



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

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

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
PRESENTAN:
POZADAS TORRES FELIPE DE JESÚS
SANTOS ALVARADO NAYELI

DIRECTOR:
ING. JAVIER ARELLANO GIL



CIUDAD UNIVERSITARIA
2013



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos:

A la Universidad Nacional Autónoma de México, a la Facultad de Ingeniería y a mis profesores, gracias por la formación profesional que me brindaron y por poner a mi alcance una enseñanza invaluable.

Al Ingeniero Javier Arellano Gil por compartirnos sus conocimientos, su tiempo y por su paciencia para dirigir este trabajo.

A mis padres que me dieron los elementos para formar mi persona y adquirir las cualidades necesarias para abrirme paso en la vida. Madre eres un ejemplo de perseverancia y lucha diaria, gracias por tú cariño.

A la familia García Ramírez que me cobijó como propia hija y que día a día ha estado al pendiente de mi durante estos años de combate, Rosita es usted mamá y mejor amiga, usted me ha ayudado a levantarme tantas veces que no tengo más que agradecimientos y amor para usted, su corazón es tan grande que a todos nos brinda un pedazote, la quiero.

Dany eres el hermano que todos quisiéramos tener, gracias por tantas risas y momentos compartidos.

A Sonia y las niñas gracias muchas gracias por recibirme en su hogar y llenar de alegría estos días.

Amorcito Exaú, no pude encontrar mejor amigo, ni mejor ejemplo de fortaleza y valentía, a tú lado cualquier obstáculo parece nada. Vamos a querernos toda la vida.

Depeche, el amigo que todos queremos tener y el mejor compañero de tesis, este gran paso no podía hacerse sin ti, semestres de aula compartidos con total alegría, gracias por ser exactamente cómo eres.

Juanito quien iba a pensar en tantos años de amistad y comprensión, nos recibiste en tú casa a todos los amigos y nos compartiste tú hermosa familia, sin ti esta meta no hubiera sido alcanzada.

Carlitos gracias por tú amistad, consejos, compañía y preocupación, siempre he respetado tu dedicación y disciplina, me empujaste y caminaste a mi lado en las épocas más difíciles, esta meta ya se alcanzó, ahora vamos por las siguientes.

Mi querido Ever, eres un ángel que un día llegó a mi lado y permaneció invariable en mi vida, pocos podemos presumir de tan ejemplar guardián y amigo, nunca perdiste la fe en mí y espero este logro te llene de orgullo, gracias por estar conmigo ahora y los años por venir.

Chinis, difícil expresar tanto cariño, alegrías y tristezas juntos, el mejor psicólogo y amigo, tantas pláticas como si fueran conmigo misma, gracias por tú incondicional apoyo, tú amistad es para toda la vida.

Al Inge Isaí, gracias por tanto cariño, compartir contigo esta etapa universitaria fue llenarla de alegría.

Oli, las ideas en movimiento pueden producir grandes cambios, gracias por escucharme, comprenderme y reforzar los buenos ideales; te espero, ya falta menos.

Gran amiga Jaque te quiero mucho, eres una guerrera no solo de apellido, gracias por acompañarme en esta última fase, no cabe la menor duda de que vamos a vivir más historias juntas.

A mis amigos de toda la vida Rosy, Mary, Chío, Oscarín y Luisito, ya son tantos años desde que inició este sueño en la ENP 9, todos estos años de absoluta amistad y buenos recuerdos que jamás se olvidarán, tenemos planes y caminos diferentes pero todos siempre unidos en este gran cariño.

Coquito, Lizeth González, Wero, Susy, Balú, Bonito, Pollo, Miris, Raquel, Mau, Yeyo, Iza, Luis, Lalo, Mercy, Karen Farfan, ustedes me compartieron su casa, su tiempo, una ayuda, un consejo, gracias por dejarme formar parte de su vida.

Nayeli Santos Alvarado

*Para que pueda surgir lo posible
es preciso intentar una y otra vez
lo imposible.*

Hermann Hesse.

*Un hombre no es otra cosa que lo
que hace de sí mismo.*

Jean Paul Sartre.

Agradecimientos

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería por mi formación profesional, por regalarme experiencias únicas y darme lecciones de vida que sin lugar a duda me han hecho crecer como ser humano.

A mis profesores porque me han otorgado un invaluable tesoro llamado conocimiento, y con ello, reafirmar mi cariño por esta institución y por la carrera. Un especial agradecimiento al Ing. Javier Arellano Gil por su atención y valioso apoyo como director de este trabajo y al Ing. Ulises Neri Flores por guiarme hacia el gran camino de la Ingeniería Petrolera

A mi familia, el motor que me impulsó durante toda la carrera y a quienes va una especial dedicatoria pues a lo largo de mi vida me han apoyado de forma incondicional con su amor. A mi padre Felipe Pozadas Nava, siempre velando por mi bienestar, te agradezco por todos esos consejos llenos de sabiduría, ten por seguro que no los echare en saco roto. A mi madre Imelda Torres Ledesma, porque siempre estas dispuesta a regalarme una sonrisa, en todo momento has estado a pie de cañón, agradezco tu paciencia y todo ese inmenso apoyo. A mi hermana Fabiola Pozadas Torres por que se que siempre contare contigo en las buenas y en las malas, debes saber que estaré cuando me necesites, te quiero mucho.

A mis abuelos Carmen y Raymundo, a mis tíos y mis primos, familia como la Torres no hay dos, gracias por brindarme ese cariño y apoyo en momentos clave de mi vida.

A Abigail Fuentes Chan porque en ti encontré confianza y comprensión, me levantaste en los momentos que creía estar en el suelo, te agradezco por sostener mi mano en todo momento. Agradezco también a tu familia, por brindarme su apoyo.

A mi amiga y compañera de tesis, Nayeli Santos (Madrina), con quien compartí clases, hazañas, sobresaltos, y el sueño de ser ingeniero petrolero. Eres un claro ejemplo de que no importa cuantas barreras existan en el camino, con esfuerzo y dedicación siempre podrán superarse.

A mis amigos de la facultad que de alguna manera me orientaron para salvar los obstáculos encontrados en la carrera: Ana Karenina, Joel Valerio, Adolfo Ojeda (Pidiregas), Jacqueline Guerrero (Warriorcita), Mauricio Díaz (Blacksmith), Carlos Reyes (Padrino), Everardo Hernández, Lizeth González, Oscar Contreras (Chino), Saúl Cuando, Jesús Cruz (Stich), Isaí Arellano, Juan Mantufar (Juanito), Mario González (Mayito), Susana Cerón, Yvette García (Flaka).

A mis amigos y colaboradores de AEP: Raquel Chávez, David Barrera, Sonia Torres, Iszael Mantufar (Pantufila), Nathaly Nava (Pachimú), Edgar Andrés (Balú) y

Ángel Martínez; que a partir de nuestra inolvidable experiencia como equipo de trabajo, encontré en ustedes gente leal y preciada amistad.

A la C. Presidenta Briselda Pacheco, Primer Damo: Erwind Arreola, Ing. Carlos Moreno (Terminator), Ing. Gabriel Alfaro (Maldito), Ing. Cesar Méndez, Alejandro Álvarez (Chango), y en general al equipo de trabajo de la SAIP 2011. Al trabajar con ustedes se reforzó en mi el gusto de ayudar y aportar cosas de provecho a la comunidad petrolera.

A Raquel Barroso, Alfredo Soni, Leonardo Flores (Rojo), Maryjose Martínez, Ariel Sánchez (Bono), Daniel Suazo (Chuvís), Eric Pico, y a mis amigos y hermanos de la Compañía Mexicana de Danza Folklórica, que siempre permanecieron al pendiente de mi desarrollo profesional y con sus animos me ayudaron a avanzar.

A mi soul sister and soul brother: Yessenia Salazar (Yessy), y Rene Davila (Canayan The Great) por preocuparse y motivarme para alcanzar mis metas.

A mis amigos de la preparatoria 9: Nallely Torres, Ángeles Grimaldo, Isabel Hernández y Nadia Gutiérrez, muchas gracias por su solidaridad y aliento durante todo este tiempo.

Felipe de Jesús Pozadas Torres

Sólo podemos progresar y desarrollarnos si admitimos que no somos perfectos y vivimos de acuerdo con esta verdad.

Ray Bradbury

El mayor bien del hombre es una mente inquieta.

Isaac Asimov

Índice

Resumen	IV
Abstract	VI
Capítulo 1: Generalidades	1
1.1 Objetivos	2
1.2 Ubicación del Campo	2
1.3 Estado del arte	3
1.4 Fisiografía	7
1.5 Vías de comunicación	8
1.6 Retos tecnológicos	8
1.7 Importancia económica	11
Capítulo 2: Marco Geológico	15
2.1 Evolución Geológica.....	16
2.1.1 Modelo sedimentológico del Grupo Chicontepec	18
2.2 Origen de la Cuenca de Chicontepec	21
2.3 Estratigrafía.....	24
2.4 Características sedimentológicas del Grupo Chicontepec	35
2.4.1 Megasecuencia Inferior (Unidad 1)	37
2.4.2 Megasecuencia media (Unidad 2).....	37
2.4.3 Megasecuencia superior (Unidad 3).....	39
2.5 Características Estructurales del Campo Palo Blanco	40
2.5.1 Plegamiento laramídico.....	40
2.5.2 Sistemas de fallas transcurrentes y fracturas verticales.	40
Capítulo 3: Sistema Petrolero	43
3.1 Importancia del Sistema Petrolero.....	44
3.2 Sistemas Petroleros de la Provincia Tampico Misantla.....	44
3.2.2 Sistema Jurásico Superior – Paleoceno-Eoceno.....	46
3.2.2.1 Roca generadora.....	46
3.2.2.2 Roca almacenadora	47
3.2.2.3 Roca Sello	55

3.2.2.4 Trampa.....	56
3.2.2.5 Migración.....	56
3.2.2.6 Sincronía	58
3.3. Plays	58
3.3.1 Plays productores en la cuenca de Chicontepec.....	58
3.3.2 Play Tamabra (Albiano-Cenomaniano)	58
3.3.3 Play Grupo Chicontepec (Megasecuencia Media).....	60
Capítulo 4: Métodos de perforación	63
4.1. Perforación en el Campo Palo Blanco	64
4.1.1 Programa de perforación en el Campo Palo Blanco.....	67
4.1.2 Seguridad industrial y protección ambiental	75
4.2. Estimulación y fracturamiento en el Campo Palo Blanco	77
4.2.1 Importancia	77
4.2.2 Estimulación	78
4.2.3 Fracturamiento hidráulico.....	81
4.2.3.1 Tipos de fluidos fracturantes.....	82
4.2.3.1.1 Fracturamiento base aceite.....	82
4.2.3.1.2 Fracturamiento ácido	83
4.2.3.1.3 Fracturamiento con espumas.....	83
4.2.3.1.4 Aceite gelificado.....	84
4.2.3.1.5 Agente sustentante.	84
4.2.3.2 Metodología del diseño	85
4.3. Productividad de los pozos dentro del Campo Palo Blanco	88
Capítulo 5: Desarrollo del campo	96
5.1 Modelo Petrofísico.....	97
5.2 Ingeniería de Yacimientos	98
5.2.1 Antecedentes de investigación en el Campo Palo Blanco.....	99
5.2.1.1 Pozo Madrina 1017	99
5.2.1.2 Pozo Madrina 1054	103
5.2.2.3 Pozo Rucho 1.....	103
5.2.2 Pruebas de presión.....	105
5.2.2.1 Pozo Rucho 1.....	105
5.2.2.2 Pozo Cebollas 101	107
5.3 Sistemas Artificiales de producción	108
5.3.1 Bombeo Mecánico en el Campo Palo Blanco	109

5.3.1.1 Pozo Cebollas-101	110
5.3.1.2 Pozo Padrino-101	111
5.3.2 Bombeo Neumático en el Campo Palo Blanco.....	113
5.3.2.1 Pozo Rucho-1.....	114
5.3.2.2 Pozo Madrina-105	116
5.3.2.3 Pozo Madrina-112	116
5.4 Estado actual de desarrollo	117
5.5 Infraestructura de producción	120
5.5.1 Infraestructura superficial.....	120
5.5.2 Manejo de la producción	120
5.6 Estrategias de desarrollo y aplicación de nuevas tecnologías.	123
5.6.1 Estrategias de desarrollo	123
5.6.2 Implementación de procesos de recuperación secundaria.....	126
5.6.3 Nuevas tecnologías	129
5.6.3.1 Perforación de pozos no convencionales y fracturamiento	129
5.6.3.1.1 Pozos horizontales y multilaterales, microsísmica.....	131
5.6.3.1.2 Fracturamiento en varias etapas.....	134
5.6.3.1.3 Fracturamiento “Zipper Frac”	134
5.6.3.2 Estranguladores de fondo.....	135
5.6.3.3 Estimulación de pozos mediante Tecnología Ultrasónica	136
5.6.3.4 Macroperas autosustentables.....	138
Capítulo 6: Conclusiones y Recomendaciones.....	140
6.1 Conclusiones.....	141
6.2 Recomendaciones.....	142
Bibliografía.....	145

Resumen

El objetivo del presente trabajo es estudiar desde el punto de vista geológico, geofísico y de ingeniería de yacimientos el Campo Palo Blanco, en el Paleocanal de Chicontepec, considerando el Sistema Petrolero, para proponer mejoras en los trabajos de perforación y desarrollo del campo.

Chicontepec presenta una de las mayores acumulaciones de hidrocarburos en México, sin embargo, dadas sus complejas características geológicas, su explotación rentable puede ser difícil y costosa. El Paleocañón de Chicontepec forma parte de la Provincia Tampico-Misantla se encuentra entre los elementos de la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan, abarca parte de los Estados de Puebla, Veracruz e Hidalgo y cubre una superficie de aproximadamente 3,785 Km². El Campo Palo Blanco se localiza en la zona norte del Paleocañón de Chicontepec en el Municipio de Álamo Temapache, Estado de Veracruz, en un área cubierta por aproximadamente 113.792 Km².

La Cuenca de Chicontepec se originó entre el Paleoceno Tardío y el Eoceno Medio, en una cuenca sintectónica de forma elongada formada durante los levantamientos de la Sierra Madre Oriental. La columna geológica en dicha cuenca va desde el Jurásico Inferior hasta el Oligoceno Superior. El Grupo Chicontepec se presenta en el Campo Palo Blanco con un espesor de aproximadamente 690 metros, indentificandose tres megasecuencias, las cuales son denominadas como Unidades 1, 2 y 3 y que contienen material arcillo-arenoso, arenoso calcarenítico y conglomerático.

La generación de hidrocarburos proviene de las facies arcillo-carbonosas del Jurásico Superior (Oxfordiano-Tithoniano) correspondiente a las Formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, La migración a partir de las rocas generadoras del Jurásico Superior es de tipo vertical ascendente con hidrocarburos provenientes de las rocas generadoras de la Formación Huayacocotla, y diagonal ascendente de los hidrocarburos generados en las Formaciones Santiago y Pimienta que llenaron los receptáculos de la Formación Tamabra y los cuerpos lenticulados del Grupo Chicontepec. En la Cuenca de Chicontepec se tiene la ocurrencia de todos los elementos necesarios en tiempo y espacio para que sea posible la generación y entrapamiento de los hidrocarburos formando yacimientos en brechas calcáreas de la Formación Tamabra y en areniscas del Grupo Chicontepec.

Como rocas almacén, la Megasecuencia Media, es la de mayor importancia por contener numerosos cuerpos lenticulares areno-arcillosos que representan potenciales rocas almacenadoras, además, la Formación Tamabra también se presenta con características de potencial roca almacenadora dentro del Campo Palo Blanco. La roca sello del Grupo Chicontepec la conforman lutitas intraformacionales impermeables del Paleoceno-Eoceno medio del mismo Grupo Chicontepec, para la Formación Tamabra los sellos están representados por calizas arcillosas del Cretácico Superior Turoniano de la Formación Agua Nueva

En la Cuenca de Chicontepec se tienen definidos cuatro plays productores: Play Chicontepec, Play Chicontepec Canal, Play Tantoyuca y Play Tamabra; sin embargo en el Campo Palo Blanco, únicamente destacan dos, el Play Tamabra y la Megasecuencia Media del Grupo Chicontepec.

La perforación de pozos en el Campo Palo Blanco se inició en el año 1959 y a la fecha, se han perforado alrededor de 50 pozos distribuidos irregularmente en toda el área del

campo. De los pozos que fueron sometidos a estimulación con los que se cuenta información, se encuentra que los intervalos estimulados corresponden a las Formaciones Chicontepec, Tamabra y Tamaulipas Superior. En todos ellos se aplicaron estimulaciones con ácido por ser formaciones compuestas principalmente de componentes de carbonato de calcio. La producción en el Campo Palo Blanco ha sido de forma bastante irregular debido a que no se ha dado énfasis a la perforación de pozos de desarrollo en esta área, aunado a la escasa permeabilidad de los intervalos perforados y la rápida caída de presión de los yacimientos.

En el Campo Palo Blanco la interpretación petrofísica se efectúa a partir de las propiedades físicas de las rocas medidas con los registros geofísicos de pozos y datos de producción. El estudio de los yacimientos nos permitirá llevar a cabo la explotación racional de estos y así maximizar su valor económico. Los sistemas artificiales de producción que se han implementado en el Campo Palo Blanco son el bombeo mecánico y el bombeo neumático. Para producir se cuentan con 9 macroperas con 15 pozos distribuidos en cada una de ellas, los cuales en su conjunto producen 155 bpd y 0.3 mmpcd de gas. El sector en el que se encuentra el Campo Palo Blanco tiene un nivel de conocimiento bajo en el modelo estático, geomecánico y de simulación dinámica, representando esto un gran reto en cuanto al eficiente aprovechamiento de los recursos que se pueden extraer.

Abstract

The aim of this work is to study from a geological, geophysical and reservoir engineering point of view the Palo Blanco Field in Chicontepec considering the petroleum system, to propose improvements in drilling works and field development.

Chicontepec has one of the largest accumulations of hydrocarbons in Mexico, however, given its complex geological features, profitable exploitation can be difficult and expensive. Chicontepec has one of the largest accumulations of hydrocarbons in Mexico, however, given its complex geological features, profitable exploitation can be difficult and expensive. The Paleo Chicontepec canyon is part of the Tampico-Misantla Province is between the Sierra Madre Oriental and Tuxpan Platform, encompasses the states of Puebla, Veracruz and Hidalgo and covers an area of approximately 3,785 km². Palo Blanco Field is located in the north of Paleo Chicontepec canyon in Alamo Temapache County, State of Veracruz, covering an area of approximately 113 792 km².

The Chicontepec Basin was originated between the Late Paleocene and Eocene ages in an elongated syntectonic basin formed during the Sierra Madre Oriental lifting. The geologic column in the basin goes from Jurassic to Oligocene. Chicontepec Group in the Palo Blanco field has a thickness of about 690 meters, three megasequences are identified, which are referred as Units 1, 2 and 3; which contain sandy clay, sandy and conglomeratic calcarenitic materials.

The hydrocarbon generation comes from carbonaceous clay facies of the Upper Jurassic (Oxfordian-Tithonian) of the Santiago, Taman and Pimienta formations. Migration from the Upper Jurassic source rocks is vertical upward type with hydrocarbons from the source rocks of Huayacocotla Formation, and diagonal upward type for hydrocarbons generated in Santiago and Pimienta formations that filled Tamabra Formation's receptacles and Group Chicontepec lenses. In Chicontepec Basin all the necessary elements occur in space and time to make possible generation and trapping of hydrocarbons forming reservoirs in calcareous breccias of the Tamabra Formation and Chicontepec Group sandstones.

As reservoir rocks, the middle megasequence is the most important because it contains several sandy-clayey lenses which represent storage rock potential, the Tamabra Formation also presents storage rock features in the Palo Blanco Field. The Chicontepec Group's seal rock is comprised by impermeable intraformational shales of the Paleocene-Middle Eocene in the same Chicontepec Group. For Tamabra Formation the seals are represented by argillaceous limestones of the Upper Cretaceous Turonian in the Agua Nueva Formation.

In Chicontepec Basin are four producing plays defined: Chicontepec Play, Chicontepec Channel Play, Tantoyuca Play and Tamabra Play, however, in the Palo Blanco Field, only highlights two: Tamabra Play and the Middle Megasequence of the Chicontepec Group.

Drilling in the Palo Blanco Field began in 1959 and to the date have been drilled around 50 wells irregularly distributed throughout the field area. Regarding wells that were subjected to stimulation that have information, is found that stimulated intervals correspond with Chicontepec, Tamabra and Upper Tamaulipas Formations. There have applied acid stimulation in all of them for being composed mainly of calcium carbonate components.

Production in the Palo Blanco Field has been quite irregular because there is not emphasis on development drilling in this area, combined with the low permeability of the drilled intervals and the fast dropdown pressure in the reservoirs

Petrophysical interpretation in the Palo Blanco Field is performed starting from the rock physical properties measured with geophysical well logs and production data. Studing reservoirs will allow to carry out the rational exploitation of them and thus maximize their economic value. The implemented artificial lift systems in the Palo Blanco Field are beam pumping and gas lift. To produce there are 9 multi-well pads with 15 wells distributed for each, which together produce 155 bpd and 0.3 mmcf/d. The sector that involves Palo Blanco Field has a low knowledge level in static model, geomechanics and dynamic simulation, representing a great challenge in terms of efficient use of resources that can be extracted.

Capítulo 1: Generalidades

The background of the slide is a topographic map showing contour lines, rivers, and place names. The map is partially obscured by large, flowing red decorative shapes that create a sense of movement and depth. The text 'Capítulo 1: Generalidades' is prominently displayed in a bold, red, italicized font over the map.

Capítulo 1: Generalidades

1.1 Objetivos

Estudiar desde el punto de vista geológico, geofísico y de ingeniería de yacimientos el Campo Palo Blanco, en el Paleocanal de Chicontepec, considerando el Sistema Petrolero, para proponer mejoras en los trabajos de perforación y desarrollo del campo.

Los objetivos específicos del presente trabajo son:

- Realizar una descripción detallada desde el punto de vista geológico - petrolero de las principales características del campo.
- Conocer y describir los componentes del sistema petrolero del campo.
- Describir las principales metodologías y tecnologías empleadas para realizar el óptimo desarrollo del campo.
- Documentar la información para la implementación de los mejores métodos de explotación del campo.

1.2 Ubicación del Campo

El Campo Palo Blanco se localiza en la zona norte del Paleocañón de Chicontepec a 7 Km al Oeste de la cabecera del Municipio de Álamo Temapache, Estado de Veracruz, en un área cubierta por un polígono cuyas coordenadas UTM se muestran en la Figura 1.1. El área aproximada del Campo Palo Blanco corresponde a 113.792 Km².

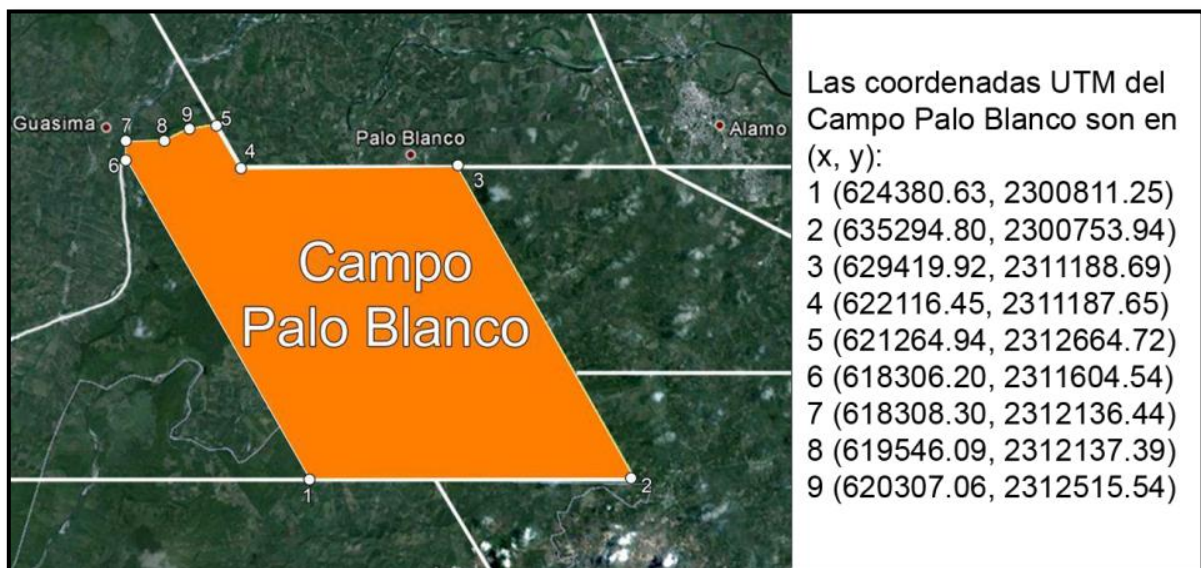


Figura 1.1. Ubicación del Campo Palo Blanco.

El Paleocañón de Chicontepec se encuentra entre los elementos fisiográficos de la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan, abarca parte de los Estados de Puebla, Veracruz e Hidalgo y cubre una superficie de aproximadamente 3,785 Km² (Pemex Exploración y Producción, 2010)⁶³, esta área forma parte de los 11 300 Km² que abarca la Cuenca de Chicontepec (Vázquez, 2008)⁷⁶, como se muestra en la Figura 1.2.



Figura 1.2 Ubicación de la Cuenca y el Paleocañón de Chicontepec.

Todos los anteriores elementos forman parte de La Provincia Petrolera Tampico – Misantla (PPTM), ubicada en el centro-orientado de México (Figura 1.3) con una extensión de 50,000 Km² incluyendo su parte marina; esta es la provincia productora de aceite más antigua de México (Barrueta, 2008)¹¹.



Figura 1.3. Ubicación de la Provincia Petrolera Tampico Misantla.

1.3 Estado del arte

De acuerdo a Narváez (2012)⁵⁴ fue en el año de 1926 cuando se encontró la presencia de hidrocarburos en lo que hoy se conoce como Paleocanal de Chicontepec, cuando las compañías “El Águila” y “Stanford”, perforaron pozos con objetivos en rocas calcáreas del Cretácico, los cuales detectaron areniscas impregnadas de hidrocarburos, sin embargo, fueron considerados pozos económicamente no rentables en ese tiempo. En mayo de

1935, durante el desarrollo del Campo Poza Rica, se efectuaron pruebas de presión en el pozo Poza Rica-8, con lo cual se confirmó el potencial de hidrocarburos de la Formación Chicontepec.

Posteriormente, en 1952 fue iniciada la extracción de hidrocarburos en el área de Presidente Alemán. Las actividades se intensifican en los campos Soledad Norte y Soledad; hacia los años setentas y durante la década de los años ochenta cuando PEMEX perforó 79 pozos exploratorios de los cuales 61 resultaron productores. A lo largo de esa década, se desarrollaron parcialmente los campos de Agua Fría y Tajín. En la década de los años noventa se desarrolló el Campo Escobal y se llevaron a cabo estudios en los campos ya descubiertos, como Coapechaca, Corralillo y Coyula (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2010)²³.

A partir del año 2006 PEMEX-PEP, nombra los proyectos en Chicontepec como “Aceite Terciario del Golfo” y divide el área del Paleocanal en 8 sectores, los que se encuentran vigentes a la fecha, el sector 5 se encuentra en una etapa preparatoria de caracterización inicial, los sectores 1, 3 y 4 se encuentran en una etapa intermedia de caracterización y desarrollo tecnológico mientras que los sectores 2, 6, 7 y 8 se encuentran en una etapa avanzada de desarrollo y optimización.

En el Campo Palo Blanco, así como en todo el activo se han perforado pozos estratégicos o de extensión como se muestra en la Figura 1.4, con la finalidad de reclasificar reservas, direccionar la estrategia de explotación e incrementar el conocimiento de las características estáticas y dinámicas del yacimiento.

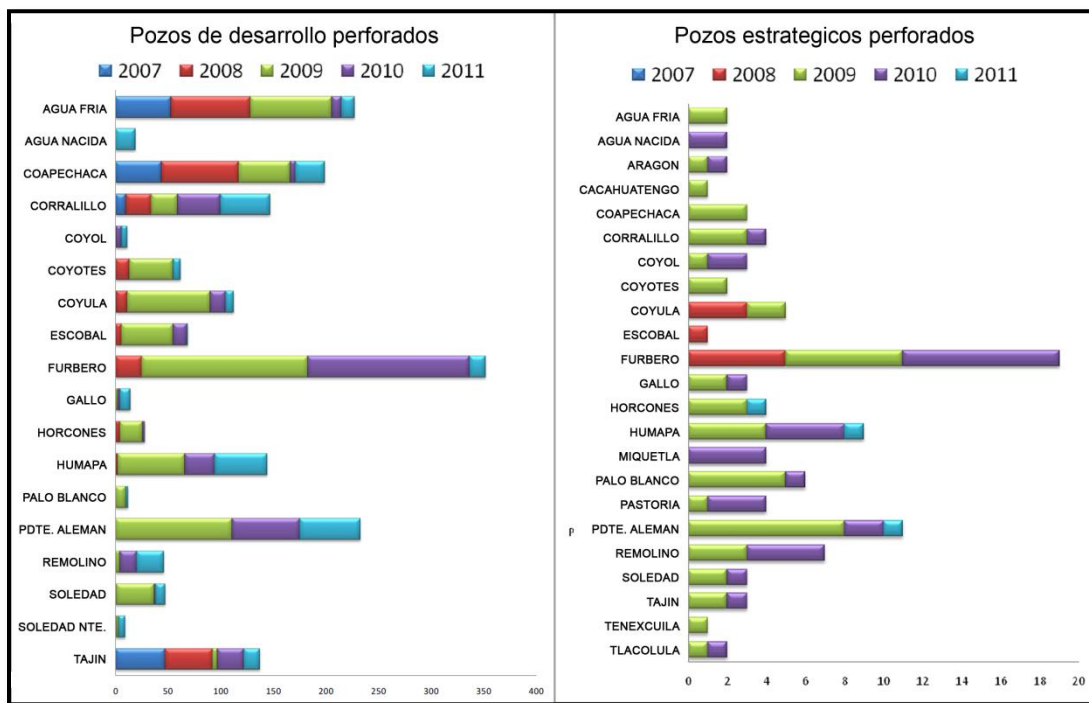
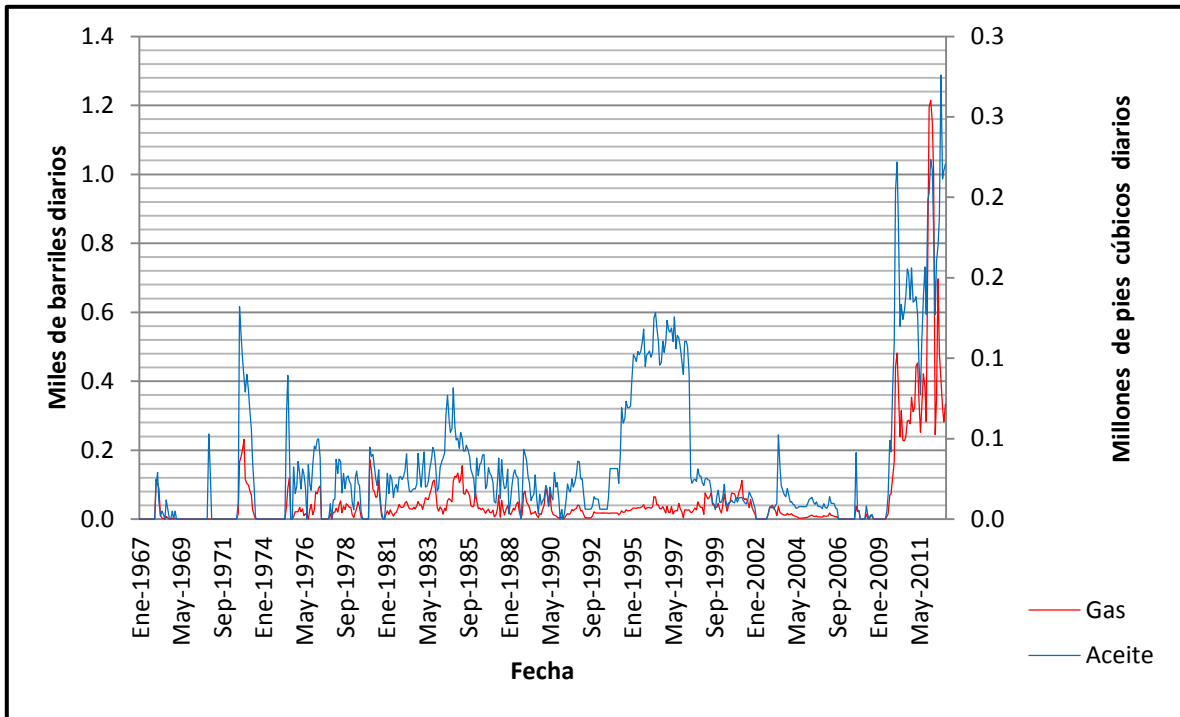


Figura 1.4. Concentrado de pozos estratégicos y de desarrollo perforados por campo en el Paleocanal de Chicontepec (Narváez, 2012)⁵⁴.

Conforme a los indicadores de hidrocarburos de la CNH (1960-1985 y 1986-2012)²¹, basados en la Base de Datos Institucional, el Campo Palo Blanco ha presentado producciones intermitentes a partir del año de 1968, lo cual se muestra en la Gráfica 1.1.



Gráfica 1.1. Gráfica del histórico de producción del Campo Palo Blanco conforme a los indicadores de hidrocarburos de la CNH (1960 - 1985 y 1986 - 2012)²¹.

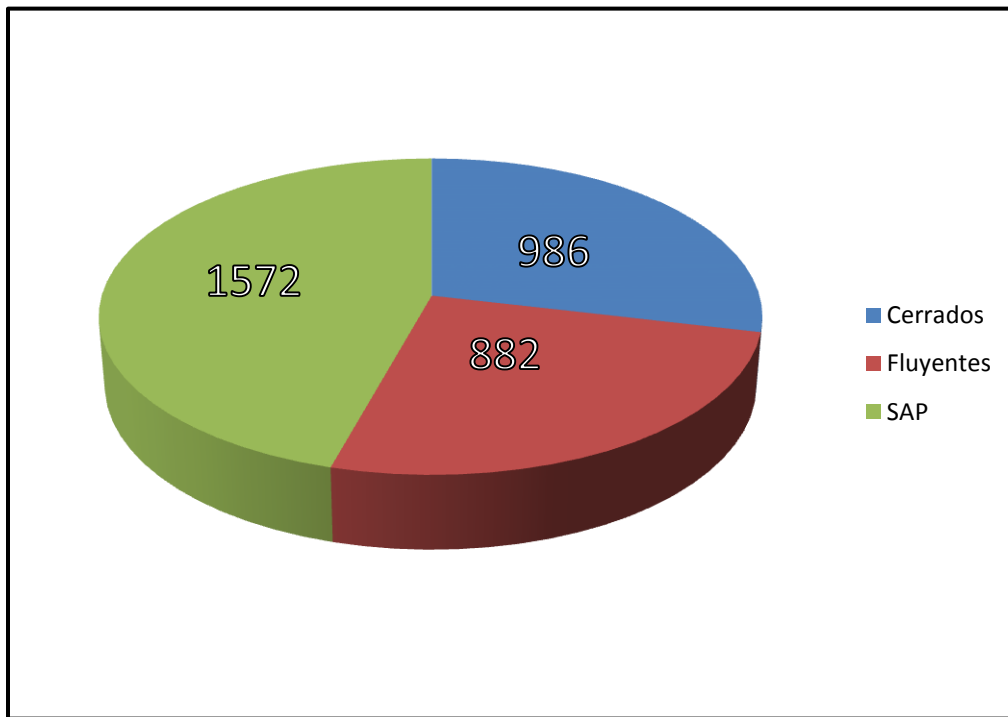
Los hidrocarburos del Paleocanal Chicontepec provienen de yacimientos clasificados como de aceite y gas disuelto, cuya densidad varía de 22 grados API en la porción Sur y 45 grados API en la parte Norte. El gas producido no contiene ácido sulfhídrico por lo que está conceptualizado como gas dulce. El agua producida es del 5 % y tiene una concentración de 30,000 a 35,000 ppm de cloruros (PEMEX, 2009)⁵⁹.

Se han realizado múltiples acciones con el objetivo de minimizar las restricciones en el sistema de producción Yacimiento – Pozo – Superficie las cuales son mencionadas a continuación: Se han refracturado pozos con la finalidad de restablecer la geometría de la fractura y la conductividad; así mismo para comunicar zonas no drenadas del yacimiento. De los estudios de análisis nodal se ha determinado el beneficio inmediato de los cambios de diámetro en los estranguladores de superficie al modificar el patrón de flujo en la TP; así mismo hay mejoras al instalar estranguladores de fondo. Se ha instalado tubería flexible de 1 3/4" como sarta de velocidad para asegurar flujo estable desde el fondo del pozo hasta la superficie, prolongando su etapa fluyente e incrementando su producción y como consecuencia su Np.

A partir de las mediciones trifásicas y toma de registros de presión de fondo y de superficie, se han determinado los valores mínimos de contrapresión que se deben manejar en las líneas de descarga para pasar de flujo subcrítico a crítico en el sistema,

con el objeto de restablecer las condiciones de producción de los pozos que se encuentran intermitentes o con presiones igualadas. Con base en los análisis químicos de muestras de fondo, se han realizado limpiezas con solventes orgánicos y aditivos para remover asfáltenos y parafinas; así mismo se han efectuado estimulaciones orgánicas en la vecindad del pozo. Estas acciones han ayudado a mejorar las condiciones de flujo de los pozos fluyentes del Activo (González, 2012)³⁹.

Considerando todo el Paleocanal de Chicontepec, al año 2012, el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo tiene 3440 pozos perforados, de los cuales 986 se encuentran cerrados, 882 son pozos fluyentes y 1572 operan con sistema artificial (Grafica 1.2). Resalta que el 52% de los sistemas de bombeo mecánico se han aplicado a pozos cuya terminación se realizó hace 4 años. Por otra parte, el bombeo neumático se ha aplicado en pozos antiguos. Más del 50% de este tipo de SAP's se instalaron a pozos cuya antigüedad supera 20 años. De los pozos que aún no cuentan con SAP, el 54% están concentrados en 5 regiones (Soledad Norte, Tajín, Agua Fría, Presidente Alemán y Coyula).



Gráfica 1.2 Distribución de pozos en la Cuenca de Chicontepec.

Adicionalmente, para la terminación del Pozo Coyotes-423H en el Campo Coyotes, se realizó exitosamente multifracturamiento hidráulico no convencional, en donde se llevó a cabo la ejecución de 5 etapas de fractura con un tratamiento masivo a través de un solo punto de fractura por etapa, utilizando un chorro de partículas para comunicar al pozo con el yacimiento y realizando monitoreo con microsísmica. La producción por flujo natural se mantuvo esencialmente constante en 250 bpd después de 4 meses (Herrera, Perazzo, Araujo, Medina, Sierra, Migliavacca, Fontana, 2012)⁴.

1.4 Fisiografía

El Campo Palo Blanco se encuentra en la Provincia Fisiográfica Llanura Costera del Golfo Norte, subprovincia que se compone de las Llanuras y Lomeríos, esto conforme al Prontuario de Información Geográfica Municipal de Álamo Temapache (INEGI, 2009)⁴⁴, al que pertenece el Campo Palo Blanco.

Hay una amplia red de corrientes fluviales intermitentes a través del Campo, la principal corresponde con el Río “Arrollo Seco”, que proviene del exterior y desemboca en el Río “Pantepec”, el cual es el más importante y atraviesa el Campo de noreste a suroeste, también en la frontera oeste se encuentra el Río “Vinazco”. Además, existe una pequeña laguna intermitente llamada “Laguna Agua Fría”, ubicada al sur del campo. En la Figura 1.5 se muestran los aspectos fisiográficos más relevantes del Campo.

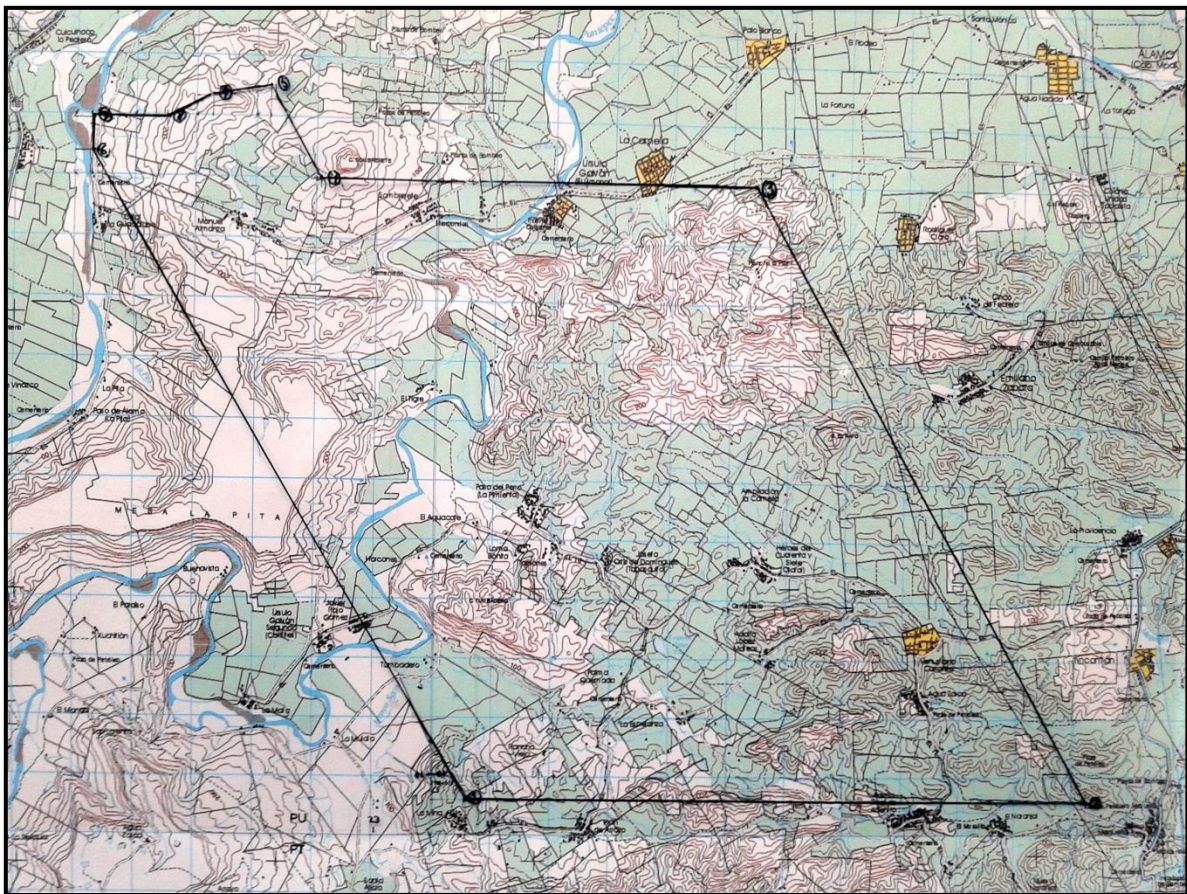


Figura 1.5. Mapa topográfico del Campo Palo Blanco.

En el Campo Palo Blanco hay elevaciones menores que corresponden con lomeríos con elevaciones entre los 200 y los 280 metros sobre el nivel del mar, uno de los más importantes es el llamado “Cerro del Tumbadero”, la cual tiene una elevación aproximada de poco más de 260 metros sobre el nivel del mar, el cual se encuentra ubicado en el lado poniente del campo. Al oriente se tiene al “Cerro El Rayo” que se eleva a 220 metros sobre el nivel del mar; también se tiene una meseta llamada “Mesa La Pita” que tiene

unos 240 metros de altura sobre el nivel del mar y está ubicada en la parte oeste del campo. Las partes más bajas del campo están al noreste y tienen una elevación de entre 60 y 80 metros sobre el nivel del mar (INEGI, 2001)⁴³.

Conforme a lo indicado en el Prontuario de información geográfica municipal del municipio de Álamo Temapache, Veracruz (INEGI, 2009)⁴⁴, del cual se toma la imagen mostrada a continuación (Figura 1.6), respecto al clima, el rango de la temperatura ambiente oscila entre los 22° y 26°C, el rango de precipitaciones es de entre 1400 y 1600 mm; predomina un clima cálido subhúmedo con lluvias en verano.

El uso del suelo es destinado principalmente a la agricultura, se presentan algunas zonas con características de ambiente de selva y pequeñas áreas de pastizales, el detalle de éstas se puede notar en la Fig. 1.7, en la cual destacamos el Campo Palo Blanco en un contorno verde.

1.5 Vías de comunicación

Los poblados que se encuentran embebidos en el campo son: Venustiano Carranza y Héroes del 47 al sureste; al norte se encuentran La Camelia, Úrsulo Galván, Sombrerete, Puente Colgante y en la porción central se encuentra la comunidad de Paso del Perro. Las vías de comunicación están constituidas por un pequeño sistema de carreteras de dos carriles que se conectan a veredas y brechas que son las que más abundan en el Campo.

1.6 Retos tecnológicos

Chicontepec presenta una de las mayores acumulaciones de hidrocarburos en México, sin embargo, dadas sus complejas características geológicas, su explotación rentable puede ser difícil y costosa comparada con los grandes yacimientos en el sureste del país. Según Méndez (2011)⁵², Chicontepec es la principal reserva 3P del volumen total de la reserva del país y se han producido solo el 1% de las reservas 3P originales.

El proyecto de explotación de Chicontepec presenta grandes retos, no sólo por la baja productividad de sus pozos y la compleja estructura interna de sus yacimientos, sino por los retos técnicos y económicos que representaba para extraer los hidrocarburos, a pesar de su amplio potencial de recursos (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2010)²³.

Los yacimientos en Chicontepec son considerados no convencionales por sus características petrofísicas; baja permeabilidad con alto contenido de arcillas y relativa baja presión (Narváez, 2012)⁵⁴. De acuerdo a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2010)²³, del año 2006 a 2009 se presentaron importantes inversiones en el orden de los \$50 mil millones de pesos (Tabla 1.1) con bajas tasas de recuperación.

Acumulado a 2006	2007	2008	2009	Inversión Total
11,850	5,562	11,106	24,002	52,520

Tabla 1.1 Inversiones Totales Asignadas al proyecto ATG (Millones de Pesos de 2010)

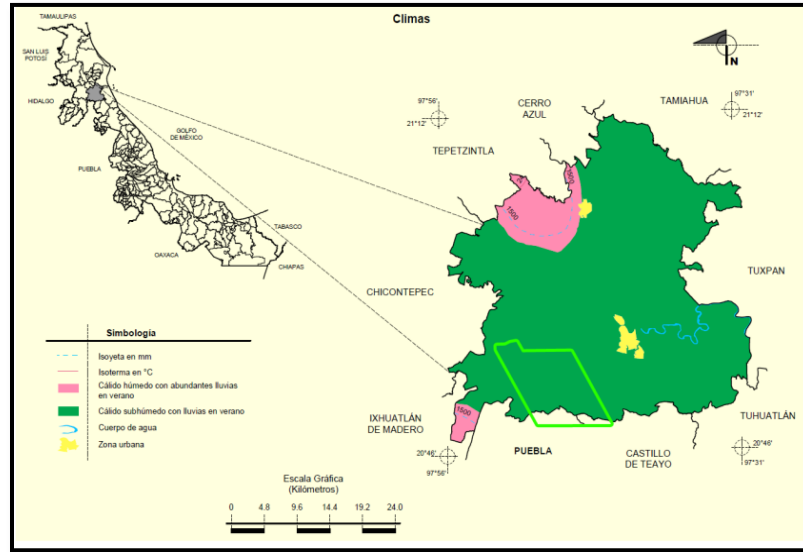


Figura 1.6 Mapa de climas del municipio de Álamo Temapache (INEGI, 2009)⁴⁴.

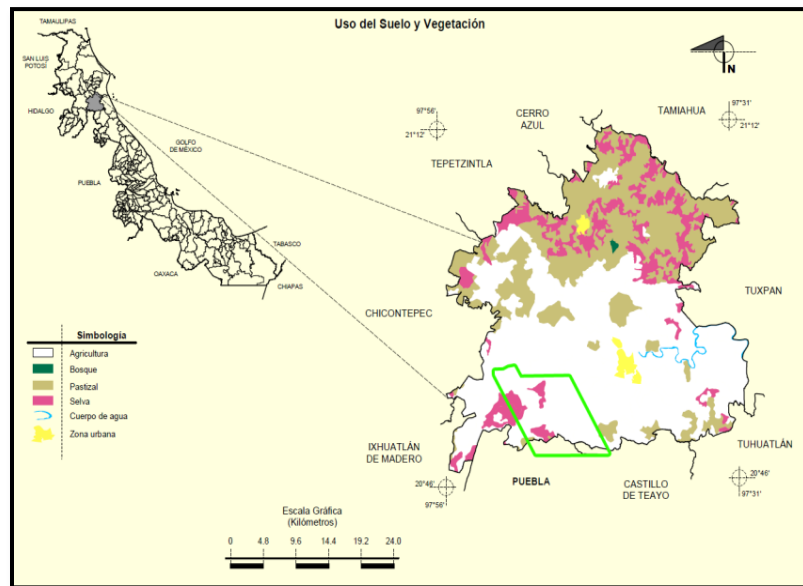


Figura 1.7. Mapa de uso de suelo y vegetación del municipio de Álamo Temapache (INEGI, 2009)⁴⁴.

Como parte de la exploración de soluciones, se buscó enriquecer el proyecto con la participación de compañías con distintos perfiles mediante Laboratorios de Campo, lo cual permitirá complementar el conjunto de soluciones enfocándose en las siguientes áreas:

- Sistemas artificiales de producción.

Debido a la baja energía de los yacimientos es importante desde la planeación considerar en el diseño la implementación de un sistema artificial.

- Diseño de la perforación y terminación de pozos.

Se ha perforado un gran número de pozos que no han producido los volúmenes esperados, esto puede adjudicarse a la insuficiente caracterización estática, provocando que las localizaciones de los pozos no necesariamente correspondan a una ubicación óptima. En el proyecto ATG se ha dado preferencia a las perforaciones con trayectorias tipo “S” buscando que los pozos entren al intervalo de interés en dirección vertical, pero bien podría considerarse pruebas de campo con pozos no convencionales.

- Reparaciones.

Para 2010 ya se habían realizado 2220 reparaciones a pozos notándose que algunos han requerido más de una reparación, generando costos por interrupción a la producción y gastos asociados a las mismas; aunque por otro lado, existen pozos sin producción y sin reparación que se podrían reanudar aprovechando así instalaciones ya existentes.

- Fracturamientos.

La cantidad de alternativas de técnicas y fluidos de fracturamiento dificulta el proceso de selección, ya que hay que considerar la opción adecuada y los posibles problemas ambientales generados por el traslado y el manejo de dichos fluidos.

- Mantenimiento de presión, recuperación secundaria e inyección de fluidos.

Una característica de los yacimientos del proyecto ATG es la mínima diferencia entre la presión del yacimiento y la de saturación de fluidos almacenados, al iniciar la extracción de crudo se liberan importantes volúmenes del gas disuelto, los cuales limitan el paso del aceite hacia los pozos, por lo que es necesario identificar el proceso de explotación adecuado que nos permita mantener el gas en solución y poder alcanzar un alto nivel de recuperación de los pozos.

- Estranguladores de fondo (EDF).

Los EDF se han probado con éxito en algunos pozos y representa una oportunidad para mantener el flujo monofásico dentro del yacimiento.

- Instalaciones superficiales.

Es importante un análisis nodal que permita diseñar las instalaciones conforme se van construyendo y poniendo en operación, ya que de existir diferencias entre los pronósticos de producción y los resultados obtenidos, existe un alto riesgo de que las instalaciones de producción resulten sobredimensionadas.

Por todo lo anterior, a pesar de haber iniciado actividades en 1952, el Paleocanal de Chicontepec hoy se encuentra en una etapa de inicio de producción y también en una etapa inicial en el conocimiento de sus recursos, ya que la información obtenida del subsuelo en términos generales es limitada y desigual, por lo que Chicontepec es un proyecto de largo plazo que requiere de la aplicación de nuevos conocimientos y la utilización de las mejores tecnologías. Un conocimiento geológico óptimo nos permitirá

identificar las áreas con mayor potencial de producción, planear el número óptimo de pozos, definir su ubicación óptima, la adecuada trayectoria de perforación y terminación, fracturamientos e instalación de Sistemas Artificiales de Producción, entre otros.

De acuerdo a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2010)²³, el sector 3, al que corresponde Palo Blanco, tiene un nivel de conocimiento bajo en el modelo estático, geomecánico y de simulación dinámica, presentándose la misma situación en la mayoría de los sectores, representando esto un gran reto en cuanto al eficiente aprovechamiento de los recursos que se pueden extraer.

1.7 Importancia económica

PEMEX, incorpora por primera vez el concepto Desarrollo Comunitario Sustentable (DCS) en Chicontepec, desde el diseño mismo del proyecto. El DCS integra en una misma estrategia las metas de producción, el entorno socioeconómico y el medio ambiente; es una de las principales metas de PEP y un frente estratégico del PATG, además de ser una iniciativa con enfoque preventivo y de largo plazo.

La adopción de un modelo de estas características representa una nueva forma de pensar, planear y hacer las cosas, que contribuye a generar un cambio cultural en PEMEX. Para diseñar la estrategia, PEMEX reunió a un grupo de reconocidas organizaciones y celebró por primera vez en su historia un acuerdo interinstitucional con un organismo miembro de las Naciones Unidas.

Este grupo, conformado por representantes del Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), quienes a su vez coordinaron a especialistas de la Universidad Veracruzana, la Universidad de Calgary y al grupo Environmental Resources Management de México. Adicionalmente, la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) participa directamente con PEP en este esfuerzo.

Los principales avances a enero de 2008 han sido la creación de la primera Coordinación de Desarrollo Sustentable en un activo de producción, la formalización del primer acuerdo interinstitucional entre PEMEX y ONU (PNUD), la integración del equipo multidisciplinario de expertos (PNUD, UNAM, UV, U. de Calgary, Centro Mario Molina y ERM-México), la elaboración de la primera línea base ambiental y socioeconómica y la implementación de talleres de capacitación sobre DS cubriendo al 30% del personal clave de PEP y dos de las principales compañías contratistas (PEMEX, 2008)⁵⁸.

Una de los principales aspectos en este rubro involucra las obras de beneficio mutuo, las acciones entre PEMEX Exploración y Producción, Región Norte y el Gobierno del Estado de Veracruz, tienen por objeto impulsar el crecimiento de la actividad petrolera en la región, así como mantener un sano y equitativo desarrollo económico y social de las comunidades, en un marco de seguridad y respeto al medio ambiente. Con el desarrollo de estas obras se beneficiaron 222 comunidades a lo largo de 29 municipios del Estado de Veracruz (PEMEX, 2008)⁵⁷.

En lo que respecta al municipio del Álamo Temapache, con estas obras se realizó al año 2007 el mantenimiento de 21 km de caminos que benefician a las comunidades de Palo Blanco, Cinco Poblados, Héroe Del 47, Sombrerete, La Guadalupe, Paso de Álamo, Rancho Nuevo y Paso del Perro; las cuales se encuentran dentro del área del Campo

Palo Blanco o en sus proximidades. Dichas obras han traído beneficios tales como la reactivación del Campo, inversiones en mantenimientos y desarrollo de campos para acelerar la recuperación de la reserva de Hidrocarburos, el crecimiento económico en las zonas de influencia por el establecimiento de servicios a PEP y el mejoramiento de la imagen con la comunidad respetando el entorno ecológico (PEMEX, 2008)⁵⁷.

En un marco de transparencia y apertura, PEMEX llevó a cabo la licitación pública internacional para ejecutar obras y servicios integrados para el desarrollo de yacimientos en el Paleocanal de Chicontepec donde el consorcio integrado por las compañías Schlumberger Offshore N. V.; Driller Technologies Corp.; e ICA Fluor Daniels S.A. de C.V; resultó ganador del contrato, el cual consistió en la perforación de 200 pozos, la terminación de 250, la realización de cinco estudios de yacimientos, reacondicionamiento de caminos, instalación de tres baterías de separación, la construcción de una central de compresión y otra de almacenamiento y bombeo, así como el tendido de 217 kilómetros de ductos. Se subcontrataron empresas nacionales e internacionales para servicios de logística, construcción, tripulación de equipos y mano de obra en general, entre otros.

Con los trabajos mencionados Petróleos Mexicanos reinició la actividad petrolera en el norte de Veracruz y dichas obras generaron alrededor de 15 mil empleos directos e indirectos por parte de la compañía contratista, con la consecuente derrama económica para la entidad y en especial para la rama de servicios que el desarrollo requerirá (Glinz 2007)³⁷.

De acuerdo a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2012)²⁵ los proyectos de Chicontepec presentan bajos niveles de rentabilidad y elevada incertidumbre respecto al total de proyectos, no solo respecto a proyectos de explotación. El 100% de los proyectos en Chicontepec se encuentra en el grupo de menor rentabilidad y mayor incertidumbre. A pesar de esto, el 75% de los proyectos en Chicontepec tiene recursos asignados en 2011 o 2012. El presupuesto ejercido en Chicontepec durante 2011 ascendió a 26,744 millones de pesos, que representa el 12% del total de inversión en exploración y producción de Pemex, y significó el 86% del presupuesto ejercido para exploración en ese mismo año.

Se invirtieron 77,233 millones de pesos de 2012, durante el periodo 2007-2011, que se destinaron a la terminación de 1,920 pozos de desarrollo, además iniciaron las pruebas piloto de recuperación secundaria y mejorada con la inyección continua e intermitente de bióxido de carbono, cuyos resultados están en evaluación para el diseño de más pruebas, a través de laboratorios de campo. Durante 2011 se realizó Sísmica 2D por 998 Km y Sísmica 3D por 513 Km², ambas superiores a la meta programada. Adicionalmente, se perforaron 513 pozos de desarrollo, 276 intervenciones mayores, y 25 km de ductos. Todo lo anterior, se realizó con una inversión de 25,472 millones de pesos, lo cual permitió obtener una producción de 53 mil barriles diarios de crudo promedio en el periodo, así como 112 millones de pies cúbicos diarios de gas (Secretaría de Energía, 2012)²¹.

En 2011 se licitaron y adjudicaron los contratos de ejecución de los servicios para la evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos en tres áreas y seis campos de la Región Sur. Asimismo, para la segunda ronda se encuentran en proceso de licitación los campos terrestres: San Andrés, Tierra Blanca, Altamira y Pánuco; y en aguas someras: Arenque y Atún, pertenecientes a la Región Norte (PEMEX, 2012)⁶¹.

Como parte de la estrategia de exploración y producción de PEP, la tercera ronda de licitación de Contratos Integrales EP se enfoca a campos en Chicontepec. Con estos

contratos se contribuirá a incrementar la producción de hidrocarburos de PEMEX. PEP ha seleccionado seis áreas para la tercera ronda de Contratos Integrales de exploración y producción para Chicontepec (PEMEX, 2012)⁶⁰. El Consejo de Administración de PEMEX Exploración y Producción aprobó en Octubre de 2012 la contratación de la tercera ronda de licitación de los Contratos Integrales de Exploración y Producción, la cual corresponde al Activo Terciario del Golfo. La tercera ronda de licitación de los Contratos Integrales EP es una iniciativa estratégica del Plan de Negocios de PEP, ya que contribuirá a incrementar la producción de hidrocarburos de Pemex (Bolsa Mexicana de Valores, 2012)¹⁵.

Se destinaron 13,149.2 millones de pesos para la terminación de 257 pozos de desarrollo, un gasoducto de 12 pulgadas de diámetro y 5.2 kilómetros de longitud de la batería de separación Remolino III a la estación de compresión El Chote; y se concluyó la primera etapa de la batería de separación Coapechaca-IV, a fin de recuperar las reservas de hidrocarburos y maximizar el valor económico del Paleocanal de Chicontepec, mediante la terminación de más de ocho mil pozos y la reparación mayor de más de 16 mil pozos durante todo el horizonte del proyecto. Como resultado de la aplicación de nuevas tecnologías para la perforación y explotación de pozos horizontales no convencionales, la producción de petróleo en este activo se incrementó en casi 200% desde su reactivación en 2007, sentando el precedente de lo que será la extracción de hidrocarburos del país en el futuro (Secretaría de Energía, 2012)⁷².

A geological cross-section showing various rock layers in shades of blue, yellow, and grey. The layers are separated by distinct boundaries. A prominent green vertical line runs through the center, possibly representing a fault or a specific geological feature. The entire cross-section is framed by large, wavy red borders that create a sense of depth and movement. The title 'Capítulo 2: Marco Geológico' is overlaid in a large, bold, red serif font.

**Capítulo 2:
Marco Geológico**

2.1 Evolución Geológica

La Cuenca de Chicontepec se originó durante el intervalo comprendido entre el Paleoceno Tardío al Eoceno Medio, en una cuenca sintectónica de forma elongada formada durante los levantamientos de la Sierra Madre Oriental (Orogenia Laramide), ocurriendo durante este periodo varios eventos de erosión y relleno de sedimentos clásticos; la cuenca es paralela a las montañas de la Sierra Madre Oriental, que limitan la cuenca al oeste, mientras que al este está limitada por la Plataforma de Tuxpan; pertenece a la Provincia Petrolera Tampico-Misantla.

La Provincia Petrolera Tampico – Misantla es el producto de diversos eventos geológicos que afectaron a la región (Cheatwood y Guzmán, 2002)²⁰. Partiendo del Precámbrico Tardío, la región fue afectada por la Orogenia Grenvilliana (800-1100 Ma) (Vázquez, 2008)⁷⁶, ya en el Paleozoico, sobre el Cratón de Norteamérica se depositaron desde el Cámbrico hasta el Devónico sedimentos en las cuencas marinas, para luego ser deformados por la Orogenia Taconiana. Durante el Carbonífero y el Pérmico, ocurrió sedimentación de plataforma clástica y carbonatada, afectándose todas las secuencias por procesos de la Orogenia Apalachiana-Ouachita-Marathon. Posteriormente, se produjo actividad intrusiva en el intervalo Pérmico-Triásico, cerrando el ciclo de formación de la Pangea.

En el Mesozoico, en el periodo Triásico Temprano y Medio, la región estuvo expuesta a erosión; en el Triásico Tardío, los sedimentos se acumularon en fosas resultado de actividad tectónica que originó horsts y grabens que se rellenaron por material clástico continental con depósitos de capas rojas identificadas como Formación Huizachal.

En el Triásico – Jurásico se da la expansión del fondo marino en la evolución del Océano Atlántico y empieza la apertura y extensión que originó que se formara el Paleo - Golfo de México. En el Jurásico Temprano, una invasión marina que provino del Océano Pacífico dio lugar a la Formación Huayacocotla, el depósito de esta secuencia se explica por una depresión producto de los esfuerzos iniciales que se asocian a la apertura inicial del proto-Golfo de México. Al finalizar el Jurásico Temprano, la formación Huayacocotla y Huizachal sufrieron plegamiento y emersión, originando que durante todo el Jurásico Medio permaneciera el área expuesta, propiciando depósitos de rocas continentales correspondientes a la formación Cahuwasas. De manera contemporánea hubo vulcanismo al oriente, formando la secuencia Vulcano-clástica de la Formación Tenexcate. En el Jurásico Medio hasta el Cretácico se desarrolló un sistema de archipiélagos en cuyas márgenes durante el Kimmeridgiano se depositaron rocas de alta energía (oolitas) que constituyen a las calcarenitas de la Formación Tepexic y en otros sectores a la Formación San Andrés. En el Jurásico Tardío, la gran trasgresión marina asociada a la apertura del Paleo Golfo de México generó mares someros, cuencas marinas profundas y elementos paleogeográficos positivos aislados; en las cuencas se depositan sedimentos en ambientes carentes de oxigenación y en las depresiones situadas entre las áreas positivas, se depositaron las principales rocas generadoras correspondientes a calizas arcillosas y lutitas negras de la Formación Tamán. Finalmente, durante el Tithoniano, toda la región fue cubierta por el mar y se depositó la Formación Pimienta; en el sector norte sobre algunas áreas, que funcionaron anteriormente como islas, se depositó en ambientes de alta energía, la Formación La Casita continuando la sedimentación arcillosa y calcáreo arcillosa de las formación Santiago (Nava, Alegría, 2001)⁴. En los altos de basamento más prominentes como el de Tuxpan se mantuvieron condiciones de aguas someras y probablemente zonas expuestas (Cheatwood y Guzmán, 2002)²⁰.

Al iniciarse el Cretácico, continuó la trasgresión marina, por lo que se desarrollaron bancos, rampas, plataformas carbonatadas y áreas con aguas profundas, depositándose sedimentos químicos y aloquímicos de las formaciones Tamaulipas Inferior, Otates, Tamaulipas Superior, El Abra y Tamabra; la sedimentación se presenta en aguas cálidas y más limpias al no haber zonas continentales próximas que aporten terrígenos, características adecuadas para la formación de plataformas carbonatadas, desarrollándose consecuentemente durante la mitad del Cretácico, crecimientos arrecifales sobre las márgenes de las plataformas y bancos aislados en el interior de las mismas; esto dio lugar al desarrollo de la Plataforma de Tuxpan, también conocida como la plataforma de la Faja de Oro y a otro complejo arrecifal que bordea a la Plataforma de Valles-San Luis Potosí. En las porciones con aguas más profundas, se depositaron calizas con pedernal, correspondientes a la Formación Tamaulipas Inferior y cerca del límite Aptiano – Albiano se depositan en toda el área mudstones y wackestones, calizas arcillosas y lutitas laminares del Horizonte Otates. Durante el Albiano y Cenomaniano se depositaron mudstones y wackestones de foraminíferos planctónicos con capas y lentes de pedernal de la Formación Tamaulipas Superior en la mayor parte de la provincia, a excepción del alto de Tuxpan, sobre el que se desarrolló una secuencia de plataforma representado por las calizas de la Formación el Abra, bordeada por montículos arrecifales y en el talud se acumularon brechas calcáreas de la Formación Tamabra.

Para el Cretácico Tardío, la circulación del agua no estuvo restringida y actuaron esfuerzos de cizallamiento iniciando la acumulación de terrígenos finos intercalados con carbonatos que origina a la Formación Soyatal al poniente y las formaciones calcáreo-arcillosas Agua Nueva, San Felipe y Méndez, al oriente. Al final del Cretácico y el principio del Paleógeno la región continuó sujeta a compresión por el evento tectónico denominado Orogenia Laramide (Orogenia Cordillerana), resultando la estructura de la Sierra Madre Oriental, así como pliegues y fallas en el subsuelo de la Planicie Costera del Golfo de México. La deformación tectónica propició una regresión, además de que con el levantamiento regional y hundimiento de las cuencas, como producto de esfuerzos que causaron basculamiento, un conjunto orogénico conformado por pliegues y cabalgaduras con orientación general noroeste – suroeste. Como consecuencia del levantamiento de la Sierra Madre Oriental y el basculamiento al oriente de la Paleo-Plataforma de Tuxpan, se desarrolla la Cuenca de Chicontepec, que se rellena durante el Paleoceno de sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico de las formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio.

Los sedimentos terrígenos que rellenan la cuenca son el resultado del levantamiento tectónico y erosión de las rocas de la Sierra Madre Oriental al oeste; de la Paleoisla de Tuxpan al este y el Macizo de Tezuitlan al sur, con el subsecuente transporte y depositación de sedimentos resultando en una clara progradación en la cuenca de Chicontepec como sistemas marinos profundos de turbiditas. Cabe mencionar que la actividad tectónica persistió durante y después de la depositación de los sedimentos puesto que las rocas del Grupo Chicontepec presentan pliegues y fallas, las cuales han sido observadas en afloramientos donde se tiene expuesta a la Formación Chicontepec Inferior.

La columna estratigráfica del Paleoceno (Daniano-Selandiano), fue erosionada en gran parte de la cuenca durante el Paleoceno (Thanetiano y el eoceno Ypresiano) y específicamente a lo largo de la costa oeste de la isla de Tuxpan, aunque también fueron erosionadas rocas correspondientes al Paleogeno, Cretácico y el Jurásico Superior. La columna estratigráfica del Paleogeno en el Paleocañon incluye alternancias rítmicas de

sedimentos arcillosos y arenosos, formando cuerpos lenticulares y tabulares lateralmente discontinuos, constituidos de arenas arcillosas y arcillas limo arenosas intercaladas (Estrada y colaboradores, 2010)³⁰.

Durante el Eoceno (Ypresiano), probablemente debido al descenso del nivel del agua en la Paleo Cuenca del Golfo de México o a la formación del abultamiento periférico (peripheral bulge) de la antefosa, se formaron grandes valles de incisión en la margen del golfo de México, dentro de los que se incluyen los denominados Paleocañones Bejuco – La Laja, Chicontepec y Nautla. Simultáneamente, en la porción noroeste de esta región se desarrolló la fosa de Magiscatzin que fue rellenada por sedimentos arcillo–arenosos de la Formación Velasco. Por otro lado se mantuvo la continuidad en las condiciones de depósito, representadas por facies arenosas de tipo turbidítico de la formación Chicontepec Superior y una secuencia predominantemente arcillosa de la formación Velasco Superior y también se formó la formación Aragón. En el Eoceno (Luteniano-Bartoniano), ocurrió el depósito de sedimentos arcillosos de ambiente batial y se caracteriza por la formación Guayabal marcando el final de la deformación Laramide. El Eoceno Priaboniano presenta dos secuencias, una arcillosa de aguas profundas que corresponde con la Formación Chapopote y otra arenosa conglomerática de origen deltaico, conocida como Formación Tantoyuca.

Durante el Oligoceno, el Mioceno y Plioceno, el área fue sometida a constantes transgresiones y regresiones menores, propiciando el depósito de sedimentos areno–arcillosos y en ocasiones conglomeráticos como ocurre con las Formaciones Horcones, Palma Real Inferior, Palma Real Superior y Tuxpan (Vázquez, 2008)⁷⁶. El Oligoceno Chattiano y parte del Mioceno Aquitaniano está representado en Tierra por una sección granodecreciente en la base (Formación Coatzintla), consistente de areniscas, limolitas, areniscas y conglomerados (Formación Escolín) depositados en ambientes costeros y de plataformas somera. Tras el depósito de la Formación Escolín se desarrolló en el área una gran discordancia. Se infiere que durante parte del Aquitaniano y Burdigaliano, grandes cantidades de sedimento atravesaron esta zona a través de valles de incisión para ser depositadas en la parte occidental del Golfo de México, estas rocas están cubiertas por una sucesión granocreciente de areniscas fosilíferas de grano fino a medio correspondientes a la parte superior de la Formación Tuxpan del Mioceno Medio, siendo las rocas más jóvenes que afloran en la provincia Tampico – Misantla. En la Figura 2.1 pueden visualizarse los eventos anteriormente mencionados y las secuencias sedimentarias acumuladas partir de finales del Jurásico Inferior.

2.1.1 Modelo sedimentológico del Grupo Chicontepec

La clasificación de las litofacies propuestas por los autores Mutti y Ricci Lucchi en el año de 1972 divide a los depósitos terrígenos turbidíticos en 7 facies (A – G), considerando la relación que existe con el medio de depósito dentro de un abanico submarino, reconoce ciertas características que van desde la geometría que tiene el depósito, las estructuras internas de los estratos, mecanismos de transporte y de depósito en el marco de los flujos por gravedad y la relación lateral y vertical dentro del medio de depósito que se tiene.

FACIES A: incluyen conglomerados formados por cantos rodados, arenas de grano grueso y de grano medio, los espesores que se tienen son de 1 a 10 m. y, se encuentran amalgamados, tienen diferentes tipos de límites como superficies de erosión, bases de

canales e interdigitación con estratos de grano fino. Se relacionan con zonas de abanico interno.

FACIES B: Están conformadas por secuencias masivas de areniscas de grano grueso a grano medio, presentan erosiones producidas por el flujo de corrientes, poseen una continuidad lateral más marcada y mucho mayor que las facies tipo A; un estrato común de este tipo de facies puede tener granos o clastos a lo largo de la superficie basal de erosión, después presentará una laminación paralela y estructuras cóncavas, lo mencionado son evidencias postdeposicionales que señalan la expulsión de fluidos. Generalmente las facies tipo B ocurren en un ambiente de canal, en abanico medio o externo.

FACIES C: Este tipo de facies comprende areniscas de grano grueso a grano fino, interestratificadas con estratos delgados de lutita. Generalmente son de 0.25 a 2.5 m. de espesor, que se mantiene uniforme a grandes distancias laterales, suelen tener graduación normal a la base; se tiene marcas de base muy desarrolladas, así como de clastos de lodo. Las facies C se asocian a las secuencias de la parte superior de un relleno de canal y, con algunos ambientes no canalizados del abanico medio, externo e incluso de la planicie de la cuenca. Como dato particular este tipo de facies son las primeras en depositarse debido a una corriente de turbidez.

FACIES D: Las facies tipo D son interestratificaciones delgadas de areniscas y lutitas con gran continuidad lateral, su espesor varía desde los 0.05 a los 0.25, representan el depósito de flujos turbidíticos de baja densidad.

FACIES E: Consisten en alternancias delgadas de areniscas y lutitas con una variedad interna de laminaciones paralelas, rizaduras escalonadas y estratificaciones tipo flaser, este tipo de facies es diferente al tipo D, debido al tipo de espesor que puede tener (>0.30 m), pertenecen a un ambiente de tipo canal, tienen una gran relación con las facies tipo B, ya que se asocian dentro de un abanico interno y medio. El proceso de formación de las facies tipo E es principalmente por flujo de tracción y de gravedad de concentración alta, asociado a los márgenes de canal.

FACIES F: Las facies tipo F comprenden los depósitos desplazados por movimientos sindeposicionales o postdeposicionales, como son los asentamientos, deslizamientos, rompimientos de talud debido a su límite pequeño, estas facies están presentes entre los sedimentos acumulados y el margen de talud. Cuando se ocasiona un rompimiento de talud, la gravedad actuará formando primero flujos de sedimentos por gravedad, seguidos por procesos de re-sedimentación y depósito de las facies antes descritas. Las facies F están formadas por asentamiento y deslizamiento por gravedad, generalmente se encuentran cerca del talud inferior o a lo largo de los márgenes del canal del abanico interno y medio.

FACIES G: Los depósitos de las facies tipo G comprenden detritos pelágicos y hemipléjicos compuestos por minerales arcillosos, además, puede incluir proporciones variables de limolita, arena fina, restos de plantas, carbonatos, fosfatos y conchas. Es común encontrar alternancias de turbiditas siliciclásticas y turbiditas carbonatadas. Las facies tipo G tienden a ser delgadas y paralelas, se desarrollan principalmente en el talud y ambiente de intercanales, y en menor proporción como relleno de canales abandonados, pueden encontrarse de manera alternante con las facies de tipo D y E.

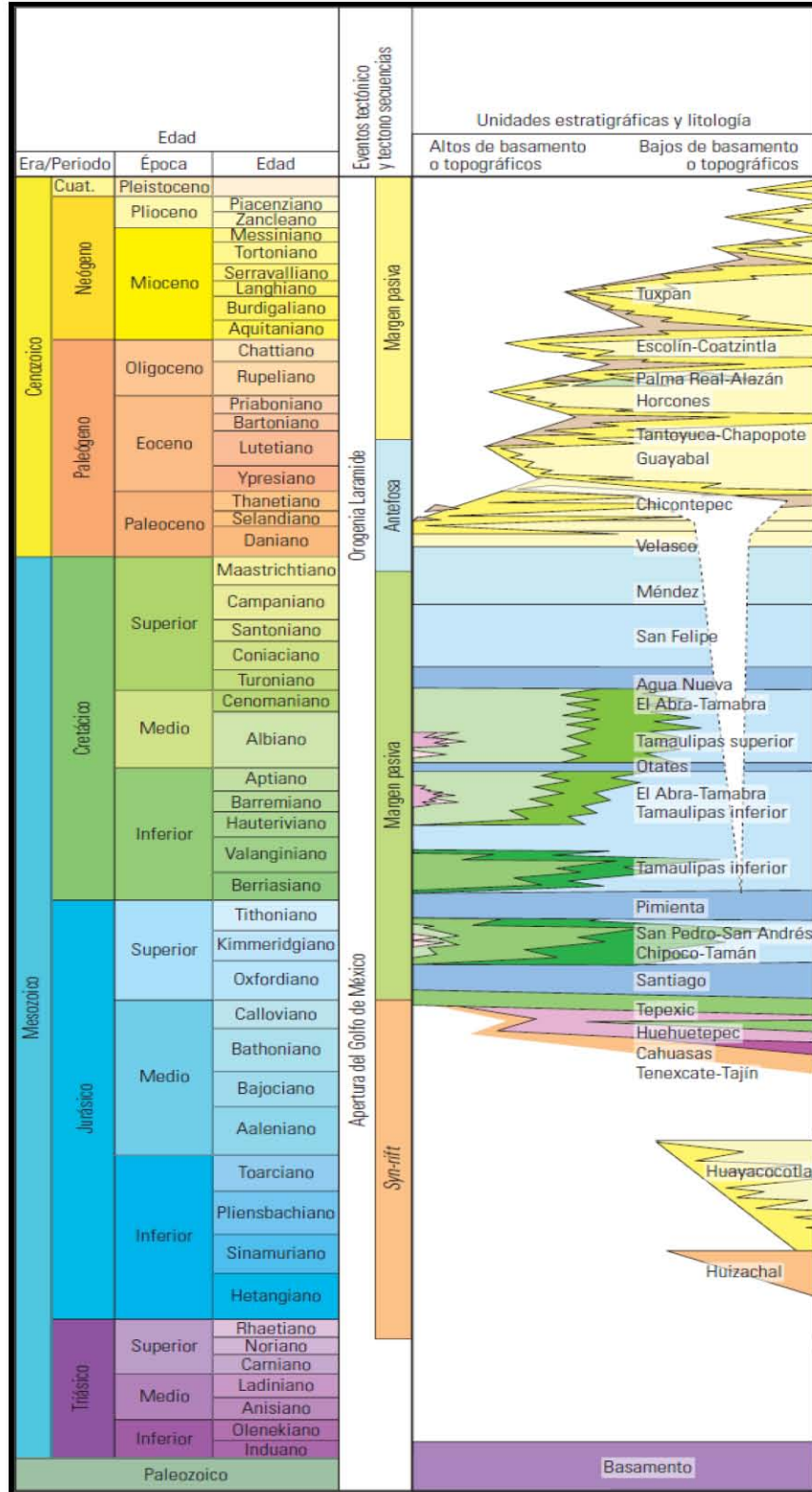


Figura 2.1 Columna Estratigráfica de la Provincia Tampico - Misantla (Schlumberger, 2010)⁷¹.

Del modelo anterior en la Figura 2.2 se ilustra en planta el modelo de abanico submarino propuesto por Mutti – Ricci Lucchi, 1972, y la posición relativa del abanico interno, medio y externo de la planicie de la cuenca, así como las litofacies asociadas a ellos. En (B) se esquematiza una columna regresiva hipotética. Los números indican la ubicación de los sitios estudiados de las secuencias estratigráficas en los afloramientos aislados del estudio realizado de la Cuenca de Chicontepec (Aguayo y Santillán, 2011)², caracterizadas e interpretadas en este trabajo como facies turbidíticas de abanico medio y externo de la formación Chicontepec inferior.

2.2 Origen de la Cuenca de Chicontepec

La génesis y la historia geológica de las cuencas sedimentarias Cenozoicas de la provincia Tampico-Misantla está relacionada íntimamente a la historia tectónica de la Sierra Madre Oriental, ya que se interpreta que a fines del Cretácico y principios del Paleógeno, los efectos de la Orogenia Laramide originaron el plegamiento y levantamiento de las rocas mesozoicas de la Sierra Madre Oriental, plegándolos, fallándolos y levantándolos para formar las grandes estructuras que observamos actualmente. Este levantamiento, fue acompañado por el hundimiento del Archipiélago de Tamaulipas, con la consecuente formación de una serie de depresiones relativamente paralelas al cinturón orogénico, que constituyen, lo que actualmente conocemos como Cuencas Cenozoicas de la Planicie Costera del Golfo de México. Como consecuencia de este fenómeno, evolucionaron corrientes fluviales que, transportaron durante el Paleoceno Temprano, gran cantidad de sedimentos arcillosos (Formación Velasco Basal) que fueron depositados en aguas profundas al oriente de la Sierra Madre Oriental, en la figura 2.3 se muestra el modelo sedimentario que muestra la evolución del Paleocañón de Chicontepec (Cabrera y Lugo, 1984)¹⁸.

Es conveniente mencionar otra característica, quizá también producto de los efectos laramídicos que originaron un levantamiento que se propagó del noroeste al suroeste, es que se desarrollaron corrientes submarinas que originaron, por erosión subacuosa, cañones en los que se depositaron sedimentos turbidíticos transportados por las corrientes de densidad.

En esta época, se establece una dispersión (antefosa) inclinada hacia el oriente sobre la que se depositó una potente secuencia sedimentaria clástica, de origen turbidítico con diferentes facies. La sedimentación fue principalmente marina somera en una estrecha plataforma clástica que lateralmente cambio de facies a talud y aguas profundas y de carácter cíclico transgresivo—regresivo con progradación secuencial hacia el oriente. La Cuenca de Chicontepec es una cuenca antepaís (foreland) o antefosa, rellena de sedimentos terrígenos turbidíticos depositados en un ambiente marino profundo, formando lóbulos y abanicos submarinos; en cuanto a la formación del paleocanal de Chicontepec se describe que bordeando la porción sur y oriental del atolón de la faja de oro, donde la erosión producida por las corrientes marinas que cortaron los sedimentos del Paleoceno, Cretácico y Jurásico Superior, generó un sistema de canales que fueron rellenos con alternancias de sedimentos arcillosos y arenosos turbidíticos, formando un sistema complejo de trampas estratigráficas y, por su contenido fosilífero bentónico indica ambientes de depósito nerítico externo a batial.

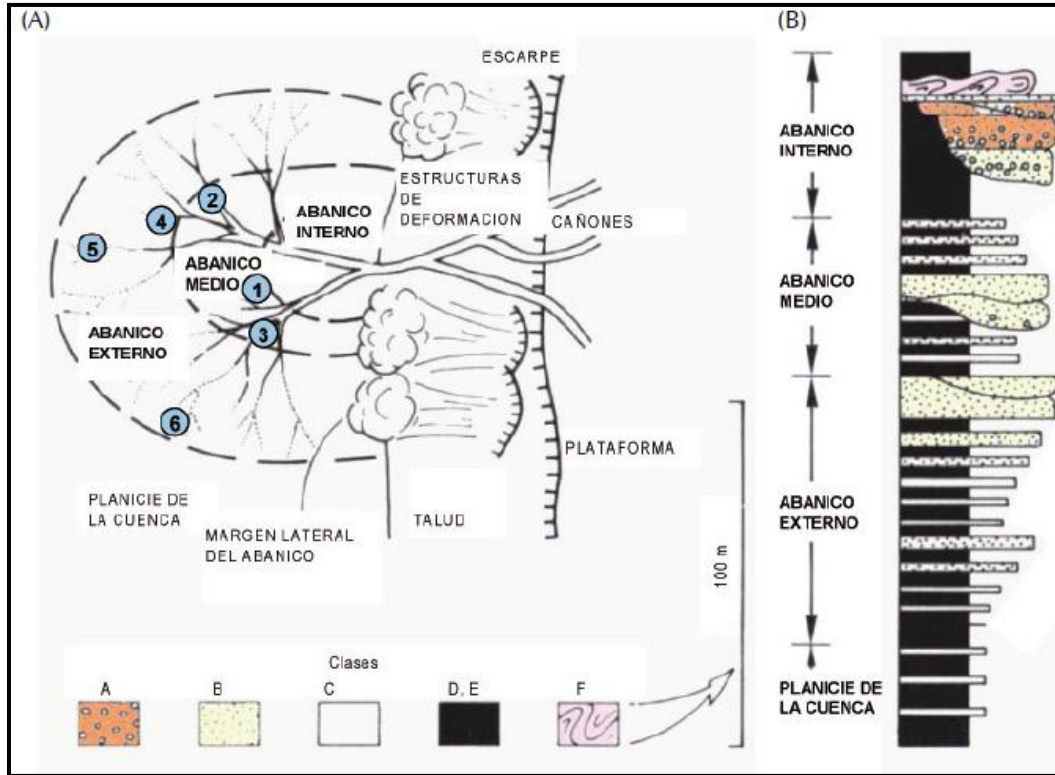


Fig. 2.2. (A) Vista en planta del modelo de abanico submarino conceptualizado; (B) Secuencia regresiva hipotética de un modelo de abanico submarino (propuesto por Mutty y Ricci Lucchi, 1972 y modificado por Santillan y Aguayo, 2011).

De la porción sur de la Plataforma de Tamaulipas (Arco de Tamaulipas) hasta la Cuenca Cenozoica de Veracruz, el Eoceno Temprano se define, por dos litofacies isócronas. La primera unidad representa a la Formación Velasco Superior de facies arcillosas de aguas profundas y la segunda litofacies de tipo turbidítico, corresponde a los sedimentos arcillo-areno-conglomeráticos de las tres formaciones que componen el Grupo Chicontepec (Cabrera y Lugo, 1984)¹⁸.

Es importante comentar que el modelo que se tiene actualmente de las secuencias turbidíticas del grupo Chicontepec, es principalmente de forma conceptual y generalizada según la información existente, por lo que se requiere que los estudios de exploración y desarrollo de Campos que se realicen en el Paleocanal utilicen los conceptos actuales existentes para los depósitos de facies turbidíticas en aguas profundas, con lo cual se obtiene un conocimiento mejor de la geometría y distribución de las facies en el subsuelo, y en consecuencias de las propiedades petrofísicas asociadas con estas (Aguayo, Araujo, Sandoval, Santillán, 2006)¹.

Al final del Eoceno Temprano y hasta el Eoceno Medio se tiene sedimentación predominantemente arcillosa conocida como formaciones Aragón y Guayabal, depositadas en un ambiente batial. Sobreyaciendo a las unidades del Grupo Chicontepec, descansa la formación Aragón constituida por sedimentos arcillosos de aguas profundas ricos en especies plantónicas que ubican a Aragón en el Eoceno Temprano y la base del

Eoceno Medio (Cabrera y Lugo, 1984)¹⁸. La ausencia de la Formación Aragón en Poza Rica, indica que esta región estuvo sujeta a una elevación una vez ocurrida la depositación de Chicontepec (Salas, 1949)⁷⁰.

En el Eoceno Medio la depositación es en general arcillosa y vasta en formas de vida pelágicas. Por sus caracteres paleontológicos y litológicos se interpreta que la formación Guayabal, se depositó en mares relativamente profundos y tranquilos (Cabrera y Lugo, 1984)¹⁷, de plataforma clástica, aunque menos tranquilos que las formaciones que la subyacen; sus cambios de espesor muestran el depósito en un una depresión submarina inclinado al sur, recibiendo sedimentos provenientes del oeste (Vázquez, 2008)⁷⁶.

Después de un periodo de relativa quietud, se depositaron sedimentos pertenecientes a la formación guayabal, terminando este depósito en la formación Chapopote – Tantoyuca.

De acuerdo a Alegría y Nava (2001)³, en el Eoceno Tardío continúa el relleno de la cuenca, predominando dos facies, una arcillosa de aguas profundas de la formación Chapopote y otra arenosa conglomerática de la formación Tantoyuca. Durante el oligoceno y el Mioceno continúan las transgresiones y regresiones, depositándose los sedimentos arcillosos, arenosos y conglomeráticos de las formaciones Palma Real Inferior y Superior.

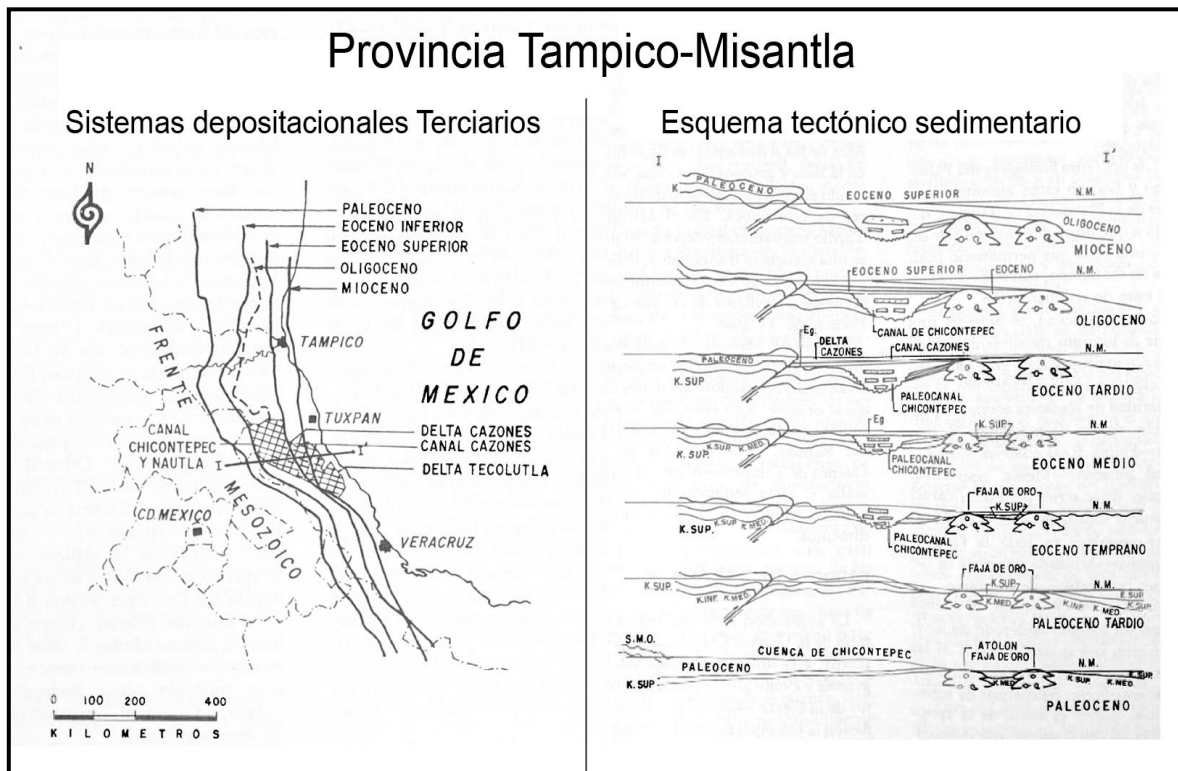


Figura 2.3. Modelo sedimentario que muestra la evolución del Paleocañón de Chicontepec (Cabrera y Lugo, 1984)¹⁸.

Para la formación Tantoyuca se interpreta que se acumuló en un ambiente de depósito en zonas cercanas a la costa, dentro de un ambiente nerítico, lo cual permitió la acumulación de conglomerados y brechas.

Para el caso de la Formación Palma Real, se considera un ambiente de depósito de plataforma clástica, y la variación de litología se explica por la transgresión que tuvo lugar durante el principio del Oligoceno, 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.

En cuanto a la Formación Chapopote, se interpreta que esta unidad se depositó sobre una plataforma continental en condiciones moderadas y uniformes de profundidad; sin embargo, la presencia de abundante fauna de Globigerina indica aguas claras en un ambiente de océano abierto.

2.3 Estratigrafía

La columna geológica encontrada en el frente de la Sierra Madre Oriental y la cortada por los pozos petroleros de la Cuenca de Chicontepec va desde el Jurásico Inferior hasta el Oligoceno Superior. En el Campo Palo Blanco, se tiene una columna estratigráfica que va del Triásico Superior al Cenozoico inferior, con algunas ausencias en algunos de los pozos; tal como se muestra en la Tabla 2.1, iniciando de la más antigua a la más joven. A continuación se describen las características más relevantes de las unidades estratigráficas relacionadas con el sistema petrolero, de la más antigua a la más joven:

Formación Huizachal (Triásico Superior - Jurásico Inferior)

Se tiene reporte por un pozo perforado en la porción oriental de una estructura plegada cuyo eje se orienta de N.W. – S.E., formando parte de una sucesión de estructuras paralelas a las encontradas en los Campos Soledad, Agua Nacida, Miquetla y Jiliapa. En el Suroeste del campo Palo Blanco, sólo se penetraron 26 metros en esta secuencia observándose en la parte superior sobre los terrígenos, la presencia de Evaporitas (Anhidritas).

Considerando un pozo situado en el campo Aragón al Noroeste del campo Palo Blanco y de otro pozo en la parte central del campo Soledad, en donde no hubo depósito de la Formación Tepexic, se supone que originalmente el área de Ahuatepec era topográficamente más alta que la de Soledad y que el relieve actual se debe a un levantamiento del área de Soledad ocurrido probablemente al terminar el depósito de la formación Tamán.

Formación Tepexic (Batoniano tardío-Calloviano medio)

Esta unidad está constituida por calizas grainstone, calizas arcillosas y lutitas de color gris a gris oscuro; las primeras son de grano grueso, con abundantes granos de cuarzo; asimismo, presenta calcarenita de color gris oscuro hasta casi gris negruzco; la estratificación esta poco marcada alcanzando los bancos espesores de aproximadamente 2 a 10 metros; en muchas ocasiones la base de la secuencia está formada por una caliza conglomerática (Servicio Geológico Mexicano, 2007)⁷⁴; también incluye intercalaciones de

calizas arcillosas y calizas arenosas, 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 15 centímetros, se observa, en algunas localidades, fracturas rellenas de gilsonita (Alegría y Nava, 2001)³.

Formación Geológica	Espesor promedio (m)
Huizachal	25
Tepexic	119
Tamán	224
San Andrés	81
Pimienta	119
Tamaulipas Inferior	320
Horizonte Otates	9
Tamaulipas Superior	194
Tamabra	193
Agua Nueva	134
San Felipe	37
Méndez	163
Brecha	18
Velasco Basal	33
Chicontepec Inferior	145
Chicontepec Medio	241
Chicontepec Superior	362
Aragón	259
Guayabal	393
Tantoyuca	695
Chapopote	325
Palma Real	321

Tabla 2.1. Columna estratigráfica representativa del Campo Palo Blanco.

El espesor máximo reportado de esta unidad en Palo Blanco es de 220 metros y su litología indica condiciones topográficas irregulares durante su depósito y considerando que tiene horizontes de grainstone. Se encuentra distribuida en el subsuelo en forma lenticular, por el tipo de depósito, forma receptáculos (Trampas) capaces de almacenar hidrocarburos.

Formación Tamán (Kimmeridgiano-Oxfordiano)

El Léxico Estratigráfico del Servicio Geológico Mexicano (2007)⁷⁴, describe esta unidad en la región de la Huasteca como una unidad compuesta por litofacies y biofacies uniformes, constituidas por micrita de color negro, en capas gruesas de 0.50 a 0.80 metros de

espesor que alterna con capas de lutita gris-negro, cuyos espesores varían de 0.10 a 0.20 metros.

Se considera una unidad con un gran espesor (alrededor de 700 metros) en las Paleodepresiones, sin embargo, sus espesores disminuyen notablemente hacia las partes altas del Paleo-relieve, e incluso hasta desaparecer (Alegría y Nava, 2001)³, Se calculan espesores de hasta 1000 metros para esta formación y suprayace concordantemente al miembro calcáreo de alta energía de la Formación San Andrés (Servicio Geológico Mexicano, 2007)⁷⁴.

La edad según Alegría y Nava y Nava, (2001)³, corresponde al Oxfordiano-Kimmeridgiano, pues su macrofauna corresponde con esa edad. Presenta biocromitas con organismos pelágicos como radiolarios y equinodermos. Se acumuló en un ambiente de depósito correspondiente a las márgenes de una plataforma.

En el campo Palo Blanco la información en cuanto a espesores es insuficiente, pues la mayoría de los pozos exploratorios atraviesan parcialmente esta formación, pero conforme a los pozos que la atraviesan totalmente se reportan espesores que van desde los 70 hasta los 300 metros. Además de acuerdo a estudios exploratorios hechos en el campo Soledad, se concluyó que tiene tendencia a adelgazarse hacia esa área, sin embargo, la profundidad a la que se le detectó en el campo Palo Blanco fue mayor que en el campo Soledad.

Formación San Andrés (Jurásico Superior Kimmeridgiano-Tithoniano)

Conforme a lo establecido en el Léxico Estratigráfico del Servicio Geológico Mexicano (2007)⁷⁴, esta secuencia de rocas bioclásticas y oolíticas denominadas formación San Andrés, se incluye dentro de la formación Tamán. La propuesta del miembro San Andrés, aun cuando se hace en una publicación formal y litológicamente es diferenciable de la Formación Tamán; su distribución es geográficamente restringida, por lo que quizá sea recomendable utilizar el rango de miembro.

Respecto a la litología, Alegría y Nava (2001)³ mencionan que está representada por grainstone de oolitas, peletoides, bioclastos e intraclastos; contiene restos de algas, moluscos y tintinidos, por lo que se le asigna una edad Kimmeridgiano-Tithoniano. La litología reportada en el Campo Palo Blanco corresponde con mudstone café oscuro, recristalizado, grainstone de bioclastos e intraclastos en una matriz calcárea blanca y/o cristalina; packstone café oscuro de bioclastos, oolitas, intraclastos, recristalizado y compacto, con ligera impregnación de aceite café oscuro y negro. También contiene packstone a grainstone de intraclastos, bioclastos y pellets, de color café claro y café oscuro por impregnación de aceite café ligero, compacto, parcialmente recristalizado, con escasas fracturas verticales rellenas por calcita.

Formación Pimienta (Jurásico Superior Kimmeridgiano-Tithoniano)

De acuerdo a Salas (1949)⁷⁰ la Formación Pimienta consiste en calizas oscuras y densas con intercalaciones de lutitas oscuras, calcáreas, bituminosas y un tanto carbonosas. El

color oscuro predomina aparentemente, aunque algunas de las calizas son gris oscuro y están finamente estratificadas. Algunas contienen pequeñas cantidades de asfalto. Esta formación contiene abundancia de amonitas, pelecípodos, escamas y restos de peces y materia carbonosa.

En la descripción litológica del Léxico Estratigráfico del Servicio Geológico Mexicano (2007)⁷⁴, se menciona que en general consiste en mudstone y wackestone arcilloso, de color negro a gris oscuro, carbonoso, dispuestos en capas que varían de 5 a 30 cm de espesor, con los que se intercalan lutitas calcáreas y lutitas laminares negras ricas en materia orgánica. Además, son comunes lentes y nódulos de pedernal negro, lutitas bentónicas y lechos de bentonita de color gris a verde. Los espesores reportados son muy variables, desde 28 metros hasta los 600 metros. La edad de esta formación es Kimmeridgiano-Tithoniano, obtenida por el contenido faunístico (Alegría y Nava, 2001)³. Las calizas arcillosas y carbonosas de la formación Pimienta cubren regionalmente a las facies de la formación Tamán y San Andrés durante el Tithoniano (Schlumberger, 2010)⁷¹.

Dentro de Palo Blanco en cuanto a sus espesores, estos tienden a adelgazarse de sur a norte, entrando con espesores de 296 metros desde el Campo Miquetla en el sur, mientras que dentro del campo varían de 301 a 15 metros, continuando con espesores delgados y uniformes de entre 14 y 18 metros hacia el campo soledad. Cabe resaltar que de acuerdo a un estudio regional se observa que hacia el noroeste del campo no aparece este miembro, probablemente debido a movimientos de bloques, los cuales originaron un levantamiento local y una no depositación de los sedimentos pertenecientes a esta secuencia.

Formación Tamaulipas Inferior (Cretácico Inferior)

El Servicio Geológico Mexicano (2007)⁷⁴, indica la división de esta Formación en siete unidades informales basadas en los caracteres eléctricos, litológicos y contenido microfaunístico, pero en la descripción litológica de la Formación Tamaulipas Inferior que se realiza en los reportes de perforación de los Pozos del Campo Palo Blanco, se reporta la presencia de tres miembros que describiremos a continuación:

- I. “Miembro de calizas crema”.
Compuesto de mudstone café claro y crema, parcialmente recristalizado y compacto; contiene pedernal café oscuro y ámbar y delgadas capas de bentonita café y gris claro.
- II. “Miembro de Bentonitas”.
Compuesto de mudstone crema, café claro y gris, compacto, ligeramente recristalizado y parcialmente dolomitizado, con abundante bentonita verde claro, verde esmeralda y blanca; contiene escasos estratos de mudstone de color crema, trazas de pedernal ámbar y negro.
- III. “Miembro Basal”
Compuesto de mudstone café oscuro, crema, gris claro y café claro, compacto, recristalizado, parcialmente dolomitizado. Escasa bentonita

verde claro, gris claro, parcialmente piritizada; trazas de pedernal ámbar y negro moteado.

Los espesores que se reportan en el campo en cuestión van desde los 189 hasta los 440 metros y se interpreta que se acumuló en un ambiente de depósito marino somero de alta energía, que cambió a mayor batimetría.

Horizonte Otates (Cretácico Inferior)

Al hacerse la división de las formaciones Tamaulipas Superior e Inferior, queda el Horizonte Otates entre ambas unidades y esta consiste principalmente de mudstone a wackestone y calizas arcillosas carbonosas, de color gris oscuro a negro, con intercalaciones de lutita café oscuro, laminares y calcáreas; ocasionalmente se presentan capas de pedernal, el cual es más común en la cima de esta unidad; además se tienen intercalaciones de bentonita de color gris y gris claro y verde.

En el Campo Palo Blanco se reporta que se compone de un horizonte delgado con espesores que van de los 3 a los 16 metros, representado por un caliza mudstone café oscuro microcristalina arcillo-carbonosa, con escasos estratos de caliza café y café oscuro microcristalina y esporádicas intercalaciones de nódulos de pedernal negro y ámbar.

Formación Tamaulipas Superior (Cretácico Inferior-Cretácico Superior)

La descripción litológica de la Formación Tamaulipas Superior se puede encontrar en diversas fuentes, las cuales están mencionadas en el Léxico Estratigráfico de México. La descripción más completa considera una serie de calizas compactas, cuyos colores varían de blanco y crema a café claro y café, presentando ocasionalmente intercalaciones de calizas arcillosas, estratos de espesor delgado, medio y grueso, de mudstone a wackestone, compactas, de color negro; con frecuentes nódulos y capas de pedernal de colores negro, blanco y café. En algunas áreas se le identifica con intercalaciones de lutita y marga, así como de bentonita e incluso delgadas capas de toba. Los espesores registrados en el Campo Palo Blanco van desde 52 hasta 359 metros, con una tendencia a adelgazarse hacia el norte, hacia el campo soledad se reducen hasta 52 metros.

Formación Tamabra (Cretácico Inferior)

Conforme el Servicio Geológico Mexicano (2007)⁷⁴, las principales litologías presentes en esta unidad son fragmentos angulosos de grainstone, packstone, wackestone de rudistas y con microfósiles pelágicos y dolomía. En el detallado de las muestras de canal de los pozos del Campo Palo Blanco se encontró una amplia descripción litológica, se describe que se compone de fragmentos de mudstone crema blanquizco y blanco, recristalizado, semicompacto, con aisladas líneas estilolíticas; wackestone crema blanquizco, semicompacto, dolomitizado, fragmentos de pedernal blanco traslúcido, ámbar y gris

ahumado. Los espesores de esta formación en el Campo Palo Blanco van desde 22 a 297 metros, tendiendo a desaparecer hacia el occidente como resultado del sistema de depósito.

Formación Agua Nueva (Cretácico tardío)

El Servicio Geológico Mexicano (2007)⁷⁴ describe a la Formación Agua Nueva como una unidad compuesta de calizas arcillosas de grano fino a medio de color gris a negro, en capas de espesor delgado a medio que alternan con estratos medianos a gruesos de lutita laminar de color gris a gris oscuro a negro, de intemperismo amarillento, ligeramente rojizo, una de sus características principales es la presencia de lentes o láminas de pedernal negro. Sus espesores son muy variados, en el campo Palo Blanco se reportan desde 88 hasta 233 metros, mientras que en el Campo Soledad varían de 88 m a 136 m.

Formación San Felipe (Cretácico Tardío)

Esta formación se caracteriza por contener calizas arcillosas en estratos delgados de color gris claro a verde, con frecuentes intercalaciones de lutita calcárea y lutita bentónica de color verde y amarillo grisáceo. La caliza intemperiza a color gris claro y a beige y la lutita calcárea en gris amarillento. La caliza es de tipo mudstone y wackestone con escasos nódulos de pedernal (Servicio Geológico Mexicano, 2007)⁷⁴. Los espesores reportados en el Campo Palo Blanco son relativamente uniformes que van de los 6 a los 53 metros.

Formación Méndez (Cretácico Tardío)

Al revisar el Léxico Estratigráfico de México (Servicio Geológico Mexicano, 2007)⁷⁴, se encontraron características litológicas muy variables, se indica que la unidad consiste de un depósito uniforme de lutita gris-azul con borde interno arcilloso a semi-margoso y algunas capas irregulares de arenisca y caliza; su color intemperizado es café, amarillo o blanco. Pero también podemos encontrar capas gruesas masivas de lutita de color rojizo, con intemperismo semi-esferoidal y algunos fragmentos subangulares, limolita y mudstone calcáreo variando el color de gris claro a café, blanco y rojo. En Palo Blanco presenta espesores irregulares, ya que en los pozos se reportan espesores que van desde 125 hasta 228 metros, con una tendencia a ir de espesores más gruesos a más delgados en dirección sur a norte, disminuyendo en el campo Soledad hasta los 125 metros.

Formación Velasco Basal (Paleoceno inferior)

Las rocas de la Formación Velasco expuestas a lo largo del flanco oriental y de la porción sureste del Sinclinal de Magiscatzin (noroeste de la Provincia de Tampico-Misantla), consisten de lutita gris verdosa, gris azulado, pardo y rojizo ligeramente calcárea y ocasionalmente presentan láminas de yeso; alternan con escasas capas de areniscas de

cuarzo de grano medio a fino, bien cementadas en capas de 1-10 centímetros de espesor; en la parte axial del Sinclinal de Magiscatzin, se compone de arenisca y lutita semejantes a la Formación Chicontepec; al este de la Faja de Oro está representada, en la parte superior, por lutita de color verde (con un espesor de 90 metros), la parte media por lutita de color café y en la base por lutita de color gris; al sur de la Cuenca de Chicontepec, consiste de marga arenosa de color gris, gris verdosa, rojizo y café. Se reportan espesores variables: al norte de Tampico, 1235 y 1245 metros; al suroeste de Tampico, 230 metros; al este de la Faja de Oro, 90 metros; en el frente de la Sierra Madre Oriental, 70 metros y al suroeste de Poza Rica, Región de Ayotoxco, 125 metros de espesor; en la Cuenca de Burgos la Formación Velasco alcanza un espesor de 250 a 800 metros (Servicio Geológico Mexicano, 2007)⁷⁴.

Conforme a Alegría y Nava (2001)³, al oeste de Ebano-Panuco en las Haciendas de Tulillo, se zonificó a la Formación Velasco en dos miembros: Velasco Basal y Velasco inferior.

- Velasco Basal: La fauna, en su mayoría pelágica aunque con algunos ejemplares bentónicos indica un mar de aguas más profundas que el de la Velasco Inferior, en un ambiente marino que corresponde con mar abierto. El espesor máximo de esta biozona es de 90 metros y su edad es asignada conforme a los fósiles encontrados.
- Velasco Inferior: Su fauna plantónica y bentónica corresponde a condiciones batiales y neríticas con profundidades variables hasta de 700 metros.

En el campo Palo Blanco esta formación es relativamente delgada, que varía entre los 4 a los 55 metros; no se tienen reportes de su existencia hacia el suroeste y hacia el norte en el campo Soledad, se mantiene con espesores más uniformes entre 40 y 36 metros.

Grupo Chicontepec (Paleoceno – Eoceno)

Las unidades del Grupo Chicontepec del Paleoceno al Eoceno inferior son tradicionalmente descritas como una secuencia turbidítica, con más de 2000 metros de espesor de interestratificaciones delgadas y gruesas de lutitas, areniscas calcáreas y siliciclasticas, graduando hacia la cima de la secuencia a lutitas limosas. Las secuencias del Grupo Chicontepec afloran o se encuentran el subsuelo en la parte norte del Estado de Veracruz, en el extremo sur del Estado de Tamaulipas y en las porciones orientales de los estados de San Luis Potosí, Hidalgo y Norte de Puebla (Santillán y Aguayo, 2011)².

Los primeros trabajos pioneros consideraron a las rocas del Grupo Chicontepec como facies de aguas someras, equivalentes de la Formación Velasco, ya que la Chicontepec es mucho más arenosa y contiene abundantes fragmentos de madera y fauna de aguas someras. Estos fósiles fueron probablemente resedimentados dentro de aguas profundas, porque los foraminíferos bentónicos de Chicontepec, indican depósitos en ambientes de aguas profundas de nerítico externo a batial superior.

El grupo Chicontepec ha sido, de una manera general subdividida en Superior, Medio e Inferior, pero la Chicontepec Inferior y Media son consideradas del Paleoceno y únicamente, la Chicontepec Superior del Eoceno Inferior.

En cuanto a la constitución litológica, aproximadamente la mitad del Grupo Chicontepec consiste de lutitas y lutitas limosas, el resto de la formación está constituida de múltiples cuerpos de capas delgadas de areniscas y lutitas y zonas de capas medianas y gruesas de areniscas (Aguayo, Sandoval y Santillán, 2011)¹.

Los análisis petrográficos indican que las arenas de Chicontepec son litarenitas inmaduras litológicamente, las cuales están compuestas de granos de cuarzo, abundantes fragmentos de carbonatos y fragmentos graníticos. Debido a la abundancia de carbonatos en el sistema, los sedimentos están altamente cementados por calcita y dolomía, además de crecimientos de cuarzo. La abundancia de cementantes es el control primario en la calidad del yacimiento (si la cementación disminuye, la porosidad aumenta). Las arenas son limpias en cuanto a arcillas, con tan solo un 1% de estas. Sin embargo, estas arcillas contienen smectita, una arcilla propensa a hincharse (Gachuz y colaboradores 2004)³⁴.

- **Formación Chicontepec Inferior:** está constituida por una alternancia de arenisca calcárea, lutita y margas, las capas de arenisca calcárea es de grano fino, de color gris oscuro de 50 a 60 cm de espesor, que alternan con capas de lutita calcárea de 20 a 25 cm de espesor; en algunas localidades se encuentran entre los estratos basales capas lenticulares de conglomerado de 2 a 3 m de potencia, formados por guijarros de caliza y pedernal de 2 a 3 cm de diámetro, hacia la cima las capas de arenisca se adelgazan hasta tener el mismo espesor que la lutita (Servicio Geológico Mexicano, 2011)⁷⁴. Se manifiesta en prácticamente todo el campo con espesores variables constantes que van de los 101 a los 265 m dentro del campo, hacia el campo soledad se registraron variaciones más abruptas de entre 74 y 315 metros.
- **Formación Chicontepec Medio:** está constituido por una alternancia de arenisca y lutita, donde la arenisca se presenta en color gris, de grano medio, compactas en capas de 20 cm a 1 m de espesor, ocasionalmente con material carbonoso (restos de plantas), mientras que la lutita es de color gris o gris azul, estratificada en capas delgadas; esta unidad varía entre 40 y 200 m de espesor (Servicio Geológico Mexicano, 2007)⁷⁴. Los espesores en el campo Palo Blanco varían entre los 6 y los 522 metros encontrándose los espesores más delgados al sureste del campo. Dentro de esta secuencia se pueden encontrar de forma clara sedimentos correspondientes a abanicos submarinos y paquetes arenosos lenticulares y tabulares sin continuidad lateral. Estos cuerpos arenosos varían en su forma de depositación desde progradaciones de abanicos, abanicos distales y abanicos medios.
- **Formación Chicontepec Superior:** se compone de capas de grano fino a medio de color gris y gris oscuro de 5 a 10 cm de espesor, con impresiones de gusanos marinos, marcas de corriente y restos de plantas, alternan con esta arenisca, capas delgadas de marga arenosa de color gris y de lutita de color gris azul (Servicio Geológico Mexicano, 2007)⁷⁴. Se presenta con espesores variados que van desde los 140 metros hasta los 585, manifestándose en la parte central del campo y hacia el occidente.

El espesor estratigráfico de las tres formaciones del Grupo Chicontepec en el paleocanal, es variable en sus diferentes sitios; en la porción norte es del orden de 1000 metros; en su extremo occidental se han llegado a determinar espesores entre 700 y hasta 2000 metros y en el depocentro se tienen espesores de 2500 metros. Por su contenido fosilífero esencialmente bentónico, los sedimentos de la Formación Chicontepec sugieren condiciones batimétricas mayores a 200 metros, en ambientes nerítico externo a batial (Santillán y Aguayo, 2011)².

La granulometría de las areniscas varía de muy fina a media y comúnmente son arcillosas; los antiguos sistemas de drenaje fluviales suministraron sedimentos hacia la cuenca provenientes de la Sierra Madre Oriental y de la Plataforma de Tuxpan, habiendo aporte de sedimentos calcáreos finos que contaminaron a las arenas turbidíticas, causando con ello la disminución relativa de la porosidad y permeabilidad primarias y por diagénesis tardía; los sedimentos calcáreos se disolvieron y reprecipitaron como cemento, disminuyendo aún más la porosidad y permeabilidad, siendo los atributos petrofísicos más importantes de las rocas almacenadoras.

Formación Aragón (Eoceno Temprano)

Esta unidad se encuentra bajo la Formación Guayabal y es descrita litológicamente como lutita gris, gris azul y verde, que por acción de intemperismo toman un color amarillento; en la base se presentan bandas de bentonita y hacia la parte alta se encuentran láminas de arena fina y pequeños nódulos calcáreos (Servicio Geológico Mexicano, 2007)⁷⁴.

Los espesores que se registran varían de 235 a 540 metros, y de acuerdo con el Léxico Estratigráfico Mexicano se reporta que su contacto superior con la Formación Guayabal está bien marcado litológicamente, pero en su contacto inferior con la Formación Chicontepec Superior se debe de determinar por medios paleontológicos ya que las diferencias litológicas son casi imperceptibles.

Formación Guayabal (Eoceno Inferior - Medio)

De acuerdo a Nava y Alegria (2001)³ su edad es Eoceno Medio (Lutetiano), la cual se determinó por la presencia de especies planctónicas y bentónicas. El Servicio Geológico Mexicano (2007)⁷⁴ en su léxico estratigráfico describe la litología de la formación Guayabal de la siguiente forma: Lutita limolítica con arcilla glauconítica asociada, de estratificación muy fina y de color ocre en espesores de cerca de 30 metros. En el subsuelo de la Provincia de Tampico-Misantla, la distribución de esta formación es irregular, por acuñaientos de occidente a oriente, hasta aparecer en los bordes con las rocas Cretácicas. Sus cambios de espesor indican el depósito en un cañón submarino con inclinación hacia el sur que recibía sedimentos del occidente. Sus espesores son demasiado variables, siendo más potentes en el área de Poza Rica, Veracruz, y menos potentes al oriente de la Faja de Oro; se incrementa de norte a sur desde 30 hasta 1200 m.

En el campo Palo Blanco se reportan espesores muy irregulares, del orden de 1000 m al sur del campo, variando entre los 71 y los 600 m en la porción central, manteniéndose en

los 300 m en el norte y continuando con espesores de entre 600 y 700 metros hacia el Campo Soledad.

Formación Tantoyuca (Eoceno Tardío)

Esta unidad ha sido asignada al Eoceno Tardío, anteriormente a la Formación Tantoyuca se le consideraba parte de una sola unidad Chapopote – Tantoyuca, posteriormente se definen como dos formaciones independientes. Conforme al Servicio Geológico Mexicano (2007)⁷⁴, en la descripción litológica indica que se compone en su base de areniscas de color crema a pardo, de grano medio a conglomerático, principalmente de cuarzo anguloso y abundante pedernal negro; inmediatamente encima se observa un conglomerado formado en su mayoría por cantos rodados, bien redondeados y de todos tamaños, derivados de areniscas de la formación Chicontepec, calizas cretácicas y de pedernal negro, cementado con aglutinante calcáreo; la sección se continua con una serie de arenisca conglomerática y lutita arenosa gris que predomina hacia la cima. Los espesores de esta formación se tienen documentado de hasta 1000 metros, en los pozos del Campo Palo Blanco los espesores reportados varían de 286 metros a 695.

Formación Chapopote (Eoceno Medio – Tardío.)

Esta formación fue inicialmente incluida dentro de una unidad con nombre Chapopote-Tantoyuca; pero a partir de 1979 se consideró a la unidad Chapopote -Tantoyuca compuesta por dos formaciones diferentes: la Formación Chapopote que se caracteriza por estar formada por lutitas depositadas en aguas profundas, y la Formación Tantoyuca constituida por areniscas y conglomerados.

Conforme el Léxico estratigráfico de México (Servicio Geológico Mexicano, 2007)⁷⁴, las características litológicas de la Formación Chapopote consisten de margas de color gris a gris verdoso con intercalaciones hacia la cima de bentonita de color amarillento verdoso, de estratificación definida.

En la parte media de la Provincia de Tampico - Misantla, donde se presenta el cambio de facies hacia la Formación Tantoyuca, presenta intercalaciones delgadas de arenisca de cuarzo, de grano fino, calcáreas. Hacia el sureste, la sección es más arenosa, y consiste de marga y marga arenosa, gris verdoso, bentonítica, que alternan con capas delgadas de arena y arenisca de cuarzo de grano fino a medio, calcáreas. El área de los afloramientos en el Campo Palo Blanco es aproximadamente de 450 km² y se considera un espesor que varía de 40 a 1020 metros; en los pozos del Campo Palo Blanco los espesores varían entre los 160 y 520 metros.

Grupo Palma Real (Oligoceno Inferior)

En el Oligoceno, se interpreta que ocurrió una serie de intensos movimientos verticales, que proporciona gran cantidad de clásticos representados por la bipolaridad de litofacies somero—profundo de las formaciones Horcones—Palma Real Inferior y Palma Real

Superior—Mesón respectivamente. Estas series presentan características litológicas y estratigráficas muy variables en toda la Provincia Tampico—Misantla debido a su carácter marcadamente regresivo. (Cabrera y Lugo 1984)¹⁸.

Formación Palma Real Inferior

Se compone de litologías con terrígenos de características variables. El espesor promedio es de 250 metros aunque en los registros de los pozos del Campo Palo Blanco se indican espesores que van desde 210 a 412 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. Consiste en otros sitios de lutitas arenosas, areniscas de cuarzo, conglomerados y gravas de cantos rodados de calizas y pedernal provenientes de las rocas del Mesozoico; contiene abundantes foraminíferos, incluso presentan desarrollos lenticulares de calizas coralinas. Las areniscas presentan huellas de oleaje (Nava, Alegría, 2001)³.

Formación Palma Real Superior

El depósito de los sedimentos de la formación Palma Real Superior se efectuó al final de la transgresión de la formación Palma Real Inferior, su litología es muy semejante y la diferenciación se hace por microfósiles. El depósito de estos sedimentos se efectuó al final de la transgresión de la Palma Real Inferior, su litología es muy semejante, por lo que su separación se hace únicamente por microfósiles (Nava, Alegría, 2001)³. En el Campo Palo Blanco se tienen espesores variables en promedio de 210 metros.

Formación Concepción

Esta formación está constituida de arcillas laminadas y areniscas de color azul, lutitas de colores grises y gris verde. Su base consta principalmente de lutita bien consolidada color gris, azul claro y azul oscuro, la lutita puede presentarse calcárea, dura a semidura, de color gris y gris oscuro, en ocasiones con intercalaciones de lutitas arenosas de color gris verde con material piritizado. La parte superior es arenosa en muchas ocasiones aparecen en las fracturas, depósitos de yeso que las rellenan o cristales pequeños de selenita en abundancia de color gris claro y gris verdoso con fragmentos de pirita y mica en láminas delgadas; presenta intercalaciones de arenisca compacta de grano fino (Servicio Geológico Mexicano, 2007)⁷⁴.

Se depositó en una plataforma clástica en posición proximal a la línea de costa; se considera como roca almacenadora (Nava, Alegría, 2001)³.

Formación Encanto

La formación consiste de series alternadas de arenas, areniscas de grano fino y lutitas arenosas de color variable gris azulado o gris amarillento encontrándose ocasionalmente

conglomerados. También en algunas áreas se identifica una serie de estratos formados por arena de grano grueso a fino parcialmente cementada, ligeramente arcillosa, color gris azulado o gris claro.

La formación Encanto es de carácter esencialmente marino y se relacionan las variaciones sedimentarias con la fauna bentónica y plantónica, deduciendo que para la región occidental esta formación presenta rocas y sedimentos originalmente depositados en un medio de pendiente suave, mientras que para la región oriental se observan rocas cuyos sedimentos fueron depositados en aguas más profundas (Servicio Geológico Mexicano, 2007)⁷⁴.

Formación Mesón

La litología de la formación consiste hacia la base de una sección de lutita calcárea y marga arenosa, de color gris, con abundantes microfósiles; hacia la parte media y superior se presenta arenisca gris y pardo, de cuarzo y bioclásticos, de grano fino a medio, calcáreas y caliza biógena con restos de bivalvos y corales, además de areniscas gris en capas de 10 cm (Servicio Geológico Mexicano, 2007)⁷⁴. El contacto inferior con la Formación Palma Real Superior es concordante no así su contacto superior que es discordante con la Formación Coatzintla del Mioceno Inferior (Nava, Alegría, 2001)³.

Formación Tuxpan

La unidad se compone de una secuencia de arcilla amarilla, marga arenosa, lutita arenosa azul y bandas de arenisca calcárea, fosilíferas y poco perturbadas. La base de esta formación está definida por un horizonte de toba verde. En su localidad tipo, la parte superior de la Formación Tuxpan consiste de calizas fosilíferas pardas y amarillas, areniscas y margas que en su conjunto alcanzan 30 m de espesor. En algunas localidades se ha documentado que esta unidad cubre discordante a la Formación Mesón; su contacto superior está erosionado y es cubierto por gravas del Plioceno-Pleistoceno. Esta unidad fue depositada durante una transgresión, seguida por una regresión, hasta alcanzar su posición actual en el Golfo de México en un ambiente de depósito de playa a plataforma media-externa, con una profundidad de al menos 50 m y posiblemente asociada a depósitos prearrecifales (Servicio Geológico Mexicano, 2007)⁷⁴.

Las formaciones Concepción, Encanto, Mesón y Tuxpan no se identifican en la columna geológica atravesada por los pozos del Campo Palo Blanco, pero se abordan dado que son formaciones representativas de la Provincia Tampico Misantla.

2.4 Características sedimentológicas del Grupo Chicontepec

El Grupo Chicontepec se presenta en el Campo Palo Blanco con un espesor de aproximadamente 690 metros, indentificandose tres megasecuencias, las cuales son denominadas como Unidades 1, 2 y 3 y que contienen material arcillo-arenoso, arenoso calcarenítico y conglomerático. El conjunto de las 3 unidades son acotadas por una

discordancia basal, con la cual se hace la distinción entre las rocas del Cretácico y las del Cenozoico; de manera interna las megasecuencias se diferencian con 3 discordancias denominadas A, B y C (Figura 2.4), que se manifiestan de manera regional hacia los campos vecinos Tajín, Agua Fría, Furbero, Coyotes, Miquetla y Humapa. En la cima del conjunto de megasecuencias, yacen los sedimentos correspondientes al Eoceno Superior.

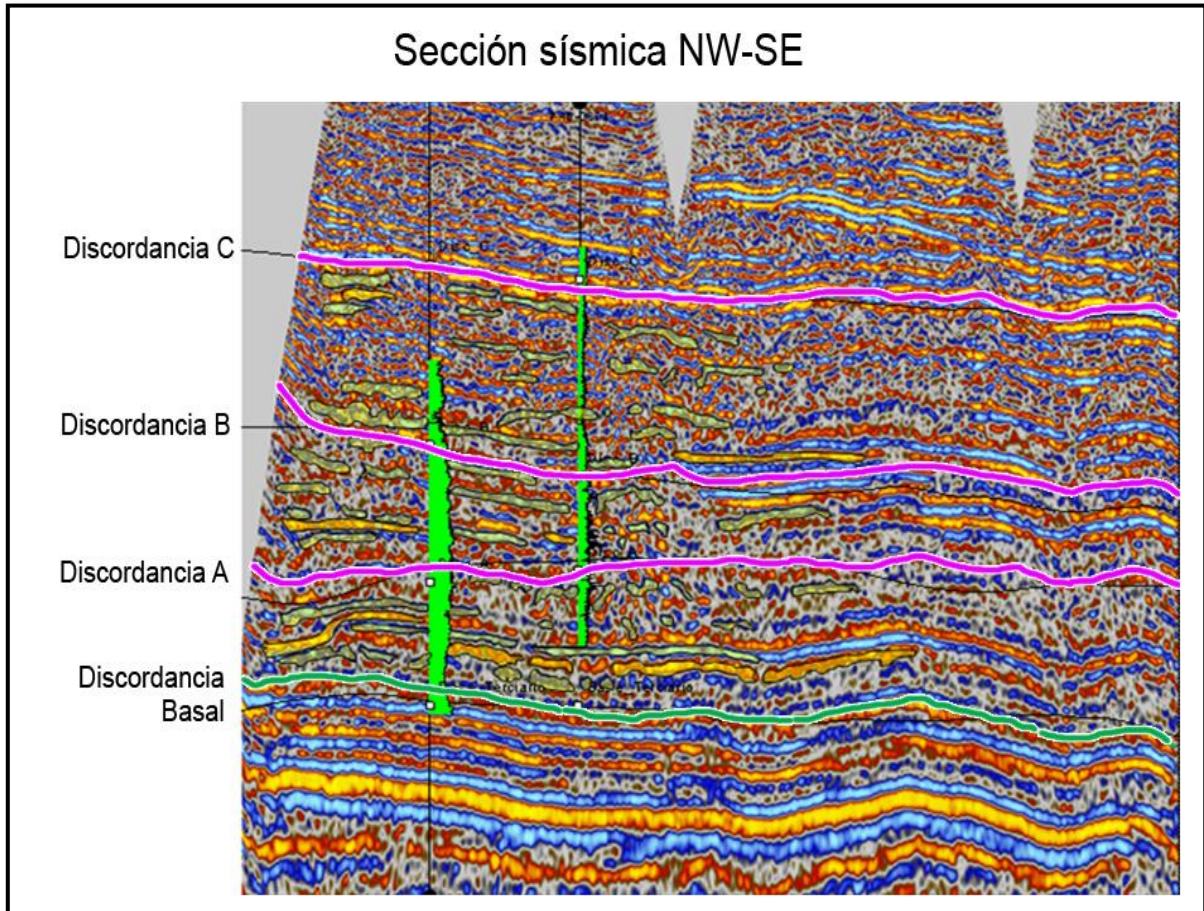


Figura 2.4 Sección sísmica de dirección NW - SE donde se encuentran marcadas las discordancias Basal, A, B y C (CNH-UNAM, 2012) ²³.

El espesor de las los cuerpos con mayor arenosidad probados como rocas almacenadoras en el campo, van de los 5 m a los 50 m, con un promedio de 23 m, pero estos espesores involucran un conjunto de cuerpos lenticulares y no un cuerpo individual, los cuales tienen propiedades petrofísicas similares aunque se encuentran dispersos en el campo, lo que se explica por la forma en que se dio el sistema de depósito.

Al interior del Grupo Chicontepec en el área de Palo Blanco, se identifican un total de 15 intervalos estratigráficos gruesos y se denotan como SIM_10 ubicada en la Megasecuencia 3; SIM_20, 30, 40, 50, 70, 80, 90 en la Megasecuencia 2 y Sim_100 en la Megasecuencia 1. Además de estos grandes paquetes se han identificado y correlacionado varios marcadores estratigráficos internos entre estos, que corresponden con discordancias más locales.

2.4.1 Megasecuencia Inferior (Unidad 1)

Tiene un espesor de aproximado de 184 m y está delimitada en la base por la discordancia basal del Mesozoico-Cenozoico y en la cima por la discordancia A. La megasecuencia presenta capas areno-limo-arcillosas, calcáreo-arcillosas y limo-arcillo-arenosas interestratificadas con sedimentos limo-arcilloso y horizontes delgados areno-arcillosos en facies de abanico distal, en donde se observan canalizaciones interestratificadas debidas a los flujos de calcarenitas procedentes del occidente de la Paleoisla de Tuxpan, con estratos con espesores medianos a finos con geometría tabular y laminada; lateralmente continuos en distancias reducidas, aunque cabe señalar que en algunos cuerpos areno-limo-arcillosos se manifiestan como lentes. La depositación de los sedimentos tendió a nivelar la topografía del basamento mesozoico sobre la cual se depositó y que se componía por un relieve de elevaciones y depresiones que conforman la base del Paleocanal de Chicontepec.

Dadas estas condiciones se considera que la conectividad entre los cuerpos arenosos va de baja a intermedia, sin embargo, la presencia predominante de arcillas hacen que esta unidad no sea una candidata a ser tomada en cuenta como roca almacenadora. Asociada a esta megasecuencia se encuentra el paquete arenoso SIM_100 conformado por las secuencias de intercalaciones de lutita-arenisca anteriormente mencionadas y que representa uno de los escasos horizontes con potencial almacenador de hidrocarburos.

2.4.2 Megasecuencia media (Unidad 2)

Con un espesor aproximadamente de 210 m, esta unidad se encuentra en contacto discordante con la Unidad 1 y está limitada en la parte inferior por la discordancia A que la separa de la Unidad 1 y en la parte superior por la discordancia B separándola de la Unidad 3. Es menos arcillosa que la Unidad 1 y está conformada por interestratificaciones de sedimentos areno-limo-arcillosos turbidíticos provenientes del noroeste al sureste (Figura 2.5), flujos calcareníticos provenientes del noreste al suroeste e intercalaciones arcillo-arenosas (Figura 2.6), el contraste de las direcciones entre los sedimentos de los flujos turbidíticos y los calcareníticos propiciaron que las discordancias entre las megasecuencias se definieran de manera clara, detectándose un plegamiento suave y algunas pequeñas estructuras de corte y relleno de manera local.

En la figura 2.7 se pueden apreciar capas delgadas a medianas de arenisca gris, de grano fino a medio, con cuarzo y litoclastos, en matriz arcillo-calcárea, regular a bien consolidada, alternando con lutita gris verdosa, deleznable, arenosa en partes y ligeramente calcárea. Esta unidad es bastante uniforme en cuanto a continuidad lateral y espesores, los estratos se presentan con geometrías tabulares y espesor mediano a grueso, lateralmente continuos a escala local aunque se presentan algunos cuerpos en forma lenticular que son debidos a canales bifurcados, lóbulos y zonas de desbordo. De acuerdo a la litología y geometría anteriormente mencionadas, se determina que la conectividad entre los cuerpos de la unidad va de intermedia a alta por lo que tiene buen potencial como rocas almacenadoras.



Figura 2.5 Muestra de la Megasecuencia Media, segmento 1113 m a 1114 m de profundidad perteneciente al núcleo 1 del pozo Madrina-319, que nos muestra una sección de lutita gris verdosa, deleznable, ligeramente calcárea, con escasas intercalaciones laminares a delgadas; de arenisca gris de grano fino, con cuarzo y litoclastos, en matriz arcillo-calcárea, mal consolidada (CNH-UNAM, 2012)²³.



Figura 2.6 Muestra de la Megasecuencia Media, segmento de 1255 m a 1256 m de profundidad perteneciente al núcleo 3 del pozo Madrina-874, con arenisca gris a gris pardo, de grano fino a medio, con cuarzo, en matriz arcillo-calcárea, consolidada, con intercalaciones de lutita gris verdosa, deleznable, ligeramente arenosa y calcárea (CNH-UNAM, 2012)²³.

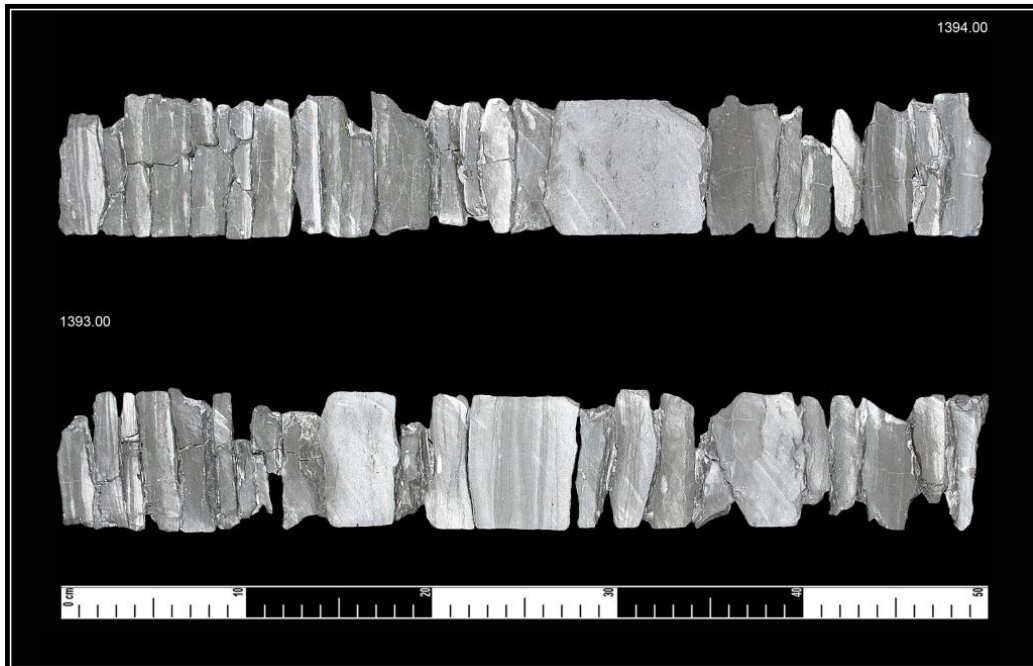


Figura 2.7 Muestra de la Megasecuencia Media, segmento de 1393 m a 1394 m de profundidad perteneciente al núcleo 3 del pozo Madrina-1017, donde pueden apreciarse capas delgadas a medianas de arenisca gris, de grano fino a medio, con cuarzo y litoclastos, en matriz arcillo-calcárea, regular a bien consolidada, alternando con lutita gris verdosa, deleznable, arenosa en partes y ligeramente calcárea (CNH-UNAM, 2012)²³.

Dentro de esta Megasecuencia podemos definir los paquetes arenosos:

- Sim 070: el principal motivo de las facies del yacimiento son las areniscas granocrecientes, esto representa la progradación del lóbulo del abanico submarino, superpuesto en el abanico y en algunos casos, es un complejo de canal que consiste en bloques de depósito de areniscas granodecrecientes profundamente erosivo a través de los lóbulos subyacentes.
- Sim 080: se identifican areniscas y lutitas interestratificadas depositados en la parte distal del abanico al piso de la cuenca
- Sim 090: La respuesta en registro de rayos gamma predominante en 090 es la de forma granocreciente, se interpreta como un complejo de abanico medio atravesado por un sistema de canal. Estos depósitos de abanico fueron alimentados y erosionados en su interior por canales que se encontraban superpuestos en la superficie del abanico.

2.4.3 Megasecuencia superior (Unidad 3)

Se encuentra sobre la cima de la Unidad 2, con la cual se encuentra limitada por la discordancia B y en la parte superior por la discordancia C que la separa de los sedimentos turbidíticos del Eoceno Superior. Esta unidad cuenta con un espesor de

aproximadamente 293 metros y es más arcillosa que las unidades que la anteceden, puesto que durante el depósito se mezclaron los sedimentos durante su transporte y depositación, provocando que la presencia de material arcillo - limoso se presente de forma dispersa y con poca continuidad lateral. Los sedimentos provinieron del noroeste al sureste y del noreste al suroeste del campo, formando capas delgadas a medias arcillo-limosas y areno-limosas, calcarenitas arcillosas relacionadas a flujos de escombros, derrumbes y deslizamientos dentro de las mismas capas, con horizontes lenticulares areno – limosos que se encuentran por encima de sedimentos en abanicos de facies medias de carácter arcillo-limoso; contiene capas arcillo-arenosas gruesas a masivas y montículos asociados también a deslizamientos y derrumbes.

De acuerdo a lo anterior descrito, se determina que la conectividad es baja, puesto que los estratos arenosos y calcáreos se encuentran mezclados con los arcillo-limosos que predominan en esta unidad a causa de su movimiento lateral por gravedad, lo cual la hace que la posibilidad de ser una roca almacenadora sea despreciable.

Dentro de esta Megasecuencia podemos definir el paquete arenoso denominado como SIM_010 y conformado por las intercalaciones lutita-arenisca anteriormente mencionadas, que corresponde con uno de los escasos horizontes con potencial como roca almacenadora.

2.5 Características Estructurales del Campo Palo Blanco

En el Campo Palo Blanco se pueden reconocer dos estilos de deformación, los cuales involucran plegamientos a causa de la Orogenia Laramide y un sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas verticales.

2.5.1 Plegamiento laramídico.

Pueden distinguirse plegamientos suaves (Figura 2.8), con planos axiales verticales y una orientación NW20°SE. Dichos plegamientos son debidos a la orogenia Laramide que tuvo lugar a finales del Cretácico e inicios del Cenozoico, en la que la antigua placa del Pacífico (Farallón) y la Norteamericana se encontraban en convergencia originando pliegues y fallas inversas en la Sierra Madre Oriental y al mismo tiempo pliegues suaves en el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec, que deformaron a las secuencias Mesozoicas.

La reducida magnitud de las deformaciones en las secuencias Mesozoicas se debe a que el Campo Palo Blanco se encontraba a una distancia considerablemente alejada de la Sierra Madre Oriental. La magnitud de estas deformaciones continúa reduciéndose hacia el oriente del campo, y en sentido vertical en sentido ascendente.

2.5.2 Sistemas de fallas transcurrentes y fracturas verticales.

Las fallas transcurrentes se detectan por la forma en que cortan a los depósitos correspondientes al mesozoico y cenozoico, la que corresponde a deformación por cizalla que afecta de manera local a toda la columna sedimentaria, por lo que también se

encuentra afectado el Grupo Chicontepec. Se trata de un sistema de fallas transcurrentes en sentido derecho (Figura 2.8), gracias a las cuales se formó un conjunto de fallas de flor positiva en un sistema de transpresión. Las fallas y fracturas generadas son muy importantes, ya que las primeras representan conductos por los que ocurrió migración secundaria y las segundas originaron incrementos de porosidad, aunque en la mayoría de los cuerpos arenosos de las megasecuencias ocurrió precipitación de carbonato de calcio que redujo la conductividad de las discontinuidades.

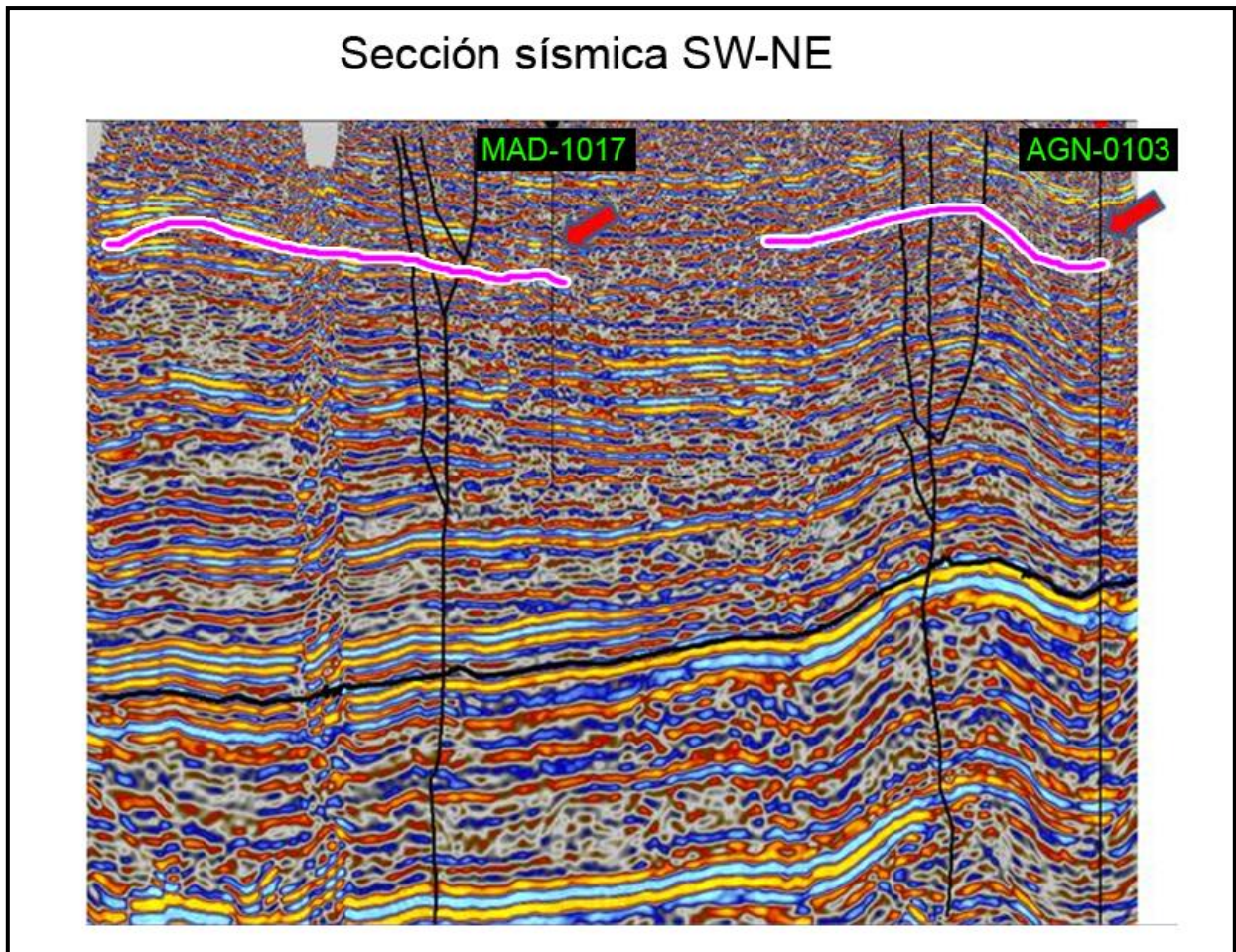
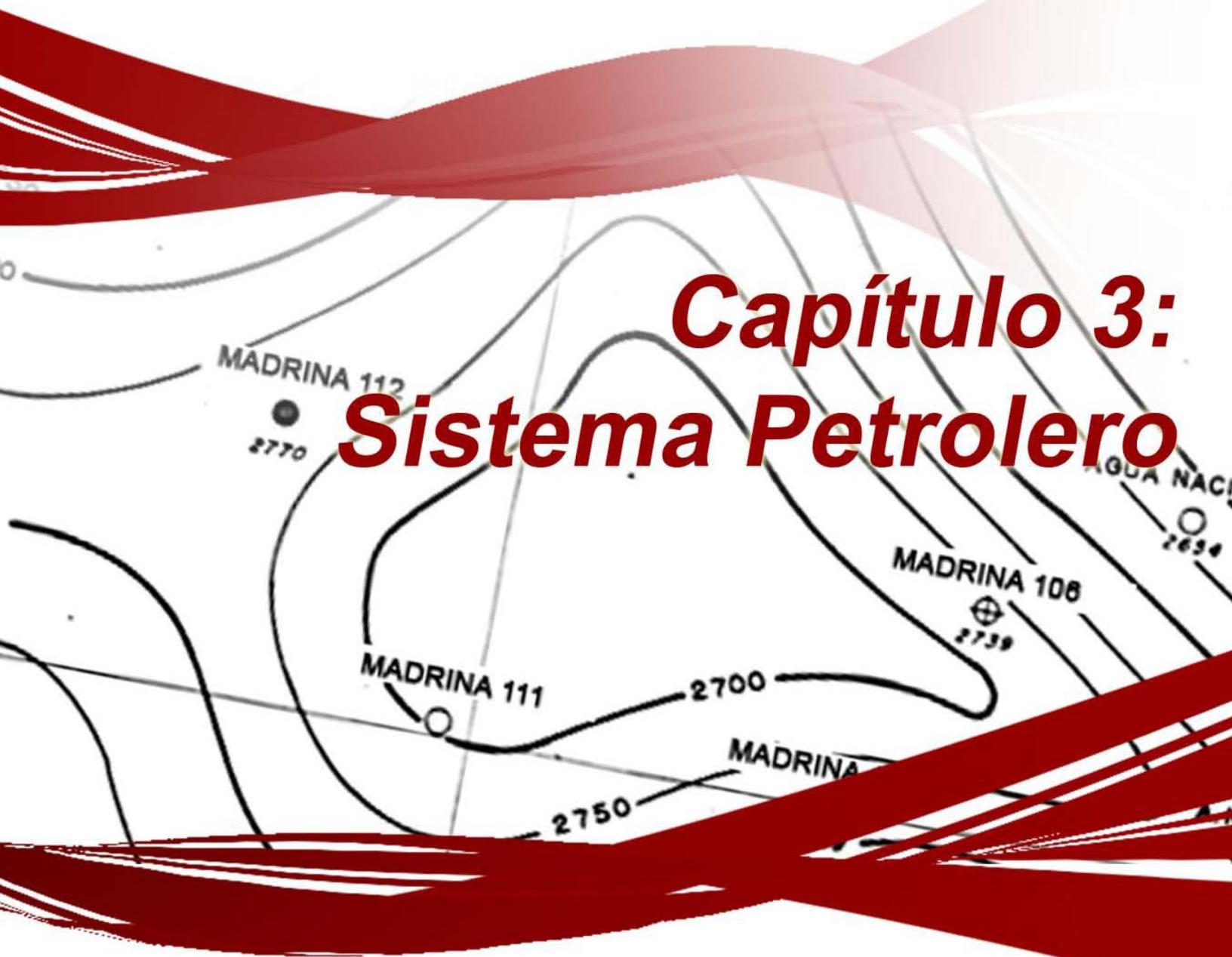


Figura 2.8 Sección sísmica de dirección SW-NE donde se tiene la interpretación de pliegues suaves y dos fallas transcurrentes (CNH-UNAM, 2012)²³.

Capítulo 3: Sistema Petrolero



3.1 Importancia del Sistema Petrolero

La importancia de conocer el sistema petrolero se debe a que mediante la caracterización de los elementos que lo constituyen, podemos estimar el recurso potencial de hidrocarburos en un campo petrolero. Aunque las reservas son determinadas hasta la perforación de pozos exploratorios e identificación de yacimientos de hidrocarburos, es de vital importancia la evaluación inicial, ya que de acuerdo al nivel de certidumbre que tengamos sobre las reservas, las clasificaremos dentro de las probadas, probables o posibles (PEMEX, 2009)⁶². Las etapas del proceso exploratorio pueden tomar entre tres y diez años, dependiendo del grado de complejidad geológica y técnica del objetivo petrolero, así como de los niveles de inversión programados (Morales, 2009)⁵³, la distribución de este proceso se muestra en la Figura 3.1.

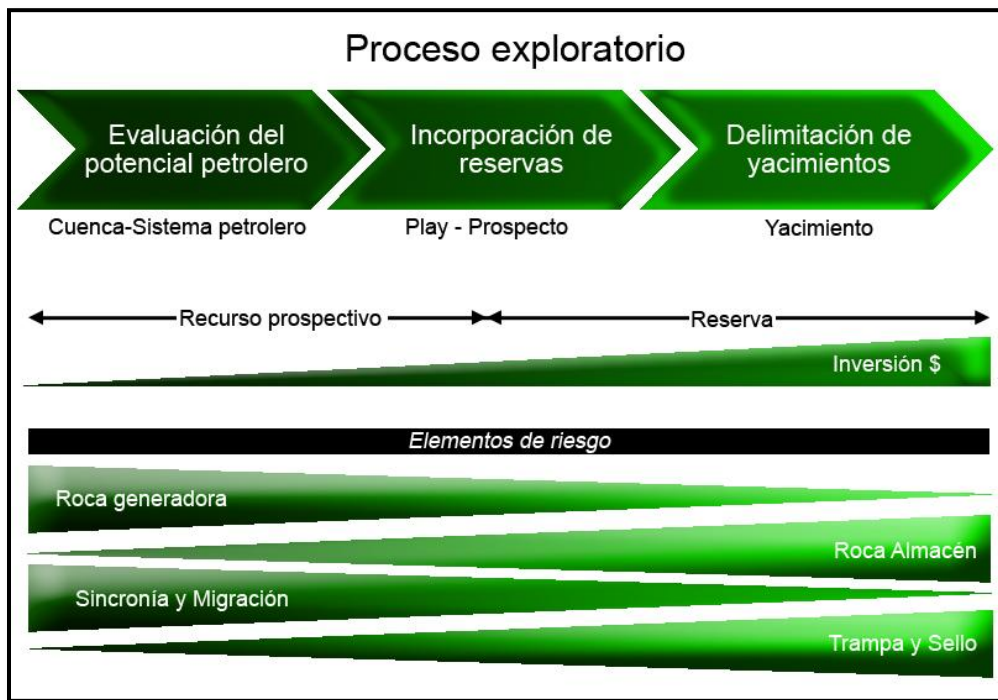


Figura 3.1. Etapas de vida de un yacimiento petrolero (Morales, 2009)⁵³.

3.2 Sistemas Petroleros de la Provincia Tampico Misantla

El sistema petrolero es un sistema natural, que incluye todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de aceite y/o gas exista en la naturaleza (Arellano, 2003)⁶. PEMEX (2010)³⁴, establece que para poder aplicar la definición de los sistemas petroleros, debemos considerar elementos, procesos, extensión geográfica y extensión temporal. En México define 16 sistemas petroleros, ocho como conocidos, siete son hipotéticos y uno especulativo, estos sistemas y su clasificación se muestran en la Tabla 3.1.

En la Provincia Tampico-Misantla las principales rocas generadoras son del Jurásico Inferior-Medio (Formación Huayacocotla) y Jurásico Superior Kimmeridgiano - Tithoniano

(formaciones Pimienta, Tamán y Santiago), las cuales en diversos tiempos durante el Cretácico o en el Cenozoico el pico de la etapa de generación de aceite y/o gas. Diversos estudios indican la presencia de los siguientes Sistemas Petroleros conocidos (PEMEX, 2010)⁶³.

- Jurásico Inferior-Medio – Jurásico Medio
- Jurásico Superior – Jurásico Kimmeridgiano
- Jurásico Superior – Cretácico Inferior
- Jurásico Superior – Límite Cretácico Inferior-Cretácico Superior
- Jurásico Superior – Cretácico Superior
- Jurásico Superior – Paleoceno-Eoceno
- Jurásico Superior – Neógeno

Sistema Petroleros	Clasificación
Jurásico Inferior-Medio-Jurásico Medio	Conocido
Oxfordiano-Oxfordiano	Conocido
Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico-Paleógeno-Neógeno	Conocido
Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico	Hipotético
Cretácico Inferior-Cretácico Medio-Superior	Hipotético
Cretácico Medio-Cretácico Medio-Superior	Conocido
Cretácico Inferior-Cretácico Medio-Superior	Especulativo
Turoniano-Turoniano	Conocido
Turoniano-Turoniano	Hipotético
Aptiano-Albiano	Hipotético
Cretácico Superior-Cretácico Superior	Hipotético
Aptiano-Aptiano	Hipotético
Paleógeno-Paleógeno	Conocido
Mioceno inferior-Mioceno medio-superior-Plioceno	Conocido
Mioceno-Mioceno medio-superior-Plioceno	Hipotético
Mioceno superior-Mioceno superior-Plioceno	Conocido

Tabla 3.1. Sistemas Petroleros de México (PEMEX, 2010).

El sistema petrolero Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico Inferior es conocido en los extremos norte y sur de la cuenca y en el continente en los alrededores del Puerto de Tampico, Tamaulipas. Respecto al sistema petrolero Tithoniano – Límite Cretácico Inferior-Cretácico Superior, ocurre en la parte centro oriental de la cuenca entre la Laguna Tamiahua al norte y Tecolutla al sur, la plataforma continental del Golfo de México al oriente y Poza Rica al occidente; teniendo como centro el Puerto de Tuxpan; este sistema tiene continuidad hacia el Golfo de México. El sistema petrolero Tithoniano-Cretácico Superior se encuentra ubicado al noroeste de la cuenca y en el extremo sur del Alto de Tamaulipas. El sistema petrolero Tithoniano-Paleógeno se encuentra en el Paleocanal de Chicontepec y es el más importante por sus recursos petrolíferos, cubriendo un área aproximada de 4000 km². El sistema petrolero Tithoniano -Neógeno está presente en la porción marina de la cuenca ubicada al sureste (PEMEX, 2010)⁶⁴.

A continuación se describe únicamente al sistema correspondiente a la Cuenca de Chicontepec

3.2.2 Sistema Jurásico Superior – Paleoceno-Eoceno

3.2.2.1 Roca generadora

En este inciso se engloban a las rocas generadoras del Jurásico Superior, las cuales están representadas por calizas arcillosas de ambiente marino de cuenca, el espesor promedio de estas rocas generadoras es 550 metros. Estas rocas generadoras están relacionadas con las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta de edad Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano respectivamente, de estas, la Formación Santiago del Oxfordiano tiene el mayor potencial remanente en el sur de la cuenca, mientras Tamán (Kimmeridgiano) y Pimienta (Tithoniano) predominan en su porción norte.

Jurásico Superior Oxfordiano (Formación Santiago)

El Oxfordiano está constituido por lutitas carbonatadas negras, microlaminadas, limolitas arcillosas, calizas arcillo-piritizadas y horizontes con nódulos calcáreos. Sus espesores varían entre 10 y 755 metros, concentrándose en la porción sur de la cuenca. El contenido de carbono orgánico total (COT) y de Hidrocarburos potenciales (S₂) varía entre regular y excelente, valores de 0.5-6.3% y 0.2-39.1 mg/g roca respectivamente.

El kerógeno muestra índices de Hidrógeno (IH) entre 21 y 1079, así como temperaturas máximas de pirólisis (T_{max}) que varían entre 425 y 525°C; estos valores de kerógeno original es de tipo II que se encuentra desde incipientemente maduro hasta sobremaduro. La fauna es pobre, la cual está representada por algunos bivalvos y cefalópodos de edad Oxfordiano y los biomarcadores indican un ambiente marino salobre subóxico arcilloso, alta relación Diasteranos / Esteranos (PEMEX, 2010)⁶⁴.

Jurásico Superior Kimmeridgiano (Formación Tamán)

Se compone por calizas arcillosas, lutitas calcáreas laminares y escasas limolitas, presenta buena estratificación y predominan carbonatos sobre la arcilla. Sus espesores varían entre 3 y 998 m. El COT se encuentra entre 0.1 y 5.4%, los valores de S₂ varían entre 15 y 925 mg/g con T_{max} de pirolisis de 421 a 527°C. Los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado con muy baja relación Diasteranos/Esteranos. Los organismos presentes son radiolarios, esponjas, pelecípodos, cefalópodos y equinodermos del Kimmeridgiano (PEMEX, 2010)⁶⁴.

En el Campo Palo Blanco, la impregnación de hidrocarburos reportada en el miembro de calizas oolíticas fue de regular a pobre de aceite café claro en zonas bien cristalizadas por dolomitización. En los núcleos se observan líneas estilolíticas rellenas de material bituminoso.

Jurásico Superior (Formación Pimienta)

La Formación Pimienta está compuesta por calizas arcillosas negras, ligeramente piritizadas, de estratificación delgada con intercalaciones de lutita negra laminar, bentonita y lentes de pedernal. Sus espesores varían entre 3 y 485 metros, el COT se encuentra

entre 0.4 y 6.5% y los valores de Hidrocarburos potenciales (S2) entre 0.2 y 43.4 mg hc/g. El Índice de Hidrógeno varía entre 18 y 959, mientras que la Tmax de pirólisis se encuentra entre 412 y 476°C. Los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado arcilloso con una regular relación Diasteranos/ Esteranos. El kerógeno presenta una tendencia de madurez de los tipos I y II, encontrándose predominantemente dentro de la ventana de generación de aceite (Servicio Geológico Mexicano, 2007)⁷⁴.

Los mayores espesores de las rocas generadoras se concentran en 12 grabens, los cuales al madurarse la materia orgánica se convirtieron en los principales focos generadores. El área promedio de estos focos es 907 km² y su espesor 550 metros, con un promedio del COT es 2.2% y del Índice de Hidrógeno alrededor de 500 mg HC/g COT. Se genera aceite y gas asociado que está almacenado de la siguiente manera; en las rocas carbonatadas del Cretácico Inferior entre 2500 y 3500 metros y en las calizas arrecifales, prearrecifales y de talud del Albiano-Cenomaniano a profundidades de 600 a 4700 metros con aceites de 15 a 36 API°; en los carbonatos fracturados del Cretácico Superior a una profundidad de 500 metros con aceites de 11 a 18 API° que están afectados por severa biodegradación y en las areniscas del Paleoceno-Eoceno del Grupo Chicontepec, donde se tienen aceites de 19 a 40 API° (PEMEX, 2010)⁶⁴. En el caso del Neógeno se han presentado evidencias de la presencia de acumulaciones de gas seco hacia la extensión al sur de esta cuenca en el área marina a una profundidad promedio de 2000-4000 metros en tirantes de agua de 70 a 200 metros.

En varios pozos dentro del campo Palo Blanco que atravesaron esta formación solamente se observaron huellas de aceite negro viscoso en los planos de fracturas.

3.2.2.2 Roca almacenadora

Como roca almacenadora se tiene mayor oportunidad en los depósitos sedimentarios areno-arcillosos y calcareníticos tabulares y lateralmente de mayor continuidad; en el caso del Campo Palo Blanco, estas características las encontramos en la Megasecuencia Media, la cual es la de mayor importancia por contener numerosos cuerpos lenticulares areno-arcillosos que representan potenciales rocas almacenadoras; y en menor medida en la Megasecuencia Inferior y en la Megasecuencia Superior, por presentar horizontes arenosos dispersos y con poca continuidad lateral (Figura 3.2).

En la Megasecuencia superior se tiene una porosidad pobre a regular ya que estos sedimentos se encuentran constituidos por elementos areno-arcillosos con cementante calcáreo, pero pese a estas condiciones si se presentan algunos desarrollos arenosos con impregnación de aceite.

De los desarrollos con mayor arenosidad, mas porosos observados en los sedimentos de la base del Paleogeno, el que corresponde a la Megasecuencia Media es el que presenta mejores posibilidades, debido a que su continuidad es mayor, así como sus condiciones de porosidad y permeabilidad por lo que tiene cuerpos arenosos con buena saturación de aceite. Dentro del campo Palo Blanco, en general la porosidad reportada dentro de esta formación es pobre debido a la constitución areno-arcillosa de sus sedimentos, pero cabe mencionar que en los cuerpos arenosos se detectaron porosidades de grado regular a bueno con variaciones de entre el 8 al 17% con un promedio del 13.8% de tipo primaria

intergranular y secundaria en fracturas; siendo en su conjunto un medio propicio para almacenar hidrocarburos. En las zona media del paquete donde la porosidad regular a buena se presenta impregnación de aceite residual, y en la parte inferior donde la porosidad es pobre se detecta una presencia de aceite café ligero de pobre a regular.

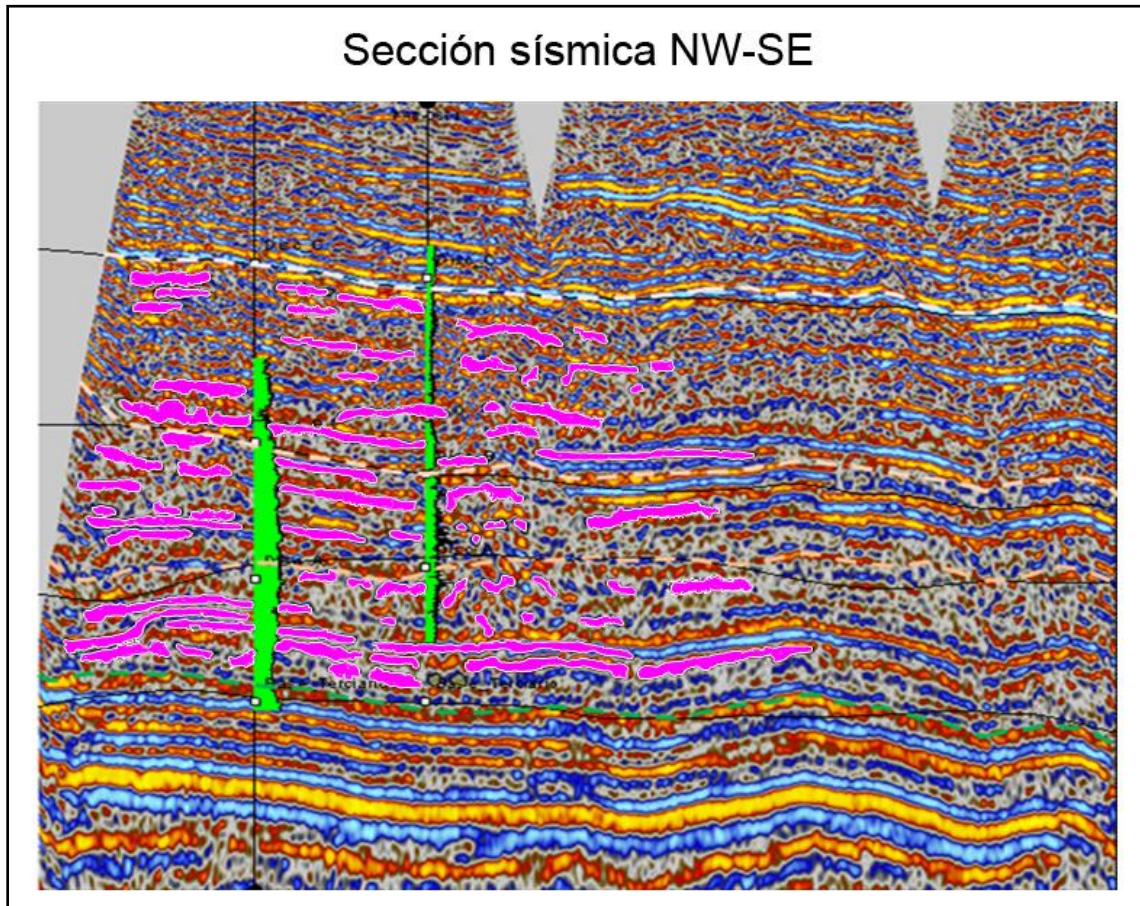


Figura 3.2 Sección sísmica con dirección NW-SE, donde se observa la distribución de cuerpos arenosos (CNH-UNAM, 2012)²³.

En cuanto a la Megasecuencia Inferior, esta presenta una porosidad del tipo primario de pobre a regular, dada la constitución areno-arcillosa de los sedimentos que la forman, las impregnaciones de aceite son eventuales y de grado pobre.

Al oeste del campo, la secuencia del Grupo Chicontepec se presentó en una facies sumamente arcillosa sin posibilidades de constituir un receptáculo de hidrocarburos; en otras áreas como el Chote, San Andres y Macarena, se obtiene producción comercial de hidrocarburos de los desarrollos arenosos y porosos de la formación Chicontepec Medio. Al Norte del área en las formaciones Chicontepec Medio e Inferior se observan con algunos cuerpos porosos ligeramente impregnados de aceite pero estos son tan pequeños que carecen de importancia económica.

En cuanto a estructura de la roca almacén del campo Palo Blanco, se diferencian dos tipos de deformaciones, plegamiento y un sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas verticales. Los pliegues se explican debido a la Orogenia Laramídica, sólo que

debido a la distancia entre el Campo Palo Blanco y la Sierra Madre Oriental, el plegamiento es suave y disminuido hacia el oriente, cuyos planos axiales tienen dirección noroeste 20°sureste.

El otro tipo de deformación corresponde a fallas laterales originadas por esfuerzos de cizalla, interrumpiendo la continuidad del depósito. En la secuencia correspondiente a la Formación Tamabra, se tienen trampas estructurales en anticlinales cuya porosidad efectiva es buena al encontrarse zona de brechas calcáreas de edad Albiano-Cenomaniano con alto nivel de fracturamiento en las proximidades las fallas laterales, con porosidades de la formación identificadas de hasta un 30% y permeabilidades mayores a 1000 mD. Las características estructurales descritas, se pueden apreciar claramente en la Figura 3.3.

Analizando al Grupo Chicontepec del Campo Palo Blanco, en el área entre el basamento y la discordancia A, sólo entre el 4 y el 15% de área se tienen secuencias con potencial almacenador; entre la discordancia A y la discordancia B se presenta entre el 10 y el 12 % y para el área comprendida entre las discordancias B y C, el área con potencial productor es del 6 al 11%.

La Formación Tamabra también se presenta con características de potencial roca almacenadora dentro del Campo Palo Blanco. De modo general dentro de esta área la formación Tamabra presenta en todo su espesor condiciones pobres a regulares de porosidad primaria intergranular y secundaria por recristalización, cavernas de disolución y fracturas. De acuerdo con el registro sísmico de porosidad, este intervalo acusa un valor promedio de 4 a 5%. En cuanto a impregnación de hidrocarburos se encontraron impregnaciones de aceite café, de las cuales el nivel de dicha impregnación en la cima tiene buena a regular, en la parte media de regular a pobre y en la base es predominantemente pobre. Al suroeste del campo en el pozo Madrina 101, la columna cretácica, con respecto a los pozos adyacentes, se caracteriza por la ausencia de la Formación Tamabra.

La Formación Tamán también tiene un buen potencial almacenador. Aunque en general su porosidad es pobre y está entre el 1 y 3% de tipo primaria intergranular, en el miembro de calizas oolíticas va de regular a buena (entre el 7 y el 15%) de tipo primaria y secundaria (intergranular, intercristalina, fracturas y vóculos).

Hay que hacer mención de otras formaciones que de acuerdo a los reportes y expedientes de pozo en el Campo Palo Blanco, también presentaron rasgos de roca almacenadora, sin embargo por sus características tanto de porosidad como de impregnación de hidrocarburos no son consideradas como económicamente importantes. Se tiene a la Formación Agua Nueva, ya que en varias partes del campo, se puede interpretar la presencia de porosidad secundaria en aisladas fracturas pequeñas en las cuales existen impregnaciones de aceite, así como también pequeñas secciones de calizas cretáceas que también tienen pobres impregnaciones de hidrocarburos pesados. Respecto a la Formación Pimienta, aunque generalmente su porosidad casi nula es debido al tipo de sedimentos arcillosos y grado de compactación, se detectan impregnaciones de hidrocarburos en grado pobre como huellas en los planos de las pequeñas fracturas pero solo en ciertos intervalos, los cuales tienen porosidad secundaria también pobre. Conforme a López (2008)⁴⁷ el patrón de entrapamiento del sistema Chicontepec está formado por una gran cantidad de trampas por variación de la permeabilidad, en la mayoría de los casos son lutitas intercaladas con areniscas de grano fino de estratificación delgada que limitan en su cima, en su base y lateralmente a los

desarrollos arenosos (contactos discordantes y gradacionales) que son los que forman las principales trampas, por lo que es en estos cuerpos arenosos donde se encuentran las principales acumulaciones comerciales de hidrocarburos.

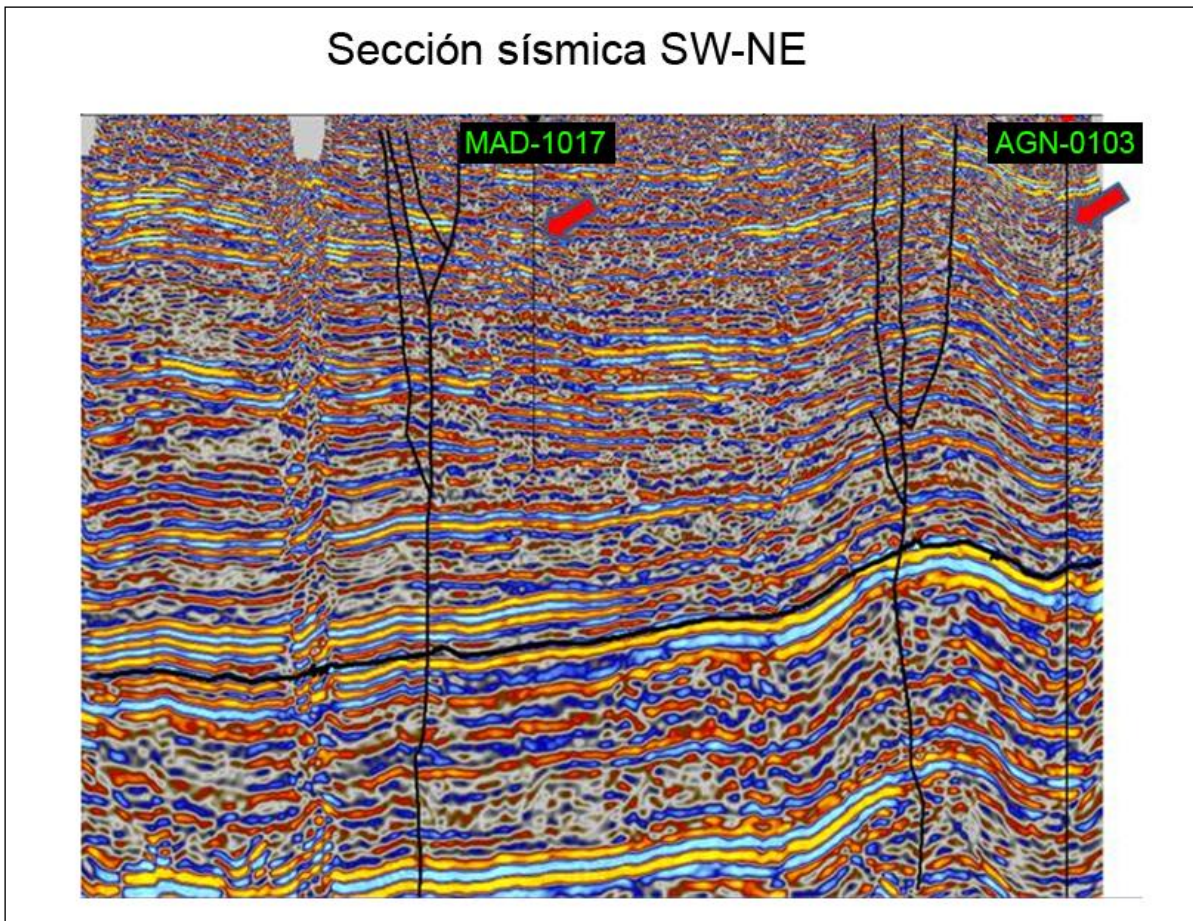


Fig. 3.3 Sección sísmica SW-NE que muestra pliegues suaves y dos fallas laterales (CNH-UNAM, 2012)²³.

La delimitación de los cuerpos arenosos se llevó a cabo por medio de un cubo con secciones sísmicas de las cuales se tomaron dos secciones representativas (una con orientación NW-SE y otra transversal de orientación SW-NE) en conjunto con los registros de pozo (rayos gamma y resistividad), delimitándolos de forma horizontal y vertical.

El registro de Densidad (Rayos Gamma) ofrece un estimado de la densidad bruta de la roca mediante la medición de la atenuación de los rayos gamma entre una fuente y un receptor, los rayos gamma se dispersan y se absorben en la formación como una función de la densidad de electrones de la formación, presentándose un incremento en las formaciones saturadas de gas o hidrocarburos; en el caso del registro de resistividad permite evaluar la relación entre la cantidad de agua e hidrocarburo que posee un estrato; cuando hay pequeñas cantidades de agua retenidas dentro de materiales porosos, disminuye la resistividad, cuando hay hidrocarburos se incrementa.

Los atributos sísmicos son mediciones de las características derivadas de datos sísmicos, a pesar de la poca información sísmica 3D disponible en el Campo, se pudo realizar un subvolumen que contiene las tres macroperas perforadas en este, en el proceso de extracción de atributos de amplitud se utilizaron ventanas diferentes tomando en cuenta la localización en profundidad de los intervalos productores reportados de la información de pozos. Se seleccionaron dos secciones sísmicas, una IL y otra XL representativas del volumen, cuyas características sísmicas dentro del paquete de interés, limitado por las Discordancias A y B.

La convención de polaridad adoptada por la Sociedad de Geofísicos de Exploración (SEG) para la visualización de los datos sísmicos de fase cero (ondículas simétricas) marca, que si la señal surge de una reflexión que indica un una disminución en la impedancia acústica se expresa como un pico que es de color azul y si surge de una reflexión que indica un aumento, se expresa como un valle que es de color rojo (Fig. 3.4). Esto normalmente se hace referencia como la polaridad o firma Europea. Una anomalía de amplitud sísmica o una amplitud alta puede indicar la presencia de hidrocarburos. Los puntos brillantes son el resultado de cambios grandes de impedancia acústica y del efecto de sintonización.

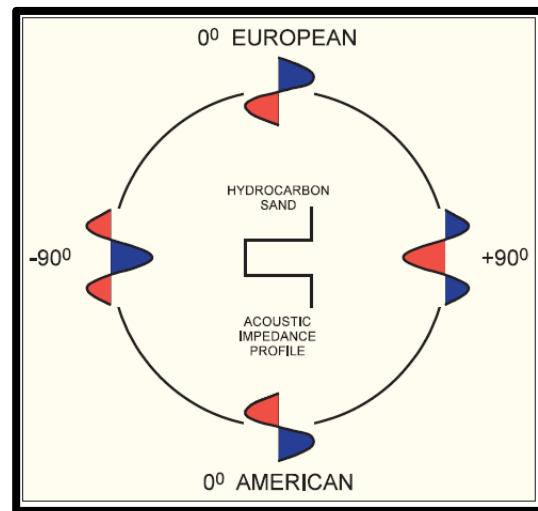


Fig. 3.4 Convenciones de polaridad para la visualización de datos sísmicos (Brown, 2004)¹⁶

El aumento simultáneo de amplitudes en la parte superior y en la base se llama apareamiento natural. Si la arena es lo suficientemente gruesa como para que las reflexiones superior y de base se separen, a continuación, un punto plano o contacto de reflexión de fluido debe ser visible entre la arena con agua y la arena con gas, que es en el punto donde se produce brillo. La reflexión punto plano será un valle (rojo), cuando el gas sustituye una parte del agua en los poros de la arena, la impedancia acústica se reduce, el contraste se reduce en los límites superior e inferior, quedando la firma de la arena azul-rojo-azul (Brown, 2004)¹⁶.

En el caso del análisis al Campo Palo Blanco se muestra en las figuras 3.5 y 3.6 partes de secciones sísmicas las zonas correspondientes a los principales intervalos productores y sobre las que se hizo extracción de amplitudes RMS, se notan secuencias azul – rojo – azul, características de la convención europea para los puntos brillantes o de oportunidad. Para extraer las amplitudes RMS del intervalo de interés, se eligió tomar como base la

discordancia A y hacer una subdivisión de tres intervalos a partir de ella, se seleccionaron tres ventanas principales:

- Ventana de 100 metros por arriba de la Discordancia A,
- Ventana de 100 metros, con offset de 100 metros por encima de la Discordancia A
- Ventana de 100 metros, con offset de 200 metros por encima de la Discordancia A

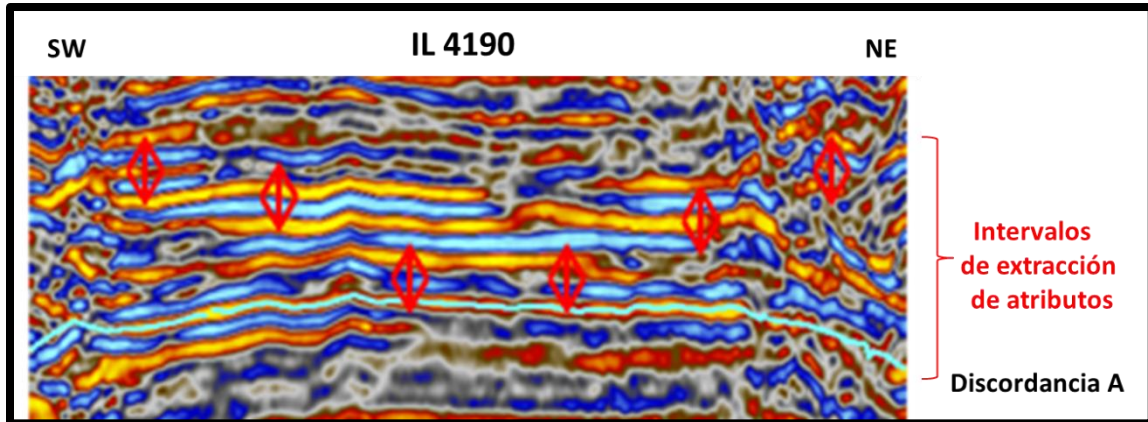


Figura 3.5. Parte de la sección sísmica IL 4190, orientada SW-NE que muestra la respuesta sísmica entre las discordancias A y B, así como las zonas correspondientes a los principales intervalos productores y sobre las que se hizo extracción de amplitudes RMS (CNH-UNAM, 2012)²³.

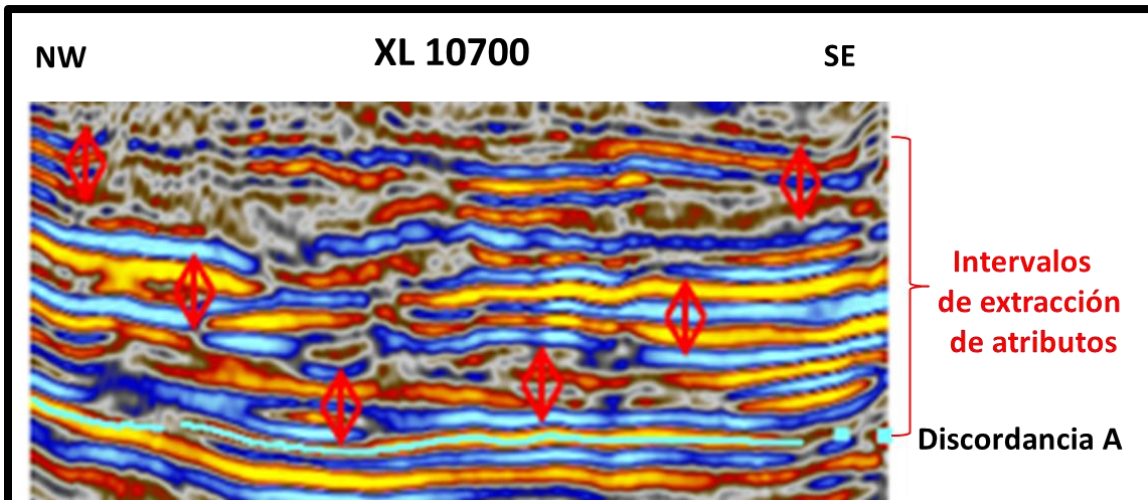


Fig. 3.6. Parte de la sección sísmica XL 10700, orientada NW-SE que muestra la respuesta sísmica entre las discordancias A y B, así como las zonas correspondientes a los principales intervalos productores y sobre las que se hizo extracción de amplitudes RMS (CNH-UNAM, 2012)²³.

Durante muchos años velocidades RMS (amplitud de la raíz cuadrada media), se han utilizado para identificar anomalías de amplitud, ya que tiene a enfatizarlas puesto que cada valor de amplitud es elevado al cuadrado antes de realizar el promedio y determinar

la tendencia. Su desventaja es que la estabilidad de las velocidades de intervalo empeora progresivamente para mayores profundidades y para estratos delgados.

Los patrones de anomalías que se detectan, van en una escala de colores desde el azul hasta el rojo, donde el primero son las anomalías más bajas y el segundo muestra zonas de altas amplitudes, se conectan y que distribuyen de N a S, lo cual nos indica la probable dirección del flujo de sedimentos.

En la figura 3.7 se muestra la extracción de amplitudes desde la discordancia A y hasta 100 metros sobre ésta. Dentro de ese intervalo se encuentran pozos de las Macroperas 2 y 3. Con respecto a la Macropera 1, no se puede hacer una correlación de las amplitudes de la imagen RMS altas con las zonas de producción verificadas con la información de los pozos, ya que caen en una zona de incertidumbre. Se nota que de la Macropera 2 el pozo Madrina 162 es considerado un buen pozo productor con buenos valores iniciales 41 bpd y cae en una zona de anomalía intermedia al igual que el pozo Madrina 163 presentó también una producción inicial de 35 bpd. De la Macropera 3 se puede identificar una situación similar con el Pozo Madrina 129 que se posiciona en una zona con mediana anomalía y es de los 10 pozos mejor productores. En las zonas con mayor potencial no se localizan pozos que correspondan al Campo Palo Blanco para poder verificar la valides de los resultados.

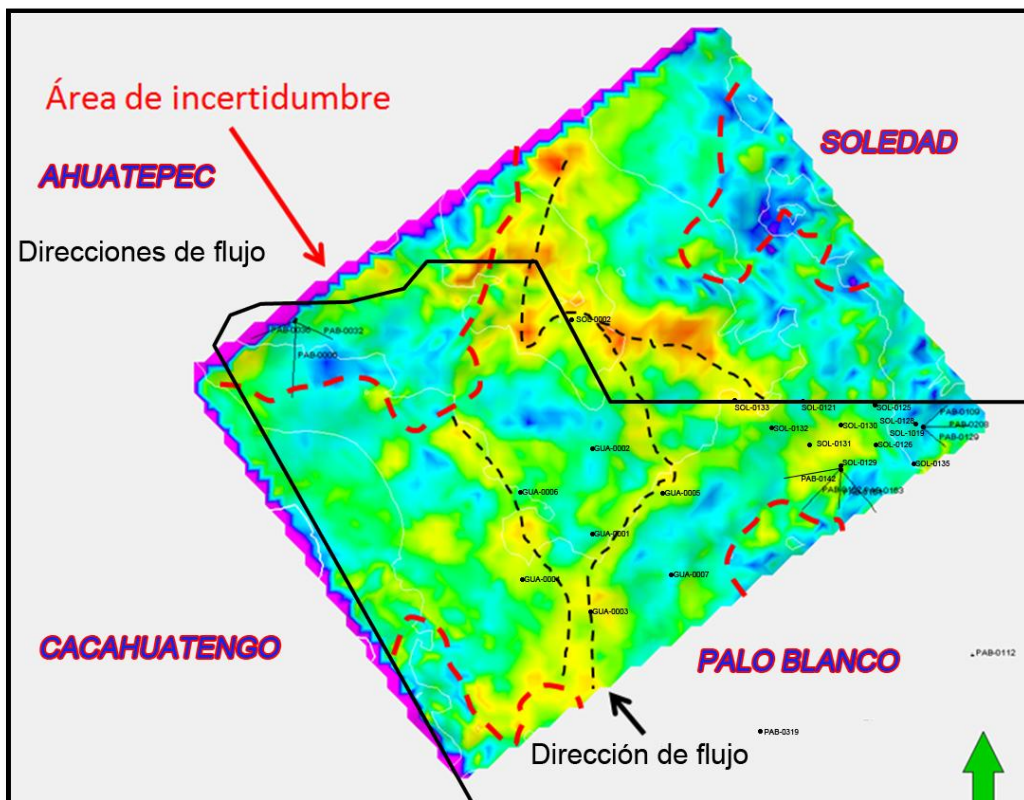


Fig. 3.7. Mapa de amplitudes RMS de una ventana de 100 m por encima de la Discordancia A, correspondiente a la zona productora principal del campo Palo Blanco (colores rojo y amarillo), (CNH-UNAM, 2012)²³.

El segundo intervalo que está entre 100 y 200 metros por encima de la Discordancia A se muestra en la figura 3.8, en este se observan patrones de anomalías rojas, amarillas y verdes, conectados y que se distribuyen de SW a NE, dando la impresión de que esa fue la dirección de flujo de sedimentos para ese entonces; estas anomalías están asociadas a valores altos, y se caracterizan por tener las mejores propiedades petrofísicas dentro de la ventana. Se presentan pocos y esporádicos patrones de color azul, de valores de amplitud bajos, que parecen estar limitando a las secuencias de depósito en sistemas canalizados. Las proyecciones de los pozos de la Macropera 1 caen dentro de la zona de incertidumbre y para las Macroperas 2 y 3, las proyecciones de los pozos caen en valores azules y verdes. No es posible hacer la correlación entre las amplitudes altas y las zonas de producción puesto que no existen datos de producción de los pozos perforados en estas zonas.

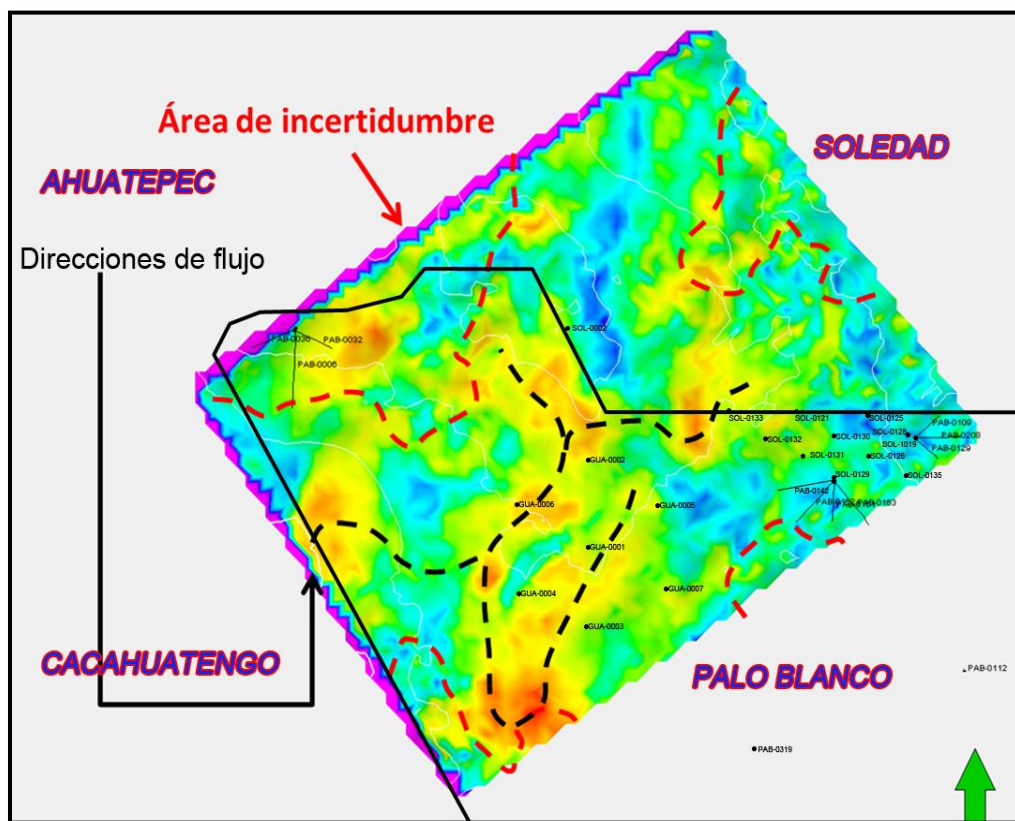


Fig. 3.8. Mapa de amplitudes RMS de una ventana de 100 m, con offset de 100 metros por encima de la Discordancia A, correspondiente a la zona productora principal del campo Palo Blanco (colores rojo y amarillo) (CNH-UNAM, 2012)²³.

El tercer intervalo de extracción de amplitudes corresponde a 200 a 300 metros por arriba de la Discordancia A y se muestra en la figura 3.9. En esta ventana los eventos sísmicos son discontinuos y de muy baja amplitud, lo que arroja como resultado valores de extracción de amplitud bajos en la parte central, principalmente verdes, azules y morados. Las proyecciones de los pozos de las Macroperas 2 y 3 caen en zonas amarillas y verdes pero los pozos que presentan intervalos productores en esta zona coinciden con las anomalías de mediana amplitud.

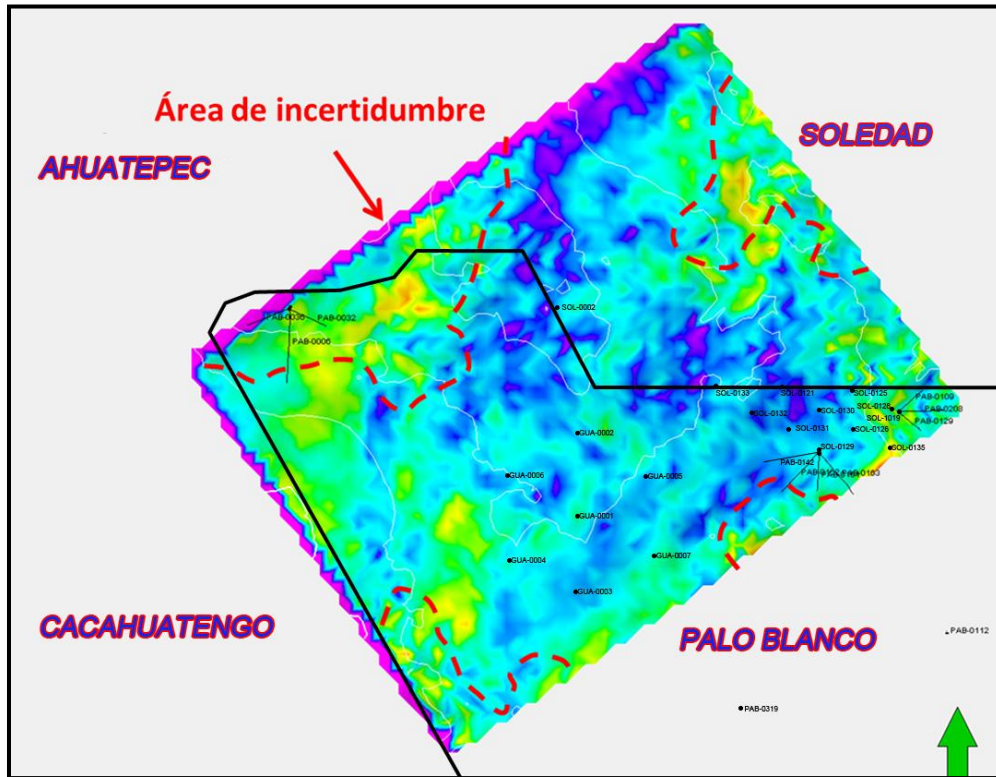


Fig. 3.9. Mapa de amplitudes RMS de una ventana de 100 m, con offset de 200 metros por encima de la Discordancia A, correspondiente a la zona productora principal del campo Palo Blanco (colores rojo y amarillo), (CNH-UNAM, 2012)²³.

3.2.2.3 Roca Sello

La roca sello del Grupo Chicontepec la conforman lutitas intraformacionales impermeables del Paleoceno-Eoceno medio del mismo Grupo Chicontepec; también las rocas arcillosas de la Formación Guayabal y las lutitas del Mioceno en ciertas áreas del borde oriental de la Plataforma de Tuxpan constituido por rocas arcillosas Cenozoicas constituyen buenos sellos; por otro lado, las calizas compactas de plataforma interna interestratificadas correspondientes a eventos de máxima inundación del Cretácico también constituyen sellos.

Para la Formación Tamabra los sellos que la cubren están representados por calizas arcillosas del Cretácico Superior Turoniano de la Formación Agua Nueva. En términos generales, en la formación Agua Nueva las características de pobre porosidad observadas debido al material arcilloso que contiene, la hacen un excelente sello para las formaciones subyacentes. También encontramos calizas arcillosas y margas de la Formación Méndez que dado el carácter eminentemente arcilloso y calcáreo de los sedimentos que la constituyen, tiene las características aptas para fungir como roca sello.

También dentro de las rocas sello podemos citar a la formación Pimienta que, en general dicha unidad no presenta porosidad efectiva para la acumulación de aceite debido a la predominancia de sedimentos arcillosos y a la compacidad de los mismos, por lo que en la mayoría de los casos sirve como capa sello para yacimientos que se localizan en formaciones subyacentes como Tamán y su miembro de calizas oolíticas San Andrés.

3.2.2.4 Trampa

Las trampas de la franja Tamabra son combinadas, producto del acuñamiento y plegamiento de los flujos de escombros (brechas calcáreas), cuyos pliegues se formaron durante el evento compresivo de la Orogenia Laramidica.

En el sector oriente del Campo Palo Blanco se tiene un alto estructural correspondiente a un pilar (horst), que en el Jurásico formó la paleo Isla de Tuxpan y en el Cretácico una plataforma carbonatada que corresponde con la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro), permitiendo el desarrollo de carbonatos de aguas someras; como los que se observan en la figura 3.3. A partir de la plataforma carbonatada, se forman las brechas calcáreas de la Formación Tamabra, en la que se tienen a los pliegues anticlinales, los que representan trampas estructurales.

Respecto al Grupo Chicontepec, en los intervalos productores se tiene que las trampas son predominantemente estratigráficas y en menor proporción son trampas mixtas; las primeras corresponden con cuerpos lenticulares de arenas y las segundas son fallas laterales que cortan a cuerpos arenosos lenticulares. Sin embargo, dado que la geología está compuesta por lentes arenosos presentando cambios laterales a pocos metros de distancia, también se presentan trampas de tipo estratigráfica

3.2.2.5 Migración

La migración a partir de las rocas generadoras del Jurásico Superior es de dos tipos: el vertical ascendente con hidrocarburos provenientes de las rocas generadoras de la Formación Huayacocotla, y por otro lado, el diagonal ascendente de los hidrocarburos generados en las formaciones Santiago y Pimienta que llenaron los receptáculos de la Formación Tamabra y los cuerpos lenticulados del Grupo Chicontepec. Los hidrocarburos indican la existencia de sincronía entre la migración, la formación de trampas y todos los componentes del sistema petrolero (Arellano, 2012)⁵. 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 (Alegría y Nava, 2001)³.

En la Fig. 3.4 se muestran los pozos Madrina 110 y Madrina 874 perforados en el campo Palo Blanco que son cercanos a los fallamientos laterales y no registraron producción de hidrocarburos, esto nos indica que dichas fallas juegan un papel muy importante como canales conductivos por los cuales se lleva a cabo la migración, aunado a ello, dentro de las inmediaciones de las zonas de falla se formó un sistema de fracturas que en su orientación siguen la misma tendencia que las fallas.

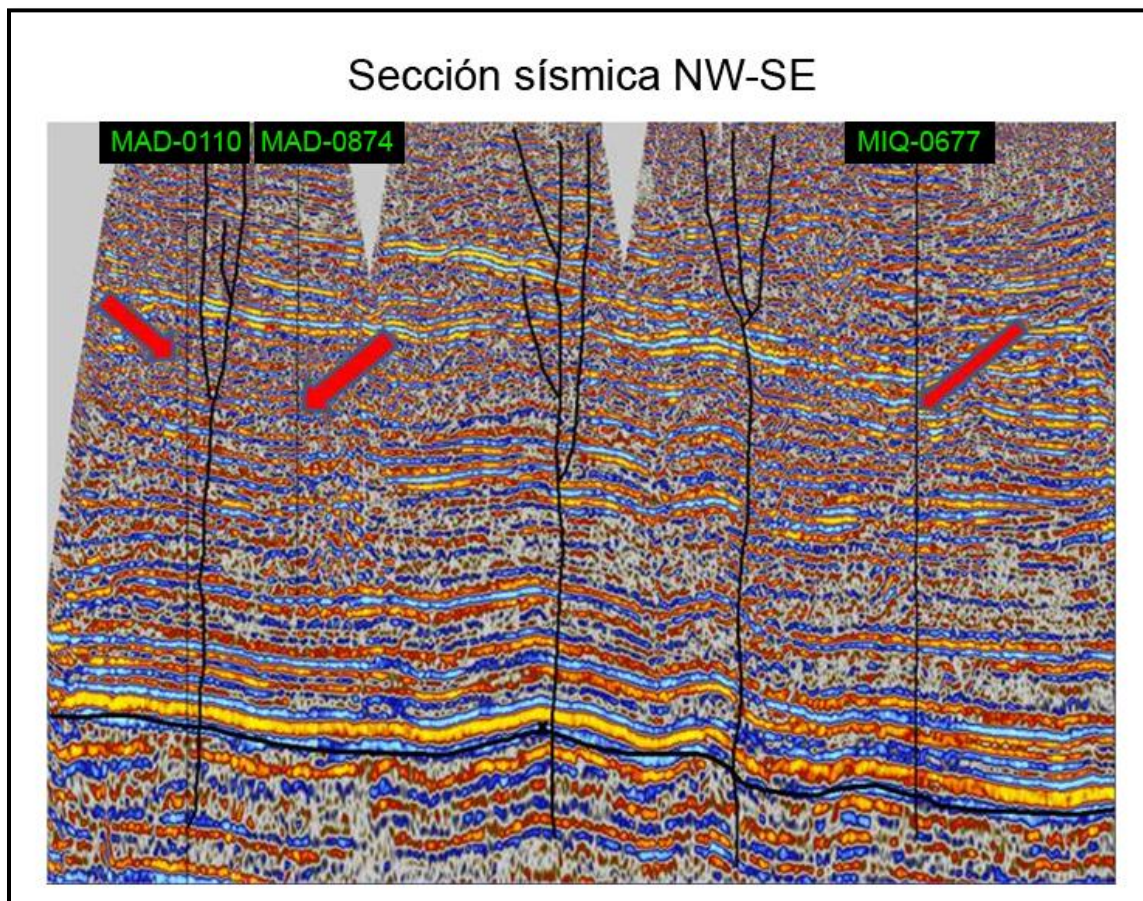


Fig. 3.10. Sección sísmica NW-SE donde se muestra a los pozos MAD 110 y MAD 874 cercanos a fallamientos laterales que se comportan como canales conductivos, las fallas muestran rutas de migración (UNAM-CNH, 2012).

Es también importante mencionar la información proporcionada de la Formación Taman y de su miembro de calizas oolíticas San Andrés por la perforación del pozo Madrina-106, ya que a dicho miembro se le encuentra invadido de agua salada al igual que en las de los pozos Madrina-101, 102, 103 y Chicharito-1, no obstante de tenerse en una posición estructural mucho más alta que en los pozos antes citados, sin embargo es de interés el hecho de tener en estos pozos residuos de aceite, que son un vestigio del paso del mismo hacia áreas de menor presión

3.2.2.6 Sincronía

De acuerdo a PEMEX (2010)⁶³, en la Cuenca de Chicontepec se tiene la ocurrencia de todos los elementos necesarios en tiempo y espacio para que sea posible la generación y entrapamiento de los hidrocarburos formando yacimientos en brechas calcáreas de la Formación Tamabra y en areniscas del Grupo Chicontepec. En la figura 3.5 se esquematiza la ocurrencia de cada elemento del sistema petrolero.

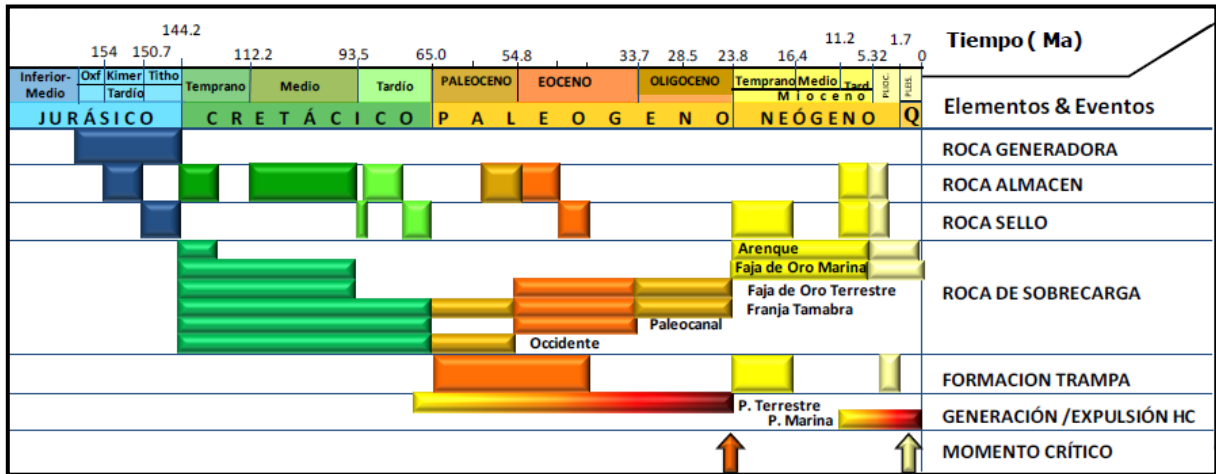


Figura 3.11 Eventos del sistema petrolero de la Provincia Petrolera Tampico Misantla-Cuenca de Chicontepec (PEMEX, 2010)⁶³.

3.3. Plays

3.3.1 Plays productores en la cuenca de Chicontepec

En la Cuenca de Chicontepec se tienen definidos cuatro plays productores: Play Chicontepec, Play Chicontepec Canal, Play Tantoyuca y Play Tamabra, estos plays se señalan en la Figura 3.6; sin embargo en el Campo Palo Blanco, únicamente destacan dos, el Play Tamabra y la Megasecuencia Media del Grupo Chicontepec.

3.3.2 Play Tamabra (Albiano-Cenomaniano)

Este play se ubica en la Formación Tamabra, donde se mezclan fragmentos de calizas de la Formación El Abra que formaron flujos de escombros en el talud de la Paleo-Plataforma de Tuxpan (Avendaño, 2013)⁹. El Play Tamabra es muy importante en el área de estudio, donde está constituida por brechas carbonatadas de pie de talud; las trampas en este play son combinadas con sello lateral por el cambio a facies compactas (Escalera, 2010)²⁹.

Las rocas almacenadoras de la formación Tamabra están constituidas por brechas de fragmentos de Wackestone – Packestone y Grainstone de peletoides y bioclastos esqueléticos de moluscos, placas de equinodermos, miliolidos y corales; estas rocas son las que representan mejores condiciones de porosidad y permeabilidad, demostrada por la gran cantidad de hidrocarburos obtenidos de esta formación en los campos Miquetla y

Jiliapa. La acumulación de hidrocarburos se encuentra en pliegues anticlinales suaves, elongados de dirección NW-SE, producto de la erosión del borde arrecifal y la zona post-arrecifal de la Plataforma de Tuxpan. La unidad almacenadora es de edad Albiano-Cenomaniano depositadas en un ambiente de talud como una franja alrededor de la plataforma de Tuxpan; tiene una porosidad promedio de 30% y permeabilidad promedio de 1000 mD (García, 2013)⁴⁷, su porosidad efectiva puede ser muy buena a causa de la naturaleza misma del depósito sedimentario (brechas calcáreas) y por el alto nivel de fracturamiento que pueden presentar, sobre todo en las proximidades a las fallas laterales.

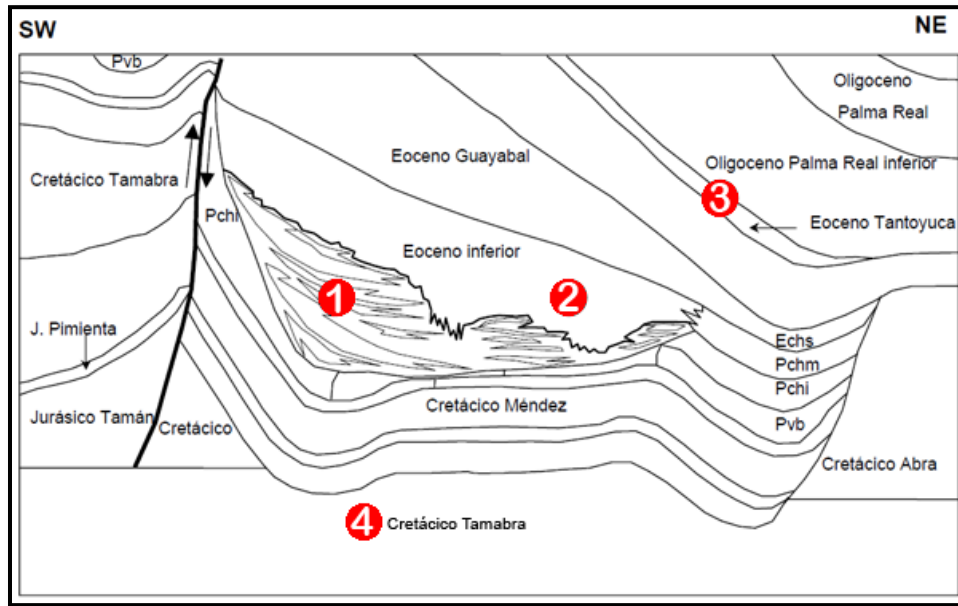


Figura 3.12. (Pvb.- Paleoceno Inferior-Velasco Basal; Pchi.- Paleoceno-Chicontepec Inferior; Pchm.- Paleoceno-Chicontepec Medio; Echs.- Eoceno-Chicontepec Superior.) Sección estructural que muestra la discordancia regional del Eoceno Inferior. Los números indican las tres áreas de interés económico; 1.-Chicontepec, 2.- Chicontepec Canal, 3.- Tantoyuca, 4- Tamabra (Modificada de Mayol 2005)⁵¹.

Al este del Campo Palo Blanco, aunque estructuralmente se tiene a la Formación Tamabra más baja que en los pozos del campo Soledad, se le encuentra saturada de agua salada en pozos. Específicamente hablando del pozo Madrina 106, se cree que las producciones de agua se deben a desperfectos en la cementación, por lo que puede que exista potencial productor en esta zona. Hacia el campo Soledad se tienen informes de pozos como el Madrina-120 que resulto productor de aceite pero con alto corte de agua (40% al inicio y 60% al final) y el pozo Tigrito-1 ubicado muy cerca de la frontera entre Palo Blanco y el Soledad que también se tiene registro de su producción en estas secuencias con un corte de agua del 24%.

Al noroeste del Campo Palo Blanco se tiene el pozo Rucho – 1 que produce en secuencias jurásicas de la Formación Tamán con un gasto inicial de Qoi = 1433 BPD, la cual representa una cantidad considerablemente mayor a las generalmente reportadas en el Grupo Chicontepec. También se tiene registro de producción en el pozo Madrina 105, que al igual que Rucho-1, está ubicado al norte del campo y también ha entregado producción del miembro de calizas oolíticas de forma intermitente pues se encuentra en una posición estructural alta como se muestra en la Figura 3.7.

3.3.3 Play Grupo Chicontepec (Megasecuencia Media)

Este play fue descubierto en 1926, y se tiene en un área aproximada de 3815 Km², sin embargo fue hasta 1952 cuando se tuvo producción en el Campo Presidente Alemán, donde se confirmó que existen acumulaciones significativas de hidrocarburos en las areniscas del Grupo Chicontepec, propiciando así que a principios de los años 70 el desarrollo de la parte norte de este Play en los campos Soledad y Soledad Norte y a finales de esta década de los campos del sector sur, Tajín y Agua Fría (Vázquez, 2008)⁷⁶.

La generación de hidrocarburos proviene de las facies arcillo-carbonosas del Jurásico Superior (Oxfordiano-Tithoniano) correspondiente a las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, se caracterizan por contener materia orgánica marina del tipo algáceo, en donde la ventana de generación de aceite fue alcanzada durante el Eoceno-Oligoceno.

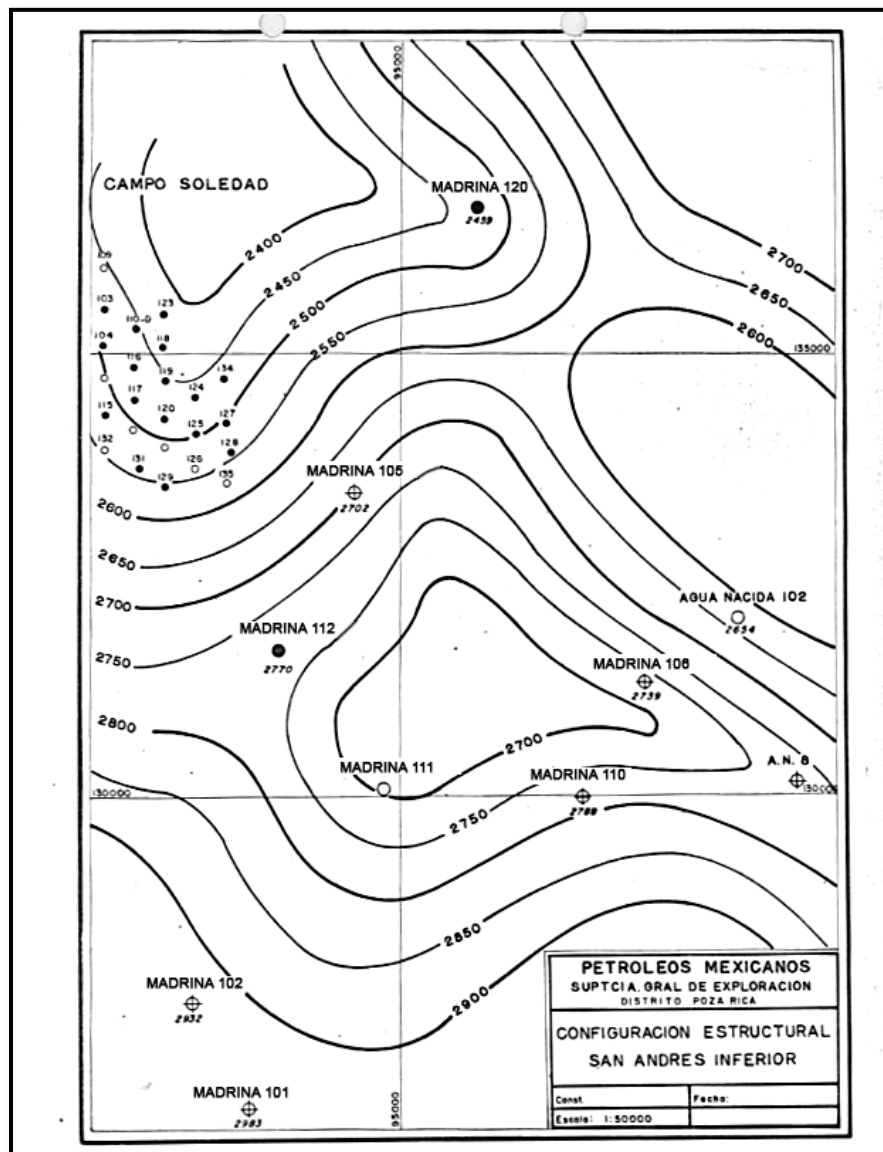


Figura 3.7 Mapa de isopacas del miembro de calizas oolíticas de la formación Tamañ donde se muestra la posición del pozo Madrina 105 ubicada en un alto estructural

El Play Grupo Chicontepec corresponde con una secuencia sedimentaria marina, turbidítica de ambiente nerítico, externo batial depositado en forma de lóbulos, canales y zonas de desborde de los abanicos submarinos, productoras en varios pozos, lo que ha permitido el desarrollo de campos tales como: Presidente Alemán, Miquetla, Aragón, Coyotes, Soledad, Soledad Norte, Agua Fría, Coapechaca, Tajín y Palo Blanco.

La roca almacenadora corresponde a areniscas de grano medio a fino del Paleoceno-Eoceno Inferior, el espesor de la secuencia arenosa de la Formación Chicontepec fluctúa entre los 300 y 2000 metros y se encuentra a profundidades de entre los 800 y 1800 metros. Estas secuencias de areniscas, limolitas y lutitas tienen características muy variables y se encuentran distribuidas de manera compleja (Gómez, 2008)³⁸; su continuidad lateral es dependiente de la geometría y tamaño de la cuenca; ocupan aproximadamente el 33% del relleno de la cuenca y se componen principalmente de areniscas del Eoceno Inferior de la Formación Chicontepec Superior, originadas por sistemas de depósitos turbidíticos cíclicos de abanicos submarinos (Mayol, 2005)⁵¹.

Conforme a Arellano y Yussim (2004)⁷, existen datos de importantes volúmenes de producción de aceite, en las areniscas del Play Chicontepec, aceite que se correlaciona positivamente con la roca generadora del Mesozoico y del Paleógeno; las secuencias almacenadoras no tienen buena porosidad y permeabilidad ya que los procesos diagenéticos han afectado la porosidad y permeabilidad de las rocas almacenadoras provocando alta variabilidad vertical en sus características petrofísicas; las arenas contienen de 5 a 7 % de minerales arcillosos dispersos, con un alto contenido de granos de carbonato y permeabilidades bajas promedio de 0.5 md y porosidad promedio de 12%; ya que los cuerpos con mayor arenosidad generalmente tienen cementante de carbonato de calcio. La calidad de los aceites varía a través de toda su distribución con densidades entre los 18° y 45° API (Jiménez y Sandoval, 2009)⁴⁶. El hidrocarburo que se produce en mayor proporción es aceite pesado, con presión original en la mayoría de los yacimientos del orden de 220 Kg/cm², su temperatura de fondo varía de los 65°C a los 75°C. Los procesos relacionados con la migración han propiciado la degradación de los hidrocarburos cambiándole las propiedades físico-químicas de los aceites cuya distribución corresponde a los más ligeros hacia la porción noreste y los pesados en el sureste del área de la Cuenca de Chicontepec (Vázquez, 2008)⁷⁶.

Como se comentó previamente, en el Campo Palo Blanco la sección con mayor potencial almacenador corresponde a la Megasecuencia Media, donde los intervalos de interés se encuentran entre las discordancias A y B y se tienen secuencias con potencial almacenador de entre el 10 y el 12 % del volumen total de esta unidad estratigráfica, y otros muy pocos intervalos con potencial bajo la discordancia A (Megasecuencia Inferior). Las facies corresponden a la megasecuencia de los frentes lobulares de los abanicos submarinos, principalmente se presentan arenas con mayor contenido de calcita que cuarzo, tanto granos como cementante, con espesores mayormente laminares de lutitas y areniscas (litarenitas y calcarenitas).

Los tipos de trampas encontradas son estratigráficas estructurales, donde el entrapamiento está dado por lutitas intercaladas que limitan en su cima, base y lateralmente a los desarrollos arenosos, los intervalos más atractivos se encuentran ubicados entre las discordancias A y B, que corresponden a intercalaciones de horizontes arenosos con arcillas.

Aunque en el campo se tienen varios pozos con producciones que van de los 10 a los 49 BPD en esta secuencia, son múltiples los casos de volúmenes de hidrocarburos

despreciables donde la impregnación de detectada va de casi nula a ligera en la misma, y casos como el del pozo Madrina 106 donde a la Megasecuencia Media presenta impregnaciones de aceite ligero en un cuerpo de areniscas de regular espesor; a pesar de todo no se le tomó en consideración para comprobar sus posibilidades como productor de aceite en el pozo antes señalado. Hacia el campo soledad se obtuvo producción en esta formación, sin embargo se tuvo que recurrir a cambiar de intervalos para continuar con la producción.



Capítulo 4: *Métodos de Perforación*

4.1. Perforación en el Campo Palo Blanco

La perforación de pozos en el Campo Palo Blanco se inició en la porción suroeste del área el día 12 de Octubre de 1959, con el pozo Madrina-101, posteriormente durante los años sesentas del siglo pasado se llevó a cabo la perforación de pozos principalmente exploratorios. Durante las décadas de los años setentas y ochentas, la perforación de pozos fue incipiente y durante los noventas fue prácticamente nula. No fue sino hasta el año 2009 en el que se reactivó la perforación de pozos principalmente de desarrollo, así como la implementación de tratamientos de fracturamiento hidráulico.

A la fecha, en el Campo Palo Blanco se han perforado alrededor de 50 pozos distribuidos irregularmente en toda el área del campo, en los que se usaron diferentes geometrías, identificándose 5 principales las cuales se muestran en la figura 4.1.

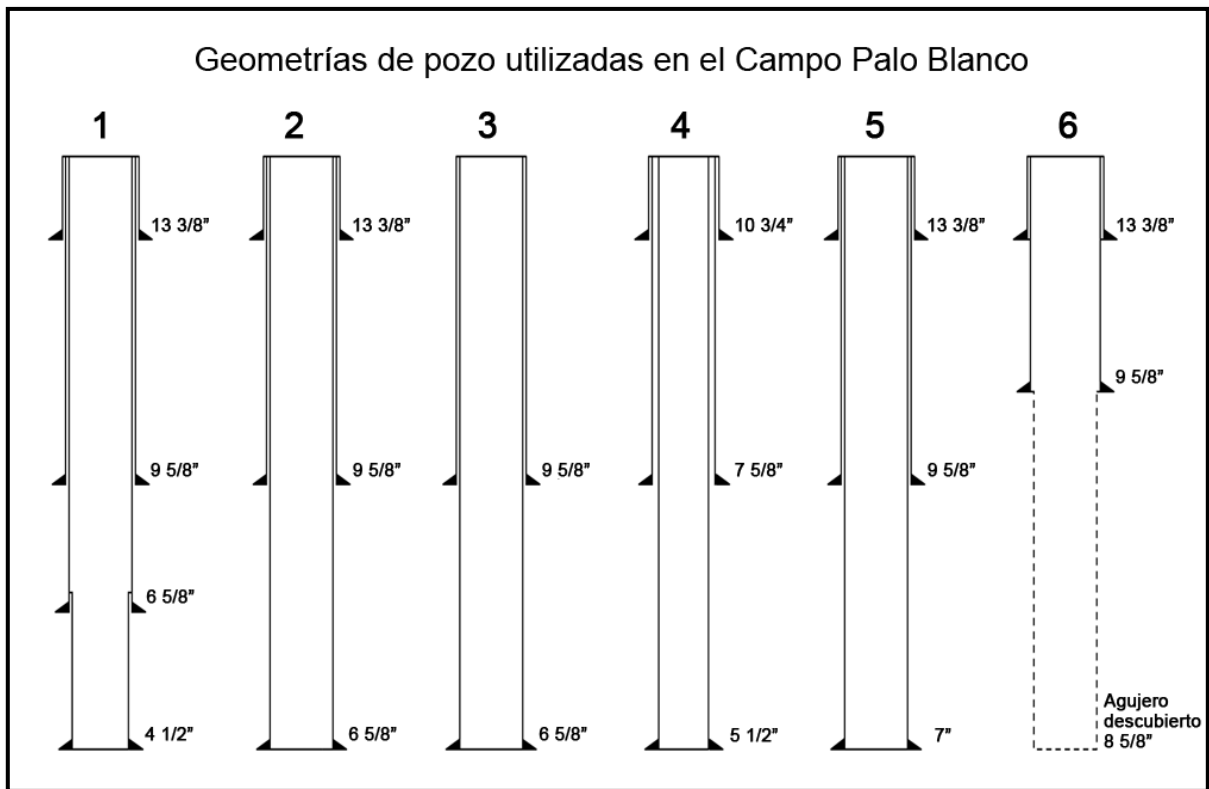


Figura 4.1 Geometría de pozo utilizadas dentro del Campo Palo Blanco.

La geometría 1 (13 3/8" x 9 5/8" x 6 5/8" x 4 1/2") fue usada en el primer pozo perforado en el campo (Madrina-101) y en otro pozo exploratorio (Madrina-106); lo que se destaca por el uso de un liner de explotación con diámetro de 4 1/2". Las geometrías 2 (13 3/8" x 9 5/8" x 6 5/8"), 4 (10 3/4" x 7 5/8" x 5 1/2") y 5 (13 3/8" x 9 5/8" x 7") utilizan una TR superficial y una TR intermedia y una TR de explotación anclada desde la superficie en la habitual configuración telescópica; la geometría 2 es utilizada en los pozos más profundos

que corresponden a los exploratorios como el Madrina-112 que alcanza los 3,345 metros de profundidad, la 4 y 5 se utilizan principalmente en los pozos de desarrollo siendo la 4 la utilizada en los pozos de las macroperas. La geometría 3 es utilizada en dos pozos de desarrollo (Padrino-1 y Radamanthyz-1), se compone de una TR superficial y únicamente una TR intermedia. Por último la geometría 6 es usada únicamente en el pozo Madrina 111 y destaca por ser el único terminado en agujero descubierto en todo el campo. En cuanto a la tubería de producción, el diámetro utilizado mayoritariamente es el de 2 7/8 dentro del Campo Palo Blanco.

En las etapas superficiales de la perforación se tiene como objetivo cubrir los mantos freáticos para aislar acuíferos superficiales, soportar las formaciones someras no consolidadas y tener un medio de control para la circulación de fluido; mientras que la finalidad de las etapas intermedias es de aislar las formaciones superiores y garantizar una buena integridad de la zapata que permita continuar con el avance de la perforación hasta las formaciones objetivo. En el caso de los pozos de desarrollo que tienen etapas de explotación (tipo liner o ancladas desde la superficie), el objetivo de estas es permitir llegar a la profundidad total con la densidad requerida en el agujero de producción. Explotar las formaciones impregnadas con hidrocarburo selectivamente.

La profundidad de los pozos perforados en el Campo Palo Blanco va de alrededor de 1300 m hablando de pozos de reciente perforación con objetivos de explotación en el Paleoceno (Chicontepec Medio), hasta pozos más profundos que son principalmente de carácter exploratorio como el pozo Madrina-112 cuyo objetivo fue el de conocer e investigar las posibilidades de producción comercial de hidrocarburos en las rocas del Cretácico (Formación Tamabra) y Jurásico (Formación Tamán); así como probar las formaciones que se presentaran con manifestaciones de gas o aceite durante su perforación. Dicho pozo se ubica en la parte norte del campo y fue perforado en el año de 1965 con una profundidad de 3445 m, siendo el más profundo del campo y con alcance hasta la Formación Huizachal.

Los pozos típicos que se presentan en el área de Palo Blanco son del tipo vertical debido a que muchos son de carácter exploratorio o bien no se encuentran agrupados, sin embargo en pozos de desarrollo se presentan pozos direccionales tipo J y S (Figuras 4.2 y 4.3), los cuales se perforaron dentro de las tres únicas macroperas en todo el campo que se encuentran ubicadas al norte de este en las vecindades del Campo Soledad, donde la perforación de pozos e instalación de macroperas ha sido de manera intensiva.

Respecto a las corridas de registros se tienen las realizadas con rayos gamma naturales (GR ó GRGC), potencial natural (SP), resistividad profunda (R85), resistividad somera (R60 ó R20), densidad (RHOB o DEN) y/o porosidad densidad (DPHI), porosidad neutrón (NPHI ó NPRS) calibrada en areniscas, alentamiento o tiempo de tránsito (DT ó DT35) y/o porosidad sónico (SPHI), y caliper (CALI). En algunos pozos se tiene también temperatura (TEMP), factor fotoeléctrico (PEF) y alentamiento de onda s (DTS), entre otros. En la Figura 4.4 se muestra un perfil de registros obtenidos en un pozo dentro del campo, aunque hay perfiles más elaborados y con mayor número de pistas en otros pozos, este es el más representativo del área.

Con el fin de ejemplificar la perforación dentro del área, a continuación se presenta un programa de perforación de un pozo perforado en la porción norte del Campo Palo Blanco.

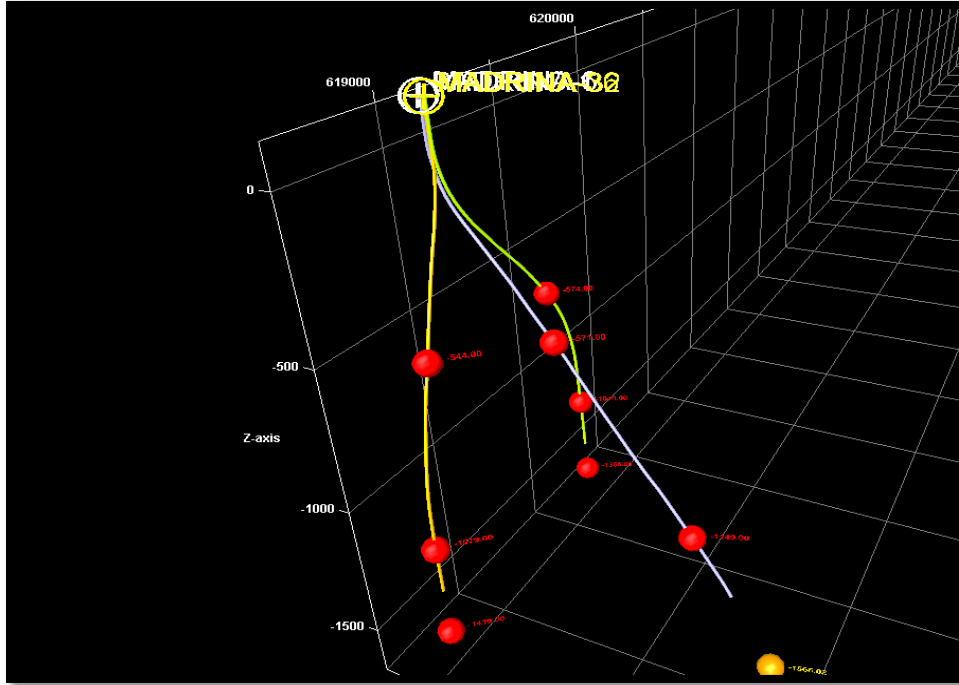


Figura 4.2. Pozos tipo S (Madrina-32 y Madrina-36) y tipo J (Madrina 6) de la macropera 1 al Noroeste del Campo Palo Blanco

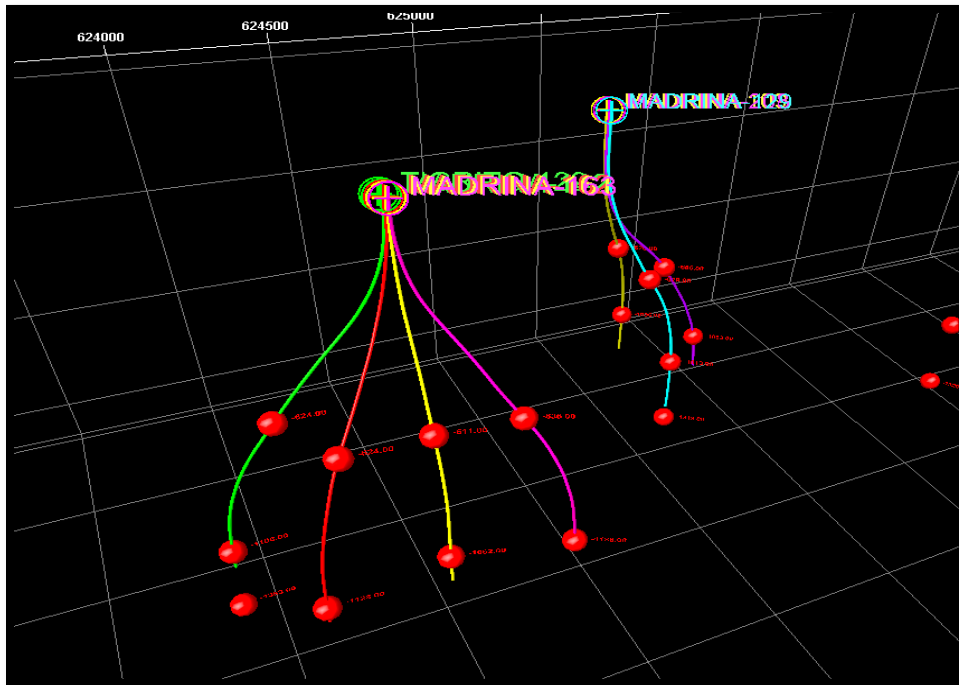


Figura 4.3 Pozos tipo S de la macropera 2 (Madrina-142, Madrina-162, Madrina-161 y Madrina-163) y macropera 3 (Madrina-129, Madrina-208 y Madrina-109), ambas al Norte del Campo Palo Blanco

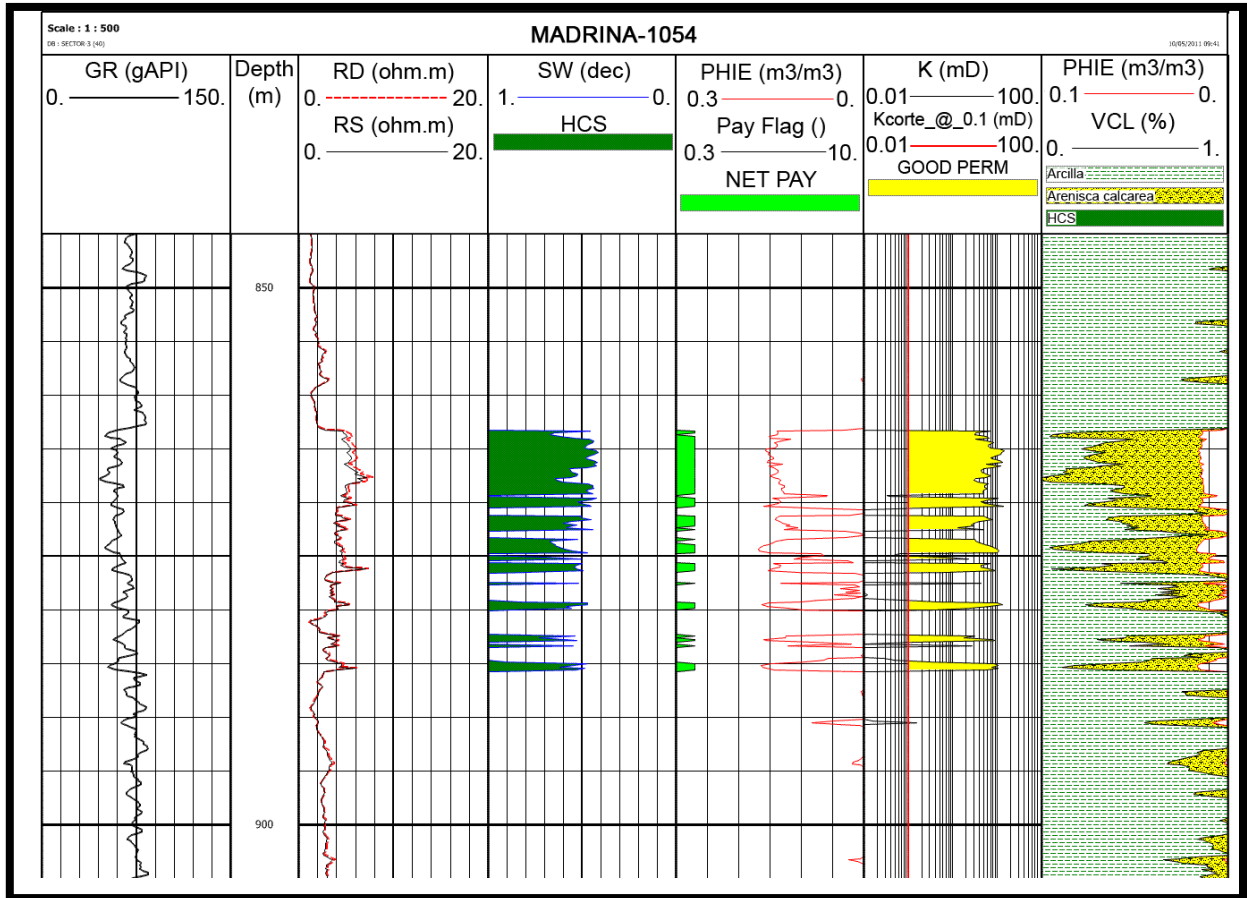


Figura 4.4 Curvas de registros con la interpretación correspondiente al Pozo Madrina-1054, en la primer pista está el registro de rayos gamma, en la segunda se indica la profundidad en metros, en la tercera se encuentran curvas de resistividad, la cuarta corresponde a curvas de interpretación de saturación de agua, la quinta a interpretación de la porosidad efectiva, la sexta a interpretación de la permeabilidad y la séptima a interpretación de volumen de arcilla (CNH-UNAM, 2012)²³.

4.1.1 Programa de perforación en el Campo Palo Blanco

El diseño de la perforación de pozos es un proceso sistemático y ordenado. El objetivo de perforación es construir un pozo útil: un ducto desde el yacimiento hasta la superficie, que permita su explotación racional en forma segura y al menor costo posible (PEMEX, 2000)⁵⁶. El diseño de un pozo incluye un programa detallado para perforarlo, en la planeación de un pozo, el primer paso es la recolección de información, apoyándose para esto de la información de pozos cercanos, entre los datos a considerar al inicio de la perforación se encuentran:

- a. Ubicación
- b. Objetivo
- c. Profundidad programada
- d. Valor Estratégico

- e. Columna geológica probable
- f. Estado mecánico programado
- g. Problemática que puede presentarse durante la perforación
- h. Programa de barrenas e hidráulica
- i. Programa de toma de información

En la Tabla 4.1 se muestra la estructura general de un informe de pozo, los datos que se incluyen son: nombre, tipo de pozo, clasificación, producción esperada, equipo.

Nombre:	MADRINA	Número:	286	Pozo Tipo	TIPO 1 VERTICAL
Clasificación:	Terrestre Vertical	Letra:		No. de conductor	
Producción Esperada:	Aceite:	100 bpd	Gas:	0.056 mmpcd	
Plataforma:	MADRINA 286	Equipo	PMX-729		

Tabla 4.1 Datos generales del pozo

a) Ubicación

Una forma de posicionar un punto es mediante las coordenadas U.T.M. (Universal Transversal de Mercator), para perforar un pozo se requiere de uno o más puntos para ubicar la trayectoria que debe seguir un pozo. Una coordenada nos indicará la posición desde la cual se inicia la perforación y otra que nos indicará el punto en el que se localiza el objetivo definiendo así si el pozo será vertical o direccional, en la tabla 4.2 se muestran datos de la ubicación superficial y en la tabla 4.3 se muestra el formato de coordenadas del conductor y coordenadas del objetivo.

Estado:	Veracruz	Municipio:	Temapache
Planicie costera del golfo de México en la provincia geológica denominada Tampico Misantla entre el frente tectónico de la Sierra Madre Oriental y la plataforma de Tuxpan en la porción norte del estado de Veracruz.		Proyecto Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte, Plataforma MADRINA 286	

Tabla 4.2 Datos de ubicación del pozo Madrina-286.

b) Objetivo

El objetivo principal de esta localización fue definir el potencial productor de los paquetes arenosos del área, con el propósito de obtener producción, en la Formación Chicontepec Canal de edad Eoceno Inferior. La evaluación de los yacimientos permitirá confirmar, actualizar y/o reclasificar la reserva que se tiene certificada en el área. Actualmente varios

pozos exploratorios han penetrado las areniscas de edad Paleoceno Superior y Eoceno Inferior.

Altura del terreno sobre el nivel del mar (m):	95.00	
Altura de la mesa rotaria sobre el nivel del mar (m)	100.00	
Coordenadas UTM conductor (m):	X = 000,000.00	Y = 0'000,000,00
Coordenadas UTM objetivos:	X = 000,000.00	Y = 0'000,000,00
Coordenadas geográficas del conductor:	Lat. 00° 00' 0.000"N	Long. 00° 00' 00.000"W

Tabla 4.3 Datos de ubicación del conductor y objetivo del pozo Madrina-286.

c) Profundidad total programada

Es la profundidad vertical a la que se encuentra el objetivo, pero cuando un pozo no perforado en forma vertical entonces existe una profundidad llamada profundidad desarrollada total. En la tabla 4.4 se muestran datos del pozo Madrina 286.

Profundidad vertical	(m.v.b.m.r) Profundidad desarrollada
1,455.00	1,455.00

Tabla 4.4 Datos de profundidad del pozo Madrina-286.

d) Valor Estratégico:

La importancia de esta localización radica, en que es un pozo para evaluar la reserva que se tiene certificada en esa área, asimismo tomar información requerida para confirmar extensión de los yacimientos del campo Palo Blanco, así como detallar el modelo geológico requerido para el desarrollo y caracterización de esa área dada la importancia, por los antecedentes de producción de aceites ligeros, así como por la reserva esperada.

El análisis de las correlaciones estratigráficas, y el mapeo estructural de las principales unidades productoras, integrado con la evaluación petrofísica permite tener un mayor conocimiento de los objetivos programados.

e) Columna geológica probable

Con el estudio sísmico y los datos geológicos obtenidos de los pozos vecinos perforados, se correlaciona y obtiene la columna geológica que se espera atravesar en la intervención del pozo a perforar; el conocimiento de estas formaciones geológicas permite determinar la existencia de formaciones con presiones anormales y así prevenir problemas, la Tabla 4.5 es un ejemplo de pronóstico de la columna geológica a perforar en el pozo Madrina 286.

Edad o Formación	Profundidad (m.v.b.n.m.)	Profundidad (m.d.b.m.r.)	(m.v.b.m.r.)	Espesor (m)	Litología probable
E. Guayabal	Aflora	5	5	885	Lutita
E. Aragon	790	890	890	260	-
E. Chicontepec Medio (SIM_50_C)	1050	1150	1150	67	Arenisca/lutita
E. Chicontepec Medio (SIM_70_C)	1117	1217	1217	70	Arenisca/lutita
E. Chicontepec Medio (SIM_90_C)	1187	1287	1287	38	Arenisca/lutita
E. Chicontepec Medio (SIM_90_B)	1225	1325	1325	12	Arenisca/lutita
Paleo. Chicontepec Inf.	1237	1337	1337	118	Lutita/arenisca
Profundidad Total	1355	1455	1455		

Tabla 4.5 Columna geológica esperada en el pozo Madrina-286.

f. Estado mecánico programado

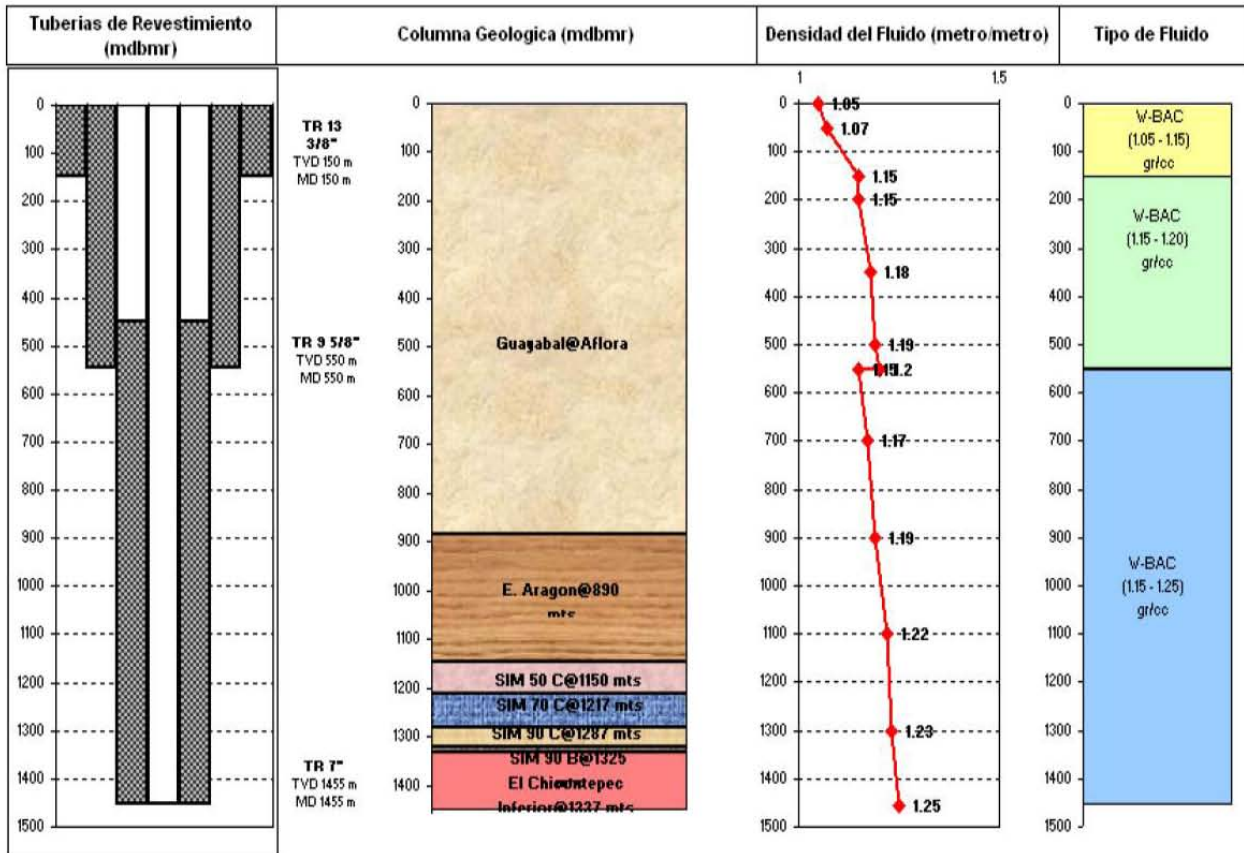
Posteriormente a construir el perfil de presiones, se determina el asentamiento de las tuberías de revestimiento; el proceso de diseño se realiza partiendo del fondo del pozo, considerando una presión de lodo menor al gradiente de fractura, estableciendo la densidad de lodo óptima a utilizar (PEMEX, 2000)⁵⁶. En la Figura 4.5 se muestra el estado mecánico programado, la columna geológica esperada, densidad de fluido programada y tipo de fluido contemplado del pozo Madrina-286.

g. Problemática que puede presentarse durante la perforación

Entre los problemas que ocurren durante a perforación de los pozos se encuentran las pérdidas de circulación, los brotes, resistencias y atrapamientos de sarta por inestabilidad de la formación, pegaduras por presión diferencial, bajos ritmos de penetración, daño a la formación productora, entre otros. En la tabla 4.6 se indican posibles complicaciones durante la operación de perforación que se esperaban en la perforación del pozo Madrina 286 con sus respectivas alternativas de solución, el conocimiento previo de la formación permite hacer este análisis anticipado.

MACRO PERA: Madrina-286

POZO: Madrina-286



TR's	TVD (m)	TMD (m)	Formacion	Topes (mubnm)	Topes (mubmr)	Topes (mdbmr)
13 3/8	150.00	150.00	Guayabal	Aflora	5	5
9 5/8"	550.00	550.00	E. Aragon	790	890	890
7"	1455.00	1455.00	SIM 50 C	1050	1150	1150
			SIM 70 C	1117	1217	1217
			SIM 90 C	1187	1287	1287
			SIM 90 B	1225	1325	1325
			Chiontepec Inferior	1237	1337	1337
			Profundidad Total	1355	1455	1455

Agujero	Tipo de Lodo	Densidad (gr/cc)
17 1/2"	W-BAC	(1.05 - 1.15)
12 1/4"	W-BAC	(1.15 - 1.20)
8 1/2"	W-BAC	(1.15 - 1.25)

Figura 4.5 Estado mecánico programado, columna geológica esperada, densidad de fluido programada y tipo de fluido contemplado del pozo Madrina-286.

Etapa	Diámetro barrena (pg)	Prof. (mvmbr)	Prof. (mdbmr)	Problemática	Alternativas de Solución
Superficial	17 ½"	150	150	Hidratación de arcillas, pérdidas de circulación y resistencias en introducción de la TR	El lodo en el sistema debe componerse de bentonita, polímero reductor de filtrado, dispersante, hidróxido de calcio y KCl, estos últimos como agentes inhibidores.
Intermedia	12 ¼"	550	550	Altas velocidades de penetración, probables incrementos de la DEC por la concentración de recortes en el anular e intentos de atrapamiento. Pérdida de circulación	El lodo en el sistema deberá estar totalmente inhibido antes de comenzar la etapa. Bombeo de baches viscosos y circulación continúa.
Producción	8 ½"	1,455.00	1,455.00	Empacamiento, resistencias y arrastres, presencia de gas de formación, pérdidas de circulación.	Mantener la densidad de acuerdo a programa y/o necesidades del pozo. Solo incrementar la densidad si es necesario.

Tabla 4.6 Problemáticas probables y soluciones propuestas en cada etapa de la perforación del pozo Madrina-286.

De los aspectos más importantes en el diseño de un pozo es la selección del fluido de perforación parte de los problemas están relacionados directa o indirectamente con el tipo y las propiedades de dicho fluido, en la tabla 4.7 se indican los fluidos programados para la perforación del pozo Madrina 286.

Propiedades del fluido												
Intervalo (mbmr)	Tipo fluido	Densidad gr/cc	Visc. Seg.	Filtr API/APAT	MBT Kg/m ³	RA A Ac/ag	Sólidos %	Vp Cps	PC lb/100p ²	Salinidad Ppm	Emulsión volts	
0	150	W-BAC	1.05-1.15	50-70	<20	21-28	----	4-9	8-16	12-26	----	8.5-10
150	550	W-BAC	1.15-1.20	50-70	10-14	28-35	----	8-16	10-18	12-34	----	8.5-10
550	1,45	W-BAC	1.15-1.25	50-80	10-14	28-35	----	8-18	10-20	14-36	----	8.5-10

Tabla 4.7 Propiedades de fluidos para cada etapa de perforación del pozo Madrina-286.

h. Programa de barrenas e hidráulica

En la actualidad existen diversos tipos de barrenas para la perforación de pozos que difieren entre si, por lo que la selección inicial de barrenas deberá basarse en los objetivos, riesgos y geometría del pozo a perforar, para hacer la selección podemos apoyarnos en los registros de pozos vecinos. En la tabla 4.8 se muestra el programa de

barrenas e hidráulica del pozo Madrina 286, los parámetros de operación que se indican son peso sobre la barrena (WOB) y velocidad de rotación (RPM).

Programa de barrenas e hidráulica									
Etapa	Bna. No.	Intervalo (mdbmr)		Díam. (pulg)	ROP (m/hr)	WOB (ton.)	RPM	Gasto (gpm)	Densidad (gr/cc)
Superficial	1	0	150	17 ½"	24.2	02-ago	60 + MF	700	1.05 - 1.15
Intermedia	2	150	550	12 ¼"	26.7	04-ago	75+ MF	550	1.15 - 1.20
Produccion	3	550	1150	8 ½"	30	05-ago	70 + MF	420	1.15 - 1.25
	CORONA	1150	1159	8 ½"	4.2	1 - 5	40 - 60	160-180	1.15 - 1.25
	5	1224	1217	8 ½"	29	05-ago	70 + MF	420	1.15 - 1.25
	CORONA	1217	1226	8 ½"	4.2	1 - 5	40 - 60	160-180	1.15 - 1.25
	7	1226	1287	8 ½"	20.3	05-ago	70 + MF	420	1.15 - 1.25
	CORONA	1287	1296	8 ½"	4.2	1 - 5	40 - 60	160-180	1.15 - 1.25
	9	1296	1325	8 ½"	29	05-ago	70 + MF	420	1.15 - 1.25
	CORONA	1325	1334	8 ½"	4.2	1 - 5	40 - 60	160-180	1.15 - 1.25
	11	1334	1455	8 ½"	15.1	05-ago	70 +MF	420	1.15 - 1.25

Tabla 4.8 Programa de barrenas e hidráulica para cada etapa de perforación del pozo Madrina-286

i. Programa de toma de información

- Registros geofísicos y núcleos

Los registros geofísicos son una fuente de información de las propiedades petrofísicas de las rocas y de su capacidad de producción, en la tabla 4.9 y 4.10 se indican los registros geofísicos tomados en el pozo Madrina 286 que hemos analizado. Otra fuente de información se obtiene por el corte de núcleos, generalmente en los intervalos con manifestaciones y características del pozo, en la Tabla 4.11 se indican los intervalos en los que se realizaron cortes de núcleos. El análisis de estos intervalos permitió hacer un análisis mineralógico y de mecánica de la roca, litología, textura, depositación y saturación de fluidos.

- Muestras de canal

En el estudio presentado del pozo Madrina 286 se recuperaron muestras de canal cada 5 m a partir de 150 metros hasta la profundidad total, esto para estudios de paleontología y petrografía, también se recuperan muestras en los cambios litológicos y antes del cambio de barrena.

Registros geofísicos con cable.				
Etapa	Intervalo (mbmr)		Registro	Observaciones
	De	A		
2°	150	550	Doble inducción con rayos gamma, Sónico de Porosidad Integrado y Desviaciones	Agujero de 12 ¼"
3°	550	1455	<ul style="list-style-type: none"> • Resistividad de Alta Resolución con profundidades de investigación horizontal de 10", 20", 30", 60"y 90" y vertical de 1', 2', y 4'. • Doble inducción con rayos gamma • Litodensidad • Sónico dipolar • Resonancia Magnética (NMR) • Imagen de lodo(Base aceite)(OMI) • Sísmica vertical pozo (VSP) • Neutrón compensado • Desviaciones 	Agujero de 8 ½"

Tabla 4.9 Registros con cable a ser implementados en el pozo Madrina-286.

Registros en agujero entubado:		
Intervalo (mbmr)		Registro
De	A	
550	1,455.0	Sónico de cementación
	0	

Tabla 4.10 registros en agujero entubado a ser implementados en el pozo Madrina-286.

Núcleos		
Núcleo	Profundidad (mvbnm)	Profundidad (mvbmr)
Numero 1	1,050 – 1,059	1,150 – 1,159
Numero 2	1,117 – 1,126	1,217 – 1,226
Numero 3	1,187 – 1,196	1,287 – 1,296
Numero 4	1,225 – 1,234	1,324 – 1,334

Tabla 4.11 Núcleos programados en el pozo Madrina-286.

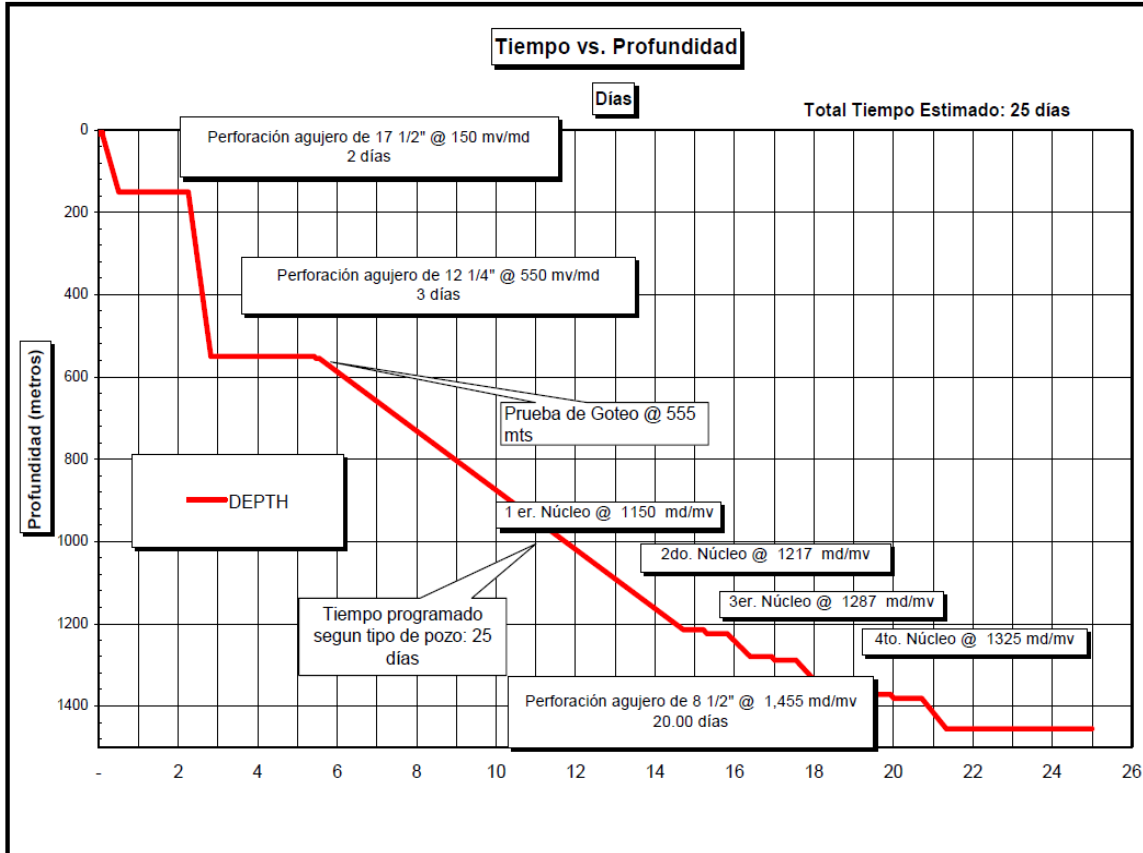


Figura 4.6 Gráfica tiempo VS profundidad programada para la perforación del pozo Madrina-286.

De los puntos descritos se puede generar una gráfica de tiempo contra profundidad como la que se muestra en la figura 4.6, de esta manera podemos programar un tiempo estimado de 25 días de operación haciendo énfasis en los procesos importantes a efectuar conforme se avance en profundidad. Se puede observar que en los intervalos de interés se efectuarán cortes de núcleos para la generación de información.

Finalmente obtenemos el estado mecánico final del pozo Madrina 286 en estudio, donde se ve reflejado el resultado del programa de perforación (Figura 4.7)

4.1.2 Seguridad industrial y protección ambiental

La Dirección General de Petróleos Mexicanos en los últimos años ha realizado esfuerzos encaminados al reforzamiento de la Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental de las compañías contratistas, a través de la implantación de un solo sistema "PEMEX-SSPA" (PEMEX, 2012)⁶⁵.

El objetivo del SSPA es guiar a la empresa hacia una mejora continua en su desempeño en materia de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental, mediante la administración de los riesgos de sus operaciones y/o procesos productivos, a través de la

implantación de los elementos que lo componen y la interrelación entre ellos, actuando como herramienta de apoyo al proceso homologado y mejorado de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental, consolidando así una cultura de manera consistente con la Política Institucional en la materia con énfasis en la prevención (PEMEX, 2012)⁶⁴.

En las actividades que se realicen en todas las operaciones de Perforación de Pozos se deberán tomar las medidas de Seguridad Industrial y Protección Ambiental, con especial énfasis en el uso de los equipos de protección personal.

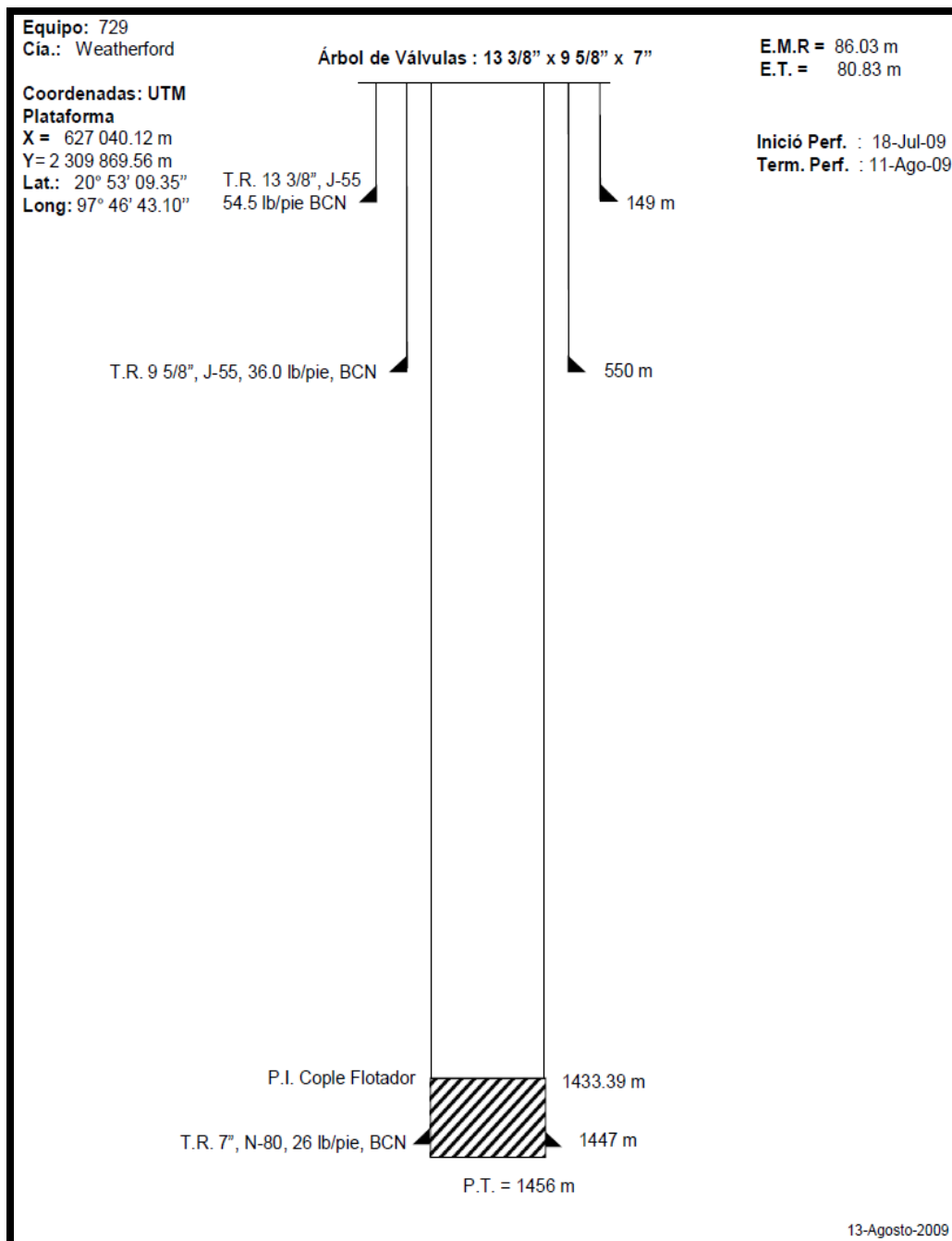


Figura 4.7 Estado mecánico final del Pozo Madrina-286

4.2. Estimulación y fracturamiento en el Campo Palo Blanco

4.2.1 Importancia

En el Campo Palo Blanco la unidad estratigráfica con mayor potencial almacenador corresponde a la Megasecuencia Media, donde los intervalos de interés se encuentran entre las discordancias A y B y se tienen secuencias con potencial almacenador de entre el 10 y el 12% del volumen total de la unidad. Las facies corresponden a la megasecuencia que contiene en los abanicos submarinos, principalmente se presentan arenas con mayor contenido de calcita que cuarzo, tanto granos como cementante, con espesores mayormente laminares de lutitas y areniscas (litarenitas y calcarenitas).

Se observa que la porosidad intergranular es muy baja por la cementación de calcita; de los pozos con mayor información se encontró una porosidad efectiva que en promedio es menor a 14% en los cuerpos más arenosos del sector Palo Blanco. La impregnación de hidrocarburos se encuentra principalmente en porosidad secundaria formada por disolución de cemento calcáreo formando microvúgulos, también se tienen estilolitas y microfracturas. En la Figura 4.8 se graficaron los rangos de variación de la porosidad y permeabilidad de núcleos, observándose que en general los valores de permeabilidad menores a 1 mD son de los más bajos en la Cuenca de Chicontepec.

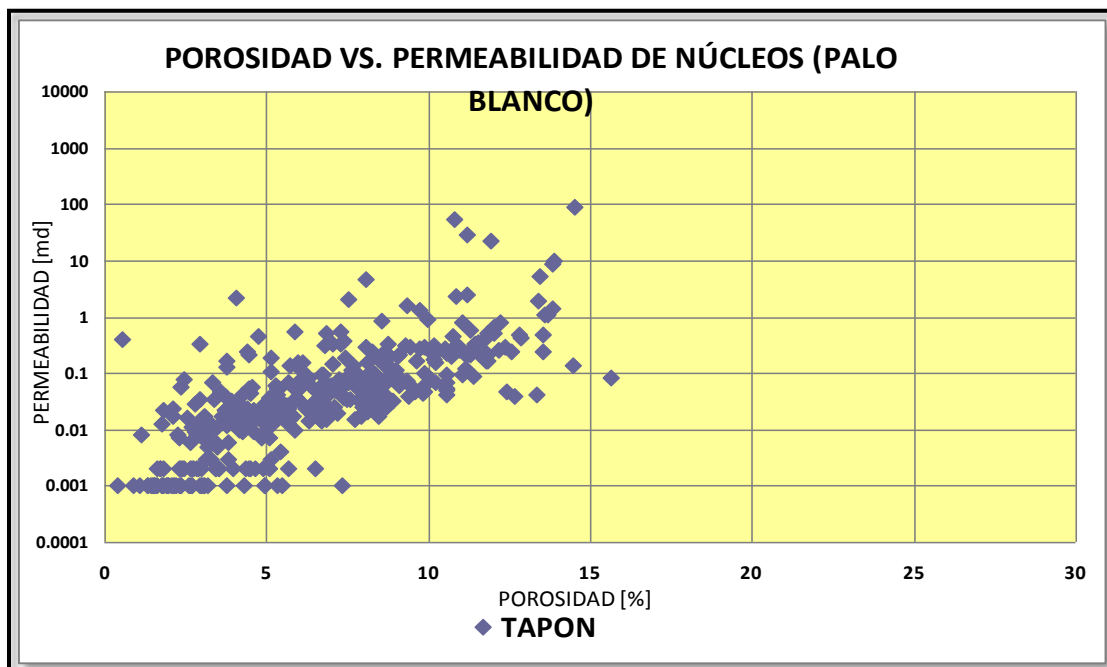


Figura 4.8. Porosidad contra permeabilidad en el sector Palo Blanco.

A partir de los resultados de los análisis de núcleos se graficaron los porcentajes de minerales en los pozos analizados, cuyos resultados se muestran en la Figura 4.9. En el sector Palo Blanco en promedio se tiene un mayor porcentaje de calcita respecto al de cuarzo, que son los dos minerales principales, además de plagioclasa y arcilla, y en

menor porcentaje dolomita y feldespato. El porcentaje de ankerita y pirita es mínimo y sólo en algunos pozos. La cantidad de arcilla es del 8%, de la cual hay cuatro tipos principales, los cuales corresponden con illita, clorita, caolinita y esmectita; su distribución es dispersa, ocupando parte del espacio poroso.

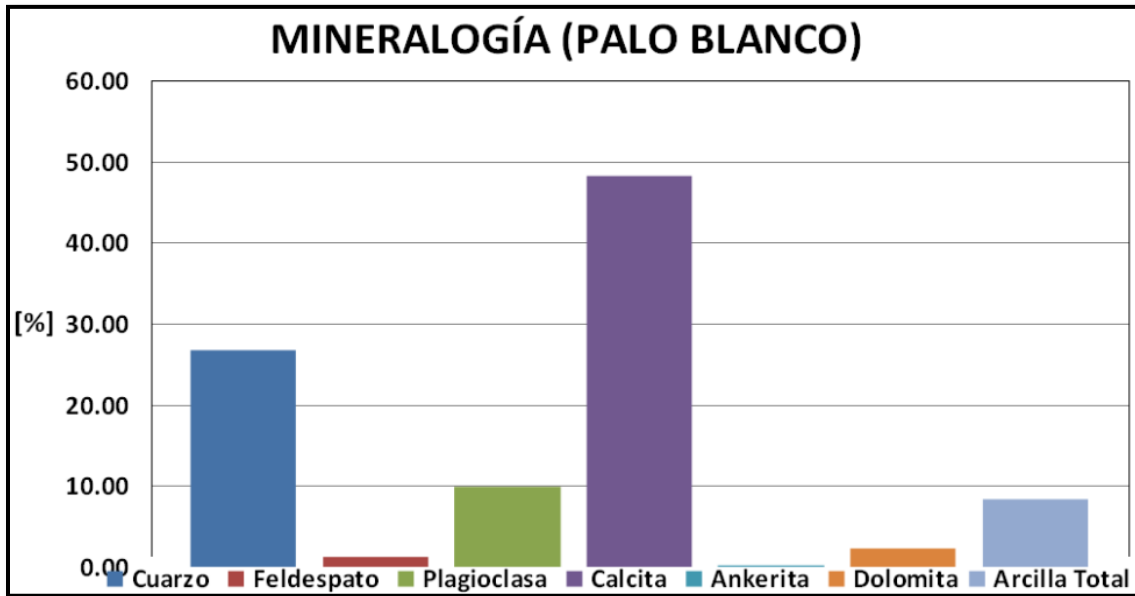


Figura 4.9 Porcentaje de minerales promedio en núcleos del sector Palo Blanco.

Durante la etapa de perforación y terminación del pozo diversos factores químicos o mecánicos pueden alterar su estado original provocando daños que resultan en una caída de presión y por consiguiente en una disminución en la producción de hidrocarburos. Las características del campo mencionadas se explican porque en el análisis de los expedientes de perforación del Campo Palo Blanco se identifica que en la mayoría de los pozos perforados se realizan estimulaciones y fracturamiento, en los horizontes donde se presenta la producción; es importante tomar en cuenta la composición de la formación y la determinación del contaminante que provoca el daño, para a partir de este análisis, elegir el tratamiento más adecuado.

4.2.2 Estimulación

La estimulación de pozos consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a gastos y presiones por debajo de la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de perforación y terminación de pozos, o por otros factores durante la vida productiva del pozo (PEMEX, 2008)⁶⁶.

De los pozos que fueron sometidos a estimulación con los que se cuenta información, se encuentra que los intervalos estimulados corresponden a las formaciones Chicontepec, Tamabra y Tamaulipas Superior. En todos ellos se aplicaron estimulaciones con ácido por ser formaciones compuestas principalmente de componentes de carbonato de calcio.

Se analizó el Pozo Rucho 1, ya que en este se usa ácido energizado, es decir el ácido fue acompañado con Nitrógeno. El Nitrógeno puede agregarse para facilitar la recuperación del ácido gastado cuando se acidifican pozos depresionados y cuando se usa espuma nitrogenada como desviador, es decir, el nitrógeno expande al ácido incrementando el radio efectivo de penetración por efecto de la presión y la temperatura (Venegas, 1989)⁷⁶. En la Figura 4.10 se muestra el efecto del Nitrógeno en el ácido, ya que reduce el contacto entre el ácido y la roca y por lo tanto reduce la velocidad de reacción disminuyendo su desgaste; además tiene la tendencia de llenar las fracturas, lo que obliga al ácido a penetrar en las zonas de baja permeabilidad. No se registra que en todos los pozos estimulados del Campo Palo Blanco se haya adicionado nitrógeno, esto principalmente se debe a que es necesario emplear con cierto cuidado este tipo de estimulación para evitar el taponamiento del pozo con emulsiones o espumas, lo que puede luego tener un efecto desfavorable sobre la producción.

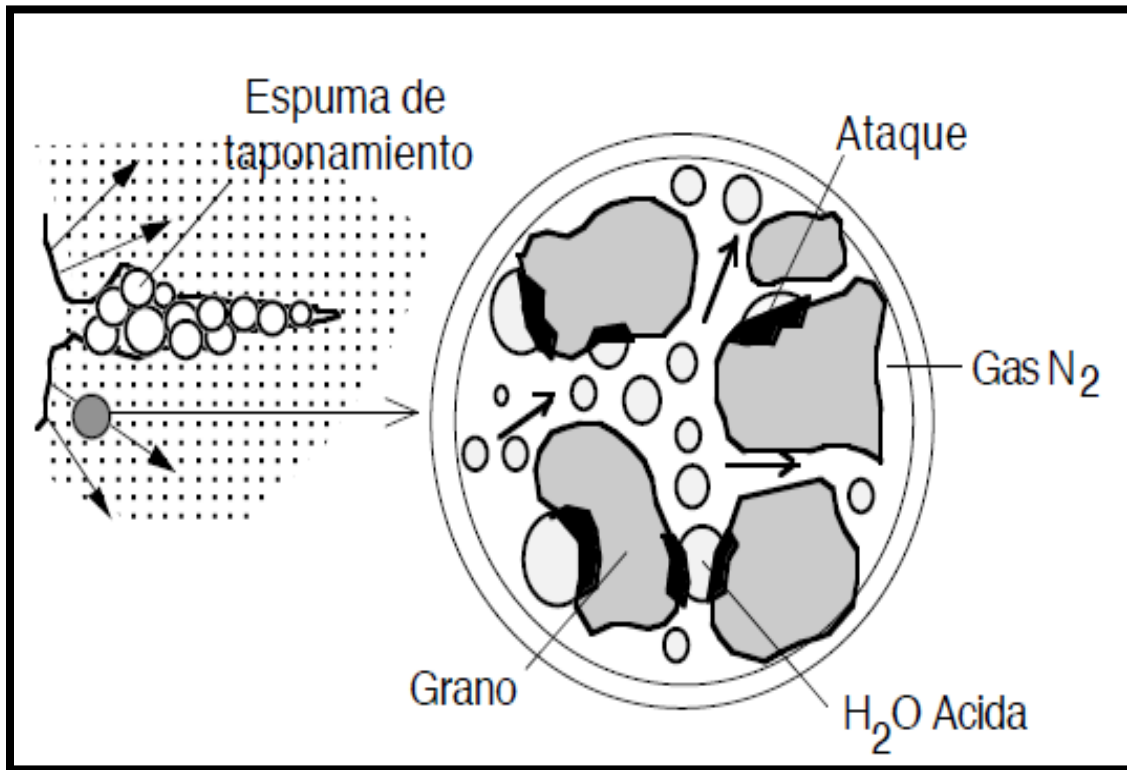


Fig. 4.10. Acidificación con Nitrógeno (Salager, 1991)⁶⁹.

Después de la acidificación se pone el pozo en producción para eliminar el residuo de ácido y las partículas finas producidas por la disgregación de la roca. Es en esta etapa que se requieren agentes dispersantes (Salager, 1991)⁶⁹. La selección de un químico y el solvente para su remoción para cualquier aplicación particular dependerá de que contaminante esta taponando o bloqueando la permeabilidad de la formación. Por ejemplo, el HCl, que es el comúnmente utilizado en el Campo Palo Blanco, no disolverá parafinas, asfáltenos o grasas de la tubería, ya que los tratamientos de esos sólidos o agentes bloqueadores requiere de un solvente orgánico efectivo (normalmente un solvente aromático como tolueno, xileno u ortonitrotolueno). El ácido acético y el ácido fórmico son otros dos ácidos que llegan a utilizarse, solos o con el HCl; estos son mucho

más débiles que el HCl y por lo tanto reaccionarán más lentamente con la mayoría de los minerales en el pozo y por lo tanto permiten una penetración más profunda y mejores propiedades de grabado en algunas formaciones.

En el Campo Palo Blanco, la principal formación de interés almacenador corresponde a la Megasecuencia Media, conformada por cuerpos lenticulares de areniscas. Una formación compuesta por areniscas puede presentar daño causado por la invasión de partículas sólidas y al hinchamiento, dispersión, migración o floculación de finos.

De la información analizada, no se identifica que estos intervalos hayan sido sometidos a estimulaciones, sin embargo, comentaremos que para las formaciones compuestas con fragmentos de calizas el tipo de ácido que puede usarse es: ácido fluorhídrico (HF), mezclado con HCl o con ácidos orgánicos para disolver minerales arcillosos, feldespatos y arenas, debido a que los minerales arcillosos y los feldespatos tienen mayor área de contacto; la mayoría del HF se gastará más rápido en estos materiales que en el cuarzo o en las arenas con líticos, ya que es el único ácido que reaccionará con arena y otros minerales silicios como la arcilla, los tratamientos para remover el daño están limitados para daños someros de 1 a 3 pies de la vecindad del pozo aunque el HF puede ser retardado para mejorar la distancia de penetración del ácido.

En la estimulación de areniscas existen tres etapas básicas de bombeo:

1. Precolchón.

Siempre se bombea por delante del HF, proporciona un barrido entre la mezcla del ácido vivo, el utilizado y los fluidos de la formación, en el pozo Cebollas 101 se utilizó Kerosina, aunque también se puede utilizar Ácido Clorhídrico (HCl), Cloruro de Amonio (NH_4Cl) o Diesel; seleccionándose en función de la temperatura y de la composición mineralógica de la roca.

2. Fluido de tratamiento.

Removerá el daño por arcillas, para completar esto, el sistema ácido deberá contener iones de fluoruro. En la figura 4.11 se muestra el comportamiento de las diferentes concentraciones del ácido fluorhídrico con respecto a la permeabilidad relativa de un núcleo. Cuando el HF es bombeado a la formación, la permeabilidad y el gasto de bombeo a menudo disminuyen o se incrementa la presión de bombeo, pero con concentraciones del 3 y 6% de HF se remueve el daño incrementándose la permeabilidad. La habilidad del HF para remover el daño en arcillas, corresponde sólo a daño somero.

3. Fluido de desplazamiento.

Se utiliza para desplazar el HF, ya que reacciona con la formación y contribuirá a mejorar los resultados del tratamiento. El cloruro de amonio es el más común y es una de las pocas sales que no precipitará con el HF o con el HF gastado, el diesel se utiliza también en pozos de aceite. Ya que el HF reacciona muy rápidamente, no se recomienda un largo período de cierre del pozo, ya que evitará una limpieza efectiva.

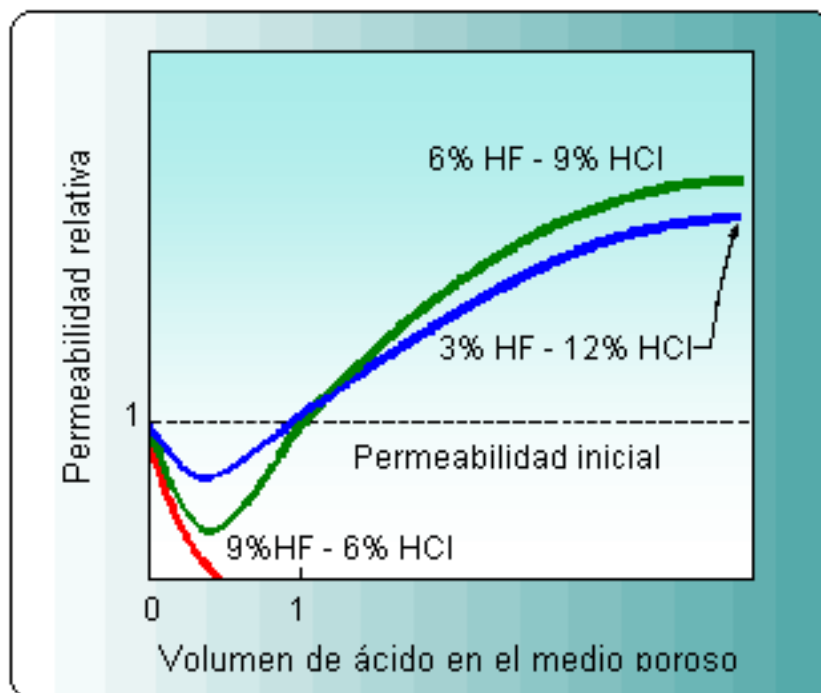


Fig. 4.11 Comportamiento de diferentes concentraciones de HF-HCl con respecto a la permeabilidad relativa de un núcleo.

4.2.3 Fracturamiento hidráulico

El propósito fundamental de realizar un proceso de fracturamiento es incrementar las condiciones de flujo hacia el pozo, mediante la apertura de canales de flujo generados por una presión hidrostática que venza la resistencia de la roca. Este tipo de tratamiento se utiliza básicamente en formaciones de baja permeabilidad, para permitir que los fluidos producidos o inyectados atraviesen un daño profundo y en el campo de la recuperación secundaria para el mejoramiento del índice de inyectividad del pozo y para la creación de canales de flujo de alta productividad en el área de drene del pozo productor.

En el Campo Palo Blanco se ha utilizado en pozos que producen en formaciones de arenisca de baja permeabilidad, como ya se comentó, la porosidad efectiva promedio el 14% y al revisar las permeabilidades de los pozos sometidos a este proceso, se observa que oscilan desde 0.18 hasta 0.99 mD, notando con estos datos la importancia de este tratamiento, que permite un incremento significativo de la permeabilidad.

Durante la operación, el bombeo de fluido se realiza de forma secuencial, primero se bombea un precolchón de salmuera o gelatina lineal, con el objeto de obtener parámetros y poder optimizar el diseño propuesto. Posteriormente se bombea un colchón de gelatina como fluido, el cual produce la fractura y abre la roca lo suficiente como para que pueda ingresar el agente de sostén; luego, se realiza el bombeo de tratamiento, que es un fluido cargado con arena, el cual apuntala la fractura y la mantiene abierta (PEMEX, 2008)⁶⁸.

4.2.3.1 Tipos de fluidos fracturantes

Muchos polímeros solubles en agua pueden ser utilizados para proporcionar una elevada viscosidad capaz de sustentar el apuntalante a temperatura ambiente, sin embargo, a medida que esta se incrementa la temperatura estas soluciones se adelgazan significativamente. Por su bajo costo, alto desempeño y fácil manejo, los fluidos base agua son muy usados en los tratamientos de fracturamiento hidráulico, sin embargo existen diversos tipos:

1. **Fluidos convencionales.**
 - Base agua.
 - Base aceite.
2. **Fluidos complejos.**
 - Dispersiones (emulsiones agua en aceite)
 - Base agua.
 - Base.
3. **Fluidos especiales.**
 - Espumas.
 - Combinados.
 - Ácidos.
 - Gases y alcoholes.

4.2.3.1.1 Fracturamiento base aceite

Los primeros fluidos base aceite utilizados en fracturamientos con apuntalante fueron aceites crudos estabilizados, este tipo de fracturamiento se utilizó en el Pozo Madrina 1017, de acuerdo a su producción, este es uno de los diez peores pozos del campo, tiene una porosidad del 12% y una permeabilidad de 0.2 mD, el aceite que produce es pesado, proveniente de un intervalo con areniscas. La ventaja de un fracturamiento con fluido base aceite estabilizado es que no causa daño y el flujo de retorno es incorporado directamente a la producción, sin embargo, son inflamables e impactan de manera severa el ambiente; su manejo y almacenamiento requieren de condiciones muy seguras, transportan arena en bajas concentraciones (máximo 3 o 4 lb/gal), las pérdidas por fricción en el sistema son muy altas, y la conductividad de la fractura que generan es baja (Castañeda, 2007)¹⁹.

En el caso del Pozo Padrino 1, para el año de 1979, se fracturó con fluido base aceite con colchón de Kerosina; los fluidos base diesel o kerosina aportan altos valores de viscosidad, lo que ayuda a transportar más arena con respecto a los fluidos base aceite y alcanzan geometrías de fractura mayores en ancho y longitud y por consiguiente una mayor conductividad; sin embargo, actualmente sólo se usan en formaciones altamente sensibles al agua, ya que su manejo y almacenamiento es de alto riesgo por ser muy volátiles y contaminantes, por lo que se recomienda el uso de fluidos fracturantes más limpios y ecológicos, que incluso se combinen con polímeros de alta eficiencia con activadores de alto desempeño, manteniendo una alta viscosidad durante mayor tiempo; de hecho, este mismo pozo, para el año del 2002, es sometido a un nuevo fracturamiento, pero ahora con un fluido base agua.

4.2.3.1.2 Fracturamiento ácido

En el caso del Campo Palo Blanco no se hace alusión al uso de fracturamiento ácido, debido a que las formaciones fracturadas corresponden con areniscas de la Formación Chicontepec, únicamente se empleó en el Pozo Cebollas 101 de la Formación Tamaulipas Superior conformada de calizas. En este pozo al tratamiento se adiciona Nitrógeno, para facilitar la recuperación del ácido utilizado cuando se acidifican pozos depresionados.

La diferencia entre el fracturamiento apuntalado y ácido, es que la conductividad de la fractura en una fractura apuntalada se obtiene colocando un material fuerte y muy permeable que mantenga abierta la fractura (apuntalante), luego de que el bombeo se ha detenido y el fluido se ha filtrado hacia la formación. En cambio, las fracturas ácidas aprovechan la gran reactividad de ciertas rocas del yacimiento con determinados fluidos, comúnmente ácidos, con lo cual se graban las paredes de la fractura de tal manera que al cerrarse la misma, quedan abiertos los conductos de gran permeabilidad, lo que permite la comunicación del pozo con el yacimiento (PEMEX, 2008)⁶⁷.

En el Campo Palo Blanco se observa que la porosidad intergranular es muy baja por la cementación de calcita, sin embargo, el fracturamiento ácido no es usado en areniscas, ya que el ácido fluorhídrico (HF) que es el ácido que podría usarse de forma efectiva en este tipo de rocas, sin embargo, no grabará adecuadamente la cara de la fractura; aún en este caso en que la arenisca contiene calcita como material cementante, la liberación de finos a través de la disolución de este material (cementante), taponará la fractura, aunado a que existe el riesgo de la formación de precipitados insolubles.

4.2.3.1.3 Fracturamiento con espumas

En el Campo Palo Blanco es muy utilizado el fracturamiento con espumas, usando Nitrógeno. Este fluido es ideal para el fracturamiento de formaciones de baja permeabilidad, productoras de gas o sensibles al agua; los pozos sometidos a este tratamiento corresponden a pozos productores de aceite pesado, con porosidades que van desde el 0.8% hasta el 15%, y permeabilidades de 0.2 hasta 0.99 mD, de la Formación Chicontepec, es decir, se aplica en areniscas, las ventajas que proporciona este tratamiento son:

- Baja pérdida de filtrado
- Baja pérdida de presión por fricción
- Alta viscosidad en la fractura inducida
- El daño a la formación es prácticamente nulo, debido a que el líquido filtrado es mínimo y sin residuos
- Limpieza rápida después de la intervención

La calidad de la espuma usada es del 70 al 90%, ya que en este rango su viscosidad es alta, abajo del 65% de calidad, la espuma es propiamente agua con gas atrapado y arriba del 95 % se convierte en niebla (PEMEX,2008)⁶⁷. La aplicación de este fracturamiento se ve limitado, puesto que a temperaturas mayores de 80°C se tornan inestables, sin

embargo, los pozos del campo no tienen esta limitante y pueden aprovechar sus ventajas, ya que las temperaturas no exceden los 65°C.

4.2.3.1.4 Aceite gelificado

Para este tipo de fracturamiento, el fluido fracturante gelado se hace fluir por algún tipo de mecanismo deslizante o como un fluido no homogéneo; los fluidos como el diesel, kerosina, y aceite crudo pueden ser "activados" con complejos de esteres ortofosfatos con sales de aluminio o ácidos grasos, o complejos con sosa cáustica. Este tipo de fracturamiento es una práctica común para aumentar las capacidades de transporte de apuntalante y viscosidad, ya que el polímero se degrada y el riesgo potencial de daño a la fractura de grandes cantidades de productos de polímeros insolubles es reducido, el complejo químico resultante puede ser referido como una asociación de polímero (Hernández, 2011)⁴¹. Sin embargo, los geles fracturantes no son fácilmente caracterizados por viscosímetros convencionales, lo que limita su uso en el trabajo de campo. En el Pozo Madrina 1054 del Campo Palo Blanco, se propone el uso de este método en su tratamiento, pero finalmente se someten varios intervalos a tratamiento de fracturamiento hidráulico espumado con Nitrógeno.

4.2.3.1.5 Agente sustentante.

Junto con el fluido fracturante se introduce a la formación un agente sustentante, a fin de mantener abierta la fractura al terminar el tratamiento y establecer un conducto de alta permeabilidad entre la formación y el pozo. El sustentante que se ha utilizado generalmente en el Campo Palo Blanco, según los reportes, son arenas cuarcíticas o de sílice, aunque también puede utilizarse fragmentos de cáscara de nuez y perlas de vidrio de alta resistencia a la compresión. El sustentante se adiciona al fluido fracturante cuando la fractura es lo suficientemente amplia y permite su introducción, se acumula en el fondo de la fractura, formando un banco que crece en longitud y altura, disminuyendo el área de flujo de la lechada, aumentando su velocidad hasta alcanzar un valor que permite mantener en suspensión al sustentante, denominada velocidad de equilibrio; la fractura queda definida por altura, longitud y amplitud; en la figura 4.12 se muestra la evaluación de la concentración de apuntalante en el cuerpo de la fractura, se distingue que el apuntalante se concentra en la parte central de la fractura. Los factores que afectan la conductividad de fractura son:

- Composición del apuntalante.
- Propiedades físicas del apuntalante.
- Permeabilidad empacada del apuntalante.
- Efectos de la concentración de polímeros después del cierre de la fractura.
- Movimientos de finos de formación en la fractura.
- La degradación del apuntalante a lo largo del tiempo

Tipo de arena	Resistencia	Malla	Nombre comercial
Cuarcita	Hasta 4000	20/40; 16/30; 12;20	Otawa, Unimin, Voca
Sintética	Hasta 8000	20/40; 12;20	Econoprop, Valueprop
Sintética	Hasta 10000	20/40; 12;21	Naplite, Carbolite
Sintética	Hasta 12000	20/40; 12;22	Carboprop, Interprop
Sintética	Hasta 14000	20/40	Carbohsp, Sintered Bauxite
Cuarcita curable cubierta con resina	Hasta 5000	20/40; 16:30	Super LC, Acfrac SB Excel
Cuarcita curable cubierta con resina	Hasta 6000	20/40; 16:31	Super DC, Acfrac SB Prime
Cuarcita curable cubierta con resina	Hasta 10000	20/40	Magnaprop, Ceramex E
Cuarcita curable cubierta con resina	Hasta 12000	20/40	Dynaprop, Ceramex I
Cuarcita curable cubierta con resina	Hasta 14000	20/40	Hyperprop, Ceramex P

Fig. 4.13 Los principales apuntalantes utilizados en México (PEMEX, 2008) ⁶⁷.

En la figura 4.13, se muestran los principales apuntalantes utilizados en México (PEMEX, 2008)⁶⁸. Las propiedades físicas que debe tener un apuntalante y que impactan en la conductividad de la fractura son:

- Resistencia
- Distribución y tamaño del grano
- Cantidad de finos e impurezas
- Redondez y esfericidad
- Densidad

En el Pozo Padrino 1, se utilizó una malla 12/20 de arena cuarcitica blanca de 4000 psi de resistencia a la compresión, su nombre comercial es Ottawa, para este pozo la presión máxima alcanzada en la última etapa fue de 6042 psi, pero toda la operación se mantiene cerca de los 4000 psi por lo que fue un material adecuado para el tratamiento; este fue el pozo que alcanzó la presión más alta, en los demás pozos ni siquiera se alcanza los 4000 psi, por lo que se utiliza el mismo tipo de arena, en mallas de 12/20 o 16/30.

4.2.3.2 Metodología del diseño

Los parámetros más importantes para el diseño de un tratamiento de fractura son:

- a) Propiedades mecánicas de la roca: esfuerzo de cierre de la roca, módulo de Young, relación de Poisson y Toughness de la fractura.
- b) Propiedades petrofísicas: permeabilidad, porosidad, saturación de agua, composición mineralógica.

- c) Propiedades del fluido del yacimiento: Si es aceite, el peso específico, composición, asfaltenos, parafinas, etc. Si es gas, su composición, contenido de ácido sulfhídrico, coeficiente de compresión, etc.
- d) Propiedades del yacimiento: presión original, presión de fondo estática y fluyendo, gradiente de temperatura.

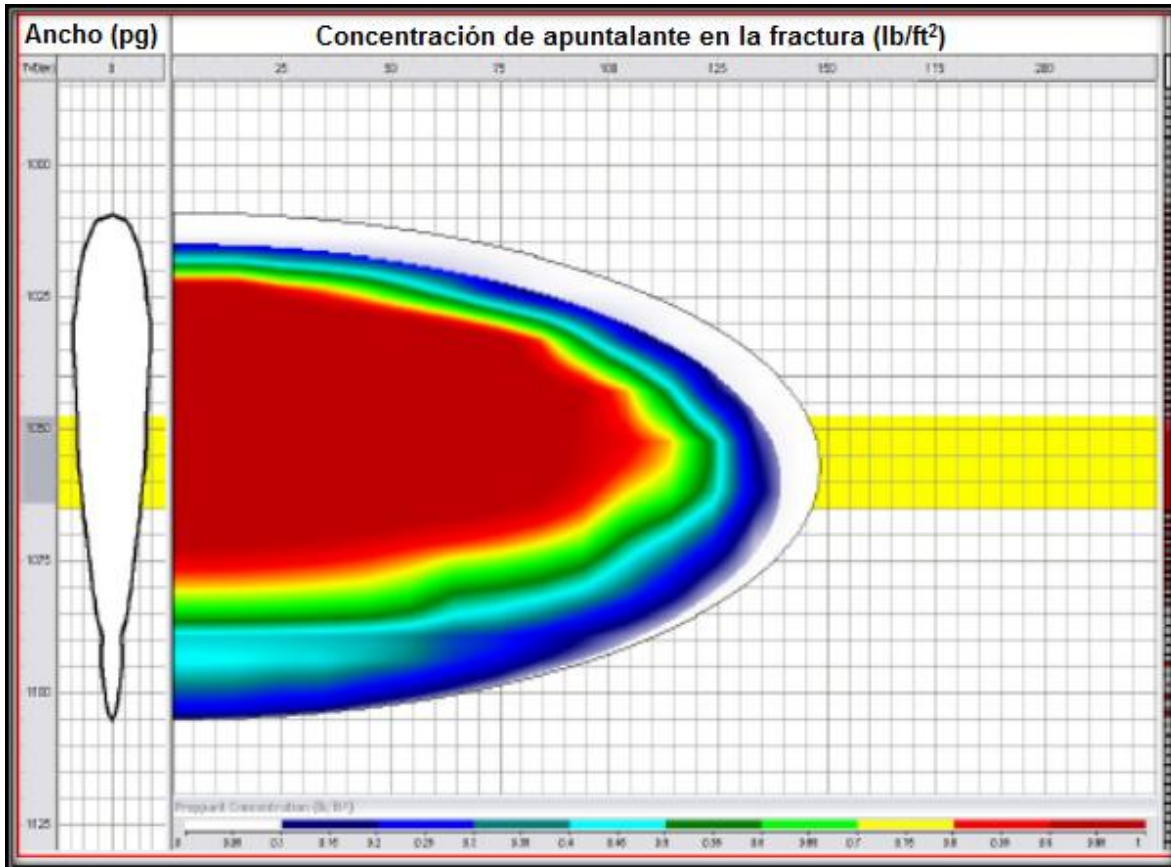


Fig. 4.12. Concentración de apuntalante en el cuerpo de la fractura.

Para generar un buen diseño de la operación debe contarse con una cantidad de información previa y con una serie de herramientas como:

- Registros eléctricos.
- Análisis pre y postfractura de pozos vecinos.
- Estudios de laboratorio sobre propiedades de la formación
- Características del fluido de fractura y del apuntalante.
- Resultados del análisis de la presión transitoria del yacimiento para estimar su permeabilidad y daño.
- Simuladores del comportamiento de la producción del yacimiento.
- Modelos para el diseño de fracturas hidráulicas.
- Análisis de pruebas micro y minifrac.
- Análisis postfractura de pozos vecinos.

Una vez que se cuente con esta información se debe hacer la validación del pozo propuesto tomando en cuenta los siguientes factores:

- Validación de las condiciones del pozo y del yacimiento, es decir, la declinación de la producción o por debajo de lo esperado.
- Identificar presencia de pseudodaños o condiciones que limitan el potencial de producción de un pozo y que no pueden ser corregidas mediante un tratamiento de estimulación.

Ya analizado lo anterior, hay que hacer la determinación y caracterización del daño a través de pruebas de variación de presión, puede confirmarse con análisis nodal y es caracterizado a través de pruebas de laboratorio, y a partir de esto seleccionar el sistema de fluidos para el tratamiento y hacer el cálculo de los parámetros para la ejecución.

En el caso general de las areniscas productoras del Grupo Chicontepec, ya se ha comentado que los costos son mucho más altos que en la región sur del país, por lo que no debemos olvidar realizar un análisis económico. La metodología que recomienda PEMEX (2008)⁶⁸ para para optimizar económicamente el diseño de la fractura es:

1. Selección del sistema de fluidos aplicable a la formación.
2. Selección del apuntalante basándose en su resistencia y conductividad.
3. Determinación del volumen a bombear y la programación de inyección de material sustentante.
4. Determinación del máximo gasto de bombeo permitido, basándose en la limitante de presión de los cabezales y tuberías.
5. Selección de un modelo apropiado de la propagación de la fractura y conductividad.
6. Determinación de la entrada de datos requeridos para el modelo geométrico seleccionado.
7. Determinación de la penetración y conductividad de la fractura para una selección del tamaño del tratamiento y concentración del apuntalante por medio de un simulador.
8. Determinación del gasto de producción y recuperación acumulada en un determinado periodo seleccionado para una penetración de apuntalante y su correspondiente conductividad.
9. Cálculo del valor presente de los ingresos netos de la producción basada en un gasto discontinuo.
10. Cálculo del costo total del tratamiento, incluyendo los costos asociados con los fluidos, apuntalante y caballaje hidráulico.
11. Cálculo del VPN para la fractura, pero sustrayendo el costo del tratamiento del ingreso neto descontado del pozo.
12. Repetición del ciclo del proceso computacional hasta que el VPN decrece o se llega a la máxima longitud.

13. Construcción de curvas mostrando el VPN de la fractura con otros criterios económicos apropiados contra la penetración de la fractura. La producción acumulada para una longitud específica estará aumentando.

4.3. Productividad de los pozos dentro del Campo Palo Blanco

La producción en el Campo Palo Blanco ha sido de forma bastante irregular debido a que no se ha dado énfasis a la perforación de pozos de desarrollo en esta área, aunado a la escasa permeabilidad de los intervalos perforados y la rápida caída de presión de los yacimientos. Los primeros datos de producción datan de finales de los años sesentas, donde hubo periodos en los que la producción de aceite fue prácticamente nula, no fue sino hasta mediados de los setentas cuando la producción se vuelve un tanto más continua registrándose un pico en los años noventa. La producción cayó drásticamente para finales de dicha década e incluso vuelve a ser intermitente en la primer década del siglo XXI, pero a finales de la misma se registra un nuevo pico de producción que perdura hasta los últimos registros en el año de 2012, dado que se intensificaron las labores de perforación de pozos de desarrollo y el mantenimiento de los pozos previamente perforados. Todo lo anterior se ve reflejado en el histórico de producción obtenido de la base de datos institucional de PEMEX. De forma más particular, la intensificación de perforación de pozos en el campo a partir de 2009 dio lugar a la instalación de macroperas en el campo, las cuales se han implementado en otros campos de forma exitosa para la extracción de hidrocarburos. Al Norte del Campo Palo Blanco, en las vecindades del Campo Soledad, se perforaron las primeras tres macroperas en el campo (Figura 4.14), en donde también se ha llevado a cabo la perforación de pozos de forma más exhaustiva que en cualquier otra área del campo.

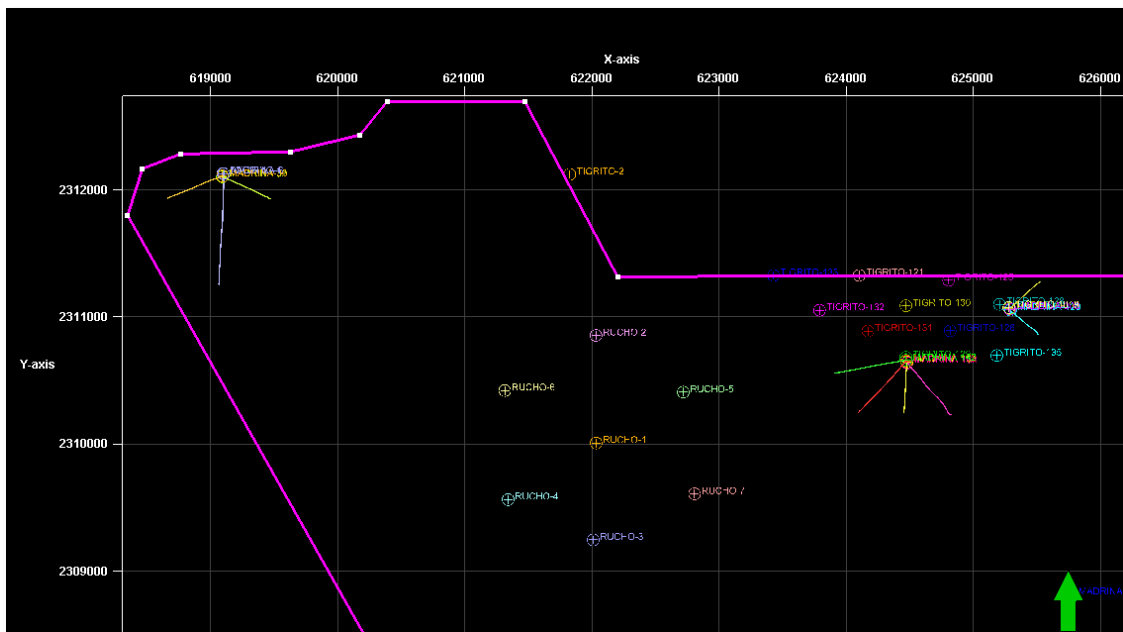


Figura 4.14 Distribución de pozos al norte del Campo Palo Blanco, pueden apreciarse 3 de las macroperas existentes en el campo

Los pozos Madrina-6, Madrina-32 y Madrina-36 que componen la Macropera 1, tienen intervalos productores entre las Discordancia A y B (Figura 4.15 y 4.16). En esta Macropera se tienen registrados los valores de producción inicial más bajos 11, 18 y 13 barriles por día respectivamente para los pozos anteriormente mencionados.

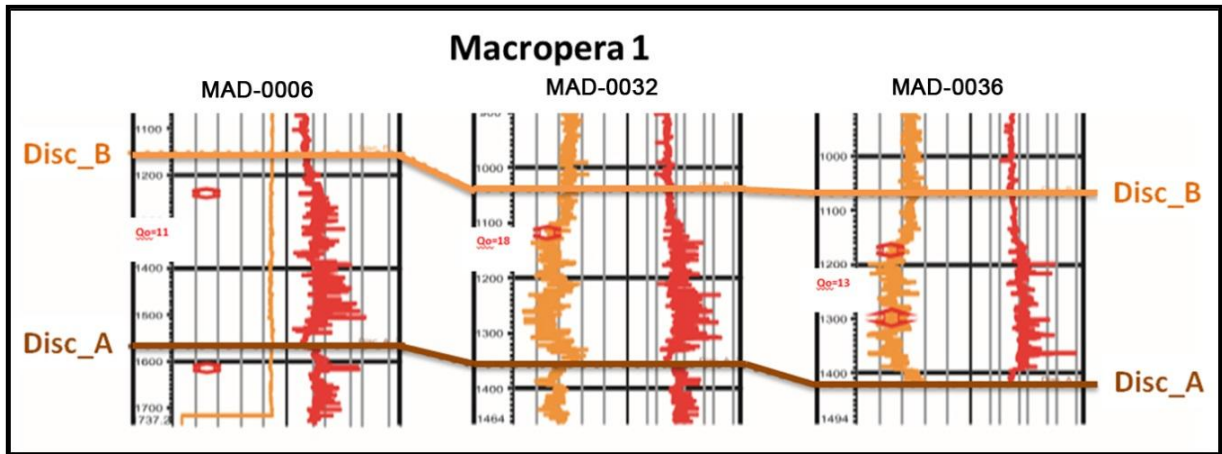


Figura 4.15 Registro de rayos gamma y resistividad donde se indican los intervalos productores en los pozos de la Macropera 1 (CNH-UNAM, 2012)²².

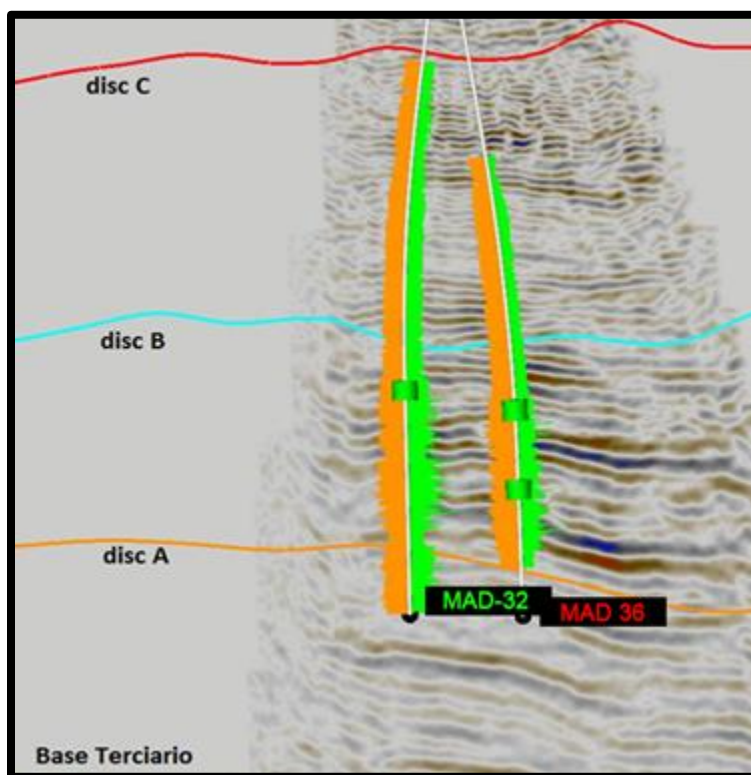


Figura 4.16 Intervalos productores de los pozos Madrina-32 y Madrina-36 (CNH-UNAM, 2012)²³.

La Macropera 2 se encuentra formada por los pozos Madrina-161, Madrina-162 y Madrina-163; la producción obtenida de estos pozos es proveniente de las Discordancias A y B (Figura 4.17) de un paquete que es posible correlacionar en toda la macropera; sus valores de producción son del orden de 35, 41 y 10 barriles por día respectivamente.

La Macropera 3, compuesta de los pozos Madrina-109, Madrina-129 y Madrina-208, al igual que las 2 anteriores, obtiene su producción de entre las Discordancias A y B (Figura 4.18), a varias profundidades. La producción inicial para cada uno de los pozos es de 43, 27 y 19 barriles por día respectivamente.

Además se realizó el análisis de una sección (Figura 4.19) que contiene cuatro pozos: Madrina-874, Madrina-112, Madrina-102 y Madrina-286. Los cuales obtienen producción de entre las Discordancia A y B, y sus valores iniciales son 42,15 y 42 b/d respectivamente. Estos pozos no son pertenecientes a alguna macropera pero son de los que mejores valores de producción tienen en el campo. En la figura 4.20 se muestran los pozos que cuentan con información disponible acerca de los intervalos productores.

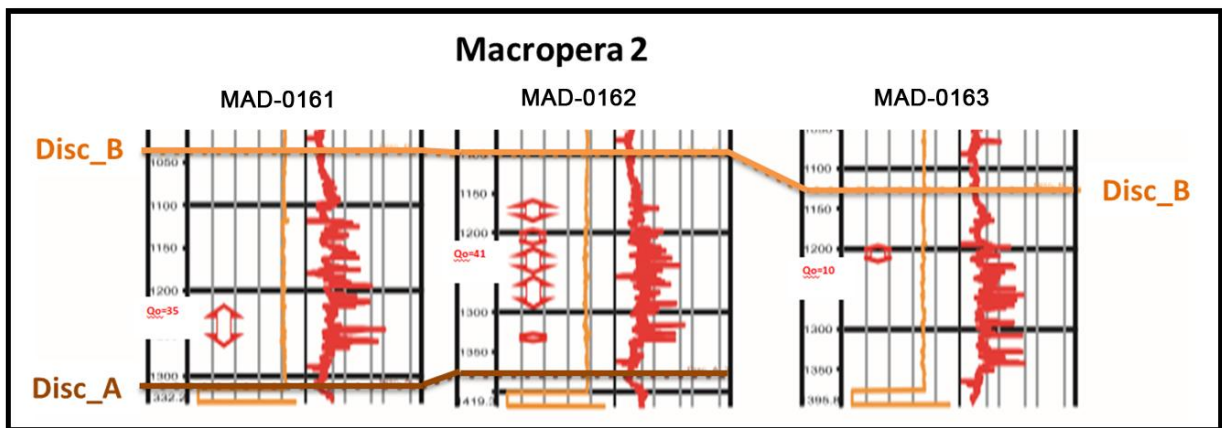


Figura 4.17 Registro de rayos gamma y resistividad donde se indican los intervalos productores en los pozos de la Macropera 2 (CNH-UNAM, 2012) ²².

Las respuestas con valores bajos de rayos gamma en los pozos de las 3 macroperas y de la sección de pozos que cuentan con dicho registro están asociadas a buena porosidad y contenido de arenas; además, y en general la respuesta del registro de resistividad nos indica las zonas con presencia de hidrocarburos

El pozo Madrina 319 ubicado al Oeste del campo es el que mejor gasto inicial ha registrado en todo el campo (49 barriles por día), sin embargo, se encuentra cerrado dado que resultó ser un mal productor. También se ha obtenido producción en las calizas oolíticas de la Formación San Andrés a través de los pozos Rucho-1 y Madrina-105, en el primero con gastos iniciales considerablemente mayores que los generalmente obtenidos en el Grupo Chicontepec. Asimismo se tiene el antecedente del pozo Madrina-106 que resultó invadido de agua salada en la Formación Tamabra lo cual se presume fue resultado de una cementación de tuberías de revestimiento mal elaborada.

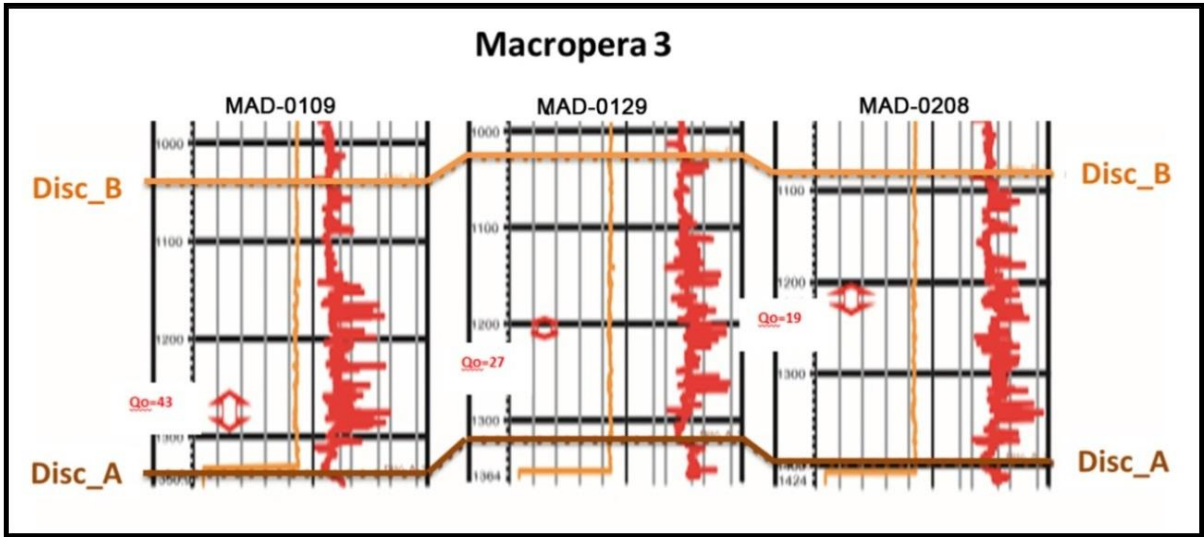


Figura 4.18 Registro de rayos gamma y resistividad donde se indican los intervalos productores en los pozos de la Macropera 3 (CNH-UNAM, 2012) ²³.

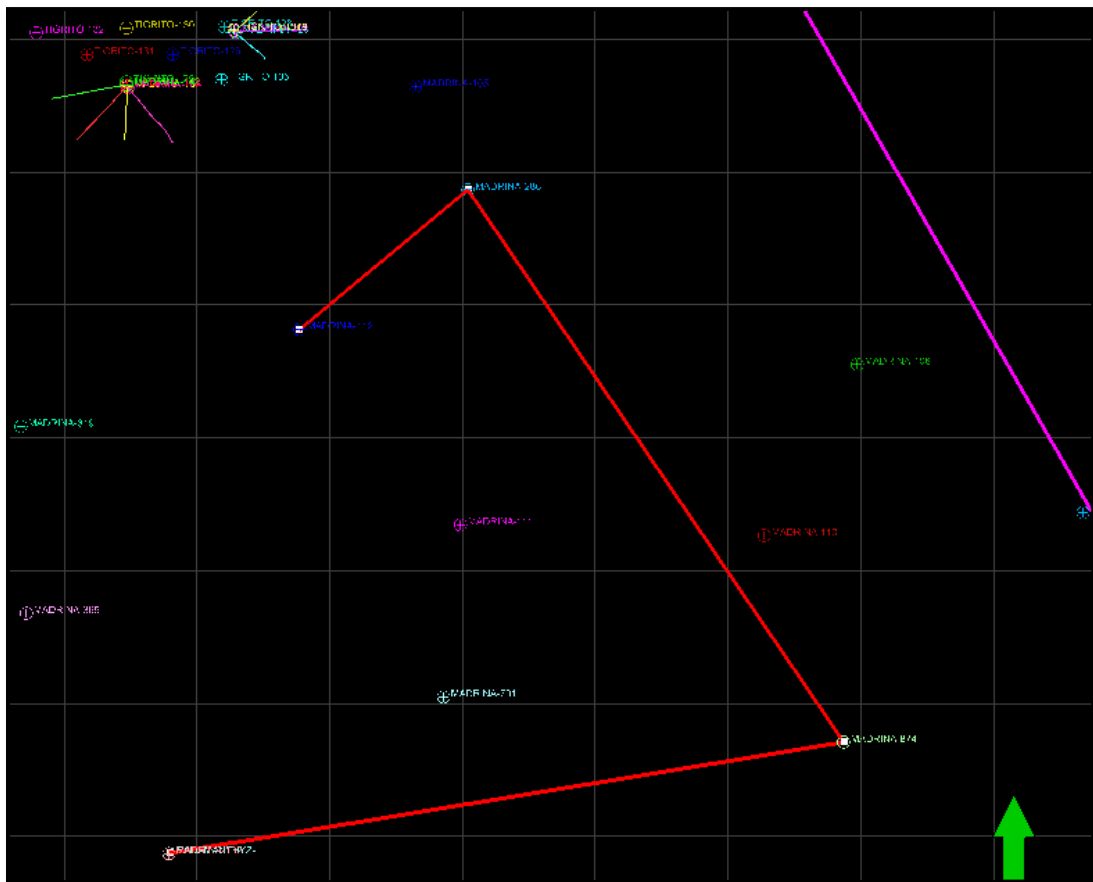


Figura 4.19 Sección analizada (Linea roja)

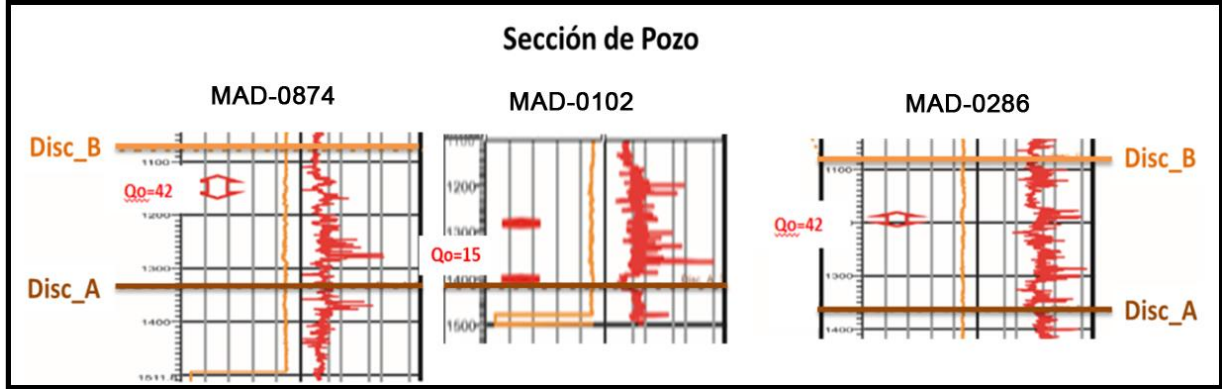


Figura 4.20 Registro de rayos gamma y resistividad donde se indican los intervalos productores en los pozos de la sección analizada (CNH-UNAM, 2012) ²³.

A continuación en la Tabla 4.12 se presenta un concentrado de 35 pozos del Campo Palo Blanco que cuentan con información de producción de hidrocarburos y su situación respecto a la misma.

Nombre del pozo	Datos de producción
Cebollas - 0101	Entre los primeros 10 productores, con una interrupción de 13 años
Rucho - 0001	Resultado productor en la Formación San Andrés, sin embargo se encuentra cerrado dado que se invadió rápidamente de agua salada y se le clasifica entre los 10 peores productores
Rucho - 0003	Entre los 10 peores productores
Padrino - 0001	Entre los 10 peores productores, produjo solo unos cuantos años
Radamanthyz - 0001	Entre los 10 primeros productores
Madrina - 0006 (Macropera 1)	Entre los 10 peores productores, con valores iniciales bajos de 11 bpd
Madrina - 0032 (Macropera 1)	Entre los 10 primeros productores, pero con valores iniciales bajos 18 bpd, ha tenido una producción continua
Madrina - 0036 (Macropera 1)	Entre los 10 primeros productores, pero con valores iniciales bajos 13 bpd, se considera buen productor, ha tenido una producción continua
Madrina - 0101	No productor
Madrina - 0102	No productor, valor inicial bajo de 15 bpd
Madrina - 0103	No productor
Madrina - 0105	Productor de forma intermitente de la formación San Andrés
Madrina - 0106	No pues resultado Invasión de agua salada en los intervalos probados
Madrina 0109 (Macropera 3)	Entre los 10 primeros productores, con buenos valores iniciales de 43 bpd, tuvo una interrupción de 1 año

Tabla 4.12 (Parte 1) Concentrado de pozos con información de producción en el Campo Palo Blanco y su situación.

Nombre del pozo	Datos de producción
Madrina - 0110	No productor por poca permeabilidad e invasión de agua salada
Madrina - 0111	No productor por invasión de agua salada
Madrina - 0112	Fue probado en Formacion San Andrés, produjo un breve tiempo y posteriormente obturado por la baja permeabilidad y se cambió el intervalo a Chicontepec medio donde existieron problemas de arenamiento, 2 interrupciones de 2 y 4 años
Madrina - 0115	No productor por invasión de agua salada
Madrina - 0120	Produjo en Tamabra de forma intermitente pero se obturo a ese nivel por alto corte de agua, se cambió de intervalo a la Megasecuencia Media, posteriormente se obturaron esos primeros intervalos para luego cambiar a la parte superior de la misma formación.
Madrina - 0129 (Macropera 3)	Entre los 10 primeros productores, con un valor inicial intermedio de 27 bpd, tuvo una interrupción de 1 año
Madrina - 0142	Entre los 10 peores productores
Madrina-0161 (Macropera 2)	Productor, con buenos valores iniciales 35 bpd
Madrina - 0162 (Macropera 2)	Entre los 10 primeros productores, con buenos valores iniciales 41 bpd, interrupcion de 6 meses
Madrina - 0163 (Macropera 2)	Productor pero con valores iniciales bajos 10 bpd
Madrina - 0208 (Macropera 3)	Productor pero con valores iniciales bajos 19 bpd
Madrina - 0264	Entre los 10 primeros productores, se le considera buen productor, ha tenido una producción continua
Madrina - 0286	Entre los 10 primeros productores, se le considera buen productor, obtuvo un gasto inicial de 42 bpd y ha tenido una producción continua
Madrina - 0319	Entre los 10 peores productores, a pesar de que obtuvo el mejor gasto inicial de todo el campo (49 bpd) está considerado como mal productor
Madrina - 0365	Entre los 10 peores productores
Madrina - 0791	Entre los 10 peores productores,
Madrina - 0874	Entre los 10 peores productores, cerrado por poca producción pero obtuvo un buen valor inicial de 42 bpd
Madrina - 1017	Entre los 10 peores productores, mal productor
Madrina - 1054	Entre los Buen productor
Madrina - 2640	Entre los 10 primeros productores, ha tenido una producción continua
Depeche - 101D	Entre los 10 primeros productores, solo produjo la mitad del tiempo total

Tabla 4.12 (Parte 2) Concentrado de pozos con información de producción en el Campo Palo Blanco y su situación.

Se tiene como dato importante el hecho de que las fallas laterales presentes en el campo constituyen las principales rutas de migración de hidrocarburos, por lo que perforar pozos

en las inmediaciones de las mismas tiene implícito un alto riesgo de que estos resultasen improductivos.

Capítulo 5: Desarrollo del campo



5.1 Modelo Petrofísico

En el Campo Palo Blanco la interpretación petrofísica se efectuó a partir de las propiedades físicas de las rocas medidas con los registros geofísicos de pozos y datos de producción; con el modelo petrofísico empleado se puede realizar el cálculo del volumen de arcilla, porosidad efectiva, saturación de fluidos y permeabilidad. Sin embargo, puede mejorarse si se dispone de registros de imágenes de pozo y registros de echados o de potencial natural.

En el Campo Palo Blanco la Megasecuencia Media es la de mayor importancia por contener numerosos cuerpos lenticulares areno-arcillosos que representan potenciales rocas almacenadoras; y en menor medida la Megasecuencia Inferior y Megasecuencia Superior, ya que presentan horizontes arenosos dispersos y con poca continuidad lateral. En la Megasecuencia superior se tiene una porosidad pobre a regular, ya que estas rocas se encuentran constituidas por componentes areno-arcillosos, pero pese a estas condiciones se presentan desarrollos arenosos con impregnación de aceite. En cuanto a la Megasecuencia Inferior, esta presenta una porosidad del tipo primario de pobre a regular, dada la constitución areno-arcillosa de los sedimentos que la forman, las impregnaciones de aceite son eventuales y de grado pobre.

En general la porosidad observada es pobre debido a la constitución areno-arcillosa de sus sedimentos, pero cabe mencionar que en los cuerpos arenosos se detectaron porosidades de grado regular a bueno, con variaciones de entre el 8 al 17% con un promedio del 13.8%, siendo estas rocas de tipo primaria intergranular y secundaria en fracturas, haciéndola un medio propicio para almacenar hidrocarburos. La impregnación de hidrocarburos se encuentra principalmente en porosidad secundaria formada por disolución de cemento calcáreo formando microvúgulos, también se tienen estilolitas y microfracturas. En la Figura 5.1 se graficaron los rangos de variación de la porosidad y permeabilidad de núcleos.

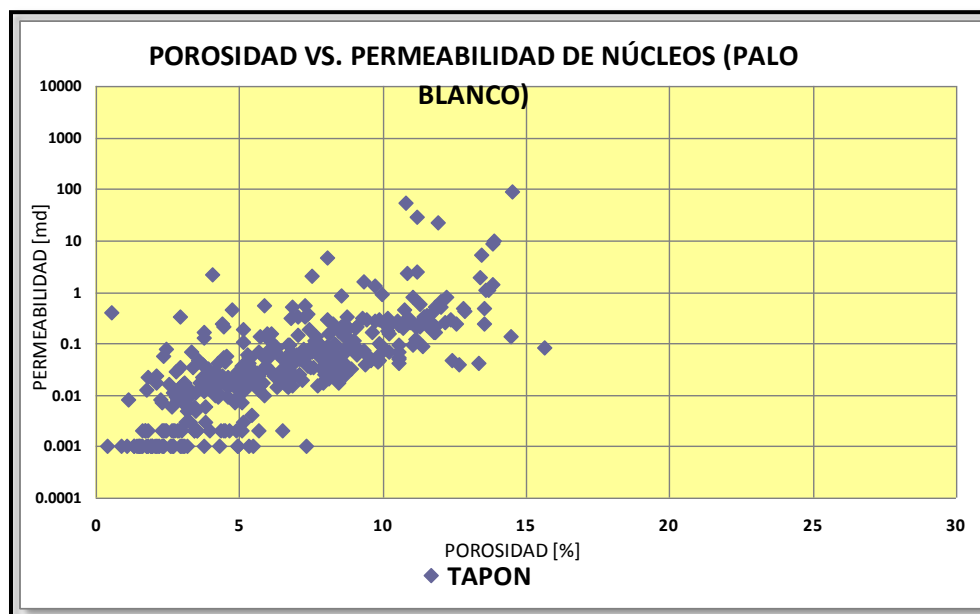


Fig. 5.1. Porosidad contra permeabilidad en el sector Palo Blanco (CNH-UNAM, 2012)²³.

De acuerdo al análisis de núcleos (Figura 5.2), en el Campo Palo Blanco en promedio se tiene un mayor porcentaje de calcita respecto al de cuarzo, la cantidad de arcilla no es tan alta en los intervalos arenosos, ya que en promedio se tiene 8% y este valor incluso puede estar sobreestimado ya que no se ha efectuado una corrección por contenido de uranio y edad de la roca. El valor de porosidad efectiva se reduce, al utilizar un modelo petrofísico que incluya calcita, por lo que la porosidad efectiva de corte puede ser menor a la considerada; la saturación de agua también se reduce por lo que el valor de saturación de agua podría ser mayor al utilizado de $S_w=65\%$ con los valores que se han calculado con el modelo el cual corresponde con un valor de $S_w \leq 70\%$.

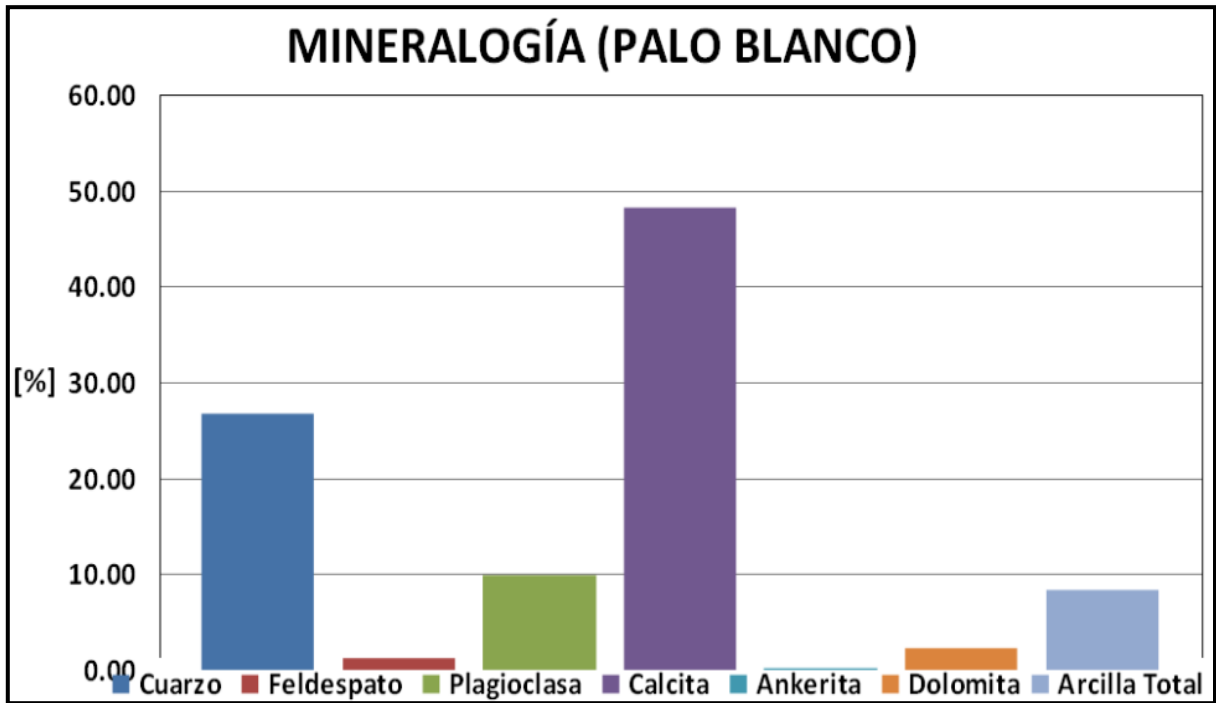


Fig. 5.2. Porcentaje de minerales promedio en núcleos del sector Palo Blanco.

De los análisis de núcleos en los pozos del sector de Palo Blanco se tomaron los siguientes valores: el exponente de cementación $m=1.98$, el coeficiente de tortuosidad $a=0.9$, la resistividad del agua de formación $R_w=0.1\text{ohm-m}$ y el exponente de saturación $n=1.96$. Se confirmaron estos valores a partir de las mediciones de registros geofísicos de pozos y se verificó también el valor de corte de saturación de agua de 70% para esta área.

5.2 Ingeniería de Yacimientos

El estudio integral de los yacimientos nos permite llevar a cabo la explotación racional de estos y así maximizar su valor económico, donde la caracterización dinámica juega un papel importante en el proceso, ya que es necesaria la identificación y evaluación de los elementos que afectan la explotación del campo; esto se puede lograr a través del análisis de variables que indican el comportamiento del sistema, tales como presión, temperatura y flujo. Sin embargo, en el Campo Palo Blanco se tiene un nivel de conocimiento bajo en

el modelo estático, geomecánico y de simulación dinámica; los pozos del campo con los que se cuenta con más información son el pozo Madrina 1017 y Madrina 1054, ambos ubicados al Suroeste del campo. Estos pozos se encuentran en una posición geográfica cercana (Figura 5.3), sin embargo, llama la atención que el pozo Madrina 1017 es clasificado como un pozo de mala producción a diferencia del pozo Madrina 1054 que es uno de los pozos más productivos del Campo, siendo esto un claro ejemplo de la importancia de optimizar la ubicación y productividad de los pozos.

En el Campo Palo Blanco, el promedio del gasto inicial en los pozos estudiados corresponde con 27 BPD, que corresponde a gastos muy bajos a pesar de que los cuerpos en conjunto presentan espesores considerables. La baja productividad se explica por el hecho de que las unidades arenosas se encuentran fuertemente cementadas por calcita, lo que reduce en gran medida la porosidad.

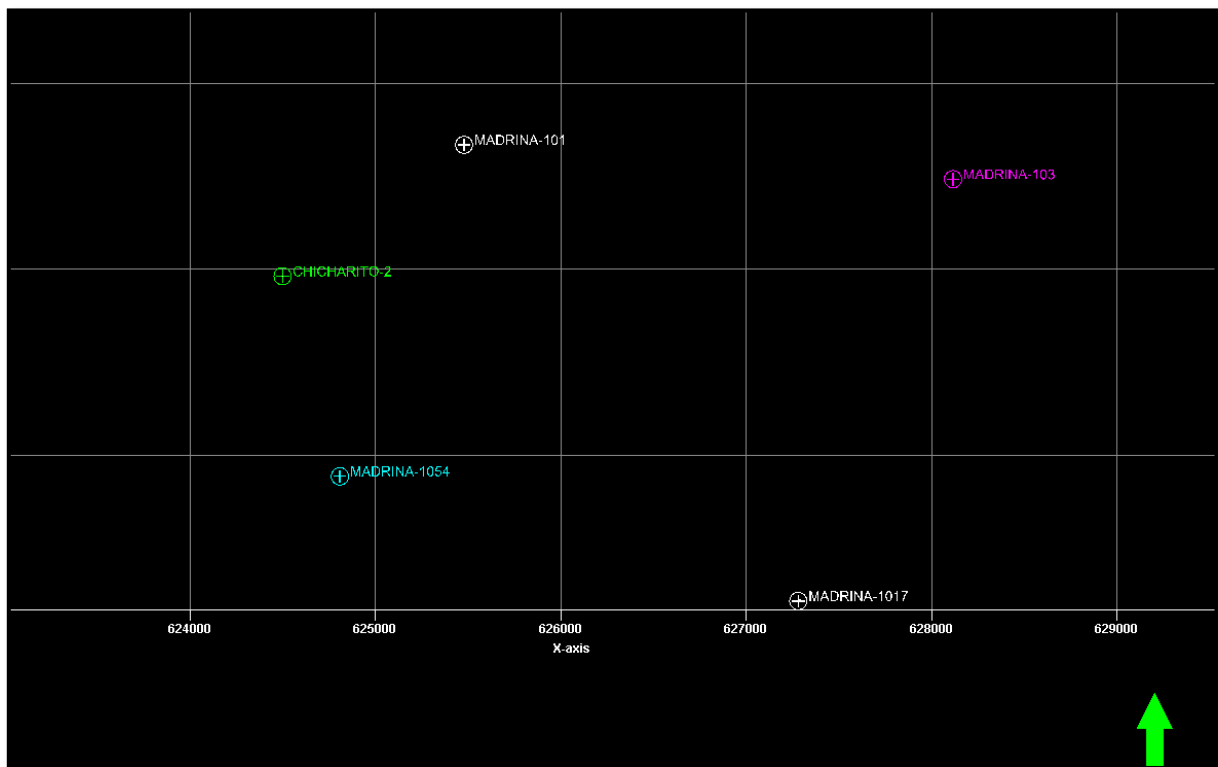


Figura 5.3 Posición de pozos perforados en la porción suroeste del Campo Palo Blanco.

5.2.1 Antecedentes de investigación en el Campo Palo Blanco

5.2.1.1 Pozo Madrina 1017

En la columna geológica del pozo Madrina 1017, son de interés los horizontes arenosos de la Megasecuencia Media, la cual cuenta con el análisis de tres núcleos obtenidos de manera convencional. En la figura 5.4 se muestran imágenes del núcleo de intervalo 1260 a 1261 metros, en este intervalo se presentó ligera impregnación de aceite ligero en

porosidad intergranular en areniscas, donde se puede apreciar que hay ligero oscurecimiento de la roca por la presencia de hidrocarburos.



Fig. 5.4 Intervalo del núcleo de 1260 – 1261 metros con ligera impregnación de aceite del Pozo Madrina 1017, del Campo Palo Blanco (CNH-UNAM, 2012)²³.

Por otro lado, se registró una manifestación de gas en el intervalo 1319 a 1330 metros, los que se muestran en la figura 5.5 que corresponde con registros geofísicos donde se identifica este intervalo la saturación de hidrocarburos marcados en color verde y el cálculo de la permeabilidad en amarillo. En el intervalo se tiene 12% de porosidad, una permeabilidad de 0.2 mD y su producción correspondió a aceite pesado; se sometió a fracturamiento espumado para mejorar su producción.

Como se ha indicado, los yacimientos del Grupo Chicontepec se encuentran en cuerpos independientes en lentes de arenas que se encuentran a profundidades que varían de 800 a 2400 metros, que son considerados no convencionales por sus características petrofísicas, baja permeabilidad con alto contenido de arcillas y relativa baja presión (Narváez, 2012)⁵⁴. La presión original en la mayoría de los yacimientos es del orden de 220 Kg/cm² que corresponde a un valor por debajo de la presión inicial del Campo Akal en Cantarell, que es uno de los campos más importantes en cuanto a producción, y que en los inicios de su explotación los yacimientos tenían una presión inicial de 270 kg/cm².

En la figura 5.6 se muestran datos de presión y temperatura del Campo Palo Blanco, esta medición se llevó a cabo en el año 2009 al Pozo Madrina 1017 y corresponde a datos obtenidos con sensores de memoria con registro a pozo cerrado.

En la Figura 5.7 se muestran graficados los datos de la Tabla 5.1 que indican el comportamiento de la presión con respecto a la profundidad del pozo, se ha encontrado que durante la explotación de los yacimientos se alcanza rápidamente la presión de saturación, provocando disminución en la productividad por altas relaciones gas-aceite, además de que ocurre en promedio el 40% de la caída de presión del sistema integral “yacimiento-sistema de recolección”, en la mayoría de los yacimientos (Narváez, 2012)⁵⁴; los datos mostrados del Pozo Madrina 1017 corresponden a mediciones del año 2009 con 1584.52 psi; para el año 2010 este pozo disminuyó su presión a 1300 psi.

En el proceso de explotación es importante mantener el gas en solución ya que esto facilitará las condiciones para poder alcanzar un alto nivel de recuperación de los pozos, pero en la información revisada no se documenta un procedimiento que se esté usando para propiciar la producción en una sola fase, por lo que sería recomendable analizar algún proceso de inyección de agua en proceso o pruebas de inyección de gases como gas natural o CO₂.

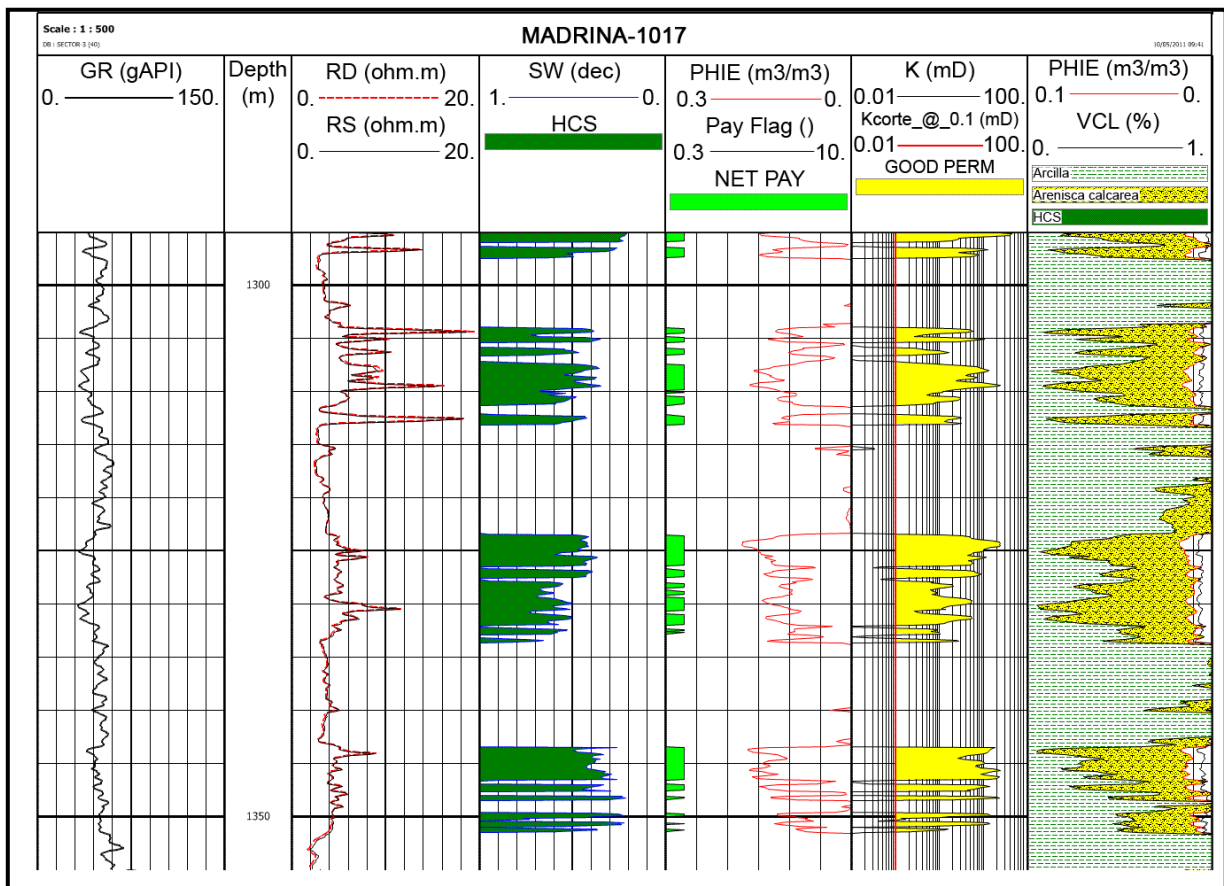


Fig. 5.5 Manifestación de gas en el intervalo 1319 a 1330 metros, la saturación de hidrocarburos se marca en color verde del Pozo Madrina 1017.

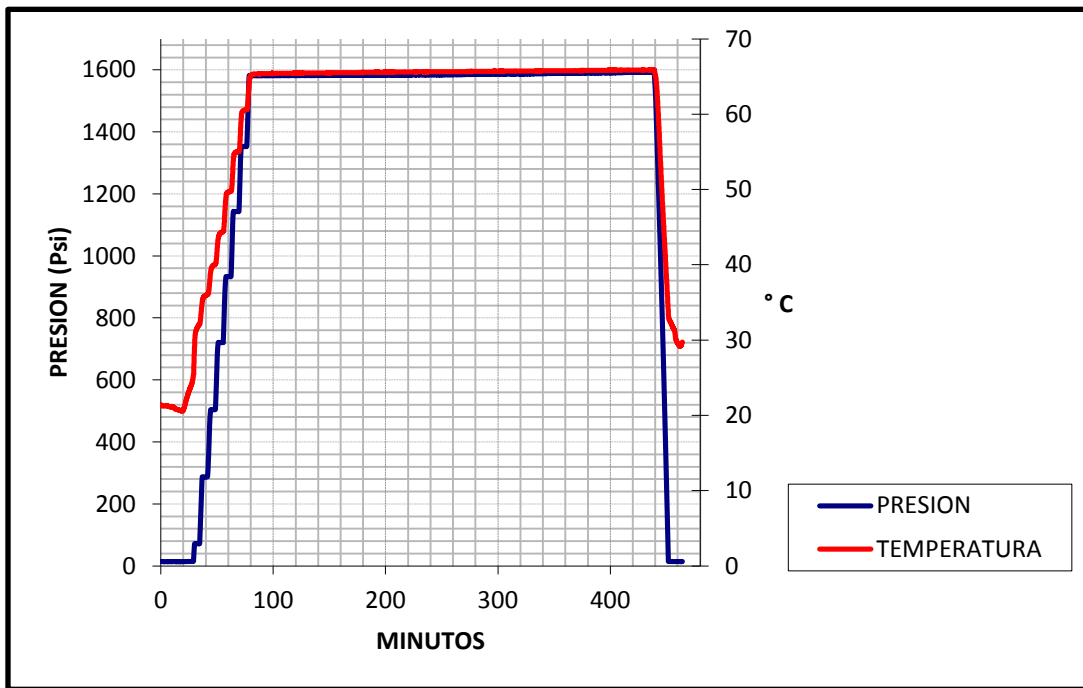


Fig. 5.6 Medición de presión y temperatura con sensores de memoria registro a pozo cerrado del Pozo Madrina 1017.

PROF. (metros)	PRESION		GRADIENTE (Kg/cm ² /m)	TEMPERATURA	
	(PSI)	(Kg/cm ²)		°C	°F
0	13.89	0.98	-----	20.88	69.58
150	14.05	0.99	0.0001	21.01	69.82
300	71.66	5.04	0.0270	31.49	88.68
450	287.54	20.22	0.1012	35.88	96.58
600	504.05	35.45	0.1015	39.88	103.78
750	720.53	50.67	0.1015	44.24	111.63
900	933.17	65.62	0.0997	49.67	121.41
1050	1143.06	80.38	0.0984	54.96	130.93
1200	1352.80	95.13	0.0983	60.51	140.92
1364	1584.52	111.43	0.0994	65.66	150.19
N.M.D. (MTS.)	PSI	Kg /cm ²	Kg /cm ² /m		
1364	1584.52	111.43	0.0994		

Tabla 5.1. Datos de pruebas de presión del Pozo Madrina 1017.

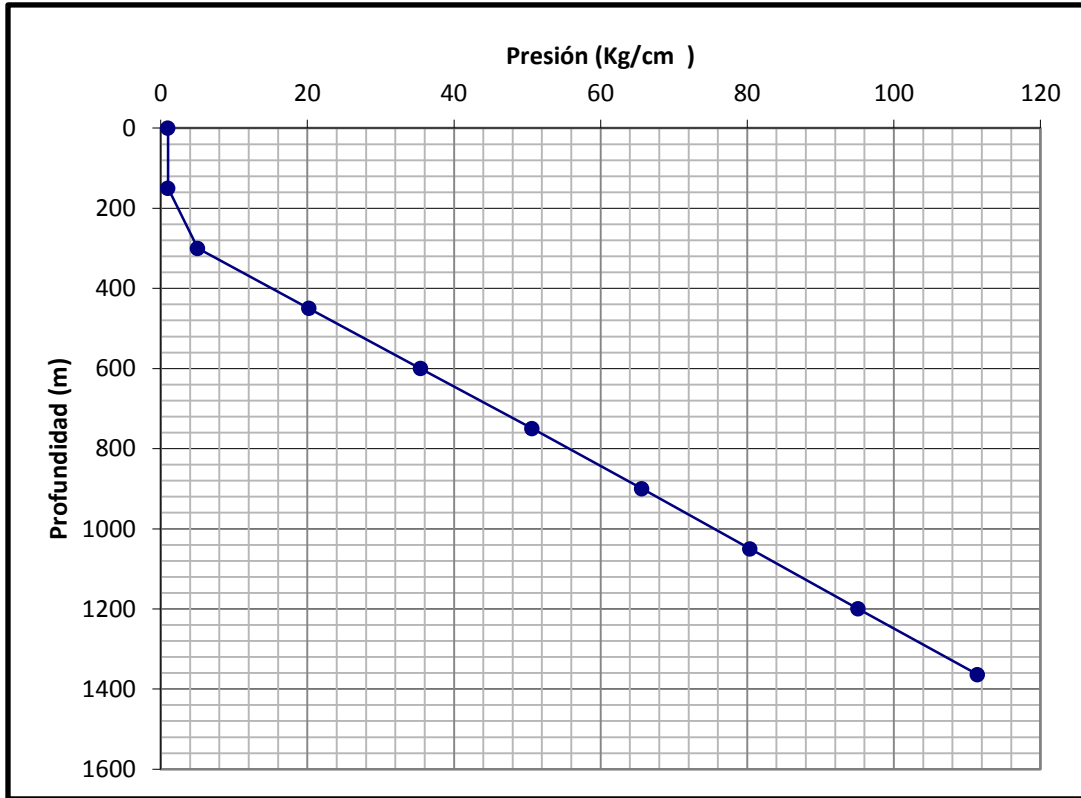


Fig. 5.7 Comportamiento de la presión con respecto a la profundidad del Pozo Madrina 1017.

5.2.1.2 Pozo Madrina 1054

El pozo Madrina 1054 se clasifica como un pozo productor, del cual durante su perforación se cortaron 3 núcleos convencionales. Es productor en dos intervalos, ambos producen de areniscas de la Megasecuencia Media, obteniéndose que en el intervalo más profundo se tiene una porosidad del 10% y una permeabilidad de 0.3 mD y en el intervalo más somero una porosidad del 13% y 0.5 mD de permeabilidad. En la figura 5.8 se muestra las zonas productoras, mostrándose en color verde la saturación de hidrocarburos.

5.2.2.3 Pozo Rucho 1

Este pozo se terminó el 30 de junio de 1965 en la Formación Tamán del Jurásico Tardío, resultando productor en el intervalo de los 2941- 2949 metros, con una producción inicial de $Q_{oi}=1433$ BPD y 0% de agua. Es importante señalar que la Formación Chicontepec es la que tiene mayor potencial almacenador de hidrocarburos, sin embargo, la producción presentada en este pozo corresponde a la Formación Tamán y es notable que esta producción es mucho mayor que las que se tienen reportadas en los cuerpos lenticulares arenosos del Grupo Chicontepec, por lo que nos da la pauta a analizar también las secuencias Jurásicas Marinas que están en el subsuelo por abajo del Grupo Chicontepec.

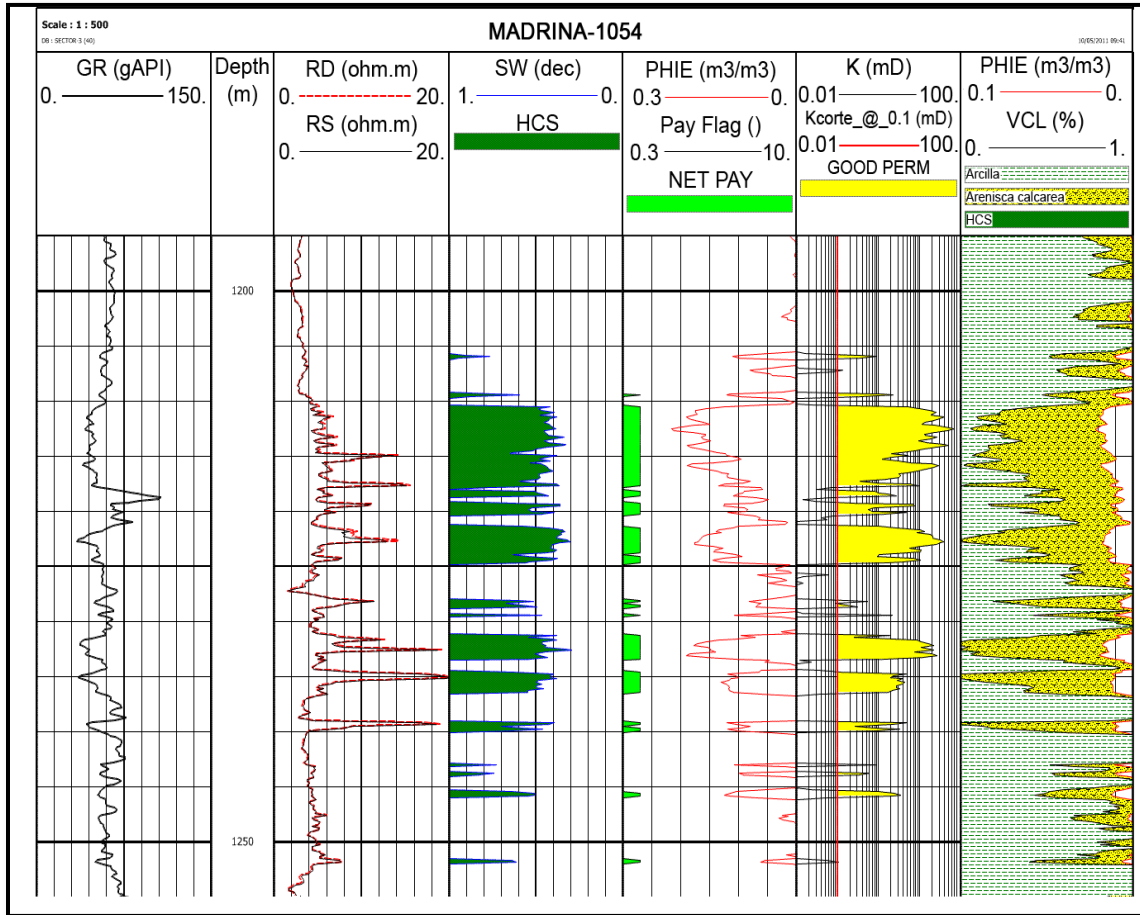


Fig. 5.8 Registros geofísicos en donde se indica en color verde la saturación de hidrocarburos en los intervalos productores del Pozo Madrina 1054.

Este pozo es un ejemplo característico de la problemática que pueden presentar los pozos productores en carbonatos del Jurásico en el Campo Palo Blanco, ya que tras cuatro años de producción se reparó el pozo por fluir con 44% de agua, y se disparó el intervalo de los 2923 - 2928 metros, también en la Formación Tamán, pero este fluyó con 99% de agua salada (40,000 ppm); se obtuvo con cemento y aditivos para aislar el agua salada y se redispuso, logrando reducir el porcentaje de agua a 19%; permaneció fluyendo intermitentemente, incrementándose paulatinamente el porcentaje de agua. Para el año de 1975 se registró nuevamente una producción del 99% de agua salada (50,000 ppm) y por tal motivo se cambió de intervalo ahora en un cuerpo arenoso lenticulado de la Formación Chicontepec en los 1318 - 1335 metros, fracturándose este intervalo con espuma base agua, en la Figura 5.9 se muestra en color verde la saturación de hidrocarburos de este intervalo. Actualmente este pozo se encuentra cerrado y su producción acumulada es de $N_p = 4.23$ MBBL hasta el 30 de mayo de 2007. A pesar del alto gasto inicial de producción reportado, este pozo es uno de los 10 pozos con peor producción del Campo Palo Blanco.

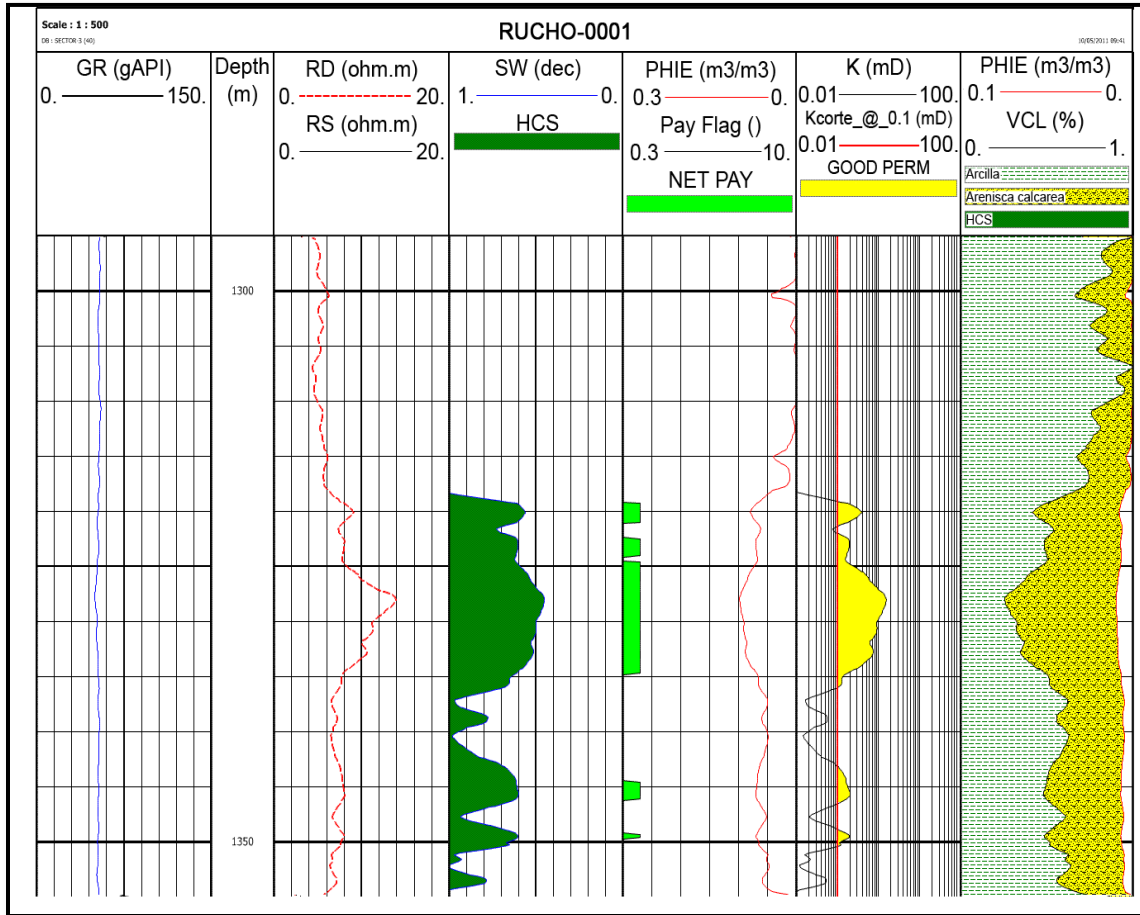


Fig. 5.9 Se muestra la saturación de hidrocarburos en intervalo del Pozo Rucho 1.

5.2.2 Pruebas de presión

En el Campo Palo Blanco solo los pozos Rucho 1, Cebollas 101, Madrina 120 y Madrina 1017 tienen pruebas de presión; estas pruebas son importantes ya que permiten evaluar las condiciones del yacimiento alrededor del pozo y dan como resultado los valores promedio de las propiedades en las vecindades del pozo, así como las condiciones de la eficiencia de la terminación del pozo (factor de daño). Este tipo de pruebas consisten en la medición continua del cambio de presión en el fondo del pozo debido a un cambio en las condiciones de producción o inyección en el mismo.

5.2.2.1 Pozo Rucho 1

El pozo Rucho 1 es uno de los pocos pozos que se analizaron mediante una prueba de producción a pozo cerrado, cuya prueba se realizó el 1 de julio de 1965 con la finalidad de obtener una curva de incremento; en esta prueba se deja que el pozo fluya a un gasto constante durante un tiempo para permitir que el pozo se estabilice y luego se cierra para que la presión se incremente nuevamente, para que mediante el registro de los

incrementos de presión y el uso de técnicas estándar de interpretación se pueden estimar las propiedades del yacimiento (López, 2010)⁴⁸; la prueba se realizó con 193 horas de cierre aproximadamente. En la Figura 5.10 se muestran los datos de presión contra tiempo registrados.

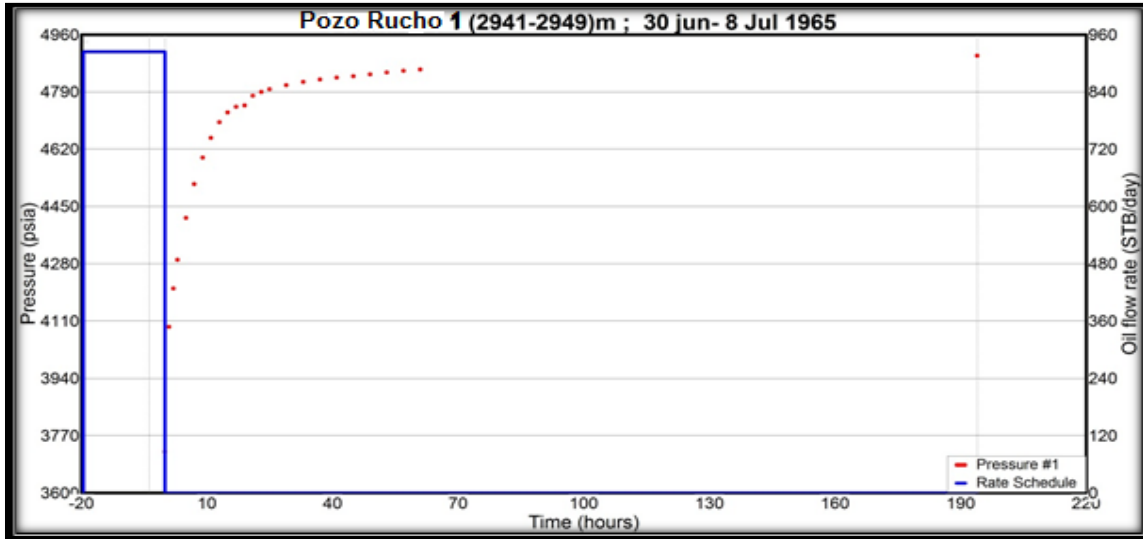


Figura 5.10 Prueba de incremento de presión del Pozo Rucho 1.

El diagnóstico y modelo de ajuste mostrado en la figura 5.11 indica que corresponde a flujo radial, ya que la curva a partir de las 68 horas de cierre tiende a estabilizarse con pendiente cero considerándose así con comportamiento infinito, ya que el disturbio de presión aún no es afectado por las fronteras externas del yacimiento, esto si se considera que es un yacimiento homogéneo.

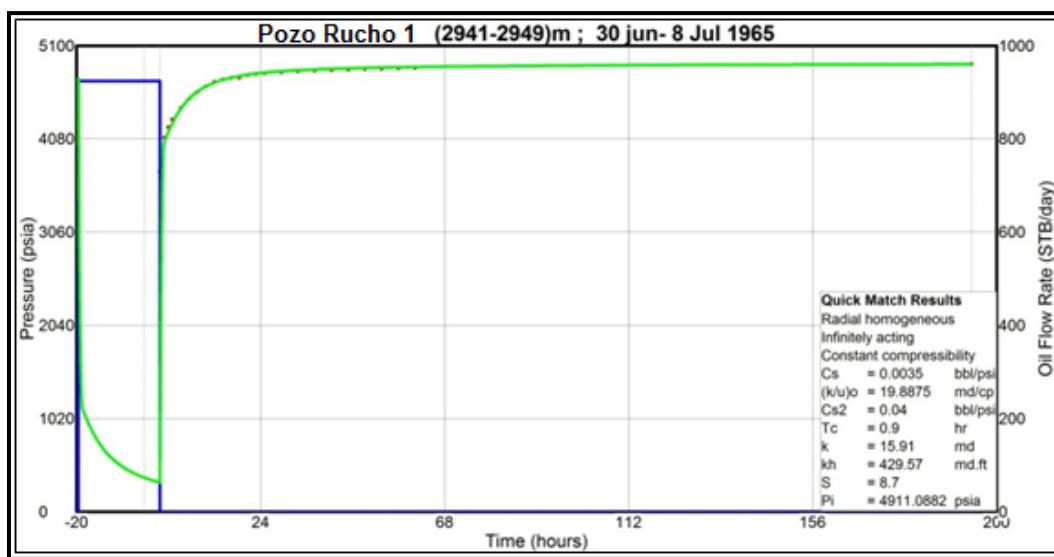


Figura 5.11 Ajuste total del comportamiento de presión del pozo Rucho 1.

Como ya se comentó, la importancia de este pozo se debe a que los gastos que aportó el pozo previamente fueron muy buenos a pesar del incremento en la producción de agua, por lo que es de vital importancia analizar intervalos correspondiente en esta Formación dentro del campo pero buscando el diseño de terminación óptimo para retardar al máximo la producción de agua.

5.2.2.2 Pozo Cebollas 101

Otro pozo con información interesante es el Pozo Cebollas 101, terminado en el año de 1979, siendo uno de los 10 pozos con mejor producción en el Campo Palo Blanco. Después de probar varios intervalos, se probó en el intervalo 1275-1315 metros reportando un gasto inicial de $Q_o=49$ BBL/D, $Q_w=2$ BBL/D y $Q_g=409$ CF/D. El pozo se desarrolló en varios intervalos, todos correspondientes a la Megasecuencia Media del Grupo Chicontepec. En este pozo se tomaron núcleos en los intervalos 2088-2095, 3105-3144 y 3300-3309 correspondientes a la Formación Tamabra pero sin identificar acumulaciones de interés. En la Figura 5.12 se muestran los datos resultado de la prueba de incremento del pozo Cebollas 101, correspondientes al primer intervalo que se puso a producir, la prueba se llevó a cabo durante 120 horas de cierre; es importante comentar que en cualquier punto que exista un gradiente de presión se puede inferir que un fluido se está moviendo de un punto de alta presión a uno de baja presión, por lo que al observar en los datos que la presión se mantiene constante se confirma la baja permeabilidad de la zona; por otro lado es importante comentar que el intervalo de tiempo de observación es pequeño y esto también influye en el comportamiento de los datos. La producción acumulada en el pozo es de $N_p= 127.60$ MBBL de julio de 1984 a diciembre de 2011.

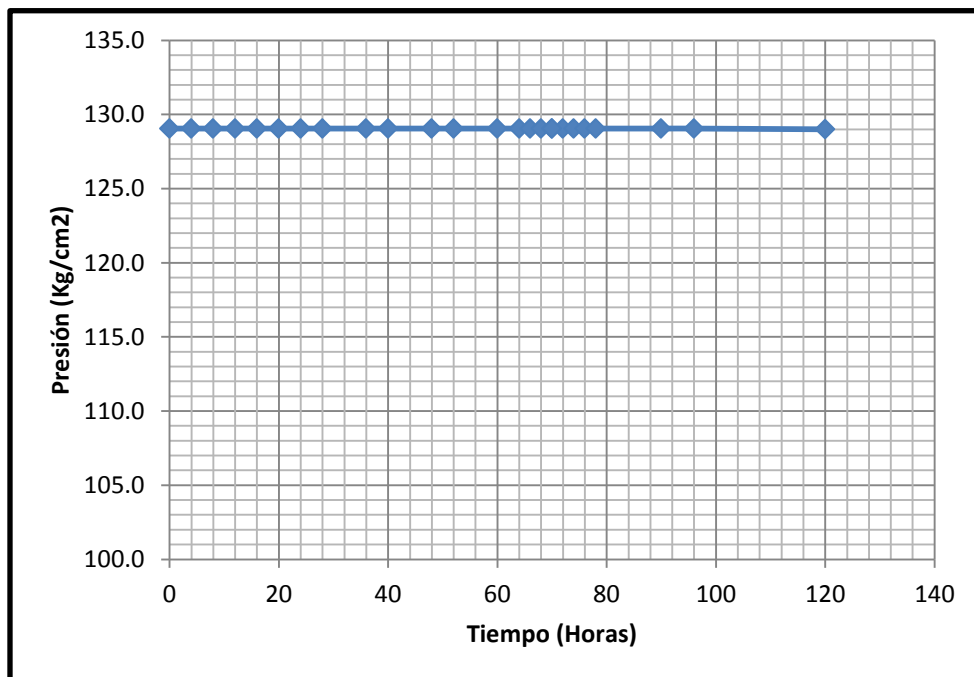


Figura. 5.12 Datos de la prueba de incremento del pozo Cebollas 101.

5.3 Sistemas Artificiales de producción

Los pozos productores de hidrocarburos pueden ser clasificados de acuerdo al tipo de energía que disponen para aportar fluidos en superficie. Conforme a Ramírez, Lozano y Pérez (2007)⁴⁸ esta clasificación consiste en:

- a) Pozos fluyentes: Son aquellos que pueden aportar fluidos, desde el fondo del pozo hasta la superficie con tan sólo la energía propia del yacimiento. Esto es, la presión del yacimiento es suficiente para contrarrestar las caídas de presión existentes en el aparejo de producción.
- b) Pozos productores con sistema artificial de producción: Son aquellos que necesitan adicionárseles algún tipo de energía ajena al yacimiento para que puedan aportar fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Actualmente el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo tiene 3440 pozos perforados, de los cuales 986 se encuentran cerrados, 882 son pozos fluyentes y 1572 operan con sistema artificial, de los cuales el más utilizado es el bombeo mecánico, seguido del bombeo de cavidades progresivas, del bombeo neumático y por ultimo del bombeo hidráulico (De la Mora, y Tobias 2012)²⁷. En la Figura 5.13 pueden apreciarse las magnitudes de los sistemas antes mencionados.

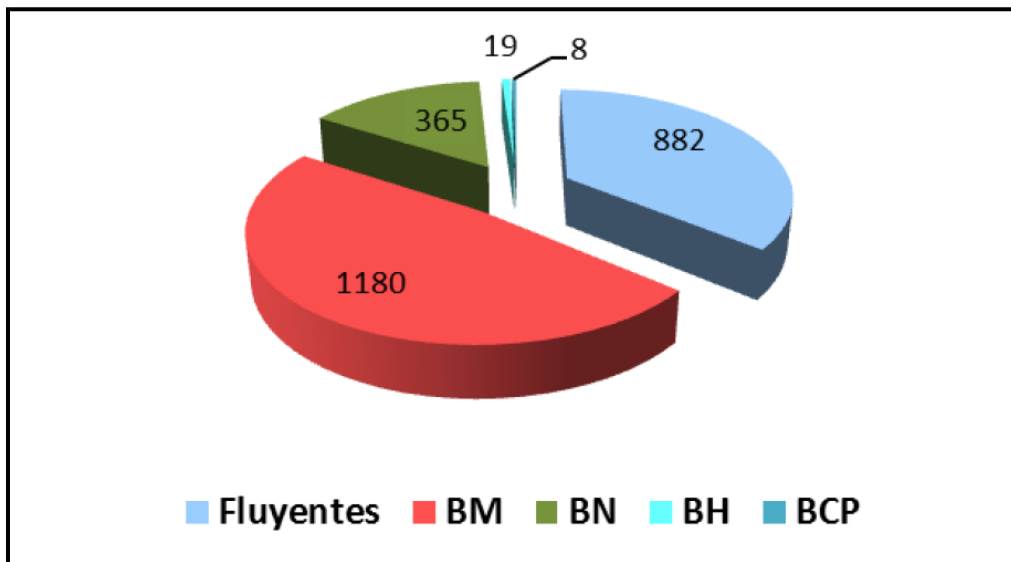


Figura 5.13 Estado de pozos operando al 30 de abril 2012 (De la Mora, y Tobias 2012)²⁶.

En el Campo Palo Blanco los sistemas artificiales de producción que se han implementado son bombeo mecánico y el bombeo neumático.

5.3.1 Bombeo Mecánico en el Campo Palo Blanco

El bombeo mecánico está asociado a un sistema con varillas, las cuales transmiten el movimiento del equipo superficial de bombeo a una bomba mediante un aparejo de varillas (Brown, 1980)¹⁷.

En el Campo Palo Blanco se ha implementado una unidad Hidráulica de Bombeo Mecánico Tieben (Figura 5.14), lo que corresponde a un sistema de accionamiento de una unidad de bombeo mejorada para el bombeo de fluidos tales como el aceite de un nivel subterráneo a nivel del terreno. Es simple y confiable en su uso, es bajo en su costo de capital y en costos de operación, además de ser fácilmente adaptable pozos con gastos variables. Es muy útil en pozos someros o de aceite pesado.



Figura 5.14 Fotografía de un par de unidades hidráulicas de bombeo mecánico Tieben (SERINPET, 2007).

El método básicamente consiste en utilizar un motor para presurizar fluido hidráulico que opera un cilindro para elevar y bajar alternativamente el ariete unido a la bomba subsuperficial. En muchas aplicaciones de tales sistemas de accionamiento hidráulico, el fluido hidráulico presurizado por el motor se utiliza tanto para levantar todo el peso del ariete mientras este se mueve hacia arriba y para movilizar la totalidad del peso del ariete mientras se mueve hacia abajo. Dependiendo de la profundidad del pozo, el peso del ariete puede variar considerablemente, y los sistemas hidráulicos de relativa alta presión a menudo se requieren para hacer oscilar el ariete con estos sistemas de accionamiento hidráulicos previos (Tieben, 1988)⁷⁵.

De acuerdo a Villegas (2008)⁷⁸ se compone de dos sistemas básicos:

- Sistema Hidráulico.- Consta de un Cilindro Hidráulico de efecto doble, una Válvula de Control Direccional de cuatro vías y una Bomba Maestra de Engranés. Este sistema proporciona el movimiento necesario, ascendente y descendente, para el funcionamiento de la Bomba subsuperficial.
- Sistema de Balanceo Hidroneumático.- Consta de un Cilindro Hidráulico de efecto simple, un paquete de Tanques de Nitrógeno, un Cilindro Hidroneumático de efecto doble (acumulador), y una Bomba Auxiliar de Engranajes. Este balanceo funciona con base a dos magnitudes: una constante y otra variable.

La incorporación de nuevas tecnologías, como las unidades de bombeo mecánico hidroneumático, permite establecer nuevos estándares de operación y eficiencia, mejorando los niveles de competencia técnica y económica. Estos sistemas de levantamiento artificial están diseñados para ofrecer versatilidad operativa de acuerdo al requerimiento de cada pozo en que sea utilizada, integrando la unidad de bombeo hidroneumático asistida con un sistema eléctrico que permite ajustar la operación con base en su desempeño particular, a diferencia de las unidades convencionales que utilizan un sistema de contrapesos para realizar el trabajo de balanceo de cargas. Estos sistemas de bombeo hidroneumático, están diseñados para proporcionar flexibilidad operativa en la ejecución de los trabajos de levantamiento artificial de fluidos de producción y se pretende demostrar que maximizan la relación beneficio-costos en sus operaciones, con una mejor eficiencia operativa, así como la rentabilidad misma del proceso de explotación (Bernal, Flores, Oliva y Silva, 2011)¹⁴.

5.3.1.1 Pozo Cebollas-101

El pozo Cebollas-101 ubicado al Sureste del campo se terminó en 1962 en la Formación Chicontepec resultando productor de aceite, produciendo a través de tubería de producción de 2 7/8 inicialmente un $Q_o=2$ BPD. El intervalo acumuló una $N_p=123.988$ Mbls a 2007, se cerró por baja presión y se decidió aislar el primer intervalo productor para probar selectivamente otros tres intervalos, los cuales se también se aislaron y se dispararon dos intervalos más, sin embargo se cerró por no fluir por lo cual se consideró intervenirlos para convertirlos al sistema de bombeo mecánico y reincorporarlos a producción. En el pozo se instaló una unidad de bombeo mecánico Tieben GP-144 cuyas especificaciones se describen en la tabla 5.2.

Carrera	144 (in)
Carga máxima	13000 (lb)
Carga mínima	6985 (lb)
Esfuerzo máximo de varilla pulida	16552 (lb/in ²)
Velocidad	5 emboladas por minuto
Contrabalanceo	10506 (lb)
Torque	250886 (lb-in)

Tabla 5.2 Especificaciones de la instalación del sistema de Bombeo Mecánico en el Pozo Cebollas-101

La configuración del estado mecánico quedó como se ilustra esquemáticamente en la figura 5.15

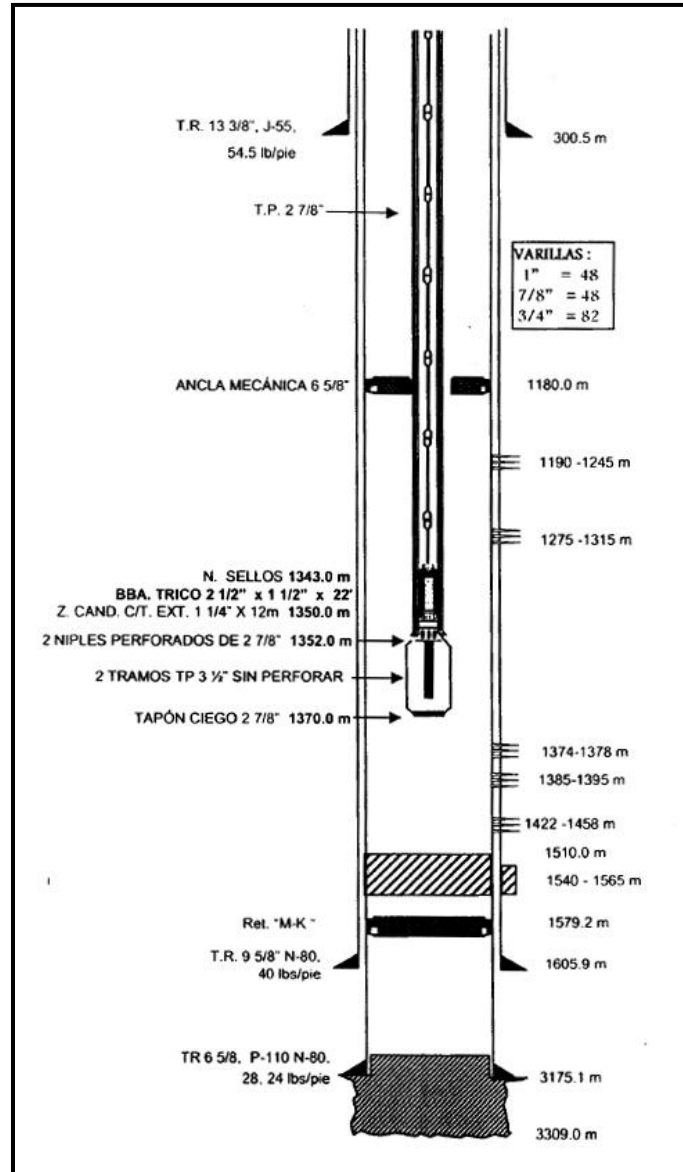


Figura 5.15 Estado mecánico del Pozo Cebollas-101 con el sistema de Bombeo Mecánico

5.3.1.2 Pozo Padrino-101

Al noroeste del campo se encuentra el Pozo Padrino-1, el que se terminó en la Formación Chicontepec como productor de aceite y gas, el cual dejó de fluir por lo que se propuso efectuar pruebas de productividad en otros intervalos dentro de la misma Formación Chicontepec, realizándose la primer reparación mayor en el año 2002 disparando y fracturando nuevos intervalos propuestos. Nuevamente el pozo dejó de fluir por lo que optó por convertirse al sistema de Bombeo Mecánico para 2003. En el pozo Padrino-1 se instaló una unidad de bombeo mecánico Tieben GP-120 cuyas especificaciones se describen en la tabla 5.3.

Carrera	120 (in)
Carga máxima	12561 (lb)
Carga mínima	6799 (lb)
Esfuerzo máximo de varilla pulida	15993 (lb/in ²)
Velocidad	7 emboladas por minuto
Contrabalanceo	10253 (lb)
Torque	209436 (lb-in)

Tabla 5.3 Especificaciones de la instalación del sistema de Bombeo Mecánico en el Pozo Padrino-1

Se hizo uso de varillas de succión de las cuales 97 fueron de 3/4", 47 de 7/8", 45 de 1" y una varilla corta de 1", dando un total de 190 varillas utilizadas para conformar el aparejo de bombeo mecánico. La configuración del estado mecánico quedo como se ilustra en la figura 5.16.

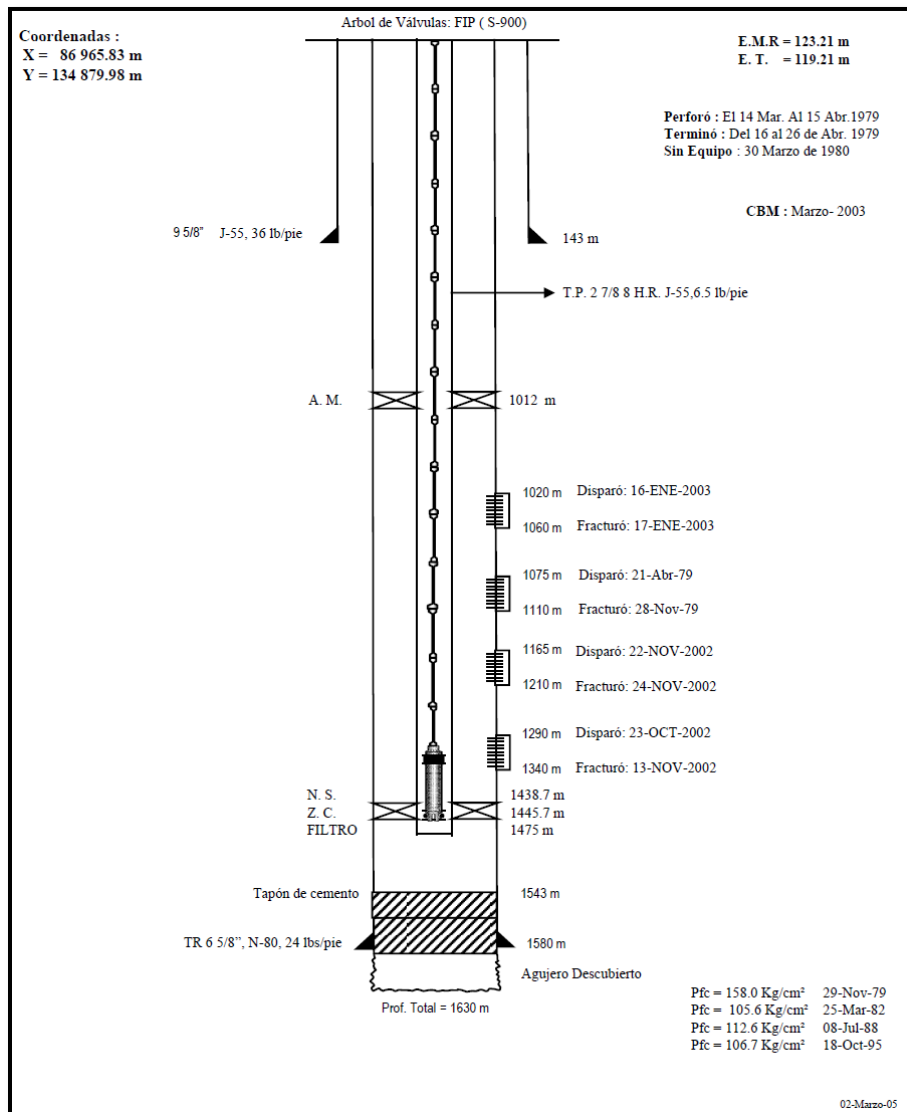


Figura 5.16 Estado mecánico del Pozo Padrino-1 con el sistema de Bombeo Mecánico

5.3.2 Bombeo Neumático en el Campo Palo Blanco

El bombeo neumático es un método para elevar fluidos donde se usa gas a relativamente alta presión (250 psi como mínimo) como medio de elevación a través de un proceso mecánico (Brown, 1980)¹⁷. El bombeo neumático proporciona energía artificial al pozo, para producir mediante la inyección de gas por debajo de la columna de fluido. El gas decrementa la densidad del fluido de la columna y reduce la presión de fondo, permitiendo a la presión de formación, mover mayor cantidad de fluidos hacia el fondo del pozo (Ramírez, Lozano y Pérez, 2007)⁴⁹. El decremento de presión no debe violar las restricciones para el control de arena o conificación de agua o gas (Economides, Hill y Ehlig, 1994)²⁸. El gas inyectado mueve el fluido hasta la superficie por una de las siguientes causas o su combinación:

- a) Reduciendo la presión que ejerce la carga del fluido sobre la formación por la disminución de la densidad del fluido.
- b) Expansión del gas inyectado y el desplazamiento de fluido.

El grado que alcance cada uno de estos mecanismos afectará el gasto de producción del pozo, los cuales a su vez dependerán del método de bombeo neumático aplicado (Lozano y colaboradores, 2007)⁴⁹. Conforme a Economides, Hill y Ehlig (1994)²⁸ el bombeo neumático puede clasificarse como:

- a) Bombeo neumático continuo.
- b) Bombeo neumático intermitente.

La figura 5.17 es un esquema de un sistema de bombeo neumático típico, muestra el pozo, una ampliación de una válvula de BN y el equipo superficial asociado. La posición de las válvulas de BN y su número es cuestión de la optimización de la hidráulica de pozo, para el BN continuo, se usa una válvula operadora para inyectar la cantidad apropiada de gas a la presión de tubería de producción deseable en el punto de inyección. Se pueden colocar otras válvulas por debajo del punto de inyección y pueden ponerse en servicio durante la vida del pozo hasta que la presión del yacimiento se decremente o la relación agua-aceite se incremente.

Para el BN intermitente, se pueden emplear tanto un solo punto de inyección como múltiples puntos de inyección. Primero debe formarse un bache de líquido dentro de la tubería de producción con un nivel por encima de la válvula más profunda, luego la válvula se abre desplazando el bache de líquido hacia arriba. La válvula permanece abierta hasta que el bache alcance la superficie, entonces la válvula se cierra. Esta se vuelve a abrir cuando se forma un nuevo bache de líquido en el fondo del pozo. Para múltiples puntos de inyección, la válvula de fondo se abre como se describió anteriormente, pero mientras el bache de líquido se mueve hacia arriba, las válvulas por abajo del bache se abren y luego se cierran una vez que el bache llega a la superficie.

Las válvulas pueden abrir y cerrar basadas en el valor de la presión de la tubería de revestimiento o de producción, otras válvulas pueden operarse con base en el nivel de fluido.

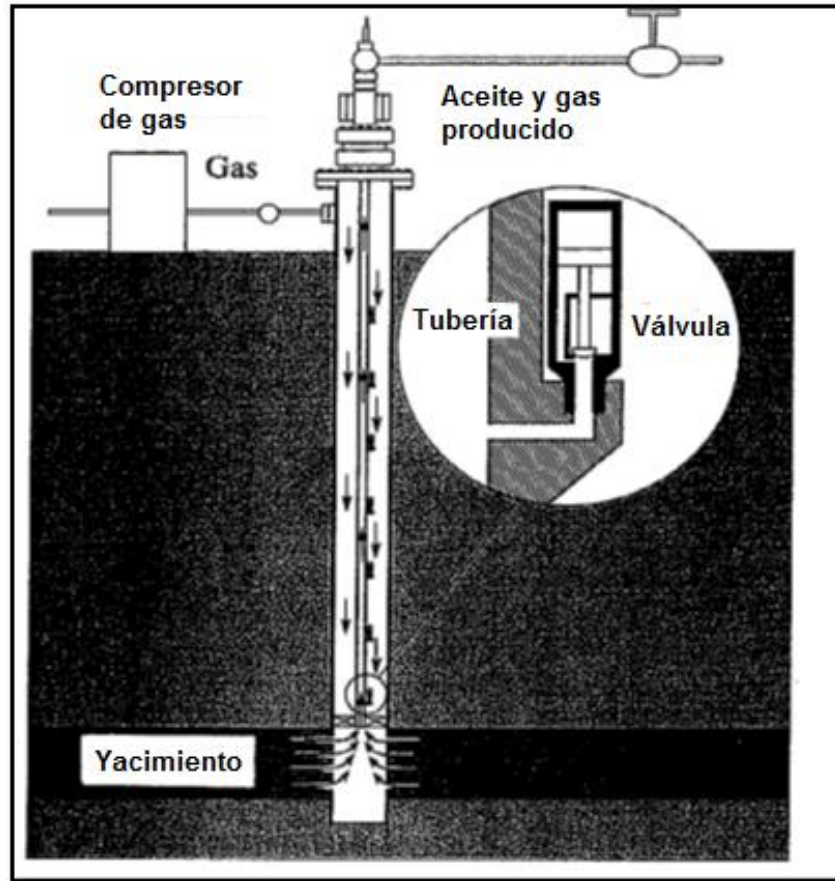


Figura 5.17 Concepto del Bombeo Neumático y válvulas de Bombeo Neumático (Tomada de Economides, Hill y Ehlig, 1994)²⁸.

5.3.2.1 Pozo Rucho-1

Como se comentó en la sección 5.2, el Pozo Rucho-1 ubicado al Noroeste del campo se trata de un pozo que perforado hasta la Formación Taman, resulto productor a ese nivel pero a los 4 años de producir se procedió a cambiar de intervalo a una profundidad menor puesto que se llegó a tener un alto porcentaje de producción de agua (44%). Se produjeron altos porcentajes de agua nuevamente (99%) y se optó por obturar con cemento y aditivos para aislar el agua salada y se redispuso logrando reducir el porcentaje de agua (19%), permaneció fluyendo intermitentemente y el contenido de agua se fue incrementó de forma paulatina. Cinco años después de la última intervención, se convirtió al bombeo neumático en el que se utilizó un aparato con nueve válvulas de inyección Merla tipo WF-3 con fuelles de 0.2 in², distribuidas de acuerdo a la Tabla 5.4.

El contenido de agua se incrementó meses más tarde hasta un 99% de agua salada de 50,000 ppm. Con base en los resultados anteriores posteriormente se obtuvo esa zona y se realizó otro cambio de intervalo, pero ahora a nivel de la formación Chicontepec Inferior.

Profundidad de la valvula (m)	Diámetro de la valvula	Angulo de asiento	Presiones (lb/in ²)	
			De cierre	Superficial de cierre
417	3/8"	38°	470	455
750	3/8"	38°	40	453
1024	3/8"	38°	490	453
1269	3/8"	38°	500	453
1489	3/8"	38°	505	451
1681	3/8"	38°	510	449
1849	3/8"	38°	515	448
1994	3/8"	38°	520	447
2110	3/8"	38°	515	439

Tabla 5.4 Distribución y características de las válvulas instaladas para el sistema de bombeo neumático en el Pozo Rucho-1

En la figura 5.18 se ilustra la configuración y distribución de válvulas para el sistema de bombeo neumático.

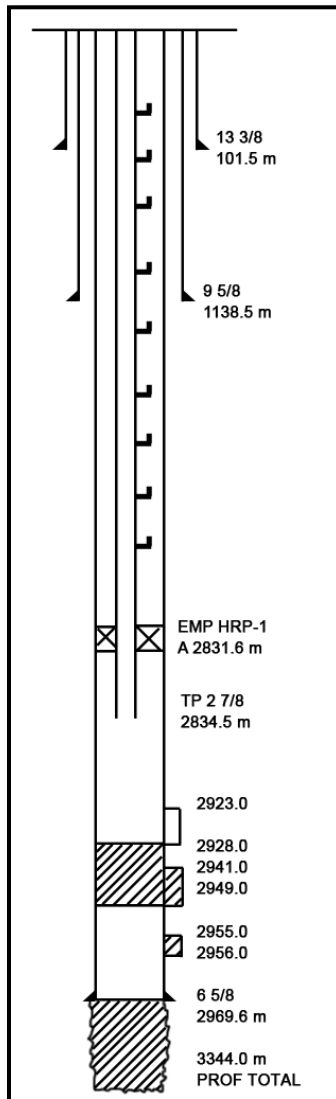


Figura 5.18 Estado mecánico del Pozo Rucho-1 con el sistema de Bombeo Neumático

5.3.2.2 Pozo Madrina-105

El Pozo Madrina-105 ubicado al Norte del campo, muy cerca de los límites con el Campo Soledad, se terminó como productor de aceite en el año de 1963, en la Formación Taman. Durante la terminación se le efectuaron tres tratamientos con ácido sin lograr hacerlo fluir; dos años después de su terminación se le efectuó otro tratamiento con ácido, se abrió al quemador manifestando aceite y gas, posteriormente dejó de fluir. Se trabajó el pozo fluyendo en forma intermitente y después se cerró por 21 años. En 1986, continuó produciendo de forma intermitente y presentó fugas de aceite en las conexiones superficiales del árbol de válvulas, y en ese mismo año se le convirtió a bombeo neumático con un aparejo de producción con 10 válvulas de inyección merla tipo WF-3 y fuelles de 0.28 in² distribuidas de acuerdo con la tabla 5.5.

Profundidad de la válvula (m)	Diámetro de la válvula	Angulo de asiento	Presiones (lb/in ²)	
			De cierre	Superficial de cierre
395	3/8"	45°	480	466
660	3/8"	45°	490	466
900	3/8"	45°	495	463
1130	3/8"	45°	500	458
1330	3/8"	45°	505	456
1510	3/8"	45°	510	456
1670	3/8"	38°	515	455
1810	3/8"	38°	520	455
1935	3/8"	38°	525	455
2040	3/8"	38°	520	448

Tabla 5.5 Distribución y características de las válvulas instaladas para el sistema de bombeo neumático en el Pozo Madrina-105

5.3.2.3 Pozo Madrina-112

El Pozo Madrina 112 perforado en la porción Norte del campo, se terminó en el año de 1965 como productor de aceite, con una aportación de 50.3 barriles por día y un 0.6% de agua pero debido a la baja permeabilidad de la formación rápidamente dejó de fluir, un año después se le efectuó un tratamiento de ácido con resultados negativos. Seis años después del tratamiento antes mencionado, en 1972 se efectuó la reparación mayor con objeto de explotar la Formación Chicontepec Medio y en 1973, se llevó a cabo su desarenamiento pero posteriormente fue cerrado por no fluir. Tres años más tarde, en 1976 se convirtió al sistema artificial de bombeo neumático para continuar su explotación. Las características del aparejo para implementar el sistema artificial consideraron 4 válvulas de inyección merla tipo WF-3, fuelles de 0.31 in² distribuidas de acuerdo a la tabla 5.6.

Profundidad de la válvula (m)	Diámetro de la válvula	Angulo de asiento	Presiones (lb/in ²)	
			De cierre	Superficial de cierre
425	7/16	38°	470	455
709	7/16	38°	480	454
968	3/8	45°	490	455
1203	3/8	45°	490	447

Tabla 5.6 Distribución y características de las válvulas instaladas para el sistema de bombeo neumático en el Pozo Madrina-112.

5.4 Estado actual de desarrollo

De acuerdo a Cheatwood y Guzman (2001)²⁰, las areniscas del Grupo Chicontepec fueron perforadas por primera vez en 1926 durante el desarrollo de la perforación en el Campo Poza Rica en la porción sureste de la cuenca. Las areniscas tenían mucha menos producción que la sección del Cretácico, causando poco interés en su desarrollo. Algunos pequeños campos en las areniscas de Chicontepec fueron puestos en producción a finales de los cuarentas y principios de los cincuentas en el área de Presidente Alemán. En los sesentas PEMEX renovó su interés en las areniscas de baja permeabilidad esperando mejorar la productividad utilizando técnicas mejoradas de fracturamiento y empezando a producir muchos otros pequeños campos. PEMEX perforo entre 49 y 90 pozos por año en Chicontepec entre 1973 y 1982. Esto incremento los niveles de producción diaria del campo de menos de 100 barriles por día hasta aproximadamente 12,000 barriles por día como puede apreciarse en la Figura 5.19.

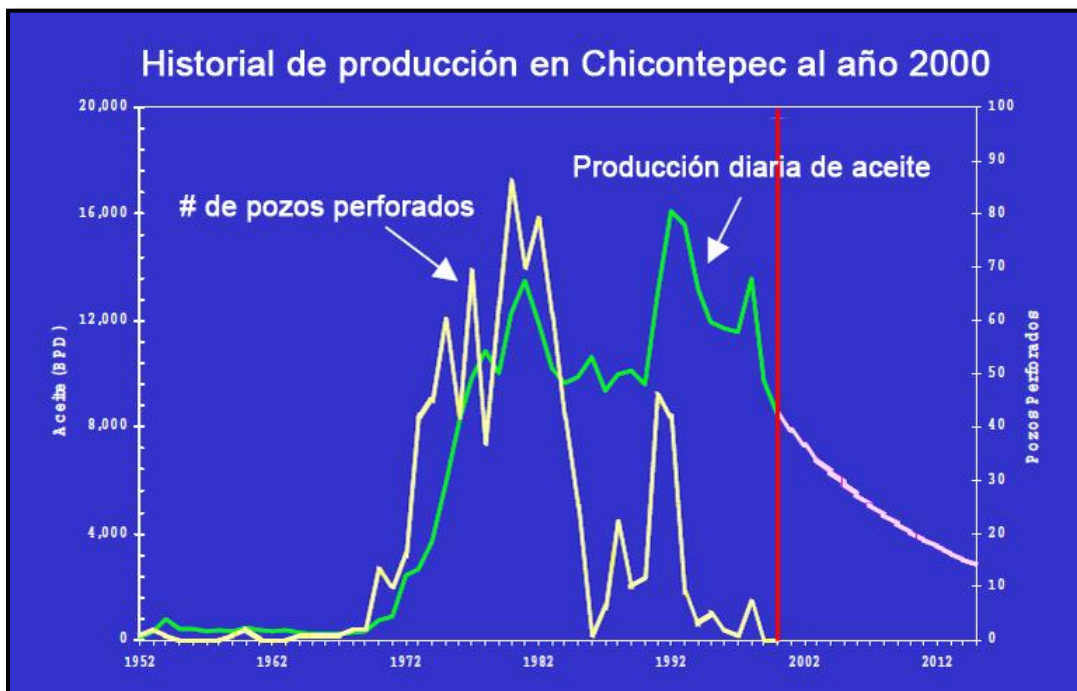


Figura 5.19 Comparativa de la perforación de pozos con el histórico de producción de Chicontepec de 1952 a 2000 (Cheatwood y Guzman, 2001)¹⁹.

Fue durante esta época que PEMEX anunció que los pequeños campos eran realmente pequeñas fracciones de un solo campo gigante cubriendo 3300 kilómetros cuadrados y conteniendo aproximadamente 100 mil millones de barriles de aceite y 40 billones de pies cúbicos de gas. Se consideró que sería necesario perforar unos 16,000 pozos para desarrollar las reservas y que con ello se podrían recuperar aproximadamente 11 mil millones de barriles, pero el desarrollo no se materializó y en ese tiempo el play fue clasificado como no rentable.

De 1992 a 2001, después de haber alcanzado una producción máxima de 17.8 mbpd, se observó que la producción declinó al final de este periodo hasta en un 50%. Con la

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

Desde el segundo semestre del 2010, se logró disminuir considerablemente la declinación de los pozos en operación mediante la creación de grupos de especialistas dedicados a estudiar su productividad, además, de iniciar una campaña intensa de medición de la producción y de la implementación de un centro de monitoreo con el cual se pueda observar las 24 horas de los 365 días del año las principales instalaciones, ductos y pozos del Activo, entre otras estrategias. Antes de implementar estas mejoras operativas, se tenían factores de declinación mensual del 8 y 10% y actualmente el factor oscila del 2 al 4%. Durante el 2011, se han ejecutado actividades relacionadas a la operación de pozos, como son: optimización de pozos fluyentes, instalación y optimización de sistemas artificiales, limpiezas de pozos, refracturamientos, inducciones químicas, etc. (Narváez, 2012)⁵⁴. La reactivación de las actividades en Chicontepec ha traído un incremento en la producción como puede apreciarse en la figura 5.20

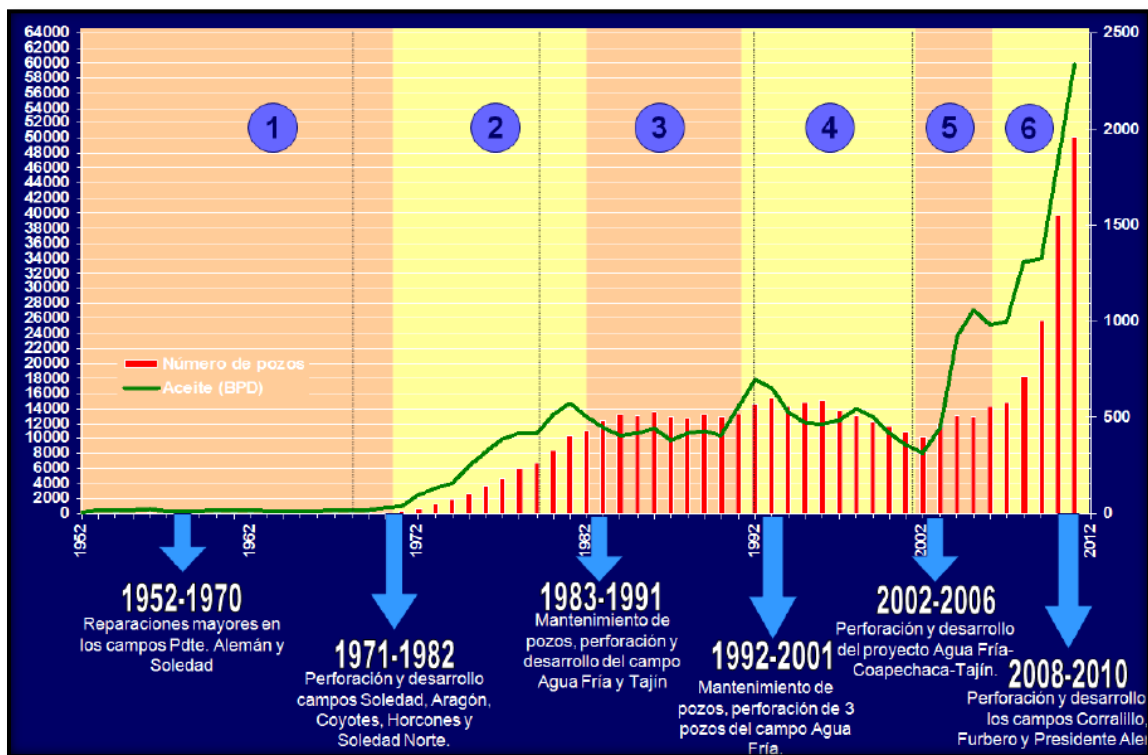


Figura 5.20 Comportamiento histórico de producción del Paleocanal Chicontepec de 1952 a 2012 (Narváez, 2012)⁵⁴.

A 2012 se tiene que el volumen original es de 137,289 MMbbls y actualmente se tiene una Np de 253 MMbbls, lo que representa tener un factor de recuperación total de 0.2%. Se tienen las siguientes reservas: 1P = 592, 2P = 6,643 y 3P = 17,098 MMbpc, con 3,291 pozos perforados, de los cuales 2,060 se encuentran operando y 1,231 cerrados (Gonzalez, 2012)³⁹.

El comportamiento de producción para el año 2012 presentó una tendencia creciente sostenida, que experimentó sus mejores indicadores para finales de año. Esto fue posible gracias al aporte de los pozos fluyentes que ayudaron a mantener la producción base; la inclusión de los primeros pozos no convencionales y el incremento sostenido de los pozos con sistemas artificiales, se tiene una producción asociada de 74,644 bpd a diciembre del 2012 con una declinación promedio de 750 diarios (Bautista, Hernandez y Rodriguez, 2013)¹².

De acuerdo a La Comisión Nacional de Hidrocarburos (2010)²⁴, el sector 3 (al que corresponde Palo Blanco), tiene un nivel de conocimiento bajo, en general la información de pozos y sísmica en el Campo Palo Blanco es reducida, no se tiene la información completa en los expedientes de pozo y solo una porción pequeña del campo está cubierta con sísmica 3D. Todo ello se traduce en el hecho de que el subsuelo del Campo Palo Blanco sea de alta incertidumbre, haciendo que los modelos de propiedades y cálculos de volúmenes también lo sean.

En el Campo Palo Blanco se cuenta con secciones sísmicas representativas para realizar la interpretación y análisis de sedimentología, estratigrafía, geología estructural, yacimientos, producción, etc. y en las que se identificaron tres discordancias (A, B y C) así como el límite Mesozoico-Terciario.

De alrededor de 50 pozos perforados se cuenta con 19 expedientes en los que se plasman de forma parcial las actividades realizadas a sus respectivos pozos, desde datos de su perforación, terminación, fracturamientos, pruebas de presión-producción, reparaciones mayores y/o taponamiento según se trate de un pozo productor o no productor. Se tienen además, imágenes de núcleos de 5 pozos para complementar y afinar los estudios petrofísicos y 40 registros de pozo, entre los que se encuentran 3 registros compuestos de hidrocarburos, para complementar los estudios realizados con la sísmica. Hay que mencionar que la información que respecta a pruebas de presión es escasa, ya que solo 3 pozos se les realizó esta actividad.

También se han realizado estudios de perfil sísmico vertical o VSP (Vertical Seismic Profile) en 4 pozos. El VSP es un método de exploración sísmica poderoso y ampliamente implementado, el cual propone muchas oportunidades para el estudio detallado de un yacimiento incluyendo velocidades y estimación de la anisotropía, correlación tiempo-profundidad, entre otras ventajas (Tabakov y Ferentsi, 2006)³¹. Esta técnica consiste en bajar un número determinado de geófonos en un pozo y se registra información de una fuente sísmica (International Association of Oil and Gas Producers, 2011)⁴⁵.

En el campo no se han realizado la toma de imágenes de pozo y como tampoco se han utilizado registros de nuevas tecnologías se tiene información limitada, salvo el caso del pozo Madrina-791 ubicado al centro del campo el cual cuenta con un registro de resonancia magnética.

5.5 Infraestructura de producción

5.5.1 Infraestructura superficial

En el Campo Palo Blanco al 20 de Junio de 2012 se cuenta con 9 macroperas operando 15 pozos en conjunto, que en total producen 155 bpd y 0.3 mmpcd de gas (Flores y colaboradores, 2012)³³. En la figura 5.21 se muestran 3 macroperas ubicadas al norte del campo.

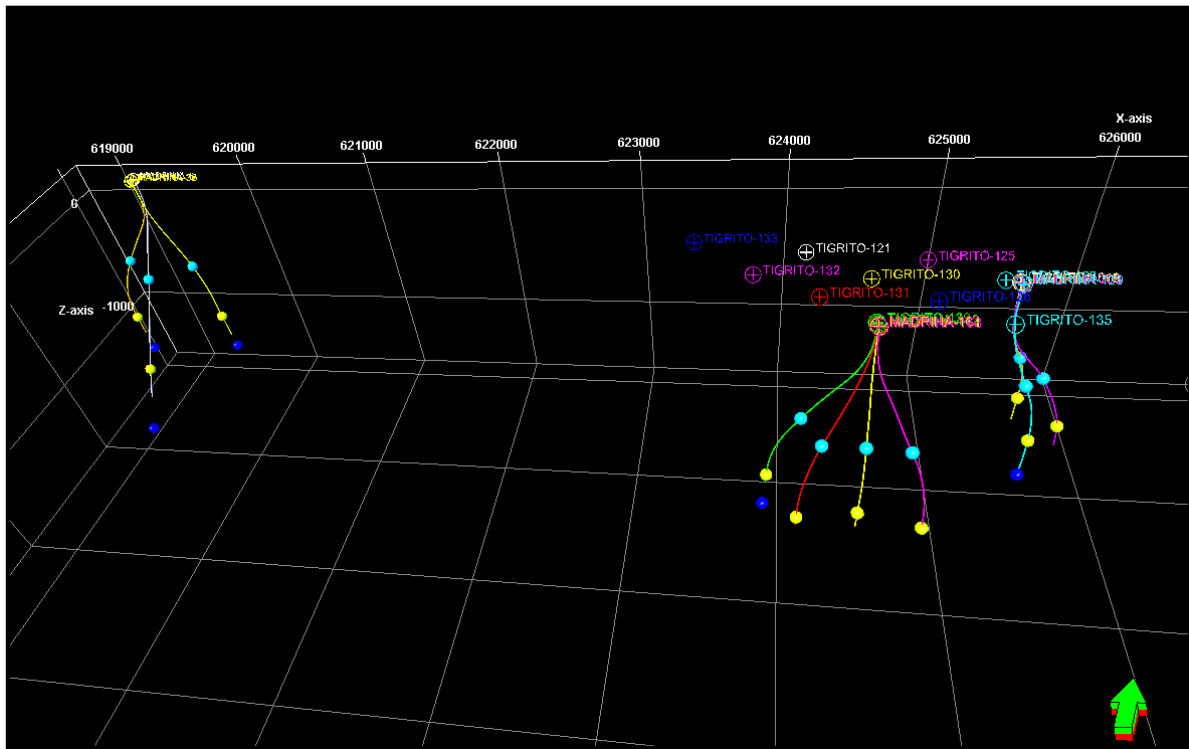


Figura 5.21 Macroperas al norte del Campo Palo Blanco.

5.5.2 Manejo de la producción

El aceite, gas y agua de una macropera son transportados a través de dos oleogasoductos, uno de medición (4"Ø) y otro general (8"Ø), hacia una Batería de Separación, en donde se segregan el gas del líquido. Posteriormente, el gas es enviado a estaciones de compresión para después enviarlo a puntos de venta o redes de bombeo neumático, mientras que el aceite con agua es enviado a Centrales de Almacenamiento y Bombeo (CAB) en donde es deshidratado. El aceite es bombeado a Refinerías o puntos de venta y el agua es inyectada en pozos letrina (Flores Mondragon, Torres, Narváez, Bautista, Mancilla, Oliva, López y Flores Sánchez, 2012)³³. El esquema de la figura 5.22 nos muestra como es el manejo típico de la producción en el AIATG.

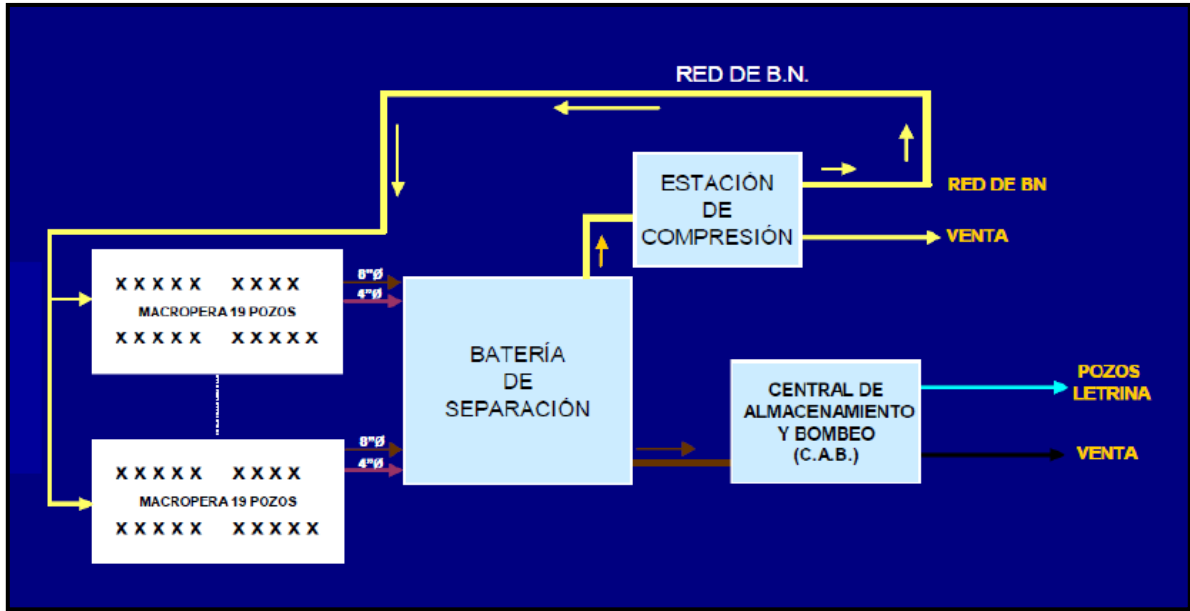


Figura 5.22 Diagrama esquemático del manejo de la producción en superficie en campos de AIATG (Flores y colaboradores, 2012)³³.

La explotación de los pozos en los campos del AIATG, se hace a través de Macroperas, en las cuales se perforaron hasta 19 pozos (Figura 5.23) y, por cada siete Macroperas, se construye una batería de separación (Figura 5.24). De igual forma, por cada siete baterías, se tiene contemplada una estación de compresión (Figura 5.25).

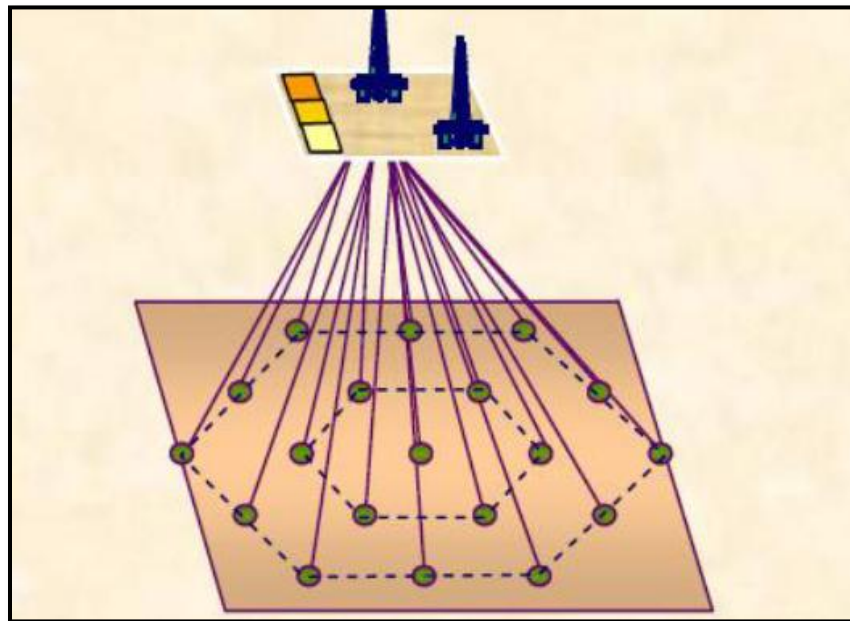


Figura 5.23 Macropera con 19 pozos (Flores y colaboradores, 2012)³³.

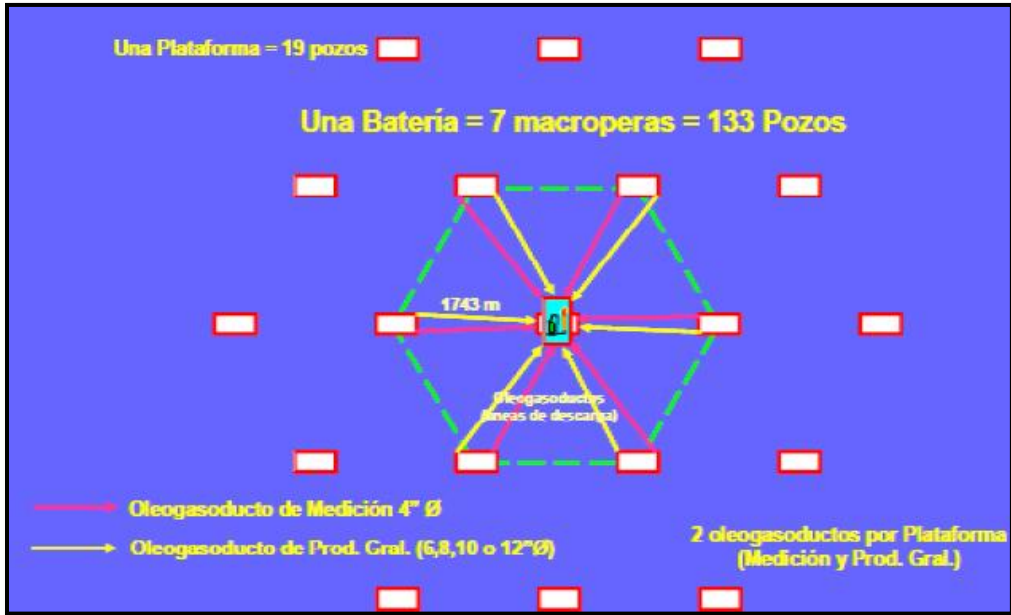


Figura 5.24 Una Bateria de Separación por cada 7 macroperas (Flores y colaboradores, 2012)³³.

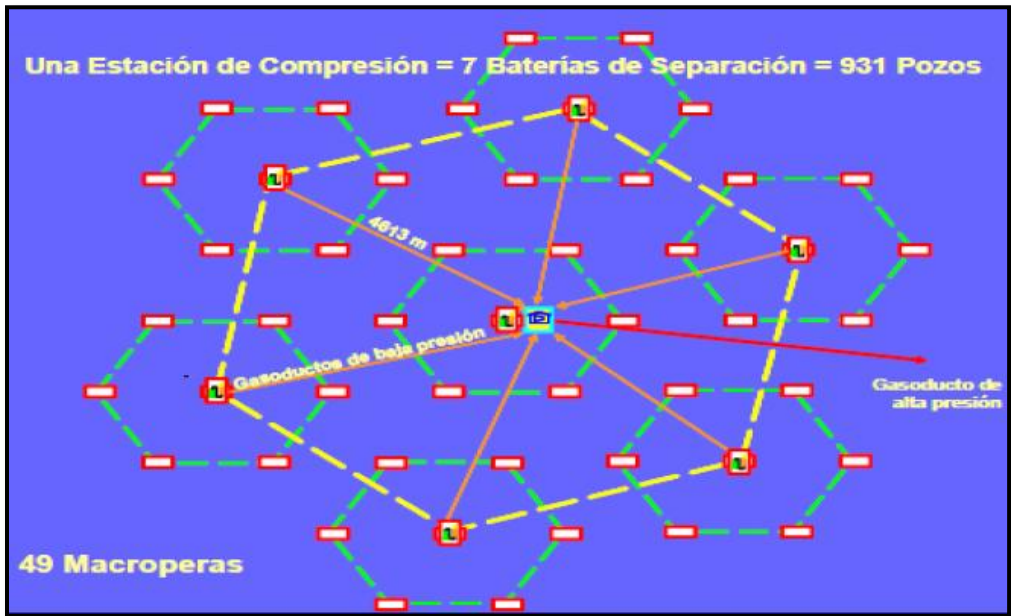


Figura 5.25 Siete Baterías conforman una Estación de Compresión (Flores y colaboradores, 2012)³³.

5.6 Estrategias de desarrollo y aplicación de nuevas tecnologías.

5.6.1 Estrategias de desarrollo

Dentro de las estrategias de desarrollo, cabe mencionar las acciones que se han tomado dentro del campo son para minimizar las restricciones en el sistema de producción “Yacimiento – Pozo – Superficie”, que de acuerdo a Gonzalez (2012)³⁹ estas acciones han ayudado a mejorar las condiciones de flujo de los pozos fluyentes del Activo; a continuación se mencionan las más importantes:

- Se han refracturado pozos con la finalidad de restablecer la geometría de la fractura y la conductividad; así mismo para comunicar zonas no drenadas del yacimiento.
- De los estudios de análisis nodal se ha determinado el beneficio inmediato de los cambios de diámetro en los estranguladores de superficie al modificar el patrón de flujo en la TP; así mismo al instalar estranguladores de fondo.
- Se han instalado Tubería Flexible de 1 ¾” como sarta de velocidad para asegurar flujo estable desde el fondo del pozo hasta la superficie, prolongando su etapa fluyente e incrementando su producción y como consecuencia su Np.
- A partir de las mediciones trifásicas y toma de registros de presión de fondo y de superficie, se han determinado los valores mínimos de contrapresión que se deben manejar en las líneas de descarga para pasar de flujo subcrítico a crítico en el sistema, con el objeto de restablecer las condiciones de producción de los pozos que se encuentran intermitentes o con presiones igualadas.
- Con base a los análisis químicos de muestras de fondo, se han realizado limpiezas con solventes orgánicos y aditivos para remover asfáltenos y parafinas; así como también se han efectuado estimulaciones orgánicas en la vecindad del pozo.

Los resultados obtenidos por las acciones antes mencionadas, se ven reflejados en el incremento de producción durante un año de actividad, con lo cual se ha logrado obtener un incremento en la producción que es atribuible a la optimización de pozos fluyentes.

El Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG), se considera un Yacimiento No Convencional, el cual se ha convertido en un reto de Ingeniería para incrementar la producción y maximizar el factor de recuperación de reservas de hidrocarburo, para ello, los Ingenieros de PEMEX se dieron a la tarea de tomar las mejores prácticas y tecnologías aplicadas a nivel internacional (Gutiérrez y colaboradores, 2012)⁴⁰.

En este Activo la rentabilidad presenta una amplia dependencia de la productividad de los pozos, de la reducción de costos y de la implementación de nuevas tecnologías, por lo que acorde con las estrategias del Activo, las intervenciones tanto de reparación menor y mayor, así como diversas actividades que se efectúan sin equipo (limpiezas, inducciones, estimulaciones, optimizaciones de sistema artificial, etc.) son fundamentales para mantener e incrementar la plataforma de producción (De la Mora, 2013)²⁶.

Dado el nivel de desarrollo del campo es conveniente estudiar casos análogos a nivel mundial donde se tengan condiciones similares en cuanto al tipo de yacimiento y ponderar que podría ser útil, para así implementar una estrategia de explotación que pueda adecuarse favorablemente a Chicontepec, y específicamente en el Campo Palo Blanco.

Según Cheatwood y Guzman (2002)²⁰, los Campos Sprawberry y Chicontepec son campos gigantes contenidos dentro de áreas extensas con yacimientos de abanicos submarinos de baja porosidad y baja permeabilidad. Cada campo tiene un grosor de intervalo de aproximadamente 300 a 450m con múltiples yacimientos de menos de 3000 m de profundidad. Los intervalos arenosos son lateralmente extensos y pueden correlacionarse regionalmente pero tienen canalizaciones locales. Ambos campos producen por mecanismo de gas en solución.



Figura 5.26 localización de Chicontepec y Sprawberry Trend

El Campo Sprawberry Trend, localizado en la Cuenca Midland del este de Texas (Figura 5.26), fue descubierto en 1948. Se estima que el campo contiene alrededor de 10 mil millones de barriles en volumen original in situ en una serie de yacimientos apilados del periodo Pérmico cubriendo aproximadamente 6,475 km². La producción acumulada de Sprawberry es de aproximadamente 850 millones de barriles de aceite y 3 billones de pies cúbicos de gas o aproximadamente 8% del volumen original in situ.

Sin embargo, los campos difieren significativamente en su historial de desarrollo. La gestión de costos de perforación, tecnología de fracturamiento y el control de costos de producción además de economía de nivel han permitido que el campo Sprawberry, una vez conocido como el yacimiento más grande no rentable, sea desarrollado. Desarrollar Chicontepec usando métodos similares podría agregar reservas significativas y volúmenes de producción para México.

Para 1952, Sprawberry Trend tenía 1558 pozos productores, pero para finales de los cincuentas fue llamado el yacimiento más grande no rentable en el mundo por que los pozos declinaban rápidamente a niveles muy bajos. En los sesentas se intentó

implementar un programa de inyección de agua pero no tuvo resultados positivos, en los setentas hubo poca actividad y en los ochentas se reactivó, durante los noventas continuo a buen ritmo perforándose unos 1700 pozos en el intervalo de 1993 y 2000 m.

Los nuevos pozos perforados por la compañía Pioneer Natural Resources tuvieron una producción inicial promedio de entre 30 y 50 BPD con declinaciones iniciales de entre el 50% y 90%. La producción de los pozos declino hiperbólicamente a gastos de declinación secundarios del 10%. Los pozos produjeron también cantidades significativas de gas del casquete.

Una clave para hacer este programa interno de perforación económico, fue mantener bajos los costos iniciales de pozo. Los programas de perforación con muchos pozos bajaron los costos mediante contratos por grandes volúmenes con compañías perforadoras y otras compañías de servicio. Esto probó ser una situación de ganar-ganar para ambos lados en la actividad, garantizada para los contratistas y Pioneer pudo controlar la inversión inicial. Otra importante novedad fueron las relaciones de cooperación o alianzas entre las partes. Mantener costos de operación bajos es igual de importante para mantener márgenes económicos, un excelente ejemplo es la eliminación del agua producida. En vez de utilizar pipas, se instaló un sistema de eliminación de aguas para reducir los costos. Otra área para reducir el incremento de costos es la reducción de servicios a pozos utilizando mejores prácticas y automatización con computadoras como controladores de apagado para bombas, lo cual redujo significativamente tiempos fuera de producción y fallas en equipos de bombeo.

A la fecha, se han perforado alrededor de 20,000 pozos en los yacimientos de Sprawberry, de estos, aproximadamente 18,000 han producido aceite, unos 10,000 pozos se encuentran produciendo actualmente. También, nuevos estudios en marcha sugieren inyección de agua y tal vez puede ser factible la recuperación terciaria para extraer cantidades adicionales significativas de aceite. Estos nuevos estudios indican que la inyección de agua a baja presión usando imbibición natural en vez de las técnicas de inyección a alta presión usadas en el pasado, puede ser el método de recuperación secundaria ideal.

Otros casos de éxito pueden ser los de los campos análogos rusos, ya que de acuerdo a Gachuz-Muro y Sellami (2009)³⁵, el campo Priobskoye ubicado en la parte central de la Siberia Oriental se evaluó un programa piloto de fracturamiento masivo acompañado de fracturamiento hidráulico para contribuir con la optimización de la producción, este programa demostró que es posible incrementar la producción de aceite. El campo Malobalykskoe está situado también en Siberia y está representado por alternancias de areniscas, limolitas y lutitas. El campo tiene de 8 a 23 capas de interés (BS16-22), con una permeabilidad promedio de 2 mD por lo que se considera no rentable sin fracturamiento hidráulico; en ese campo se obtuvieron resultados positivos usando fracturamiento masivo.

Una estrategia más enfocada al Campo Palo Blanco es, dado que existen paquetes arenosos productores correlacionables en el campo como por ejemplo las arenas SIM_050 (Figura 5.27), es recurrir a la implementación de pozos no convencionales con trayectorias desviadas y que pueden alcanzar múltiples objetivos.

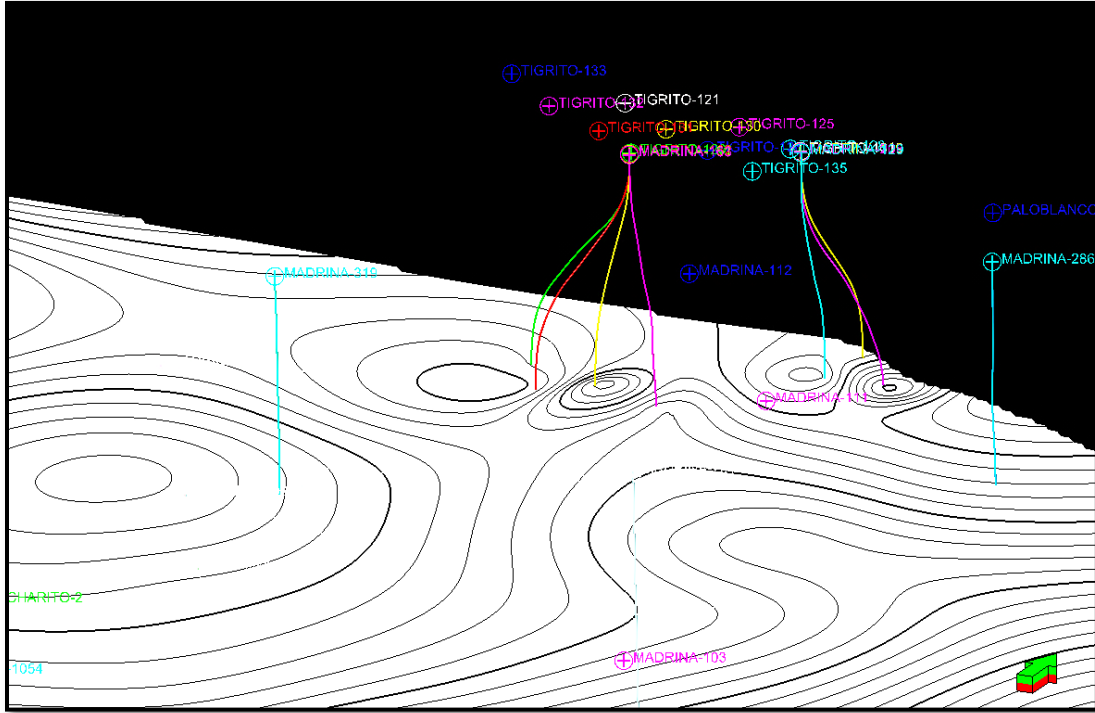


Figura 5.27 Horizonte generado con los marcadores de pozo de la arena SIM_050 al norte del Campo Palo Blanco

5.6.2 Implementación de procesos de recuperación secundaria

El Campo Pembina Cardium (Figura 5.28) fue descubierto en 1953 y está localizado en la provincia de Alberta, Canadá; se compone de múltiples yacimientos en trampas estratigráficas.

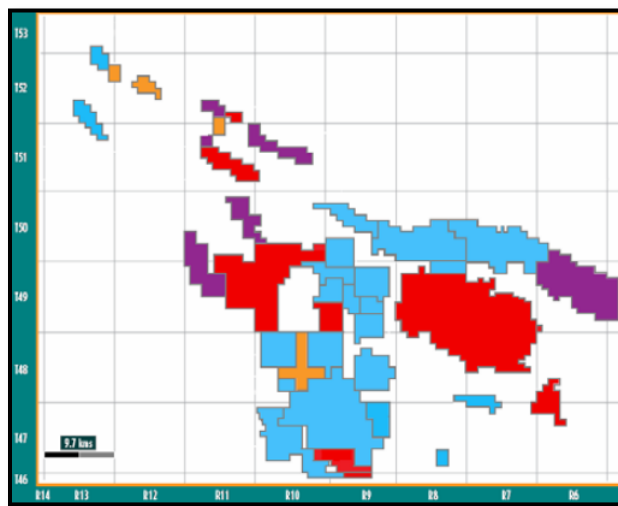


Figura 5.28 Formación Pembina Cardium (Gachuz-Muro y Sellami, 2009)³⁵.

La zona productora comprende dos miembros de arenisca, la arenisca superior (el yacimiento más importante) es una arenisca cuarzosa bien clasificada de grano fino. La arena inferior consiste de numerosos lentes de arenas y lutitas. La inyección de agua ha sido el principal método de recuperación desde 1960, tomando en cuenta que en la mayoría de los pozos productores se aprecia una declinación continua tanto en el gasto de aceite como en el total de fluidos, se consideró la implementación de recuperación secundaria (inyección de gas o agua).

La evaluación señalo que los gastos de inyección serían muy bajos por razones económicas, sin embargo, se podría obtener buena inyectividad usando gas. La inyección de gas fue instituido en las áreas de baja capacidad del campo (<100.ft) cuando el yacimiento llevo a la presión de burbuja (Gachuz-Muro y Sellami, 2009)³⁵. El campo Garrington Cardium está ubicado cerca de Calgary, Canadá. Este campo tiene dos unidades estratigráficas donde están los yacimientos Cardium A y Cardium B. Fue descubierto en 1954 y el programa de inyección de agua inició en 1965. El campo tiene cuatro unidades (cuerpos arenosos), Cardium A está relacionada a las arenas del campo Pembina, pero con areniscas limpias en capas delgadas, bien clasificadas y de grano fino.

La arenisca A tiene tanto porosidad como permeabilidad reducida, está compuesta generalmente de cuarzo y granos de pedernal con cantidades menores de feldespato, mica y glauconita. Los materiales arcillosos son la illita, clorita y caolinita, con vestigios de montmorillonita. La arena B es diferente en mineralogía, el tamaño de grano varia de arenas finas a gravas y son comunes las arenas de grano grueso a muy grueso. En general la arena B tiene mejores propiedades de yacimiento.

La inyección de agua inicio en 1965, fue usado un patrón de 9 puntos; se calculó una eficiencia de 5.38% para Cardium A y 18.38% para Cardium B. Se alcanzó un gasto de producción de 670 BPD en 1968, seis años más tarde la producción declino. Un programa de reacondicionamiento incremento la producción, considerando que en 1976, se había obtenido aproximadamente 20% del volumen original in situ (12.14% por recuperación primaria). Durante las operaciones de inyección, se detectaron problemas de taponamiento de las formaciones debidos al movimiento y acumulación de finos. Desde 1975 muchos tratamientos fueron dirigidos a reestablecer las productividades (Gachuz-Muro y Sellami, 2009)³⁵.

El campo Wertz está localizado en la Cuenca Great Divide en el Estado de Wyoming, Estados Unidos. Produce en la arenisca Tensleep y en la caliza Madison. El yacimiento fue descubierto en 1936, durante la producción primaria se tuvo una combinación de influjo de agua y expansión de fluidos. La arena Tensleep, que es la principal productora, se presenta a una profundidad promedio de 1889 m con un espesor neto de 71m, la permeabilidad es baja en 13 mD y la porosidad promedio es de 9.9, el fluido del yacimiento es aceite negro bajosaturado de 35° API.

Un programa de inyección comenzó en Wertz Tensleep en octubre de 1986. Antes de eso se instituyó un mantenimiento de presión al yacimiento a su presión inicial con inyección de agua (el cual fue extraordinario). Durante la inyección de CO₂ algunos pozos se equiparon con bombas electrosumergibles, con lo que la producción alcanzó su máximo con un gasto de producción de 11,700 bpd (Gachuz-Muro y Sellami, 2009)³⁵.

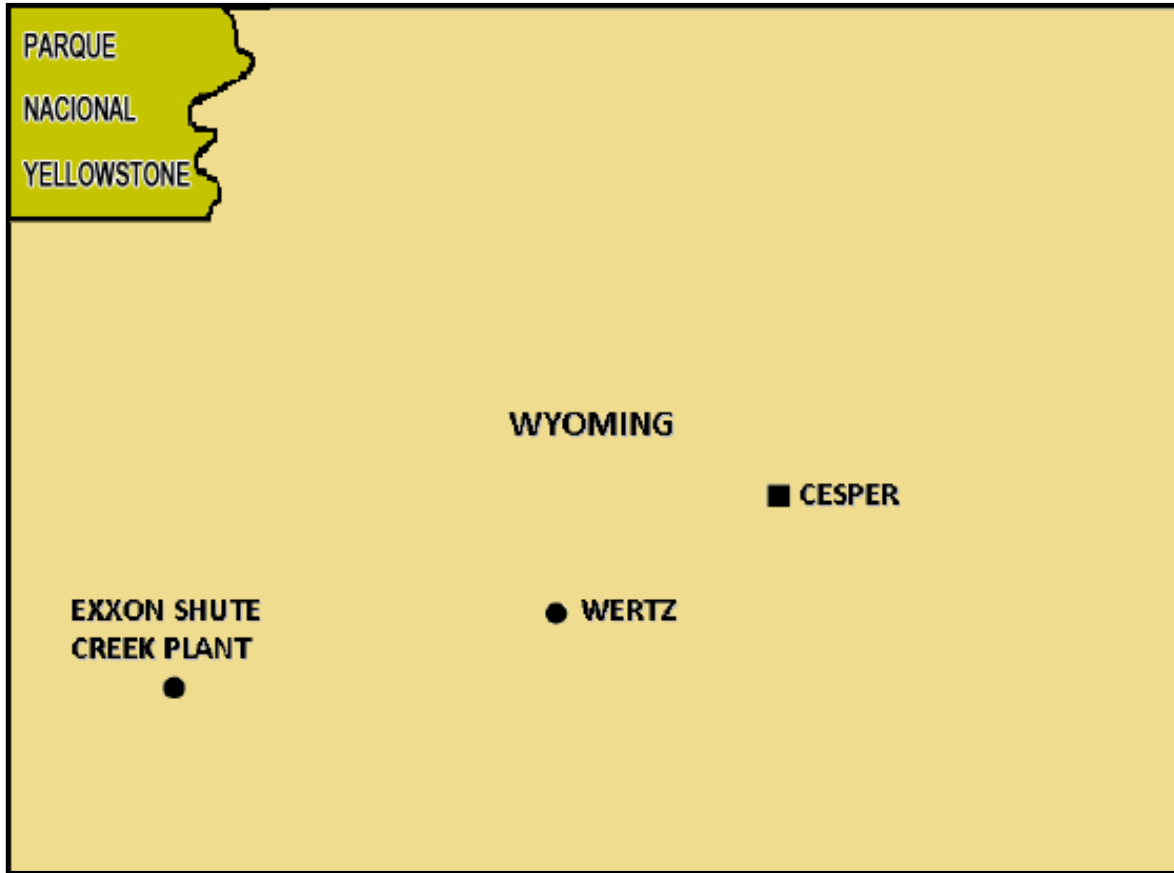


Figura 5.29 Ubicación del Campo Wertz

En Rusia, el Campo Priobskoye fue descubierto en 1982 el cual fue dividido en 2 secciones. El área sur tiene un yacimiento de 3 a 20 mD y tres yacimientos (0.1 a 10 mD) separados por lutitas. En el campo se alcanza un rango de profundidad de entre 2300 y 2500 m, con una porosidad promedio de 18% y altas saturaciones de aceite, del 50 al 56%; los yacimientos no tienen soporte de acuífero activo. La producción de aceite declina rápidamente sin ningún soporte, el área sur está bajo inyección de agua. Se alcanzó un pico de producción de más o menos 200,000 bpd usando fracturamiento hidráulico masivo, bombas electrosumergibles, producción mezclada e inyección de agua selectiva (Gachuz-Muro y Sellami, 2009)³⁵.

Una prueba piloto de inyección de agua a corto plazo sin límites en Chicontepec se puso a prueba durante un año en el período 1998-1999 en el Campo Agua Fría. Consistía en un sólo pozo de inyección (Agua Fria-847) y los pozos productores de los alrededores. Se determinó que dos de los productores, al suroeste del inyector, no estaban conectados al pozo de inyección debido a la compleja geometría de las zonas y facies. La prueba piloto fue de tan corta duración y de poco volumen de inyección que no se observó un mantenimiento de presión. Del mismo modo, una segunda prueba piloto de mayor escala, con cinco pozos de inyección se inició en 2008, llegando a la conclusión de que la selección de los fluidos de inyección o el diseño de filtrados de salinidades emparejado con la formación es una buena práctica (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2010)²².

5.6.3 Nuevas tecnologías

Debido a la complejidad y magnitud de la Cuenca de Chicontepec, aunado a las restricciones contractuales con las que cuenta PEMEX Exploración y Producción, para la adquisición e implementación de nuevas tecnologías, se hizo necesario idear un mecanismo que facilitara y agilizará el proceso de adquisición, prueba y asimilación de nuevas tecnologías, cumpliendo con el marco legal de PEMEX, por lo que se planteó la creación de los “Laboratorios de Campo” (Figura 5.29) con el fin de dar solución a esta problemática (Arias y colaboradores, 2012)⁸.

De acuerdo a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2011)²³, los Laboratorios Campo surgen como una iniciativa estratégica de negocios para la explotación de Chicontepec, y tienen como función investigar las soluciones integrales que agreguen valor a PEP; identificando tecnologías, procesos y métodos económicamente viables al desarrollo general del Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Para identificar las soluciones integrales se crean alianzas estratégicas con empresas, de las cuales cuatro se encuentran clasificadas en el ramo de servicios y una es considerada operadora. Estas reciben el término estratégico de Aliados Tecnológicos y tienen la responsabilidad de proponer y desarrollar iniciativas apropiadas en un marco de operación integral, beneficiando la rentabilidad del negocio no solo en el corto plazo, sino que también en el mediano y largo plazo. Se implementan con el objetivo de probar y evaluar tecnologías adecuadas, modos de explotación y operación, esquemas de contratación, organizacionales, de gobernabilidad y de negocios que permitan caracterizar adecuadamente el yacimiento para generar un plan de explotación que logre:

- Incrementar el éxito volumétrico y mecánico
- Incrementar el factor de recuperación
- Introducir nuevas arquitecturas de drene
- Incrementar la productividad de los pozos
- Incrementar la rentabilidad del desarrollo y producción
- Minimizar riesgos e Incrementar certidumbre

Dentro del Proyecto Aceite Terciario del Golfo, en el año 2011 se establecieron cinco laboratorios de campo a diferentes compañías de servicios, con el objeto de que PEMEX pueda tener un mejor entendimiento de las diferentes áreas que forman el proyecto.

A continuación se mencionan algunas de las nuevas tecnologías implementadas en los laboratorios de campo y que su uso podría generalizarse a todos los campos de Chicontepec, lo cual implica que con algunas adecuaciones se puede implementar en el Campo Palo Blanco para su óptimo desarrollo.

5.6.3.1 Perforación de pozos no convencionales y fracturamiento

La perforación de pozos no convencionales en el Paleocanal de Chicontepec se inició en el año 1991 en el Campo Agua Fría y al año 2012 se tienen catorce (14) pozos horizontales y un multilateral; se han utilizado diferentes tipos de terminaciones, tales como: Agujero descubierto con tubería ranurada, agujero cementado y disparado empacadores y camisas, la mayoría han sido fracturados hidráulicamente (Figura 5.30).



Figura 5.30 Ubicación de los laboratorios de campo del proyecto aceite terciario del golfo (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2011)²³.

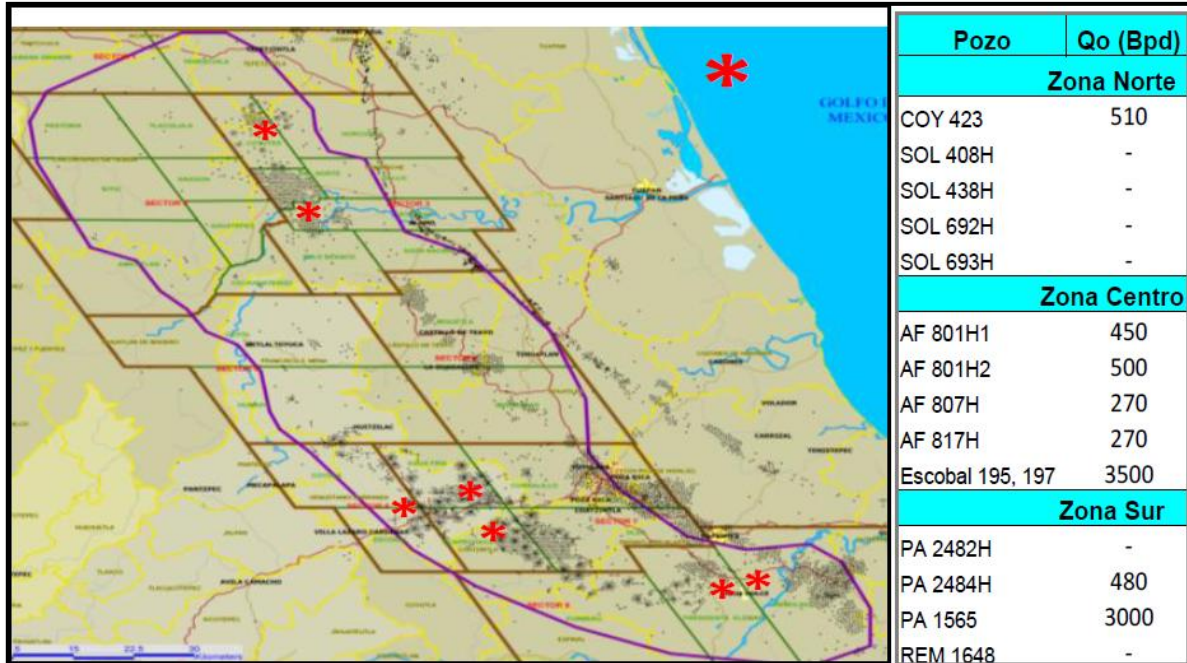


Figura 5.31 Ubicación de Pozos Horizontales en el Paleocanal de Chicontepec (Gutierrez y colaboradores, 2012)⁴⁰.

5.6.3.1.1 Pozos horizontales y multilaterales, microsísmica

En el Campo Agua Fría, se perforaron cuatro pozos con una longitud promedio en la sección horizontal de 732 m, para su terminación se utilizó tubería ranurada, no se realizó fracturamiento hidráulico. En promedio, el gasto inicial de estos pozos fue de 373 bpd, cuya configuración utilizada se muestra esquemáticamente en la figura 5.31. En el año 2007 se reanudó la perforación horizontal en el Campo Coapechaca a través de la perforación del pozo multilateral Coapechaca-439M (Figura 5.32), se perforaron tres brazos laterales en diferentes yacimientos con una longitud promedio en la sección horizontal de 738 m, cada brazo lateral fue evaluado inicialmente en agujero descubierto, posteriormente, en dos de ellos se instaló un sistema constituido por empacadores y camisas; se realizó por primera vez en Chicontepec fracturamiento multi-etapa, en uno de los brazos se completaron cuatro etapas de fractura, las cuales fueron monitoreadas con microsísmica de donde se obtuvo la orientación de las fracturas y su geometría. La producción inicial de este pozo una vez en producción fue de 462 bpd proveniente de dos brazos (239 bpd y 223 bpd en cada brazo) (Gutiérrez y colaboradores, 2012)⁴⁰.

La tecnología microsísmica (Figura 5.33) es sumamente útil para detectar el azimut de fracturamientos hidráulicos apuntalados o ácidos inducidos. Desde su introducción en el 2000, la microsísmica se ha convertido en una de las herramientas más poderosas y más usadas para monitorear el comportamiento de yacimientos expuestos a fracturamientos hidráulicos y para detectar cambios debidos a la inyección/producción de fluidos. Para alcanzar estos objetivos, se requiere la utilización de herramientas sísmicas de alta resolución introducidas al pozo y ancladas a la pared del revestimiento para detectar los eventos microsísmicos producidos a partir del rompimiento de la roca (Ballinas 2012)¹⁰.

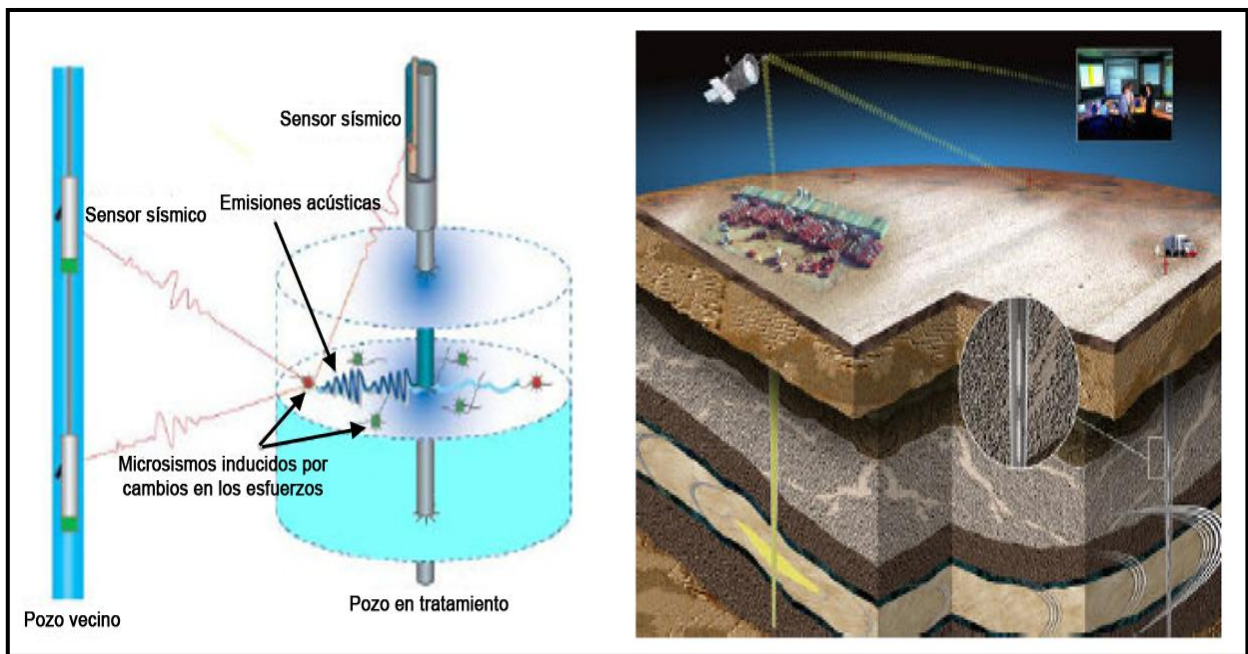


Figura 5.32 Enfoque actual de algunas compañías al mapeo de fracturas hidráulicas inducidas (Ballinas, 2012)¹⁰.

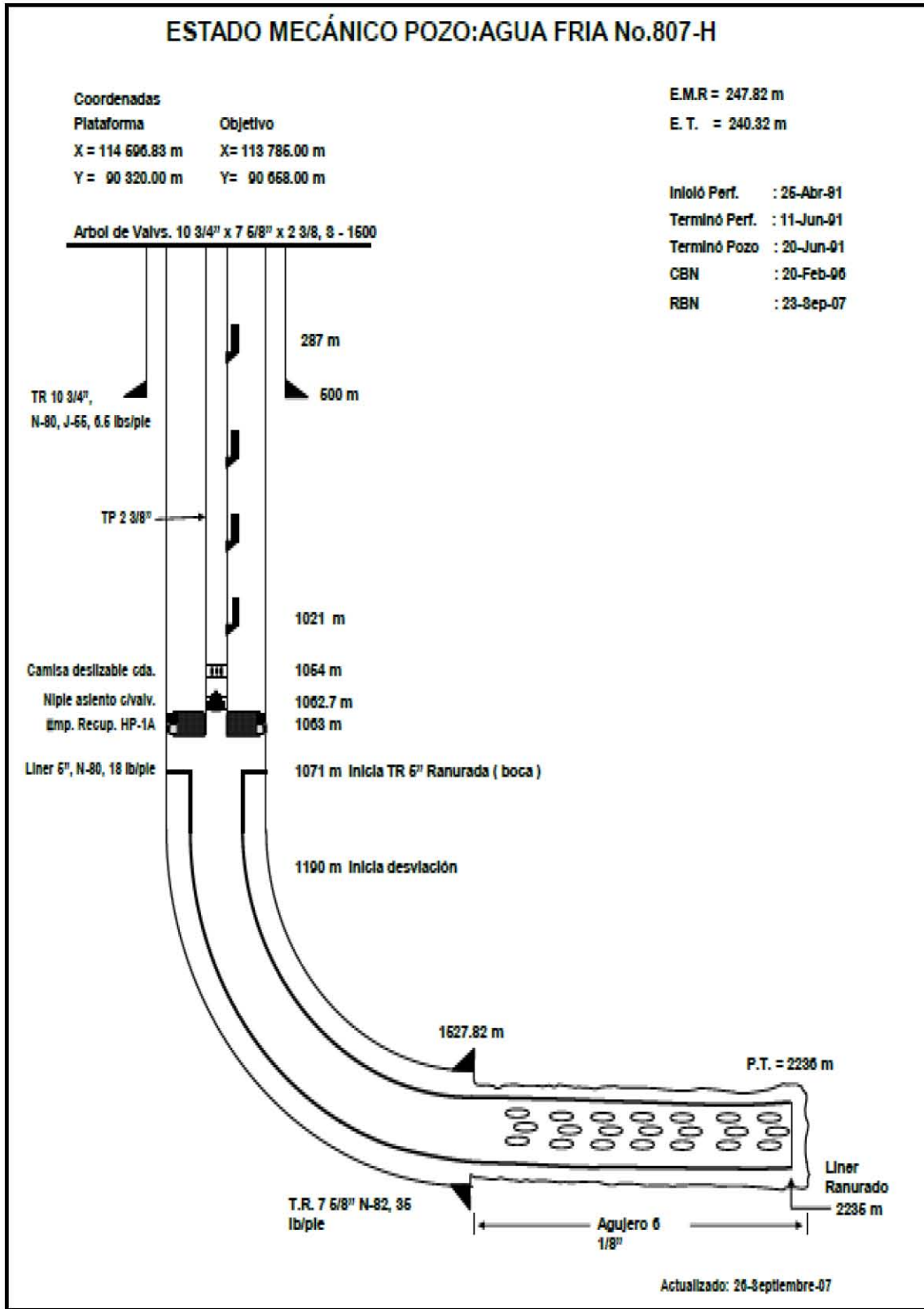


Figura 5.33 Estado mecánico del Pozo Agua Fria-807H (Gutiérrez, Méndez, Pérez, Henríquez y Salgado, 2012)⁴⁰.

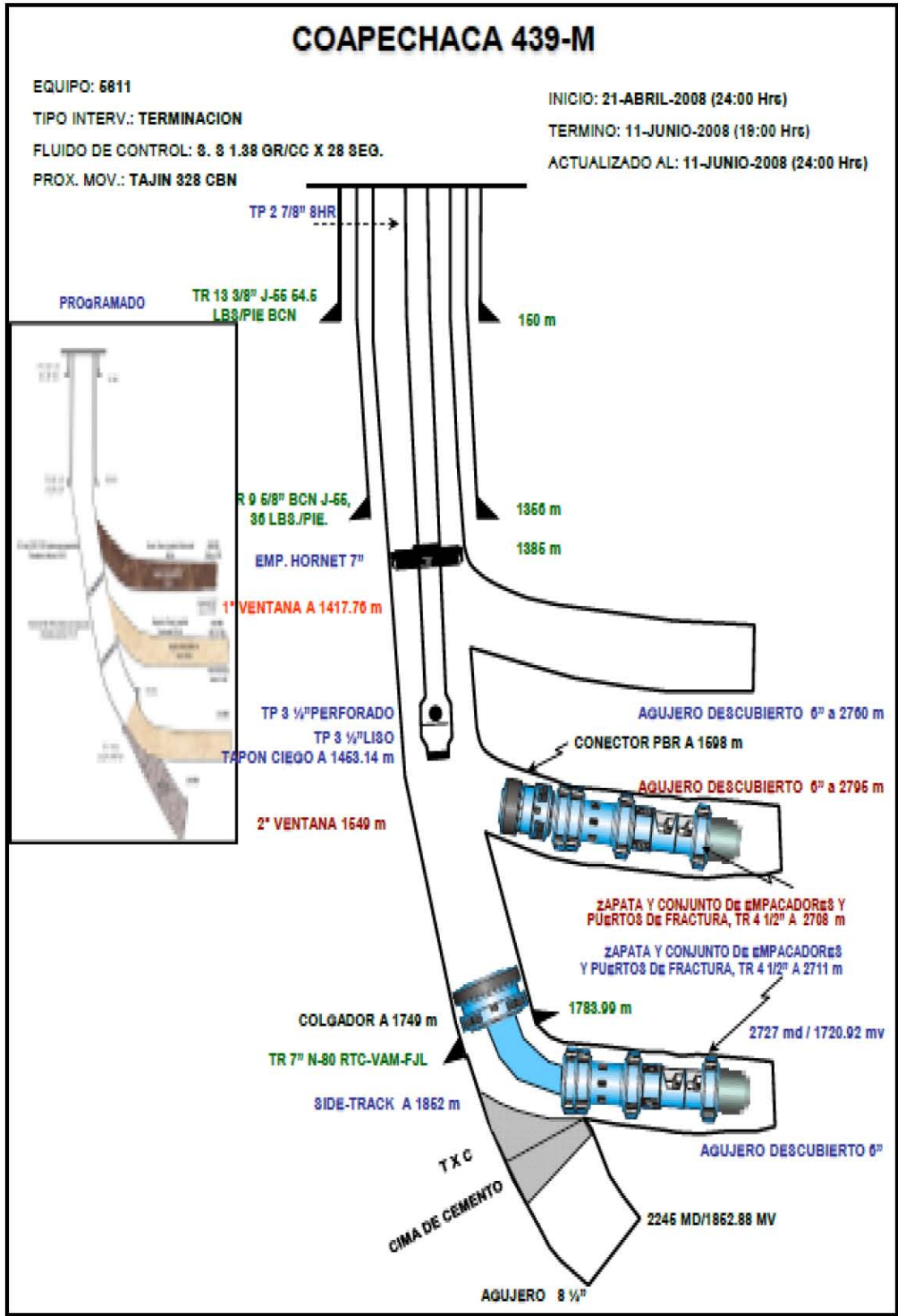


Figura 5.34 Estado mecánico del Pozo Coapechaca-439M (Gutiérrez, Méndez, Pérez, Henríquez y Salgado, 2012)⁴⁰.

5.6.3.1.2 Fracturamiento en varias etapas

En el año 2011 se perforaron los pozos Coyotes-423 y Presidente Aleman-1565 (Figura 5.34), se realizó por primera vez en Chicontepec la terminación de estos pozos utilizando una técnica de terminación denominada Cobramax, una sección horizontal de 711 m en promedio fue entubada y cementada, el contacto con el yacimiento se estableció a través de perforación abrasiva (sand jetting), se realizaron 5 y 18 fracturas respectivamente. El gasto inicial promedio de estos pozos fue de 1274 bpd de aceite, sin embargo; solo el pozo Presidente Alemán 1565 produjo con un gasto inicial de 3,000 bpd.

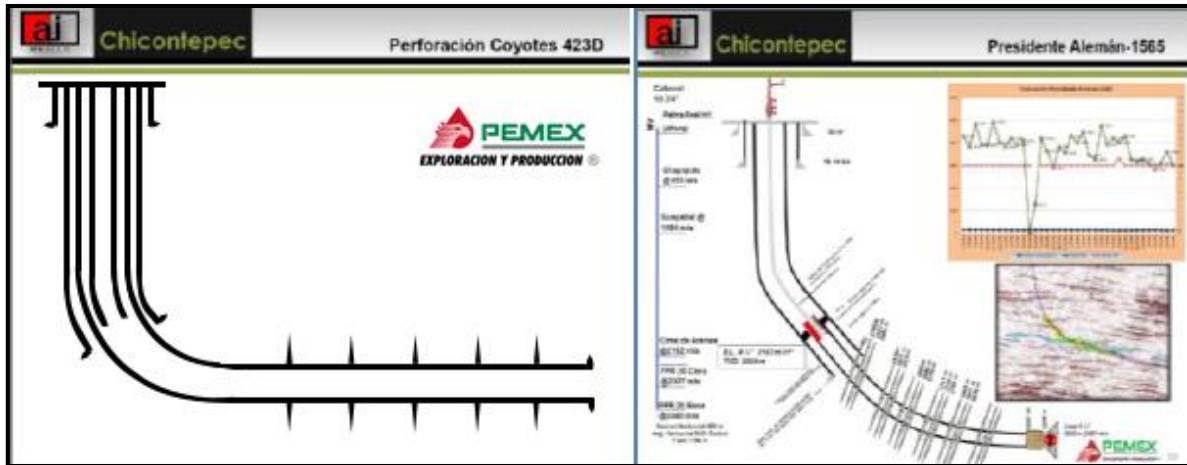


Figura 5.35 Estados mecánicos de los pozos Coyotes-423D y Presidente Aleman-1565 (Modificado de Gutiérrez y colaboradores, 2012)⁴⁰.

Para la terminación del Pozo Coyotes-423D se realizó exitosamente multifracturamiento hidráulico no convencional en donde se llevó a cabo la ejecución de 5 etapas de fractura con un tratamiento masivo a través de un solo punto de fractura por etapa, utilizando un chorro de partículas para comunicar al pozo con el yacimiento y realizando monitoreo con microsísmica. La producción por flujo natural se mantiene esencialmente constante en 250 bpd después de 4 meses. Esta técnica de multifracturamiento hidráulico es aplicable en yacimientos de baja presión inicial, yacimientos que han sufrido un abatimiento de presión debido a la explotación, así como baja permeabilidad. La mayor etapa de fractura se realizó con 738 mil lb de arena que constituye un record mundial. Mediante el monitoreo microsísmico en tiempo real se tomaron decisiones para rediseñar el tratamiento de fractura (Araujo y colaboradores, 2012)⁴.

5.6.3.1.3 Fracturamiento “Zipper Frac”

En el año 2012 se llevó a cabo la perforación de los pozos Escobal-195 y Escobal-197 (Figura 5.35) pertenecientes al proyecto piloto denominado Hectárea Fracturada, estos pozos horizontales fueron perforados paralelos con una distancia entre ellos de 160 y 210 m, utilizando para su terminación empacadores y camisas (Stage Frac) a lo largo de una sección horizontal promedio de 1050 m. Se aplicó exitosamente por primera vez la técnica de fracturamiento tipo cierre “Zipper-Frac”, se efectuaron un total de 32 etapas de

fracturamiento (16 en cada pozo). El pozo Escobal 197 alcanzó un gasto de aceite puntual máximo de 5,180 bpd y fue entregado a producción después de 10 días de evaluación con un gasto de aceite de 3,120 bpd. El pozo Escobal-195 alcanzó un gasto de aceite puntual máximo de 3,140 bpd, fue entregado a producción después de 20 días de evaluación con un gasto de aceite de 1,096 bpd (Gutiérrez y colaboradores, 2012)⁴⁰.

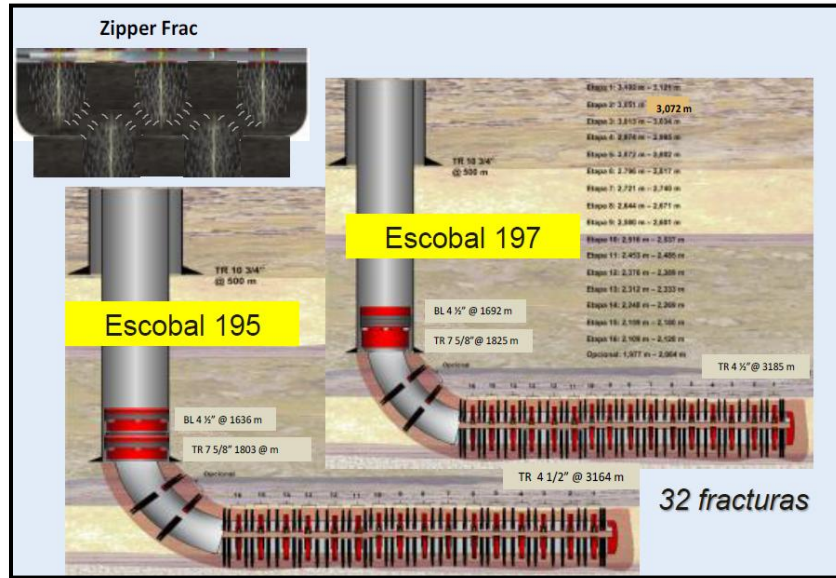


Figura 5.36 Esquema de la configuración de los pozos Escobal-195 y Escobal-197 (Gutiérrez y colaboradores, 2012)³⁹.

En el AIATG se efectúan en promedio 50 fracturamientos de pozos, cuyos resultados de productividad son variables debido a las propiedades roca fluidos a nivel local, al diseño y ejecución de los fracturamientos; si el diseñador o el evaluador no conocen los datos de Modulo de Young, Relación de Poisson, viscosidad de aceite entre otros con la mejor precisión posible, los resultados esperados de Geometría de Fractura, relación kh, permeabilidad, presiones etc. serán inconsistentes con la realidad y afectarán por ende el valor de las Reservas de hidrocarburos (Martinez, 2012)⁵⁰. Con la perforación de pozos horizontales multifracturados en las arenas turbidíticas del Paleocanal de Chicontepec, se observa como al poner en contacto una mayor área del pozo y fracturas con un mayor volumen poroso a drenar, disminuye la declinación de la producción de aceite (Ortiz y colaboradores, 2012)⁵⁵.

5.6.3.2 Estranguladores de fondo

Dentro de los principales problemas que afectan la producción de los pozos productores de aceite en su etapa de flujo natural, es la pérdida de presión dentro de la tubería de producción (70%), así como el incremento de gas disuelto que da como resultado una alta relación gas líquido (Huerta, Rosales, Morales y López, 2012)⁴². Debido a la alta declinación y presión de saturación cercana a la del yacimiento en los pozos de Chicontepec, el periodo de explotación fluyente se reduce rápidamente, teniendo que

instalar sistemas artificiales de producción a corto plazo, y por consecuencia, se tienen bajas NP's de recuperación de aceite. Como alternativa de solución para atenuar la declinación prematura de la producción en los pozos, se planteó la aplicación de estrangulador de fondo (figura 5.36), ya que es una tecnología que nos permite administración de la energía del yacimiento. El estrangulador de fondo ha demostrado su efectividad desde que se instaló el primero en agosto del 1998 en el Campo Tecominoacan al sureste de México, y en la actualidad, existen varias compañías que cumplen con este fin, mejorando la parte de anclaje, así como su diseño en general (Bautista, Moncayo y Herrera, 2012)¹³.

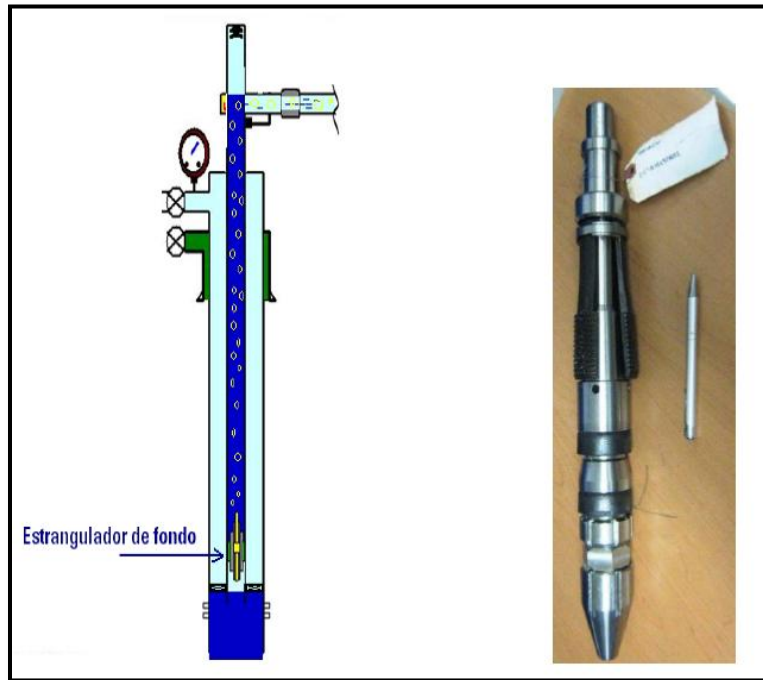


Figura 5.37 Estrangulador de fondo (Huerta, Rosales, Morales y López, 2012)⁴².

5.6.3.3 Estimulación de pozos mediante Tecnología Ultrasónica

Conforme a Flores y Granados (2012)³², durante la perforación, la zona cercana a la cara de la formación se ve afectada en su permeabilidad y por tanto en el flujo de fluidos hacia el pozo, este es el efecto negativo de daño a la formación. Para corregir este daño, la estimulación ultrasónica crea un efecto de remoción de la capa de daño, mediante excitación con vibraciones elásticas de frecuencia ultrasónica emitidas hacia el medio líquido del espacio poroso afectado, restableciendo la permeabilidad y estimulando el flujo de aceite y gas hacia el pozo, y por ende recuperando la productividad del mismo. Se puede aplicar la tecnología PU (ULTRASONIC TECHNOLOGY) que está basada en la emisión de pulsos ultrasónicos que generan efectos de cavitación y resonancia, que combinados causan la eliminación de materiales que provocan el daño en la cara de la formación, reduciendo el daño y restaurando su permeabilidad (Figura 5.37), y por ende la productividad o inyectabilidad del pozo. La estimulación Ultrasonica se lleva a cabo con una herramienta bajada al fondo del pozo con cable (figura 5.38)

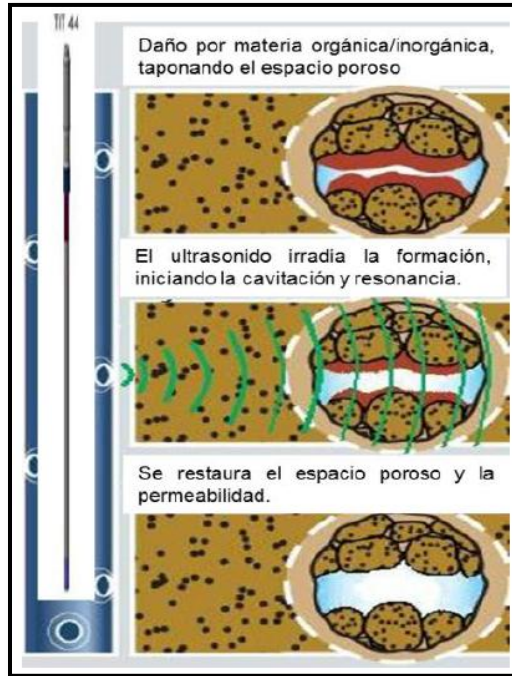


Figura 5.38 Efecto de la tecnología PU (Flores y Granados, 2012)³².

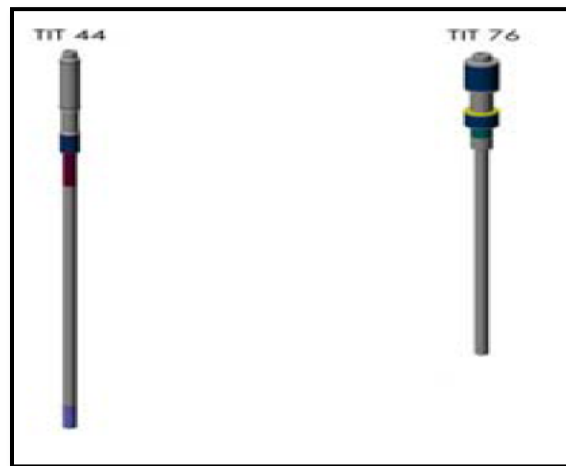


Figura 5.39 Herramientas ultrasónicas para estimulación (Flores y Granados, 2012)³².

Sin embargo, existen criterios para determinar si un pozo es candidato a para que se le pueda efectuar una prueba con estimulación ultrasónica, los cuales se enuncian en la tabla 5.7

Con el objetivo de restablecer la permeabilidad de los yacimientos al reducir o eliminar daño a la formación, se procedió a realizar una Prueba Tecnológica (PT) en pozos de los campos Agua Fría y Escobal del AIATG, con la finalidad de evaluar su efectividad y efectos, en el logro de los siguientes propósitos principales: 1) Recuperar la productividad

del pozo, en gasto bruto fluyente (> 30%, al menos por cuatro meses) o reducir intermitencia y/o incrementar tiempos de afluencia en pozos intermitentes; 2) Evaluar el uso seguro, con personal y medio ambiente, facilidad/rapidez de instalación y versatilidad; y 3) Optimización de costos (Flores y Granados, 2012)³².

Criterios de selección de pozos para pruebas de estimulación ultrasónica con la herramienta PU										
Pozo	Declinación de producción	Declinación significativa de presión de fondo	Porosidad	RGA	Viscosidad	Corte de agua	°API	Temp	Presión de fondo	Arcilla
			>5%	<10 m3/m3@c y	<10 Cp @cy	<80%	>20°	<90°C	<255 kg/cm2	>20°

Tabla 5.7 Criterios de selección para pruebas de estimulación ultrasónica (Granados y Flores, 2012)³².

5.6.3.4 Macroperas autosustentables

Debido a que los pozos productores del AIATG presentan altos factores de declinación, el tener baterías fijas con capacidades determinadas de manejo de líquidos y gas, en corto tiempo (seis meses), quedan sobradas. Actualmente, el manejo de la producción de hidrocarburos en superficie resulta complicado, debido a la orografía en donde se ubican los campos productores del AIATG y, en consecuencia, a los grandes desniveles que presenta el perfil topográfico de la mayoría de sus pozos e instalaciones de producción. Esto trae como consecuencia, que los pozos presenten continuamente los siguientes problemas:

- Alta contrapresión en línea de descarga de los pozos, dando como consecuencia la disminución de la producción de los pozos.
- Flujo inestable o en baches.
- Requerimientos de energía mayores al aplicar un sistema artificial de producción.

El concepto de Macropera Autosustentable se basa, en primera instancia, en que la Macropera opere con autosuficiencia energética y para el caso del sistema artificial de producción conocido como bombeo neumático, por lo que tiene un circuito local donde se maneja gas a alta presión (70 Kg/cm2 o mayor) a través de equipos motocompresores en sitio. Por otro lado, se puede contar con una red local de energía eléctrica, obtenida mediante el empleo de un motogenerador con motor de combustión interna operado por gas, para operar pozos con Bombeo Mecánico, Bombeo de Cavidades Progresivas, así como un sistema de iluminación o cualquier otro que requiera de energía eléctrica. En este proyecto, los módulos de separación portátil son esenciales para la obtención del gas que se utilizará para el SAP, así como de combustible.

En el concepto de macropera autosustentable evitar la quema de gas es de primordial importancia, por lo que el gas producido, además de ser aprovechado en la operación de pozos con bombeo neumático, se utilizará como gas combustible para los motores de combustión interna de los equipos de compresión, de BM en sus diferentes modalidades, motogeneradores y/o motobombas. El Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, cuenta, al 22 de Marzo del 2011, con 506 Macroperas y 1,591 pozos distribuidos en 21 campos existentes. Se espera que para el año 2022, estos campos se encuentren más desarrollados y con la implementación del concepto de Macroperas Autosustentables,

siempre y cuando cumplan con los requerimientos para poder ser operadas bajo esta propuesta innovadora (Flores Mondragon, Torres, Narváez, Bautista, Mancilla, Oliva, López y Flores Sánchez, 2012)³³.

En la nueva propuesta (Figura 5.39), se continúa con el esquema de perforar hasta 19 pozos en cada Macropera y solo se requiere contar con un área adicional de 40 m x 40 m para la instalación del paquete modular antes mencionado.

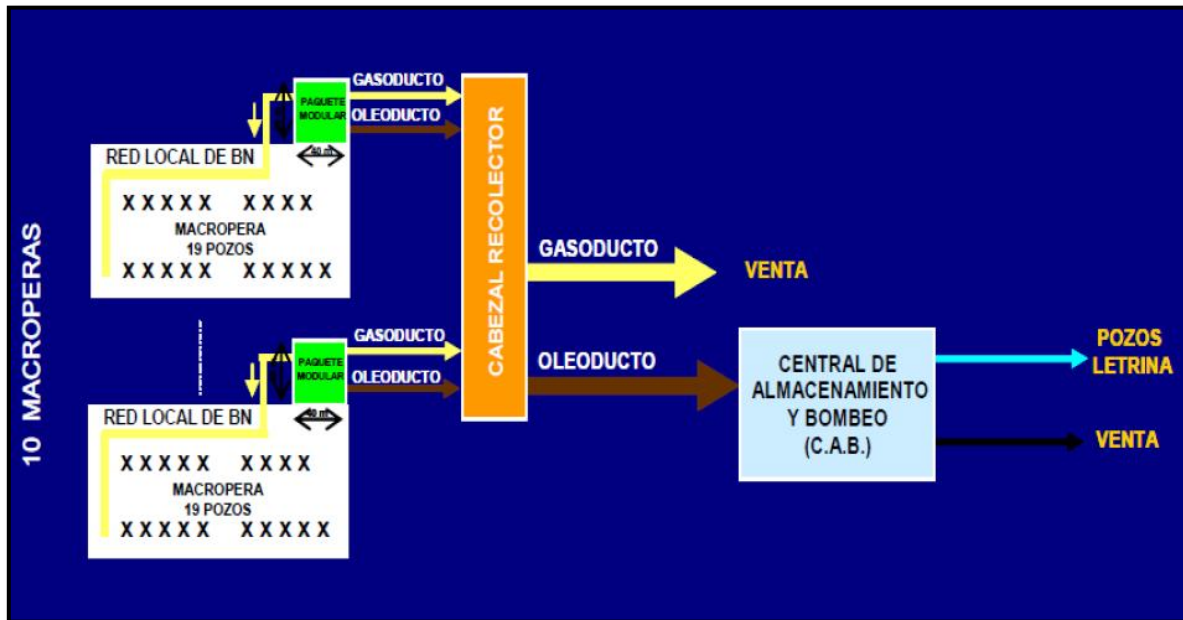


Figura 5.40 Propuesta de una MPA para el manejo de la producción en superficie en los campos del ATG (Flores Mondragon, Torres, Narváez, Bautista, Mancilla, Oliva, López y Flores Sánchez, 2012)³³.



Conclusiones y Recomendaciones

6.1 Conclusiones

La Cuenca de Chicontepec se originó durante el intervalo comprendido entre el Paleoceno Tardío al Eoceno Medio aunque en el Campo Palo Blanco, se tiene una columna estratigráfica que va del Triásico Superior al Cenozoico inferior.

Los hidrocarburos del Paleocanal Chicontepec provienen de yacimientos que contienen aceite y gas disuelto, cuya densidad varía de 22 grados API en la poción Sur y 45 grados API en la parte Norte. El gas producido no contiene ácido sulfhídrico por lo que corresponde con gas dulce.

En el Paleocanal de Chicontepec se ha perforado un gran número de pozos que no han producido los volúmenes esperados, esto puede explicarse por la insuficiente caracterización estática, provocando que las localizaciones de los pozos no necesariamente correspondan a una ubicación óptima.

Los análisis petrográficos indican que las areniscas de Chicontepec son litarenitas inmaduras litológicamente, las cuales están compuestas de granos de cuarzo, abundantes fragmentos de carbonatos y fragmentos de rocas metamórficas. Debido a la abundancia de carbonatos como clastos en el sistema, los sedimentos están altamente cementados por calcita y dolomía.

En el Campo Palo Blanco únicamente destacan como rocas almacenadoras el Play Tamabra y la Megasecuencia Media del Grupo Chicontepec. Del Play Tamabra la unidad almacenadora tiene una porosidad promedio de 30% y permeabilidad promedio de 1000 mD, su porosidad efectiva puede ser muy buena a causa de la naturaleza misma del depósito sedimentario (brechas calcáreas) y por el alto nivel de fracturamiento que pueden presentar, sobre todo en las proximidades a las fallas laterales.

En el Play Grupo Chicontepec las secuencias almacenadoras no tienen buena porosidad y permeabilidad, ya que los procesos diagenéticos han afectado las rocas almacenadoras provocando alta variabilidad vertical en sus características petrofísicas.

El Grupo Chicontepec se presenta en el Campo Palo Blanco con un espesor de aproximadamente 690 metros, indentificandose tres megasecuencias, las cuales son denominadas como Unidades 1, 2 y 3 y que contienen material arcillo-arenoso, arenoso calcarenítico y conglomerático. El conjunto de las 3 unidades son acotadas por una discordancia basal y de manera interna las megasecuencias se diferencian con 3 discordancias denominadas A, B y C.

La Megasecuencia Media (Unidad 2) presenta las mejores posibilidades de almacenamiento de hidrocarburos debido sus condiciones de porosidad, permeabilidad y continuidad, la porosidad reportada dentro de esta formación es pobre debido a la constitución areno-arcillosa de sus sedimentos, pero en los cuerpos arenosos se detectaron porosidades de grado regular a bueno con variaciones de entre el 8 al 17% con un promedio del 13.8% de tipo primaria intergranular y secundaria en fracturas. Los estratos se presentan con geometrías tabulares y espesor mediano a grueso, lateralmente continuos aunque se presentan algunos cuerpos en forma lenticular que son debidos a canales bifurcados, lóbulos y zonas de desbordo.

La roca sello del Grupo Chicontepec la conforman lutitas intraformacionales impermeables del Paleoceno-Eoceno medio del mismo Grupo Chicontepec; también las rocas arcillosas de la Formación Guayabal y las lutitas del Mioceno en ciertas áreas del Paleocanal.

Respecto al Grupo Chicontepec, en los intervalos productores se tiene que las trampas son predominantemente estructurales y se relacionan al frente sepultado de la Sierra Madre Oriental. En el sector oriente del Campo Palo Blanco se tiene en el basamento un alto estructural correspondiente a un pilar (horst), que en el Jurásico formó la paleo Isla de Tuxpan y en el Cretácico una plataforma carbonatada que corresponde con la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro), permitiendo el desarrollo de carbonatos de aguas someras. A partir de la plataforma carbonatada, se formaron en el talud las brechas calcáreas de la Formación Tamabra, en la que se tienen a los pliegues anticlinales, los que representan trampas estructurales.

En el Campo Palo Blanco se pueden reconocer dos estilos de deformación, los cuales involucran plegamientos a causa de la Orogenia Laramide y un sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas verticales. Las fallas y fracturas generadas son muy importantes, ya que las primeras representan conductos por los que ocurrió migración secundaria y las segundas originaron incrementos de porosidad, aunque en la mayoría de los cuerpos arenosos de las megasecuencias ocurrió precipitación de carbonato de calcio (cementante), que redujo la conductividad de las discontinuidades.

La migración a partir de las rocas generadoras del Jurásico Superior es de dos tipos: el vertical ascendente con hidrocarburos provenientes de las rocas generadoras de la Formación Huayacocotla, y por otro lado, el diagonal ascendente de los hidrocarburos generados en las formaciones Santiago Taman y Pimienta que “llenaron” con hidrocarburos a los receptáculos de la Formación Tamabra y los cuerpos lenticulados del Grupo Chicontepec.

6.2 Recomendaciones

A la fecha, en el Campo Palo Blanco se han perforado alrededor de 50 pozos distribuidos irregularmente en toda el área del campo, las localizaciones de los pozos no necesariamente corresponden a una ubicación óptima por lo que se recomienda el uso de

mapas de amplitudes RMS para poder canalizar la perforación a las zonas con mayores oportunidades de producción.

La problemática que se tiene durante la perforación es la hidratación de arcillas y pérdidas de circulación, por lo que es recomendable utilizar lodo con componentes de bentonita, polímero reductor de filtrado, dispersante, hidróxido de calcio y KCl; estos últimos como agentes inhibidores.

Algunos pozos han requerido más de una reparación, generando costos por interrupción a la producción y gastos asociados a las mismas; aunque por otro lado, existen pozos sin producción y sin reparación que se podrían reanudar aprovechando así instalaciones ya existentes.

En el proyecto ATG la mínima diferencia entre la presión del yacimiento y la de saturación de fluidos almacenados provoca que al iniciar la extracción de crudo se liberen importantes volúmenes del gas disuelto, los cuales limitan el paso del aceite hacia los pozos, por lo que es necesario identificar el proceso de explotación adecuado que nos permita mantener el gas en solución.

Debido a la baja energía de los yacimientos es importante desde la planeación realizar un análisis nodal que permita diseñar las instalaciones superficiales óptimas, ya que las diferencias entre los pronósticos de producción y los resultados obtenidos generan el riesgo de que las instalaciones de producción resulten sobredimensionadas.

Considerando que la porosidad intergranular es muy baja por la cementación de calcita se recomienda estimular los pozos con ácido acompañado de Nitrógeno, que facilite la recuperación del ácido gastado cuando se acidifican pozos depresionados; ya que cuando se usa espuma nitrogenada como desviador se expande al ácido incrementando el radio efectivo de penetración por efecto de la presión y la temperatura.

Se recomienda validar el uso de ácido fluorhídrico (HF) en las estimulaciones y fracturamientos, ya que este ácido reaccionará con arena y otros minerales silicios como la arcilla, mezclado con HCl o con ácidos orgánicos disuelve minerales arcillosos, feldespatos y arenas; es importante analizar que tanto la liberación de finos a través de la disolución de este material (cementante), pudiera taponar la fractura debido al riesgo de la formación de precipitados insolubles.

Se recomienda probar la estimulación ultrasónica para crear un efecto de remoción de la capa de daño, mediante excitación con vibraciones elásticas de frecuencia ultrasónica emitidas hacia el medio líquido del espacio poroso afectado (ULTRASONIC TECHNOLOGY).

Muchos pozos del Campo Palo Blanco se fracturan con fluidos base aceite, se recomienda el uso de fluidos fracturantes más limpios y ecológicos, que incluso se combinen con polímeros de alta eficiencia con activadores de alto desempeño, manteniendo una alta viscosidad durante mayor tiempo.

El fracturamiento con espumas, usando Nitrógeno es ideal para el fracturamiento de formaciones de baja permeabilidad, productoras de gas o sensibles al agua por lo cual se recomienda su uso en objetivos en la Formación Chicontepec.

La microsísmica es una de las herramientas usadas para monitorear el comportamiento de yacimientos expuestos a fracturamientos hidráulicos y para detectar cambios debidos a

la inyección/producción de fluidos, se recomienda el uso de herramientas sísmicas de alta resolución introducidas al pozo y ancladas a la pared del revestimiento para detectar los eventos microsísmicos producidos a partir del rompimiento de la roca.

Se recomienda utilizar multifracturamiento hidráulico no convencional por etapas de fractura con un tratamiento masivo a través de un solo punto de fractura por etapa, utilizando un chorro de partículas para comunicar al pozo con el yacimiento y realizando monitoreo con microsísmica, ya que esta técnica de multifracturamiento hidráulico es aplicable en yacimientos de baja presión inicial, yacimientos que han sufrido un abatimiento de presión debido a la explotación, así como baja permeabilidad.

Se recomienda explorar el Oeste del Campo ya que el pozo Madrina 319 ubicado en esa zona es el que mejor gasto inicial ha registrado en todo el campo. También llama la atención la producción que se ha obtenido en las calizas oolíticas de la Formación San Andrés con gastos iniciales considerablemente mayores que los generalmente obtenidos en el Grupo Chicontepec. Por lo que también se debe estudiar con mayor detalle.

En el proceso de explotación es importante mantener el gas en solución ya que esto facilitará las condiciones para poder alcanzar un alto nivel de recuperación de los pozos, pero en la información revisada no se documenta un procedimiento que se esté usando para propiciar la producción en una sola fase, por lo que sería recomendable analizar algún proceso de inyección de agua o realizar pruebas de inyección de gases como gas natural o CO₂.

Como alternativa de solución para atenuar la declinación prematura de la producción en los pozos, se recomienda la aplicación de estrangulador de fondo, ya que es una tecnología que nos permite administración de la energía del yacimiento.

En la perforación de nuevos pozos se recomienda la toma de registros de imágenes de pozo y registros de nuevas tecnologías que permitan realizar mejores evaluaciones de los yacimientos.

Se recomienda la implementación de pozos no convencionales con trayectorias desviadas que puedan alcanzar múltiples objetivos, incluso equiparlos con bombas electrosumergibles e inyección de CO₂, partiendo de campos Estadounidenses análogos que han implementado estos sistemas de recuperación. Se pueden utilizar diferentes tipos de terminaciones, tales como: Agujero descubierto con tubería ranurada, agujero cementado y disparado empacadores y camisas, la mayoría han sido fracturados hidráulicamente.

La incorporación de nuevas tecnologías, como las unidades de bombeo mecánico hidroneumático, permite establecer nuevos estándares de operación y eficiencia, mejorando los niveles de competencia técnica y económica.

Bibliografía

- 1- Aguayo, C. E., Araujo, M. J., Sandoval, O. H. y Santillán, P. N., 2006, "Geología Regional de la Cuenca de Chicontepec del Centro-Oriente de México, como Antecedente para el Estudio de su Porción Noroccidental en Afloramiento". III Simposio: La Investigación y Desarrollo en la Facultad de Ingeniería 2006, UNAM.
- 2- Aguayo, C. E., Santillán, P. N., 2011, "Facies Sedimentarias Turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México", Revista UNAM, Ingeniería Investigación y Tecnología Vol. XII Núm. 3, 2011.
- 3- Alegría, L. M. A., Nava, P. L., 2001. "Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico–Misantla". Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Tesis de Licenciatura.
- 4- Araujo, O., Herrera, M., Parazzo G., Medina, E., Sierra, J. Migliavacca, M., Fontana, C., 2012. "Primer terminación No-Convencional en Chicontepec utilizando Multifracturamiento Hidráulico". Congreso Mexicano del Petróleo 2012.
- 5- Arellano, G. I., 2012. "Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación de la Región Tampico - Misantla". Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Tesis de Licenciatura.
- 6- Arellano, G. J., 2003. Presentación "El registro estratigráfico de los cuerpos de roca".
- 7- Arellano, G. J. y Yusssim, G. S., 2004. "Discordancias Progresivas en la Secuencia Sedimentaria Cretácica en México". Simposio La Investigación en la Facultad de Ingeniería 2004. Díaz-Rodríguez et al (eds.).
- 8- Arias, F. S. D., Flores, A. F. S., Riaño, C. J. M., 2012. "Mapa Tecnológico, Origen y Evolución". Congreso Mexicano del Petróleo 2012.
- 9- Avendaño, B. O., 2013. "Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación del Campo Humapa en la cuenca de Chicontepec". Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Tesis de Licenciatura.
- 10- Ballinas, N. J., 2012. "Tecnologías de Alta Resolución como Herramientas Clave para Recuperación de Reservas de Hidrocarburos en Campos Maduros". Congreso Mexicano del Petróleo 2012.
- 11- Barrueta, Z.E.; 2008. "Exploración, Explotación y Restitución de Reservas Petroleras". Junta de coordinación política de la Cámara de Senadores de la República 2008.
- 12- Bautista, T. F., Hernández, R. G., Rodríguez, A. R., 2013. "Ingeniería Artesanal, una Solución Integral para el Mantenimiento de la Producción Base en Chicontepec". Congreso Mexicano del Petróleo 2013.
- 13- Bautista, T. F., Moncayo, C. G., Herrera, C. I., "Evaluación del Comportamiento de la Macropera Corralillo 337 con Respecto al Estrangulador de Fondo del Pozo Corralillo 303". Congreso Mexicano del Petróleo 2012.

- 14- Bernal H. C., Flores, M. S., Oliva, G. D.E., Silva, R.G., 2011. "Prueba Tecnológica Denominada: Levantamiento Mecánico con Equipos Dynapump de Bombeo Hidroneumático Pumping jack", Revista Ingeniería Petrolera, Asociación de Ingenieros Petroleros de México A.C., Vol. LI No. 10 Octubre 2011.
- 15- Bolsa Mexicana de Valores, 2012. "Aprueba el Consejo de Administración de PEP la Ronda de Licitación de Contratos Integrales para Chicontepec, Eventos Relevantes 19/10/2012".
- 16- Brown, A. R., 2004. "Interpretation of Three – Dimensional Seismic Data", The American Association of Petroleum Geologists and the Society of Exploration Geophysicists. Tulsa, Oklahoma, U.S.A. Sixth Edition 2004.
- 17- Brown, K. E., 1980. "The Technology of Artificial Lift Methods", PennWell Books, Oklahoma.
- 18- Cabrera, C. R., Lugo, R. J., 1984. "Estratigrafía y Sedimentología de las Cuencas Terciarias del Golfo de México", AMPG Vol. XXXVI Núm. 2, 1984.
- 19- Castañeda, A. A. V., 2007. "Incremento de Producción del Campo Parahuacu de Petroproducción Implementando Fracturamiento Hidráulico en Arenas de Baja Permeabilidad". Tesis de Licenciatura, Quito.
- 20- Cheatwood, C. J. and Guzman, A. E., 2002. "Comparison of Reservoir Properties and Development History: Spraberry Trend Field, West Texas and Chicontepec Field, México". SPE 74407, SPE Internacional Petroleum Conference and Exhibition in Villahermosa, Tabasco, México.
- 21- Comisión Nacional de Hidrocarburos, 1960-1985 y 1986-2012. "Indicadores de Hidrocarburos". Disponible en: http://www.cnh.gob.mx/Movil/m_707.html
- 22- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2010. "Dictamen del Proyecto Agua Fría-Coapechaca".
- 23- Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2010. "Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Primera Revisión y Recomendaciones".
- 24- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2010. "Reporte para Cumplir con Lineamientos CAP, Laboratorios de Campo y Mapa Tecnológico AIATG".
- 25- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2012. Clasificación de los Proyectos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Estadísticas de Rentabilidad e Incertidumbre; Documento Técnico de Trabajo 3.
- 26- De la Mora, M. L., 2013. "Mantenimiento de la Producción Base en Chicontepec: El Reto". Congreso Mexicano del Petróleo 2013.
- 27- De la Mora, M. L. L., Tobías, A. H. R., 2012. "Matriz de Jerarquización y Sistema de Control de Inventarios para Intervenciones con ETRP en el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo", Congreso Mexicano del Petróleo 2012.
- 28- Economides, M. J., Hill, D. A., Economides, C. E., 1994. "Petroleum Production System". Prentice Hall Petroleum Engineering Series.

- 29- Escalera, A. J. A., 2010. "Estrategia, Logros y Desafíos de la Exploración Petrolera en México". Trabajo de ingreso a la Academia de Ingeniería Especialidad. Ingeniería Geológica, 2010.
- 30- Estrada, E., Estrada, J., Vielma, M., Morales, J., Tineo, F., Gómez, G., 2010. "Turbidite Chicontepec Formation, Channel Chicontepec, Mexico: A Diagenetic and Petrophysical Study to Optimize the Completions Corralillo Area", SPE 139374.
- 31- Ferentsi, V.N., Tabakov, A. A., 2006. "Principles and Techniques of VSP Data Processing". 9th Simposio Bolivariano - Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas 2006.
- 32- Flores, A. F., Granados, C. J., 2013. "Prueba Tecnológica de Estimulación de Pozos Petroleros Mediante la Tecnología Ultrasónica (PU) en Pozos del AIATG". Revista Ingeniería Petrolera, Asociación de Ingenieros Petroleros de México A.C. Vol. 53 No. 1 Enero de 2013.
- 33- Flores, M. J. S., Torres, V. J. G., Narváez, R. A., Bautista, T. F., Mancilla, S. G., Oliva, G. D. E., López, G. I., Flores, S. S. J., 2012. "Macroperas Autosustentables (MPA) en Campos del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo", Congreso Mexicano del Petróleo 2012.
- 34- Gachuz, M. H., Núñez, V. V. H., Tyler, N., Rivera, J., Rodríguez, D. J. M., Rivas, G. S., Tyler, R., 2004. "Integrated Characterization of Low Permeability, Submarine Fan Reservoirs for Waterflood Implementation, Chicontepec Fan System, México". SPE 92077.
- 35- Gachuz, M. H. y Sellami, H., 2009. "Analogous Reservoirs to Chicontepec, Alternatives of Exploitation for this Mexican Oil Field", SPE 120265, 2009.
- 36- García, P. R., 2013. "Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación del Campo Furbero en la Cuenca de Chicontepec". Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Tesis de Licenciatura.
- 37- Glinz, F.I., 2007. "Planeación y Administración de Proyectos de Ciencias de la Tierra". Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
- 38- Gómez, C. J. A., 2008. "Retos y Expectativas de la Oferta y Demanda de Hidrocarburos en México". Academia de Ingeniería.
- 39- González, G. M., 2012. "Factores que Impactan en la Productividad de los Pozos Fluyentes del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo". Congreso Mexicano del Petróleo 2012.
- 40- Gutierrez, M. G., Méndez, De L. J., Pérez, R. A., Henríquez, R. C. y Salgado, M. F., 2012. "Incremento de Rentabilidad y Producción Mediante la Evolución de Tecnologías de Terminación en el Paleocanal de Chicontepec", Congreso Mexicano del Petróleo 2012.
- 41- Hernández, A. A., 2011. "Caracterización de un Fluido Polimérico para Fracturamiento Hidráulico". Universidad Veracruzana. Tesis de Licenciatura.

- 42- Huerta, L. H., Rosales, B. E. J., Morales, M. O., López, V. J. E., 2012. "Utilización de Estranguladores de Fondo en Pozos con Alta RGA". Congreso Mexicano del Petróleo 2012
- 43- Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI), 2001, "Carta Topográfica: Álamo F14D54"
- 44- Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI), 2009. "Prontuario de Información Geográfica Municipal de Álamo Temapache".
- 45- International Association of Oil and Gas Producers, 2011. "An Overview of Marine Seismic Operations, Report 448".
- 46- Jiménez, M. G. y Sandoval, C. D. A., 2009. "Estrategias de Explotación de Campos Petroleros con Características Similares a Chicontepec". Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Tesis de licenciatura.
- 47- López, A. D., 2008. "Origen, Evolución e Importancia Económica Petrolera de la cuenca de Chicontepec". Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Tesis de Licenciatura.
- 48- López, J. B. A., 2010. "Metodología de Interpretación de las Pruebas de Presión". Caracterización Dinámica de Yacimientos. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
- 49- Lozano, V. G., Ramírez, S. J., Pérez, T. R. C., 2007. "Productividad de Pozos Petroleros", Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
- 50- Martínez, H. M. A., 2012. "Modelado Geomecánico para Control de Calidad en Operaciones de Fracturamientos". Congreso Mexicano del Petróleo 2012.
- 51- Mayol, C. M. A., 2005. "Caracterización Geoquímica de los Aceites de la Cuenca de Chicontepec". Instituto Politécnico Nacional (IPN). Tesis de maestría.
- 52- Méndez, De L. J., 2011. "Chicontepec Petrophysical Model". PEMEX 2011.
- 53- Morales, G. C., 2009. Presentación "El sistema petrolero".
- 54- Narváez, R.A.; 2012. "Retos y Avances en el Desarrollo y Operación de un Yacimiento no Convencional, Chicontepec". Academia de Ingeniería.
- 55- Ortiz, R. J., Rivera, R. E., Samaniego, V. F., 2012. "Análisis de la Declinación de la Producción en Pozos Horizontales Multifracturados del Paleocanal de Chicontepec". Congreso Mexicano del Petróleo 2012.
- 56- PEMEX, 2000. "Un Siglo de la Perforación en México", Departamento de Reparación y Mantenimiento de Pozos.
- 57- PEMEX, 2008. Presentación "Obras de Beneficio Mutuo, Región Norte".
- 58- PEMEX, 2008. Presentación "Proyecto Aceite Terciario del Golfo".

- 59- PEMEX, 2009. Licitación Pública Internacional NÚM. 18575051-005-09: Trabajos Integrados Para la Perforación de Pozos en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo.
- 60- PEMEX, 2012. "Contratos Integrales Exploración y Producción, Chicontepec Tercera Ronda de Licitación", disponible en: "<http://contratos.pemex.com/chicontepec/Paginas/default.aspx>".
- 61- PEMEX, 2012. "Principales Elementos del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios".
- 62- PEMEX, Exploración y Producción, 2009. "Las Preguntas y Respuestas más Frecuentes de Pemex Exploración y Producción", disponible en "<http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=137&catID=12022>".
- 63- PEMEX, Exploración y Producción; 2010. "Provincia Petrolera Tampico Misantla", Subdirección Técnica de Explotación.
- 64- PEMEX, Exploración y producción, 2010. "Sistemas Petroleros de México". Subdirección Técnica de Exploración.
- 65- PEMEX, Exploración y Producción; 2012; "Sistema PEMEX - SSPA", Dirección Corporativa de Operaciones.
- 66- Petróleos Mexicanos, 2008; "Terminación, Guías de Diseño para Estimulaciones de Pozos", Gerencia de Ingeniería y Tecnología de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos (UPMP).
- 67- Petróleos Mexicanos, 2008; "Terminación, Guías de Diseño para Fracturamientos Ácidos", Gerencia de Ingeniería y Tecnología de la UPMP.
- 68- Petróleos Mexicanos, 2008; "Terminación, Guías de Diseño para Fracturamientos Hidráulicos", Gerencia de Ingeniería y Tecnología de la UPMP.
- 69- Salager, J. L., 1991, "Uso de los Surfactantes en la Ingeniería Petrolera". Universidad de los Andes, Venezuela.
- 70- Salas, G., 1949. "Geology and Development of Poza Rica Oil Field, Veracruz, Mexico", Bulletin of the American Association Of Petroleum Geologists 1949.
- 71- Schlumberger, WEC México, 2010. "Descubra el yacimiento. Provincias petroleras de México".
- 72- Secretaría de Energía (SENER), 2012. "Informe de Rendición de Cuentas 2006-2012, Primera Etapa".
- 73- Secretaria de Energía (SENER), 2012. "Sexto Informe de Labores 2012".
- 74- Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2007. "Léxico Estratigráfico de México".
- 75- Tieben, J. B. 1988. "Pumping Unit Drive System", United States Patent, Patent Number 4762473.

- 76-** Vázquez, M.A.; 2008. "Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación en la Cuenca de Chicontepec". Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Tesis de Licenciatura.
- 77-** Venegas, P. C. C., 1989. "Evaluación del uso del Nitrógeno en la Estimulación de Pozos. Aplicación en el Campo Sacha", Tesis de Licenciatura, Guayaquil Ecuador.
- 78-** Villegas, J. M. I., 2008. Presentación "Bombeo Mecánico", Inédito.