pies cúbicos de gas. Sin embargo, la caída de la presión en el yacimiento motivó que en junio de 1980 se implantara la inyección de agua con el objeto de incrementar la recuperación final de hidrocarburos [PEMEX, 1999].

La inyección de agua dulce en pozos de 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 San Andrés, de los cuales 119 fueron productores y se perforan con un espaciado 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 resultaron productores, 177 inyectoros y 89 taponados.

Para el año 2007, se dio la terminación de 21 pozos horizontales en los campos Arenque y Tamaulipas–Constituciones, así como 2 pozos multilaterales en este último.

En 2011 la cuenca se encontraba integrada por los campos Salinas, Topila, parte del Cacalilao, Pánuco, Lobina, Jurel, Merluza, Náyade, Arenque, Tamaulipas–Constitución, Altamira y Tilapia. En este mismo año había 87 pozos en el campo Altamira, de los cuales 25 se encuentra en operación, 18 se encuentra 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.

Históricamente, los campos Salinas, Topila, Pánuco y Cacalilao, de 1904 al 2011 registraron un total de 1,626 pozos perforados, de los cuales 191 están en operación (6 son pozos letrina), 99 son pozos cerrados y 1,336 se encuentran taponados.

Roca Generadora

Las rocas generadoras pertenecen, principalmente, al Jurásico Superior, 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

3. SISTEMA PETROLERO

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].

Roca Almacén

Los yacimientos del Jurásico Superior son areniscas que presentan una porosidad promedio del 12 por ciento, son de tipo intergranular y con una permeabilidad promedio de 6 milidarcys.

El yacimiento Jurásico San Andrés se encuentra en calizas oolíticas y pelletoides con una porosidad primaria promedio de 14 por ciento y permeabilidad promedio de 4 milidarcys. En el mismo yacimiento, en el Campo Arenque, las facies de grainstone oolítico representan el desarrollo de los bancos calcáreos; la porosidad promedio es del 18 por ciento y la permeabilidad varía de 8 a 10 milidarcys.

En secuencias del Cretácico Inferior se encuentran presentes 2 yacimientos carbonatados: 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 por ciento, saturación de agua de 28 por ciento y permeabilidad de 3 milidarcys.

Roca Sello

Las rocas sello pertenecen al Jurásico Superior, Cretácico Superior y Cenozoico Inferior. La Formación Pimienta, del Jurásico Superior, está constituida por una secuencia 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. En la cima de la Formación Tamaulipas Superior, del Paleógeno, la roca sello está constituida por brechas arcillosas y/o sedimentos arcillosos.

3. SISTEMA PETROLERO

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. La base de la Formación Tamaulipas Inferior tiene como sello las calizas compactas y la secuencia calcáreo–arcillosa del Horizonte Otates.

Trampas

Las trampas son de tipo estructural, 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 que lo constituye en una roca almacenadora por 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.

Plays

Los yacimientos de la Cuenca de Tampico se encuentran en una combinación de trampa estructural y estratigráfica, desarrollada en el borde de un bloque alto de rift (altos del basamento), en cuyos bordes fue depositada la secuencia de arenas y bancos oolíticos del Play San Andrés del Jurásico Superior. Las reservas de los plays se originaron en el Kimeridgiano, en la Formación San Andrés, y en el Cretácico Inferior, en la Formación Tamaulipas Inferior.

3. SISTEMA PETROLERO

Migración

La migración en el sistema Jurásico Superior es de dos tipos: el vertical ascendente (permite clasificar a la Provincia Tampico–Misantla 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 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 afectaron las acumulaciones por el rompimiento y la erosión de los sellos, por el levantamiento y por la formación de fallas y fracturas, lo que provocó la remigración y dispersión de los hidrocarburos preexistentes [Nava y Alegría, 2001].

Sincronía

En la figura 3.2 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 la Cuenca de Tampico.

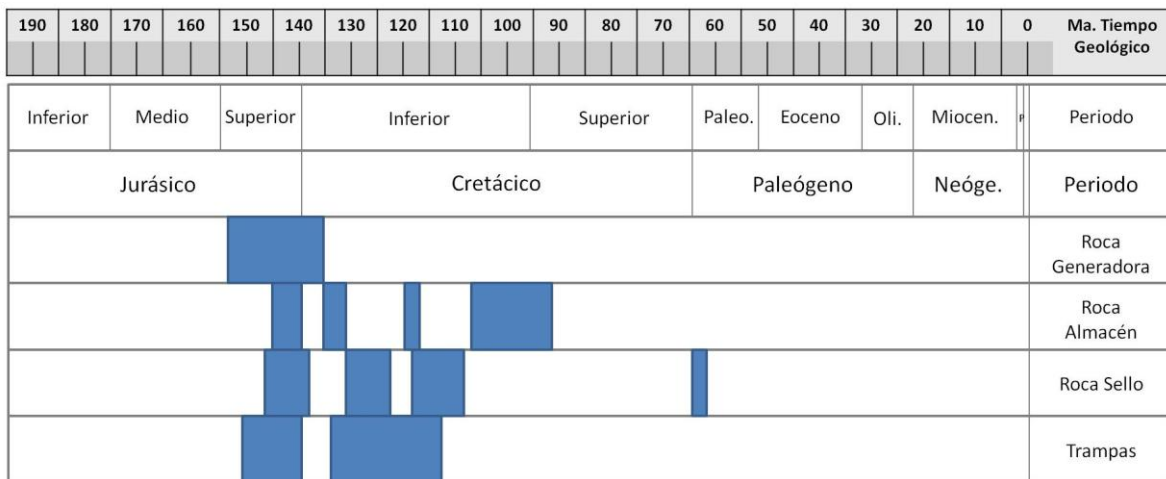


Fig. 3.2. Eventos del sistema petrolero con relación a la sincronía en la Cuenca de Tampico.

3. SISTEMA PETROLERO

Campos

Los campos de la Cuenca de Tampico se encuentran relacionados con rocas generadoras del Jurásico Superior, del Triásico y parte del Cenozoico; las rocas sello son del Jurásico Superior, Cretácico Superior y Cenozoico Basal. Las trampas son de tipo estructural en secuencias fracturadas, las cuales están asociadas a plegamientos mayores.

Algunos de los campos más importantes que integran a la cuenca son: Salinas, Topila, Cacalilao, Pánuco, Lobina, Jurel, Merluza, Náyade, Arenque, Tamaulipas–Constituciones, Altamira y Tilapia, siendo estos algunos de los más importantes.

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.

El Bloque Altamira se localiza en la planicie costera del Golfo de México, aproximadamente a 40 Km al noroeste de la ciudad de Tampico y al sur del Estado de Tamaulipas, cubriendo una superficie de 1,625 Km² (Figura 3.3).

Este bloque registró en 2011 la perforación de 87 pozos, de los cuales 25 están operando, 18 cerrados y 44 taponados. Actualmente produce 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 del yacimiento varía de 50 a 55 Kg/cm².

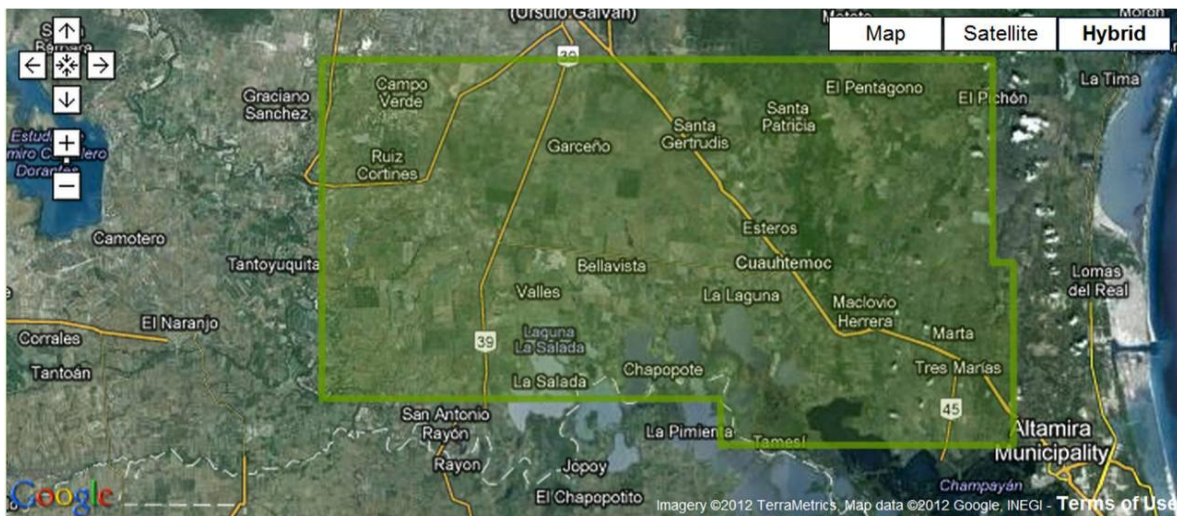


Fig. 3.3. Superficie aproximada del Bloque Altamira (Modificado de Google Earth 2012).

3. SISTEMA PETROLERO

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

Este campo, perteneciente a la Provincia de Tampico–Misantla, geológicamente se encuentra dentro del área marina de Tampico, como se muestra en la figura 3.4.

La estructura cuenta con 4 yacimientos: 2 del Jurásico Superior dividido en 2 bloques y 2 yacimientos en la cima y base de la formación Tamaulipas Inferior, del Cretácico.

El área donde se encuentra el campo es de 34 kilómetros cuadrados; los yacimientos son de aceite negro y la densidad es de 34° grados API para el Jurásico Superior Kimeridgiano; para el Cretácico Inferior de 22° grados API.

El Campo Tamaulipas–Constituciones se localiza en el Municipio de Altamira, 25 kilómetros al noroeste de la ciudad de Tampico, en el mismo Estado de Tamaulipas (Figura 3.5).

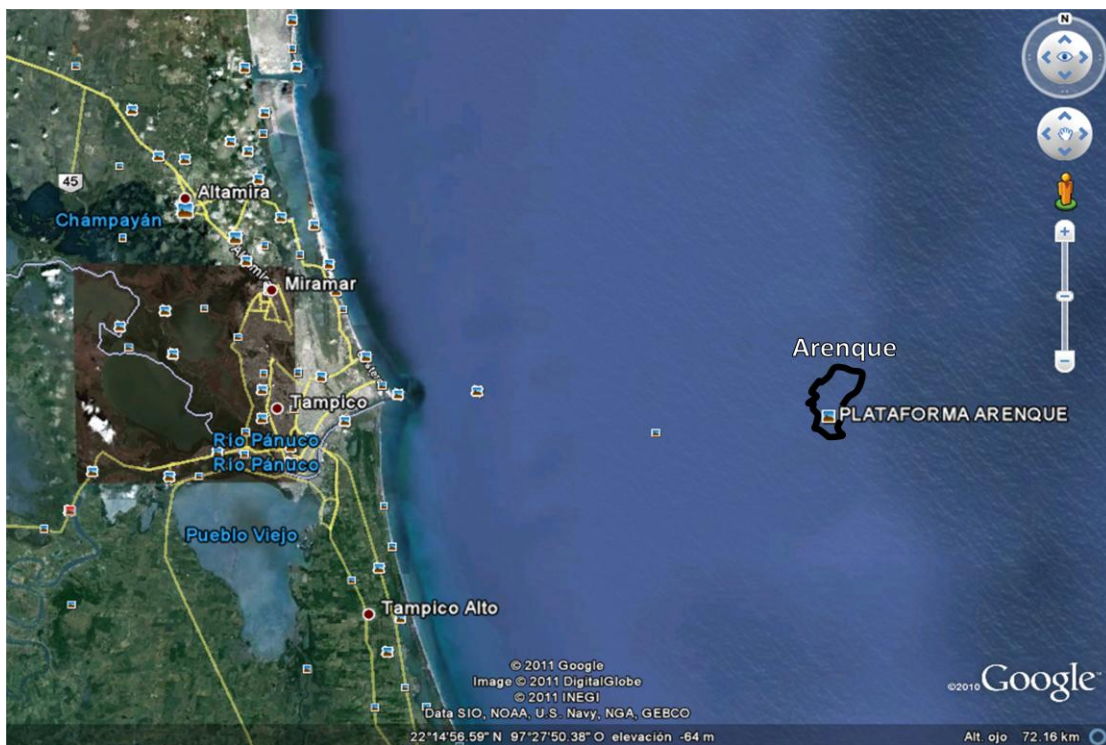


Fig. 3.4. Localización del Campo Arenque (Modificado de Google Earth 2011).

3. SISTEMA PETROLERO

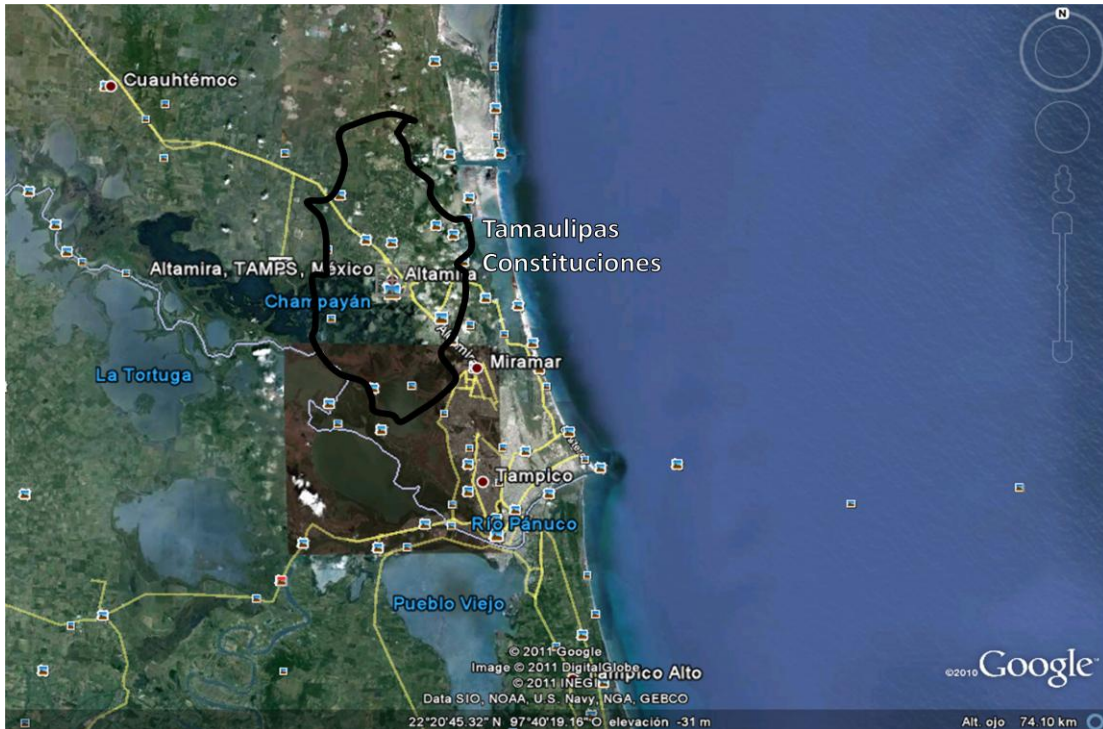


Fig. 3.5. Localización del Campo Tamaulipas–Constituciones (Modificado de Google Earth 2011).

Este Campo, también perteneciente a la Cuenca de Tampico, se ubica geológicamente en la porción continental de la Isla Jurásica de Tamaulipas–Constituciones y forma parte del Archipiélago del Jurásico Superior.

El Campo abarca un área de 60 kilómetros cuadrados y tiene 5 yacimientos productores de hidrocarburos: a) Jurásico San Andrés, b) Tamaulipas Inferior A, del Cretácico Inferior, c) Arenisca Constituciones, del Jurásico, d) Tamaulipas Superior del Albiano–Cenomaniano y e) Tamaulipas Inferior B, del Cretácico Inferior. Son yacimientos de aceite negro, con una densidad de 18° API, en todos los casos.

En 2011 la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), emitió un dictamen del denominado “Proyecto de Explotación Reingeniería del Sistema de Recuperación Secundaria del Campo Tamaulipas–Constituciones” que tiene como objetivo alcanzar una producción acumulada de 103.8 millones de barriles de aceite y 44.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que representa 112.78 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, para el período de 2011-2025. El dictamen contempla el proyecto de explotación RSRSTC, que proyectaría un

3. SISTEMA PETROLERO

alcance de perforación de 550 pozos de desarrollo, 58 cambios de intervalo, 366 reparaciones menores, construcción de 14 macroperas, 14 cabezales colectores e interconexiones, 28 oleogasoductos de campo, 1 terminal integral, 2 tanques de almacenamiento, adquisición de 710 Km² de sísmica 3D y 900 km de sísmica 2D. Al término de la operación de los campos se harán los taponamientos de pozos y el desmantelamiento de infraestructura existente.

PEMEX incorporó al primero de enero de 2011, datos referentes al Campo Tilapia. Este proyecto su ubica frente a las costas de Altamira en aguas territoriales pertenecientes al Golfo de México. La perforación del Pozo Tilapia-1, en rocas del Jurásico, registró una reserva que alcanza los 11 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (Figura 3.6).

PEMEX

Cuadro A1
Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Composición de las reservas de hidrocarburos de los campos descubiertos en 2010

Cuenca	Campo	Pozo	1P		2P		3P		Pce (MMb)
			Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	
Tampico-Misantla	Tilapia	Tilapia-1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.0	2.2	11.0
			0.0	0.0	0.0	0.0	11.0	2.2	11.0

Fig. 3.6. Tabla de reservas de hidrocarburos de los campos descubiertos en 2010 (Tomada del Informe Reservas de Hidrocarburos 1 de enero de 2011, PEMEX, 2011).

El Bloque Pánuco se localiza al oeste de de la ciudad de Tampico, Tamaulipas, en la planicie costera del Golfo de México, en la porción norte del estado de Veracruz, cubriendo una superficie aproximada de 1,839 km² (Figura 3.7).

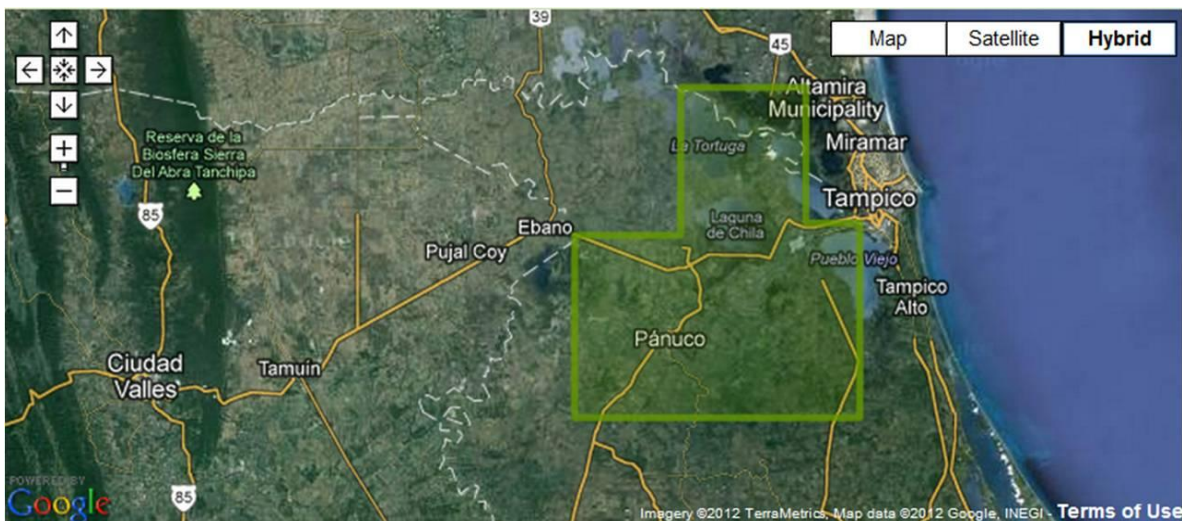


Fig. 3.7. Localización del Bloque Pánuco (Modificado de Google Earth 2011).

Este campo registró en 2011 la perforación 1,626 pozos, de los cuales 191 están operando, 99 son pozos cerrados y 1,336 se encuentran taponados. Actualmente produce 2.385 mbd. 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 40 a 45 Kg/cm².

3.3 Cuenca de Chicontepec

Ubicación

La Cuenca de Chicontepec se ubica dentro del área continental, sobre la planicie costera del Golfo de México. Abarca parte de los Estados de Veracruz, Puebla, Hidalgo y San Luis Potosí, al oeste de la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) y al oriente de las estribaciones del frente oriental de la Sierra Madre Oriental. Al norte su límite es el Arco Tamaulipas y la Sierra de San Carlos, mientras que en el sur limita con el llamado Macizo de Teziutlán, que se encuentra al oeste del poblado de Misantla, Veracruz (Figura 3.8).

La Cuenca de Chicontepec contiene secuencias terrígenas depositadas en un ambiente marino profundo, en forma de lóbulos, canales y canales y flujos de escombros en abanicos submarinos de edad Paleoceno–Eoceno Inferior [PEMEX 1999].

Sus yacimientos ocupan un área de 3731 kilómetros cuadrados, aproximadamente, donde hay 29 campos descubiertos y 2 extensiones más, una al norte y una al sur, de los cuales los de mayor importancia son Agua fría, Aragón, Coapechaca, Coyotes, Escobal, Horcones, Miquetla, Presidente Alemán, Soledad, Tajín y Soledad Norte.

Antecedentes

Hay pruebas documentales por las que sabemos que desde 1926 se realizaron trabajos de perforación con objetivos cretácicos en el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec, buscando hidrocarburos en la Formación Tamaulipas y en la

3. SISTEMA PETROLERO

Formación Tamabra; también se tenían objetivos jurásicos, como en la Formación Pimienta y San Andrés. Durante la perforación fueron encontradas manifestaciones de hidrocarburos en las areniscas de la Formación Chicontepec.

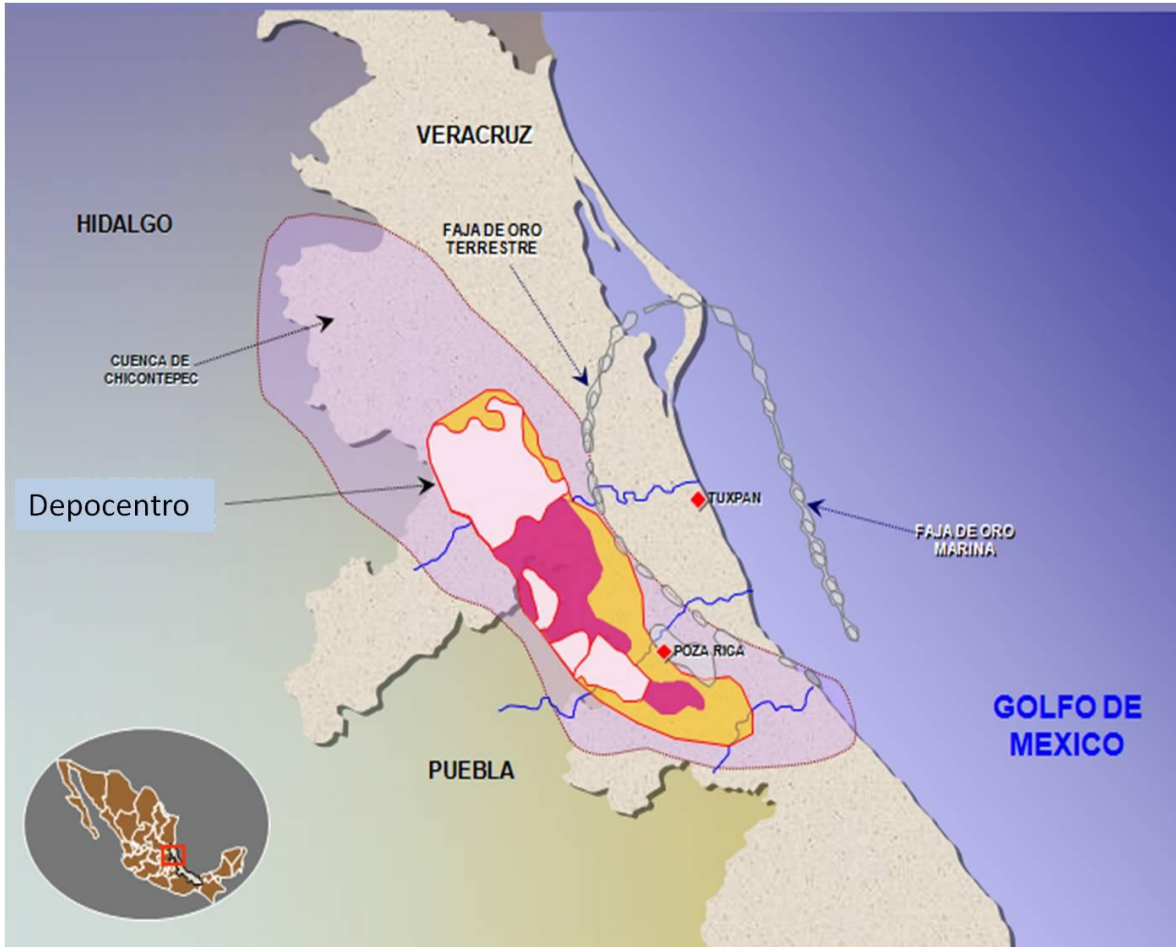


Fig. 3.8. Ubicación de la Cuenca de Chicontepec y su depocentro (PEMEX, 2004).

Con la perforación del Pozo Poza Rica-8, en 1935, se demostró la existencia de aceite en areniscas de la Formación Chicontepec, aunque fue hasta 1952 cuando se inició la producción comercial con el desarrollo del Campo Presidente Alemán. En 1971, por primera vez, se fracturó un pozo hidráulicamente, incrementando 5 veces la producción del Pozo Presidente Alemán-126, de 13 a 70 barriles por día. En la década de los 80's del siglo pasado, se comenzaron a desarrollar los campos Agua Fría y Tajín y en 1990 el campo Escobal. En 1994, como resultado de estudios geológicos, geofísicos y de yacimientos, fue completada la

3. SISTEMA PETROLERO

caracterización de 16 cuerpos arenosos asociados a discordancias en los campos Agua Fría, Coapechaca, Tajín, Escobal, Corralillo y Coyula.

En 1999 la producción en cada pozo de la Cuenca de Chicontepec tuvo una variación muy grande, que iba del orden de los 25 a los 200 barriles por día, no obstante se implementaron técnicas depuradas de fracturamiento hidráulico que incrementaron la producción hasta 1,200 barriles por día en algunos pozos, como es el caso específico del Pozo Agua Fría-867.

Actualmente, se encuentran registradas dos aéreas de oportunidad, siendo Amatitlán-Profeta-Tzapotempa-Vinazco, una importante área de reservas que contienen aceites de más de 40° API cuya evaluación ha sido diferida por falta de inversión. Presenta mayor avance en los trabajos de desarrollo y mayor nivel de oportunidad el área de Agua Fría-Coapechaca-Tajín, donde se extraen hidrocarburos de aproximadamente 24° API y en donde existe la infraestructura requerida para manejar la producción; en esta área se han obtenido excelentes resultados y en particular en el campo Tajín, donde los gastos de producción por pozo han mejorado significativamente.

Roca Generadora

Las rocas generadoras de este sistema corresponden con las facies arcillo-calcáreas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, del Jurásico Superior y, en menor escala, los horizontes arcillosos de la Formación Chicontepec Inferior y Medio. Debido a la alta concentración de materia orgánica y el posterior sepultamiento por la gruesa secuencia marina, de abanicos submarinos, que suele llegar hasta 1,700 metros de espesor en el depocentro de la cuenca, se originaron condiciones adecuadas de presión y temperatura para que las rocas generadoras entraran en la ventana de generación. El potencial generador de las formaciones del Jurásico Superior es principalmente de hidrocarburos líquidos con menor volumen de gases; en cambio, el Grupo Chicontepec tiene potencial generador de gas, principalmente, con volúmenes menores de aceite ya que la materia orgánica que contiene procede del continente o es marina con evidencias de oxidación [López Aguirre, 2008].

3. SISTEMA PETROLERO

Roca Almacén

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

Las formaciones del Grupo Chicontepec presentan alta variabilidad vertical en cuanto a sus características petrofísicas de porosidad y permeabilidad, relacionadas con el ambiente de depósito y la distancia del transporte y a que sus constituyentes líticos carbonatados tienen un porcentaje que varía entre el 35 y 40%. Los paquetes de areniscas con mayor potencial almacenador tienen geometrías de barras de desembocadura, canales distributarios y lóbulos con espesores de entre 12 y 18 m; las secuencias arenosas de grandes espesores son escasas pero ofrecen las más atractivas posibilidades para contener hidrocarburos. La Formación Aragón es correlacionable con la Formación Chicontepec y es igualmente almacenadora y sello por sus horizontes arcillosos. Existen fallas laterales que son importantes rutas de migración [Vázquez, 2008].

Roca Sello

En esta área, principalmente en la parte norte y central, la roca sello está compuesta por las secuencias arcillosas que cubren a los cuerpos de areniscas; mientras en la porción sureste los sedimentos arcillosos que funcionan como sello pertenecen a la Formación Guayabal de la Edad del Eoceno Medio.

Las intercalaciones arcillosas entre los cuerpos arenosos, forman sellos de carácter local.

Trampas

La Cuenca de Chicontepec está formada por una gran cantidad de trampas. Predominan las de tipo estratigráfico, complejas y controladas por la geometría, ocasionadas por la superposición de abanicos y superficies de erosión que muestran un componente estructural en los cuerpos localizados en la porción

3. SISTEMA PETROLERO

occidental (Figura 3.9). Es común encontrar dislocada a la secuencia por un sistema de fallas laterales, las que originan trampas mixtas.

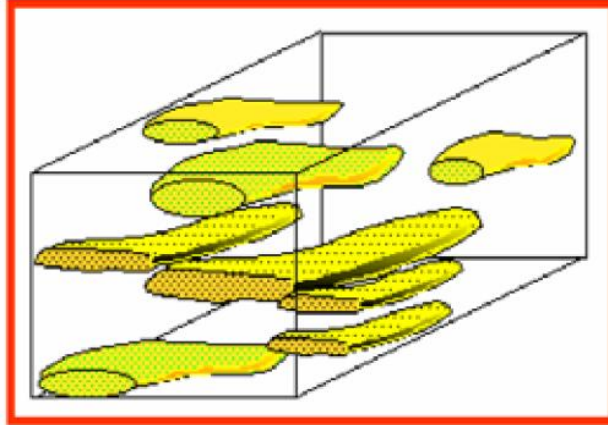


Fig. 3.9. Esquema de las trampas estratigráficas de la Cuenca de Chicontepec (Tomada de Vázquez, 2008).

El patrón de entrapamiento en la Cuenca de Chicontepec está formado por gran cantidad de cuerpos arenosos que presentan variaciones en su permeabilidad. En la mayoría de los casos son lutitas intercaladas con areniscas de grano fino de estratificación delgada, que limitan en su cima, en su base y lateralmente a los desarrollos arenosos (contactos discordantes y gradacionales). Es en los cuerpos arenosos donde se encuentran las principales acumulaciones comerciales de hidrocarburos [Nieto Serrano, 2010].

Plays

En la Cuenca de Chicontepec se tienen definidos tres Plays productores: Play Chicontepec (Paleoceno-Eoceno Inferior Temprano), Play Chicontepec Canal (Eoceno Inferior tardío) y el Play Tantoyuca (Eoceno Superior).

A Principios de los años 70 del siglo pasado, se inicio el desarrollo en la parte norte de estos Plays en los campos Soledad y Soledad Norte, y a finales de esta década se desarrollaron los campos del sector sur, Tajín y Agua Fría.

El play Chicontepec corresponde a una secuencia sedimentaria marina, turbidítica de ambiente nerítico externo y batial, depositada en forma de lóbulos y canales en

3. SISTEMA PETROLERO

abanicos submarinos de edad Paleoceno-Eoceno Inferior temprano. En algunos lugares rebasa los 1,700 m de espesor [López Aguirre, 2008].

Particularmente, el play Chicontepec Canal se depositó en una gran depresión alargada orientada NW-SE. El relleno tuvo lugar después de un evento erosivo de gran magnitud con el posterior depósito de una secuencia marina turbidítica, de ambiente nerítico externo y batial. En algunos lugares este play rebasa los 1,000 metros de espesor [López Aguirre, 2008].

El play Tantoyuca corresponde a una secuencia sedimentaria de edad Eoceno Superior, representada por arenas, conglomerados, limolitas y lutitas, que fueron depositadas en ambientes de aguas someras; es una secuencia rica en macroforaminíferos y pobre en pelágicos (Mayol, 2005). Su distribución está restringida principalmente hacia el borde oriental de la Cuenca de Chicontepec y la plataforma de Tuxpan. Su depósito tuvo lugar en las partes medias y distales del abanico y en canales submarinos. El espesor de la formación es variable, pero alcanza los 500 metros.

Migración

La migración se dio principalmente a través de las fallas laterales y fracturas asociadas en una sola dirección, en sentido vertical ascendente, con moderada extensión hacia rocas de mayor porosidad como son los estratos arenosos de la Formación Chicontepec o de la Formación Aragón del Eoceno Inferior.

Los horizontes arcillosos de la Formación Chicontepec Inferior y Medio, con gran contenido de materia orgánica, se vieron sometidos al sepultamiento y degradación térmica, por lo que se generaron ventanas de gas que, posteriormente, fueron expulsadas a zonas de mayor estabilidad y equilibrio térmico debido al peso de la columna litostática [Nava y Alegría, 2001].

Sincronía

Considerando que las secuencias clásticas depositadas en la cuenca no sufrieron deformación significativa, que pudo haber modificado sus propiedades físicas y el tiempo de maduración para que se generaran los hidrocarburos en las capas

3. SISTEMA PETROLERO

inferiores dentro de la zona, están relacionadas en tiempo y espacio permitiendo interpretar la existencia de la sincronía con un sistema petrolero completo. En la figura 3.10, se muestra de manera esquemática la ocurrencia de cada uno de estos elementos que dieron origen a las acumulaciones de hidrocarburos en la Cuenca de Chicontepec. La generación de hidrocarburos procede de secuencias del Jurásico Tardío, dando de esta manera el tiempo necesario para madurar y después migrar y entramparse en las secuencias del Cenozoico [López Aguirre, 2008].

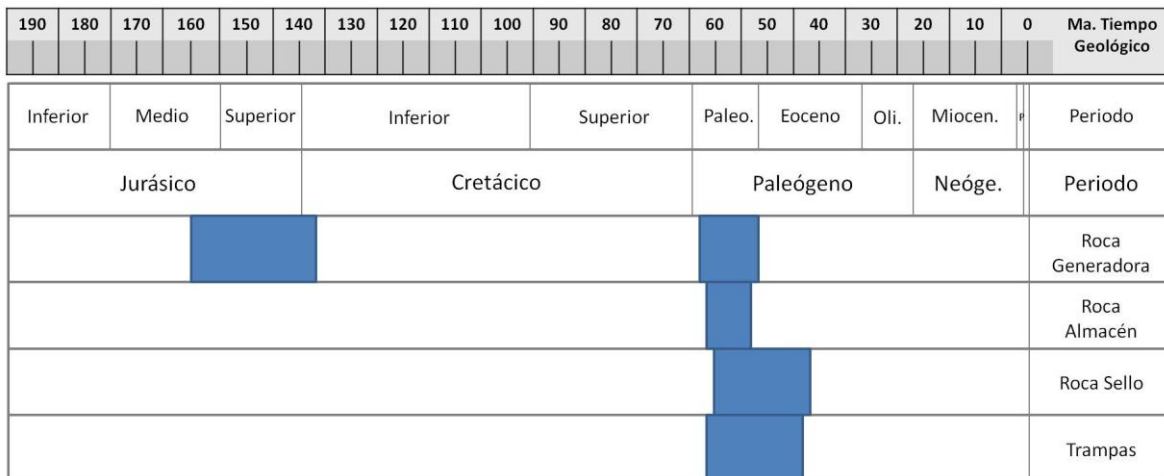


Fig. 3.10. Eventos del sistema petrolero con relación a la sincronía.

Campos

La Cuenca de Chicontepec se encuentra dividida en 8 bloques, los cuales comprenden 29 campos (Figura 3.11): Presidente Miguel Alemán, Remolino, Miquetla, Miahuapan, Palo Blanco, Soledad, Soledad Norte, Horcones, Coyotes, Gallo, Agua Nacida, Furbero, Tajín, Corralillo, Coapechaca, Agua Fría, Escobal, Coyula, Humapa, Coyol, Cacahuatengo, Amatlán, Ahuatepec, Aragón, Sitio, Pastoría, Tlacolula, Sabana Grande, Tenexcuila.

Los campos de esta cuenca se caracterizan por tener múltiples yacimientos con contenido de hidrocarburos variables, baja permeabilidad y baja presión, por lo que la productividad de los pozos es reducida.

3. SISTEMA PETROLERO

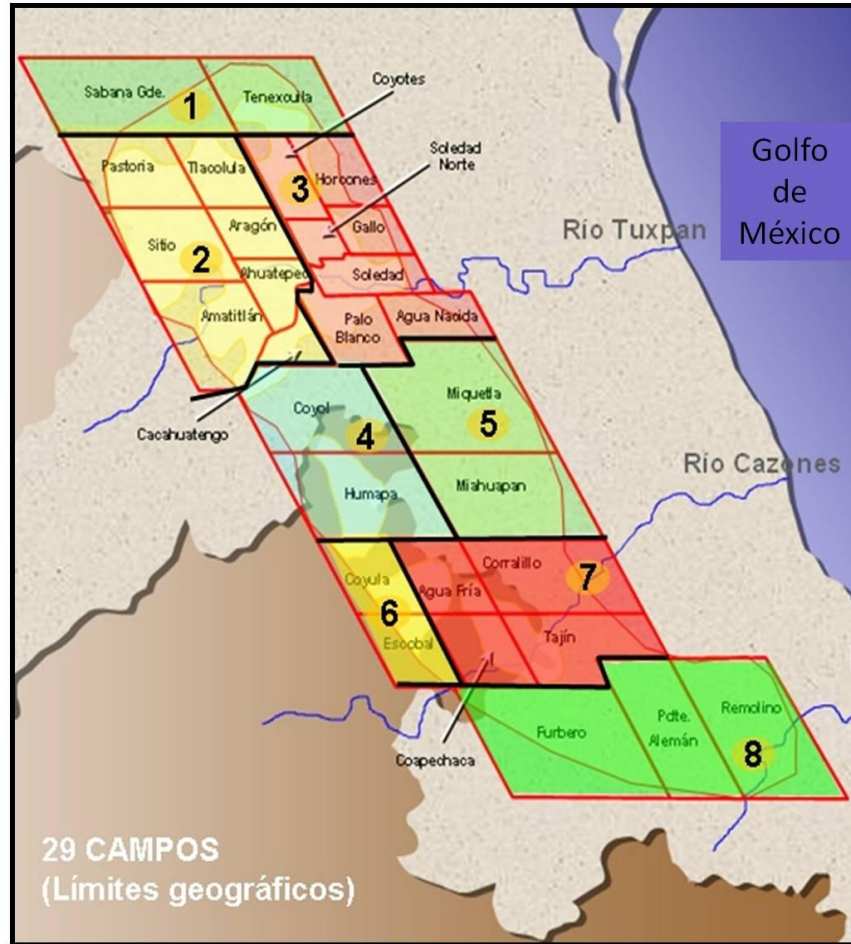


Fig. 3.11. Localización de los campos de la Cuenca de Chicontepec, (Tomada de PEMEX Exploración y Producción, 2011).

La Cuenca de Chicontepec representa uno de los retos más importantes que tiene el país, por lo que PEMEX ha activado nuevos proyectos en los campos Amatlilán, Soledad, Humapa, Miquetla, Miahuapan, Pitepec, Furbero entre otros y en el sector Agua Fría–Coapechaca, que se localizan en el extremo sureste, entre la Planicie Costera de Golfo de México y la zona baja de la Sierra Madre Oriental, en los municipios de Coatzintla, Poza Rica, Papantla y Tihuatlán del Estado de Veracruz y Francisco Z. Mena y Venustiano Carranza del Estado de Puebla; estos campos abarcan un área de 358 Km^2 , como se muestra en la figura 3.12, en una superficie con elevaciones que varían entre los 200 y 500 metros sobre el nivel del mar. El Río Cazonces los atraviesa de Suroeste (SW) a Noroeste (NE), además de que existen innumerables escurrimientos y corrientes de agua menores, de

3. SISTEMA PETROLERO

naturaleza permanente o intermitente. Los objetivos de estudio y desarrollo de estos campos son alcanzar una producción acumulada de 710 millones de barriles (mmb) de aceite y 1,139 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc) de gas y la perforación y terminación de 1,789 pozos (CNH, 2010).

Se espera ver realizado el incremento de producción de 27 mil bpd a 65 mil bpd al cierre de octubre del 2012.

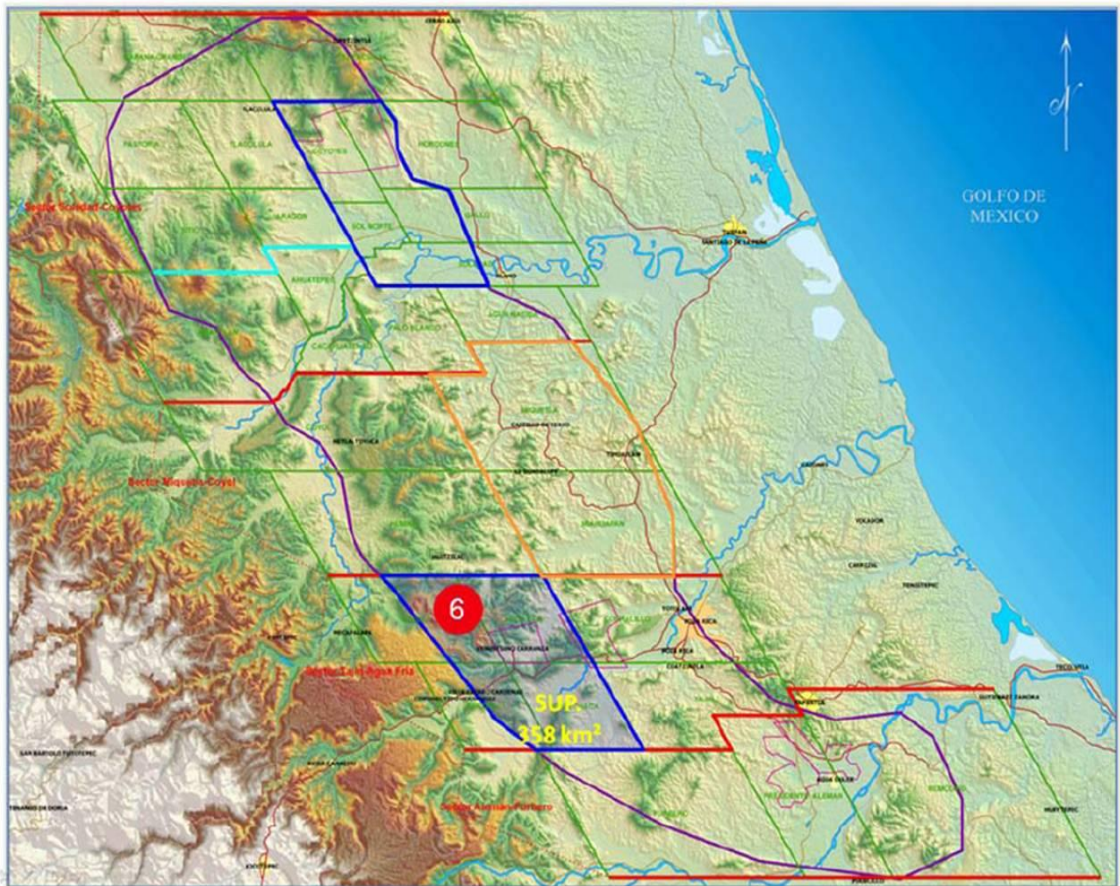


Fig. 3.12. Localización del Proyecto Agua Fría-Coapechaca: Campos Agua Fría, Coapechaca, Escobal y Coyula, (Tomada de la CNH, 2010).

3.4 Faja de Oro

Ubicación

La Faja de Oro se localiza en la parte central–este de la República Mexicana y abarca parte del Estado de Veracruz y su zona marina. Colinda al oeste con la Cuenca de Chicontepec, al norte con la Cuenca de Tampico y al sur con la Cuenca de Misantla (Figura 3.13). Forma parte de la Provincia Geológica Tampico-Misantla, en la denominada Plataforma de Tuxpan, la cual tiene una porción arrecifal conocida como El Atolón dentro de la Faja de Oro. Su geometría es ovalada y se extiende de noroeste a sureste con un eje mayor de 150 km y eje menor de casi 60 km.

Antecedentes

Durante el siglo XIX numerosos autores mencionaron la presencia de manifestaciones superficiales de petróleo en la zona de Tuxpan (Crowter en 1868 reportó capopoteras en la Laguna de Tampamachoco, Ver.).

En 1864, en las cercanías de Ébano, en San José de las Rusias y Chapopote Tamaulipas, se otorgó al Sr. Ildefonso López la primera concesión para explotar petróleo a escala superficial. En el año de 1901 la Mexican Petroleum Company, en la región de Ébano, alcanzó a producir 18,000 barriles. En 1903, Ezequiel Ordóñez descubrió el Campo Ébano y más tarde algunos yacimientos de la Faja de Oro; él trabajó para la Huasteca Petroleum Company de 1904 a 1917. La Mexican Petroleum Company produjo cerca del Cerro La Pez (en el Pozo Pez No. 1), la cantidad de 3, 669,000 barriles de petróleo, convirtiendo a la zona en la más productiva en 1910. En mayo de 1908 en el Pozo San Diego No. 2, la Pearson reportó una producción de 2 500 barriles por día, siendo prácticamente este pozo el descubridor de la Faja de Oro [AIPM, 2007].

En 1908 la Pearson transfirió sus proyectos a una nueva compañía llamada Compañía Mexicana de Petróleo “El Águila”, reportando una producción de 5,000 barriles por día en la zona de Potrero del Llano. Para 1909, en la porción norte de la Faja de Oro, la citada compañía obtuvo producción comercial de la caliza El

3. SISTEMA PETROLERO

Abra en pozos someros; estos descubrimientos llevaron al desarrollo de importantes campos, como Cerro Azul, el cual sigue en producción [AIPM, 2007].

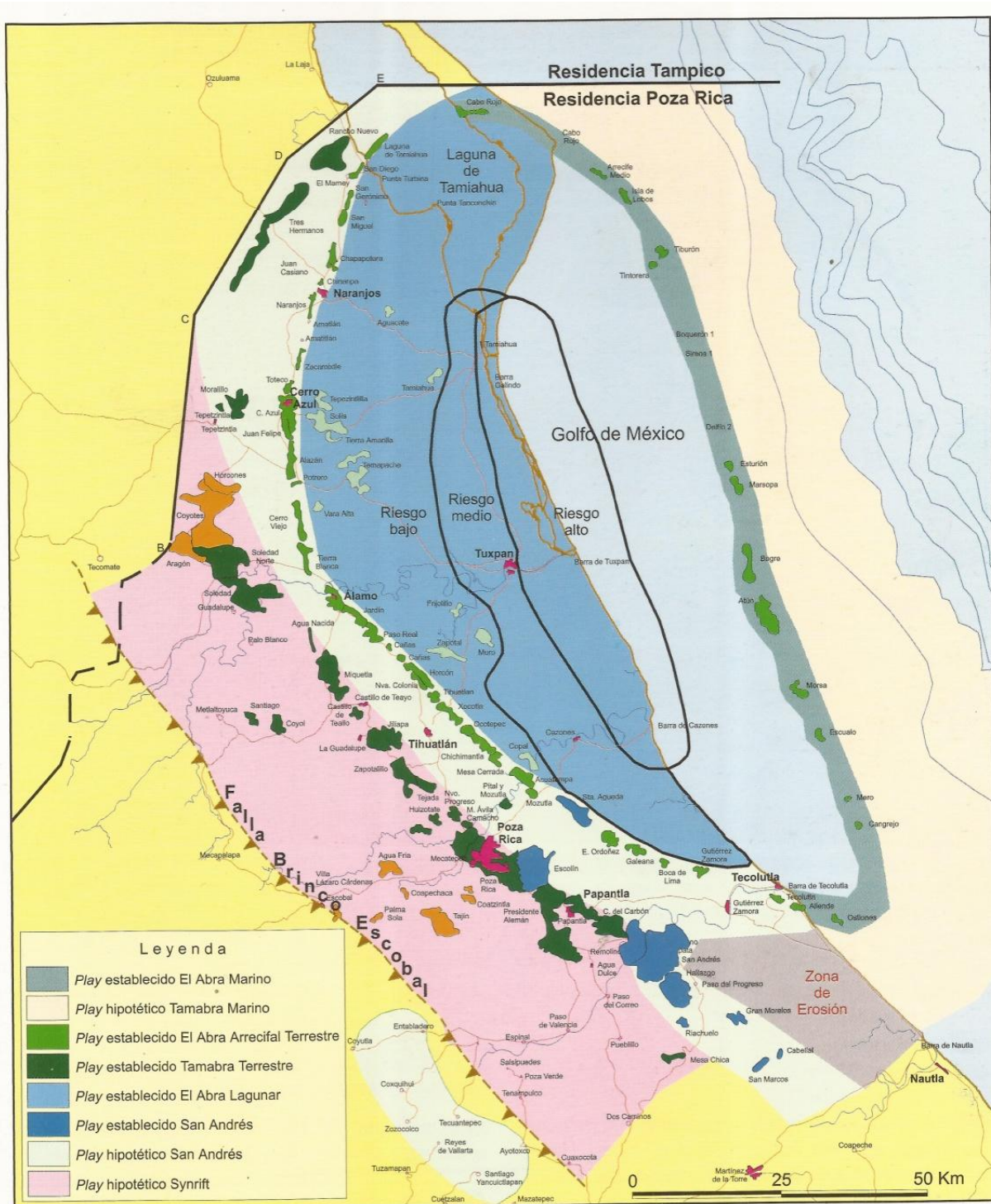


Fig. 3.13. Localización de la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) y sus plays Abra y Tamabra (PEMEX, 1999).

3. SISTEMA PETROLERO

Everette Lee De Golyer Sr. realizó importantes estudios geológicos en la Faja de Oro desde 1916. A los numerosos descubrimientos realizados por De Golyer se les atribuye una producción de 400 millones de barriles a la Faja de Oro de los 537 millones producidos en el país de 1901 a 1920.

Durante 1923 fue identificada la existencia de altos estructurales al occidente de la Faja de Oro, como consecuencia de la adquisición gravimétrica realizada con balanza de torsión.

Esta información llevó al descubrimiento del campo Poza Rica en mayo de 1930, con el Pozo Poza Rica-2, perforado en la zona de un casquete de gas. La explotación comercial inició en 1932, con la perforación del Pozo Poza Rica-3, que obtuvo una producción inicial de 898 barriles de aceite diarios y 858.5 miles de pies cúbicos de gas, a una profundidad de 2,060 metros.

Posteriormente, en 1937, esta zona llegó a acumular una producción de 1,000 millones de barriles, Lo que significó una sobre-explotación de los yacimientos, ocasionada por errores en la forma de extracción. Fue inevitable la caída de la producción en los campos de la Faja de Oro. La Primera Guerra Mundial y sus repercusiones en los Estados Unidos (la falta de crudo), ayudaron al derrumbe de la Faja de Oro, por la citada sobre explotación.

El resultado más importante de la aplicación de las nuevas tecnologías en esta región en la década de los 40's del siglo pasado, fue el descubrimiento del Campo Poza Rica; una de las razones de no haberlo descubierto anteriormente fue debido a la profundidad de perforación; sin embargo, esto no suscitó un nuevo auge exploratorio debido a una sobresaturación del mercado.

Después de la Segunda Guerra Mundial hubo una notable escasez de aceite crudo y elevación de precios, lo que propició un gran impulso en la exploración, con la ventaja de que en esta ocasión también se incorporaron los adelantos tecnológicos desarrollados para la guerra. Por ejemplo: las técnicas de localización submarina, la aviación y los registros eléctricos de pozos. Con estos adelantos se descubrió el Campo Hallazgo en una extensión de la Faja de Oro.

En 1951 se inició en el campo Poza Rica la implementación de pruebas piloto con inyección de agua en la parte inferior del yacimiento, por medio de 28 pozos

3. SISTEMA PETROLERO

dispersos irregularmente. Simultáneamente se inyectó gas en la parte superior del yacimiento inicialmente en 3 pozos y llegando hasta un total de 7. Esta actividad fue suspendida debido a la baja producción de aceite asociado.

En 1953, el campo Poza Rica alcanzó su máxima producción diaria con 199 mil barriles de aceite. Durante el periodo de 1951 a 1962 se inyectó un promedio de 125,000 barriles de agua por día a través de 28 pozos inyectoros, llegando a la suspensión de este método a finales de este periodo.

De 1966 a 1968 la producción alcanzó los 65,000 barriles diarios, mientras que durante el periodo de 1965 a 1977 el promedio de producción se mantuvo alrededor de 58,000 barriles por día. Un incremento adicional se logró a partir de 1978 con la perforación de pozos intermedios en aéreas represionadas por la inyección de agua [PEMEX, 1999].

En diciembre de 1998 se inyectaron 36,157 barriles por día de agua a través de 20 pozos inyectoros. Además, había en operación 305 pozos, 247 de modo continuo y 58 de forma intermitente, con una producción diaria de 16.7 miles de barriles de aceite y 17.1 millones de pies cúbicos de gas natural. El espaciamiento promedio entre pozos productores es de 400 metros [PEMEX, 1999].

Hasta el 2004 había 8 campos en desarrollo en la Faja de Oro Marina, productores de aceite ligero y gas asociado. Su producción acumulada fue valorada en 217 mmbpce. La integración de la sísmica 3D, registros geofísicos y análisis de núcleos contribuyen en la actualidad a un mejor entendimiento estratigráfico de la Plataforma de Tuxpan y a la identificación de posibles depósitos de hidrocarburos. En 2005 fue perforado el Pozo Bagre-101, en aguas territoriales del Golfo de México en la plataforma continental; la profundidad total fue de 2,896 metros desarrollados. Para 2010 se había estimado una producción acumulada de 5,500 millones de barriles de aceite y 7.5 billones de pies cúbicos de gas [Hernández y Reyes, 2012].

Roca Generadora

La roca generadora, según estudios geoquímicos, son las calizas arcillosas y las lutitas calcáreas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta (del Jurásico

3. SISTEMA PETROLERO

Superior), en ese orden de importancia. Estas rocas generadoras se depositaron en un ambiente marino bajo condiciones de escasez o falta total de oxígeno y alta salinidad; el tipo de materia orgánica dispersa predominante es algácea marina y, en menor proporción, materia orgánica continental leñosa. La Formación Pimienta se acumuló durante una transgresión marina en su ciclo de máxima inundación, constituida por sedimentos de plataforma clásica del Tithoniano; por lo que está compuesta, principalmente, por calizas arcillosas, alternando con horizontes de lutitas negras bituminosas. Contiene materia orgánica de tipo leñosa y carbonosa en porcentajes del 32.5% y 10%, respectivamente, lo que la hace generadora de gas, predominantemente. La Formación Santiago, con sus horizontes de materia carbonosa, incluye micritas, limolitas y calizas arcillo-carbonosas, con materia orgánica algácea, leñosa y carbonosa con 15, 2, y 18% de Carbono Orgánico Total (COT), respectivamente. La Formación Tamán, compuesta por lutitas calcáreas carbonosas, con materia orgánica de tipo algácea (20%) y carbonosa (7.5%), forma parte, también, del subsistema generador de hidrocarburos [Nava y Alegría, 2001].

Roca Almacén

Las rocas almacenadoras son la Formación el Abra y la Formación Tamabra. La primera es productora en sus facies arrecifales (Taninul), a la que se le reconocen espesores de hasta 2,000 metros y corresponde a un crecimiento de series superpuestas de biostromas de rudistas en el borde de la plataforma. Las dos unidades almacenadoras, la Formación El Abra y la Formación Tamabra, tienen una distribución en planta de forma semielíptica, cuyos campos se muestran en la figura 3.14.

Las facies de laguna interna de la Formación El Abra, litológicamente corresponden con una caliza criptocristalina, mientras que las facies (Taninul), consisten en crecimientos orgánicos de bancos de corales, algas, brechas coquinoideas de fragmentos angulares de conchas de pelecípodos, gasterópodos, braquiópodos, algas calcáreas y equinodermos. Por sus características litológicas

3. SISTEMA PETROLERO

se consideran como óptimas rocas almacenadoras por su excelente porosidad primaria y su buena permeabilidad.

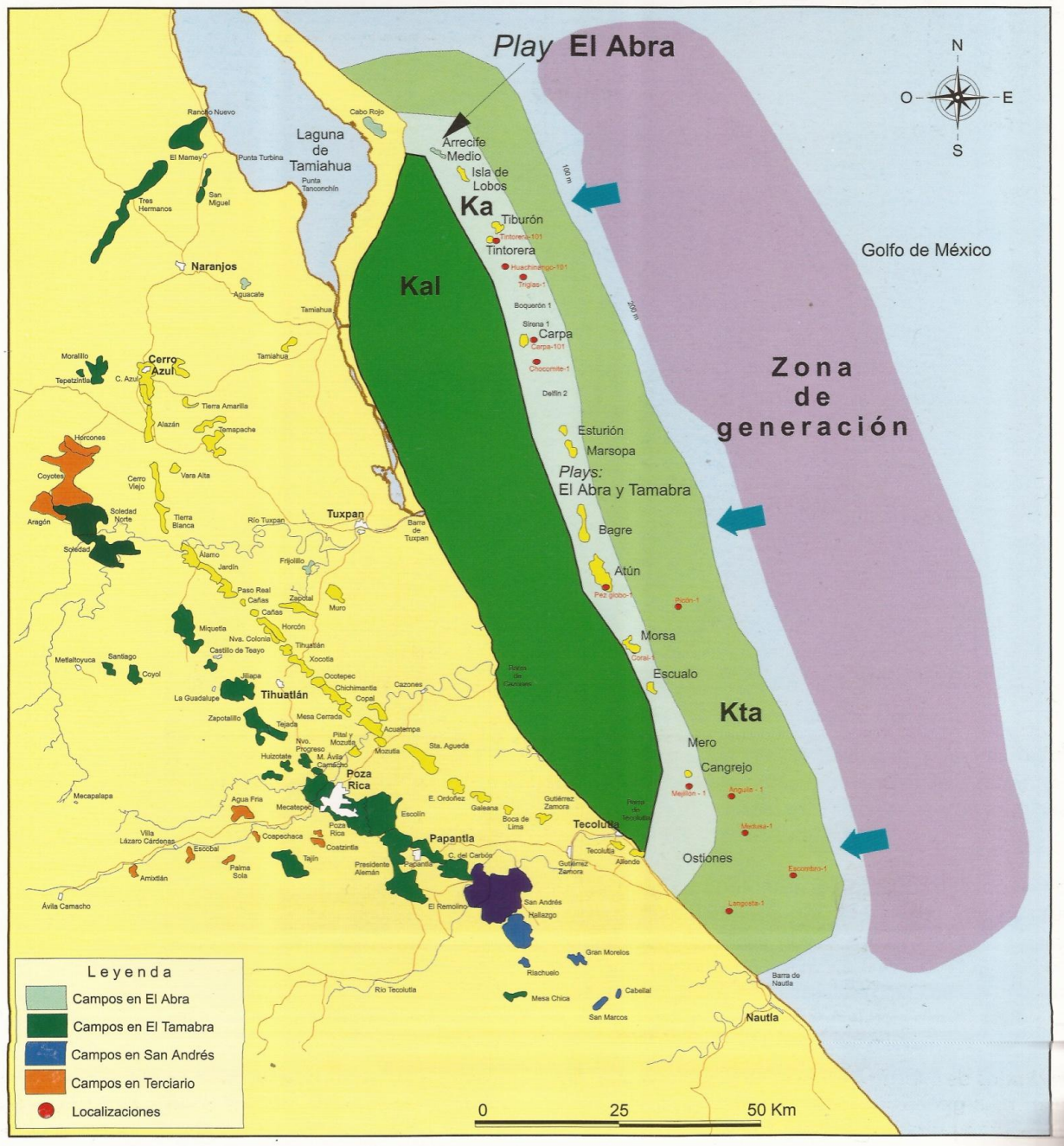


Fig. 3.14. Ubicación de los campos en el play El Abra y Tamabra en la Faja de Oro "Plataforma de Tuxpan" (PEMEX, 1999).

3. SISTEMA PETROLERO

Las características generales de la otra unidad productora en el Campo Poza Rica, donde los yacimientos se encuentran en la Formación Tamabra, corresponden con flujos de escombros, con bloques y granos de carbonatos procedentes de la denudación de los bordes de la Plataforma de Tuxpan; también son considerados como una secuencia de turbiditas calcáreas depositadas en el talud medio y distal. En la Formación Tamabra se distinguen dos zonas de interés: en la parte superior, existen estratos de cuerpos porosos y compactos de bioclastos; en la inferior, se presentan gruesos horizontes de rudistas retrabajados, que en el Campo Poza Rica presenta un espesor promedio de 150 metros. Esta formación se adelgaza hacia el oeste y desaparece por un cambio de facies dentro de la caliza densa y micrítica en estratos delgados de la Formación Tamaulipas Superior. Los yacimientos del campo Poza Rica son de aceite negro, saturados con casquete inicial de gas y entrada parcial de agua, con mecanismo de empuje por gas disuelto y por un acuífero poco activo. Su porosidad promedio es del 14%, la cual se debe al tipo de material y a los procesos diagenéticos y al fracturamiento. Su permeabilidad es de 6.5 milidarcys en promedio, con una columna aproximada de aceite de 120 m. La saturación de agua de formación es del 21% con una salinidad de 60,000 ppm. La presión original fue 245 Kg/cm² y disminuyó a 236 Kg/cm². Esta presión es sostenida por la expansión del gas disuelto y por el efecto de la inyección de agua. Su temperatura promedio es de 90°C y la densidad de los aceites varía entre los 30° y 32° API [Nava y Alegría, 2001].

Roca Sello

Las principales rocas sello dentro de la Faja de Oro son horizontes de calizas arcillosas y lutitas negras, laminares, con intercalaciones de lutitas carbonosas y cuerpos de margas bentoníticas; incluyen horizontes de caliza arcillosa con abundantes fósiles, en estratos delgados y con nódulos y bandas de pedernal negro del Cretácico Superior Turoniano. Constituye un excelente sello correspondientes con la Formación Agua Nueva, y tiene, además, una amplia distribución regional.

3. SISTEMA PETROLERO

La Formación San Felipe es otra de las rocas sello de menor importancia en este sistema. Esta Formación está compuesta por una alternancia de calizas y lutitas delgadas de color gris verdoso con capas de bentonita verde. Por su baja porosidad se constituye también una buena roca sello. Igualmente, se considera a la Formación Méndez, por sus secuencias de margas y lutitas de color gris que alternan con capas de bentonita blanca, como una buena roca sello, sobre todo por su gran espesor [Nava y Alegría, 2001].

Trampas

Las trampas son mixtas, aunque se encuentran algunas de tipo estratigráfico. Presentan características estructurales y variaciones de permeabilidad, debidas a los cambios de facies. Las principales trampas se encuentran asociadas a las zonas pre-arrecifal y post-arrecifales (Figura 3.15). La trampa arrecifal en las facies Taninul de la formación El Abra puede considerarse sin deformación, en cambio, la mayoría de los campos productores de la Formación Tamabra corresponden con trampas mixtas [Nava y Alegría, 2001].

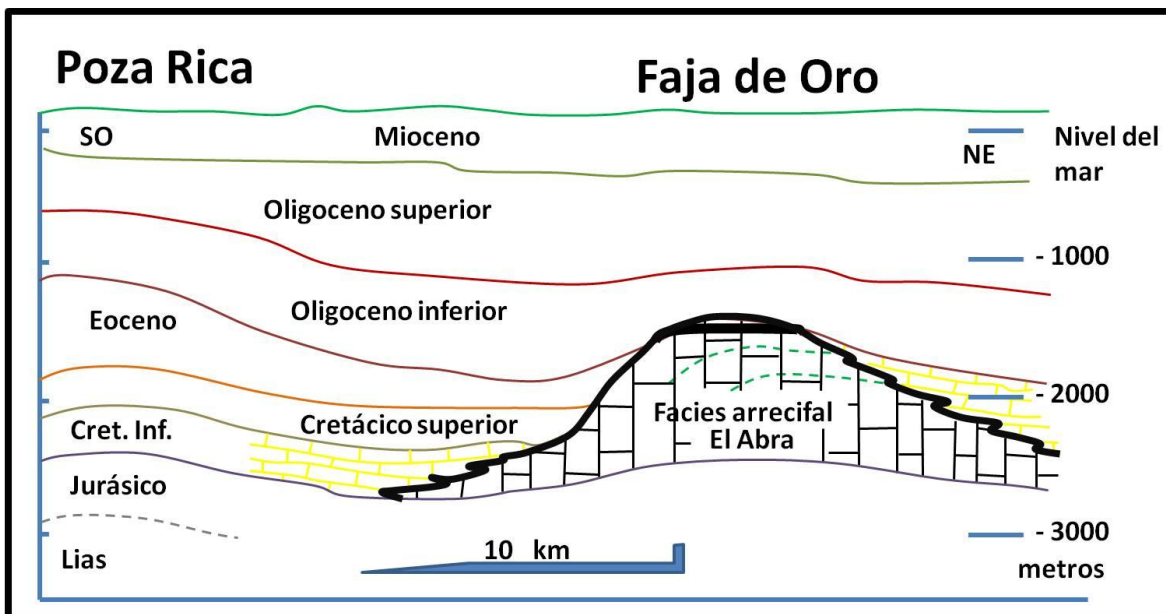


Fig. 3.15. Corte transversal de la Faja de Oro (Modificado de Levorsen A.I., 1973).

Plays

La Faja de Oro cuenta con carbonatos pertenecientes al Cretácico, siendo el play más importante por su producción actual, lo que constituye a las facies de talud de la formación Tamabra, depositados al occidente de la Plataforma de Tuxpan. Las facies de brechas intraformacionales se encuentran entre los 1000 y 3000 metros de profundidad y se les denominan brechas carbonatadas, las cuales tienen buena porosidad primaria y secundaria. Estas facies se extienden por más de 10 kilómetros y se le denomina Formación Tamabra.

El play El Abra está conformado por calizas arrecifales del Cretácico Superior e Inferior que corresponden con la roca almacén, las cuales contienen fluidos de hidrocarburos generados en rocas del Jurásico Superior, y tiene como sello a los depósitos siliciclásticos del Terciario [PEMEX 1999], (Figura 3.15).

Migración

La migración es, fundamentalmente, de tipo vertical ascendente, diagonal y en algunas partes horizontal. En la zona arrecifal del Atolón de la Faja de Oro, son observables calizas con intenso fracturamiento que pudo ser causado por basculamiento o por reacomodos causados por los movimientos relacionados con la Orogenia Laramide, la cual ocasionó un basculamiento regional que inició en el Cenozoico medio y terminó al inicio del Mioceno. El atolón, por esta razón, fue sepultado profundamente con una inclinación mayor hacia el sureste, con una columna estratigráfica post-arrecife de espesores variables de 500 m en el norte y hasta 2500 m en el sur. La migración del aceite hacia el arrecife puede estar relacionada al basculamiento del atolón, por lo que pudo darse de sureste a noroeste durante el Oligoceno y el Mioceno. Es posible que los cambios de profundidad propiciaran la percolación de aguas meteóricas, causando intensa karstificación que originó notable porosidad secundaria formativa de abundantes vóculos; adicionalmente, se produjo fracturamiento que, junto con la presión litostática de los sedimentos del Cenozoico, propiciaron las vías de migración secundaria [Nava y Alegría, 2001].

3. SISTEMA PETROLERO

Sincronía

En la figura 3.16 se muestra de manera esquemática la ocurrencia de cada uno de los elementos que constituyen al sistema petrolero, los cuales se encuentran completos y en una secuencia adecuada. Estos eventos produjeron las condiciones propicias para que se formaran las acumulaciones de hidrocarburos en la Faja de Oro.

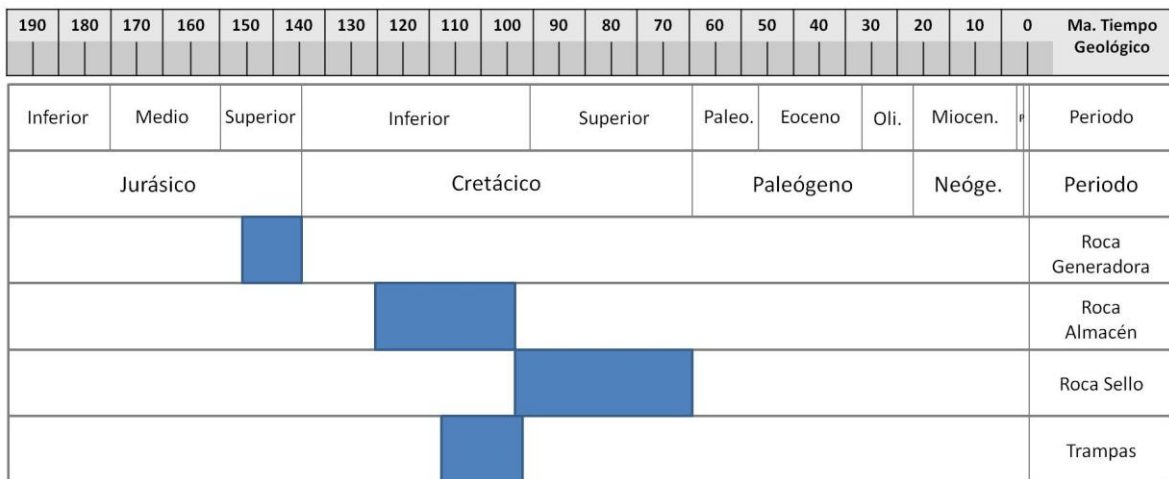


Fig. 3.16. Eventos del sistema petrolero con relación a la sincronía.

Campos

Dentro de la Faja de Oro se encuentran 33 campos de gran importancia, siendo los más representativos: Acuatempa, Alamo San Isidro, Alazán, Atún, Bagre, Carpa, Cerro del Carbón, Cerro Viejo, Ezequiel Ordóñez, Isla de Lobos, Jiliapa, Juan Felipe, Marsopa, Moralillo y Muro. La tabla 3.1 contiene la lista de los 33 campos, así como datos de su volumen original, reservas y producción acumulada.

Esta cuenca cuenta con dos bloques históricamente importantes por su desarrollo y producción, en la que se encuentran los campos Poza Rica, Bagre, Tierra Blanca y Atún.

3. SISTEMA PETROLERO

No.	Campo	Volumen Original			Reservas		Producción Acumulada	
		Aceite (mmbbl)	Gas (mmmpc)	RGA (ft3/bl)	Aceite (mmbbl)	Gas (mmmpc)	Aceite (mmbbl)	Gas (mmmpc)
1	Acuatempa	101.7	70.7	695	2.5	1.2	27.4	37
2	Alamo San Isidro	173.5	81	467	0.7	0.6	71.3	32.2
3	Alazán	66.3	39.5	596	1.2	2	18.7	9.8
4	Atún	309.4	578.2	1869	4.7	1.6	39.7	195.8
5	Bagre	215	189.4	881	23.8	37.3	52	64.4
6	Carpa	174.8	54	309	61.2	18.9	0	0
7	Cerro del Carbón	49.6	31.6	637	0.6	1.3	6.8	8.9
8	Cerro Viejo	89.2	47.6	534	1.2	1.3	25.6	13
9	Ezequiel Ordóñez	179.1	107.3	599	7.6	3.2	63.4	41.1
10	Isla de Lobos	57.7	15.5	269	1.3	0.5	22.5	5.8
11	Jiliapa	232.9	146.9	631	7.6	7.3	33.3	41.8
12	Juan Felipe	48.4	27.2	562	2.3	1.5	12.2	6.6
13	Marsopa	82.3	43	522	3.7	1	17.1	5.8
14	Moralillo	64	41.7	652	1.2	1	18	11.5
15	Muro	73.9	16.7	226	1	0.2	21.6	7.2
16	Nuevo Progreso	46.2	24.4	528	1.8	3.8	8.6	10.8
17	Ocoatepec	81.6	45.7	560	4.8	2.1	18.9	7.8
18	Placetas	31.5	11.3	359	3.1	1.7	0.1	0
19	Potrero Llano Horcones	401.1	213	531	2.5	1.1	118.2	63.5
20	Poza Rica	4809.7	5502.2	1144	715.2	1864.6	1354.3	1853.6
21	Rancho Nuevo	40.6	14.7	362	3.1	0.8	10.8	3.7
22	San Andrés	1422	968.4	681	104.2	90.3	378.9	319.2
23	Santa Agueda	386.5	245.4	635	7.9	4.3	115	119.9
24	Soledad	36.6	33.5	915	0.6	0.5	10.6	11.1
25	Sur Chinampa Norte Amatlán	718.8	422.2	587	4.5	2	211.1	123.8
26	Tejada	13.4	7.3	545	0.6	0.5	3.2	3.4
27	Tepetate Norte Chinampa	560.6	283.3	505	2.2	1.4	166	83.6
28	Tiburón	23.1	8.1	351	1.9	2.1	8.6	2.1
29	Tierra Blanca Chapopote Núñez	352.5	197.1	559	3.1	1.8	102.6	57.4
30	Tintorera	82.6	18.6	225	24.7	4.6	0.1	0
31	Toteco Cerro Azul	1256.9	705.7	561	9.4	7.9	369.1	205.2
32	Tres Hermanos	423.2	747.2	1766	24.1	136.2	125.7	239
33	Zacamixtle	61.4	32.8	534	0.7	0.4	17.8	98.7

Tabla 3.1. Lista de los 33 campos de la Faja de Oro y de su entorno, así como datos de su volumen original, reservas y producción acumulada (Tomada de Hernández y Reyes, 2012).

3. SISTEMA PETROLERO

El Campo Poza Rica se localiza en la planicie costera del Golfo de México, en el Estado de Veracruz. Gran parte está en el subsuelo de la ciudad de Poza Rica de Hidalgo, ocupando un área de 104 kilómetros cuadrados, aunque en el proyecto regional limita al norte con el Río Pánuco, al sur con el Río Nautla, al oeste los afloramientos de la Sierra Madre Oriental y al este con la línea de costa (Figura 3.17).

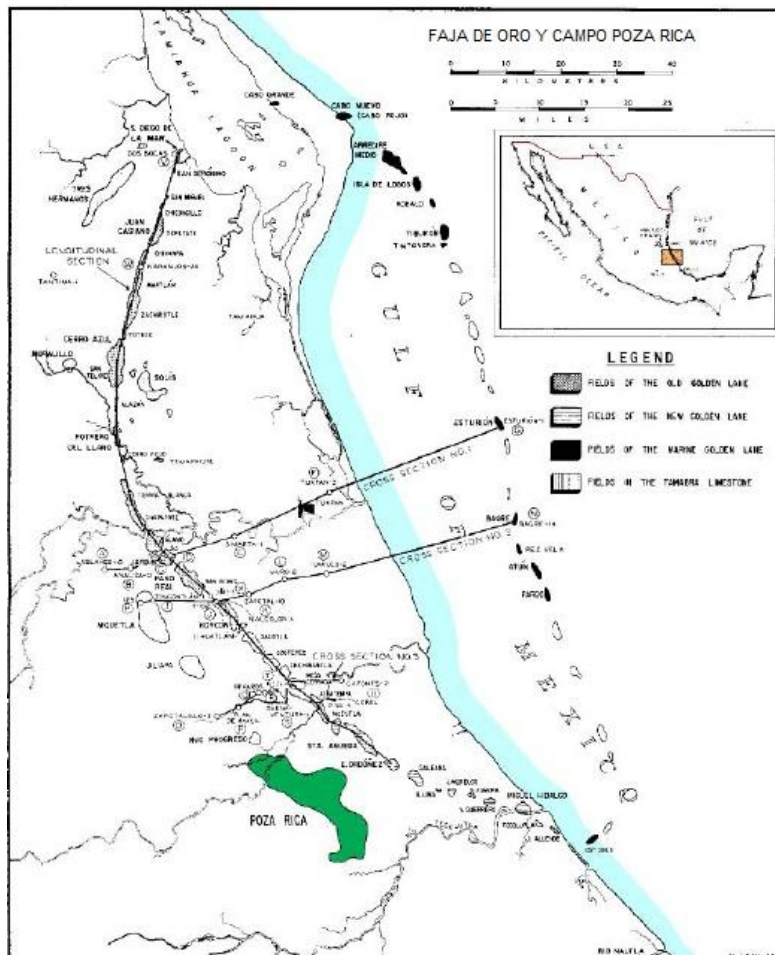


Fig. 3.17. Localización de la región de la Faja de oro y del campo Poza Rica (Tomada de Hernández y Reyes, 2012).

En el Campo Poza Rica las rocas de los yacimientos son brechas intraformacionales constituidas como flujos de escombros y granos de carbonatos de las rocas de la formación Tamabra, provenientes de la denudación del borde occidental de la plataforma carbonatada de Tuxpan, del Albiano–Cenomaniano.

3. SISTEMA PETROLERO

Producen aceite negro con densidades entre 30 y 32 grados API. Sin duda es un yacimiento de gran importancia por su producción.

En 2011 la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), emitió un dictamen denominado “Proyecto de Explotación Poza Rica”, que tiene como objetivo alcanzar una producción acumulada de 166.2 millones de barriles (mmb) de aceite y 203.2 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc) de gas, con un costo total de 42,056 millones de pesos en el período 2011-2025 (el cual se divide en inversión de 20,652 millones de pesos y gasto de operación por 21,404 millones de pesos) [CNH, 2011].

El dictamen proyecta tener un amplio alcance, lo que se puede lograr con la adquisición de 1,130 Km² de sísmica, la perforación y terminación de 121 pozos, así como la realización de 262 reparaciones mayores. Es importante continuar con la inyección de agua. El proyecto incluye la optimización y/o desincorporación de instalaciones, así como el transporte y manejo de hidrocarburos en 246 Km de oleoductos y gasoductos [CNH, 2011].

Entre los actuales descubrimientos en la Faja de Oro está el Campo Bagre, donde fue perforado un pozo en 2005. Este campo se localiza a 27 kilómetros al oriente de la Barra de Tuxpan, en aguas territoriales del Golfo de México, en la parte de la Plataforma Continental. Geológicamente se ubica en la porción oriental de la Plataforma de Tuxpan, en el lineamiento de campos productores de aceite ligero (Figura 3.18).

El yacimiento descubierto corresponde a facies de postarrecife, formadas por secuencias carbonatadas representadas por packstone y grainstone de miliólidos. Dichas facies predominan en la porción productora de la Faja de Oro Marina. El sello en los yacimientos de la formación El Abra, en el alineamiento de campos productores de la Faja de Oro Marina, está formado, principalmente por lutitas del Mioceno.

La interpretación sísmica del cubo Lankahuasa Norte, permitió visualizar en forma tridimensional una estructura alargada hacia la porción norte del campo Bagre B, (Figura 3.19), conformada por un paleorelieve de la formación El Abra. La estructura forma parte de una serie de paleorelieves alineados de norte a sur

3. SISTEMA PETROLERO

surcados por cañones con dirección al oriente, que tiene salida hacia el talud donde se depositó la formación Tamabra de Edad Albiano–Cenomaniano [PEMEX, 2005].

Este yacimiento se encuentra a una profundidad de 3,600 metros, tiene un espesor neto de 106 m, porosidad promedio del 18 % y permeabilidad de 500 milidarcys y cuenta con un acuífero asociado bastante activo. El aceite tiene una densidad de 41 grados API.

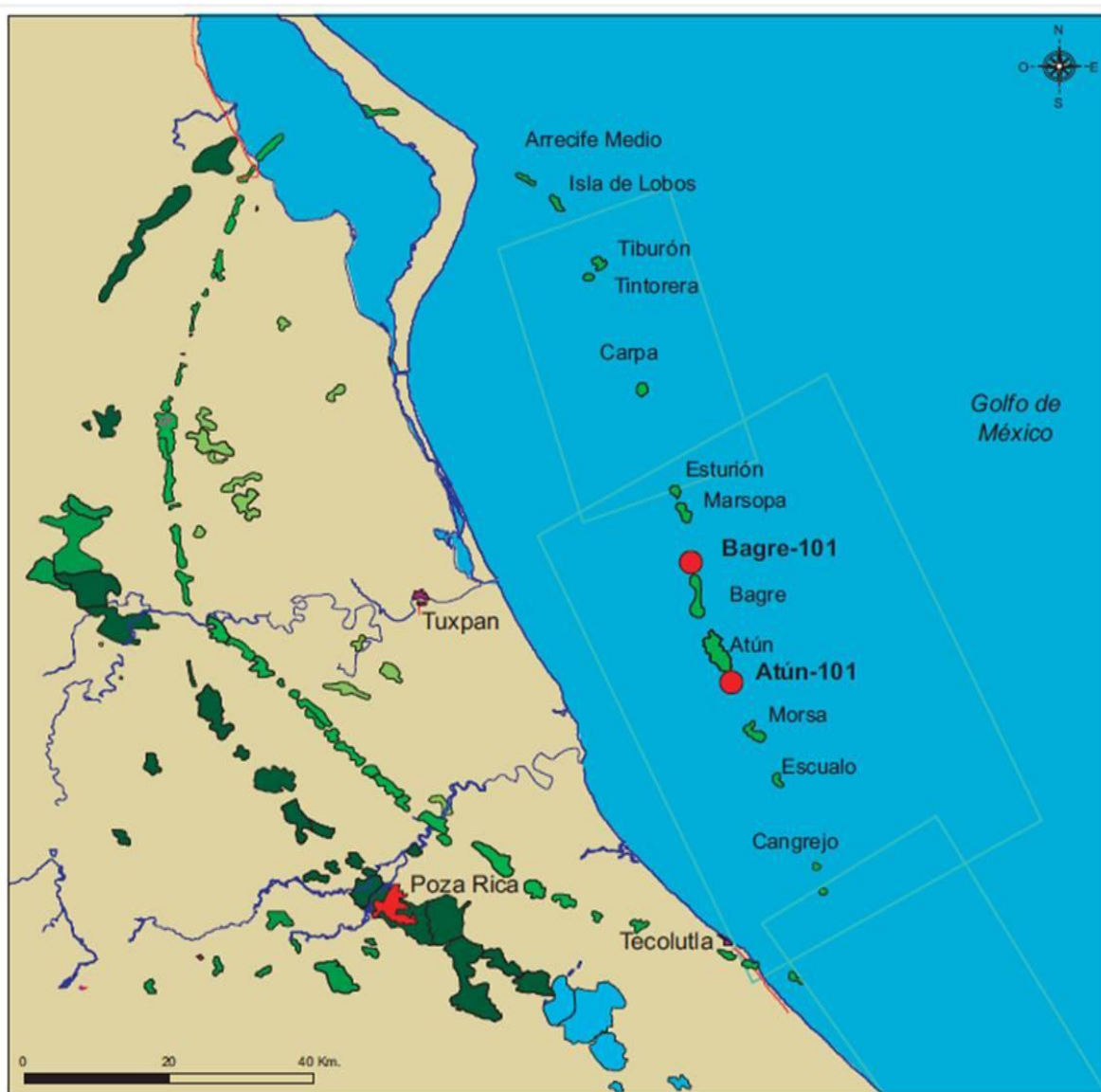


Fig. 3.18. Ubicación geográfica de Campo Bagre, y del Pozo Bagre-101 (Tomado de PEMEX, 2005).

3. SISTEMA PETROLERO

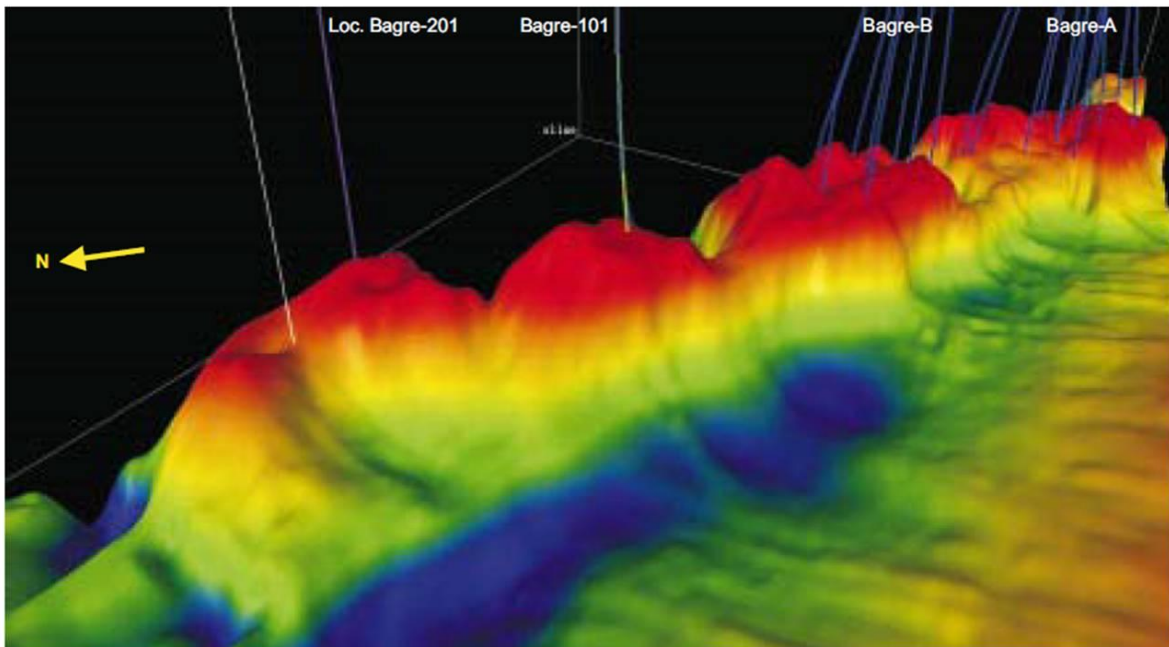


Fig. 3.19. Imagen tridimensional de la cima de la formación EL Abra, la cual corresponde a una estructura alargada que forma parte del cinturón de la Faja de Oro Marina (Tomada de PEMEX, 2005).

Con respecto a los trabajos más recientes, a finales de octubre de 2006 fue instalada en el Campo Bagre una plataforma de seis conductores denominada Bagre C, con la cual se recuperó el pozo exploratorio "Bagre-101" y se perforaron 3 pozos adicionales (Bagre 110, 120 y 130), para hacer un total de 4 pozos terminados. Las pruebas realizadas indican producciones de 2050 a 2300 barriles por día de aceite y de 2 a 3 millones de pies cúbicos diarios de gas por pozo [PEMEX, 2007].

A partir de junio de 2007 se incorporaron a la producción los pozos Bagre-101 y Bagre-110, aportando, en conjunto, una producción de 4,380 barriles de aceite y 5 millones de pies cúbicos de gas diariamente. Al 1 de enero del 2011 PEMEX reportó en su anuario estadístico una producción de petróleo crudo de 9000 barriles diarios [PEMEX, 2011]

Otro yacimiento importante en la Faja de Oro se encuentra en el Bloque Tierra Blanca, el cual se localiza en la porción central de la Faja de Oro Terrestre; comprende un área de 358 Km² e incluye las poblaciones de Álamo y Cerro Azul Veracruz, entre otras comunidades (Figura 3.20).

3. SISTEMA PETROLERO



Fig. 3.20. Superficie aproximada del Bloque Tierra Blanca en la Plataforma de Tuxpan (Modificado de Google Earth 2012).

Geológicamente, se ubica en las facies arrecifales de la Plataforma de Tuxpan. Los campos que lo integran son Tierra Blanca-Chapopote Núñez, Cerro Viejo, Vara Alta, Potrero del Llano-Horcones, Temapache, Alazán y la parte norte del campo Álamo-San Isidro.

Dentro de este bloque hay perforados 380 pozos, de los cuales, 49 están en operación, 44 son pozos cerrados y 287 son taponados; el 5% del total corresponde a pozos exploratorios y el 95% restante a pozos de desarrollo. La mayor actividad es realizada en los campos Alazán, Cerro Viejo, Tierra Blanca-Chapopote-Núñez y Temapache. En el bloque se han producido 272.7 mmbbl de aceite y 148.5 mmmpc de gas, destacando los campos Potrero del Llano-Horcones (119.2 mmbbl y 64 mmmpc) y Tierra Blanca-Chapopote Núñez (104.6 mmbbl y 58.5 mmmpc), [PEMEX, 2011].

El crudo que se produce en estos campos es de tipo pesado con densidad que varía de 15 a 27° API. La producción se obtiene de calizas naturalmente fracturadas correspondientes a la Formación EL Abra, del Albiano–Cenomaniano, a una profundidad de entre 500 y 1,300 m.

Otro bloque importante en la Faja de Oro corresponde al Bloque Atún, que se localiza dentro de la plataforma continental en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas del norte del Estado de Veracruz, aproximadamente a

3. SISTEMA PETROLERO

40 Km al este-sureste de la ciudad de Tuxpan y a 15 Km al norte de la ciudad de Tecolutla. Limita al norte con el campo Bagre y abarca un área aproximada de 625 Km² (Figura 3.21).

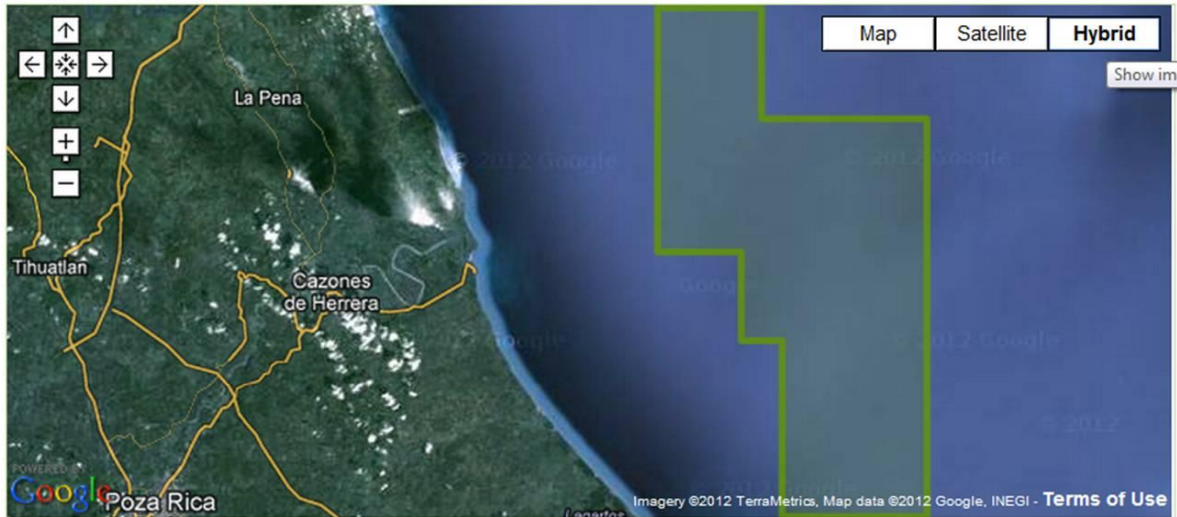


Fig. 3.21. Superficie aproximada del Bloque Atún en la Plataforma de Tuxpan (Modificado de Google Earth 2012).

En este bloque podemos ubicar los campos Atún, Cangrejo, Escualo, Mejillón y Morsa, en el que se han perforado 72 pozos, de los cuales 66 están taponados, 4 cerrados y 2 operando. La principal formación productora es El Abra, del Albiano–Cenomaniano, compuesta por carbonatos naturalmente fracturados; los hidrocarburos son aceite superligero, gas y condensado que va de los 45 a 53° API.

3.5 Cuenca Misantla

Ubicación

Esta región se encuentra en la parte continental de la planicie costera y se extiende a la parte marina del Golfo de México. Colinda al oeste con la Sierra Madre Oriental, al norte con la Plataforma de Tuxpan, al sur con la Faja Volcánica Transmexicana y al oriente con el Golfo de México. En la cuenca hay una columna estratigráfica continua de origen marino del Calloviano al Neógeno.

3. SISTEMA PETROLERO

Antecedentes

En esta cuenca existen 5 plays denominados Lankahuasa, San Andrés Inferior, Tamaulipas Inferior, Tamabra y San Andrés Superior, de los cuales este último es el más importante por sus reservas y producción.

En el Jurásico Medio se formó una depresión continental sobre la que se depositaron en ambiente fluvial lechos rojos de la formación Cahuassas sobre un substrato formando por rocas cristalinas del Pérmico y Triásico y rocas del Jurásico Inferior (Liásico) de la Cuenca marina de Huayacocotla [PEMEX 1999]

El play San Andrés Superior se encuentra constituido por bancos carbonatados de grainstone bioclásticos y desarrollos arrecifales coralinos dispersos, deformados, por lo que se encuentran en trampas de tipo combinado [PEMEX, 1999].

Las características generales de este sistema fueron obtenidos del campo San Andrés, principalmente, el cual comprende un área de 32 kilómetros cuadrados. Su producción de aceite negro tiene una densidad promedio de 32 grados API.

En la búsqueda de nuevos objetivos en la zona, los investigadores descubrieron yacimientos en rocas jurásicas en el subsuelo del distrito de Poza Rica, mismas que habían sido identificadas en la planicie costera entre los Ríos Tecolutla y Misantla.

En 1956 fue perforado el Pozo San Andrés–1, cuya producción comercial de aceite se encuentra a nivel del Cenozoico. En ese mismo año se perforó el Pozo San Andrés–2, en el cual se encontró aceite en la Formación Tamabra y, finalmente, el Pozo San Andrés–3 con el cual se pretendió encontrar la continuación hacia el sureste de alineamientos estructurales de la caliza Tamabra productora en el Campo Poza Rica; sin embargo, se encontraron hidrocarburos en rocas calcáreas porosas y permeables con impregnación de hidrocarburos pertenecientes al Kimeridgiano.

Después del descubrimiento, el campo fue desarrollado alcanzando una producción máxima 44,870 bpd [PEMEX, 2011].

En octubre de 1956, fueron descubiertos los campos Remolino, Hallazgo, Gran Morelos, Guadalupe y Riachuelo, dentro de la misma secuencia de rocas del Jurásico Superior Kimeridgiano.

3. SISTEMA PETROLERO

En 1958, el Campo San Andrés alcanzó su máximo nivel de producción con 45 mil barriles de aceite por día [PEMEX, 1999]. Esta producción se mantuvo durante 5 años, aproximadamente; después ocurrió una declinación en la presión por lo que se realizaron pruebas piloto de inyección de agua en 1961. A partir de junio de 1965 se implantó el sistema integral de inyección de agua con el propósito de incrementar la recuperación de hidrocarburos mediante el mantenimiento de presión en el yacimiento.

El programa piloto de inyección de agua se implementó masivamente en 1966 y se mantuvo hasta que se presentó una inundación generalizada en toda el área en el año de 1999. A partir de esa fecha, se suspendió la inyección de agua ya que la infraestructura de inyección resultó severamente dañada. La máxima inyección de agua ocurrió en mayo de 1976 con 76,200 bpd [PEMEX, 2011].

La producción promedio diaria de 1998 fue de 4.2 miles de barriles de aceite y 5.4 millones de pies cúbicos de gas natural. Al 1 de enero de 1999 se habían producido 378.9 millones de barriles de aceite y 319.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural [PEMEX, 1999]. En este mismo año comenzó la exploración de campo Lankahuasa, que resultó años más tarde, productor de gas natural no asociado.

En 2002 fue descubierto el pozo de gas no asociado Lankahuasa–1 en la costa del Golfo de México, en rocas del Cenozoico; fue el descubrimiento marino más significativo de la región, mismo que incorporó en ese año reservas 2P de 410.5 miles de millones de pies cúbicos de gas (Figura 3.22).

Cuenca Campo	Pozo	1P		2P		3P		PCE mmb
		Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	
Tampico-Misantla		0.0	131.5	0.0	410.5	0.0	800.6	153.9
Lankahuasa	Lankahuasa-1	0.0	131.5	0.0	410.5	0.0	800.6	153.9

Fig. 3.22. Composición de las reservas de hidrocarburos de los yacimientos descubiertos en 2002, (Tomada de PEMEX, 2003).

3. SISTEMA PETROLERO

En 2005 fue descubierto el Pozo Kosni, perteneciente al cubo sísmico Lankahuasa y sumando a la cuenca; en este año fueron perforados 7 pozos exploratorios con los que se incorporaron reservas por 968 mmmpc de gas. Adicionalmente se perforaron 3 pozos delimitadores para confirmar la reserva. Ese mismo año fueron perforados 2 pozos exploratorios y uno más de los 5 pozos de desarrollo ya perforados en el campo Lankahuasa.

En 2010, se adquirió un cubo sísmico del campo San Andrés y áreas vecinas, mismo que permitió identificar 42 localizaciones en una extensión del campo que ofrece potencial de producción tanto a nivel Jurásico como Cretácico y Cenozoico, con la posibilidad de reclasificar reservas y hacer nuevos cálculos del volumen original [PEMEX, 2011].

Roca Generadora

Son rocas generadoras las lutitas carbonosas, deleznable y ligeramente calcáreas que se encuentran alternadas con calizas arcillo-carbonosas de edad Jurásico Superior Oxfordiano, pertenecientes a la Formación Santiago.

También son rocas generadoras en secuencia arcillo-carbonosas de edad Kimeridgiano, correspondiente con la Formación Tamán y los carbonatos arcillosos y lutitas negras y bentoníticas de edad Jurásico Superior Tithoniano medio y Tardío de la Formación Pimienta [PEMEX, 1999].

Roca Almacén

Los bancos carbonatados de grainstone oolítico y de bioclastos e intraclastos, con desarrollo de arrecifes dispersos, son los que conforman las rocas almacenadoras en las que se encuentran los yacimientos de la Formación San Andrés.

Dentro del Campo San Andrés, se han identificado 21 capas, de las cuales 11 corresponden a unidades de flujo y las restantes a capas sello. Para cada unidad de flujo se ha precisado su compartimentalización tanto vertical como horizontal [PEMEX, 1999].

El yacimiento San Andrés está limitado al este por un acuífero parcialmente activo y fue afectado por un empuje por expansión del sistema roca-fluido. Su porosidad

3. SISTEMA PETROLERO

promedio es de 15 % y su permeabilidad de 5 milidarcys. La columna original de aceite es de 105 metros, con saturación de agua del 35 por ciento y salinidad de 100,000 partes por millón.

La Formación Tamaulipas Inferior del Cretácico Inferior, cuenta con un acuífero asociado y con un empuje por expansión de roca-fluido; tiene, asimismo, carbonatos compactos, medianamente limpios y fracturados.

La Formación Tamabra del límite entre el Cretácico Superior-Inferior, está conformada litológicamente por wackestone, packstone y grainstone café oscuro de bioclastos, cavernosos, de aspecto cretoso fracturados, y brechas de talud fracturadas. Los yacimientos correspondientes a esta formación cuentan con un acuífero asociado con empuje por expansión de roca-fluido. La columna original de aceite es de 105 metros, con saturación de de agua del 25 por ciento y salinidad de 45,000 partes por millón.

Dentro del Campo Kosni, las rocas del yacimiento están constituidas por arenas de cuarzo con fragmentos de rocas ígneas de color gris oscuro, fragmentos de rocas sedimentarias, feldespatos, calcita férrica y pirita, pobremente clasificados, soportados en una matriz arcillo-calcárea con porosidad primaria irregular [PEMEX, 2005].

Dentro del Campo Lankahuasa, las rocas almacén están constituidas por areniscas del Cenozoico.

Roca Sello

Las principales rocas sello dentro de la Cuenca Misantla, que cubren al play San Andrés, son rocas del miembro Tecolutla, compuestas por calizas arcillosas. También son rocas sello las calizas arcillosas y lutitas negras de la Formación Pimienta y las lutitas del grupo Chicontepec que son arcillo-arenosas, discordantes entre el Jurásico Superior y el Cenozoico. Otras rocas sello son las secuencias arcillo-carbonosas y lutitas laminares carbonosas de la Formación Tamán.

En los yacimientos del Cretácico Inferior, son rocas sello las calizas con bentonita de la Formación Tamaulipas Inferior, así como calizas arcillosas y margas del

3. SISTEMA PETROLERO

Cretácico Superior. En los yacimientos del Eoceno Inferior, el sello lateral está constituido por el cambio de facies de las areniscas hacia las lutitas y el vertical de las lutitas de la formación Guayabal [PEMX, 1999].

Dentro del Campo Kosni, el sello está constituido por lutitas intercaladas con las arenas productoras tanto vertical como lateralmente; las fallas normales que afectan el yacimiento han constituido las rutas de migración que cargaron las arenas [PEMEX, 2005].

Dentro del Campo Lankahuasa las rocas sello se encuentran en secuencias arcillosas de Edad Mioceno–Plioceno. La geometría de los cuerpos arcillosos es de espesor muy variable y se distribuye regionalmente sobre las plataformas.

Trampas

Las trampas son de tipo combinado y corresponden a pliegue buzante a nivel de la Formación San Andrés, limitada al oeste por cambio de facies a rocas de cuenca [PEMEX, 1999].

Dentro del Campo Kosni, la trampa es combinada para el yacimiento más profundo y para los yacimientos intermedios es estructural, como se muestra en el caso del Pozo Kosni-1 y el Kosni-101 (Figura 3.23).

Dentro del Campo Lankahuasa, las trampas son combinadas. Las trampas estructurales están formadas por anticlinales roll-over, mientras que las estratigráficas corresponden a acuñaamientos y cambios de facies.

Plays

El play Jurásico Superior San Andrés es el más importante. Está constituido por bancos carbonatados de grainstone bioclásticos y desarrollos arrecifales coralinos dispersos, dentro de una trampa de tipo combinado. Las rocas sello son calizas arcillosas de color gris oscuro y lutitas negras de la Formación Pimienta. En la secuencia de la Cuenca de Chicontepec son arcillo–arenosos y se encuentran en la zona discordante entre el Jurásico Superior y el Cenozoico.

3. SISTEMA PETROLERO

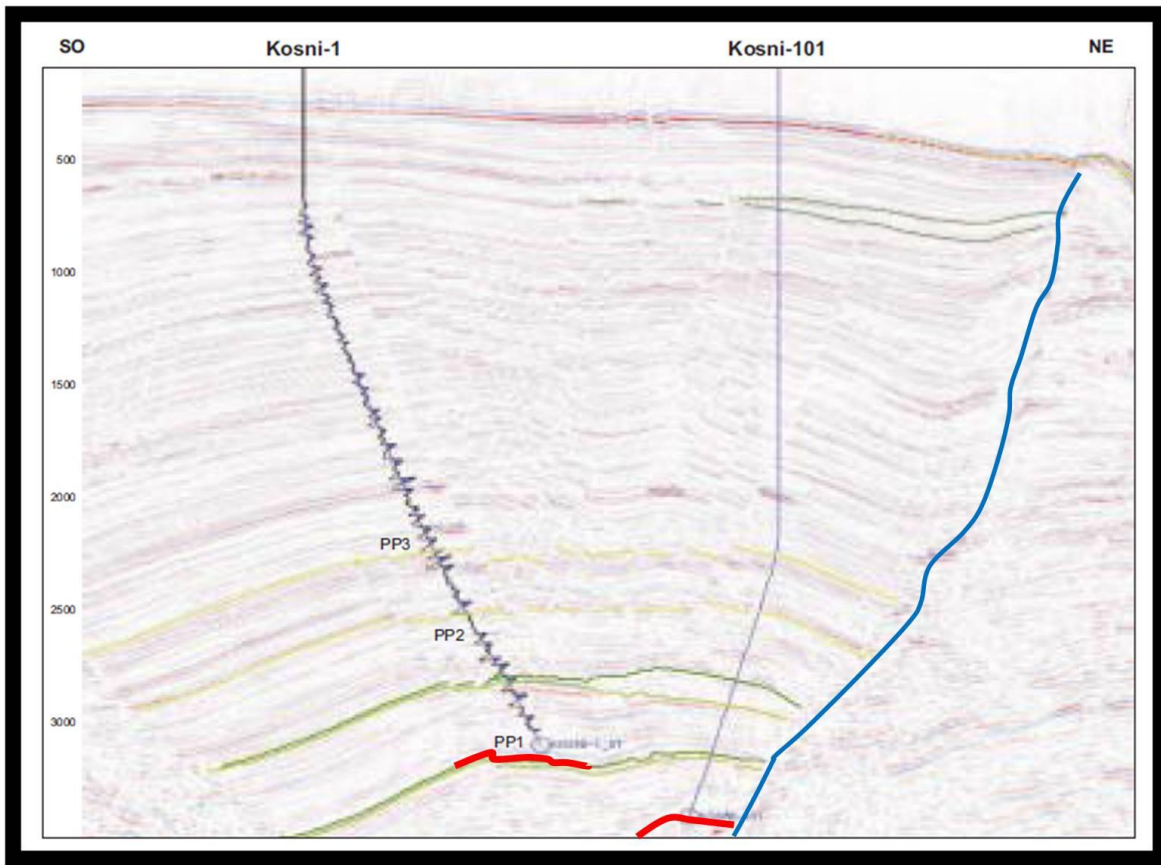


Fig. 3.23. Sección sísmica que muestra la trampa del Pozo Kosni-101 donde se observa un sello contra falla con un cambio de facies (Tomada de PEMEX, 2005).

Dentro de los Campos Lankahuasa y Kosni se han identificado el play de carbonatos de talud del Albiano–Cenomaniano y el play de calizas oolíticas del Jurásico Superior.

Sincronía

El subsistema generador fue sujeto del sepultamiento muy profundo para las rocas jurásicas y cretácicas, debido al depósito de potentes paquetes de terrígenos en el Mioceno Superior y Plioceno Inferior, lo que propició que el Jurásico alcanzara una etapa de madurez muy avanzada. Al mismo tiempo las rocas cenozoicas alcanzaron la profundidad suficiente para entrar a la ventana de generación de gas. En la figura 3.24 se muestra de manera esquemática la ocurrencia de cada

3. SISTEMA PETROLERO

uno de estos elementos que, en una secuencia adecuada, dieron origen a las acumulaciones de hidrocarburos en la Cuenca de Misantla.

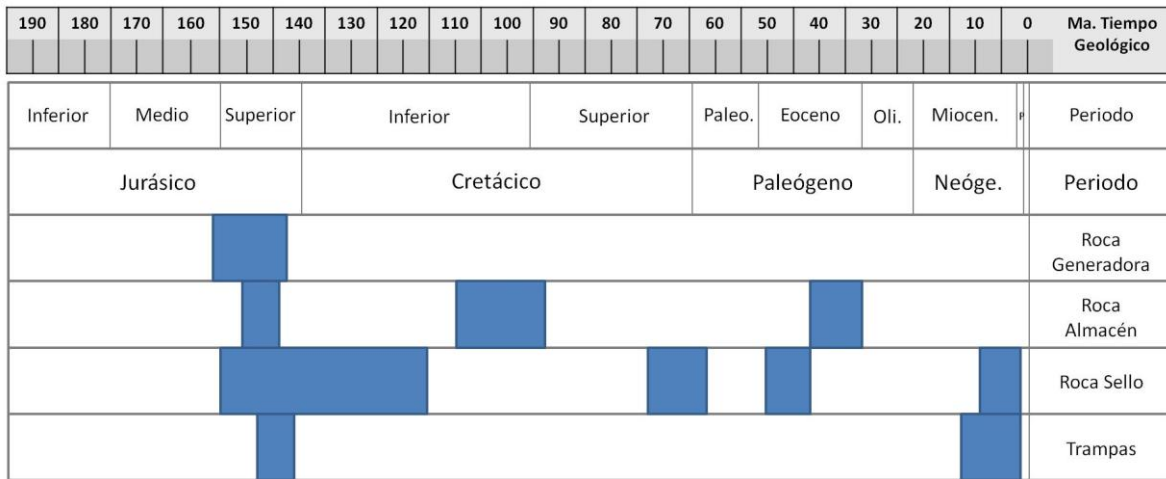


Fig. 3.24. Eventos del sistema petrolero con relación a la sincronía en la Cuenca Misantla.

Campos

En la cuenca Misantla se encuentran los campos productores San Andrés, Lankahuasa, Kosni, Santa Lucía, Remolino y Hallazgo.

El Campo Lankahuasa se localiza en la Plataforma Continental del Golfo de México, frente a las costas de Veracruz, entre Cabo Rojo y Punta Zempoala y abarca una superficie de 10,800 km². Por su extensión este campo se subdivide en Lankahuasa Norte, Lankahuasa Profundo y Lankahuasa Sur (Figura 3.25).

Está compuesto por varios yacimientos en rocas clásticas del Cenozoico Superior, en un área ubicada en los límites más extremos del Sur de la Provincia de Tampico-Misantla.

Las rocas almacén son areniscas de grano medio a grueso clasificadas como areniscas sublíticas. La porosidad varía de 16 a 20 por ciento, mientras que la permeabilidad observada en las pruebas de producción varió de 1 a 20 milidarcys en promedio. La saturación de agua, interpretada a través de los registros geofísicos, incrementa sus valores hacia la parte inferior alcanzando magnitudes de 36 a 58 por ciento [PEMEX, 2003].

3. SISTEMA PETROLERO

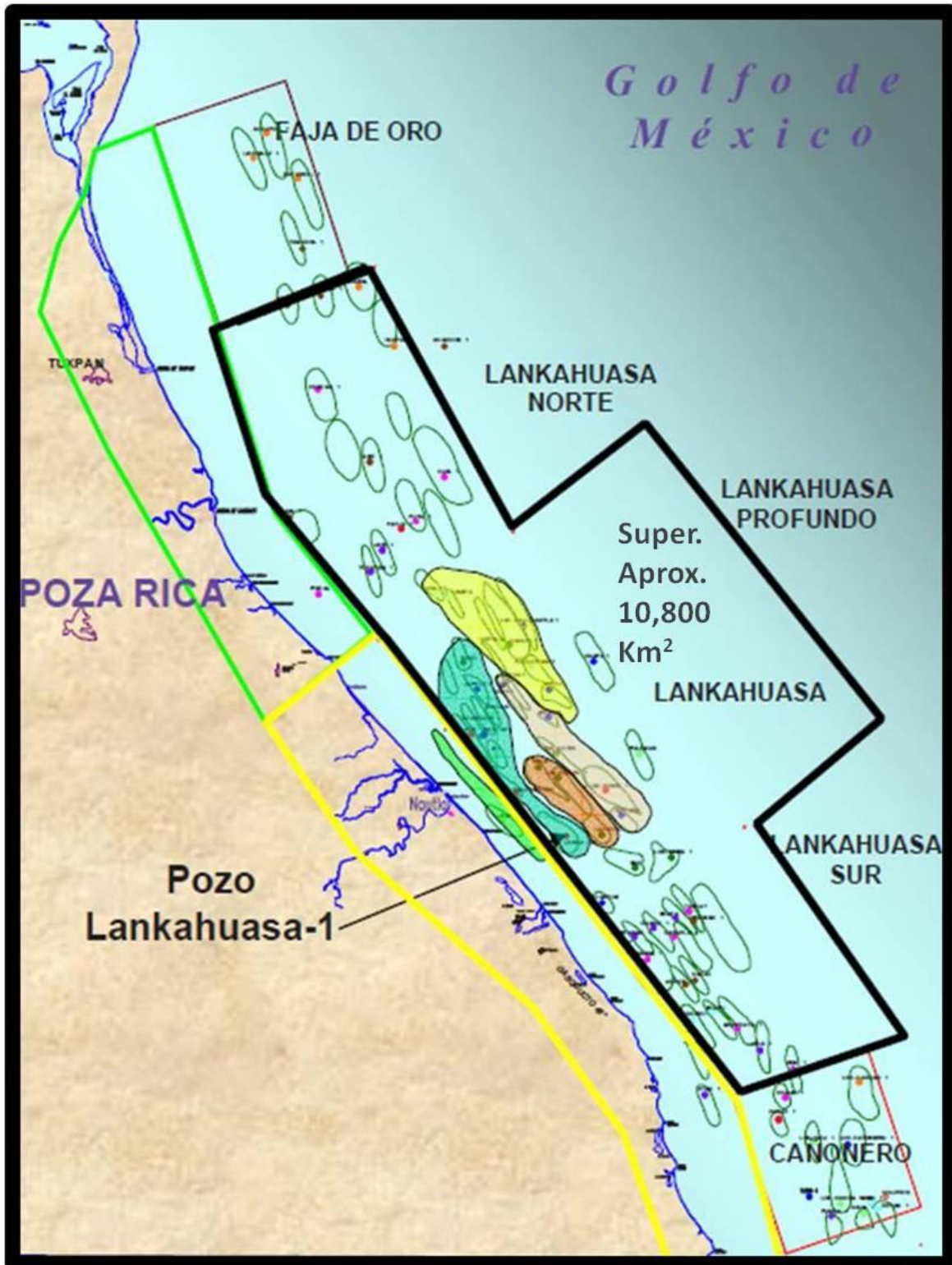


Fig. 3.25. Localización del Campo Lankahuasa (Tomada de PEMEX, 2002).

3. SISTEMA PETROLERO

En 2011 la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) emitió un dictamen denominado “Proyecto Integral Lankahuasa” que tiene como objetivo evaluar los recursos prospectivos de gas no asociado y descubrir nuevos campos, con un volumen que varía de 78 mmbpce (percentil 10) a 394 mmbpce (percentil 90); con un valor medio de 203 mmbpce, en rocas clásticas del Cenozoico. Los estudios fueron realizados para el periodo multianual 2011-2026.

El proyecto se completa con un programa operativo que considera la perforación de 18 pozos exploratorios y la realización de 18 estudios geológicos y 18 estudios geofísicos, con una inversión total exploratoria de 25,268 millones de pesos.

El Campo Kosni se localiza dentro del cubo sísmico Lankahuasa, en aguas territoriales del Golfo de México, en su porción de la plataforma continental, aproximadamente a 12 kilómetros al Noreste del Pozo Lankahuasa-1 (Figura 3.26). Las áreas de oportunidad están formadas por trampas que contienen rocas terrígenas del Plioceno y Mioceno, similares a las horizontales productoras del campo Lankahuasa. Las estructuras del Campo Kosni constituyen la continuación de las facies productoras en el campo Lankahuasa hacia el Este [PEMEX, 2005].

En 2005 el volumen original de reservas 3P, en lo que respecta a gas natural incorporado por los pozos Kosni-1 y 101, fue de 243.7 miles de millones de pies cúbicos de gas; en tanto las reservas originales de gas natural 1P estimada eran de 6.2 mmbpce, 2P estimada en 24 mmbpce y 3P estimada en 32.1 mmbpce.

En ese mismo año, dentro del proyecto exploratorio Lankahuasa, se habían perforado 7 pozos exploratorios con los que se habían descubierto 2 campos de gas seco y dulce (Lankahuasa y Kosni); adicionalmente fueron perforados 3 pozos delimitadores para confirmar la reserva.

El Bloque San Andrés se localiza al sur de la Faja de Oro y al sureste de la Cuenca de Chicontepec. Comprende una extensión aproximada de 209 Km², 35 Km al SE de la ciudad de Poza Rica, Veracruz (Figura 3.27).

3. SISTEMA PETROLERO

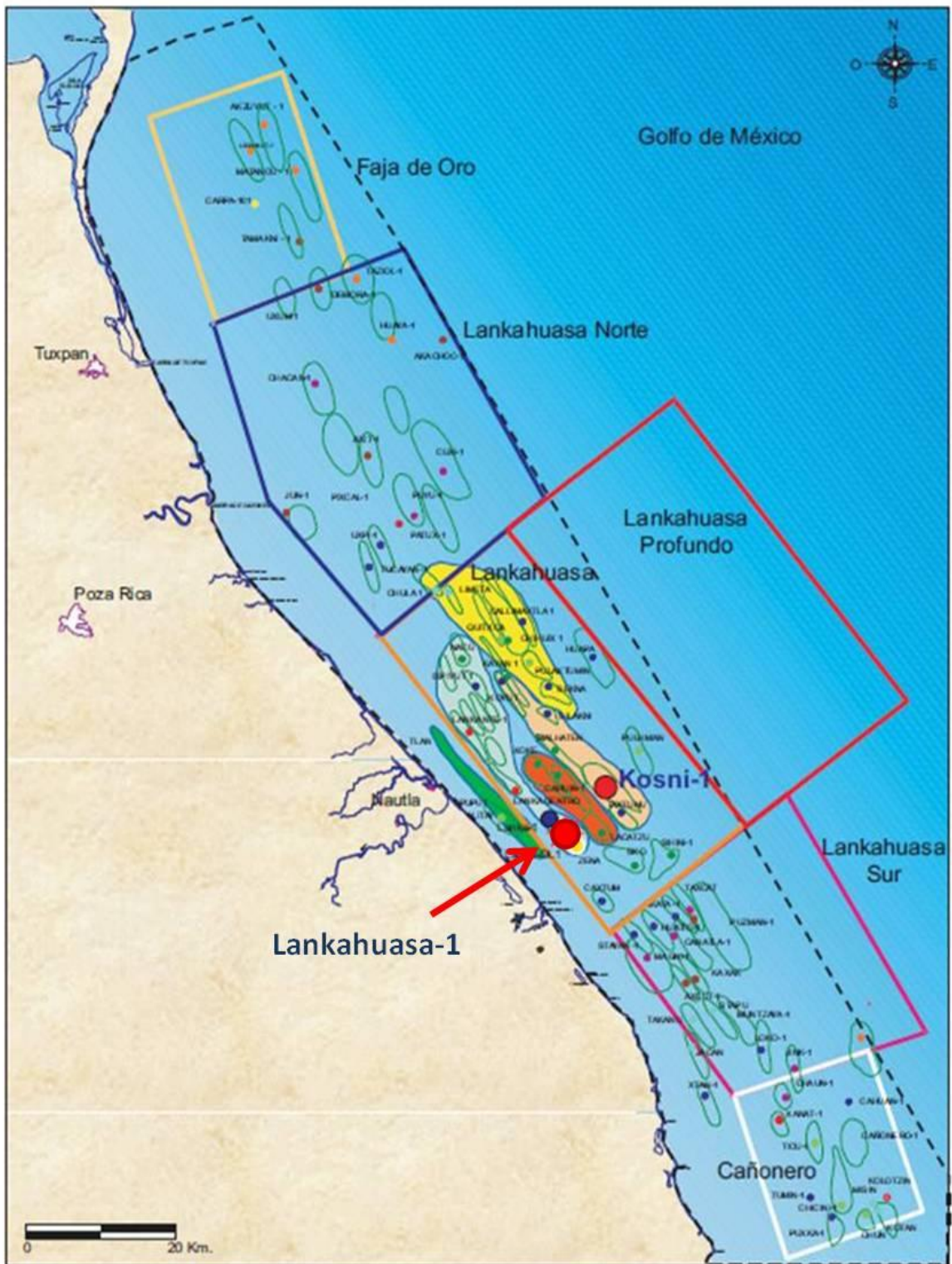


Fig. 3.26. Ubicación de Campo y Pozo Kosni-1 que se encuentra ubicado en el cubo sísmico Lankahuasa, en aguas territoriales del Golfo de México (Tomada de PEMEX, 2005).

3. SISTEMA PETROLERO



Fig. 3.27. Superficie aproximada del Bloque San Andrés (Modificado de Google Earth 2012).

En Junio de 2011, en el Bloque San Andrés, que comprende los campos San Andrés, Santa Lucia, Remolino y Hallazgo, se habían perforado 356 pozos, de los cuales 50 están en operación, 250 cerrados y 56 taponados; registran una producción acumulada de 392 mmbbl de aceite y 338 mmmmpc de gas.

La producción máxima alcanzada fue de 44,870 bpd de aceite en el año 1965. Actualmente, produce 950 bpd de aceite. El crudo es de tipo ligero, con densidad de 27 a 32° API; la presión actual del yacimiento varía de 217 a 255 Kg/cm². Los sistemas de producción son, principalmente, por bombeo neumático y, en menor escala, bombeo mecánico e hidráulico. La profundidad promedio de los yacimientos a nivel Jurásico es 3,200 m, y a nivel Tamabra 2,900 m. [PEMEX, 2011].

CAPÍTULO 4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN



4. Métodos de 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 ha sido siempre un elemento 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 cuan grande puede ser su beneficio económico [PDVSA, 2001].

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 Cuenca de Tampico

El primer pozo perforado en esta región se ubica en el Bloque Pánuco. Fue terminado en 1907 y 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.

A su vez, el primer pozo perforado en el Bloque Altamira, fue el Altamira 30, en el año 1926. Resultó productor de aceite con terminación en agujero descubierto en

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

el intervalo de 379 a 476 m, en rocas del Cretácico Superior. La producción máxima del bloque fue de 10,170 bpd en el año de 1926 y actualmente produce 1,100 bpd.

El Bloque Arenque cuenta con 5 campos de gran importancia, de los cuales el principal productor es el Arenque, ubicado 31 Km al este 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; el Pozo Arenque-2 alcanzó rocas del Jurásico San Andrés, en 1968, resultando también productor de aceite y gas. El desarrollo del campo se inició en 1970, con la instalación de las plataformas marinas Arenque "A" y Arenque "B". Posteriormente, en 1974, fue instalada 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 [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 m. 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. El flujo es solamente 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 habían realizado cuatro reentradas, con los mismos objetivos; sin embargo, dentro del bloque, han sido perforados 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

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

taponados, 956 fueron productores, desde los que se realizaron cuatro re-entradas. Existen 75 pozos con registros geofísicos. Se contaba con 395 localizaciones programadas a perforar [PEMEX, 2011].

Con respecto al Plan de Perforación del Bloque Pánuco, PEMEX consideró, en junio del 2011, el diseño de tres tipos de pozos para alcanzar los objetivos. El diseño, en cada caso, depende de la información geológica, geofísica, petrofísica y del yacimiento disponible en el sitio de perforación.

Pozos Tipo I (Figura 4.1): 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, sin necesidad de evaluar la trayectoria de dicho pozo [PEMEX, 2011].

Pozos Tipo II (Figura 4.1): 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, 2011].

Pozos Tipo III (Figura 4.1): 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 profundas, con la intención de investigar la posibilidad de nuevos yacimientos con la perforación de un pozo piloto vertical.

Cuando el pozo resulta productor se abandona 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 pruebas de formación para la caracterización estática y dinámica del yacimiento [PEMEX, 2011].

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

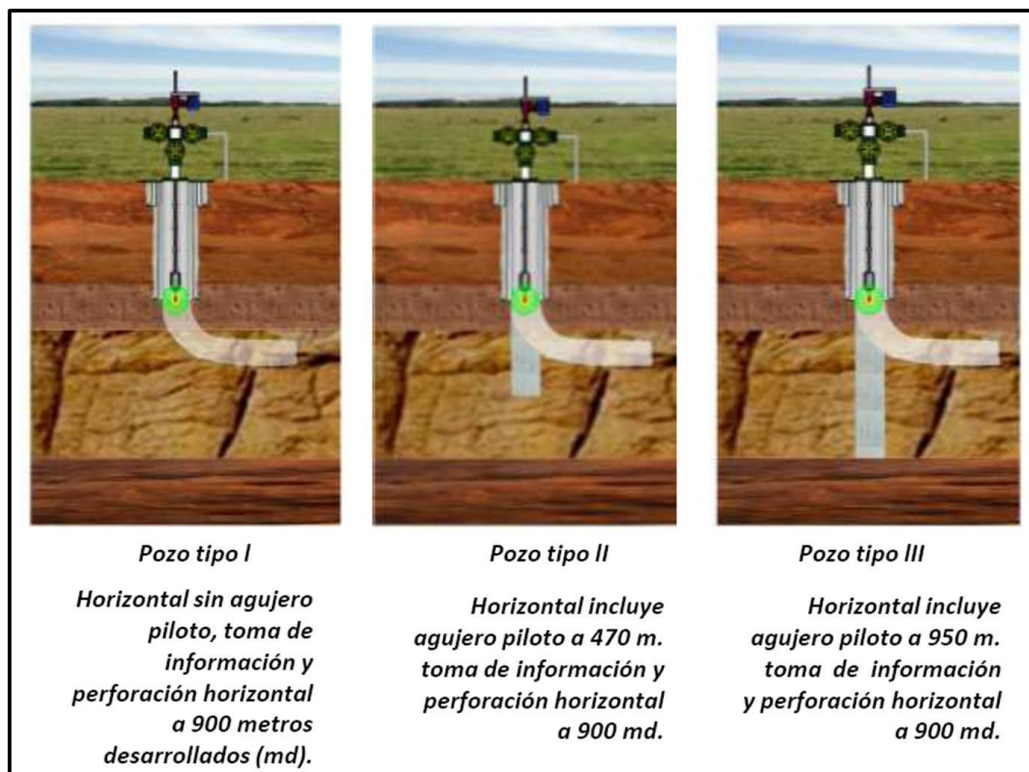


Fig. 4.1. Diseños de perforación del Bloque Pánuco (PEMEX, 2011).

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

El programa de cementación de tuberías de revestimiento contempla las siguientes (Tabla 4.1):

Tabla 4.1. Programa de cementación de tuberías (Tomada de PEMEX, 2011).	
9 5/8"	0-18 m.b.m.r. (metros bajo mesa rotaria)
7"	0+/- 250 m.b.m.r.

El uso de los fluidos de perforación es muy importante siendo sus funciones principales:

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

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

- 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 se encuentran en la tabla 4.2:

Tabla 4.2. Programa de Fluidos (Tomada de PEMEX, 2011).			
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)

En abril de 2012 PEMEX, reportó los siguientes datos para el Bloque Pánuco (Tabla 4.3 y Tabla 4.4):

Tabla 4.3. Datos de formación Productora (Tomada de PEMEX, 2012).	
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

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

Tabla 4.4. Datos Operativos (Tomada de 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 (figura 4.2)	17	
Pozos con Cavidades Progresivas (figura 4.2)	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	

Concerniente al Plan de Perforación del Bloque Altamira, PEMEX consideró, en junio del 2011, el diseño de los mismos tres tipos de pozos utilizados en el Bloque Pánuco; no obstante también incluyó los sistemas artificiales de producción (Figura 4.2).

Hasta junio de 2011 PEMEX reportó en operación 16 pozos productores del Bloque Arenque, así como la obtención de 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. Complementariamente, se utiliza sísmica bidimensional (2D), así como sísmica tridimensional (3D) que arroja mejores resultados y con mayor calidad.

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

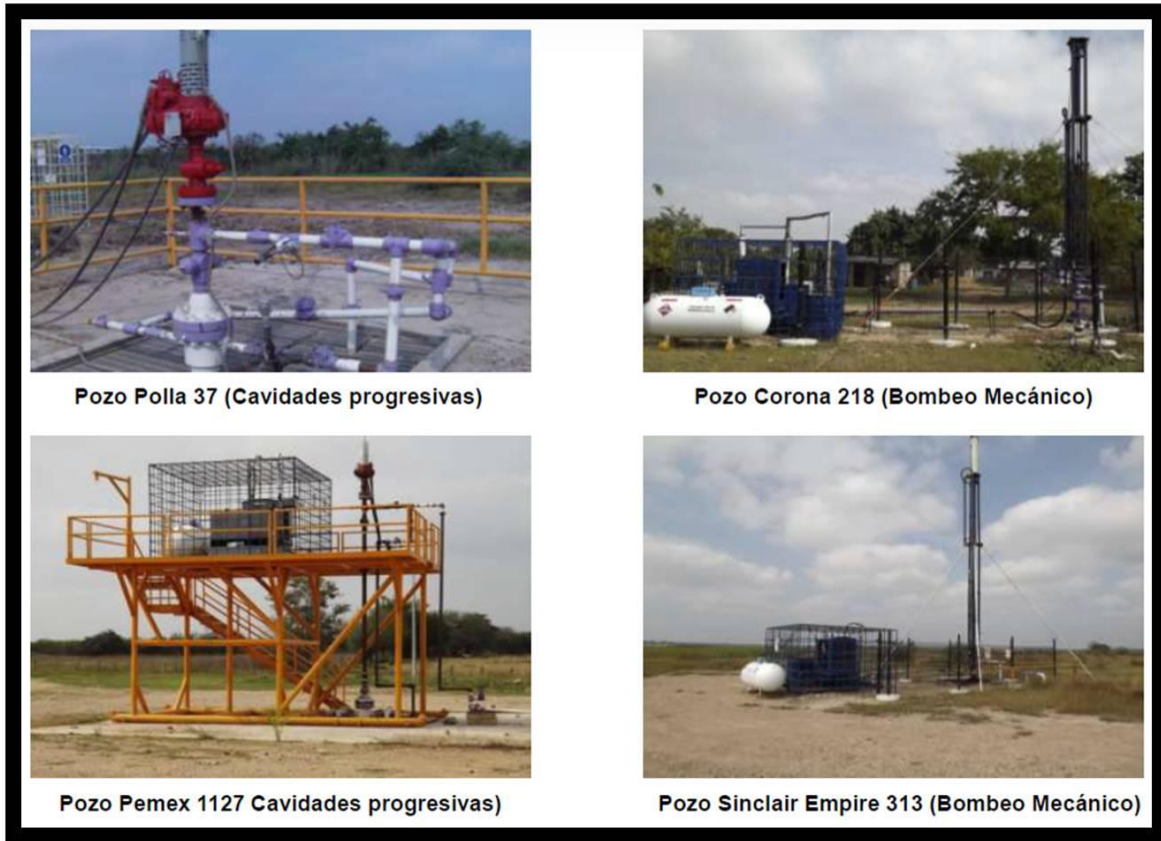


Fig. 4.2. Pozos del Bloque Pánuco operando con sistemas artificiales de producción (Tomada de PEMEX, 2012).

En este bloque existen cuatro plataformas marinas (Figura 4.3) y 51 pozos (17 operando, 13 cerrados y 21 taponados). Cuenta también con cinco ductos marinos de 12" de diámetro cada uno; siendo los más representativos los que van de la plataforma Arenque "A" a Arenque "B" con una longitud de 5.4 Km; de Arenque "C" a Arenque "B" con una longitud de 3.1 Km, y Lobina "A" a Arenque "B" con 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 (Figura 4.4).

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN



Fig. 4.3. Plataformas del Bloque Arenque (Tomada de PEMEX, 2012).

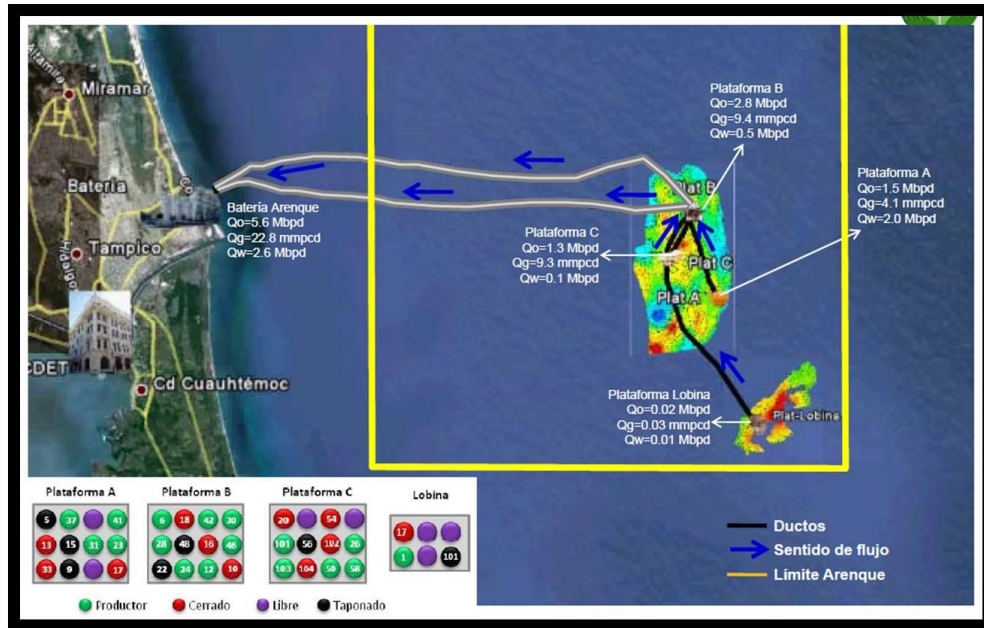


Fig. 4.4. Las cuatro plataformas marinas del Bloque Arenque y el sentido del flujo (Tomada de PEMEX, 2012).

En abril de 2012 PEMEX reportó los siguientes datos correspondientes al Bloque Arenque (Tabla 4.5 y Tabla 4.6):

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

Tabla 4.5. Datos de formación Productora (Tomada de PEMEX, 2012).	
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 4.6. Datos Operativos (Tomada de 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	

La perforación es la actividad más costosa de todas las que se realizan en un bloque, por tanto, ha sido necesario el empleo de nuevas herramientas que permiten conocer en tiempo real los parámetros principales de perforación y de las

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

formaciones atravesadas; asimismo, se ha incorporado tecnología de perforación direccional de largo alcance y equipos de mayor capacidad para lograrlo. 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 m [PEMEX, 2011].

Los siguientes diseños son aplicados en pozos del Bloque Arenque (Figuras 4.5), 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 4.6) y Arenque-48.

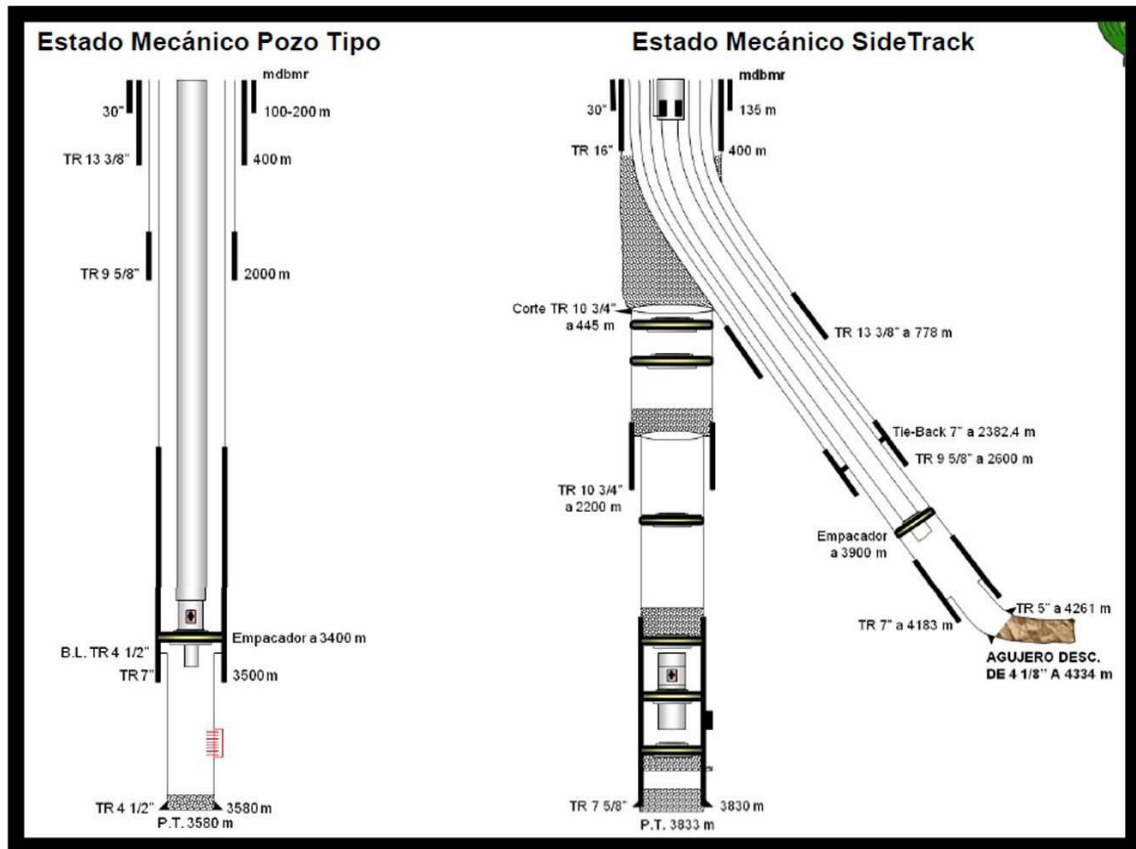


Fig. 4.5. Diseño del estado mecánico de los pozos relacionados con el Bloque Arenque (Tomada de PEMEX, 2012).

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

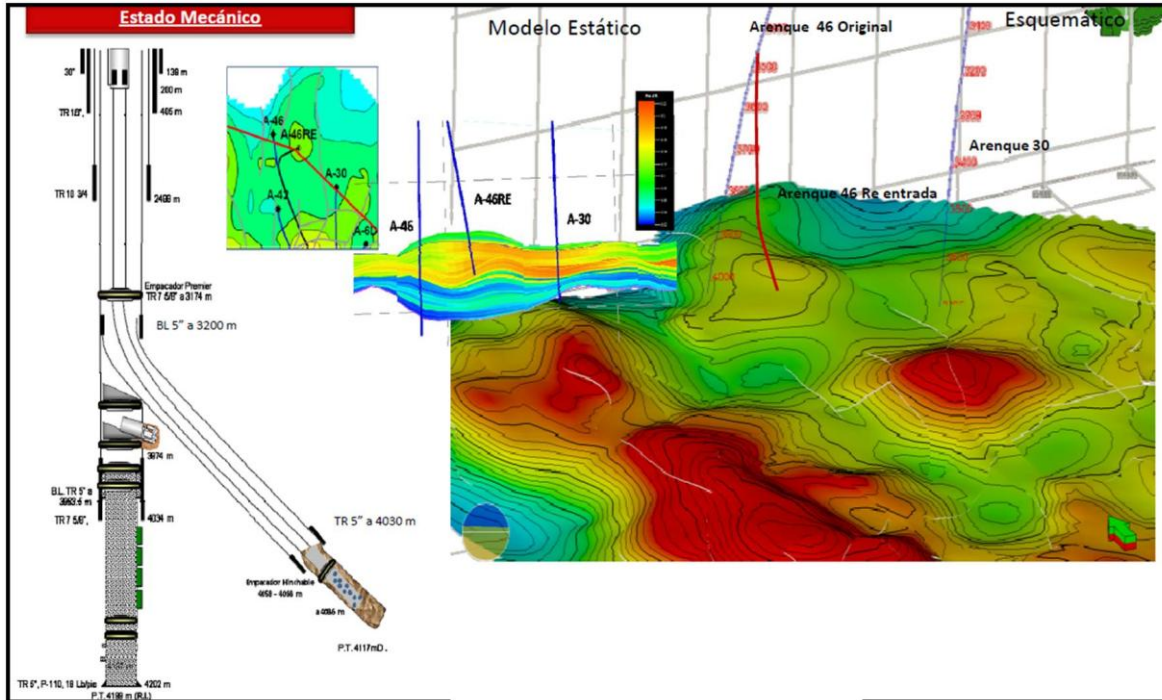


Fig. 4.6. Estado mecánico del Pozo Arenque-46 después de la re-entrada (Tomada de PEMEX, 2012).

4. 2 Cuenca de Chicontepec

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

De 2008 a 2011, fueron perforados de forma convencional y no convencional 1,915 en esta cuenca. Además, se han perforado 3 pozos con objetivo brecha de la macropera Presidente Alemán 1696 (PA 1384, 1674 y 1694), (Figura 4.7), con la técnica de perforación de Tubería Flexible de 3 ½", con la cual se redujeron los tiempos de perforación y se lograron trayectorias sin cambios considerables de severidad y de rumbo. Esta tecnología aplicada dio buenos resultados, pero por

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

falta de accesorios de conexión de tubería flexible al ensamble direccional, se dejó de utilizar.

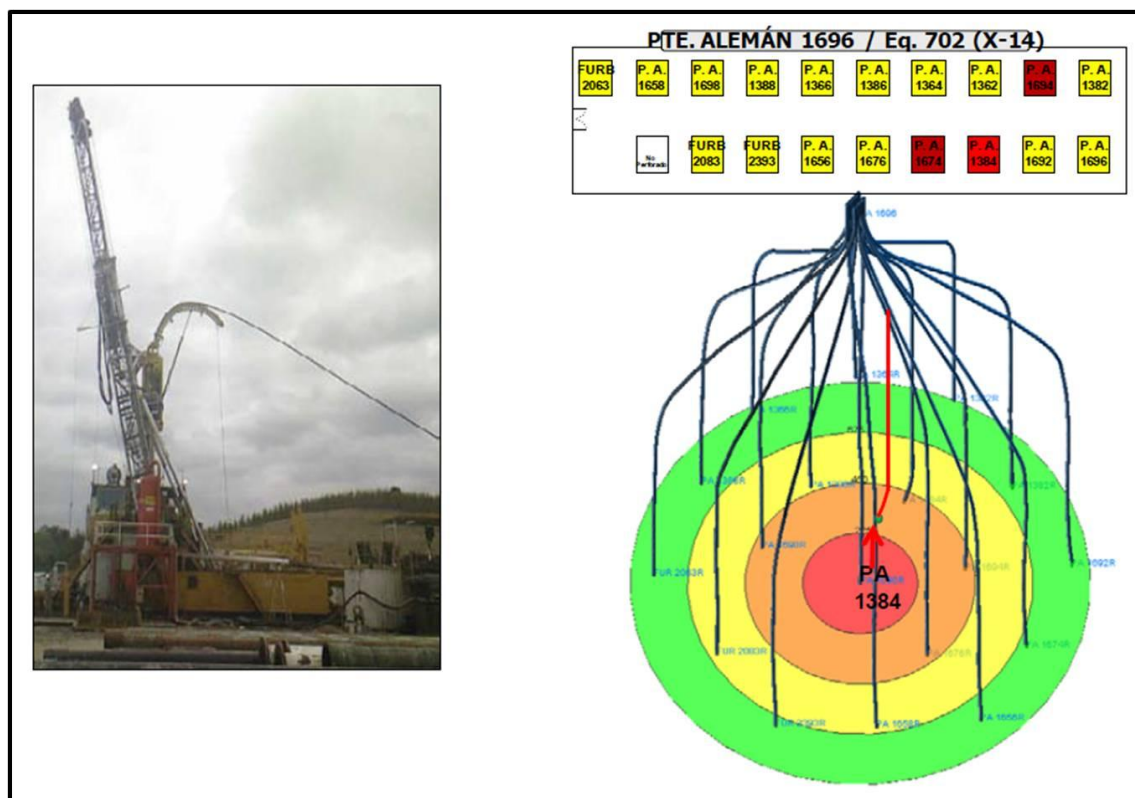


Fig. 4.7. Equipo de perforación con TF de 3 1/2” instalada. Los tres con recuadro en color rojo se perforaron con esta técnica (Al México, 2012).

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

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

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

El fracturamiento es uno de los temas principales en la explotación de la Cuenca de Chicontepec, ya que de ello depende la productividad de los pozos. Si bien se han hecho múltiples procesos que producen fracturamiento, el proceso de selección de las técnicas y fluidos de fracturamiento deben seleccionarse de manera sistemática y razonada [CNH, 2010].

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

Durante los últimos años, PEMEX ha intensificado el plan de desarrollo para la Cuenca de Chicontepec, algunos de los trabajos realizados desde el 2008 se dieron en dos áreas de oportunidad: Agua Fría-Coapechaca-Tajín y Amatitlán-Profeta-Tzapotempa-Vinazco. La primera es un área que produce hidrocarburos de aproximadamente 24° API y en donde existe la infraestructura requerida para manejar la producción; en esta área se han obtenido excelentes resultados. Particularmente en el campo Tajín los gastos de producción por pozo han mejorado las expectativas. En la segunda área, se localiza una importante reserva que contiene aceites de más de 40° API, cuya evaluación ha sido prorrogada por falta de inversión.

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

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

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

- El desarrollo de los campos mediante la terminación de 1,171 pozos convencionales, 438 pozos horizontales, 180 pozos con terminación múltiple y 3,931 reparaciones mayores [CNH, 2010].

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

- La operación de pozos con sistema artificial de producción durante toda su vida productiva (bombeo mecánico, bombeo neumático, cavidades progresivas, etc.) [CNH, 2010].
- El yacimiento explotado bajo un esquema de recuperación secundaria (mantenimiento de presión con inyección de agua) el cual está programado para iniciar operaciones en el año 2015. El sistema de inyección considera la perforación de 341 pozos inyectoros [CNH, 2010].
- La productividad de los pozos se debe incrementar de forma gradual durante la vida del proyecto, considerando la incorporación de mejores prácticas operativas y nuevas tecnologías [CNH, 2010].
- Reducción gradual de los costos derivada de nuevos diseños de pozos e infraestructura de perforación y producción, así como de la incorporación de nuevas tecnologías o prácticas operativas [CNH, 2010].

2) Desarrollo a través de pozos convencionales.

Esta alternativa propone exclusivamente la perforación de pozos convencionales y reparaciones mayores, considerando también el programa de mantenimiento de presión. Sustenta los siguientes puntos:

- El desarrollo de los campos mediante la perforación de 1,788 pozos convencionales, arreglos a 9 pozos por macropera, uno de ellos vertical y 8 direccionales. En la figura 4.8 se ilustra cómo sería el arreglo de los pozos y la secuencia del desarrollo de los diferentes intervalos [CNH, 2010].
- El proceso de explotación consiste en producir el primer intervalo a través de la terminación del pozo; posteriormente se programaron 2 ó 3 reparaciones mayores por pozo dependiendo las características de cada campo. Resultó un total de 5,564 reparaciones mayores [CNH, 2010].

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

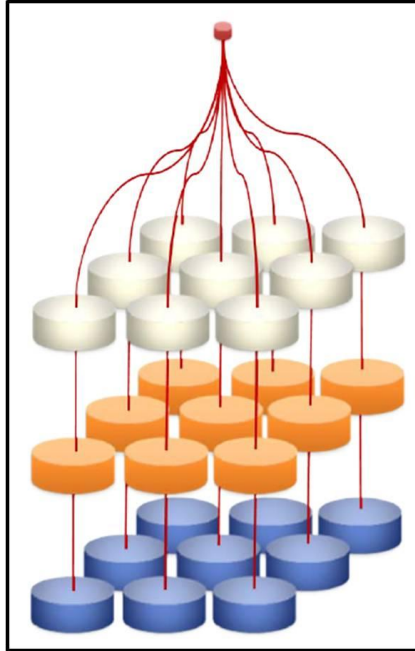


Fig. 4.8. Arreglo de pozos en macropera (Tomada de CNH, 2010).

3) Desarrollo mediante pozos no convencionales.

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

- El desarrollo de los campos mediante la perforación de 2,384 pozos horizontales y arreglos en 4 pozos por macropera (Figura 4.9) [CNH, 2010].
- A diferencia de la alternativa 1, en este escenario no se contemplan reparaciones mayores, ya que la explotación de los distintos intervalos se debería hacer mediante la perforación de nuevos pozos horizontales [CNH, 2010].
- Los pozos de esta alternativa también deben operar con sistema artificial de producción durante toda su vida productiva (bombeo mecánico, bombeo neumático, cavidades progresivas, etc.) [CNH, 2010].

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

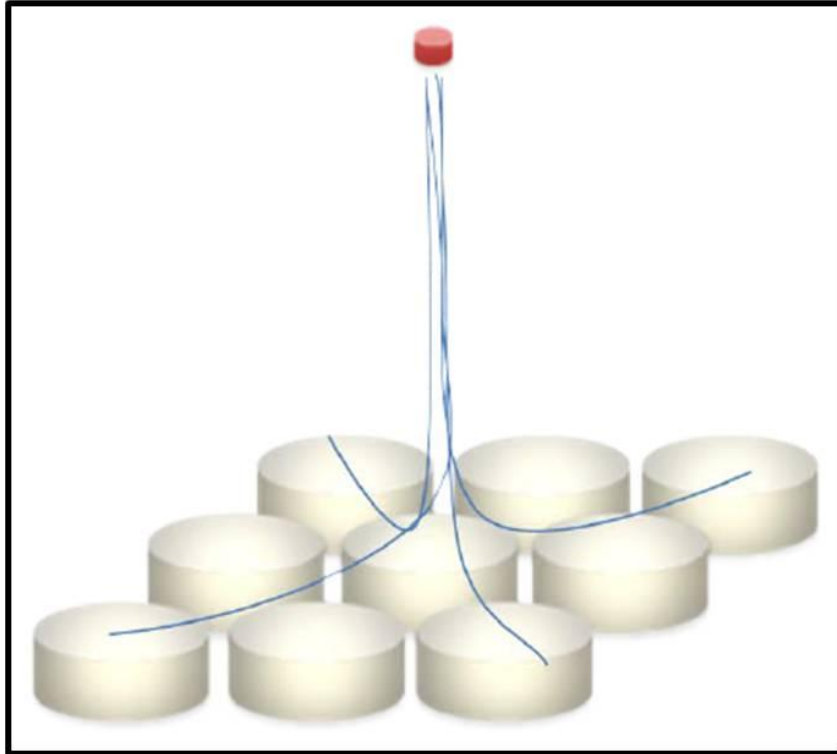


Fig. 4.9. Esquema de pozos horizontales (Tomada de CNH, 2010).

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

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

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

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

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

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

Además del aprovechamiento de gas, el incremento de producción de aceite reditúa en beneficios económicos, con lo cual el concepto de macropera autosustentable es económicamente rentable. El concepto no es exclusivo para implementar el sistema de bombeo neumático, ya que en caso de tener aceite viscoso, se aplicará bombeo mecánico convencional o de cavidades progresivas, el cual es posible operar con generadores de energía eléctrica que trabajen con el gas producido como combustible en la misma macropera. Otra ventaja de la implementación de macroperas autosustentables, es que se evita la construcción de grandes redes de bombeo neumático, evitando afectaciones al medio ambiente, ya que la infraestructura requerida se instala dentro del área de la

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

macropera. Además, se evade la compra de grandes áreas para derecho de vía de los gasoductos. Este proyecto está en una etapa inicial, y pretende desarrollar un concepto de ingeniería más rentable. En la siguiente etapa el objetivo consiste en implementar masivamente este concepto en todas las Macroperas o localizaciones que cumplan las características necesarias, estrategia que generará grandes ahorros para el proyecto y minimizará el impacto ambiental a largo plazo [Al México, 2012].

4.3 Faja de Oro

En el año de 1910 fue descubierto el campo Potrero del Llano, con la perforación del Pozo Potrero del Llano-1; así inició la explotación de hidrocarburos de esta zona. En 1911 fue terminado el Pozo Potrero del Llano-4 con buenos resultados. En 1916 fue perforado uno de los pozos petroleros más espectaculares en el mundo, el Cerro Azul No. 4, el cual tuvo una producción de 26,000 bpd.

En el campo Alazán se llevó a cabo la perforación del Pozo Alazán-4 en el año de 1912, resultando productor de aceite con 12,000 bpd. En el año de 1913, se perforó el Pozo Álamo-1, cuya producción inicial fue de 10,000 bpd; posteriormente, en el área del Campo Tierra Blanca, se perforó el Pozo Tierra Blanca-1, cuya producción acumulada (Np) fue de 1, 963,415 bl, con lo que inició el desarrollo de los campos de la Faja de Oro [PEMEX, 2011]

En 1966 ocurrió el descubrimiento del Campo Atún con el Pozo Atún-1, el cual inició su producción en 1968; poco tiempo después, en 1973, se alcanzó la máxima producción del campo, con 30,000 bpd y, posteriormente, ésta comenzó a declinar muy fuertemente de tal manera que en los últimos 25 años la producción del campo ha sido prácticamente marginal. Las causas principales por las que el campo declinó tan fuertemente fueron los altos ritmos de explotación iniciales, una alta permeabilidad asociada a un sistema de doble porosidad (vúgulos y fracturas) y un potente acuífero asociado [PEMEX, 2011]

Los pozos exploratorios han sido perforados conforme al momento del desarrollo. Tal es el caso de los delimitadores (en busca de nueva acumulación) y/o los que buscan otros yacimientos.

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

A cien años del descubrimiento de los campos Alazán y Potrero del Llano, éstos cuentan con 9 pozos fluyentes con una producción promedio por pozo de 11 bpd. Los campos Tierra Blanca y Cerro Viejo cuentan con 16 pozos fluyentes con una producción promedio por pozo de 50 bpd.

El campo Temapache, cuyo desarrollo inició en 1953, fue reactivado en 2007 alcanzando una producción de 3,000 bpd. Es actualmente uno de los campos con mayor potencial [PEMEX, 2012].

El levantamiento sísmico Lankahuasa Norte, adquirido en 2002, ayudó a conocer en forma más eficiente a los yacimientos de la Faja de Oro Marina. Actualmente en esta zona se encuentran en operación dos pozos del Campo Atún: el Pozo Atún 32 y el Atún 54. Asimismo, este bloque cuenta con dos plataformas marinas: Atún-B (octápodo) y Atún-D (tetrápodo) (Figura 4.10).



Fig. 4.10. (1) Plataforma Atún B en operación con 12 conductores y (2) Plataforma Atún D nueva sin operar con 3 conductores (Tomada de PEMEX, 2011).

La plataforma Atún B es una plataforma tipo octápodo con 12 conductores (Figura 4.11), 16 pozos perforados y 2 operando.

El equipo de proceso instalado es:

- Cabezal de medición
- Cabezal de producción general

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

- Paquete para dosificación de inhibiciones y/o aditivos
- Sistema y tanque para drenaje abierto
- Sistema y tanque para drenaje cerrado
- Sistema de desfogue y venteo

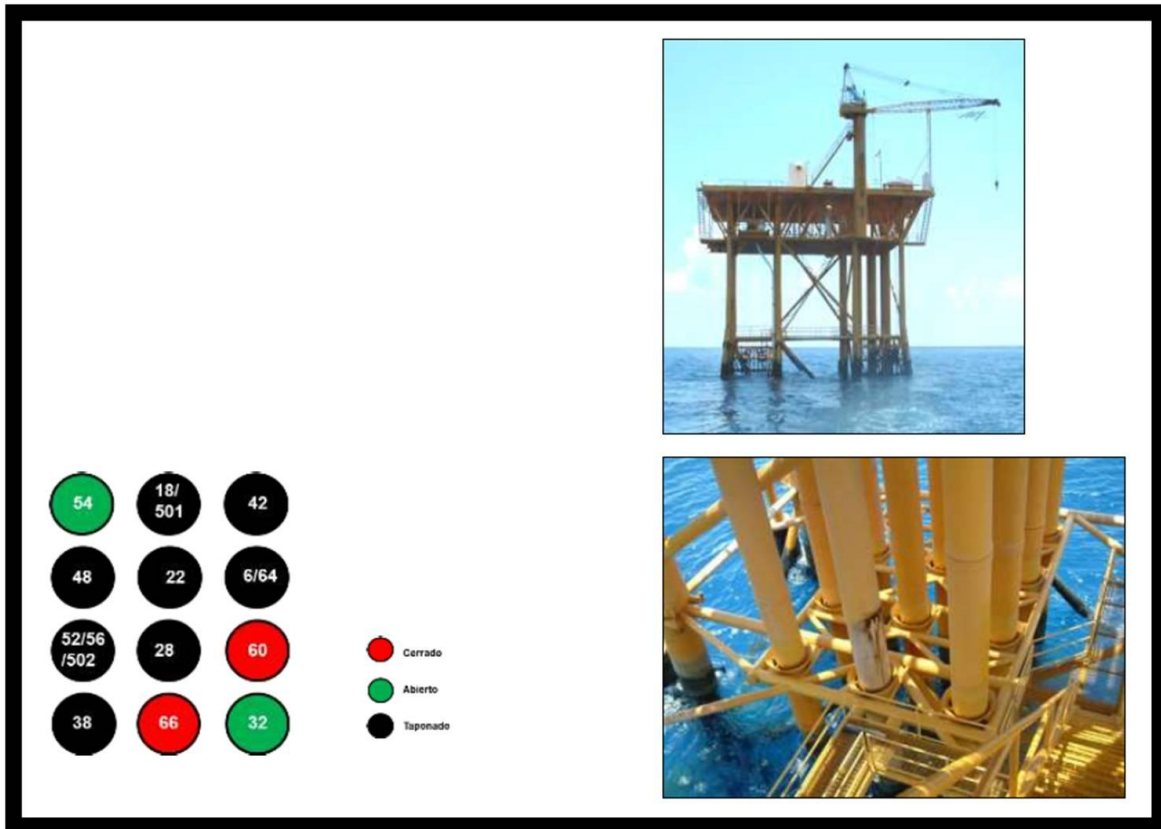


Fig. 4.11. Plataforma Atún B, cuenta con 12 conductores (Tomada de PEMEX, 2012)

La plataforma Atún D es una plataforma aligerada de tipo tetrápodo para 6 conductores (3 instalados y 3 libres) (Figura 4.12).

El equipo de proceso instalado es:

- Cabezal de medición
- Cabezal de producción general
- Sistema paro por emergencia
- Separador y depurador para gas de instrumentos
- Paquete para dosificación de inhibidores y/o aditivos
- Sistema y tanque para drenaje abierto

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

- Sistema y tanque para drenaje cerrado
- Medidor multifásico
- Trampa lanzadora de diabólos de 12"φ
- Sistema de desfogue y venteos
- Sistema de inducción de pozos a la atmósfera (Quemador)

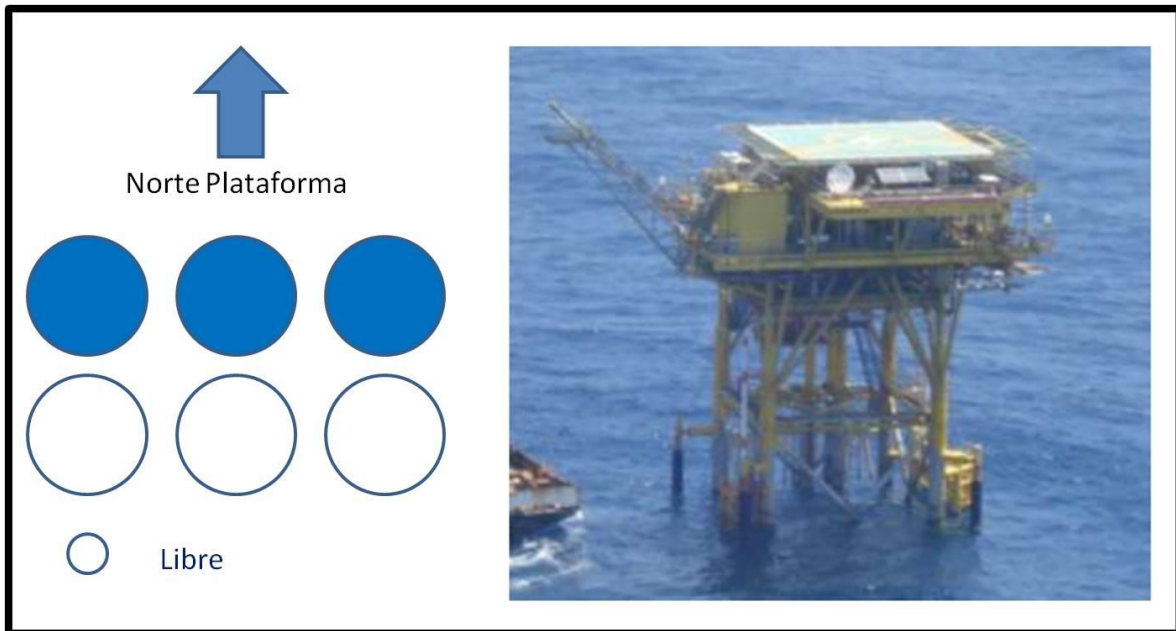


Fig. 4.12. Plataforma Atún D, cuenta con 6 conductores (Tomada de PEMEX, 2012).

La producción de la plataforma Atún-B es enviada a través de un oleogasoducto de 6" Ø x 0.453 Km, interconectándose al disparo submarino del oleogasoducto de 12" Ø x 12.579 Km de longitud de Atún-D a Bagre-A, continuando con el flujo por un oleogasoducto de 16" Ø x 14 Km de la plataforma Bagre-A a la plataforma Marsopa para, finalmente, ser enviada por el oleogasoducto de 20" Ø x 32.5 Km a la batería de separación Punta de Piedra.

Actualmente, la plataforma Atún-D se encuentra fuera de operación en espera de equipo autoelevable para la terminación del Pozo Atún-101. Está interconectada a través de un oleogasoducto de 12" Ø x 12.579 Km a la plataforma Bagre-A, continuando con el mismo flujo de la plataforma Atún-B (Figura 4.13).

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN



Fig. 4.13. Plataformas marinas del Bloque Atún y el sentido del flujo (Tomada de PEMEX, 2012).

En abril de 2012 PEMEX reportó los siguientes datos para el Bloque Atún (Tabla 4.7 y Tabla 4.8):

Tabla 4.7. Datos de formación Productora (Tomada de PEMEX, 2012).	
Fecha de descubrimiento	1966 (Pozo Atún-1)
Inicio de explotación	1968 (Pozo Atún-3)
Tipo de formación	Carbonatos Naturalmente Fracturados
Grado de fracturamiento	Alto
Profundidad cima	2,711 – 3,171 m
Espesor	25 – 47 m
Porosidad (Matriz + Fractura)	10 – 17 %
Permeabilidad (Matriz + Fractura)	50 – 70 mD
Pozo Perforado más Profundo	Atún 502 (4,944)
Pozos con registros geofísicos	44
Localizaciones propuestas en 2012	Atún 130 y Atún 140

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

Tabla 4.8. Datos Operativos (Tomada de PEMEX, 2012).		
Producción de aceite (bruta)	495	bpd
Porcentaje de agua	0	%
Producción de Aceite (neta)	495	bpd
Producción de Gas	8.33	mmpcd
Pozos Fluyentes	2	
Pozos Productores	2	
Pozos Cerrados con Posibilidad de Explotación	4	
Pozos Taponados	65	
Plataformas Marinas	2	

Durante la perforación en el Pozo Atún-110 fueron tomados en cuenta los siguientes parámetros:

- Profundidad: 2,700 a 2,900 metros verticales (mv) / 3,000-3,400 metros desarrollados (md).
- Inclinaciones: Agujero pilotos (cuando aplica para determinación de contacto agua aceite CAA) y agujeros horizontales de +/- 120 a 140 m de sección.
- Densidades de lodos: Se cuenta con tubería de revestimiento (TR) hincada de 30" en la plataforma de producción.
 - Primera etapa: 1.06-1.20 gr/cm³; base agua
 - Segunda etapa: 1.20-1.35 gr/cm³; base aceite
 - Tercera etapa: 1.35-1.45 gr/cm³; base aceite
 - Cuarta etapa: 1.03-1.06 gr/cm³; base agua, agujero descubierto.
 - Objetivo: Cretácico El Abra (Albiano – Cenomaniano)

Algunos problemas ocurridos durante la perforación fueron:

- Las pegaduras diferenciales y atrapamiento de sarta por detección prematura de cima de El Abra.

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

- Control de pozo por influjos o brotes de gas.
- Pérdidas de circulación durante la perforación de El Abra por perforar en zonas de calizas naturalmente fracturadas.
- Presencia de H₂S.

Realización de la perforación:

En el momento de instalar la plataforma de producción se cuenta con un conductor hincado de 30" a +/- 150 m. Se perfora la primera etapa con fluido base agua de 1.06 a 1.20 gr/cm³ hasta +/- 600 m para ganar gradiente de fractura e integridad mecánica del pozo; esta etapa se perfora con barrena de 17-1/2" y se baja y cementa la tubería de revestimiento (TR) de 13-3/8". Ésta TR 13-3/8" tiene como objetivo instalar conexiones superficiales [PEMEX, 2011].

Posteriormente, se perfora el agujero de 12-1/4" con fluido base aceite de rango de densidad entre 1.20 a 1.35 gr/cm³ hasta la profundidad de +/- 1,700 a 1,800 m para bajar y cementar TR de 9-5/8". Estas dos primeras etapas presentan presión de poro normal. En caso de densidades anormales, estas se asocian al control de estabilidad de la lutita y no porque el gradiente de presión lo demande. La tercera etapa se perfora con diámetro de agujero de 8-1/2" y se baja y cementa TR de 7" (Figura 4.14) en la cima de la Formación El Abra, para lo cual se requiere tomar muestras durante la perforación, contar con geólogo en sitio y, en algunos casos, con la herramienta de tipo LWD para correlacionar la cima de El Abra y evitar pérdidas de circulación o brotes [PEMEX, 2011].

En pozos recientes en campos análogos, ha sido empleada la técnica DWL para contar con el liner en el fondo y disminuir riesgos de pérdidas; se cementa y luego se extiende a superficie [PEMEX, 2011].

Durante la última etapa se perfora con fluido base agua (salmuera) con densidad entre 1.03 a 1.06 gr/cm³; se perfora un agujero piloto 6" ó 6-1/8" hasta determinar la profundidad del contacto CAA; se determina la profundidad para navegar horizontalmente y se tapona el agujero piloto para efectuar SideTrack a nivel de zapata de 7" [PEMEX, 2011].

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

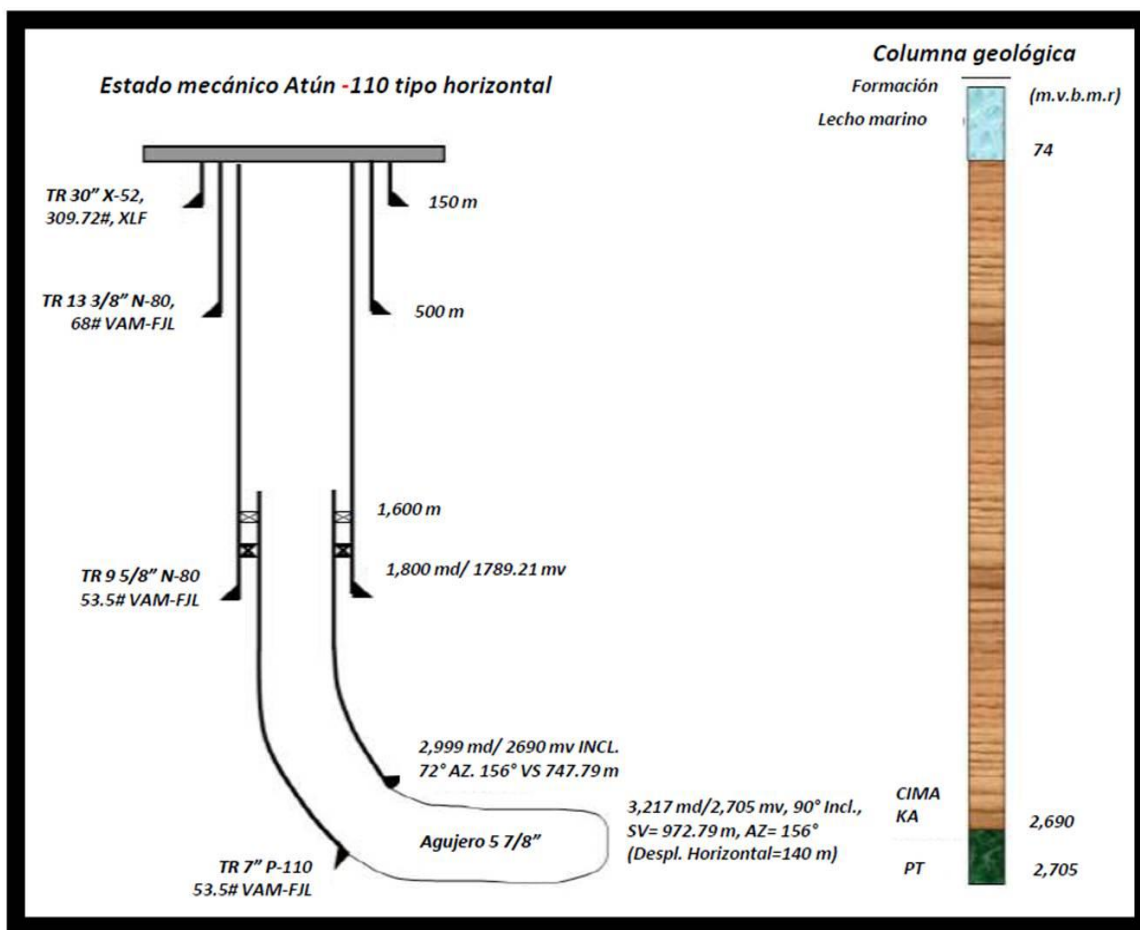


Fig. 4.14. Estado mecánico del Pozo Atún-110 (Tomada de PEMEX, 2011).

En caso de ser necesario, dependiendo del escenario, se utiliza agujero descubierto de 6" ó 6 1/8" en la zona productora o ésta se llega a revestir con liner de 4 1/2" conexión premium [PEMEX, 2011].

La terminación es realizada con aparejo sencillo no selectivo con empacador en tubería de revestimiento (TR) de 7" para producir a través de tubería de 2-7/8". El árbol de válvulas es de 13 3/8" x 9 5/8" x 7" x 2 7/16" 5,000 lb/pg² [PEMEX, 2011].

Para el control direccional de los pozos se requiere de medias a altas severidades, evitando tortuosidades tan prolongadas (2.5 a 3.5 - 7°/30 m), considerando que se alcanzan inclinaciones de 75° (punto de asentamiento de la tubería de revestimiento (TR) de 7") y 90° en sección productora; asimismo, se debe tener estricto control sobre la limpieza del agujero para evitar el asentamiento de los recortes [PEMEX, 2011].

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

El Bloque Tierra Blanca cuenta con una gran infraestructura. Opera con cuatro baterías de separación:

- La batería Tierra Blanca (Figura 4.15) bombea la producción de líquidos por un oleoducto de 6"Ø x 10 Km a la batería Potrero del Llano (Figura 4.15).
- La batería Potrero del Llano bombea la producción de líquidos por un oleoducto de 12"Ø x 39 Km a la Planta Deshidratadora Naranjos.
- La batería Alazán bombea la producción de líquidos por un oleoducto de 6"Ø x 0.9 Km que se interconecta al oleoducto de Potrero del Llano a planta deshidratadora Naranjos.
- La batería Temapache (Figura 4.15) bombea la producción de líquidos por un oleoducto de 10"Ø x 12.6 Km que se interconecta al oleoducto de Potrero del Llano a planta deshidratadora Naranjos (Figura 4.15).

Aunque actualmente se tiene contemplado el aprovechamiento del gas, en este bloque no se cuenta con la infraestructura para tal efecto, por lo que el gas es quemado.

Los retos más importantes en el área son:

- Perforación y Terminación de pozos, ventanas operacionales críticas y difícil cementación de TR's en objetivo.
- Optimización de la Explotación Integral del Yacimiento.
- Identificación de áreas drenadas.

Para abril de 2012 PEMEX reportó los siguientes datos correspondientes al Bloque Tierra Blanca (Tabla 4.9 y Tabla 4.10):

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN



Batería de Separación Temapache



Batería de Separación Temapache



Batería de Separación Tierra Blanca



Bat. Sep. Potrero del Llano



**Inter. Oleoducto de Temapache a Oleoducto
Potrero del Llano – CAB Naranjos**



**Inter. Oleoducto de Alazán a Oleoducto
Potrero del Llano – CAB Naranjos**

Fig. 4.15. Baterías de separación del Bloque Tierra Blanca (Tomada de PEMEX, 2012).

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

Tabla 4.9. Datos de formación Productora (Tomada de PEMEX, 2012).	
Fecha de descubrimiento	1908
Inicio de explotación	1910 (Pozo Potrero de Llano-4)
Tipo de formación	Calizas Biógena
Grado de fracturamiento	Alto
Profundidad cima	Facies Arrecifal 500 – 650 m Facies Arrecifal 700 – 1000 m
Espesor	1600 m (Arrecife) 1100 m (Lagunar)
Porosidad (Matriz + Fractura)	10 – 19 %
Permeabilidad (Matriz + Fractura)	2 – 14 mD
Pozo Perforado más Profundo	7 (más de 1000 m)
Pozos con registros geofísicos	44
Localizaciones propuestas en 2012	Tierra Blanca 1214, 1215, 1216, 1217 Álamo 100, 102, 103, 104
Sísmica existente 3D	179 Km ²

Tabla 4.10. Datos Operativos (Tomada de PEMEX, 2012).		
Producción de aceite (bruta)	2,082	bpd
Porcentaje de agua	22.3	%
Producción de Aceite (neta)	1,617	bpd
Producción de Gas	0.732	mmpcd
Pozos Fluylentes	45	
Pozos con BM	5	
Pozos Productores	50	
Pozos Cerrados con Posibilidad de Explotación	3	
Pozos Cerrados sin Posibilidad de Explotación	24	
Pozos Cerrados Pendientes de Taponamiento	17	
Pozos Taponados	281	
Pozos Inyectores	1	

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

Durante la perforación en el área de Tierra Blanca fueron tomados en cuenta los siguientes parámetros:

- Profundidad: 500 a 1,200 m
- Inclinaciones: 15 a 75°
- Densidades de lodos
 - Primera etapa: 1.10-1.45 gr/cm³; base agua
 - Segunda etapa: 1.20-1.30 gr/cm³; base aceite
 - Tercera etapa: 1.05-1.13 gr/cm³; base agua
 - Objetivo: El Abra

Durante la perforación, el problema que se hubo que resolver fue el derrumbe del agujero en la etapa de 100 a 400 m por interacción de fluido de perforación contaminado con la formación y por las pérdidas totales de circulación en la zona productora.

Realización de la perforación:

La mayoría de los arreglos de tuberías de revestimiento (TR) en esta área, en pozos recientes, consta de tres etapas: una TR que sirve de tubo conductor de 13 3/8" a 25 metros, una tubería intermedia de 9 5/8" (Figura 4.16) entre 100 y 200 m (etapa perforada con barrena de 12 1/4" y sarta empacada para mantener vertical) [PEMEX, 2011].

La TR de explotación de 7" (Figura 4.16), tercera etapa, se asienta antes de la entrada a El Abra (560 a 650 metros verticales -m-, según la zona), etapa que se perfora con sarta navegable (KOP 30 m debajo de la zapata anterior), para construir entre 15 y 65° (DLS entre 2 y 4°/30 m) para alcanzar los objetivos programados; generalmente se utiliza con lodo de emulsión inversa con un rango de densidad entre 1.20 y 1.35 gr/cm³, para asegurar la integridad de la pared del agujero [PEMEX, 2011].

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

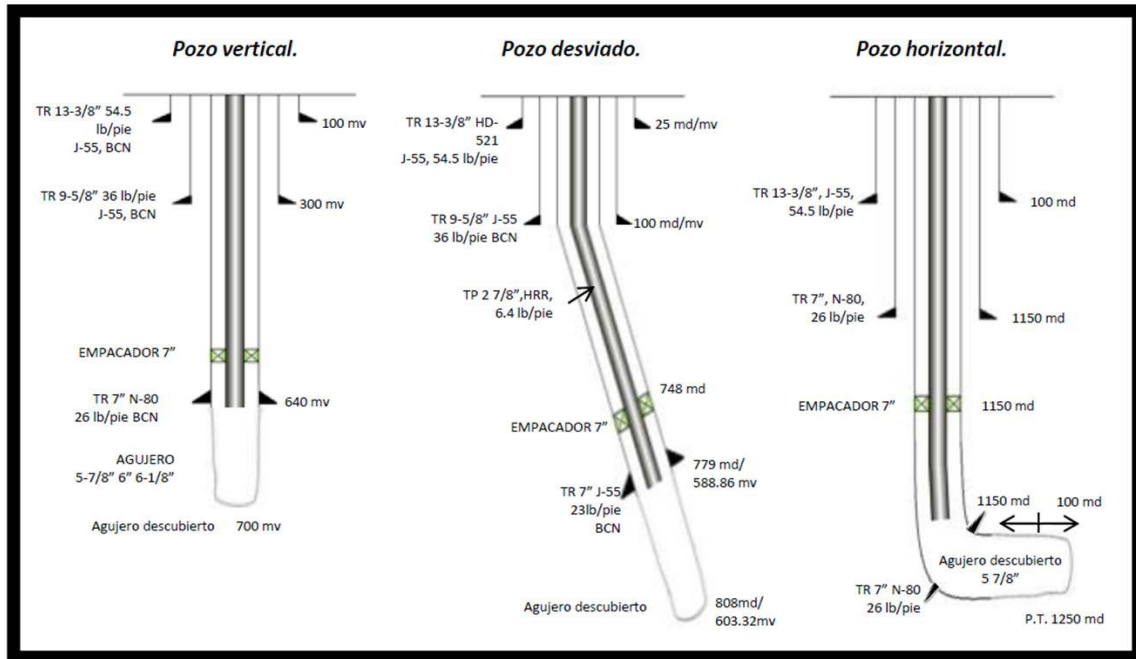


Fig. 4.16 Estado mecánico tipo de los pozos pertenecientes al área de Tierra Blanca (Tomada de PEMEX, 2011).

La zona productora se perfora con salmuera de 1.06 gr/cm^3 , con seguimiento geológico para determinar la entrada a El Abra y, posteriormente, encontrar la roca impregnada de hidrocarburos, donde se suspende la perforación. Generalmente se presenta pérdida total del fluido de perforación, misma que es controlada con tapones de sal o baches de material obturante [PEMEX, 2011].

Se utiliza aparejo de 2 7/8", con extremo dentro de la TR y empacador mecánico o hidráulico, dependiendo el ángulo máximo del pozo [PEMEX, 2011].

4. 4 Cuenca de Misantla

El descubrimiento del Campo San Andrés sucedió en junio de 1956, con la perforación del Pozo San Andrés-1. En ese mismo año fue perforado el Pozo San Andrés-2, en el cual encontró aceite en la Formación Tamabra y, finalmente, el pozo San Andrés-3, que confirmó producción de rocas Jurásicas de la Formación San Andrés.

En el año 1961, en el Bloque San Andrés, fue cumplimentado un programa piloto de inyección de agua para mantener la presión del yacimiento e incrementar la

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

recuperación de aceite; en 1966, se implementó masivamente al campo, manteniéndose hasta que se presentó una inundación generalizada en toda el área en el año de 1999. A partir de esa fecha, se suspendió la inyección de agua.

El 23 de septiembre del 2001, en la plataforma continental del Golfo de México, frente a las costas del Estado de Veracruz, se inició la perforación del Pozo Lankahuasa-1, la cual concluyó el 22 de diciembre de 2001. Posteriormente se realizaron los trabajos de terminación que concluyeron el 2 de marzo de 2002. Se alcanzó la profundidad programada de 2,875 mbmr (2850 mbnm) y se llegó a una profundidad total de 3,139 mbmr (3,114 mbnm).

En abril de 2003 se inició la perforación del Pozo Kosni-1 en la plataforma continental del Golfo de México, aproximadamente a 12 kilómetros al Noreste del Pozo Lankahuasa-1 (Figura 4.17), misma que concluyó en diciembre de ese mismo año. Los trabajos de terminación concluyeron el 6 de abril de 2004. Se alcanzó la profundidad programada de 5,573 m y se llegó a una profundidad total de 4,868 m.

Para la perforación del Pozo Lankahuasa-1 se utilizaron cuatro diámetros distintos para la tubería de revestimiento (TR) como se muestra en la Tabla 4.11:

Tabla 4.11. Diámetros y profundidad de la tubería de revestimiento.	
Diámetro	Tramo instalado
30"	152 m
20"	501 m
13 3/8"	1825.5 m
9 5/8"	1395 – 2802 m

En la tabla 4.12 se muestran los tipos de lodos utilizados durante la perforación del Pozo Lankahuasa-1.

Tabla 4.12. Tipos y densidades del lodo utilizado en el Pozo Kosni-1.		
Tipo de lodo	Densidad	Profundidad
Salmuera Solida	1.07 – 1.1 gr/cc	0 a 160 m
Bentonítico	1.07 – 1.32 gr/cc	160 a 1300 m
Polimérico	1.28 – 1.45 gr/cc	1300 a 3139 m

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

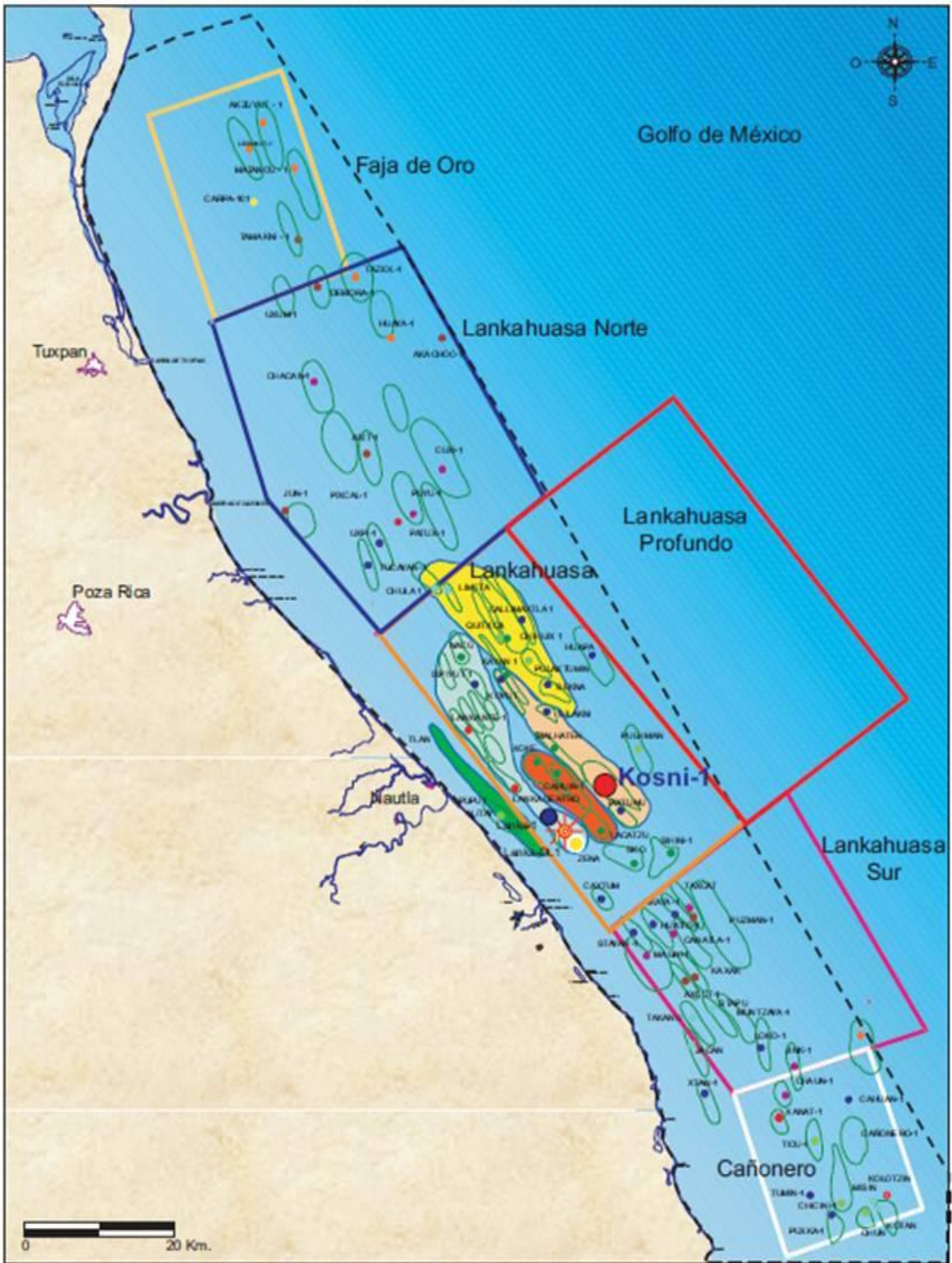


Fig. 4.17. Pozo Kosni ubicado en el cubo sísmico Lankahuasa (Tomada de PEMEX, 2005).

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

Realización de la perforación:

Se programó perforar verticalmente el Pozo Lankahuasa-1 a la profundidad de 2875 mbmr, pero durante la tercera etapa, de 501 a 1825 m, se midió la desviación del pozo por medio del registro giroscópico multishot, el cual indicaba que a 750 m se había iniciado gradualmente la inclinación del pozo hasta los 1825 m, donde al ángulo de desviación había alcanzado los 18° a una distancia de 90 m respecto a la vertical. Posteriormente, se llevó a cabo la verticalización del pozo [Hernández Diazgirón, 2005].

Durante la perforación del pozo se registraron manifestaciones de gas en seis intervalos dentro de la columna comprendida entre 1701 a 2667 mbmr, dos de ellos en el Plioceno Inferior y el resto de edad Mioceno Superior. Se realizaron lecturas máximas de gas-lodo de 90 a 245 unidades, con duración de entre 5 y 30 minutos, presentándose variaciones de lodo máximas de 0.19 gr/cc (de 1.30 a 1.11 gr/cc) y mínimas de 0.02 gr/cc (de 1.29 a 1.27 gr/cc) [Hernández Diazgirón, 2005].

Los intervalos en los cuales se manifestó presencia de gas durante la perforación, son enlistados en la tabla 4.13.

Tabla 4.13. Manifestaciones de gas del Pozo Lankahuasa-1.

Intervalo (m)	Gas-lodo (u)	Variación de lodo (gr/cc)	Duración (min)	Edad
1701 – 1705	206	1.30 a 1.11	10	Plioceno Inferior
1939 – 1943	133	1.45 a 1.42	30	Plioceno Inferior
2430 – 2438	245	1.28 a 1.21	20	Mioceno Superior
2469 – 2478	117	1.29 a 1.27	5	Mioceno Superior
2579 – 2586	120	1.27 a 1.25	15	Mioceno Superior
2652 – 2667	90	1.29 a 1.23	5	Mioceno Superior

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

De la perforación del Pozo Lankahuasa-1 se obtuvieron tres núcleos, de las cuales las lecturas de gas-lodo se mantuvieron entre los intervalos normales: en el núcleo 1 se midieron 12 unidades, en el núcleo 2 se midieron 8 unidades y el núcleo 3 se midieron 34 unidades; en este último fueron registradas las lecturas más altas [Hernández Diazgirón, 2005].

Fue necesaria la toma de registros geofísicos (Tabla 4.14) para obtener información óptima de las características litológicas del pozo.

Tabla 4.14. Registros geofísicos tomados en el Pozo Lankahuasa-1.			
Tipo de registro	Primera corrida (m)	Segunda corrida (m)	Tercera corrida (m)
Doble Inducción-Rayos Gamma-Potencial Espontáneo (DIL-RG-SP)	507.5 – 152		
Litodensidad-Neutrón compensado-Rayos Gamma (LDL-CNL-RG)	509.5 – 152	1837.5 – 501.5	2800 – 1825
Sónico Dipolar-Sónico de porosidad-Rayos Gamma (DSI- BHC-RG)	500 – 152	1830 – 502	
Echados (FMI)		1835 – 505	
Check Shot Survey (CSAT)		1830 – 100	
Temperatura	465		
Giroscópico		1800 – 90	2740 – 1800
Arreglo Inductivo-Rayos Gamma (AIT-RG)		1832.5 – 501.5	3110 – 1825
Sónico Dipolar-Echados- Espectroscopia de Rayos Gamma (DSI-SHDT-NGT)			2802 – 1825
Sónico de Cementación (CL- VDL-RG)			2749 – 90
Perfil Sísmico Vertical (VSP)			2745 – 1590

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

Una vez realizado el análisis de los registros geofísicos y respaldados por las manifestaciones de gas en los intervalos mostrados, se realizó la evaluación del Pozo Lankahuasa-1 a nivel del Mioceno Superior: se recomendó probar 5 intervalos de interés petrolero (Tabla 4.15).

Tabla 4.15. Intervalos de interés.				
Intervalo (m)	Edad	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)	Espesor (m)
2652 – 2664	Mioceno Superior	19	35	12
2573 – 2592	Mioceno Superior	18	30	19
2470 – 2480	Mioceno Superior	12	50	10
2428 – 2439	Mioceno Superior	15	30	11
2053 – 2063	Mioceno Superior	15	28	10
2017 – 2026				9

Como resultado final, durante y después de la perforación del Pozo Lankahuasa-1, se obtuvo información exploratoria, la cual aportó conocimiento geológico del área marina de esta región y la identificación de varios horizontes productores de gas seco, siendo los intervalos de 2428–2439 m y 2573–2592m los mejores.

Con este descubrimiento fue confirmado por la presencia de una nueva provincia de gas no asociado en la Plataforma Continental del Golfo de México.

En el caso de la perforación del Pozo Kosni-1 fueron utilizados cinco diámetros distintos para la tubería de revestimiento (TR) como se muestra en la tabla 4.16:

Tabla 4.16. Diámetro y profundidad de la tubería de revestimiento.	
Diámetro de la tubería (pulg)	Profundidad
30	302
20	505
13 3/8	1985
Liner 9 5/8	1779 – 4050
Liner 7	2497 – 4768

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

Durante esta perforación fueron utilizados fluidos que optimizaron el proceso: en los primeros 522 m, se perforó con agua de mar y baches de lodo Bentonítico de 1.03 gr/cm^3 ; de los 522 a 1993 m, se perforó con lodo polimérico de 1.15 a 1.24 gr/cm^3 . Luego se cambió a lodo de Emulsión Inversa con densidad inicial de 1.24 gr/cm^3 a 1994 m bajando temporalmente a 1.22 gr/cc a los 2000 m, variando paulatinamente a 1.38 gr/cm^3 a 4114 m. Posteriormente bajó de 1.38 gr/cm^3 a 1.36 gr/cm^3 hasta el término de la etapa, a una profundidad de 4221 m.

Durante el desarrollo de la perforación del Side Track-1, ST-1 (desviación del pozo respecto a la trayectoria programada), se utilizó lodo de Emulsión Inversa, iniciando con 1.26 gr/cm^3 , hasta 4084 m; de 4084 a 4109 m se cambió a 1.25 gr/cm^3 . Posteriormente, se aumentó la densidad del lodo a 1.26 gr/cm^3 hasta la profundidad de 4203 m. Se cambió paulatinamente de 1.25 gr/cm^3 a 1.31 gr/cm^3 hasta 4806 m, donde se presentaron problemas de atrapamiento [Hernández Martínez, 2005].

Durante el desarrollo de la perforación del Side Track-2 (ST-2), se siguió utilizando lodo de Emulsión Inversa con densidad inicial de 1.36 gr/cm^3 , hasta la profundidad de 4008 m [Hernández Martínez, 2005]. De 4008 a 4297 m de profundidad se aumentó a 1.38 gr/cm^3 . Posteriormente, las condiciones de operación permitieron bajar paulatinamente la densidad a 1.35 gr/cm^3 , a la profundidad de 4576 m. De 4576 a 4770 m, se utilizó lodo con 1.37 gr/cm^3 , donde se suspendió por intento de atrapamiento. Se reanudó la perforación con una densidad de 1.43 gr/cm^3 y aumentando paulatinamente a 1.45 gr/cm^3 a la profundidad de 4842 m, donde se suspendió nuevamente por intento de atrapamiento. Terminó el procedimiento con lodo de 1.74 gr/cm^3 a 4868 m [Hernández Martínez, 2005].

Realización de la perforación:

La perforación del Pozo Kosni-1 fue programada en forma direccional de 500 a 5573 m, utilizando sarta navegable con motor de fondo, con el fin de controlar el ángulo y rumbo de desviación, así como la distancia horizontal respecto a la

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

posición inicial del pozo. Durante la perforación se presentaron varios problemas mecánicos por lo cual se efectuaron 2 reentradas (SideTracks). La primera profundidad total alcanzada (agujero principal) fue de 4,221m. La profundidad en el ST-1 fue de 4,806m y la del ST-2 fue de 4,868m, profundidad total del pozo, sin haber alcanzado la profundidad total programada debido a fricciones, arrastre de la sarta y conatos de atrapamiento. En la figura 4.18 se muestra la desviación y estado final del pozo [Hernández Martínez, 2005].

Durante la perforación del Pozo Kosni-1 se presentaron 4 manifestaciones de gas, presentando relaciones Gas-Lodo, Gas-Corte y Gas-Succión en diferentes profundidades. Esto se muestra en la tabla 4.17.

Fue necesaria la toma de registros geofísicos (Tabla 4.18) para obtener información óptima de las características litológicas del pozo.

Intervalo (m)	Gas-Lodo (u)	Gas-Corte (u)	Gas-Succión (u)	Variación (gr/cc)	Duración (min)	Edad
3713-3722	379	5	0	1.37	30	Plioceno Inferior
3923-3928	179	1	0	1.38	60	Plioceno Inferior
4154-4168 (ST-1)	82	4	8	1.26	45	Plioceno Inferior
4853-4868 (ST-2)	70	0	2	1.74 a 1.72	120	Mioceno Superior

Durante la perforación se cortó un núcleo convencional en el intervalo de 4181–4190 m, así como diez núcleos de pared a diferentes profundidades, como se muestra en la figura 4.19. A estos núcleos de pared, como al núcleo convencional, se les hicieron estudios petrográficos, de Difracción de Rayos X y estudios en Microscopio Electrónico de Barrido (MEB) [Hernández Martínez, 2005].

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

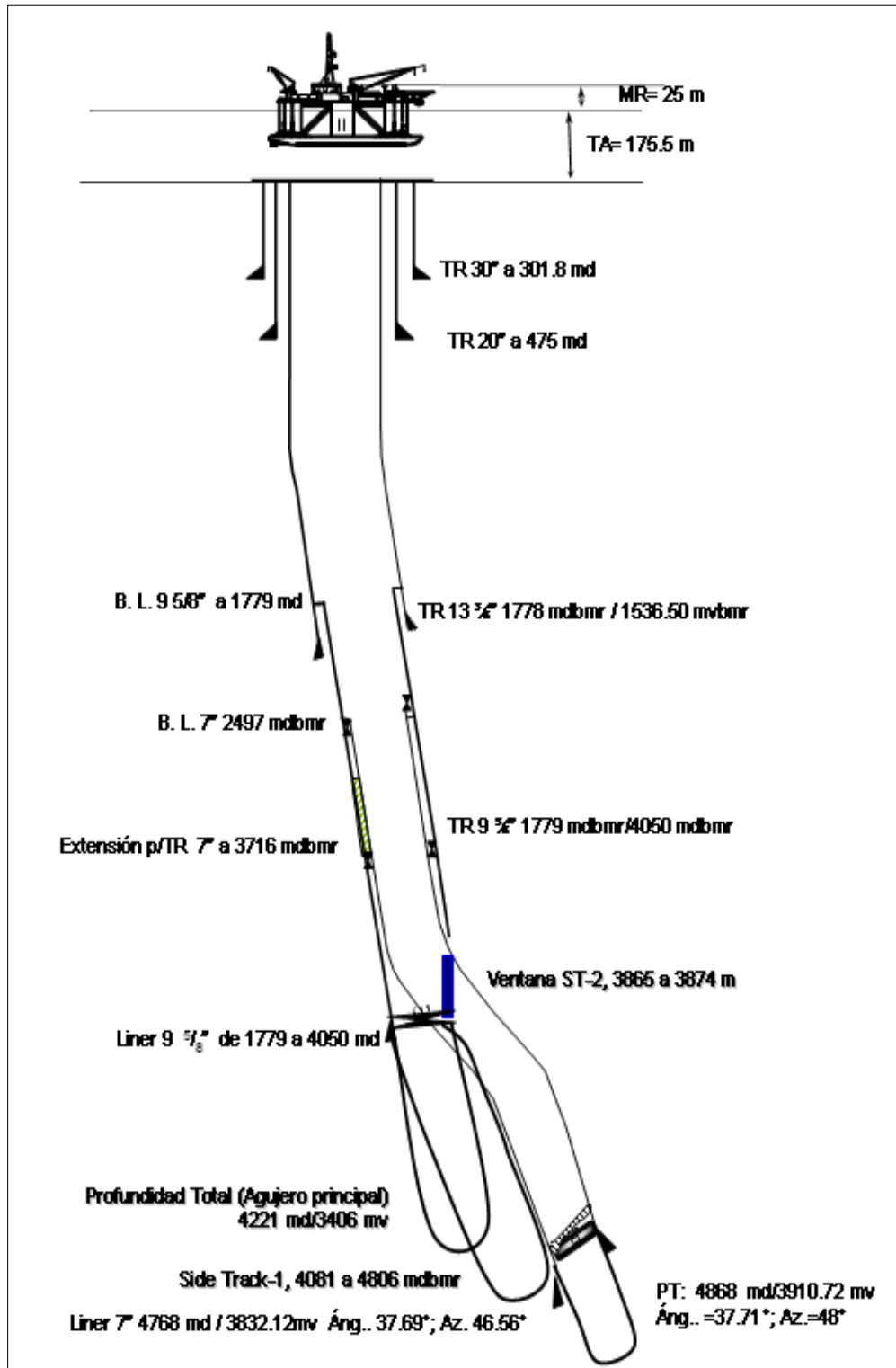


Fig. 4.18. Estado mecánico final del Pozo Kosni-1 (Tomada de Hernández Martínez, 2005).

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

Tabla 4.18. Herramientas utilizadas en las diferentes etapas de perforación.

Tipo de registro	Intervalos		
Tiempo real continuo (LWD-MWD)	508 - 1993	1993 - 4050	3865 - 4868
Arreglo Inductivo-Rayos Gamma (AIT-GR)	508 - 1992	1985 - 4054	3865 - 4777
Litodensidad-Neutrón Compensado-Rayos Gamma (LDL-CNL-RG)	508 - 1984	1985 - 3966	3867 - 4770
Sónico Dipolar Rayos Gamma (DSI-RG)	508 - 1938	1985 - 3965	3867 - 4772
Espectroscopía de Elementos (ECS)		1958 - 3965	3867 - 4760
Check-Shot Survey (CSAT)	200 - 1970		
Espectroscopía de Rayos Gamma	508 - 1985	3800 - 4050	
Imágenes de Buzamientos Estratigráfica Estructural (OBMI)		1985 - 3960	3885 - 4770
Resonancia Magnética (CMR)			3900 - 4342
Sónico de Cementación (CBL-VDL)		1785 - 4053	3725 - 4750
Temperatura		1785 - 4054	
Giroscópico			210 - 4070

El Bloque San Andrés cuenta también con una gran infraestructura: registra una producción bruta de 4,709 bpd, la cual se maneja en las baterías de separación San Andrés I, San Andrés II, San Andrés III y San Andrés IV (Figura 4.20), las cuales separaron alrededor de 2,459 bpd de agua y 3.7 mmpcd de gas a diciembre 2010. En la planta deshidratadora ubicada en la batería San Andrés II se recibe la producción total del bloque, incluyendo la que proviene de las baterías Hallazgo I, Hallazgo II, Remolino I y Remolino II, que están fuera del bloque. Dicha planta cuenta con dos deshidratadores de 30,000 bl cada uno y dos tanques de almacenamiento de 20,000 bl cada uno; el agua congénita es inyectada a pozos letrina del campo Hallazgo. El aceite es parcialmente deshidratado y se transporta por un oleoducto de 12"Ø x 39.6 km hacia la Central de Almacenamiento y Bombeo (CAB) Poza Rica, donde se acondiciona el crudo para la transferencia de

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

custodia a PEMEX Refinación. El agua producida es inyectada a pozos letrina [PEMEX, 2011].

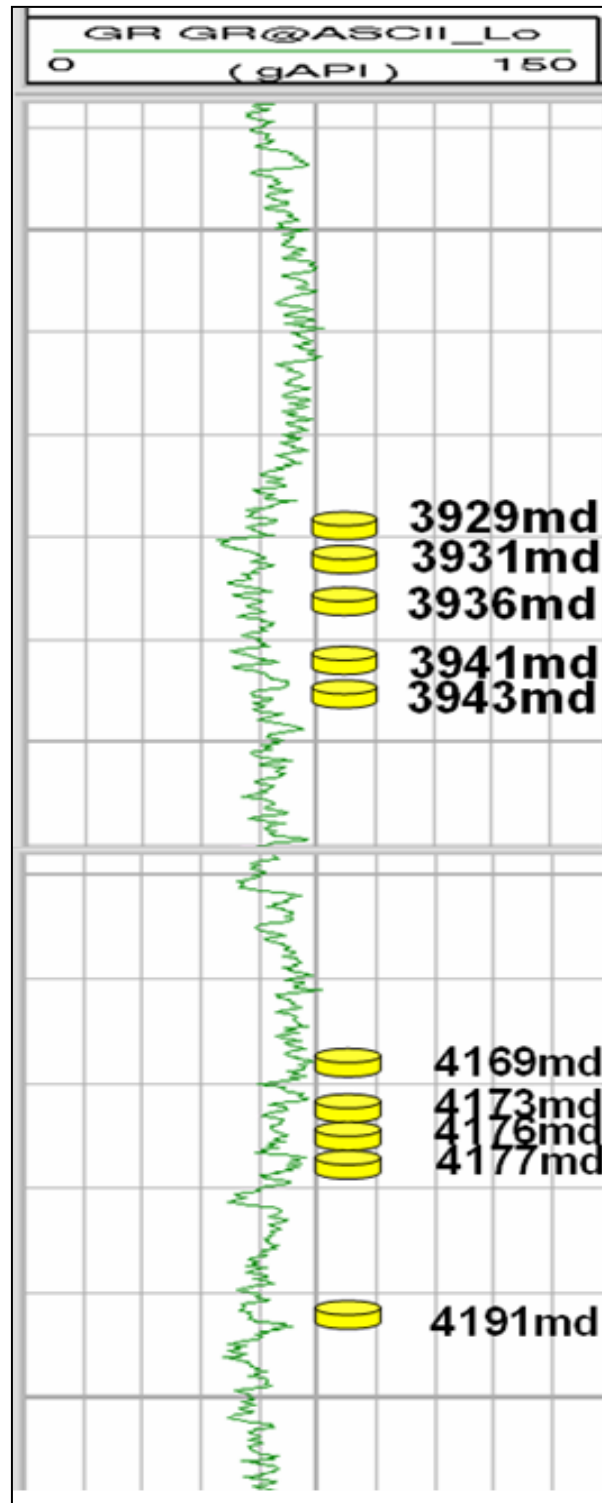


Fig. 4.19. Núcleos de pared con base en la respuesta del registro rayos gamma (Tomada de Hernández Martínez, 2005).

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN



Fig. 4.20. Baterías de separación del Bloque San Andrés (Tomada de PEMEX, 2012).

En abril de 2012 PEMEX reportó los siguientes datos correspondientes al Bloque San Andrés (Tabla 4.19 y Tabla 4.20).

Durante la perforación en el área de San Andrés fueron considerados los siguientes parámetros:

- Profundidad: 3,000 a 3,500 metros desarrollados
- Inclinaciones: 0° a 45°
- Densidades de lodos
 - Primera etapa: 1.05-1.40 gr/cm³; base agua
 - Segunda etapa: 1.20-1.60 gr/cm³; base aceite
 - Tercera etapa: 1.10-1.40 gr/cm³; base aceite
 - Cuarta etapa: 1.02-1.06 gr/cm³; base agua
 - Objetivo: Jurásico San Andrés

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

Tabla 4.19. Datos de formación Productora (Tomada de PEMEX, 2012).		
Fecha de descubrimiento	1956	1956
Inicio de explotación	1956 (Pozo San Andres-3)	1956 (Pozo San Andres-3)
Tipo de formación	Tamabra	San Andrés
Grado de fracturamiento	Calizas Biógena, calcarenitas	Caliza Naturalmente Fracturada
Grado de fracturamiento	Bajo	Medio y Alto
Profundidad cima	2,200 m	3,200 m
Espesor (Tamabra–San Andrés)	49 m	40 – 49 m
Porosidad (Matriz + Fractura)	10 – 19 %	8 – 16 %
Permeabilidad (Matriz + Fractura)	2 a 14 mD	0.1 a 7 mD
Pozo Perforado más Profundo	175	8
Pozos con registros geofísicos	175	226
Localizaciones propuestas en 2012	San Andrés 381 y 382	San Andrés 381,382 y 383
Sísmica existente 2D	75 Km	75 Km
Sísmica existente 3D	113 Km ²	113 Km ²

Algunos de los problemas que se tuvieron que enfrentar durante la perforación fueron:

- Pegaduras diferenciales
- Presencia de acuíferos de agua salada
- Pérdidas totales de circulación
- Gas somero
- Lutitas reactivas del terciario
- Control direccional.

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

Tabla 4.20. Datos Operativos (Tomada de PEMEX, 2012).		
Producción de aceite (bruta)	9,405	bpd
Porcentaje de agua	82	%
Producción de Aceite (neta)	1,702	bpd
Producción de Gas	3.84	mmpcd
Pozos Fluyentes	3	
Pozos con BM	2	
Pozos con BN	38	
Pozos con BH	2	
Pozos Productores	45	
Pozos Cerrados con Posibilidad de Explotación	92	
Pozos Cerrados sin Posibilidad de Explotación	174	
Pozos Cerrados Pendientes de Taponamiento	6	
Pozos Taponados	50	
Pozos Inyectores de Agua Congénita	1	

Realización de la perforación:

La mayoría de los arreglos de las tuberías de revestimiento (TR) en esta área corresponden al diseño de tres etapas: una TR conductora de 13 3/8", que tiene como objetivo instalar conexiones superficiales y se cementa alrededor de 25 y 100 m; la TR intermedia de 9 5/8" que se cementa a profundidades promedio de 200 a 600 m. Los asentamientos de dicha etapa se proponen según los pozos de correlación, y se recomienda no atravesar la Formación Guayabal al utilizar fluido base agua. Finalmente, perforar la tercera etapa y cementar la TR 6 5/8" ó 7" (Figura 4.21) a la profundidad total. Generalmente se utilizan conexiones API en las tuberías cementadas. En caso de ser necesario, se utiliza agujero descubierto de 6 1/8" en la zona productora o ésta se llega a revestir con liner de 4 1/2" conexión premium [PEMEX, 2011].

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

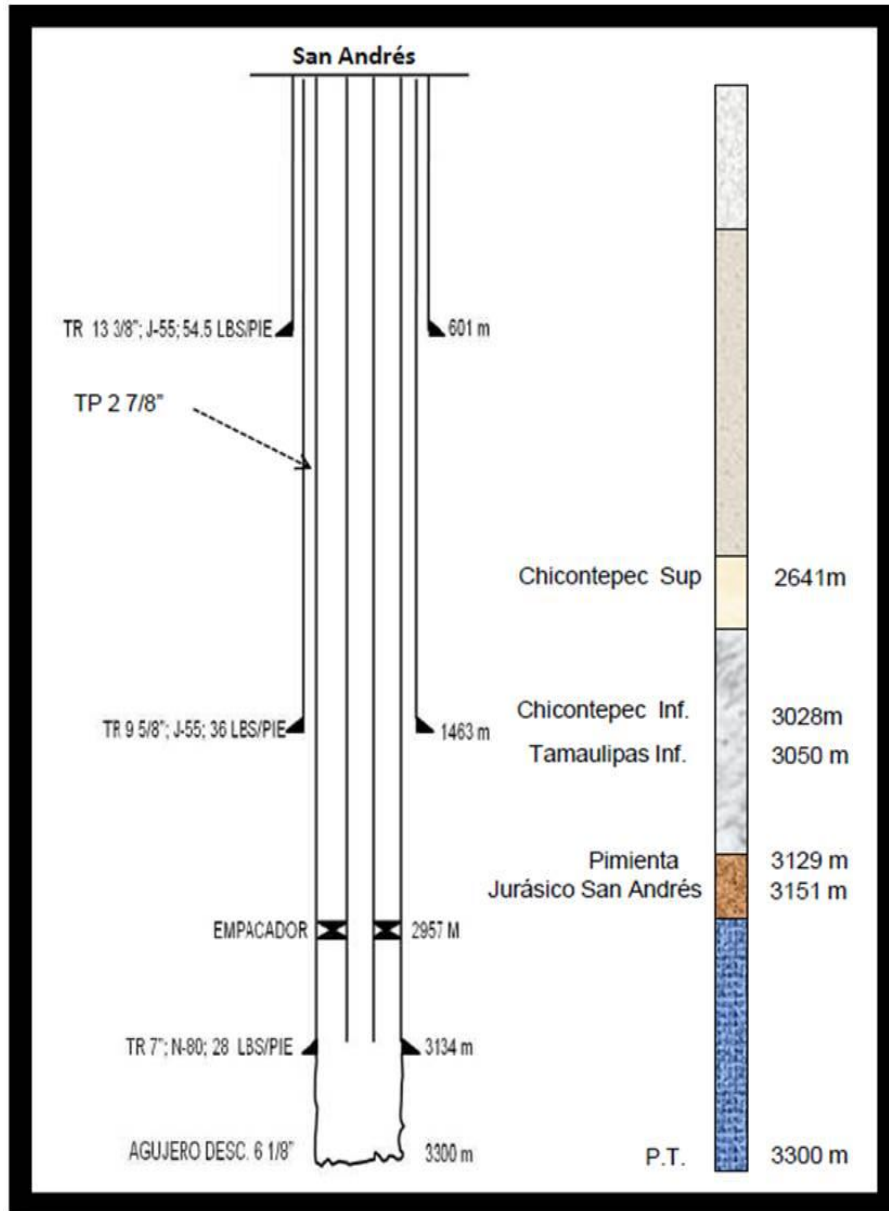


Fig. 4.21. Estado mecánico tipo de los pozos pertenecientes al área de San Andrés (Tomada de PEMEX, 2011).

Las primeras etapas son de presión normal y se perforan con lodo base agua y con densidades de control del orden de 1.05 a 1.40 gr/cm³. Las densidades anormales, en su caso, se deben al control de estabilidad de la lutita y no porque el gradiente de presión lo demande. La etapa de explotación se perfora con fluido base agua (salmuera sódica), capaz de incrementar su viscosidad por cualquier

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

contingencia, además de ser amigable con la formación productora y ajustable a la densidad de control de 1.02 hasta 1.06 gr/cm³ [PEMEX, 2011].

El árbol de válvulas es de 13 3/8" x 9 5/8" x 7" x 2 7/16" 5,000 lb/pg². No se observó gran problemática operativa durante la perforación del pozo [PEMEX, 2011].

El control direccional de los pozos requiere bajas severidades evitando la tortuosidades tan prolongadas (2.0 a 4.5) y ángulos no mayores a 45° (la limpieza del pozo deberá ser programada para evitar el asentamiento de los recortes). La mayoría de los pozos en esta zona son verticales y recientemente se han perforado pozos direccionales [PEMEX, 2011].

CAPÍTULO 5. RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES



5. RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES

La PRMS es un sistema completamente integrado que proporciona la base para la clasificación y categorización de todas las reservas de petróleo y recursos. Aunque el sistema abarca toda la base de recursos, se centra principalmente en la estimación de los volúmenes de venta de reembolso. Debido a que las cantidades de petróleo no pueden ser recuperadas y vendidas sin la instalación o el acceso a la producción, el procesamiento y las instalaciones de transporte, PRMS se basa en una distinción explícita entre [World Petroleum Council].

1. el proyecto de desarrollo que ha sido (o serán) implementado para recuperar el petróleo de uno o más acumulaciones y, en particular, la posibilidad de comercialidad de ese proyecto [World Petroleum Council].
2. el rango de incertidumbre en las cantidades de petróleo que se prevé que será producido y vendido en el futuro de ese proyecto de desarrollo [World Petroleum Council].

Este sistema PRMS dos ejes se ilustran en la figura 5.1.

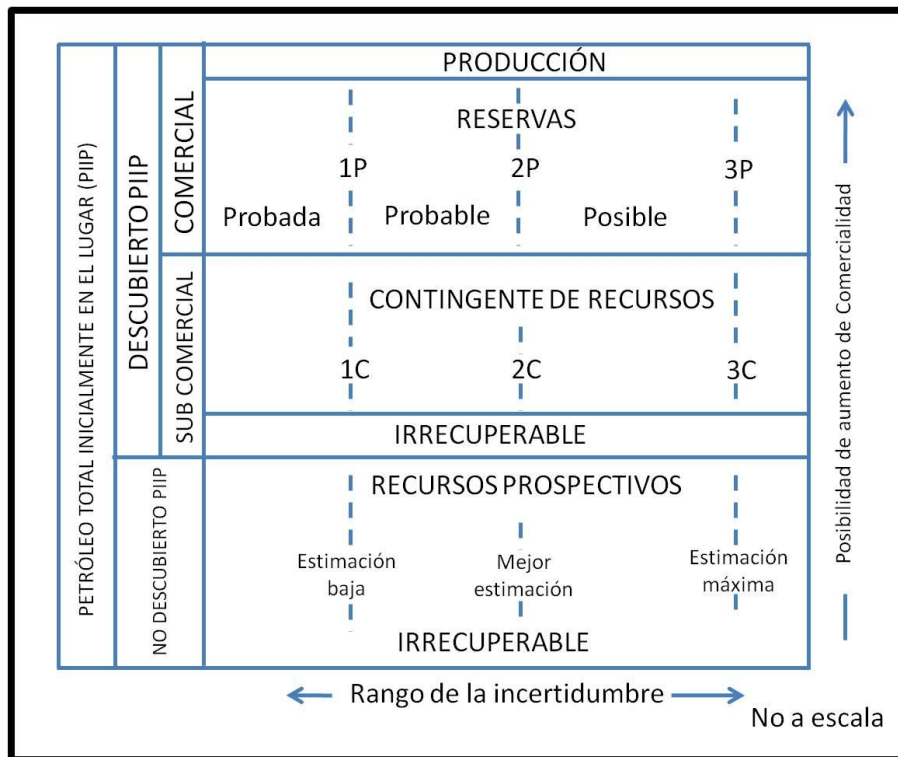


Fig. 5.1. Recursos marco de clasificación (Tomada de World Petroleum Council, 2001)

5. RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES

Cada proyecto se clasifica de acuerdo a su madurez o el estado que corresponden, a su posibilidad de comercialidad, con tres clases principales, con la posibilidad de subdividir aún más con las subclases. Las tres clases son Reservas, Recursos Contingentes y recursos prospectivos. Por otra parte, el rango de incertidumbre en las cantidades estimadas de ventas de reembolso de dicho proyecto específico se clasifica basada en el principio de la captura de al menos tres estimaciones de los resultados posibles: bajo, mejor, y las estimaciones de alta [World Petroleum Council].

Para proyectos que satisfacen los requisitos de carácter comercial, las reservas pueden ser asignados al proyecto, y las tres estimaciones de los volúmenes de venta de reembolso son designados como reservas 1P (probadas), 2P (probadas más probable), y 3P (probadas más probables más posibles). Las categorías equivalentes para los proyectos con recursos contingentes son 1C, 2C y 3C, mientras que los términos estimación a la baja, las mejores estimaciones, y la estimación alta se utilizan para los recursos prospectivos. El sistema también tiene capacidad de clasificar y reportar las cantidades de reservas incrementales como probadas, probables y posibles, en lugar de utilizar los escenarios de realización física de 1P, 2P y 3P [World Petroleum Council].

La exploración y explotación de hidrocarburos en la Provincia Petrolera Tampico-Misantla iniciaron a principios del siglo pasado, cuando fueron perforados los primeros pozos en el área de Furbero en el Estado de Veracruz; no obstante la explotación no fue estrictamente comercial. En ese tiempo se perforaba con técnicas rudimentarias. Fue hasta 1904, con la perforación del Pozo La Pez-1, en la parte norte de la provincia, cuando empezó en México la producción comercial de hidrocarburos en calizas fracturadas del Cretácico [PEMEX, 2010]. Posteriormente fueron descubiertos importantes yacimientos en la Faja de Oro Terrestre, que dieron gran renombre a esta provincia. En la década de 1920 la provincia llegó a producir más de 500 mil barriles por día (Figura. 5.2), habiendo acumulado una producción, a la fecha, de más de 5,500 millones de barriles de aceite y 7.5 billones de pies cúbicos de gas.

5. RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES

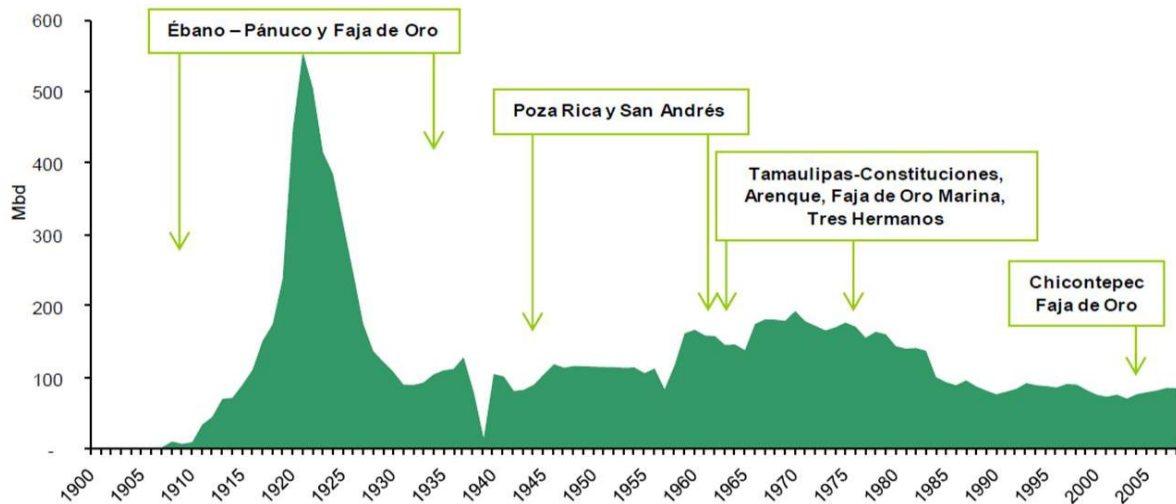


Fig. 5.2. Gráfica histórica de producción de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla (Tomada PEMEX 2010).

En 2010 la Provincia Tampico–Misantla aportó el 0.8% del volumen total descubierto con la perforación del Pozo Tilapia-1, productor en rocas del Jurásico, y el 19% del total de petróleo crudo equivalente de la Región Norte. Con lo que respecta al número de pozos con éxito comercial sólo contó con uno ese año.

Por su producción, podemos identificar que el sistema petrolero más importante ha sido el Tithoniano-Cretácico, con casi el 50% de los de los 7.1 mmmbpce acumulados al 1 de enero de 2009. Las reservas más importantes se encuentran en secuencias sedimentarias del Tithoniano-Paleoceno-Eoceno con el 88% de los 18.05 mmmbpce evaluados a la misma fecha. El Cretácico (Albiano–Cenomaniano) aún posee el 5% de las reservas de hidrocarburos en la cuenca, sin considerar el aceite remanente no recuperado por los métodos tradicionales de explotación, con que se han explotado los campos hasta al 1 de enero de 2010 [PEMEX, 2010].

Al 1 de enero del 2012, las reservas probables del país registraron un descenso, debido, principalmente, a las reclasificaciones de reservas en la Cuenca de Chicontepec (reservas posibles); a esta fecha, el 47% de las reservas probables se ubican en esta cuenca [PEMEX, 2012]. Las reservas remanentes se localizan, sobre todo, en los yacimientos de la Cuenca de Chicontepec.

5. RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES

Frente al agotamiento de los campos más productivos de México, incluyendo al yacimiento súper-gigante Cantarell, PEMEX ha encaminado sus esfuerzos de exploración y desarrollo de yacimientos a otros campos, cuya explotación supone grandes retos. La búsqueda de nuevas reservas de hidrocarburos ha impulsado a PEMEX al estudio de nuevas cuencas y horizontes hasta hoy inexplorados; también busca contribuir a la generación de valores que permitan incrementar la capacidad de ejecución, a través de esquemas rentables y competitivos en campos maduros, como ocurre con Chicontepec y la Faja de Oro, con proyectos que requieren modelos económicos y de operación específicos para cada caso [PEMEX 2011].

Entre los proyectos que se encuentran en evaluación por PEMEX, dos son las áreas de oportunidad de mayor importancia:

- Los campos maduros de las cuencas del sureste y norte, los cuales contienen el 29 % de las reservas totales del país e incluyen a la Provincia Tampico–Misantla, en sus secuencias Jurásicas y Cretácicas [PEMEX, 2011].
- La Cuenca de Chicontepec, donde se concentra el 39%, aproximadamente, de las reservas totales del país [PEMEX, 2011].

Entre los campos maduros que se encuentran dentro del área de estudio, se han identificado seis campos de gran importancia, cuatro de ellos en el continente: Altamira, Pánuco, San Andrés y Tierra Blanca; y dos en áreas marinas: Arenque y Atún (Figura 5.3).

Estas áreas representan importantes oportunidades para el desarrollo y producción de aceite y/o gas. Sus volúmenes estimados son:

- Reservas 3P de 224 mmbpce
- Volumen prospectivo, de 1,672 mmbpce

Las seis áreas citadas abarcan una extensión de 6,991 Km², aproximadamente, y comprenden 22 campos. Actualmente, tienen una producción aproximada de 13 mil barriles diarios de petróleo crudo y 31 millones de pies cúbicos de gas natural (Tabla 5.3).

5. RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES

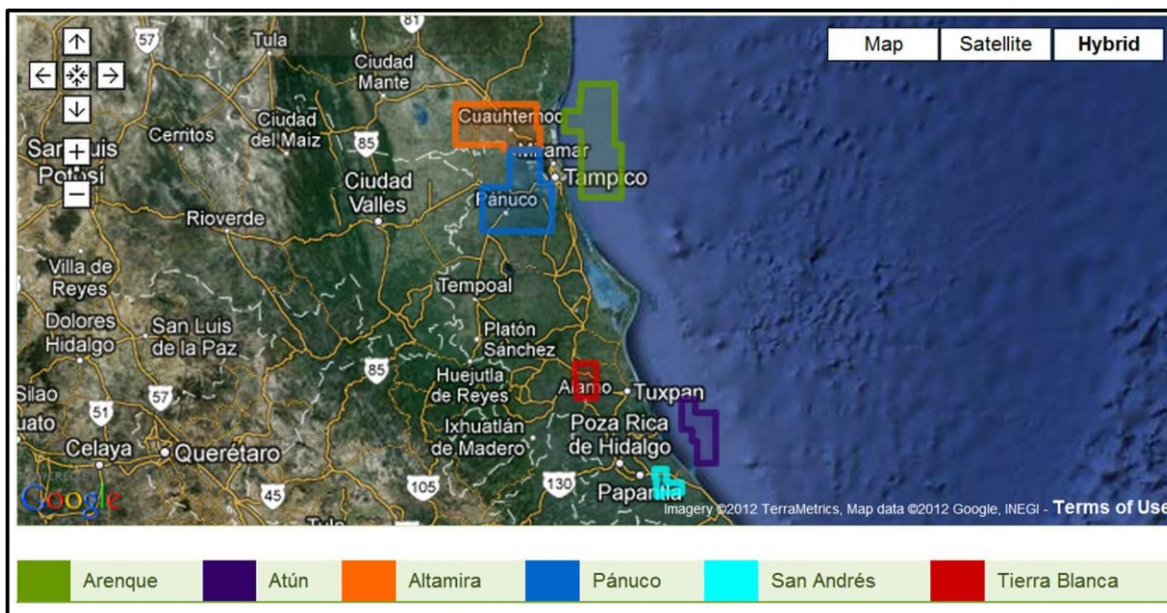


Fig. 5.3. Superficies aproximadas de los bloques correspondientes a los campos maduros de la Provincia Tampico-Misantla (Modificado de Google Earth 2012).

Área	Superficie (Km ²)	Tipo de hidrocarburo (°API)	Reservas, al 1 de enero de 2011 (mmbpce)			Recursos prospectivos (mmbpce)	Volumen original		Producción 2011	
			1P	2P	3P		Crudo (mmb)	Gas (mmpc)	Crudo (mbd)	Gas (mmpcd)
Altamira	1,625	10-13	2	5	11	13	104	103	1	0
Arenque	2,035	19-32	76	93	100	994	1,236	1,351	6	23
Atún	625	45-53	9	23	26	396	406	983	0	0
Pánuco	1,839	10-13	8	50	50	132	6,859	21,061	3	2
San Andrés	209	27-32	6	11	31	100	1,426	1,727	1	5
Tierra Blanca	358	15-27	5	6	6	37	953	532	2	1

Tabla 5.3. Datos generales y de producción por Bloque (Tomada de PEMEX, 2011).

5. RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES

5.1. Cuenca de Tampico

En el Bloque Altamira han sido perforados 87 pozos, de los cuales 25 están operando, 18 se encuentran cerrados y 44 taponados. En este bloque fue calculado un volumen original de 104.29 mmbbl de aceite y 103.32 mmmpc de gas. A la fecha se ha producido la cantidad de 13.618 mmbbl de aceite. 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, 2011]. La producción y reservas estimadas del Bloque Altamira, al 1 de enero de 2011, son importantes y se muestran en las tablas 5.4 y 5.5.

Numero de pozos existentes	87	
Tipo de hidrocarburo	Aceite pesado	
Densidad	10-13 °API	
Campos	Altamira	
Producción actual	Aceite	1.0 mbd
	Gas	0.1 mmpcd
Reservas al 1 de enero de 2011*	1P	2.3 mmbpce
	2P	4.8 mmbpce
	3P	10.5 mmbpce
Recursos prospectivos	12.8 mmbpce	
Volumen original	Aceite	104.29 mmbbl
	Gas	103.32 mmmpc
Producción acumulada	Aceite	13.6 mmbbl
	Gas	17.3 mmmpc

Tabla 5.4. Tabla de producción del Bloque Altamira (Tomada de PEMEX, 2011).

5. RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES

Bloque/campo	Área desarrollada por campo (Km ²)	Volumen original (mmbbl/mmmpc)		Factor de recuperación Total 2P (fracción)		Producción acumulada (mmbbl/mmmpc)		Reservas remanentes 2P (mmbbl/mmmpc)	
		Aceite	Gas	Aceite	Gas	Aceite	Gas	Aceite	Gas
		Altamira	8.4	103.19	103.19	0.18	0.17	13.6	17.3
Ébano	0.11	1.1	0.13	0.09	0.08	0+	0+	0.1	0.01
Total	8.51	104.29	103.32	0.18	0.17	13.6	17.3	4.8	0.53

Tabla 5.5. Tabla de producción del Bloque Altamira (Tomada de CNH, 2011).

***No se considera el gas por tener alto porcentaje de CO₂.**
+Pozos improductivos sin producción acumulada.

El Bloque Arenque abarca una superficie aproximada de 2,035 Km² y contiene a los campos Arenque, Lobina, Jurel, Merluza y Náyade. El crudo que se produce en estos campos es variable dependiendo del yacimiento, ya que se extrae desde crudo pesado a ligero, con densidades que varían de 19 a 32° API. La presión actual del yacimiento varía de 300 a 576 Kg/cm².

El bloque Arenque, en sus 5 campos, tiene una reserva probada de 76 mmbpce y una reserva probable de 17 mmbpce (Tabla 5.6). Se estima un recurso prospectivo de 994 mmbpce.

1P mmbpce	2P mmbpce	3P mmbpce
76	93	101

Tabla 5.6. Reserva remanente. (Tomada de CNH, 2011).

En los últimos años, la única actividad específica que se ha realizado en este bloque, es la re-entrada del Pozo Arenque-46 cuyas actividades iniciaron el 22 de mayo de 2010, cuando 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". Actualmente se registra una producción aproximada de 5,600 bpd de aceite y 22.8 mmpcd de gas de los campos Arenque y Lobina, donde hay cuatro plataformas marinas y 40 pozos (17 operando, 13 cerrados y 10 taponados), cinco ductos marinos de 12" de diámetro cada uno, de la plataforma Arenque "A" a

5. RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES

Arenque “B” con una longitud de 5.4 Km, de Arenque “C” a Arenque “B” de una longitud de 3.1 Km., y Lobina “A” a Arenque “B” con 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, 2011].

Las reservas estimadas del Bloque Arenque, al 1 de enero de 2011, son las que se muestran en la tabla 5.7.

Otro bloque importante, el Pánuco, tiene un área aproximada de 1,839 Km² e incluye los campos Salinas, Pánuco, Topila y parte del Cacalilao. En este bloque han sido perforados 1,632 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 aquí es de tipo pesado, con densidad variable de 10 a 13 °API. La presión actual, varía de 40 a 45 Kg/cm².

Área	2,035 Km ²	
Tipo de hidrocarburo	Aceite pesado – ligero	
Densidad	19-32 °API	
Campos	Altamira Lobina Jurel Merluza Náyade	
Producción actual	Aceite	5.6 mbd
	Gas	22.8 mmpcd
Reservas al 1 de enero de 2011	1P	76 mmbpce
	2P	93 mmbpce
	3P	101 mmbpce
Recursos prospectivos	994 mmbpce	
Volumen original	Aceite	1,235.5 mmbl
	Gas	1,351.2 mmmpc
Producción acumulada	Aceite	137.2 mmbl
	Gas	361 mmmpc

Tabla 5.7. Tabla de producción del Bloque Arenque (Tomada de PEMEX, 2011).

5. RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES

El Bloque Pánuco ha producido a la fecha 703.1 mmbbl de aceite y la producción actual es de 2,385 bpd de aceite y 2.4 mmpcd de gas (Tabla 5.8), con aporte de 35 a 40% de agua. La producción promedio actual es de 19 bpd (pozos viejos) y 40 bpd (pozos nuevos), aunque la producción inicial por pozo nuevo es de 70 bpd; con una RGA $50 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Su factor de recuperación es de 10.2 % y la presión actual del yacimiento varía entre 40 a 50 Kg/cm² [PEMEX, 2011].

Área	1,839 Km ²	
Tipo de hidrocarburo	Aceite pesado	
Densidad	10 – 13 °API	
Campos	Cacalilao (parcial) Pánuco Salinas Topila	
Producción actual	Aceite	2.385 mbd
	Gas	2.4 mmpcd
Reservas al 1 de enero de 2011	1P	8.3 mmbpce
	2P	49.9 mmbpce
	3P	49.9 mmbpce
Recursos prospectivos	132.2 mmbpce	
Volumen original	Aceite	6,858.7 mmbbl
	Gas	21,060.8 mmmpc
Producción acumulada	Aceite	703.1 mmbbl
	Gas	2,147.6 mmmpc

Tabla 5.8. Tabla de producción del Bloque Pánuco (Tomada de PEMEX, 2011).

5.2. Cuenca Chicontepec

Aunque esta Cuenca tiene varios campos, en este trabajo fueron considerados los datos, únicamente, de los campos Agua fría, Coapechaca, Coyula y Escobal, los cuales se ubican en los Municipios de Venustiano Carranza, Puebla, y Coatzintla, Veracruz, donde abarcan un área de 106 km², aproximadamente. El Play se

5. RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES

encuentra, en la mayoría de los casos, a 1900 m de profundidad. El aceite que produce tiene una densidad promedio de 26 °API. El área contaba con 598 pozos de desarrollo y 7 exploratorios al inicio de 2002, número que se incrementó en los siguientes años, logrando un incremento máximo de producción de aceite de 30 mbpd a 120 mbpd. A partir de 2007, la producción fue decreciendo. En cuanto al gas, el incremento fue de 50 a 200 mmpcd para ese mismo año [Pemex, 2005]. En 2007, el Campo Tajín, junto con los campos Agua Fría, Soledad, Aragón y Coyotes, contenía el 56.5 % de las reservas probadas de la Cuenca de Chicontepec [PEMEX, 2010].

Al 1 de enero del 2010 PEMEX calculó los volúmenes originales de aceite de los campos Agua Fría, Coapechaca, Coyula y Escobal, que comprenden el Proyecto Agua Fría-Coapechaca, así como las reservas 1P, 2P y 3P (Tabla 5.9).

Campo	VOA 1P (mmb)	VOGN 1P (mmpc)	VOA 2P (mmb)	VOGN 2P (mmpc)	VOA 3P (mmb)	VOGN 3P (mmpc)
Agua Fría	2,566	770	5,099	1,530	5,374	1,612
Coapechaca	1,579	511	3,255	1,053	3,615	1,170
Coyula	1,211	545	2,158	971	2,636	1,186
Escobal	550	165	1,849	555	2,012	604
Total	5,906	1,991	12,362	4,109	13,637	4,572

Tabla 5.9. Volúmenes originales de aceite y gas (Pemex, 2010).

Derivado de la actividad de perforación de pozos, de la interpretación sísmica 3D, del análisis del resultado de los pozos, de la actualización de planos de los diversos yacimientos por la nueva información y de la actualización de las premisas económicas, se han reevaluado las reservas de los campos, a partir de los procesos de certificación externa e interna iniciados desde 1999. El resultado de dichos procesos, incluyendo ajustes, puede optimizarse con la aplicación de mejores prácticas tecnológicas y disminuyendo costos [CNH, 2010].

Las reservas al 1 de enero de 2010, correspondientes a los campos Agua Fría, Coapechaca, Coyula y Escobal, presentados por PEMEX, se muestran en la tabla 5.10.

5. RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES

Campo	Aceite 1P mmb	Gas 1P mmmpc	PCE 1P mmb	Aceite 2P mmb	Gas 2P mmmpc	PCE 2P mmb	Aceite 3P mmb	Gas 3P mmmpc	PCE 3P mmb	Acum Dic 2009 mmb	Acum Dic 2009 mmmpc
Agua Fría	29	47	39	221	505	331	241	561	364	36	72
Coapechaca	24	40	32	166	377	241	215	514	318	16	19
Coyula	16	26	22	151	347	227	217	529	333	1	0
Escobal	11	22	15	74	170	105	93	225	135	2	4
Total	80	135	108	611	1,398	904	767	1,829	1,150	54	96

Tabla 5.10. Reservas de algunos de los campos en la Cuenca de Chicontepec (Pemex, 2010).

Los incrementos de producción logrados en la Cuenca de Chicontepec en el último trimestre del 2011 corresponden a la intensa actividad de operación y optimización de pozos, mediante la terminación de pozos multifracturados. Actualmente la Cuenca cuenta con un número superior a 3,000 pozos, por lo que ha sido necesario el fortalecimiento de diversos sectores productivos, para alcanzar un control de cada unidad productora.

Al inicio de este año, la Cuenca de Chicontepec enfrentaba aún muchos retos, el principal de ellos, tiene que ver con el incremento de la rentabilidad del proyecto a través de la reducción de costos, la implementación de nuevas tecnologías y la productividad de pozos. Se fortalecerán de manera constante las actividades enfocadas al entendimiento del subsuelo, como parte de una estrategia de seguimiento a campos, con la finalidad de generar certidumbre y conocimiento en la explotación de hidrocarburos. Los sistemas artificiales continuarán siendo el enfoque primario de la cuenca, debido a las características petrofísicas. Se planea la instalación de 1,000 unidades y se incrementará la asistencia técnica especializada para dar seguimiento y mantenimiento a cada nuevo sistema. Se adecuará todo el conocimiento generado en los laboratorios de campo y nuevos desarrollos de Pemex, en una estrategia de diseño de perforación, fracturamiento y extracción de aceite buscando un cierre a diciembre de 2012 de 65,000 bpd [Al México, 2012].

5. RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES

5.3. Faja de Oro

El campo Poza Rica, en los años 1966-1968, alcanzó una producción de 65,000 barriles diarios; mientras que en el periodo 1969-1977 el promedio de producción se mantuvo alrededor de 58,000 bpd. Se logró un incremento adicional a partir de 1978 con la perforación de pozos intermedios en áreas re-presionadas por la inyección de agua, llegando a producir un promedio de 113,945 bpd. En diciembre de 2009, se inyectaron un promedio de 10,624 bpd de agua a través de 8 pozos inyectoros. En el año 2010 había en operación 171 pozos, con una producción diaria de 8.321 miles de barriles de aceite y 10.0 millones de pies cúbicos de gas natural [CNH, 2010].

Al 1 de enero de 2010, el volumen original de aceite fue de 13,213.00 mmb y 13,398.39 mmmpc de gas. Las reservas remanentes de aceite y gas del proyecto de explotación del Campo Poza Rica se presentan en la tabla 5.11.

Categoría	Reserva remanente		
	Aceite mmb	Gas mmmpc	Crudo equivalente mmbpce
1P	106.78	152.32	118.65
2P	298.68	329.47	332.11
3P	409.32	476.48	462.90

Tabla 5.11. Reservas de aceite y gas (PEMEX, 2010).

El Bloque Tierra Blanca comprende un área de 358 Km², aproximadamente. Los campos que lo integran son: Tierra Blanca-Chapopote Núñez, con una reserva de 633 bpd; Potrero del Llano-Horcones, con una reserva de 180 bpd; Temapache, con una reserva de 703 bpd; Alazán, con una reserva de 106 bpd (Tabla 5.12), y Cerro Viejo, Vara Alta y la parte norte del campo Álamo-San Isidro con una reserva en estudio.

5. RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES

Campo	Aceite (bpd)	Gas (mmpcd)
Alazán	106	0.66
Álamo	69	0.02
Temapache	703	0.3
Potrero del Llano – Horcones	180	0.13
Tierra Blanca – Chapopote – Núñez	633	0.4

Tabla 5.12. Reservas de aceite y gas por campo (CNH, 2011).

En este bloque han sido perforados 380 pozos, de los cuales 49 están en operación, 44 están cerrados y 287 son taponados. El crudo que se produce es de tipo pesado, con densidad que varía de 15 a 27° API. La presión actual varía de 66 a 76 Kg/cm² y son suyas las siguientes reservas: 1P de 5.4 mmbpce y 2P de 6.4 mmbpce; relación gas-aceite de 114 m³/m³ [PEMEX, 2011]; algunos datos adicionales se muestran en la tabla 5.13.

Área	358 Km ²	
Tipo de hidrocarburo	Aceite pesado	
Densidad	15 – 27 °API	
Campos	Tierra Blanca, Álamo Alazán Cerro Viejo Potrero – Horcones Temapache Vara Alta	
Producción actual	Aceite	1.8 mbd
	Gas	1.2 mmpcd
Reservas al 1 de enero de 2011	1P	5.4 mmbpce
	2P	6.4 mmbpce
	3P	6.4 mmbpce
Recursos prospectivos	36.5 mmbpce	
Volumen original	Aceite	952.8 mmbl
	Gas	532.1 mmpc

Tabla 5.13. Tabla de producción del Bloque Tierra Blanca (Tomada de PEMEX, 2011).

5. RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES

El Bloque Atún abarca un área de 625 Km², aproximadamente, y comprende los campos Atún, Cangrejo, Escualo, Mejillón y Morsa. En el bloque han sido perforados 72 pozos, de los cuales 66 están taponados, 4 cerrados y 2 operando.

Los hidrocarburos que produce son de aceite superligero, así como gas y condensado con densidades que van desde los 45 a 53 °API y una RGA de 1,383 m³/m³.

La producción por campo en el año 2011, es la siguiente: el campo Atún tiene una producción acumulada de aceite de 40.7 mmbbl y 197.6 mmmopc de gas; el campo Escualo tiene una producción acumulada de aceite de 1.9 mmbbl y 0.9 mmmopc de gas; el campo Morsa tiene producción acumulada de aceite de 11.5 mmbbl y 4.6 mmmopc de gas y el Pozo Mejillón-1 un volumen original estimada de 2P de 40.1 mmbbl de aceite y 108.2 mmmopc de gas y una reserva remanente 2P de 1.6 mmbbl de aceite y 46.4 mmmopc de gas. Las reservas del Bloque Atún está constituida por los campos Atún y Mejillón. El bloque tiene una reserva probada de 9.2 mmbpce, probable de 13.4 mmbpce y posible de 3.7 mmbpce, con un total de 26.3 mmbpce en 3P [PEMEX, 2011]. Algunos datos adicionales sobre este bloque, se muestran en la tabla 5.14.

Área	625 Km ²	
Tipo de hidrocarburo	Superligero	
Densidad	45 – 53 °API	
Campos	Atún, Cangrejo Escualo, Morsa, Mejillón	
Reservas al 1 de enero de 2011	1P	9.2 mmbpce
	2P	22.6 mmbpce
	3P	26.3 mmbpce
Recursos prospectivos	396 mmbpce	
Volumen original	Aceite	405.9 mmbbl
	Gas	983.4 mmmopc
Producción acumulada	Aceite	54.1 mmbbl
	Gas	203.1 mmmopc

Tabla 5.14. Tabla de producción del Bloque Atún (Tomada de PEMEX, 2011).

5. RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES

5.4. Cuenca de Misantla

En la Cuenca de Misantla, el bloque de mayor interés es el Bloque San Andrés, el cual comprende un área aproximada de 209 Km². Los campos que lo integran son San Andrés, San Lucía, Remolino y Hallazgo.

La producción de aceite en este bloque está asociada principalmente al campo San Andrés, cuya producción inició en 1956 y hacia el año 1965 alcanzó la producción máxima de 44,870 bpd de aceite. En este bloque han sido perforados 356 pozos, de los cuales 50 están en operación, 250 cerrados y 56 taponados. Actualmente produce 950 bpd de aceite. El crudo es de tipo ligero, con densidad de 27 a 32 °API. La presión actual del yacimiento, varía de 217 a 255 Kg/cm². El yacimiento Jurásico San Andrés tiene una presión de 178 Kg/cm², aunque su presión original fue de 217 Kg/cm². El volumen original del Bloque San Andrés fue de 1,425.7 mmbbl de aceite y 1,727.2 mmmpc de gas; tiene una producción acumulada de 419.5 mmbbl de aceite y 377.3 mmmpc de gas, con un factor de recuperación de 27.6 % para el aceite y 19.6 % para el gas (tabla 5.15), [PEMEX, 2011].

Área	209 Km ²	
Densidad	27 – 32 °API (Ligero)	
Campos	San Andrés, Santa Lucía Remolino, Hallazgo	
Producción actual	Aceite	1.4 mbd
	Gas	4.6 mmpcd
Reservas al 1 de enero de 2011	1P	6.1 mmbpce
	2P	11 mmbpce
	3P	31 mmbpce
Recursos prospectivos	100 mmbpce	
Volumen original	Aceite	1,425.7 mmbbl
	Gas	1,727.2 mmmpc
Producción acumulada	Aceite	419.5 mmbbl
	Gas	377.3 mmmpc

Tabla 5.15. Tabla de producción del Bloque San Andrés (Tomada de PEMEX, 2011).

5. RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES

Con respecto al Campo Lankahuasa, al 1 de enero del 2010, PEMEX publicó que el volumen original de gas para las reservas 1P es de 513.1 mmmpc, para las reservas 2P es de 1065.6 mmmpc y para las reservas 3P es de 1181.1 mmmpc. Las reservas remanentes de gas son para las 1P, 79.2 mmmpc, para las 2P, 317.4 mmmpc y para las 3P, 363.1 mmmpc (Tabla 5.16).

Categoría	Volumen original de gas (mmmpc)	Reserva remanente de gas (mmmpc)
1P	513.1	79.2
2P	1065.6	317.4
3P	1181.1	363.1

Tabla 5.16. Reservas de gas (Pemex, 2010).

Con la finalidad de mostrar la información histórica completa sobre las reservas y la producción de hidrocarburos alcanzada por Petróleos Mexicanos durante la historia de la Provincia Tampico–Misantla, se muestran los datos más relevantes en las tablas 5.17 y 5.18, las cuales contiene información sobre la producción de petróleo expresada en miles de barriles diarios, de 2002 a 2012.

Tabla 5.17. Producción de petróleo (miles de barriles diarios)						
Fuente: PEMEX. Base de Datos Institucional (BDI)						
Campos	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Coapechaca	0.8	0.9	0.7	2.1	52.2	111.4
Corralillo	0.5	0.4	0.3	3.6	8.2	5.9
Coyol	0.0	0.0	0.0	0.6	0.6	0.5
Coyotes	6.3	6.8	6.6	6.2	8.4	6.6
Coyula	1.2	1.3	1.1	0.8	0.3	0.1
Escobal	1.6	1.3	1.0	0.7	0.7	1.0
Horcones	1.8	2.0	1.9	1.4	1.4	1.7
Humapa	0.0	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0
Remolino	2.6	1.8	2.3	2.0	2.4	4.1
Soledad	5.9	6.3	6.9	6.5	5.6	4.9
Soledad Norte	15.4	12.2	12.8	11.0	7.0	4.9
Tajín	23.3	18.1	13.0	43.5	72.0	72.6

5. RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES

Agua Fría	30.8	29.0	25.7	27.8	78.8	71.0
Alazán	3.1	3.4	3.1	2.9	2.5	2.1
Altamira	2.3	2.1	2.1	1.6	1.7	1.6
Arenque	75.8	98.7	101.2	102.0	101.8	113.4
Atún	4.6	4.2	5.1	4.9	4.7	3.8
Bagre	20.1	19.7	15.3	13.1	13.0	10.8
Cacalilao	20.1	19.1	18.1	17.7	18.3	19.3
Cerro Viejo	1.6	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6
Chicontepec	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0
Corcovado	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	3.0
Ezequiel Ordóñez	6.9	5.6	4.5	5.6	6.3	3.5
Hallazgo	16.4	13.9	12.1	9.5	6.9	6.6
Horcón	1.5	1.2	1.2	1.0	0.6	0.7
Lobina	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Manuel Ávila Camacho	0.6	2.5	3.5	1.8	0.5	0.6
Morsa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pánuco	12.9	13.2	12.8	12.5	11.9	13.3
Papantla	3.5	3.2	2.6	2.0	1.3	2.6
Poza Rica	172.7	187.1	185.8	175.0	167.0	145.1
Santa Lucía	0.7	0.8	0.6	0.5	0.4	0.5
Tecolutla	0.0	0.0	0.0	1.1	1.9	2.0
Temapache	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	6.1
Topila	0.7	0.6	0.7	0.5	0.6	0.6
Toteco Cerro Azul	18.8	19.0	19.0	20.7	18.8	17.1
Vara Alta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
San Andrés	47.1	42.1	35.2	34.3	30.0	32.9
Álamo San Isidro	2.2	2.3	2.2	3.0	3.2	3.2
Potrero del Llano Horcones	3.1	3.4	3.7	2.8	2.7	2.7
Tamaulipas-Constituciones	175.1	174.3	154.2	128.4	125.0	122.7
Tierra Blanca-Chapopote- Núñez	5.1	5.0	5.2	5.7	5.9	5.8
Ébano-Chapacao	18.4	20.0	22.5	19.3	19.4	20.0

5. RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES

Tabla 5.18. Producción de petróleo (miles de barriles diarios)							
Fuente: PEMEX. Base de Datos Institucional (BDI)							
Campos	2006	2007	2008	2009	2010	2011	(En-Fe) 1012
Coapechaca	90.4	71.4	85.7	78.9	69.4	65.6	8.7
Corralillo	6.3	6.7	22.0	32.0	46.1	117.7	26.4
Coyol	0.5	0.4	0.0	0.2	0.6	4.6	2.2
Coyotes	4.6	4.6	3.0	14.1	22.1	22.3	5.1
Coyula	0.1	0.0	0.1	4.3	12.6	16.7	3.5
Escobal	1.0	0.8	1.9	12.1	19.1	28.6	3.7
Horcones	1.3	1.0	0.5	3.7	4.4	7.8	1.5
Humapa	0.0	0.2	0.1	3.4	14.4	34.0	9.2
Remolino	3.6	4.2	0.1	0.0	3.6	19.3	8.9
Soledad	3.9	3.7	6.7	9.2	18.4	18.5	2.4
Soledad Norte	5.3	5.1	2.3	5.6	5.4	7.1	1.8
Tajín	62.0	92.8	134.7	80.9	82.4	76.8	15.8
Agua Fría	87.7	60.6	79.8	79.0	63.9	72.4	10.8
Alazán	1.7	1.2	0.9	0.7	1.2	1.6	0.3
Altamira	1.6	1.5	1.8	5.2	7.9	12.6	3.6
Arenque	101.4	92.0	75.0	63.0	54.1	66.2	10.2
Atún	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	1.0
Bagre	10.2	46.9	105.6	113.5	105.4	80.1	8.8
Cacalilao	21.2	19.4	18.3	19.3	17.7	15.6	2.6
Cerro Viejo	1.6	1.2	0.5	1.0	2.0	2.5	0.4
Chicontepec	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Corcovado	3.4	2.1	2.3	2.3	4.2	4.9	0.8
Ezequiel Ordóñez	4.3	5.9	1.8	3.5	2.4	3.6	0.8
Hallazgo	6.4	9.9	2.6	0.9	3.1	5.0	1.0
Horcón	0.8	1.0	0.6	0.7	1.0	1.1	0.2
Lobina	11.8	4.3	1.8	2.4	1.3	0.4	0.1
Manuel Ávila Camacho	0.9	1.8	1.2	0.7	0.4	0.4	0.3
Morsa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pánuco	13.8	10.6	9.3	11.5	9.5	9.0	1.3
Papantla	1.6	1.9	0.0	0.0	0.0	0.5	0.2
Poza Rica	145.6	150.3	115.7	107.9	89.6	96.8	21.1
Santa Lucía	0.4	0.4	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Tecolutla	1.0	0.8	0.4	0.4	0.4	0.2	0.0
Temapache	20.9	25.7	15.4	25.1	11.5	7.6	1.0

5. RESERVAS Y ÁREAS POTENCIALES

Topila	0.6	0.4	0.2	1.0	0.3	0.2	0.1
Toteco Cerro Azul	15.5	12.8	10.3	13.6	13.1	16.7	2.8
Vara Alta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
San Andrés	35.6	31.8	8.7	12.9	9.9	17.8	3.4
Álamo San Isidro	3.2	3.2	2.7	3.8	3.4	2.7	0.5
Potrero del Llano Horcones	2.8	2.1	1.7	2.5	2.3	2.9	0.6
Tamaulipas- Constituciones	114.4	104.9	98.4	97.8	91.3	96.5	18.0
Tierra Blanca-Chapopote- Núñez	5.7	4.9	1.3	3.5	9.8	6.7	1.0
Ébano-Chapacao	20.5	15.0	15.0	20.3	33.8	51.5	10.6

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

La Provincia Tampico–Misantla es la región petrolera más extensa y una de las más importantes de México ya que cuenta con áreas de singular relevancia e interés económico, como son la Cuenca de Tampico, la Cuenca de Chicontepec, la Faja de Oro (Plataforma de Tuxpan) y la Cuenca de Misantla.

Cuenca de Tampico

- Las rocas generadoras son principalmente del Jurásico Superior, aunque también podemos encontrar potencial en secuencias del Triásico y del Cenozoico.
- Las rocas sello son del Jurásico Superior y están formadas por una secuencias arcillosas del Cretácico Superior.
- Las trampas son de tipo estructural con cierre por fallas normales, lo que origina un fracturamiento que lo constituye en roca almacenadora 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 y diagonal ascendente y descendente.

Se comprueba que cada uno de los eventos dentro del sistema petrolero, dieron como resultado las condiciones propicias para la formación y acumulación de hidrocarburos.

- En 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.
- La perforación en el Bloque Arenque se lleva a cabo con la incorporación de tecnología de perforación direccional de largo alcance. Los diseños de los pozos se llevan a cabo con el aseguramiento y el aprovechamiento para

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

realizar re-entradas con el objetivo de colocar al pozo en una mejor posición estructural.

- En esta cuenca se encuentra algunos de los primeros pozos descubiertos en el país, con el uso de las nuevas tecnologías es importante trabajar en los pozos del área que se encuentra cerrados o se encuentra en proceso de maduración.

Cuenca de Chicontepec

- La Cuenca de Chicontepec es una de las cuencas petroleras más importantes por su volumen total de reservas y una de las principales alternativas para incrementar la producción de aceite y gas de México.
- Las rocas generadoras corresponden con las facies arcillo–calcáreas del Jurásico Superior, así como, en menor grado, con los horizontes arcillosos de las formaciones Chicontepec Inferior y Medio.
- Las rocas almacenadoras son principalmente areniscas del Eoceno Inferior de la Formación Chicontepec Superior, También existen acumulaciones en rocas del Paleoceno Superior y Eoceno Superior.
- La roca sello está compuesta por secuencias arcillosas localizadas por encima de la erosión regional del Eoceno Temprano, mientras en la porción sureste las secuencias arcillosas pertenecen a la Formación Guayabal del Eoceno Medio.
- Las trampas que predominan son de tipo estratigráfico, complejas y controladas por la geometría.
- La migración se dio en sentido vertical ascendente, con moderada extensión hacia rocas de mayor porosidad, a través de fallas laterales.

Se comprueba que cada uno de los eventos dentro del sistema petrolero, dieron como resultado las condiciones propicias para la formación y acumulación de hidrocarburos.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Los campos de esta cuenca se caracterizan por tener yacimientos con baja permeabilidad y baja presión, por lo que la productividad de los pozos es reducida.
- La producción de aceite y gas proviene de areniscas del Cenozoico.
- En el área Amatitlán, Soledad, Humapa, Miquetla, Miahuapan, y Pitepec, se encuentran realizando trabajos, con el fin de incrementar la producción de hidrocarburos.
- Debido a la complejidad que presentan los yacimientos en la Cuenca de Chicontepec se ha hecho necesaria la aplicación de técnicas como son la perforación horizontal, así como el fracturamiento hidráulico.
- Dentro de la Cuenca de Chicontepec se ha dado preferencia a las perforaciones con trayectorias tipo “S”, ya que existen condicionantes operativas emanadas del número de pozos a perforar por macropera.
- El empleo de macroperas es una técnica convencional que favorece el aprovechamiento del gas producido.
- Es fundamental continuar con los trabajos dentro del Campo Furbero, Palo Blanco y Miquetla, debido a que su producción principal se encuentra en la Formación Tamabra, cuyas rocas productoras son equivalentes al Campo Poza Rica.

Faja de Oro

- En la Faja de Oro existen dos secuencias de interés económico petrolero: la Formación El Abra y la Tamabra.
- Las rocas generadoras son calizas arcillosas y las lutitas calcáreas del Jurásico Superior.
- Las principales rocas sello son horizontes de calizas arcillosas y lutitas negras, laminares, con intercalaciones de lutitas carbonosas y cuerpos de margas bentoníticas; incluyen horizontes de caliza arcillosa con abundantes fósiles, en estratos delgados del Turoniano.
- Las trampas son mixtas, aunque algunas son de tipo estratigráfico.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La migración, básicamente, es de tipo vertical ascendente, diagonal y en algunas partes, horizontal.

Se comprueba que cada uno de los eventos dentro del sistema petrolero, dieron como resultado las condiciones propicias para la formación y acumulación de hidrocarburos.

- Se presentan variaciones de permeabilidad debido a los cambios de facies en las zonas pre-arrecifales y post-arrecifales.
- Dentro de la Faja de Oro actualmente se encuentran perforando pozos direccionales en el área del Bloque Atún (zona marina) y Tierra Blanca (zona terrestre), aunque el grado de fracturamiento en ambas zonas es alto, se vuelve importante esta área debido a que se encuentran realizando trabajos con nuevas tecnologías.

Cuenca de Misantla

- En esta cuenca existen 5 plays muy importantes denominados: Lankahuasa, San Andrés Inferior, Tamaulipas Inferior, Tamabra y San Andrés Superior, siendo este último es el más importante, debido a sus mayores reservas y producción.
- Las rocas generadoras son lutitas carbonosas, deleznable y ligeramente calcáreas, que se encuentran alternadas con calizas arcillo-carbonosas del Oxfordiano; también es importante mencionar que los hidrocarburos una secuencia arcillo-carbonosa de edad Kimeridgiano y los carbonatos arcillosos y lutitas negras y bentoníticas del Tithoniano Medio, son fuente importante de generación.
- Las principales rocas sello del play San Andrés son calizas arcillosas y lutitas negras de la Formación Pimienta y lutitas del grupo Chicontepec.
- Las que trampas son de tipo combinado ha excepción de los yacimientos intermedios del Campo Kosni, estas son de tipo estructural.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se comprueba que cada uno de los eventos dentro del sistema petrolero, dieron como resultado las condiciones propicias para la formación y acumulación de hidrocarburos.

- El Bloque San Andrés y el Campo Lankahuasa son los de mayor importancia dentro de esta cuenca.
- El proyecto Lankahuasa es el primer descubrimiento exploratorio del siglo XXI, aunque no se han tenido los resultados esperados desde su descubrimiento.

6.2 Recomendaciones

- Dar continuidad a la ejecución de proyectos probando nuevas tecnologías y para el desarrollando de mejores oportunidades dentro de los campos maduros de la provincia.
- Actualizar la información mediante modelos de simulación que nos ayuden visualizar y analizar, el comportamiento del yacimiento durante su explotación.
- Desarrollar programas más eficientes que ayuden a la recolección de información sobre los nuevos pozos por perforar.
- Actualizar la información de los modelos estáticos que nos ayuden a reunir información de los últimos trabajos de perforación, con el fin de identificar mejores zonas productoras.
- Delimitar los proyectos geológicamente y no geográficamente.
- Analizar los campos maduros de la provincia y determinar si se requiere, así como cual es el mejor método de recuperación secundaria y mejorada para incrementar el factor de recuperación.
- Dentro de la Cuenca de Chicontepec es importante seguir con los trabajos de perforación direccional y ser minucioso con el tipo de fracturamiento que se llevara a cabo.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Para el caso del Campo Poza Rica se recomienda analizar y evaluar si es necesario algún proceso de recuperación secundaria y mejorada para incrementar la producción de hidrocarburos.
- Es importante trabajar y poner atención en el potencial del shale gas dentro de la provincia, esto abrirá una gran oportunidad para el país.

FUENTES

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.

Barberii, Efraín E., *El pozo ilustrado* Ediciones Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo FNCIED. PDVSA, Caracas Venezuela, 1998.

Buitrón-Sánchez, B.E., Gómez-Espinoza, C., *Cretaceous (Aptian–Cenomanian) Gastropods of Mexico and their Biogeographic Implications*”, *The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon Habitats Basin Formation, and Plate Tectonics*, Capitulo 18, Asociación Americana de Geólogos del Petróleo AAPG Memoir 79, 2003.

Colomes-César, F, Barbosa-Cano, F., Domínguez-Vergara, N., *PEMEX Presente y Futuro*, Universidad Nacional Autónoma de México, México, 2008.

Comisión Nacional de Hidrocarburos, *Dictamen del Proyecto Agua Fría-Coapechaca*, Secretaría de Energía, 2010.

Comisión Nacional de Hidrocarburos, *Dictamen del Proyecto de Explotación Poza Rica*, Secretaría de Energía, 2011.

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

BIBLIOGRAFIA

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

Comisión Nacional de Hidrocarburos, *Dictamen del Proyecto Integral Lankahuasa*, Secretaría de Energía, 2011.

Comisión Nacional de Hidrocarburos, *Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Primera Revisión Y Recomendaciones*, Secretaría de Energía, 2010.

Cuevas-Leree, J.A., *Avances del Proyecto Lankahuasa*, Colegio de Ingenieros Petroleros de México, 2005.

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

Garay Juan, *¿Qué es el Petróleo?*, Ediciones Librería Ciafre, Caracas Venezuela, 1982.

Guzmán, E. A., Cabrera-Cuervo, C., *Estado Actual del Proyecto Exploratorio Lankahuasa*, PEMEX Exploración y Producción, 2002.

Hernández-del Ángel, E., Reyes-Hernández, J.C., *Yacimientos Petroleros en Calizas de Plataforma*, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería-UNAM, 2012.

Hernández-Diazgirón, E.M., *Análisis Estratigráfico–Sedimentológico de las Areniscas Almacenadoras de Hidrocarburos del Pozo Lankahuasa-1*, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería-UNAM, 2005.

Hernández-Martínez, I., *Caracterización Inicial Petrofísica del Pozo Exploratorio Kosni-1*, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería-UNAM, 2005.

BIBLIOGRAFIA

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.

López-Aguirre, D., *Origen, Evolución e Importancia Económica Petrolera de la Cuenca de Chicontepec*, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería-UNAM, 2008.

Marmissolle-Dague, D., *Evaluación de Formaciones en México*, Schlumberger, 1984.

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.

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.

BIBLIOGRAFIA

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.

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

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.

PEMEX, Exploración y Producción, *Área Contractual Atún*, Activo de Producción Poza Rica–Altamira, 2012.

PEMEX, Exploración y Producción, *Área Contractual Tierra Blanca*, Activo de Producción Poza Rica–Altamira, 2012.

PEMEX, Exploración y Producción, *Áreas Contractuales San Andrés, Tierra Blanca y Atún*, Activo de Producción Poza Rica–Altamira, 2012.

PEMEX, Exploración y Producción, *Entra en Operación el campo Bagre, con lo que se Incrementara la Producción de Crudo y Gas*, Publicaciones Petróleos Mexicanos, 2007.

PEMEX, Exploración y producción, *Las Reservas de Hidrocarburos de México*, 1999, Evaluación al 1 de Enero del 1999.

PEMEX, Exploración y producción, *Las Reservas de Hidrocarburos de México*, 2003, Evaluación al 1 de Enero del 2003.

BIBLIOGRAFIA

PEMEX, Exploración y producción, *Las Reservas de Hidrocarburos de México*, 2004, Evaluación al 1 de Enero del 2004.

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, *Provincia Petrolera Tampico–Misantla*, Subdirección Técnica de Exploración, Versión 1.0, 2010.

PEMEX, Exploración y Producción, *Proyectos e Inversiones*, Evaluación de Febrero del 2006.

PEMEX, Exploración y Producción, *Proyecto Lankahuasa*, Evaluación al 13 de Enero del 2004.

PEMEX, Exploración y Producción, *Resultados Financieros al Cuarto Trimestre del 2007*, Evaluación al 29 de Febrero del 2008.

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.

BIBLIOGRAFIA

PEMEX, Exploración y Producción, *Resumen Ejecutivo Bloque Atún*, 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.

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

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.

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

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.

BIBLIOGRAFIA

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

Petróleos Mexicanos, *Anexo–A, Sistema de Gas LP–Chicontepec*, Subdirección Región Norte Gerencia de Administración y Finanzas Subgerencia de Recursos Materiales, 2011.

Rivero-Vertiz, A., *Evaluación de la Productividad con la Adición de Reservas Remanentes y Ajuste Dinámico en Yacimientos de Doble o Triple Sistema de Porosidad y Formaciones Complejas*, Asociación de Ingenieros Petroleros de México, 2011.

Santillán-Piña, N., Aguayo-Camargo, J.E., *Facies Sedimentarias Turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro–Oriente de México*, Ingeniería de Investigación y Tecnología, Vol. XII, 2011, p.p. 337–352.

Vázquez-Morín, A., *Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación en la Cuenca de Chicontepec*, Tesis de Licenciatura Facultad de Ingeniería-UNAM, 2008.