



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE
EXPLORACIÓN EN LA CUENCA DE
COMALCALCO”**

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

PRESENTA:
**JORGE YESCAS NETZAHUALCOYOTL
ESTEBAN**

DIRECTOR DE TESIS
ING. JAVIER ARELLANO GIL



MÉXICO DF.

FEBRERO DE 2011



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-549

SR.NETZAHUALCOYOTL ESTEBAN JORGE YESCAS
Presente

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

EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN EN LA CUENCA DE COMALCALCO

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

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

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

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 16 de Junio del 2010

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


DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ

RJPYS*RGTS*srs


“Minino de Cheshire, ¿podrías decirme, por favor, qué camino debo seguir para salir de aquí?”, preguntó Alicia al Gato. “Eso depende en gran parte del sitio al que quieras llegar”, dijo el Gato. “No me importa mucho el sitio...” dijo Alicia. “Entonces tampoco importa mucho el camino que tomes”, dijo el Gato.

Charles “Lewis Carroll” Dodgson, (matemático y escritor inglés), Alicia en el País de las Maravillas, 1885.

DEDICATORIA.

A mi madre...la mujer más grande que he conocido sobre la tierra, sin la cual no sería nada, a la que debo todo lo que soy. Por su inconmensurable cariño y espíritu de lucha día con día, gracias por darme la vida y ser un ejemplo de ella misma, te amo...

A mis hermanos por regalarme cariño, luchas, sonrisas y juegos. Por acompañarme todos estos años, seguir siendo mis amigos y compañeros.

AGRADECIMIENTOS.

A esta universidad por haberme permitido forjar dentro de sus aulas y darme todo lo necesario para ser un gran hombre... el conocimiento y la amistad.

A mi asesor, el Ing. Javier Arellano Gil por ser mi profesor, guiarme en la realización de este trabajo, dedicar el tiempo necesario y contribuir enormemente en mi formación.

A mis sinodales...

Ing. Manuel Villamar Viguera, M. I. Alberto Herrera Palomo, M. C. Jaime Ortiz Ramírez e Ing. José Bernardo Martell Andrade, por su valiosa contribución a este trabajo, por la cortesía y el tiempo dedicado.

A mis primos, Lucio, Lizbeth y Julia, porque a pesar de todo seguimos estando unidos...

A mis amigos...

A Cristina, por ser mi mejor amiga, por tantos años y tantas vivencias juntos. Gracias por todas las alegrías y enorme confianza...

A Aida, por compartir ese enorme espíritu, cantos, travesuras y risas. Por permitir conocer tu mundo y formar parte del mio...

A Cristian, por toda tu locura, alegría y energía. Por brindarnos la guarida y compartir nuestras vivencias...

A Salvador, por tu ausencia y tu presencia porque el tiempo y la distancia no dejará perder nuestra amistad...

A Guadalupe, es bastante complicado de expresar lo que significas para mí. Gracias por tu amistad y gran cariño...

A Verónica, por todas las risas, horas en la facultad y el gran ejemplo de perseverancia...

A Fabiola, por todas las carcajadas, la confianza, el gusto por la música y el cariño brindado...

A Jocelyn, por compartir el gran amor a los animales y a la naturaleza. Por tu compañía, pensamientos y grandes anhelos...

A Saulo, por compartir las horas de estudio, las prácticas, los libros y pensamientos...

A Perla, por tu gran mente traviesa, por compartir conmigo el gusto por observar las estrellas y conocer el universo. Por ser mi alumna y mi amiga...

A Jovani, por los juegos, la comida, las idas y las venidas...

A Rogelio, por todas las anécdotas, por los viajes y las danzas...

A Oswaldo, por tu sinceridad y confianza. Porque con un compañero de trabajo con tú se puede trabajar de la mejor manera...

Al grupo de danza Cuicayolotzin, por permitirme estar en él y compartir toda su energía. Por permitirme descubrir cosas nuevas día con día...

A mis demás amigos y compañeros: Luis, José, Joel, Daniel, Julio, Rafa, Victor, Fredy, Karyna, Irma, David, Paulina, Miguel y todos los que me faltan, por la compañía, risas, aventuras...

ÍNDICE

Resumen	vi
	Página
1. GENERALIDADES	
1.1 OBJETIVOS	1
1.2 METAS	1
1.3 UBICACIÓN	2
1.4 CONDICIONES CLIMÁTICAS	4
1.4.1 Clima	4
1.5 VÍAS DE COMUNICACIÓN	5
1.5.1 Comunicaciones Terrestres	5
1.5.2 Comunicaciones Marinas	6
1.5.3 Puerto de Dos Bocas	7
1.5.4 Puerto de Laguna Azul	8
1.6 TRABAJOS ANTECEDENTES	9
2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	
2.1 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA	15
2.1.1 Basamento Pre-Mesozoico	15
2.1.2 Mesozoico	16
2.1.2.1 <i>Triásico Superior-Jurásico Medio</i>	16
2.1.2.2 <i>Jurásico Superior-Cretácico Superior</i>	20
2.1.3 Cenozoico	22
2.1.3.1 <i>Paleógeno</i>	22
2.1.3.1.1 Paleoceno	24
2.1.3.1.2 Eoceno	24
2.1.3.1.3 Oligoceno	26
2.1.3.2 <i>Neógeno</i>	26
2.1.3.2.1 Mioceno	26
2.1.3.2.2 Plioceno	26
2.1.3.2.1 Pleistoceno	27
2.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	28
2.3 ESTRATIGRAFÍA	32
2.3.1 Análisis Bioestratigráfico	35

	Página
3. SISTEMA PETROLERO	
3.1 DEFINICIÓN Y PARTES DEL SISTEMA PETROLERO	38
3.1.1 Subsistema Generador	39
3.1.2 Subsistema Almacenador	40
3.1.3 Subsistema Sello	40
3.1.4 Subsistema de Migración	40
3.1.5 Subsistema de Entrampamiento	41
3.1.6 Clasificación de los sistemas petroleros	42
3.1.7 Aspectos temporales	43
3.1.8 Aspectos espaciales	44
3.1.9 Tamaño de un sistema petrolero	44
3.2 SISTEMA PETROLERO EN LA CUENCA DE COMALCALCO	45
3.2.1 Rocas Generadoras	45
3.2.2 Rocas Almacenadoras	46
3.2.3 Rocas Sello	46
3.2.4 Trampas	47
3.2.5 Sistema Petrolero Tithoniano	48
3.2.6 Sistema Petrolero Cretácico	52
3.2.7 Sistema Petrolero Mioceno Inferior	53
3.3 CARACTERIZACIÓN DE LOS ACEITES Y GAS NATURAL	56
3.4 ISOTOPOS DE GASES	60
3.5 POTENCIAL PETROLERO EN “PLAYS”	63
3.5.1 Corredor de Turbiditas Distales	64
3.5.2 Corredor de Arenas Deltaicas	65
3.5.3 Corredor de Arenas Fluviales y Barras	65
4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN	
4.1 PERFORACIÓN DE POZOS EN MÉXICO	67
4.2 PERFORACIÓN EN LA CUENCA DE COMALCALCO	68
4.2.1 Perforación direccional	69
4.2.1.1 <i>Razones para perforar un pozo direccional</i>	70
4.2.2 Perforación Horizontal y Multilateral	75
4.2.2.1 <i>Métodos de perforación horizontal</i>	79
4.2.2.1.1 Pozos de radio largo	81
4.2.2.1.2 Pozos de radio medio	84
4.2.2.1.3 Pozos de radio corto	85
4.2.2.1.1 Pozos de radio ultracorto	81
4.2.3 Proyecto multilateral del pozo Santuario 28-H	87
4.2.3.1 <i>Procedimiento del multilateral nivel 4, pozo Santuario 28-H</i>	93

	Página
5. RESERVAS Y DESARROLLO DE CAMPOS	
5.1 RESERVAS EN LA CUENCA DE COMALCALCO	103
5.1.1 Relación reserva producción	105
5.1.2 Reservas por tipo de fluido	106
5.2 DESARROLLO DE CAMPOS	106
5.2.1 Oportunidades	106
5.2.1.1 <i>Reservas remanentes proyecto integral El Golpe-Puerto Ceiba</i>	107
5.2.1.2 <i>Actividades del proyecto</i>	108
5.2.1.3 <i>Programas operativos dentro del proyecto</i>	109
5.2.1.4 <i>Éxito volumétrico de pozos perforados</i>	111
5.2.1.5 <i>Oportunidades a corto y mediano plazo</i>	113
5.2.1.6 <i>Estrategias para cumplir los programas</i>	114
5.2.2 Caracterización de yacimientos	114
5.2.2.1 <i>Horizontes productores</i>	114
5.2.2.2 <i>Pruebas de presión</i>	116
5.2.2.3 <i>Pronostico de producción</i>	116
5.2.3 Ingeniería de yacimientos	117
5.2.3.1 <i>Estudios recientes en campos del Terciario</i>	118
5.2.4 Ingeniería de producción	119
5.2.4.1 <i>Sistemas artificiales de producción</i>	121
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	124
BIBLIOGRAFÍA	127

RESUMEN

En términos generales, la necesidad de producir hidrocarburos en México, tanto para consumo interno como para exportación, sigue siendo una de las actividades económicas primordiales de nuestro país. La venta de hidrocarburos líquidos contribuye al crecimiento y sustento económico, representando aproximadamente el 40% de los ingresos del sector público; además de que los hidrocarburos contribuyen con cerca del 88% de la energía que se consume.

En este trabajo se presenta una recopilación, análisis y síntesis de la información sobre las principales características petroleras de la Cuenca de Comalcalco, en el Estado de Tabasco. En primera instancia se presentan los datos generales de la Cuenca, es decir se dan las principales características de la misma, abarcando puntos como los objetivos, metas del trabajo, la ubicación de la zona de estudio, condiciones climáticas, distribución de los campos, vías de comunicación y trabajos antecedentes; esta información constituye datos históricos referentes al descubrimiento y producción, tipos y distribución de los hidrocarburos.

Se realizó un estudio general de la cuenca en cuestión con la finalidad de conocer el potencial petrolero, haciendo una descripción de los eventos geológicos más importantes, así como el análisis de todos los fenómenos físicos ocurridos en la zona, que de alguna u otra forma influyeron en el desarrollo geológico petrolero de la misma. Una parte importante dentro del estudio de la cuenca son los antecedentes, ya que estos contienen información necesaria y de suma importancia para el estudio de la cuenca, al servir como punto de partida en una investigación.

Se ubicó a la Cuenca de Comalcalco en el contexto geológico, por lo que se describen las características geológicas más importantes desde el punto de vista petrolero, que determinan la existencia de un yacimiento, el cual puede ser susceptible de explotarse y que se tengan beneficios económicos por lo que se describe la evolución geológica de la cuenca, la geología estructural, la estratigrafía y análisis bioestratigráfico. Con ello se determinan las características de los yacimientos de gas y/o aceite que se encuentran dentro de las secuencias descritas en este trabajo.

En la Cuenca de Comalcalco se tiene una estratigrafía compleja, conformada por las formaciones Depósito, Encanto, Concepción Inferior y Concepción Superior, dentro del Mioceno Inferior, Mioceno Medio y Mioceno Superior. El Plioceno se encuentra representado por la Formación Filisola y Zona Equivalente a la Filisola y finalmente en el Pleistoceno se tiene a la formación Paraje Solo.

La geología estructural nos brinda un panorama de la deformación que presentan las secuencias de acuerdo al tipo de esfuerzo que se haya llevado a cabo en las distintas edades geológicas. La información estratigráfica permite determinar los espesores y distribución de las distintas secuencias dentro de la Cuenca de Comalcalco. Tomando como apoyo a la paleontología se pueden obtener las edades y profundidades de las secuencias antes citadas a través de análisis microfaunísticos de muestras de canal y núcleos de las columnas encontradas.

Otro de los elementos esenciales es el sistema petrolero, por lo que en este trabajo se describen sus subsistemas o componentes en la cuenca; se estudian los elementos necesarios responsables de la presencia de volúmenes importantes de hidrocarburos, con la finalidad de explotarlos económicamente. Además se describen los procesos involucrados en la generación, migración y almacenamiento de los mismos. Se describen las diferentes relaciones que existen entre roca generadora, roca almacenadora, roca sello, migración trampas y sincronía.

En la Cuenca de Comalcalco se han identificado tres subsistemas generadores de hidrocarburos correspondientes con calizas arcillosas de Tithoniano; calizas y evaporitas del Cretácico y terrígenos principalmente arcillosos del Mioceno. Los hidrocarburos se encuentran almacenados principalmente en rocas del Albiano-Cenomaniano y en una menor proporción en secuencias del Cretácico Superior. Los cuerpos arenosos que corresponden a las formaciones Depósito, Encanto y Concepción Inferior, Concepción Superior, Filisola y Paraje Solo del Mioceno tardío, son algunas de las formaciones que funcionan como rocas almacenadoras. Las rocas sello pertenecen a rocas del Cretácico, dos unidades que funcionan como sellos corresponden al Turoniano-Santoniano; el siguiente sello corresponde al Paleoceno-Oligoceno Superior, constituido por arcillas calcáreas y bentoníticas.

Uno de los aspectos que requiere de especial interés en la industria petrolera es la perforación de pozos, debido al alto monto de inversión y el riesgo que representa, por ello se revisan y describen las técnicas utilizadas en la cuenca en estudio. Los métodos de perforación de pozos petroleros utilizados en la Cuenca de Comalcalco, son la perforación vertical, direccional y horizontal; en la actualidad por el alto costo de las perforaciones marinas se ha decidido cuando sea posible, utilizar la perforación de alcance extendido desde las costas incrementando la posibilidad de ser más redituables; aunado a lo anterior se tienen los trabajos de terminación de pozos realizados para esta zona, además de cambios de intervalo y procedimientos utilizados durante el desarrollo de los campos de la cuenca.

Finalmente se presentan los elementos necesarios para lograr la extracción de los hidrocarburos en la forma más adecuada, para ello se deben tomar en cuenta todos los aspectos estudiados en los capítulos anteriores, los antecedentes del proyecto, su situación actual, las reservas, la caracterización de yacimientos, el modelo geológico, la historia de producción, las pruebas de presión, la ingeniería de producción, el análisis de producción, el manejo de la producción y las actividades estratégicas a desarrollar. Dentro de la Cuenca de Comalcalco, los campos Tajón y Tepeyil tienen los principales volúmenes de reservas probables de aceite, con 50.5 millones de barriles, en tanto que las reservas probables han disminuido en 160.8 millones de barriles. La razón de que uno y otro decaigan en producción se debe a resultados negativos en perforación, y en el otro a la desincorporación de reservas.

1 Generalidades.

1.1 Objetivos.

El objetivo principal de este trabajo es estudiar de forma integral a la Cuenca de Comalcalco, para conocer el potencial petrolero, las características de los yacimientos y la forma de explotar eficientemente los hidrocarburos que se encuentran en trampas petroleras.

Los objetivos específicos son:

1. Describir las características geológicas de la región relacionadas con los yacimientos petroleros.
2. Conocer las características del sistema petrolero de la región, que incluye el estudio de las rocas generadoras, almacenadora, sello, así como la migración y la sincronía.
3. Describir las características petrofísicas de las principales secuencias sedimentarias productoras de hidrocarburos.
4. Describir los principales métodos de perforación empleados en el pasado y los empleados en la actualidad para el desarrollo de campos.
5. Analizar la información sobre las reservas petroleras existentes en la Cuenca de Comalcalco.

1.2 Metas.

Elaborar un documento de consulta confiable que integra información geocientífica correspondiente a la Cuenca de Comalcalco que podrá utilizar con fines de exploración y explotación petrolera o para fines didácticos.

Describir las características del sistema petrolero de la Cuenca de Comalcalco de forma breve y clara. Realizar un documento respecto al tipo y características de las reservas petroleras, así como saber cuál es el potencial en el corto y largo plazo.

Describir los tipos de perforación utilizados en la cuenca y conocer los avances, obstáculos, ventajas y desventajas.

1.3 Ubicación.

El área de estudio se encuentra localizada dentro de la porción sureste de la República Mexicana, desde el punto geológico, se encuentra en las Cuencas Petroleras del Sureste (figura 1.1) y de acuerdo a Petróleos Mexicanos (PEMEX) en la región sur, dónde se encuentran cinco activos importantes (Figura 1.2). Limita al norte con la plataforma continental del Golfo de México y al sur con la falla Comalcalco.

Geológicamente corresponde a una de las áreas más complejas de Norteamérica, esta complejidad se debe a la historia geológica relacionada con la dinámica de las placas tectónicas que han interactuado desde el Jurásico al reciente; actualmente el área está relacionada con las Placas Norteamericana, del Caribe y de Cocos, que interactúan en esta región desde el Oligoceno Tardío¹.

La Placa Norteamericana se mueve relativamente hacia el oeste con respecto a la del Caribe, al mismo tiempo la de Cocos tiene un movimiento hacia el noreste dirigiéndose hacia las antes mencionadas. De la actividad tectónica llevada a cabo durante el Mesozoico y Cenozoico resultan varias fases de deformación que presentan tendencias diferentes en las distintas secuencias sedimentarias, encontrándose fracturamiento, plegamiento y fallamiento.



Figura 1.1 Ubicación de las cuencas del sureste de México, encontrándose Comalcalco en el sector occidental.²

¹ Zenteno et al., 2000

² PEMEX, Las reservas de hidrocarburos de México 2009, p. 19.



Figura 1.2 Ubicación actual de los activos que conforman la Región Sur, el área de estudio comprende los activos Bellota-Jujo, una pequeña porción Cinco Presidentes y la zona conocida como fosa de Comalcalco que limita al bloque Reforma-Akal.³

La Cuenca de Comalcalco consiste en una depresión formada durante el Mioceno Superior-Plioceno Inferior, por el efecto combinado de la carga de sedimentos terrígenos, las fallas de crecimiento y los movimientos de grandes masas de sal.

Esta depresión se encuentra rellena por gruesas acumulaciones de lutitas y areniscas de frente deltaico, asociadas a una plataforma del Mioceno Superior al Plioceno. Se encuentra relacionada a un sistema de fallas normales con caída al NNW y con fallas cuyo origen está relacionado con mecanismos de evacuación de sal o en otros casos con fallas laterales.

Las fallas de crecimiento (lítricas), que durante el Mioceno Superior y el Plioceno formaron la Cuenca de Comalcalco, también favorecieron la formación de las trampas de dicha cuenca aportando algunos de los elementos esenciales en todo sistema petrolero.

Dicha cuenca forma parte de las Cuencas Cenozoicas del Sureste, en las cuales se obtiene producción de aceite y gas de rocas del Mesozoico y de areniscas del Mioceno Superior y del Plioceno.

³ PEMEX, Las reservas de hidrocarburos de México 2009, p. 109.

1.4 Condiciones climáticas.

Uno de los factores importantes y determinantes en el diseño de las instalaciones de producción de hidrocarburos son las condiciones ambientales, ya que es un área afectada frecuentemente por huracanes, frentes fríos, y otros fenómenos naturales que pueden tornarse peligrosos afectando no sólo a las instalaciones sino también a las personas.

Los campos petroleros ubicados dentro de la Cuenca de Comalcalco están propensos a condiciones ambientales extremas de este tipo, debido a ello es importante hacer mención de algunos aspectos generales del clima preponderante en la región, ya que de una manera u otra influyen en la selección de las herramientas tecnológicas, seguridad del personal y en la protección ambiental.

1.4.1 Clima.

En la región predomina un clima del tipo Am⁴, es decir cálido húmedo con lluvias abundantes en verano, con temperatura media anual alrededor de 26.4 [°C], la media máxima mensual se presenta en mayo con 34.5 [°C], y la mínima en diciembre y enero con 22 [°C].

Las precipitaciones están caracterizadas por un volumen importante de 2,502 [mm] en el mes de septiembre, donde se tiene un promedio máximo mensual de 342 [mm] y durante el mes de abril una mínima mensual de 6 [mm] (Tabla 1.1).

Las velocidades del viento más grandes, se concentran en los meses de noviembre y diciembre, alcanzando velocidades de hasta 30 [km/h], mientras que en junio se tienen las velocidades menores con 18 [km/h]. La humedad relativa promedio anual estimada es aproximadamente 82%, con máxima en enero y febrero con 86% y una mínima en el mes de mayo con 77%.

⁴ Clasificación climática de Köppen, 1980

Temperatura:	
➤ Máxima Extrema	34.5 °C.
➤ Mínima Extrema	22.0 °C.
➤ Media Anual	26.4 °C.
Presión Atmosférica promedio: 14.7 Psia.	
Precipitación Pluvial:	
➤ Anual Media:	2,502.0 mm.
Vientos:	
➤ Velocidades.	
× Mínimos:	18.0 km/h.
× Máximos:	300.0 km/h.
➤ Dirección.	
× Reinantes:	alisios, noreste.
× Dominantes, Máx. Intensidad:	noreste, norte-sur.
Humedad Relativa:	
Máxima:	86.0 %.
Mínima:	77.0 %.
Promedio:	82.0 %.
Atmósfera:	
Tipo:	Tropical.

Tabla 1.1 Condiciones climáticas promedio en la Cuenca de Comalcalco.

1.5 Vías de comunicación.

1.5.1 Comunicaciones terrestres.

Se puede llegar a la Cuenca de Comalcalco por vía terrestre; ya que hay dentro del municipio 295.30 kilómetros de carreteras pertenecientes al sistema federal troncal, 28.0 de ellos son carreteras federales pavimentadas, en lo que respecta a carreteras estatales pavimentadas se tienen 267.0 kilómetros, 202.0 de ellos se encuentran pavimentados y 63.5 kilómetros revestidos (Figura 1.3); además dentro de esta totalidad de la red de carreteras en el municipio, se cuenta con 109 puentes vehiculares.

Las principales carreteras que comunican al municipio son:

- Carretera federal 187 Cárdenas-Comalcalco.
- Villahermosa-Nacajuca-Jalpa de Méndez-Comalcalco.
- Entronque carretero federal 180 Conduacán-Comalcalco.
- Entronque carretero federal 180 Sánchez-Magallanes-Paraíso- Comalcalco. (Figura 1.4)

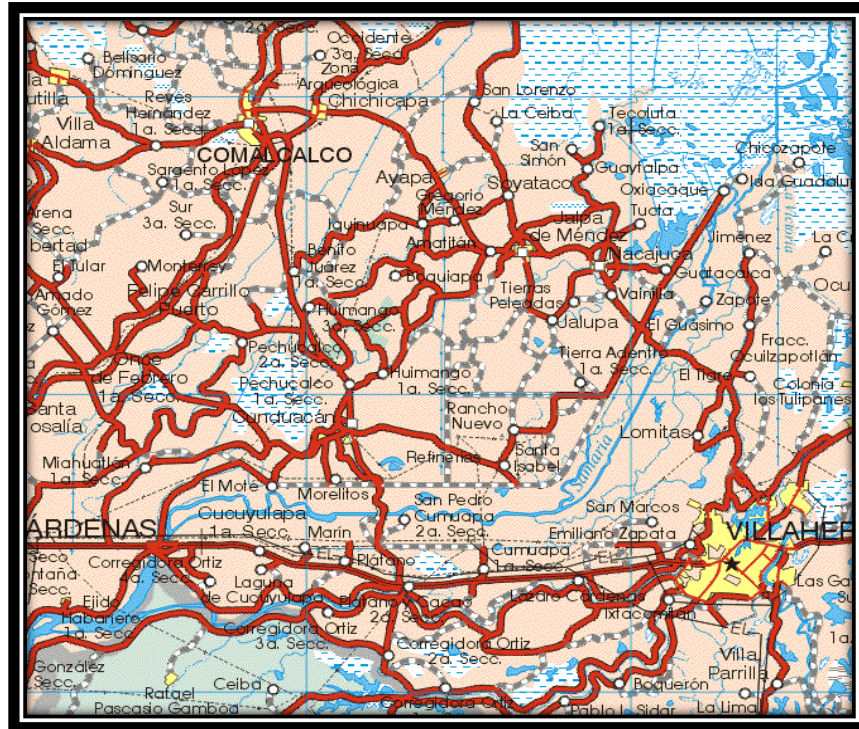


Figura 1.3 Principales vías de comunicación en Comalcalco.⁵

1.5.2 Comunicaciones marinas.

Una pequeña porción del área de estudio pertenece a la zona marina, la cual es conocida como el Litoral de Tabasco; a esta se puede llegar a través de los distintos puertos existentes en el área de estudio.

Las obras e infraestructura relacionadas con las comunicaciones marinas del sureste de México, facilitan y organizan el transporte marítimo en Puertos y Terminales Marítimas. En México se tienen 96 puertos y 16 terminales habilitados, todos ellos destinados a la atención de embarcaciones, a la prestación de servicios portuarios y a la construcción o reparación de embarcaciones; brindando asistencia a la industria comercial, pesquera, turística y a la petrolera.

⁵ Por las carreteras de México. Guía Roji. México 2009.

Tabasco cuenta con los siguientes Puertos y Terminales; los cuales enlazan la red fluvial:

- Sánchez Magallanes.
- Dos Bocas.
- Villahermosa.
- Tabasco.
- Frontera.
- Chiltepec, Terminal marítima.

Campeche tiene los siguientes Puertos y Terminales:

- Nuevo Campechito.
- Emiliano Zapata.
- Isla del Carmen.
- Isla Aguada (Terminal Marítima).
- Sabancuy.
- Isla Arena.
- Takuntá (Terminal Marítima).
- Champotón.
- Seyba Playa.
- Lerma.
- Campeche.
- San Francisco (Terminal Marítima).
- Cayo Arcas.

Las embarcaciones que llevan personal, equipamiento y diferentes insumos a los campos de PEMEX, salen principalmente del puerto de Dos Bocas y del Puerto de Ciudad del Carmen, estos son:

1.5.3 Puerto de Dos Bocas.

Se localiza en el municipio de Paraíso Tabasco (Figura 1.5), a 95 km de Villahermosa, la ciudad más moderna y capital del estado que se encuentra a los 18° 20' de latitud Norte y los 93° 11' de longitud Oeste, ubicado en la llamada región del Grijalva, que concentra el 85% de la población y el grueso tanto de la infraestructura urbana como de la actividad económica, agrícola, ganadera y petrolera de Tabasco.

El puerto de Dos Bocas fue financiado y construido por PEMEX, en el auge petrolero de los 80's del siglo pasado, es una instalación portuaria sustancial, para la actividad petrolera del sureste de México. En 1999 fue constituida la Administración Portuaria Integral de Dos Bocas S. A. de C. V., con la finalidad de garantizar la continuidad en la exportación de petróleo y asumir gradualmente el papel de centro principal para el manejo del petróleo crudo de exportación por el Golfo de México. También tiene la tarea de fortalecer e incrementar la infraestructura portuaria destinada a los servicios logísticos costa fuera para el abastecimiento de plataformas de exploración y producción petrolera.⁶

⁶ Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, 2008.



Figura 1.4 Puerto marítimo Dos Bocas.⁷

1.5.4 Puerto de Laguna Azul (Isla del Carmen).

Se ubica en Cd. Del Carmen, Campeche, a la entrada de la Laguna de Términos, entre el estero de la Caleta y el Golfo de México. El puerto consiste en un canal de acceso y tres dársenas, alrededor de las que se tienen 17 bandas de atraque. En el recinto se cuenta con 113 unidades para el servicio de carga y descarga, de las cuales: 21 son grúas, 53 planas, 17 hiab y 22 montacargas.

Entre las terminales especializadas ubicadas en el recinto portuario de Laguna Azul, destacan la de usos múltiples de PEMEX y la de tratamiento de lodos de Dowell. Cabe mencionar que en el recinto se cuenta con todos los servicios básicos para su operación. Para la recolección de residuos peligrosos existen 16 pipas y 15 camiones.

El puerto de Laguna Azul (Figura 1.6) es empleado casi en su totalidad por la paraestatal PEMEX, por cabotaje, en sus actividades de abastecimiento y de movimiento de personal. Importa insumos catalogados como carga general suelta, tuberías, estructuras metálicas, botes, cuerdas, etc.⁸

⁷ <http://www.construpages.com>

⁸ Administración Portuaria Integral de Campeche, 2008.



Figura 1.5 Fotografía panorámica del Puerto de Isla del Carmen.⁹

1.6 Trabajos Antecedentes.

La Cuenca de Comalcalco es una depresión en la que desde el punto de vista estratigráfico se tiene una alternancia de lutitas y areniscas, en las que fueron descubiertos los primeros campos petroleros de la zona. Desde principios del Siglo XX la zona fue explorada mediante perforaciones someras por las compañías extranjeras que operaron en México; de esta manera se pudo obtener una pequeña cantidad de aceite que sin embargo no llegó a ser de interés comercial.

La compañía “El Águila” en el año de 1930, llevó a cabo estudios gravimétricos, en los cuales destaca un eje de máximos en las cercanías de la población de Jalpa de Méndez, Tabasco; tomando como base esta información, la misma compañía en el año de 1934, perforó el pozo Jalpa No. 1, ubicado a 18 [km] al sureste de la ciudad de Comalcalco, Tabasco; el pozo alcanzó una profundidad total de 2386.4 [m] en secuencias sedimentarias del Mioceno con producción no comercial de aceite.

Después de la expropiación petrolera PEMEX continuó e intensificó trabajos exploratorios, mediante el empleo de sismología de reflexión, dando como resultado el descubrimiento de numerosas estructuras productoras de gas y aceite en arenas del Mioceno, Plioceno y Pleistoceno. Los primeros descubrimientos se dieron en la década de los 50's, en areniscas del Terciario; en orden cronológico

⁹ Administración Portuaria Integral de Campeche, 2008.

de su descubrimiento son: Mecoacán (1958), Tupilco (1959), Peluzal (1962), El Golpe (1963), Santuario (1966), Castarrical (1967), Alameda, Tintal y Tres Palmas (1968), Caracolillo (1969), Maraón (1970), Guayo (1972) y Puerto Ceiba (1983). Con respecto a estos campos, el campo Mecoacán (1958) y el campo Tupilco (1959) fueron descubiertos utilizando sísmica con lo que se descubrieron campos de aceite con gas asociado.

Esta región dejó de ser explorada a raíz de los descubrimientos de hidrocarburos en el Mesozoico a principios de los años 70's en la región de Chiapas, Tabasco y en la Sonda de Campeche, lo cual propició que se abriera una brecha de desconocimiento, ya que la secuencia del Terciario dejó de ser de interés.¹⁰ Para 1984 habían 9 campos en explotación en la Cuenca de Comalcalco, estos son: Ayapa, Caracolillo, Castarrical, El Golpe, Guayo, Mecoacán, Santuario, Tintal y Tupilco, que aportaban una producción diaria de 14, 369 [bls] de aceite con una producción acumulada de 37 527 297[m³] (Tabla 1.2). En 1995 en Comalcalco operaban únicamente seis campos.

Nombre	Año de descubrimiento	Tipo de hidrocarburo	Zona productora			Pozos perforados		Tipo de yacimiento	Prod. acumulada
			Rango de profundidad	Formación	Edad	Prod.	Im pro		
Ayapa	1971	Aceite viscoso	1402-2074	P. Solo-Fil.	Plio-Pleistoceno	6	4	Bajosaturado	618227
Caracolillo	1969	Aceite ligero	2344-2904	Concep. Sup.	Mioceno Superior	5	6	Bajosaturado	686030
Castarrical	1967	Aceite ligero	2745-3779	C. Sup-Z. E. Fil.	Plio. Mioceno Sup	65	10	Bajosaturado	6859136
El Golpe	1963	Aceite ligero	1245-3564	C. Sup-Z. E. Fil.	Plio. Mioceno Sup	98	17	Bajosaturado	114763936
Guayo	1972	Aceite viscoso	3810-3815	Encanto	Mioceno Medio	1	1	Bajosaturado	1413
Mecoacán	1958	Aceite ligero	1311-2354	Fil.-Con. Sup	Plio. Mioceno Sup	78	8	Bajosaturado	5786565
Santuario	1966	Aceite ligero	2700-3013	Conc. Sup.	Mioceno Superior	29	12	Bajosaturado	4948047
Tintal	1968	Aceite viscoso	763-2343	P. Solo-Fil.	Plio-Pleistoceno	20	5	Bajosaturado	668807
Tupilco	1959	Aceite ligero	1392-3421	C. Sup-Z. E. Fil.	Plio. Mioceno Sup	84	40	Bajosaturado	7386136

Tabla 1.2 Campos productores de la Cuenca de Comalcalco en 1984.

A partir de principios de este siglo, se iniciaron con la declinación de Cantarell un conjunto de Proyectos de exploración y desarrollo que habían permanecido en espera en el Plan de Negocios de PEMEX, lo que origino la reactivación en la exploración de las zonas petroleras olvidadas hasta entonces. Ante la caída de Cantarell, PEMEX Exploración y Producción (PEP) pasó a la cartera de inversiones 64 proyectos, de los cuales más de la mitad de ellos se encontraban en las cuencas del sureste.¹¹

El principal proyecto de rehabilitación en los campos de la Cuenca de Comalcalco, fue llamado "El Golpe-Puerto Ceiba", el campo más importante del proyecto, "Puerto Ceiba", producía 2 000 barriles diarios antes del arranque, en 2001 había alcanzado 17 000 barriles diarios y para 2005, su producción fue de 77 000 barriles por día (Figura 1.6 y 1.7).

¹⁰ González Alanís, et al, 2002.

¹¹ Energía y Ecología, suplemento de Diario Olmeca, Villahermosa, Tab., 13 de febrero de 2007.



Figura 1.6 Localización del proyecto El golpe-Puerto Ceiba.¹²

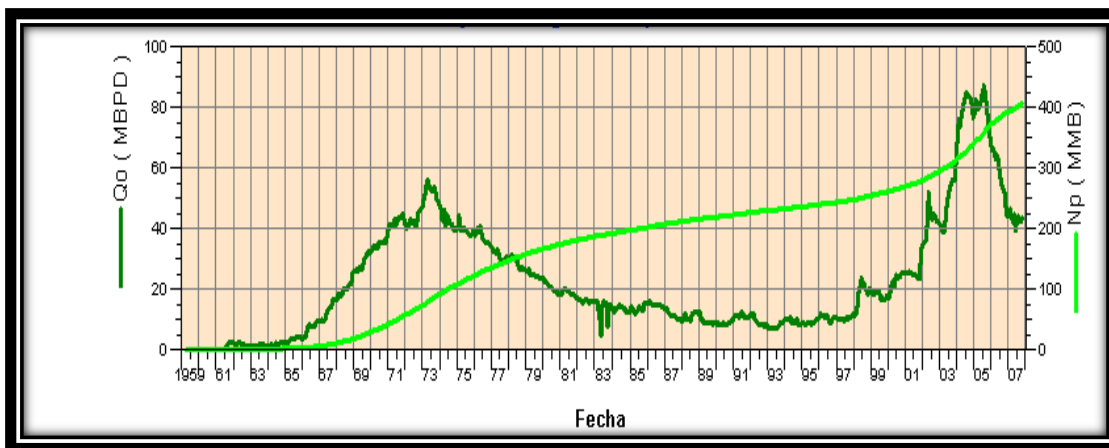


Figura 1.7 Historia de producción campo Puerto Ceiba.¹³

También formaron parte del proyecto los campos “El Golpe”, “Ayapa”, “Castarrical”, “Mayacaste”, “Santuario”, “Tupilco”, “Mecoacán”, “Caracolillo” y “Tintal” (Fig. 1.8). Para acelerar la extracción de sus reservas se perforaron

¹² PEMEX, Proyecto El Golpe- Puerto Ceiba, Activo Integral Bellota-Jujo.

¹³ PEMEX, Proyecto El Golpe- Puerto Ceiba, Activo Integral Bellota-Jujo.

nuevos pozos, se cambio de intervalo productor y se aplicaron sistemas artificiales de producción: bombeo mecánico, neumático y otros.



Figura 1.8 Campos involucrados en el proyecto el Golpe-Puerto Ceiba.¹⁴

El bombeo mecánico fue probado exitosamente en el campo Tintal, logrando revertir su declinación y elevar su producción de 146 barriles diarios hasta 1 917 [bpd] (barriles por día), estabilizándose posteriormente en una producción de poco más de 500 [bpd]¹⁵; el programa se aplicó desde finales de 1998 y debió continuar hasta 2002.¹⁶

Para el año 2007 el proyecto de bombeo mecánico seguía aplicándose con mejoras visibles, lo mismo ocurrió en otros campos próximos donde la producción se había prolongado. En el año 2007, Puerto Ceiba seguía siendo el campo más importante, con una producción de aceite de 43 324 [BPD], 30.150 [MMPCD] de gas y un total de 17 pozos operando.

El resto de los campos que forman parte del proyecto El Golpe-Puerto Ceiba, también se vieron beneficiados, siendo los siguientes Ayapa, Castarrical, Tupilco, El Golpe, Santuario, Caracolillo y Tintal, de tal forma que a noviembre del 2007,

¹⁴ PEMEX, Proyecto El Golpe- Puerto Ceiba, Activo Integral Bellota-Jujo.

¹⁵ Patiño Mendoza, et al., "Resurgimiento del campo Tintal mediante instalación de bombeo mecánico".

¹⁶ Barbosa Cano, El potencial petrolero de México en la era post Cantarell.

juntos producían 3000 [BPD] de aceite y 1.430 [MMPCD] de gas, con un total de 31 pozos operando.

Aplicando las nuevas tecnologías, se ha logrado incrementar la producción en 12 campos dentro de la Cuenca de Comalcalco (Figura 1.9). En la tabla 1.3 se presenta la información correspondiente a estos campos:

Campo	Año de descubrimiento	Intervalo productor	Porosidad	Edad	Densidad [°API]
Ayapa	1973	1500-2000	25	Plioceno	27
Castarrical	1965	1400-3650	25	Plioceno	25
Caracolillo	1969	2350-2900	23	Plioceno	29
C S	1967	2700-3800	23	Mioceno	28
El Golpe	1963	1250-3550	24	Plioceno	35
Guayo	1968	3800-3815	26	Mioceno	24
Mecoacán	1968	1350-2350	23	Plioceno	25
Puerto Ceiba	1983	4620-4690	20	Mioceno	28
Santuario	1967	2830-3500	22	Plioceno	35
Tintal	1968	1000-3540	24	Plio-Pleistocen	22
Tupilco	1959	1550-3400	30	Plioceno	33
Yagual	1991	3650-3700	26	Mioceno	29

Tabla 1.3 Campos actuales con recuperación mejorada y secundaria en la Cuenca de Comalcalco.¹⁷

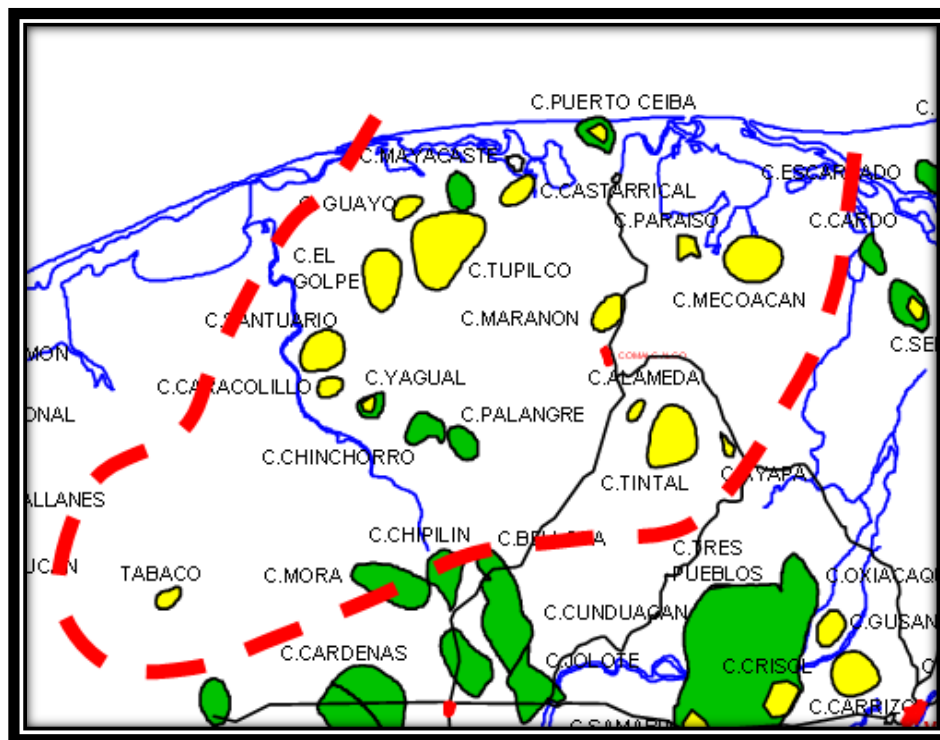


Figura 1.9 Ubicación de los campos petroleros en la Cuenca de Comalcalco.¹⁸

¹⁷ PEMEX, Proyecto El Golpe- Puerto Ceiba, Activo Integral Bellota-Jujo.

¹⁸ PEMEX, Proyecto El Golpe- Puerto Ceiba, Activo Integral Bellota-Jujo.

En el informe de reservas correspondiente al año 2009, PEMEX reportó un descubrimiento en zona marina de la Cuenca de Comalcalco, denominado Xanab-DL1; este se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, dentro del área denominada Pilar Tectónico Reforma-Akal, a 13 [km] al noroeste de la terminal marítima de Dos Bocas, Tabasco.

Geológicamente el yacimiento está ubicado en la porción Occidental de la fosa de Comalcalco¹⁹ (figura 1.10).



Figura 1.10 Plano de localización del pozo Xanab-DL1.²⁰

¹⁹ PEMEX, Las reservas de hidrocarburos de México 2009, pp. 61.

²⁰ PEMEX, Las reservas de hidrocarburos de México 2009, pp. 61.

2 Marco geológico regional.

2.1 Evolución geológica.

2.1.1 Basamento Pre-Mesozoico.

La evolución geológica de la Cuenca de Comalcalco junto con las cuencas del sureste mexicano no puede ser estudiada de manera independiente, se debe analizar en el contexto regional del Golfo de México, que a partir de la dispersión y fragmentación de la Pangea inicia su apertura en el Triásico.

El conocimiento que se tiene del basamento pre-Mesozoico en el área del Golfo de México y sus alrededores es escaso y está basado en unos cuantos afloramientos que en su mayoría se encuentran en localidades distantes en la Republica Mexicana (Cd. Victoria, Tamaulipas, Aramberri, Huayacocotla, Veracruz, La Mixtequita, Oaxaca, Puebla, etc.). Los otros afloramientos más lejanos son los del área de Llano y Marathón en Texas y los de la zona de las Montañas Ouachita y Apalaches del sur de Estados Unidos de Norteamérica.¹

Los afloramientos de rocas del basamento en la zona más próxima se ubican como sigue, al sur de la Sierra de Chiapas, el basamento aflora en el Macizo de Chiapas, lo componen un complejo de rocas meta-sedimentarias que van desde el Precámbrico Superior al Paleozoico Inferior², intrusionadas por granitos, granodioritas que han sido datadas con métodos radiométricos. Otras rocas intrusivas del Macizo de Chiapas según Burkart *et al.* (1987), pertenecen al Cretácico Superior. En el suroriente de Chiapas (Chicomuselo), norte de Guatemala (Tactic) y occidente de Belice (San Miguel Ixtatán), se tienen rocas sedimentarias Paleozoicas que descansan en discordancias sobre la secuencia de rocas meta-sedimentarias ya mencionadas.

La parte inferior de la sección paleozoica consiste de areniscas de grano grueso y limolitas, en algunas ocasiones se encuentran algunos horizontes de conglomerados y algunas lutitas que muestran metamorfismo local de un bajo grado. Para la zona de Villaflores, Chiapas se reportan fechamientos con circones de 252-254 [Ma], así como fechamientos con horblendas de aproximadamente 243 [Ma].

En Chiapas y Guatemala se han reportado espesores de 1000 a 3000 [m] para la secuencia sedimentaria antes citada, a la que se le ha asignado una edad de Pensilvánico apoyándose en su posición estratigráfica. Sobre esta sección

¹ Padilla y Sánchez, Ricardo José, 2007.

² Sedlock *et al.*, 1993

descansa una secuencia de lutitas y limolitas concordante con un espesor que varía de 500 a 1300 [m] de edad Pensilvánico Superior a Pérmico.³

La parte superior de la sección Paleozoica en Chiapas y Guatemala está compuesta por calizas de estratificación gruesa a masiva, secuencia que está ausente en Belice. En Guatemala su espesor varía de 500 a 1000 [m], sin embargo, puede alcanzar 2000 [m] en Chiapas, se le ha asignado una edad del Pérmico Inferior a Medio.⁴

2.1.2 Mesozoico.

2.1.2.1 Triásico Superior-Jurásico Medio.

En el área que en la actualidad ocupa el Golfo de México está evidenciada la fragmentación y separación de la Pangea por la presencia de lechos rojos, estos fueron depositados en las depresiones formadas por grabens con direcciones aproximadamente a la actual línea de costa.⁵

Para esta zona existen sólo algunas localidades en las que se puede comprobar la existencia de lechos rojos, por medio de los afloramientos, ubicadas en la Sierra Madre Oriental, Galeana, Nuevo León, Huizachal, Tamaulipas, Huayacocotla, sur de Tehuacán, Puebla, Cerro Pelón, Veracruz, Sierra Monoclinal que se ubica entre el Macizo y la Sierra de Chiapas, Chiapas.

Los lechos rojos en el Golfo de México Meridional y la posición estratigráfica de estos sugieren que la edad de depósito va desde el Triásico Tardío hasta tiempo después del Calloviano. Con la separación de la Pangea se inicia un proceso tectónico que predomina hasta finales del Jurásico Medio, quizá haya alcanzado el inicio del Jurásico Superior (Oxfordiano Inferior), época en la cual la sedimentación continental estuvo totalmente controlada por procesos tectónicos distensivos.⁶ Sobre el actual Golfo de México primero ocurrió continental que por una transición paso a ser sedimentación marina, mientras que al occidente estaba ocurriendo sedimentación marina a la par de la continental.

Las aguas del pacífico tuvieron un avance transgresivo hacia el oriente que fueron invadiendo el área Golfo de México, lo que trajo como consecuencia la formación de extensos cuerpos de aguas hipersalinas, dichas aguas no tenían posibilidad de movimiento y tal vez existía un clima de tipo desértico lo que favoreció al depósito de grandes volúmenes de evaporitas en el centro del mismo.

³ Hernández- García, 1973.

⁴ Hernández-García, 1973.

⁵ Salvador, 1991.

⁶ Padilla y Sánchez, 2007.

La mayoría de los autores asignan la edad de la sal al Calloviano, sin embargo se sabe que las edades varían de acuerdo a las posiciones estratigráficas, siendo más antiguas hacia el centro de la cuenca y más jóvenes hacia el borde, en donde también varía el tipo de evaporitas.⁷

Las anhidritas que afloran en la región de Galena, Nuevo León, tienen una edad del Oxfordiano⁸, al igual que los yesos de la Sierra de Minas Viejas⁹ y la sal de la Cuenca de La Popa¹⁰. Se considera que parte de la sal del Istmo de Tehuantepec es de edad post-Calloviano pre-Oxfordiano Superior (Fig. 2.1).¹¹

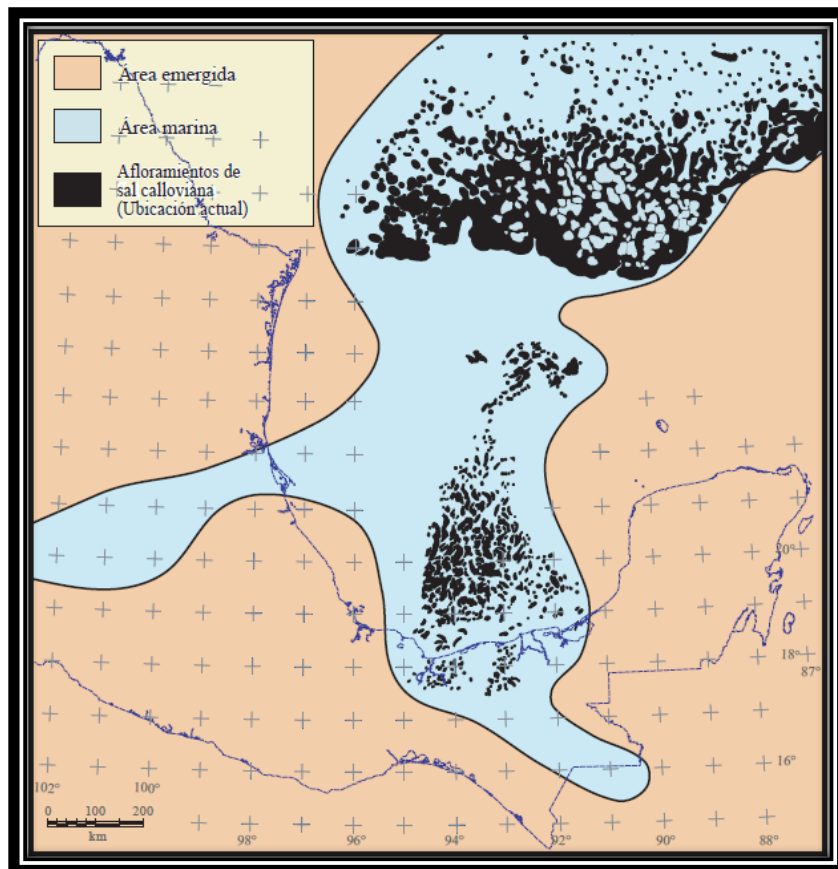


Figura 2.1 Paleografía del Jurásico Medio en el área del Golfo de México. En negro se muestra la distribución de la sal depositada durante el Calloviano.¹²

La mayor parte de la sal tuvo su depósito en la parte central del Golfo de México, sin embargo con el tiempo a medida que la invasión marina fue progresando, se desarrollaron en los bordes plataformas muy amplias, limitadas hacia el mar por

⁷ Padilla y Sánchez, 2007.

⁸ Padilla y Sánchez, 1986

⁹ Díaz *et al.*, 1959.

¹⁰ Lawton *et al.*, 2001

¹¹ Viniegra, 1971 e Imlay, 1953.

¹² Padilla y Sánchez, 2007.

largas barras de oolitas y con una circulación de agua muy restringida, condiciones que favorecieron el depósito de otras masas de sal en las zonas lagunares que bordeaban dicha cuenca.

En el sureste mexicano las barras de oolitas jurásicas tienen una extensa distribución y se han identificado gracias a que son las rocas productoras de hidrocarburos en campos como Samaria y Sitio Grande (Fig. 2.2).

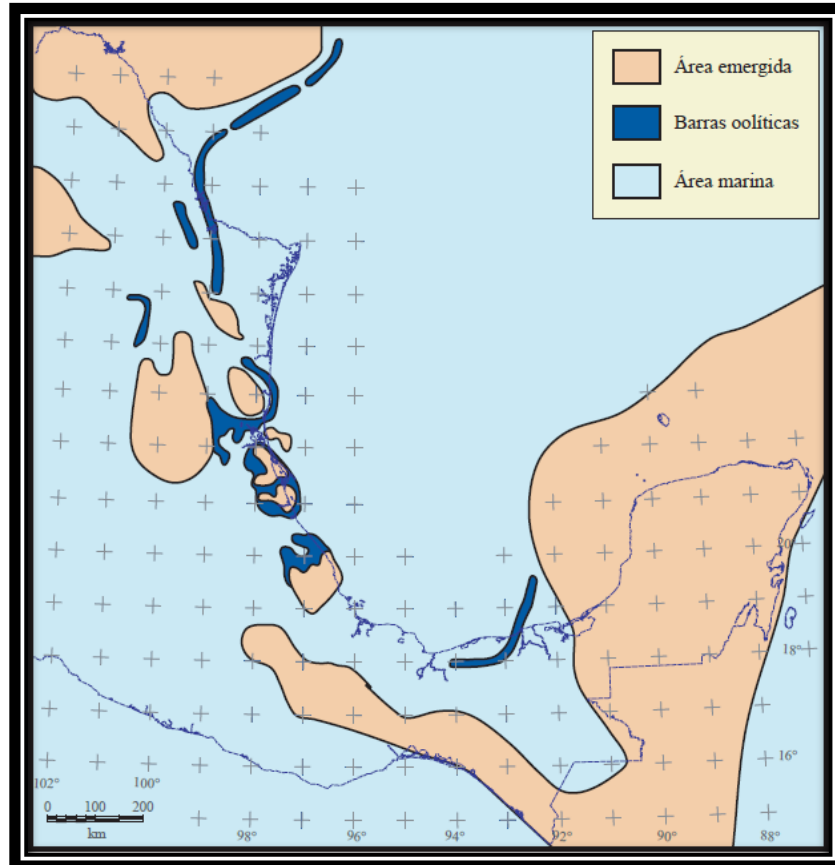


Figura 2.2 Paleografía para el Kimeridgiano Temprano. La actividad de la Falla Transformante Tamaulipas-Oaxaca ya había cesado su movimiento lateral y tanto el Macizo de Chiapas como el Bloque Yucatán ocuparon desde entonces la posición actual.

El bloque Yucatán tuvo un movimiento hacia el sur a lo largo de dos sistemas de fallas transformantes que reciben distintos nombres según los autores que a su vez las ubican en distintos sitios.

El sistema occidental fue denominado *Falla Transformante Tamaulipas-Golden Lane-Chiapas*¹³, *Falla Tampico-Oaxaca*¹⁴ y denominado solamente como la “Transformante”;¹⁵ el sistema oriental solamente ha sido mencionado sin recibir un nombre formal. Se sugiere que esta falla constituye el límite entre los basaltos,

¹³ Pindell, 1985.

¹⁴ Robin, 1982 y Padilla y Sánchez. 1986.

¹⁵ Salvador, 1991.

andesitas y dacitas de la Franja Volcánica Trans-Mexicana y las rocas alcalinas e híper-alcalinas de la Planicie Costera del Golfo¹⁶.

A continuación se enumeran las principales razones por las cuales se considera que la Falla Transformante Tamaulipas-Oaxaca jugó un papel importante en la apertura y evolución tectónica del Golfo de México:

- I. La forma de arco de circunferencia que tiene la falla, concuerda con un deslizamiento lateral del Bloque Yucatán a lo largo de ella durante el Jurásico Temprano-Medio, que hace girar a Yucatán aproximadamente 49° en contra del sentido de las manecillas del reloj.¹⁷
- II. Finalizado el Calloviano el desplazamiento lateral cambia a vertical y comienza a actuar como un sistema de fallas normales que favorecen la subsidencia del piso del Piso de México.¹⁸
- III. Constituye el límite entre la corteza continental verdadera y la corteza continental atenuada.
- IV. Es el conducto en el cual se formaron las serpentinitas de Cd. Victoria, Concepción Pápalo y Matías Romero.
- V. Es el conducto para la actividad volcánica alcalina e hiperalcalina en la Planicie Costera del Golfo, además de ser el límite entre el vulcanismo dacítico-andesítico de la Franja Volcánica Trans-Mexicana y la mencionada Planicie Costera del Golfo.
- VI. El conjunto de fallas cuasi-paralelas que constituyen la Falla Transformante Tamaulipas-Oaxaca, limitan individualmente a los bloques de basamento que estuvieron emergidos durante el Mesozoico Temprano, como el Archipiélago de Tamaulipas, las plataformas de Valles-San Luis Potosí y Tuxpan, así como el macizo de Teziutlán.

Terminado el Calloviano, el Bloque de Yucatán alcanza la posición que ocupa en la actualidad, afectado únicamente por una lenta subsidencia hasta el Pliopleistoceno, tiempo en el que comenzó a emerger. Al término del Calloviano la falla Transformante Tamaulipas-Oaxaca deja de moverse en forma lateral, sin embargo comienza a moverse en forma vertical, con lo que el basamento se ve afectado. En el sureste mexicano es particularmente importante esta época porque es entonces cuando el Macizo de Chiapas, junto con el bloque de Yucatán comienza a recibir sedimentos marinos en su porción norte.¹⁹

Durante el período Jurásico Tardío no se tuvo presencia de algún evento tectónico llevándose a cabo una subsidencia lenta, al mismo tiempo la placa de Norteamérica llevaba a cabo un movimiento divergente con respecto de las de

¹⁶ Robin, 1982

¹⁷ Guerrero-García (1975), Pindell y Kennan (2003).

¹⁸ Padilla y Sánchez, 1982; Alaniz-Alvarez *et al.*, 1996.

¹⁹ Padilla y Sánchez, 2007.

Laurasia y Gondwana, esto fue favorable para el depósito de carbonatos y carbonatos con arcillas.

2.1.2.2 Jurásico Superior-Cretácico Superior.

En el Oxfordiano, se desarrollaron amplias plataformas y rampas de aguas someras en el Golfo de México, en dichas plataformas se depositaron grandes volúmenes de carbonatos, conteniendo extensas barras oolíticas en los bordes de esta plataforma.²⁰ Este periodo se caracteriza por el depósito de clásticos en zonas de litoral, debido a la abundante cantidad de carbonatos en las plataformas y algunos espesores menores de lutitas y carbonatos intercalados de calizas en zonas de cuenca.

Estas asociaciones litológicas formaron bandas concéntricas muy bien definidas en los bordes del Golfo de México.²¹ Los bloques de basamento emergidos que formaban las paleoislas en el occidente del protogolfo de México continuaban afectando la sedimentación de la región, siendo el mayor aporte de clásticos los provenientes del área del Bloque Yucatán y del noroeste. Estas condiciones de subsidencia lenta y continua prevalecieron durante todo el Kimeridgiano.²²

Para el Tithoniano, la velocidad de subsidencia se hizo más lenta y predominó la sedimentación de secuencias de estratificación delgada de lutitas y carbonatos, en las cuales aumento considerablemente la presencia de organismos, probablemente favorecido por un clima templado (Fig. 2.3). Los horts formados en el basamento pre-Mesozoico bordeando la parte occidental del Golfo de México permanecieron emergidos y aportando los sedimentos clásticos cada vez en menores cantidades a medida que el relieve topográfico disminuía. En las áreas costeras de estas islas continuó el depósito de rocas clásticas, grandes lagunas litorales y de barras oolíticas en los extremos de las plataformas.

En este periodo se depositaron en la cuenca lutitas muy ricas en materia orgánica, con delgadas intercalaciones de carbonatos, que son la roca generadora de la mayoría de los inmensos volúmenes de hidrocarburos que existen en el Golfo de México²³, especialmente en el sureste mexicano donde se ubica la Cuenca de Comalcalco. La estabilidad tectónica durante este periodo fue tan grande que las rocas depositadas conservaron características litológicas muy similares en toda la cuenca del Golfo de México; las islas que bordeaban el occidente del golfo todavía estaban emergidas y continuaban aportando sedimentos clásticos a las zonas litorales.

²⁰ Salvador, 1991; Winker y Buffler, 1988; Williams-Rojas y Hurley, 2001.

²¹ Salvador, 1991b.

²² Salvador, 1991b.

²³ González y Holguin, 1992

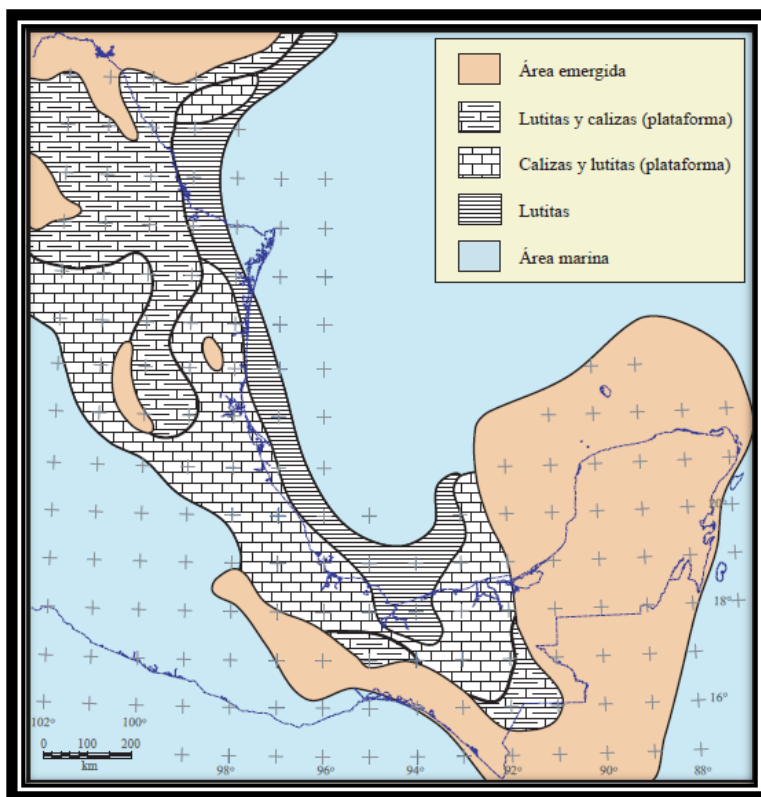


Figura 2.3 Paleografía del Tithoniano Superior. Gran extensión de las áreas de plataformas someras, en donde ocurrió el depósito de rocas ricas en materia orgánica que constituyen la principal roca generadora de hidrocarburos.²⁴

Hacia finales del Tithoniano, continuó la gran invasión de los mares en el Golfo de México, la mayoría de las islas del occidente del Golfo de México fueron cubiertas por los mares jurásicos. El espesor de las rocas del Tithoniano en el sur de México (Tabasco) varía de 400 a 500 [m], estas condiciones tectónicas estables persistieron en la región durante el Cretácico Temprano.

El área de las ya extensas plataformas seguía incrementándose y enormes volúmenes de carbonatos fueron depositados sobre la mayor parte de México. De hecho puede decirse que las condiciones tectónicas de estabilidad del Tithoniano se extendieron hasta el Neocomiano, con la diferencia de que la porción de lutitas intercaladas en las calizas de inicios del Cretácico fueron decreciendo hasta casi decrecer en el Valangianiano.

Para el Neocomiano Superior (Hauteriviano–Barremiano), aumentó la velocidad de subsidencia de las plataformas que bordeaban el Golfo de México, favoreciendo así el depósito de gruesos paquetes de carbonatos con menores cantidades de lutitas intercaladas y con espesores superiores a los 1500 [m] en promedio.

²⁴ Padilla y Sánchez, Ricardo José, 2007.

2.1.3 Cenozoico.

Finalizado el Mesozoico un ciclo de sedimentación de terrígenos comenzó, por lo que los estratos del Paleoceno y del Eoceno en la Cuenca de Comalcalco, en general están constituidos por lutitas, en ocasiones con capas de areniscas y menor proporción brechas calcáreas (Fig. 2.4).

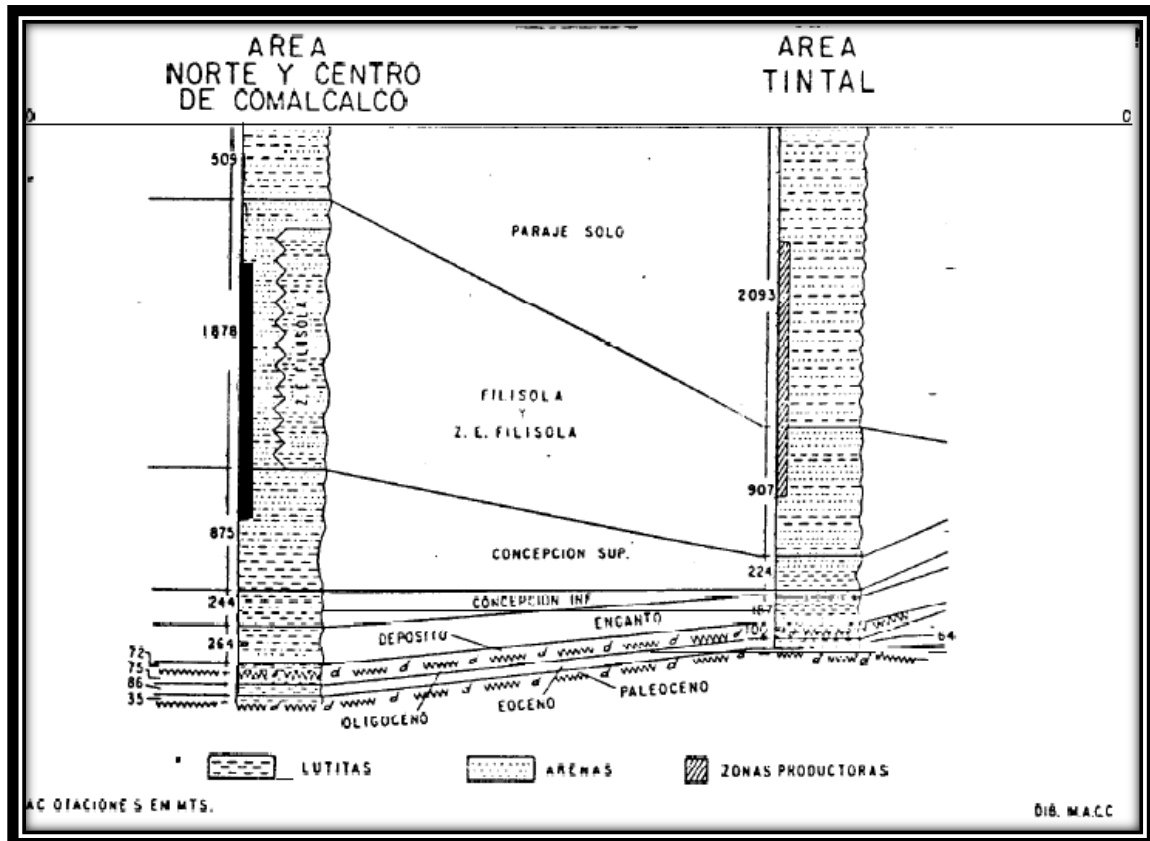


Figura 2.4 Columnas estratigráficas que indican las características litológicas del Cenozoico en la cuenca de Comalcalco.²⁵

2.1.3.1 Paleógeno.

En el límite entre el Cretácico y el Paleógeno sucedió otro cambio importante en lo que al aspecto tectónico del Golfo de México se refiere, en la costa norte de Yucatán ocurrió el impacto de un cuerpo extraterrestre, con esta edad coincide una brecha de carbonatos con gran extensión en el sur del Golfo de México y de gran importancia económica en nuestro país, pues en esta se encuentra la roca almacén de los grandes campos petroleros de área marina del Sureste de México. Esta brecha ha sido denominada por PEMEX como "Brecha K-T, la cual tiene una

²⁵ Hydrocarbon Reserves of Mexico: Major Oil and Gas Fields of Mexico, PEMEX Exploración y Producción, 1ra. ed., Volumen II, 1999.

extensión de miles de kilómetros cuadrados y espesores muy gruesos que alcanzan 700 [m] (Fig. 2.5).

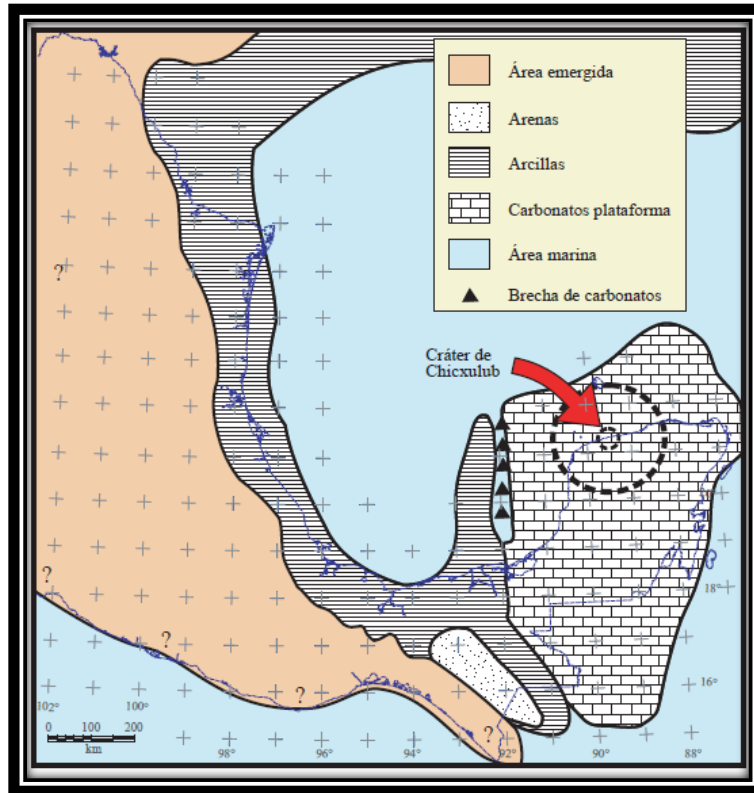


Figura 2.5 Paleografía de inicios del Paleoceno, donde ocurrió el impacto del meteorito Chicxulub, que originó el depósito de una brecha de carbonatos con una gran extensión y espesores de hasta 700 [m].²⁶

Gran parte del espesor carece de matriz, lo que conlleva a una permeabilidad demasiado alta. Muchos autores han tratado de explicar el origen de un cuerpo sedimentario de esas dimensiones, formado por fragmentos angulares de caliza de varios tamaños, considerando que la mayoría de las localidades conocidas no tienen matriz; de estas hipótesis tres son las más aceptadas:

la primera explica que el impacto de un cuerpo extraterrestre (meteorito o cometa) en Yucatán fue la causa de la formación de la brecha²⁷, lo cual implica que el tamaño de grano de los depósitos en su eyecta, fueran menores a una distancia mayor del sitio del impacto, condición que no se cumple; la segunda argumenta que la brecha fue el producto de un derrumbe submarino de los fragmentos de caliza que descansaban en el talud del Escarpe de Campeche cuando ocurrió el impacto del cuerpo extraterrestre hace 65.5 [Ma]²⁸, sin embargo si esta fue la causa del depósito de la brecha, entonces su forma y distribución deberían ajustarse a una morfología alargada, paralela al escarpe y con una variación del

²⁶ Padilla y Sánchez, 2007.

²⁷ Grajales-Nishimura *et al.*, 2000.

²⁸ Ángeles-Aquino *et al.*, 1992; Limón-González *et al.*, 1994.

tamaño de grano de la brecha, yendo de mayor a menor, en la misma dirección de la cuenca; la tercera explica el origen de la brecha a condiciones de carsticidad por exposición subaérea de los carbonatos depositados en extensas planicies de intermareas, lo que podría explicar la extensión territorial, aunque no el espesor que requeriría un movimiento de subsidencia súbito de aproximadamente 700 [m] para justificar la edad de la brecha.

Padilla y Sánchez considera que ninguna de las hipótesis anteriores puede explicar las dimensiones volumétricas de la brecha, así como las condiciones físicas del depósito por sí sola, sin embargo las tres hipótesis en conjunto pueden justificar el origen de la misma.

2.1.3.1.1 Paleoceno.

Con la Orogenia Laramide el aporte de sedimentos clásticos provenientes del noroeste y del occidente del Golfo de México aumentaron de una forma notable a finales del Cretácico. La era Cenozoica inicia a la par de la Orogenia Laramide dando origen a las cadenas plegadas y cabalgadas del occidente del Golfo de México, Coahuila, Sierra Madre Oriental y Sierra Zongolica, desde el Paleoceno tardío hasta el Eoceno temprano.²⁹

La Orogenia Laramide fue el resultado de la convergencia de la Placa Farallón por debajo de la Placa Norteamericana, en la que el fragmento de corteza oceánica que estaba en subducción tuvo un ángulo muy bajo, causando una deformación a mayor distancia de la zona de la trinchera y elevando una porción considerable de la parte meridional de la placa de Norteamérica. El evento antes mencionado favoreció el incremento del aporte de grandes cantidades de sedimentos clásticos, los cuales comenzaron a depositarse en las cuencas en el antepaís de las cadenas plegadas, Cuencas de: Parras-San Carlos, de Tampico-Misantla y de Veracruz.³⁰

2.1.3.1.2 Eoceno.

A partir del Eoceno Tardío la forma de la cuenca se asocia a una margen pasiva donde ocurrió un gran flujo de sedimentos clásticos. Se comenzaron a desarrollar grandes fallas lítricas normales asociadas a los depocentros de las cuencas. Durante este tiempo se depositaron gruesos espesores de arenas finas en los taludes del occidente del Golfo de México, Planicie Costera del Golfo, al tiempo que los sedimentos más finos iban rellenando las partes más profundas (Fig. 2.6).³¹

²⁹ Padilla y Sánchez, 1982.

³⁰ Padilla y Sánchez, 1982.

³¹ Goldhaimer, 1999.

Al haber un alto aporte de sedimentos la sal y la arcilla que existía en el subsuelo se comenzó a movilizar, dando como resultado la formación de “*rollers*”, diapiros, lenguas, diques y canopies.

Las Cuencas del Sureste tienen un origen íntimamente ligado con la Sierra de Chiapas y con la Cadena Plegada de Reforma-Akal. Al iniciar el Paleógeno, el Macizo de Chiapas seguía visible en su parte sur, mientras que sobre las rocas carbonatadas marinas de la parte norte, se depositaban las secuencias de clásticos con variaciones de 2500 [m] en Campeche, hasta aproximadamente 3000 [m] en la zona de Chiapas.³²

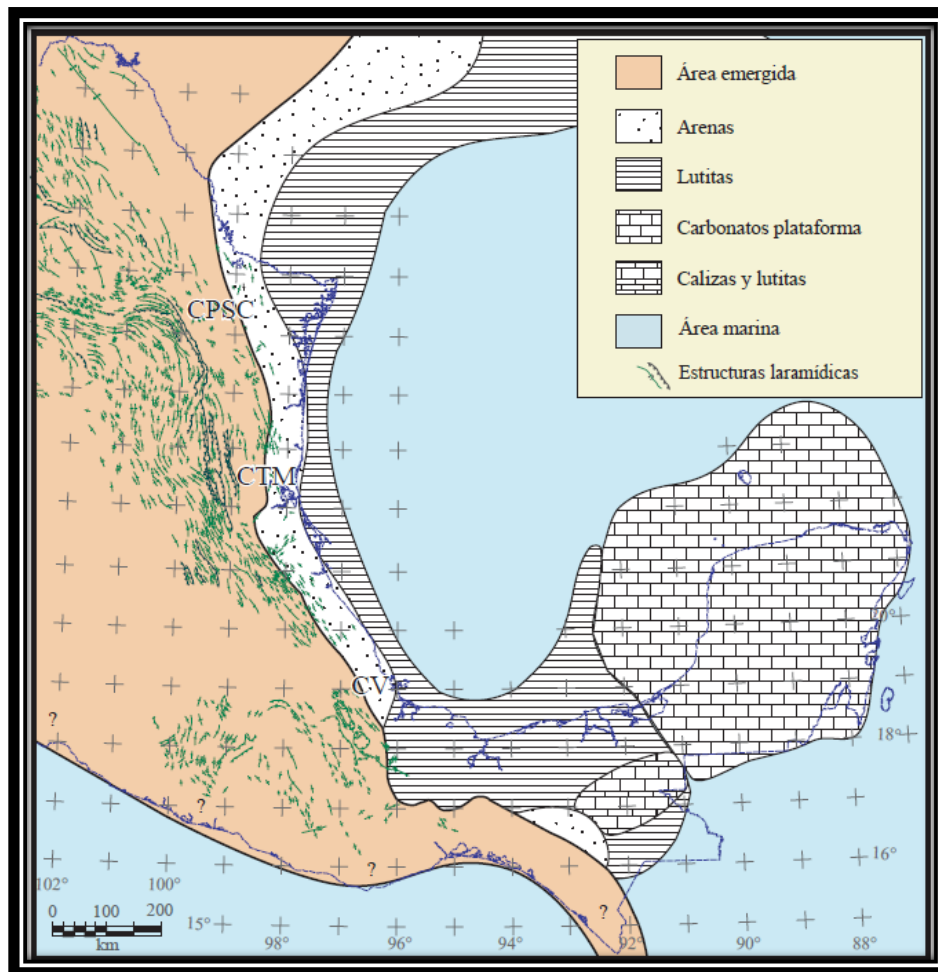


Figura 2.6 Paleografía del Eoceno tardío tiempo en el que inicia el relleno terrígeno de las cuencas de tectónica pasiva. Cuenca de Parras-San Carlos (CPSC), Cuenca de Tampico-Misantla (CTM) y Cuenca de Veracruz (CV).³³

³² Acevedo *et al.*, 1984.

³³ Padilla y Sánchez, 2007.

2.1.3.1.3 Oligoceno.

Durante el Oligoceno, el depósito de clásticos continuó en el sureste mexicano, por lo que en el área de Macuspana se empezó a desarrollar un depocentro, depositándose grandes secuencias de arcillas. A la par, sobre la Cadena Chiapas-Reforma-Akal los espesores de arcillas y arenas depositados eran de menor tamaño, en el área de Comalcalco y Salina del Istmo la movilización hacia el norte comenzó desplazándose grandes volúmenes de sal con forma de almohadillas y “rollers”.³⁴

2.1.3.2 Neógeno.

2.1.3.2.1 Mioceno.

En la Cuenca de Comalcalco, las rocas del Mioceno revisten importancia primordial en el aspecto económico-petrolero, les siguen las del Plioceno y Pleistoceno; estos dos últimos periodos son muy prolíficos en reservas y producción en esta cuenca.

Dentro de la Cuenca de Comalcalco, para el Mioceno Inferior, Mioceno Medio y Mioceno Superior; se tienen las formaciones Depósito, Encanto, Concepción Inferior y Concepción Superior, respectivamente. En la mayor parte de ellas se ha encontrado producción de aceite y gas, siendo más importante por su mayor volumen la última formación.

En el Mioceno medio la deformación llegó a su máxima etapa, plegando y cabalgando las rocas de la cadena de Chiapas-Reforma-Akal, con un *décollement* en la cima de la sal de periodo Calloviano y una vergencia hacia el norte. A esta orogenia se le denominó Evento Chiapaneco³⁵, que también afectó al Macizo de Chiapas, el cual surgió acortamiento durante este evento, por lo que se considera que existe otro nivel de despegue profundo dentro del bloque de basamento.³⁶

2.1.3.2.2 Plioceno.

Después de esta deformación, hacia finales del Mioceno e inicios del Plioceno se inició el basculamiento hacia el norte de la Cadena de Chiapas-Reforma-Akal, como una respuesta al desalojo de la sal del Calloviano en la misma dirección. Desde el Macizo de Chiapas se tenía un gran aporte de clásticos durante el Plioceno y Pleistoceno, con ello se llevó a cabo el depósito de una secuencia de varios kilómetros de espesor de sedimentos, con la sobrecarga resultado de este

³⁴ Ángeles Aquino *et al.*, 1992.

³⁵ Sánchez-Montes de Oca, 1980.

³⁶ García-Molina, 1994.

depósito se generaron grandes fallas de crecimiento orientadas NE-SW, con sus bloques caídos hacia el norte (Figura 2.7).

Dentro de la Cuenca de Comalcalco, el Plioceno está representado por la Formación Filisola, la cual presenta dos facies, una de las porciones sureste y central de ambiente litoral-costero, constituida por potentes cuerpos de arena con intercalaciones muy delgadas de lutitas.

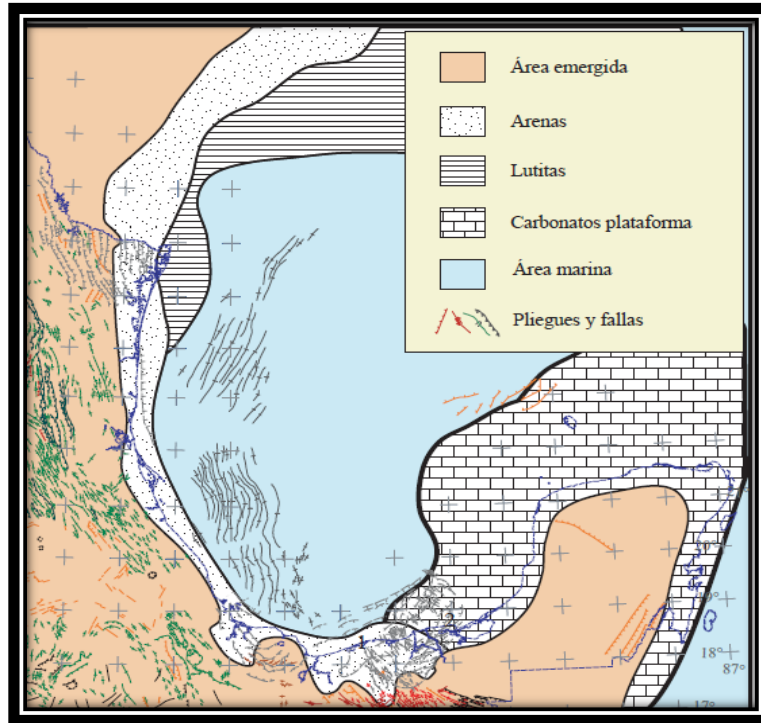


Figura 2.7 Paleografía del Plioceno tardío, tiempo en el que ocurrió un basculamiento hacia el norte de la cadena Sierra de Chiapas-Reforma-Akal por el desalojo de la sal calloviana por lo que se formaron las cuencas de Comalcalco-Salina del Istmo y Macuspana la orientación de las estructuras extensionales, casi es perpendicular a las compresionales.³⁷

2.1.3.2.3 Pleistoceno.

Durante el Plio-Pleistoceno se formó un sistema de fallas lítricas normales mayores en las cuencas de Macuspana y de Comalcalco-Salina del Istmo; al mismo tiempo sobre la Cadena Chiapas-Reforma-Akal eran depositados espesores menores de sedimentos clásticos (Figura 2.8). En la figura se puede observar la orientación de las fallas siendo casi perpendicular a la dirección de los pliegues formados durante el Evento Chiapaneco.

³⁷ Padilla y Sánchez, 2007.

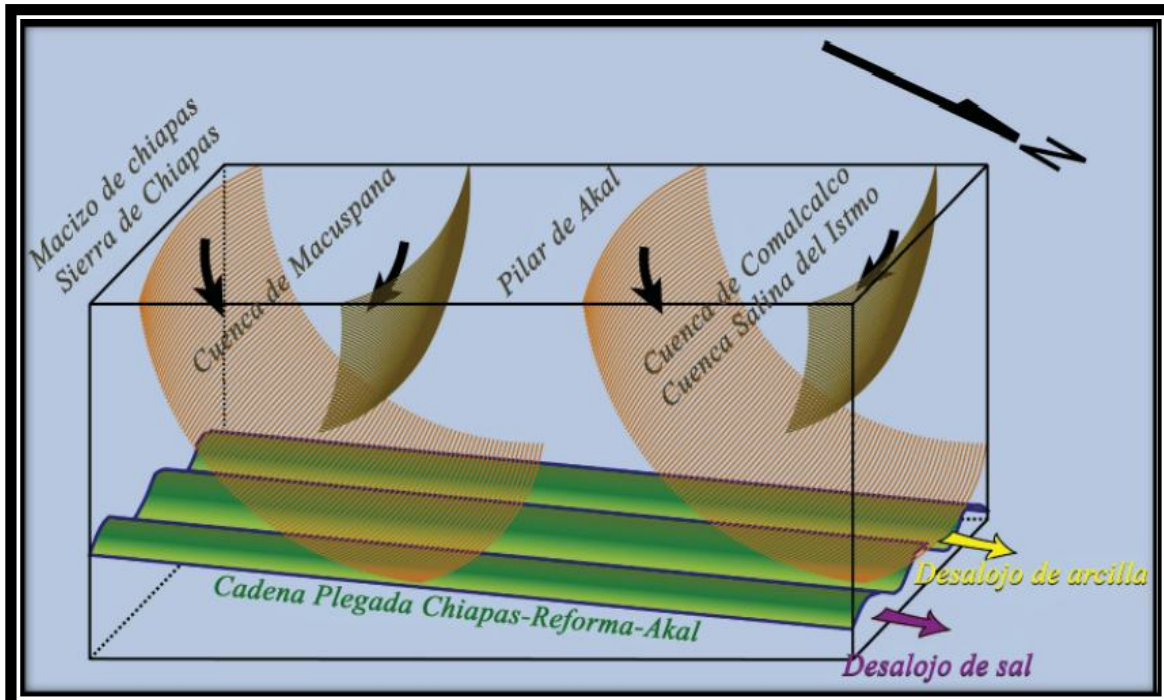


Figura 2.8 Esquema que muestra la disposición espacial de las Cuencas de Macuspana y Comalcalco producto de un deslizamiento gravitacional.³⁸

Entre estas cuencas existe una diferencia que es notable que consiste en que, mientras en la cuenca de Comalcalco-Salina del Istmo se desalojaba sal³⁹, en la de Macuspana se desalojaba arcilla.⁴⁰

2.2 Geología estructural.

En el área se tienen regionalmente dos principales estilos de deformación: el más antiguo y profundo es el resultado de esfuerzos de compresión, el más joven y somero es producido por extensión.⁴¹ El primero se asocia a un cinturón de pliegues y cabalgaduras, desarrollado a partir de un despegue entre las evaporitas

³⁸ Padilla y Sánchez, 2007.

³⁹ Ricoy, 1989.

⁴⁰ Ambrose *et al.*, 2003.

⁴¹ Chávez, 1999.

y calizas del Jurásico y afecta a rocas del Mesozoico y Paleógeno en estas estructuras están los campos más importantes de la región.⁴²

Los estilos que se han interpretado en el subsuelo, muestran una dependencia estrecha a las variaciones litológicas y a su ubicación respecto a los principales elementos tectónicos de la cuenca, sus geometrías análogas se pueden observar en los afloramientos de la Sierra de Chiapas.⁴³ La compresión inició a fines del Cretácico Superior y se reactivó durante el Mioceno medio-tardío, evento que definió rasgos de las estructuras observadas actualmente.

La familia más joven es extensional, resultado de deslizamiento gravitacional, es de edad Plio-peistocénica, en la que se formaron importantes sistemas de fallas normales que permiten identificar los límites de la subcuenca terciarias. Los estilos predominantes son fallas de geometrías lístricas con plegamientos “*roll-over*” asociados a fallas de crecimiento y fallas asociadas a montículos arcillosos o intrusiones salinas. Es importante la presencia de una superficie regional de desacoplamiento que separa al sistema extensional del compresivo, este despegue se tiende por toda el área de estudio y se ubica entre los sedimentos arcillosos del Oligoceno-Eoceno.⁴⁴

La tectónica salina tiene una participación predominante y activa en toda la cuenca, ya que grandes masas de sal fueron evacuadas desde la parte inferior de las rocas del Oxfordiano hacia porciones superiores de la carpeta sedimentaria, alojándose aleatoriamente en diferentes niveles de la misma.

Hacia las porciones central y sur de la Cuenca de Macuspana ocurrió un proceso de evacuación de arcilla, la cual se movilizó desde las secuencias del Oligoceno y Mioceno, influyendo fuertemente en las geometrías de las rocas Plio-pleistocénicas.⁴⁵

La tectónica salina y arcillosa juega un papel muy importante en la generación de depresiones en donde se acumularon importantes espesores de sedimentos desde el Plioceno. Los volúmenes de sal o arcilla movilizados durante estas etapas incidieron directamente en las dimensiones de los depocentros y de su relleno sedimentario.

Las Cuencas de Comalcalco y Macuspana se pueden subdividir en los siguientes dos sectores: sector noroeste y sector suroeste, estas se ubican al norte del cinturón de pliegues y cabalgaduras, que es la franja morfotectónica de dimensiones regionales cuya expresión superficial es la Sierra de Chiapas, cuyas estructuras penetran en el subsuelo dado que el echado de sus capas es hacia el noroeste para ser cubierta por las secuencias terciarias. El otro sector

⁴² Chávez y Cerrillo, 1999.

⁴³ Sánchez, 1979; Meneses *et al.*, 1987 y Meneses, 1987.

⁴⁴ Chávez, Víctor *et al.*, 2007.

⁴⁵ *Ibidem.*

corresponde con la Plataforma de Yucatán al oriente, formada por rocas calcáreas y evaporitas del Mesozoico y Cenozoico poco deformadas (Figura 2.9).

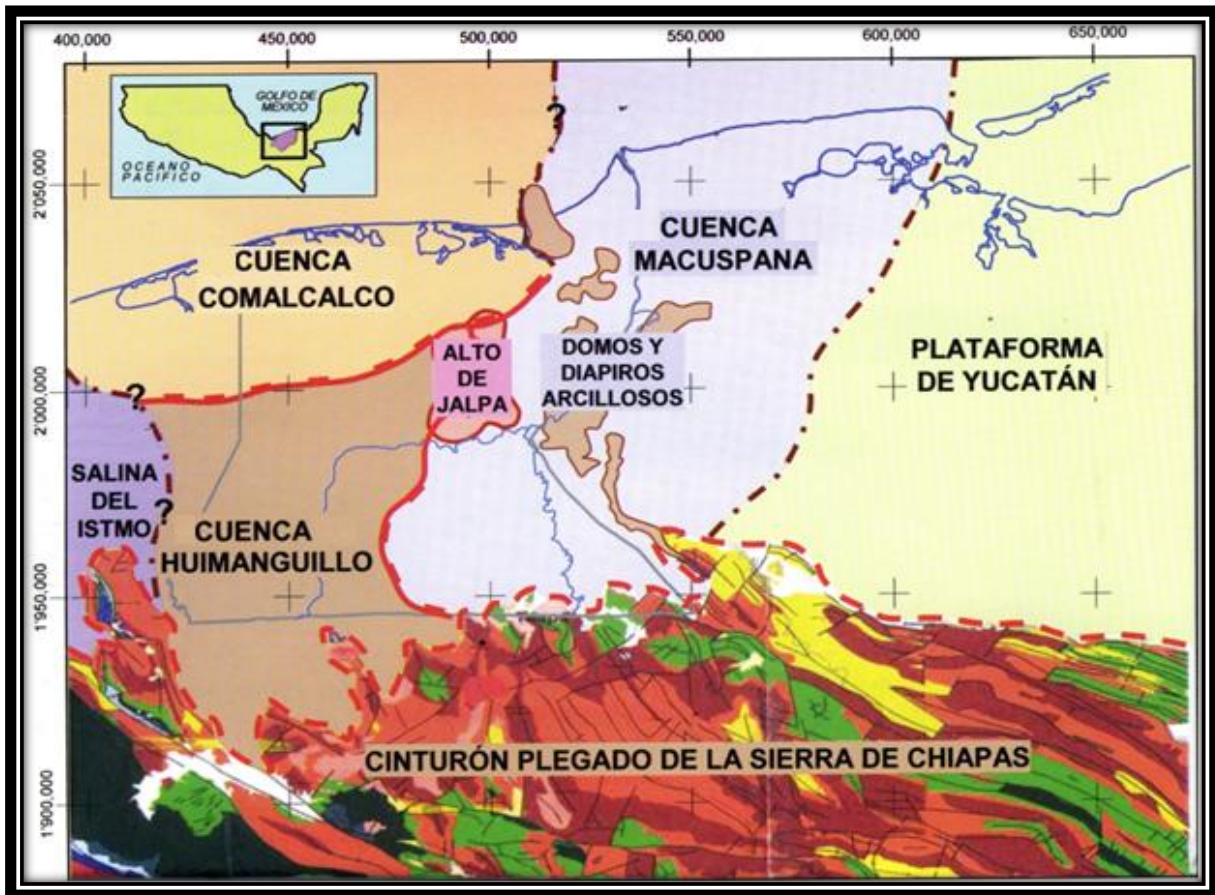


Figura 2.9 Mapa en el que se muestra la ubicación de las cuencas terciarias, en las que se incluye el área de estudio y su relación geográfica con el Cinturón de Pliegues y Cabalgaduras al sur.⁴⁶

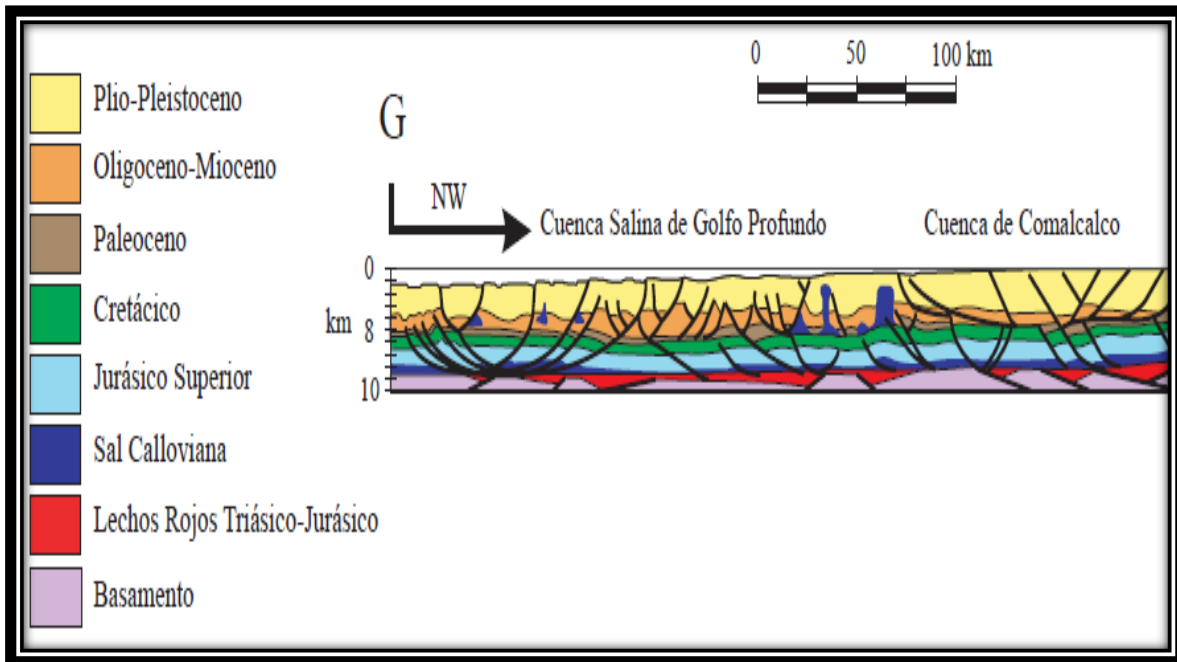
El sistema de deformación corresponde a esfuerzos que originaron tensión, lo que dio lugar a la formación de las fallas normales, lítricas llamadas: de Comalcalco, de Frontera y de Macuspana, dicho sistema fue el que dio origen a la Cuenca de Comalcalco.

Dentro de la Cuenca de Comalcalco, las estructuras están asociadas al mecanismo que formó a las fallas contemporáneas lítricas. La falla Comalcalco es la principal, la cual está orientada de SW a SE, con caída al noroeste, su movimiento provocó la formación de fallas secundarias sub-paralelas a la principal, con caída al SE. Estas fallas limitan los bloques en los que se encuentran los campos petroleros de la Cuenca de Comalcalco.

⁴⁶ Chávez *et al.*, 2007.

En la cuenca de Macuspana las secuencias que se depositaron del Mioceno Temprano al Pleistoceno estuvieron bajo un régimen de extensión, sufriendo una fase de inversión tectónica, como resultado de ello se formaron los pliegues anticlinales que hoy día constituyen las trampas de los yacimientos de esta zona.⁴⁷

Los pliegues característicos de inversión tectónica en las cuencas de Comalcalco y Salina del Istmo se observan en la figura 2.10.



2.10 Esquema de una sección geológica representativa de la Cuenca Salina del Golfo Profundo y de la Cuenca de Comalcalco.⁴⁸

En resumen la deformación del sureste mexicano ocurre en el Neógeno en el siguiente orden:

1. Plegamiento y fallamiento de la Cadena Plegada y Cabalgada de Chiapas-Reforma-Akal durante el Mioceno medio, con un despegue a nivel de la sal del Calloviano y otro dentro del basamento del Macizo de Chiapas.
2. Basculamiento hacia el norte de la Cadena Plegada durante el Mioceno tardío.
3. Deposito de gruesos espesores de arcillas durante el Mioceno tardío.
4. Deslizamiento gravitacional de la columna Paleógena tardía sobre las arcillas miocénicas.
5. Formación de la cuenca de Comalcalco durante el plioceno (Figura 2.11).

⁴⁷ Chávez *et al.*, 2007.

⁴⁸ Tomado de García, 1994.

6. Formación de la cuenca de Macuspana en dos etapas: las fallas que limitan al sureste y al noreste se formaron durante el Plioceno y las fallas oblicuas escalonadas este-oeste se formaron durante el Pleistoceno y hasta el reciente. En ambos casos las arcillas del Mioceno favorecieron el décollement de la columna (Figura 2.11).

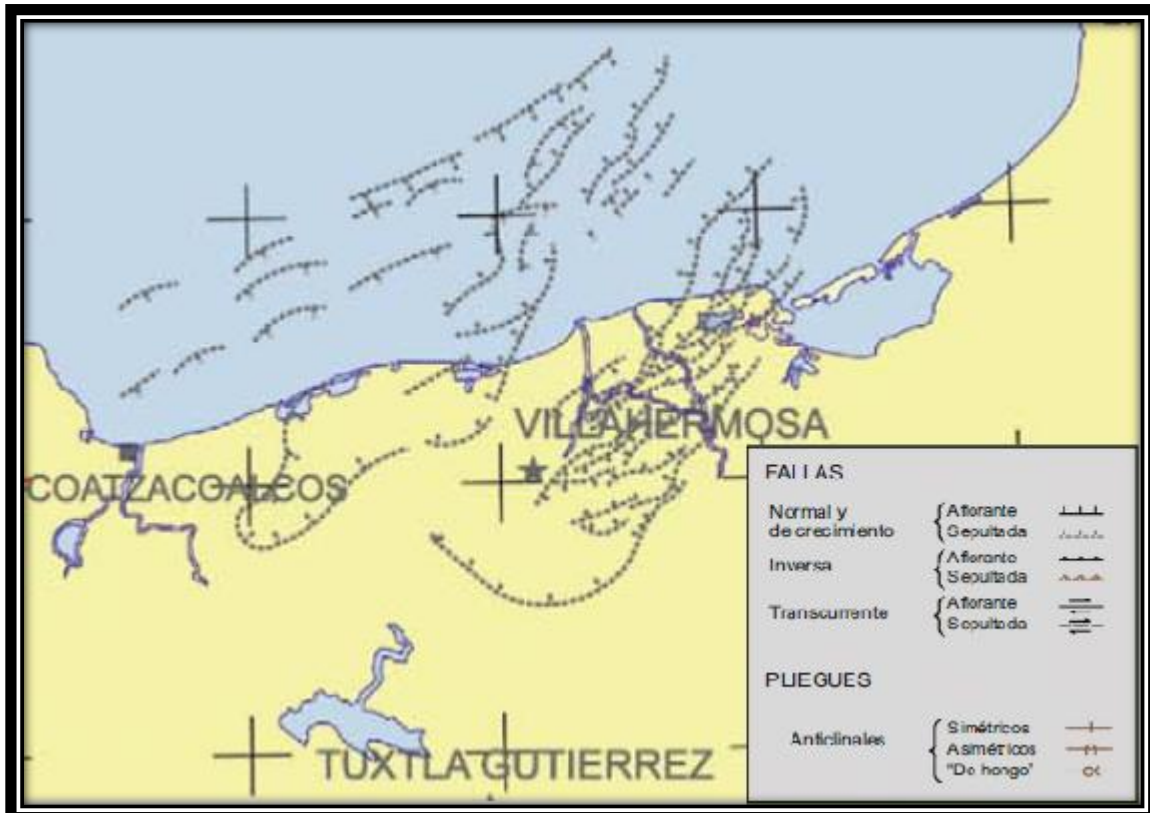


Figura 2.11 Formación de la Cuenca de Comalcalco (Plioceno), formación de la Cuenca de Macuspana (Plioceno, Pleistoceno y Reciente).⁴⁹

2.3 Estratigrafía.

La columna estratigráfica abarca del Paleoceno al Reciente y comprende un paquete de hasta 10000 [m] de espesor, de lutitas y areniscas, que en general presentan cantidades variables de bentonita y horizontes de ceniza volcánica en la parte superior; localmente se intercalan algunos cuerpos de caliza calcarenítica en el Eoceno y Mioceno. De este espesor aproximadamente 6300 [m] corresponden al Mioceno. Los ambientes en que se depositaron los sedimentos varían desde ambientes costeros a aguas profundas.⁵⁰

Otros autores identifican que el marco paleogeográfico y paleoambiental del terciario en el área estudiada, se manifiesta como una consecuencia de profundización de la cuenca y en consecuencia de las condiciones heredadas

⁴⁹ Tomado de Padilla y Sánchez, 2007.

⁵⁰ Cabrera Castro, René, *et al.*, 1984.

desde el Cretácico Superior que se mantienen durante el Paleógeno y prevalecen hasta el Mioceno Medio-Temprano.⁵¹

Durante el Paleógeno se depositan sedimentos de ambientes batiales, característicos de facies de talud y cuenca, predominando en el Paleoceno lutitas oscuras ligeramente calcáreas. En el Eoceno (Figura 2.12) se depositan lutitas calcáreas, mudstones y calizas arcillosas, con abundancia de fauna planctónica y ricas en materia orgánica, mientras que al sureste del área se depositan flujos de detritos y brechas.

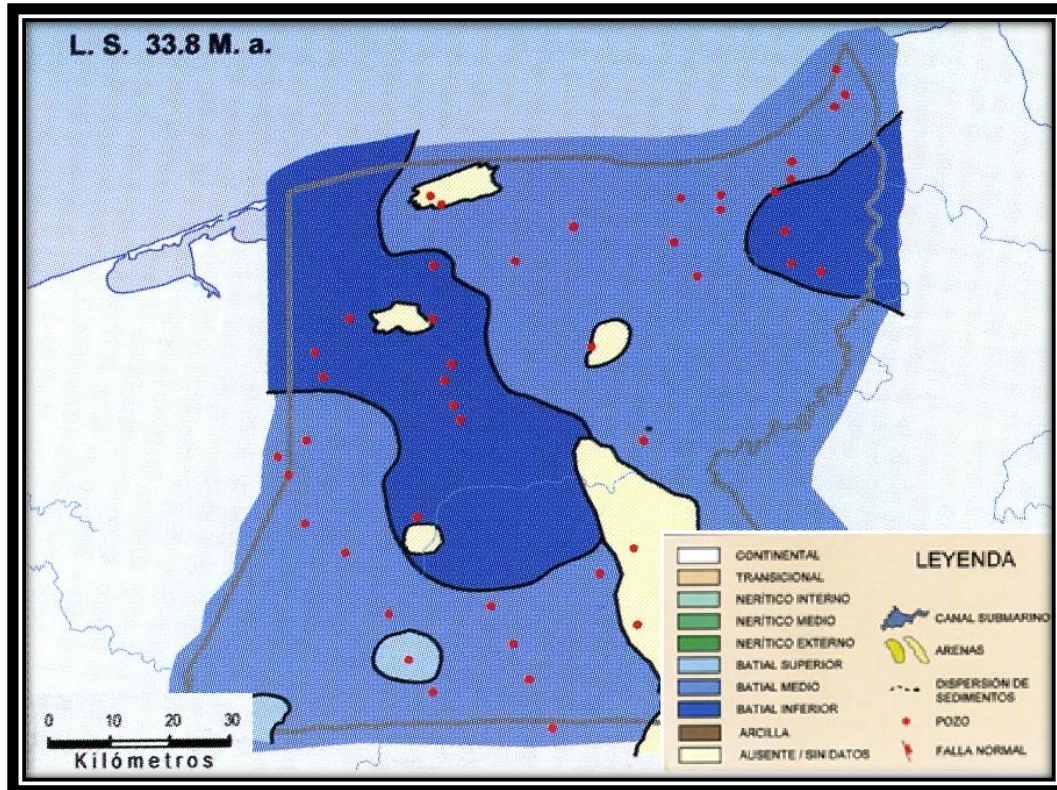


Figura 2.12 Esquema que muestra los ambientes sedimentarios con abundancia de fauna y de materia orgánica. También se indica la probable existencia de posibles brechas derivadas de plataformas preexistentes.⁵²

El Paleoceno en esta cuenca, tiene un espesor promedio de 35 [m], mientras que el Eoceno de 70 [m].

Durante el oligoceno (Figura 2.13) predomina el depósito de lutitas que eventualmente evolucionan a lutitas arenosas. Las rocas del Oligoceno presentan espesores irregulares, lo cual se debe en algunos casos a erosión y en otros a no depósito y están formadas por lutitas que gradúan a calizas hacia la plataforma de Yucatán; en esta cuenca están muy reducidas con un espesor promedio de 70 [m].

⁵¹ Chávez Valois, Víctor *et al.*, 2005.

⁵² Tomado de Chávez Valois *et al.*, 2005.

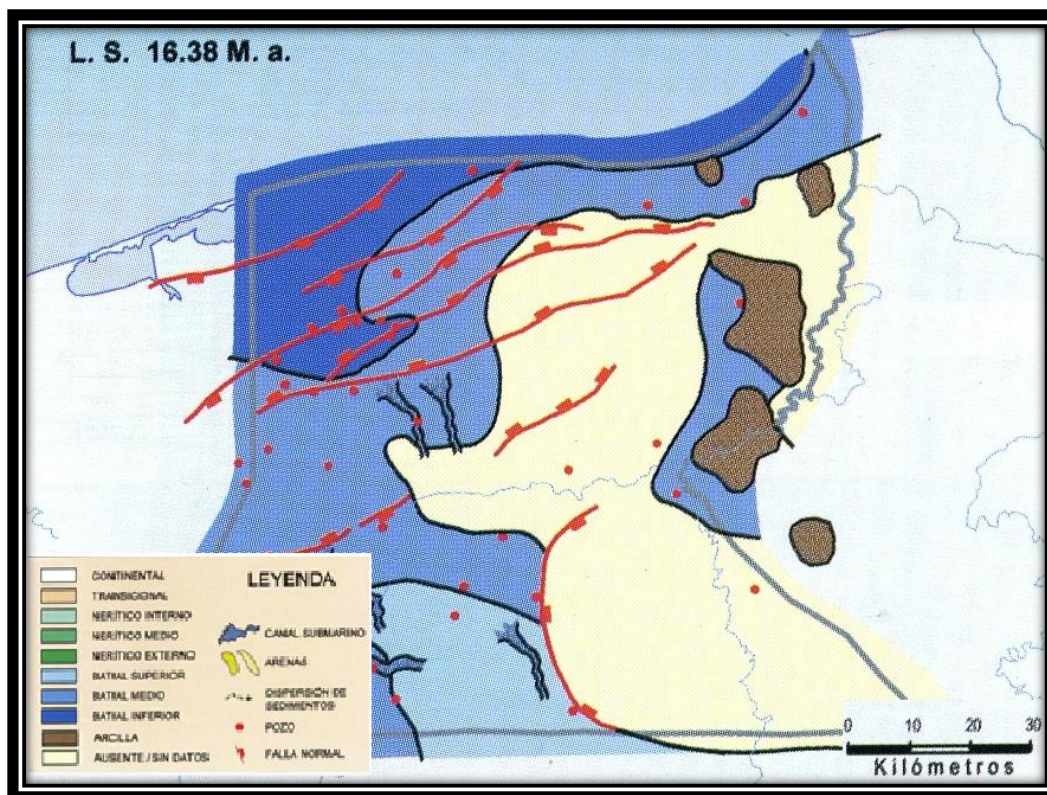


Figura 2.13 Esquema que muestra la distribución de lutitas fosilíferas en ambientes de talud medio-inferior. Inicia el depósito de limos y arenas muy finas en complejos progradantes.⁵³

Las rocas del Neógeno fueron depositadas en ambientes de plataforma externa a interna y transicionales, evolucionando en el Pleistoceno a ambientes continentales fluvio-deltaicos. Para el Mioceno medio las litologías corresponden a lutitas con intercalaciones de areniscas, mientras que para el Mioceno Superior y Plioceno se incrementa gradualmente el depósito de areniscas, en tanto que para el Pleistoceno los sedimentos clásticos llegan a ser dominantes con solo escasas intercalaciones de limolitas. La granulometría de las arenas varía desde muy gruesas, gravillas hasta muy finas (Fig. 2.14).

El carácter litológico del Mioceno corresponde a una alternancia de lutitas y areniscas, de las cuales se extrae aceite y gas asociado. Esto también se presenta en el Plioceno. El espesor de las rocas del Mioceno varía dentro de la cuenca de 1585 [m] al norte-noroeste a 580 [m] hacia al sureste. En la columna del Mioceno destaca por su importancia económica la Formación Concepción Superior, de la que se obtiene aceite y gas en los campos Santuario, El Golpe, Tupilco, Caracolillo, Castarrical y Mecoacán, en los que también son productoras la Formación Filisola y “las secuencias equivalentes a Filisola”, del Plioceno.

El Plioceno está representado por la Formación Filisola, la cual presenta dos facies, una de las porciones sureste y central de ambiente litoral-costero,

⁵³ Tomado de Chávez Valois *et al.*, 2005.

constituida por potentes cuerpos de arena con intercalaciones muy delgadas de lutitas. Esta secuencia alcanza un espesor promedio de 1878 [m].

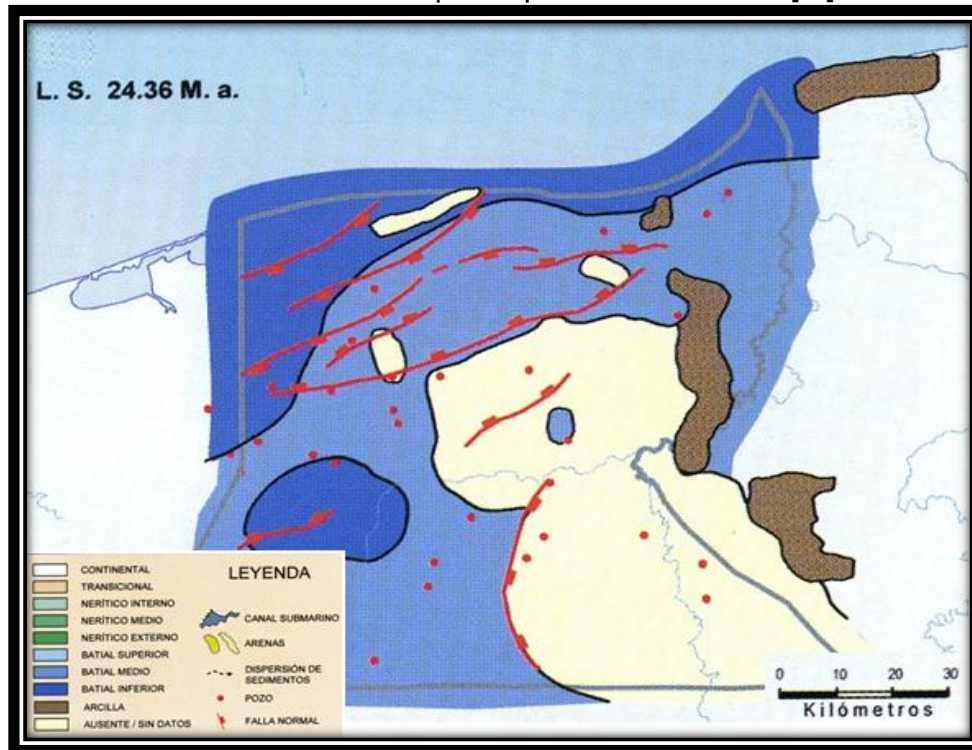


Figura 2.14 Mapa de distribución de las lutitas calcáreas de talud inferior inferior-medio, zonas erosionadas en la cima del Mioceno y brechas neógenas formadas por clastos calcáreos del Mioceno.⁵⁴

La otra facies es de aguas profundas y se encuentran distribuidas en el nor-noroeste de la cuenca, en dirección a la costa del Golfo de México; la constituye una potente secuencia de lutitas con paquetes de arena. Esta columna recibe el nombre de Zona Equivalente a Filisola y alcanza un espesor promedio de 1670 [m]. Las dos facies se constituyen en las más grandes trampas de aceite y gas de la Cuenca de Comalcalco.

El Pleistoceno para la Cuenca de Comalcalco corresponde a la Formación Paraje Solo. Esta formación se caracteriza por presentar una alternancia monótona de cuerpos de arenas lenticulares con capas de lutita, depositadas en un ambiente de continental a paludal. La Formación Paraje Solo presenta espesores promedio de 2093 [m] al sureste a 509 [m] al nor-noreste. Produce aceite de alta densidad y aceite con gas asociado en los campos ubicados al sureste de la Cuenca.

2.3.1 Análisis bioestratigráfico.

El análisis microfaunístico de muestras de canal y núcleos de las columnas terciarias de pozos del área sustentan la determinación del marco regional cronoestratigráfico y paleobatimétrico. Como resultado del análisis microfaunístico

⁵⁴ Tomado de Chávez Valois *et al.*, 2005.

de núcleos, tanto de foraminíferos como de nanoplancton calcáreo fueron identificados bioeventos cronoestratigráficos de los cuales la mayoría de ellos correspondieron al Paleógeno y el resto del Mioceno al Plioceno Inferior (Figura 2.15).⁵⁵

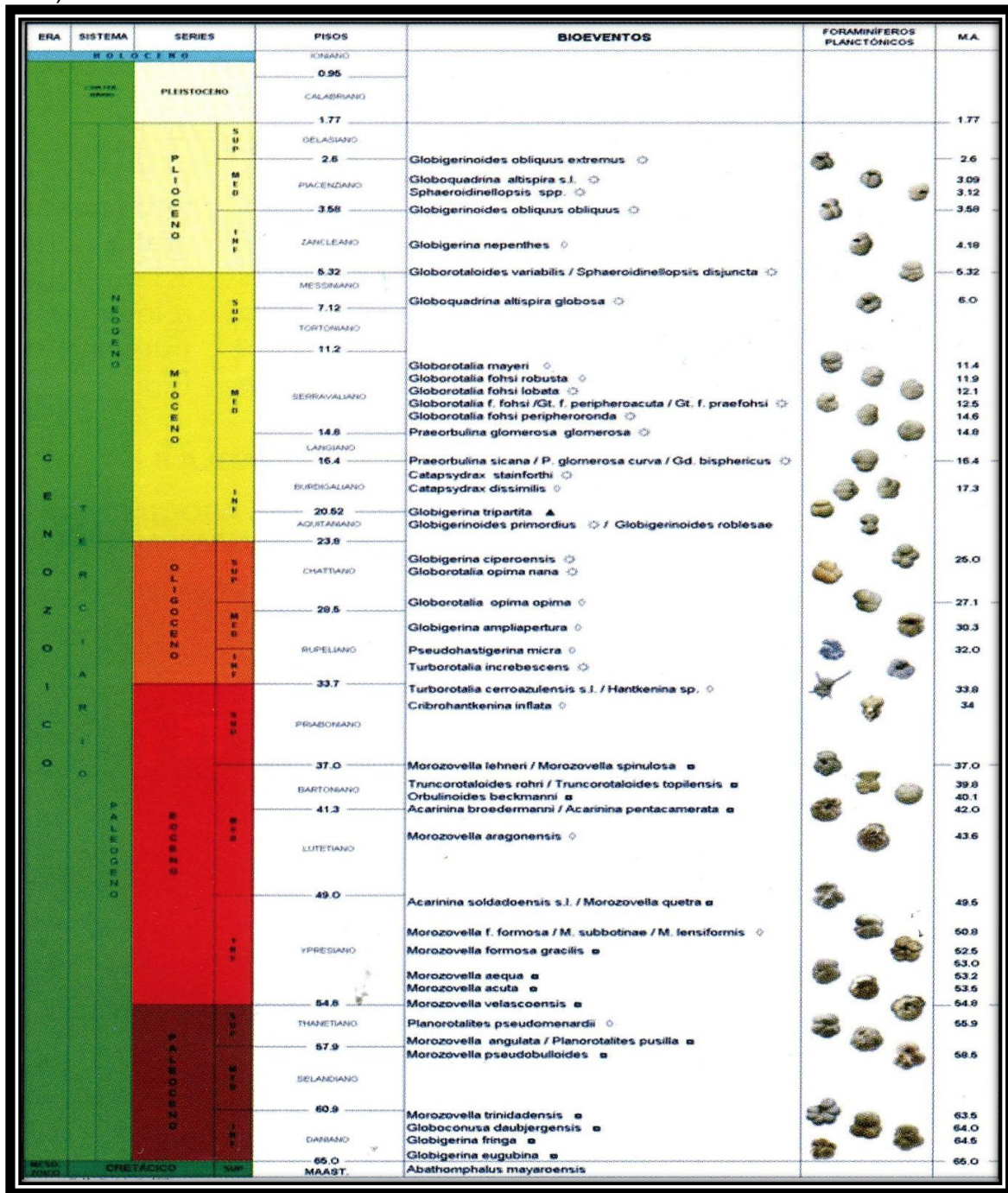


Figura 2.15 Columna Biocronoestratigráfica.⁵⁶

⁵⁵ Chávez Valois et al., 2005.

⁵⁶ Chávez Valois et al., 2005.

Todos estos eventos corresponden con las últimas ocurrencias de los foraminíferos planctónicos más característicos del área, las cuáles son consecuencia de fenómenos diferentes, tales como: la edad de extinción a nivel mundial o la edad de desaparición, debido a cambios ecológicos o fauna depositada en estratos más jóvenes.⁵⁷

Se identificaron siete diferentes asociaciones de foraminíferos bentónicos, los que mostraron una estrecha correspondencia con siete niveles batimétricos: transicional; neríticos interno, medio y externo y batiales superior, medio e inferior. (Tabla 2.1)

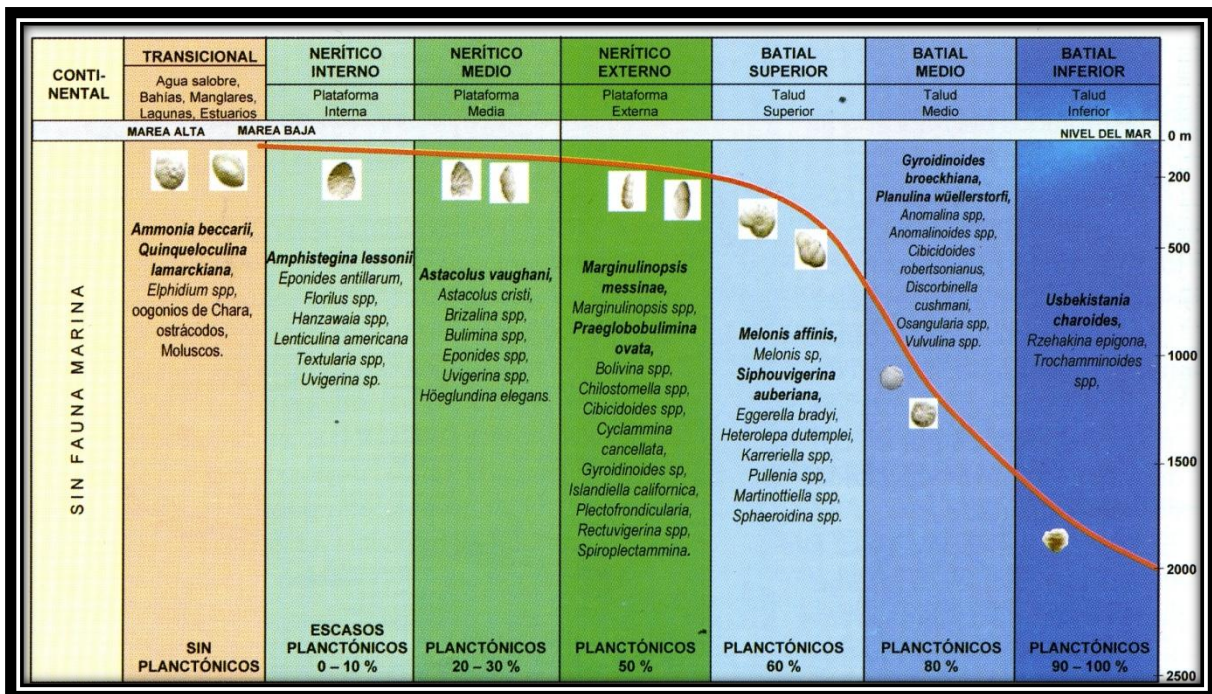


Tabla 2.1 Niveles batimétricos, asociaciones faunísticas y porcentaje de organismo planctónicos.⁵⁸

A partir de las columnas cronoestratigráficas uniformizadas de cada pozo, tanto para el Neógeno como para el Paleógeno se pudo conocer el comportamiento bioestratigráfico, basado en la presencia de especies de foraminíferos LAD (*Last Appearance Datum*) o primera aparición en el sentido de la perforación y de las paleobatimetrías en las que se depositaron. Las distribuciones bioestratigráficas observadas reflejan variaciones locales que pudieron ser ocasionadas por cambios paleoecológicos, evolutivos, estructurales o sedimentarios.

⁵⁷ Cabrera Castro, René, *et al.*, 1984.

⁵⁸ Chávez Valois *et al.*, 2005.

3 Sistema Petrolero.

3.1 Definición y partes del sistema petrolero.

El sistema petrolero se define como “la máquina natural de hacer petróleo”, dicha máquina es un sistema geológico que abarca las rocas generadoras de aceite o gas e incluye a todos los elementos y procesos geológicos esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburos. El sistema petrolero debe ser estudiado como un modelo dinámico, en el cual los sedimentos y materia orgánica se depositan, sufren una transformación y se generan el aceite y/o gas, el cual puede acumularse en una trampa petrolera.¹

El sistema petrolero es considerado como la base para llevar a cabo el análisis integral y detallado de los factores geológicos que afectan la formación de un yacimiento petrolero. Dicho sistema se encuentra integrado por subsistemas de orden menor, como son: generador (roca madre), almacenador (roca almacenadora), sello (roca sello), de migración, de maduración y de entrapamiento (trampa petrolera) (Fig. 3.1). Un requisito indispensable para que se lleve a cabo la generación de hidrocarburos es que todos estos subsistemas estén correlacionados en tiempo y espacio, lo que en el ámbito petrolero es conocido como sincronía.

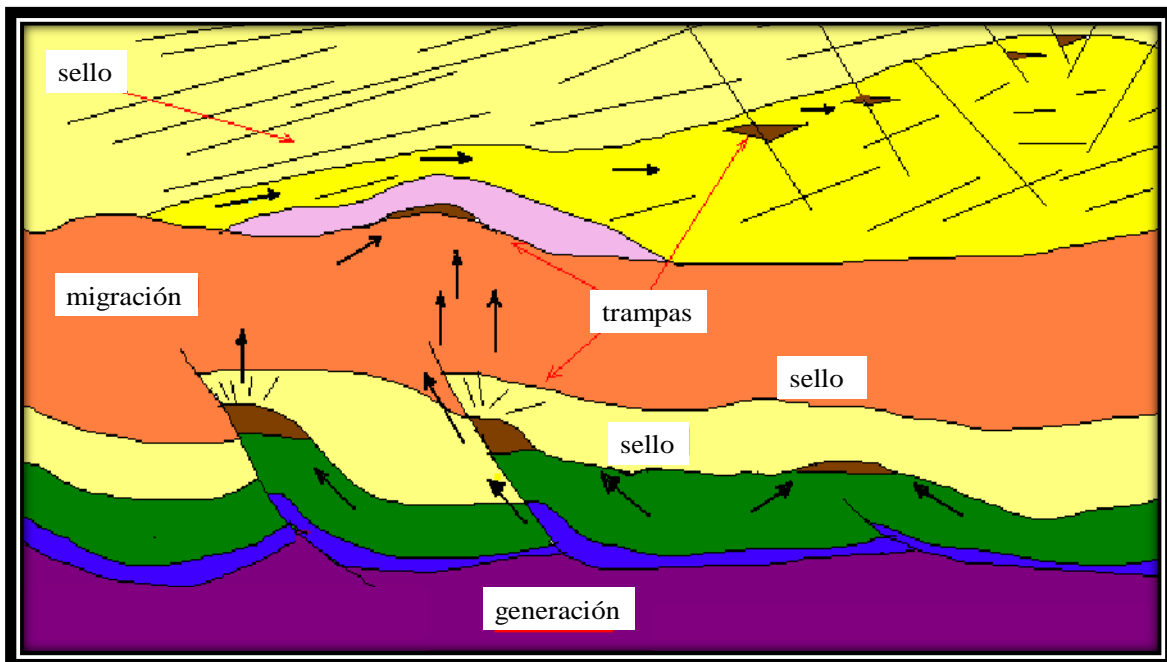


Figura 3.1 Componentes esenciales del sistema petrolero.²

¹ Holguin., 1999.

² González, García, *et al.*, 1999.

3.1.1 Subsistema generador.

En un subsistema generador, el origen del petróleo ocurre por dos caminos:

El primero representa la formación y acumulación de hidrocarburos libres derivados de organismos muertos, depositados en sedimentos no consolidados recientes, además de los formados por la actividad de las bacterias y las reacciones químicas de baja temperatura. En porcentajes entre el 10% y el 15% el petróleo se forma directamente por este proceso, donde la materia orgánica se deposita y más tarde sufre alteración química, física y biológica ante un pronunciado aumento en la temperatura, la cual tiene un rango menor de 50 [°C] aproximadamente; todo este proceso corresponde a la Diagénesis, la cual en su etapa final forma el kerógeno.

En la diagénesis ocurre la transformación de lípidos (grasas), proteínas y carbohidratos derivados de los organismos principalmente marinos, a Kerógeno (el contenido orgánico en promedio de tales sedimentos que eventualmente se transforman a roca generadora varía de 0.5 a 5%). Cuando el Kerógeno es sepultado a grandes profundidades se incrementa el gradiente geotérmico y se producen altas temperaturas (rango de 50 [°C] a 200 [°C]), ocurre el cracking, que es el rompimiento termal, dando por resultado la formación gas y/o aceite en un rango de temperatura 50 [°C] a 200 [°C] y presiones de 300 a 1500 [bares], en este proceso es donde se origina el mayor porcentaje de hidrocarburos líquidos, el cual se denomina Catagénesis.

La alteración térmica mayor es denominada metagénesis, la que provoca que el petróleo se divida en dos caminos de transformación por altas temperaturas (de 200 [°C] a 250 [°C]), se generen pequeñas cantidades de metano y metaantracita. Con temperaturas mayores a 250 [°C] y sepultamiento profundo de más de 12 kilómetros, la materia orgánica sufre metamorfismo junto con la roca sedimentaria, por lo que se puede formar grafito.³

Las características de una roca generadora basadas en estudios geoquímicos de materia orgánica se pueden conocer por cualquiera de las siguientes formas:

Por medio de análisis cualitativos y cuantitativos se determina el contenido de materia orgánica de la roca generadora (Contenido Orgánico Total, COT). Por medio de análisis ópticos, se determina el tipo de materia orgánica, si es algácea, herbácea, leñosa o carbonosa. Considerando el índice de Alteración Termal (IAT), basado en la coloración del tipo de materia orgánica y en la reflectancia de la vitrinita, se obtiene el rango de valores siguiente:⁴

- De 0.0 a 0.5 Facies Inmadura

³ Hunt, 1996,

⁴ Landes, 1975.

- De 0.5 a 2.0 Facies Madura
- De 2.0 a 4.0 Facies Metamórfica
- Mayor a 4.0 Metamorfismo

3.1.2 Subsistema Almacenador.

Una roca almacenadora es toda aquella que sea capaz de almacenar hidrocarburos, y que debe tener las siguientes características generales:

- Ser poroso, esto es, que disponga de suficientes espacios para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos. Pueden tener una porosidad original que puede ser la porosidad primaria o intergranular (presente ya en el sedimento original), o la porosidad secundaria (fracturas, disolución), que es la resultante de cualquier actividad geológica o como resultado de la diagénesis; después de que los sedimentos han sido convertidos en roca.
- Ser permeable, esto es que los poros estén interconectados para que cedan fácilmente los hidrocarburos.⁵
- Que el espacio poroso sea supercapilar, es decir, que los poros sean de tamaño mayor que el diámetro promedio de las moléculas que constituyen el hidrocarburo.

3.1.3 Subsistema Sello.

Un Subsistema Sello se define como aquellas secuencias rocosas de escasa permeabilidad o bien impermeables (no deben poseer fracturas ni poros interconectados), si tienen poros, su diámetro promedio de garganta de poro debe ser menor a 4 Angstrom, condiciones que no permiten el paso del aceite y/o gas. El sello comprende el cierre a la migración o desplazamiento de los hidrocarburos. La roca debe constituir una barrera a la migración y eso permite la acumulación en una trampa.

De acuerdo a Landes, 1975, las rocas sello más comunes son las lutitas y calizas arcillosas, pero las mejores son el yeso, la sal de roca, la anhidrita y los hidratos de metano.

3.1.4 Subsistema de Migración.

Para el Subsistema de Migración, es probable que en el curso de la diagénesis y después de ella, una parte de los hidrocarburos y el agua hayan sido expulsados de la roca generadora depositándose directamente en la roca capaz de almacenarlos, este movimiento se denomina migración primaria. La migración secundaria ocurre en rocas de mayor porosidad y permeabilidad en trayectos más largos, la que origina la concentración y acumulación del petróleo y el gas que

⁵ Landes, 1975.

pueden formar los yacimientos; no se conocen todos los parámetros para establecer las posibles rutas de migración, solamente se puede inferir que las vías de migración pudieron ser por fracturas, superficies de estratificación y fallas.

Se considera que los siguientes parámetros son clave en relación con la migración y acumulación de petróleo: 1) las partículas arrastradas, 2) la presión capilar (fenómeno de presión de desplazamiento), 3) la flotabilidad, 4) los efectos del gas disuelto, 5) la acumulación, 6) los contactos petróleo-agua inclinados, 7) las barreras estratigráficas, 8) la migración vertical y 9) el tiempo de acumulación del petróleo.

La presencia de gilsonita en rocas que se encuentran aflorando es evidencia de que los hidrocarburos se movieron en sentido ascendente en diferentes áreas y niveles estratigráficos. Es de suponer que el petróleo expulsado con el agua de la roca generadora se dispersó en partículas minúsculas, tal vez de tamaño coloidal o microscópico y que algunas de ellas incluso pueden haber estado disueltas en el agua. Se sabe que casi todos los depósitos de petróleo se dan dentro de un medio acuoso, esto significa que la migración está estrechamente vinculada con la Geohidrología.

No existe razón para suponer que algún mecanismo de migración primaria es el responsable de todas las acumulaciones de petróleo, ya que el mecanismo predominante de la migración primaria cambia con las diferentes condiciones subsuperficiales relacionadas, principalmente, con la profundidad creciente de sepultamiento. Las microfracturas de la roca (debidas al aumento de presión interna resultante de la generación térmica de hidrocarburos de peso molecular bajo a partir del kerógeno), permite que ocurra el desprendimiento de los hidrocarburos de las rocas generadoras compactadas, densas y relativamente impermeables. Las distancias implicadas por la migración primaria son del orden de metros o decenas de metros.

El petróleo atrapado en un yacimiento representa un estado de equilibrio entre las fuerzas impulsoras (flotabilidad o flujo de agua) que ocasionan el movimiento del petróleo y las presiones que se resisten a este movimiento. El final de la migración secundaria y la etapa final de la formación de los depósitos de petróleo y gas, favorecen la concentración en la parte más alta disponible de una trampa. Las distancias implicadas por la migración secundaria se encuentran dentro del intervalo de decenas a cientos de kilómetros.

3.1.5 Subsistema de Entrampamiento.

Según Landes (1975), para el Subsistema de Entrampamiento, se tienen a las trampas, las cuales son obstáculos naturales que impiden la migración de los hidrocarburos y quedan acumulados en ella. La característica fundamental de una trampa es la forma convexa hacia arriba de la roca porosa del yacimiento, en

combinación con una roca sello más densa y relativamente impermeable, localizada arriba y lateralmente.

La forma definitiva de las trampas en general corresponde con cierta convexidad, la cual puede ser angular, curvada o una combinación de ambas; el único parámetro geométrico importante es que debe estar cerrada en los planos vertical y horizontal, sin fugas notables, para formar un recipiente invertido. Los contornos longitudinales de este recipiente invertido, en una trampa estructural, deben circundar las áreas cerradas que constituyen lo que se llama área de cierre o cierre de una trampa. Las trampas pudieron formarse por condiciones estratigráficas en el tiempo del depósito de los sedimentos (diagénesis), por cambios posteriores, por litificación de sedimentos, por deformaciones estructurales o por combinación de dos o más de estos factores. Estas son receptáculos naturales cerrados, son cuerpos de rocas almacenadoras completamente rodeadas por rocas impermeables.

Estrictamente se habla de trampas estructurales cuando son resultado de modificaciones en la forma del yacimiento (fallas, plegamientos y asociadas con domos de sal o arcilla) y las trampas por variación de permeabilidad que se dan por modificaciones en la continuidad de la roca, ejemplos típicos de estas últimas son las barras de arena, areniscas de canales distributivos deltaicos y los arrecifes de carbonatos; así mismo, se tienen las trampas combinadas que son la mezcla de las dos anteriores. La mayor parte de los campos petroleros conocidos de México se encuentran en trampas estructurales. La roca, sello o barrera que interrumpe el movimiento de los hidrocarburos, debido a la disminución general de los diámetros de poro, deberá ejercer presiones capilares mayores que la fuerza impulsora para que sea un sello efectivo.

Dentro del sistema petrolero, también se debe considerar la integración de la migración del petróleo con la evolución tectónica y termal de una cuenca sedimentaria; con ello se debe considerar la distancia de la migración secundaria de petróleo, el tiempo y las cantidades de crudo que se generan en una determinada cuenca sedimentaria. Evaluar de forma integral todos y cada uno de los componentes del sistema requiere de diversas disciplinas cada una de ellas con sus especialistas los cuales deberán trabajar en equipo para alcanzar su objetivo con plena satisfacción, tal acto es denominado “sinergia”.

3.1.6 Clasificación de los sistemas petroleros.

Los sistemas petroleros son muy variados, por ejemplo una clasificación los divide en sistemas puros e híbridos; la otra los identifica en tres grados de certeza, como conocidos, hipotéticos y especulativos. El nivel de certeza indica la confianza de que una determinada zona de la roca madre haya generado los hidrocarburos que se encuentran en un yacimiento, sus principales características son:

Sistemas puros.

Su principal particularidad es que no presentan deformación estructural significativa, ya que sus características se deben principalmente a aspectos sedimentológicos; como consecuencia, se tiene principalmente la presencia de trampas estratigráficas.

Sistemas Híbridos.

Presentan reorientación estructural por efecto de deformación, por lo que estos sistemas se distinguen por trampas en pliegues anticlinales y en fallas, aunque lo más frecuente es que el sistema tenga pliegues dislocados por fallas normales, inversas o laterales.

(j) Sistemas conocidos.

En este tipo de sistemas, la información geológica, geofísica y geoquímica permite establecer correlación positiva entre la roca generadora y los aceites entrampados en la trampa.

(.) Sistemas hipotéticos.

Este tipo de sistemas presenta la información geoquímica disponible identifica a la roca generadora, sin embargo no se tiene correlación con acumulaciones de hidrocarburos en la cuenca o no existen yacimientos.

(¿) Sistemas especulativos.

Para este tipo de sistema solo se tienen evidencias geológicas y/o geofísicas de la existencia de rocas generadoras y de posibles acumulaciones de petróleo.

Con la investigación de un sistema petrolero se identifica, nombra, determina el nivel de certeza y se elaboran mapas de la extensión geográfica, estratigrafía y tiempo en que se formó el sistema. Dichos sistemas petroleros están limitados por el tiempo y el espacio. Cada sistema puede describirse en términos de estos parámetros, además de los procesos geológicos ocurridos que permiten caracterizarlo.

3.1.7 Aspectos temporales.

Un sistema petrolero puede definirse de acuerdo a tres importantes aspectos temporales.

Edad: es el tiempo necesario para que el proceso de generación, migración y acumulación de hidrocarburos sea llevado a cabo.

Momento crítico: es el momento que mejor representa la generación, migración y acumulación de hidrocarburos en un sistema. La historia geológica, un mapa y

secciones transversales ayudan a identificar el mejor momento crítico, muestran la amplitud geográfica y estratigrafía del sistema.

Tiempo de preservación: es el tiempo en el que ocurre la conservación del hidrocarburo dentro del sistema petrolero, ocurre después de la migración-acumulación y se extiende hasta nuestros días. Un sistema petrolero incompleto carece de un tiempo de preservación.⁶

3.1.8 Aspectos espaciales.

A la par de los aspectos temporales el sistema petrolero puede ser definido también por los siguientes parámetros.

Extensión geográfica: se define por una línea que circunscribe la zona en donde ocurrió la generación – migración – acumulación de hidrocarburos del sistema petrolero; se determina a partir de conocer el momento crítico.

Extensión estratigráfica: es el conjunto de unidades estratigráficas que abarcan los elementos esenciales dentro de la extensión geográfica del sistema.⁷

La relación temporal de los elementos esenciales de un sistema petrolero puede mostrarse en una carta de eventos, dicha carta también puede mostrar el tiempo de preservación y el momento crítico. Esta también puede ser utilizada para comparar los tiempos geológicos en que ocurrieron los procesos que originaron los elementos del sistema.

3.1.9 Tamaño de un sistema petrolero.

El tamaño de un sistema petrolero incluye el volumen total de hidrocarburos recuperables que se origino a partir de una única zona de maduración de la roca madre. Este volumen total se utiliza para compararlo con otros sistemas petroleros y determinar la eficiencia de generación-acumulación.

Volumen de petróleo: La muestra incluye los hidrocarburos descubiertos, las manifestaciones superficiales y las acumulaciones de petróleo y gas en el subsuelo.

Eficiencia de la generación acumulación: la eficiencia de la generación-acumulación es la proporción del volumen total de petróleo entrampado (in situ) en el sistema petrolero, con relación al volumen total de hidrocarburos generado a partir de la zona de maduración de la roca madre.⁸

⁶ Hartmann & Beaumont. AAPG.

⁷ Hartmann & Beaumont. AAPG.

⁸ Magoon & Beaumont, 2003.

3.2 Sistema petrolero en la Cuenca de Comalcalco.

En general, las Cuencas del Sureste de México contienen acumulaciones importantes de aceite y/o gas en secuencias carbonatadas y clásticas tanto del Mesozoico como del Terciario.⁹ Gracias al gradiente geotérmico moderado y al rápido aporte de sedimentos acumulados durante el Mioceno y Plio-Pleistoceno, se crearon las condiciones favorables para la generación y expulsión de los hidrocarburos hacia las áreas de entrapamiento del Terciario, que se caracterizan por estar contenidas en estructuras rollover, fallas y acuñamientos asociados a domos de arcilla, fallamientos normales e inversos.

3.2.1 Rocas Generadoras.

En la cuenca se han identificado tres Subsistemas Generadores (Fig. 3.2), que corresponden con calizas arcillosas del Tithoniano; calizas y evaporitas del Cretácico y terrígenos principalmente arcillosos del Mioceno.¹⁰

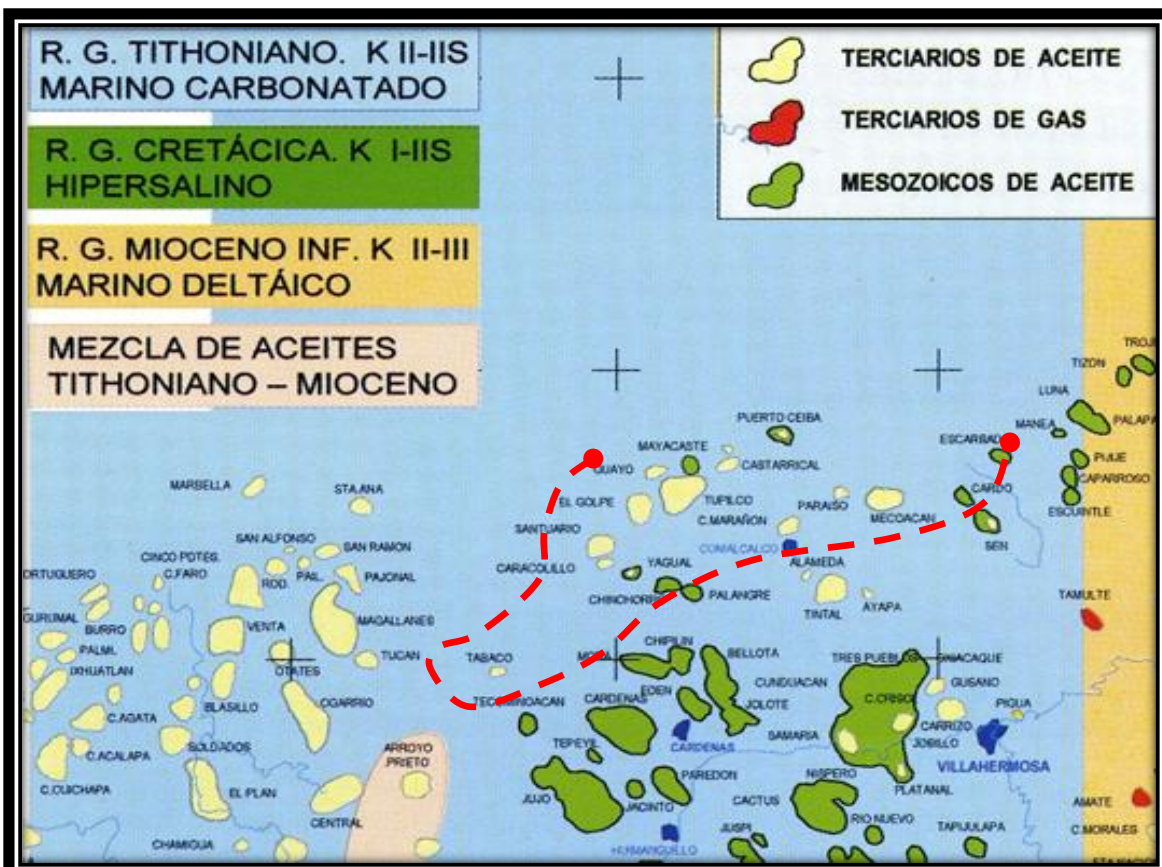


Figura 3.2 Distribución de los Sistemas Generadores de la Cuenca de Comalcalco, y cuencas vecinas. El Tithoniano es el más conocido y estudiado debido a su riqueza y amplia distribución.¹¹ El área de interés se encierra en línea punteada

⁹ Pemex Exploración y Producción, 1999.

¹⁰ (Holguín, 1998; Pemex-Chevron, 1993 y Guzmán *et al.*, 1995)

Las principales rocas generadoras corresponden a las lutitas y calizas arcillosas del Tithoniano y Kimeridgiano, las cuales alcanzaron la presión y temperatura adecuadas para la generación de hidrocarburos durante el Terciario.

3.2.2 Rocas almacenadoras.

Los hidrocarburos se encuentran almacenados principalmente en rocas del Albiano-Cenomaniano (Figura 3.3) y en menor proporción en secuencias del Cretácico Superior, con producción en facies de plataforma interna (Packstone-grainstone de miliólidos, pellets, oolitas, con porosidad intergranular, móldica e intrapartícula); parches arrecifales (Floatstone de rudistas de aspecto brechoso y fuertemente dolomitizadas), talud superior (brechas proximales dolomitizadas y abundantes cavernas de disolución); talud inferior (brechas distales) y cuenca (mudstone-wackestone) asociados a fracturas y ligera dolomitización. El espesor alcanza hasta 1200 [m] en la plataforma, 300 [m] en el talud y 100 [m] en la cuenca. Los cuerpos arenosos que corresponden a las formaciones Depósito, Encanto, Concepción Inferior, Concepción Superior, Filisola y Paraje Solo del Mioceno Tardío, son algunas de las formaciones que funcionan como rocas almacenadoras.



Figura 3.3 Roca almacén del Albiano-Cenomaniano dolomía, la textura original es un packstone de peloides y pallas.¹²

3.2.3 Rocas Sello.

Los sellos reportados por estudios de láminas delgadas, difracción de rayos X (XRD), registros geofísicos de pozo, bioestratigrafía y análisis de núcleo, han determinado para las rocas cretácicas dos sellos que corresponden al Turoniano-Santoniano (wackestone de planctónicos con intercalaciones de arcillas

¹¹ Tomado de Chávez Valois *et al.*, AMGP, 2005.

¹² Caballero G., Ernesto, *et al.*, 2008.

bentoníticas verdes); el siguiente sello corresponde al Paleoceno-Oligoceno Superior, constituido por arcillas calcáreas y bentoníticas que fueron depositadas en un ambiente marino profundo con aporte significativo de material volcánico.¹³

3.2.4 Trampas.

La evolución tectónico-estratigráfica de la región ha sido importante para tener las condiciones propicias para la formación de trampas, ya que el área ha estado sujeta a diferentes regímenes tectónicos, los más importantes se presentaron a fines del Cretácico Superior hasta el Eoceno donde ocurre el acercamiento, colisión y sutura del arco de islas de las Grandes Antillas (Bloque Chortis) provocando carga, levantamiento flexural y erosión de carbonatos antiguos al norte, así como el ahogamiento de varias plataformas, esta época marca el fin de la etapa pasiva y el inicio de la fase convergente que favorece a una primera etapa de estructuración de las rocas mesozoicas. En el Mioceno se tiene un aporte masivo de clásticos, movilización de sal y arcilla que modifican las trampas previamente formadas; durante el Plioceno-Pleistoceno, la evacuación de sal ocurre en algunas áreas y la formación de grandes fallas lístricas, locales y regionales que favorecen la formación de otras trampas; en estos sistemas de fallas lístricas en las secuencias de terrígenos se formaron trampas mixtas tipo rollover (Figura 3.4).¹⁴

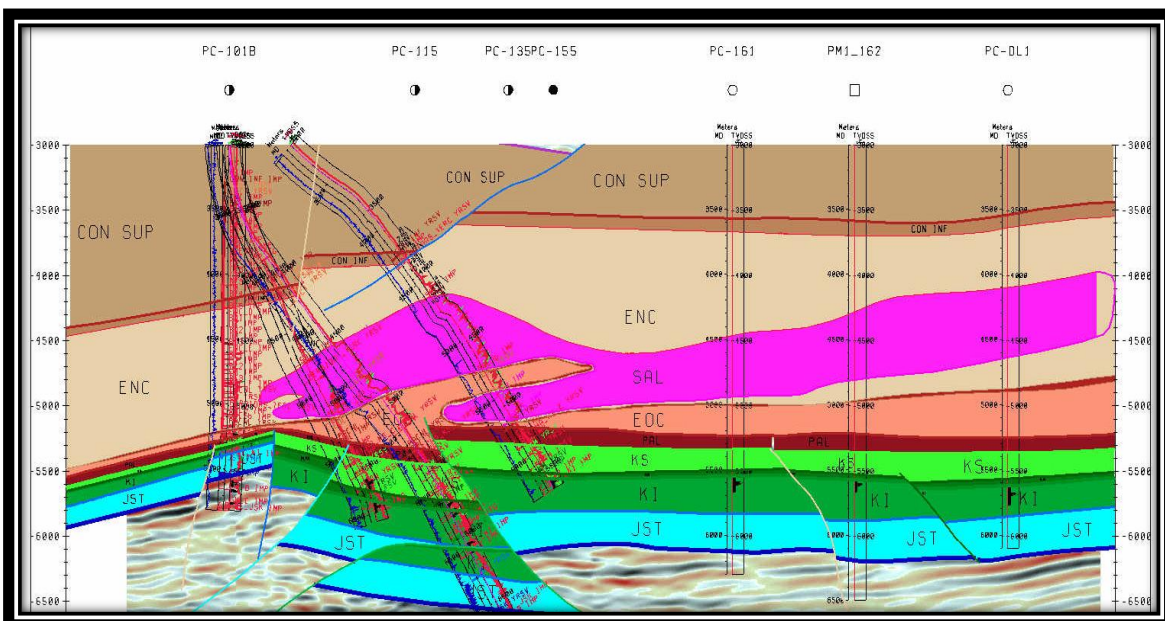


Figura 3.4 Sección estructural del pozo Puerto Ceiba 162, la figura muestra las edades de las secuencias, fallas, y horizontes productores dentro de trampas del tipo mixto, se observa un cuerpo salino que tiene influencia sobre las secuencias mostradas.¹⁵

¹³ Caballero G., Ernesto, *et al.*, 2008.

¹⁴ Caballero G., Ernesto, *et al.*, 2008.

¹⁵ Tomado de Proyecto integral El Golpe-Puerto Ceiba, PEMEX, (2007).

En el área, los yacimientos de hidrocarburos están asociados principalmente a trampas estructurales y en segundo lugar a trampas estratigráficas y mixtas. Las trampas estructurales son de tipo anticlinal, esto se debe a los plegamientos ocurridos en el área modificadas por las intrusiones de masas salinas, esto se relaciona con domos, diapiros y canopies que favorecieron la formación de trampas estructurales (Figura 3.5).

Las trampas de tipo estratigráfico se encuentran representadas por acuñamientos de arenas y discordancias.¹⁶

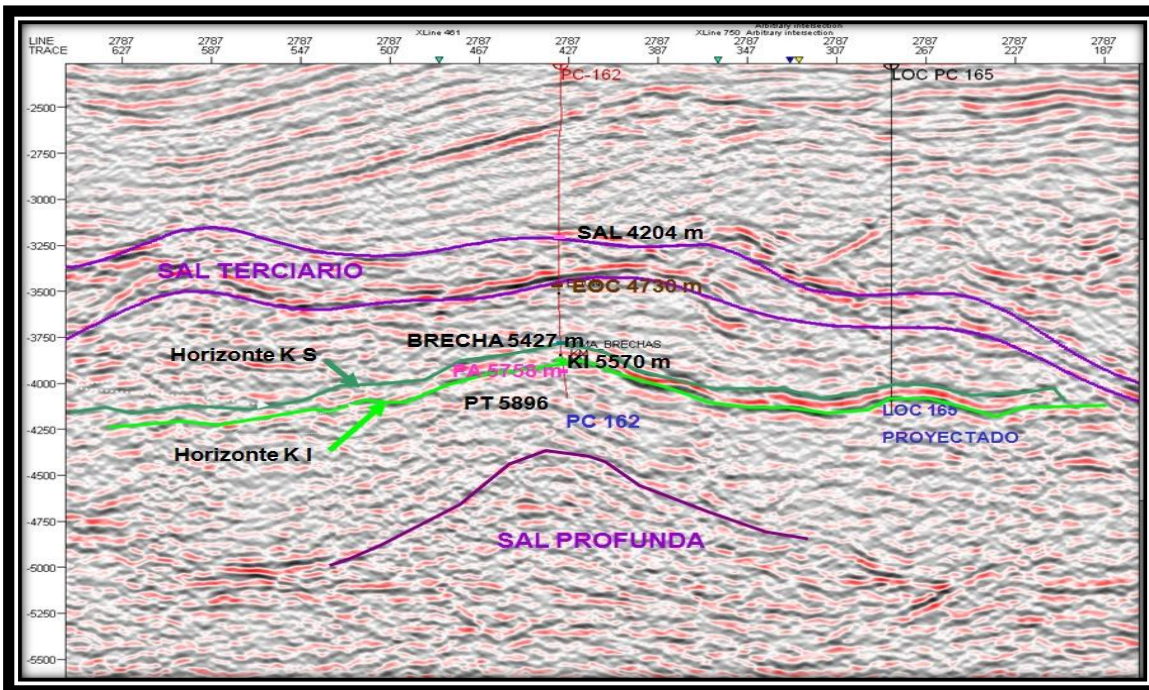


Figura 3.5 Sección sísmica pozo Puerto Ceiba 162, la sal profunda ejerce fuerza sobre los horizontes productores.¹⁷

3.2.5 Sistema Petrolero Tithoniano.

El sistema correspondiente al Tithoniano está asociado a mudstone y calizas arcillosas de color negro, con pirita, depositadas en una plataforma externa a cuenca, permitiendo el establecimiento de condiciones altamente reductoras que favorecieron a la alta producción y preservación de la materia orgánica. La variación de la materia orgánica va de 0.5 a más de 4.5% de [COT] relacionada a un kerógeno de tipo II, de origen algáceo-amorfo, con poca contribución de

¹⁶ Hydrocarbon Reserves of Mexico: Major Oil and Gas Fields of Mexico, PEMEX Exploración y Producción, 1ra. ed., 1999

¹⁷ Tomado de Proyecto integral El Golpe-Puerto Ceiba, PEMEX, (2007).

materia herbácea y carbonosa, en abundancia relativa del 15 al 50%, propicio para la generación de aceite; térmicamente se encuentra en la etapa catagenética.¹⁸

Este sistema contribuye con la generación de aceite pesado, aceite ligero, condensado y gas, dependiendo del grado de evolución térmica y la distancia de migración de las zonas de generación hacia los almacenes que se encuentran distribuidos desde las rocas del Oxfordiano hasta el reciente.

La distribución de la riqueza orgánica (Fig. 3.6) se ve reflejada en las características paleográficas, que corresponden a condiciones someras de plataforma interna. Se registran pobres a bajos contenidos de carbono orgánico (<0.5%COT), hacia las áreas de plataforma externa a cuenca se tienen valores de COT de 0.6 a 4%, en la zona de los pozos Cardo y Mayacaste-1.

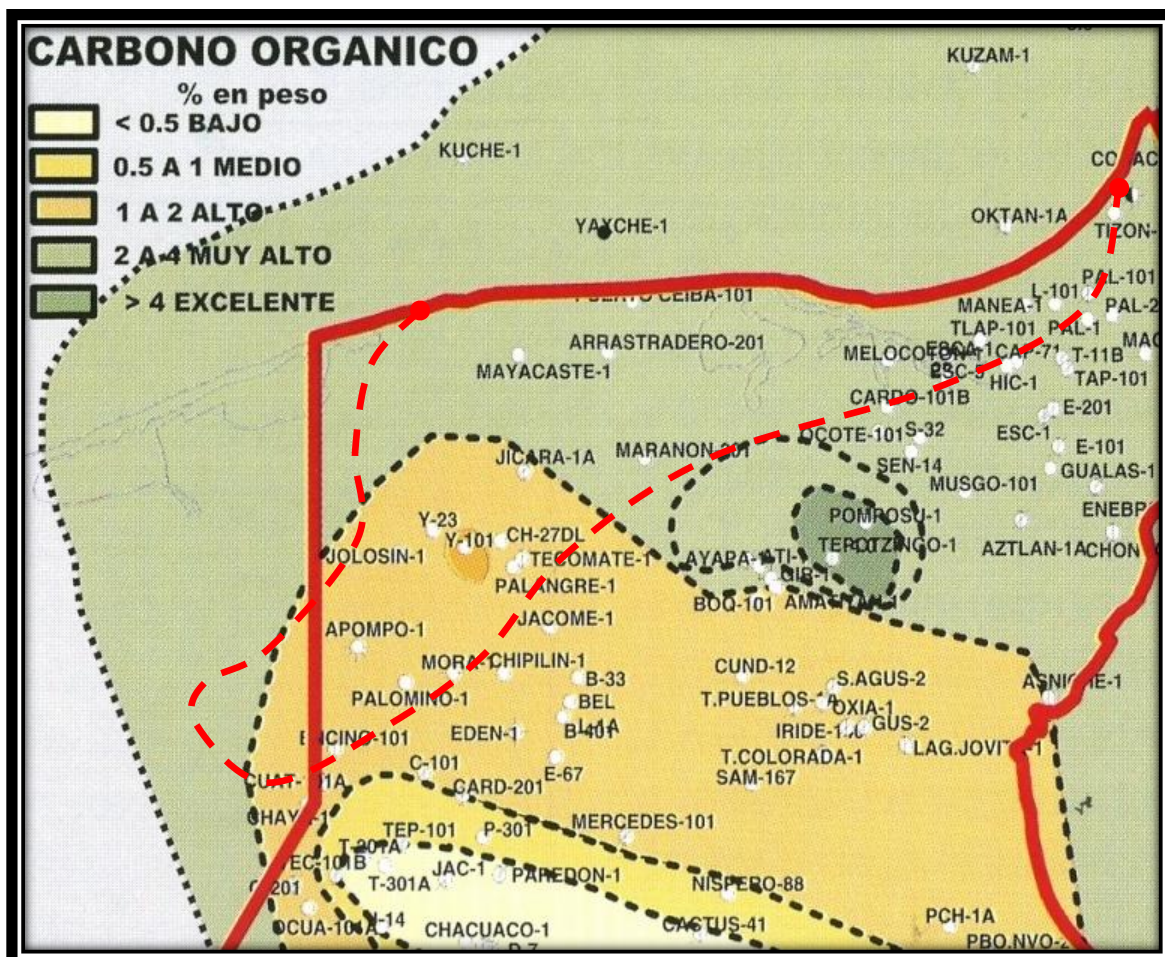


Figura 3.6 Distribución de carbono orgánico residual del Tithoniano.¹⁹

¹⁸ Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

¹⁹ Tomado de Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

El potencial generador remanente (Fig. 3.7), tiene relación con la distribución del carbono orgánico del área sur de la cuenca, donde se tienen los valores menores de 2 [mg hc/roca], lo que le da un potencial de generación pobre a bajo.

Hacia el área del Alto de Jalpa de acuerdo con datos obtenidos del pozo Ayapa-1, se tienen valores mayores 10 [mg hc/roca], esta zona corresponde al área de mayor riqueza orgánica y de mejor potencial generador.

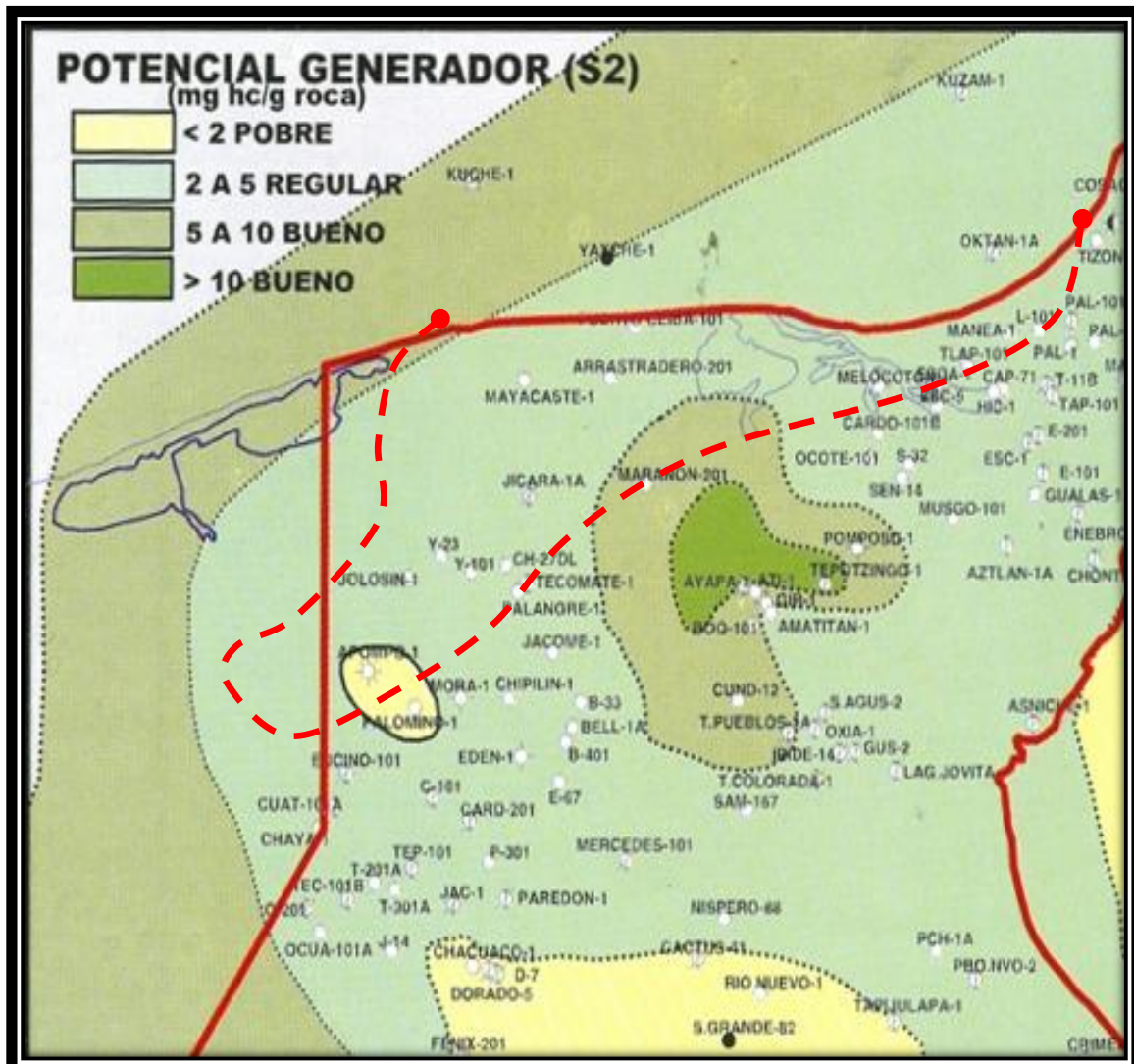


Figura 3.7 Distribución del potencial generador (S₂) en las secuencias sedimentarias del Tithoniano.²⁰

²⁰ Tomado de Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

La distribución de la $T_{\text{máx}}$ (Fig. 3.8) refleja que la cuenca se encuentra en la etapa madura a sobremadura. Las zonas en la etapa final de la ventana de generación del gas (440-450 [°C]) se tienen identificadas hacia el flanco oriental.

Esto significa que las rocas del Tithoniano han generado toda una gama completa de hidrocarburos desde los aceites pesados, ligeros, condensados y gases que están distribuidos de acuerdo a las condiciones geológicas de cada sector de la cuenca.

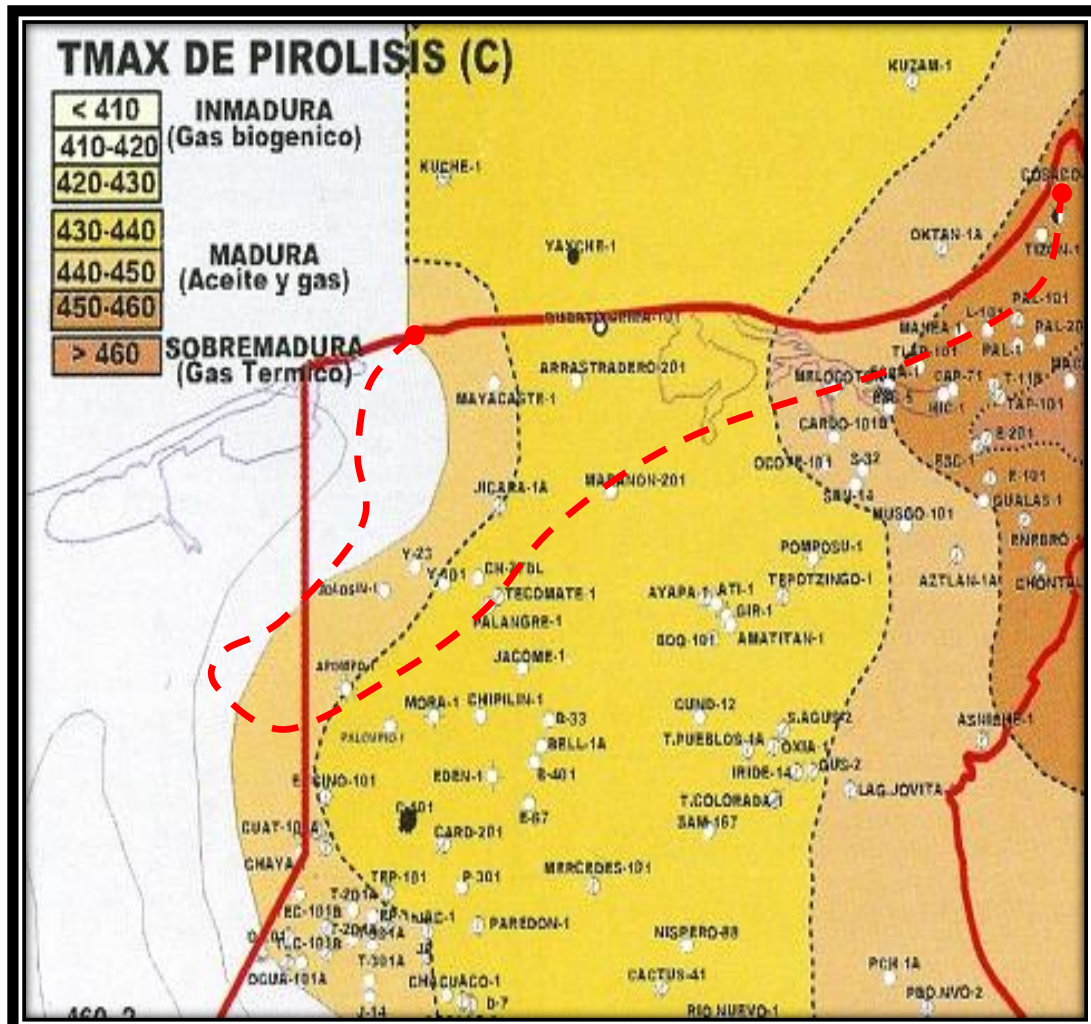


Figura 3.8 Distribución de Temperatura máxima de pirólisis ($T_{\text{máx}}$) en las secuencias sedimentarias del Tithoniano.²¹

²¹ Tomado de Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

En cuanto al comportamiento de la reflectancia de la vitrinita (Fig. 3.9), en la cuenca se tienen áreas térmicamente para la generación de aceite pesado a intermedio (0.57 a 0.89 [%R_o]), y áreas que corresponden a la etapa de generación tardía con aceites intermedios a ligeros (0.9 a 1.26 [%R_o])

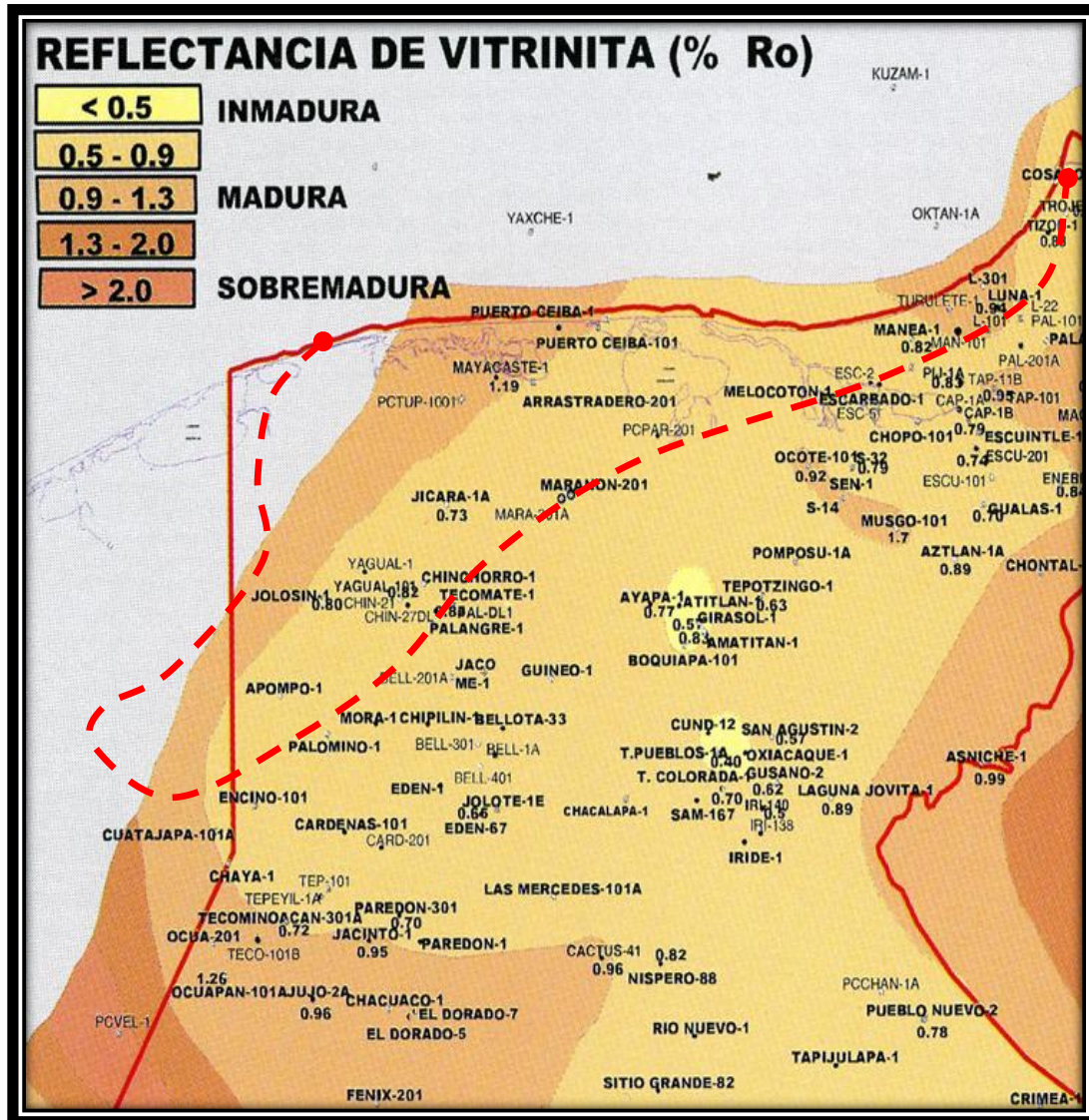


Figura 3.9 Distribución de la Reflectancia de Vitrinita (%R_o) en las secuencias generadoras del Tithoniano.²²

²² Tomado de Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

3.2.6 Sistema Petrolero Cretácico.

El segundo sistema involucra a las secuencias sedimentarias del Cretácico inferior, la riqueza orgánica de estas rocas ha sido caracterizada por pirolisis (Fig.3.10), indicándonos de un pobre a regular potencial generador (0.2 a 2% [COT], con 0.5 a 6 [mg hc/gr roca]). Térmicamente estas rocas presentan una baja madurez que gradualmente aumentan hasta una etapa madura.²³

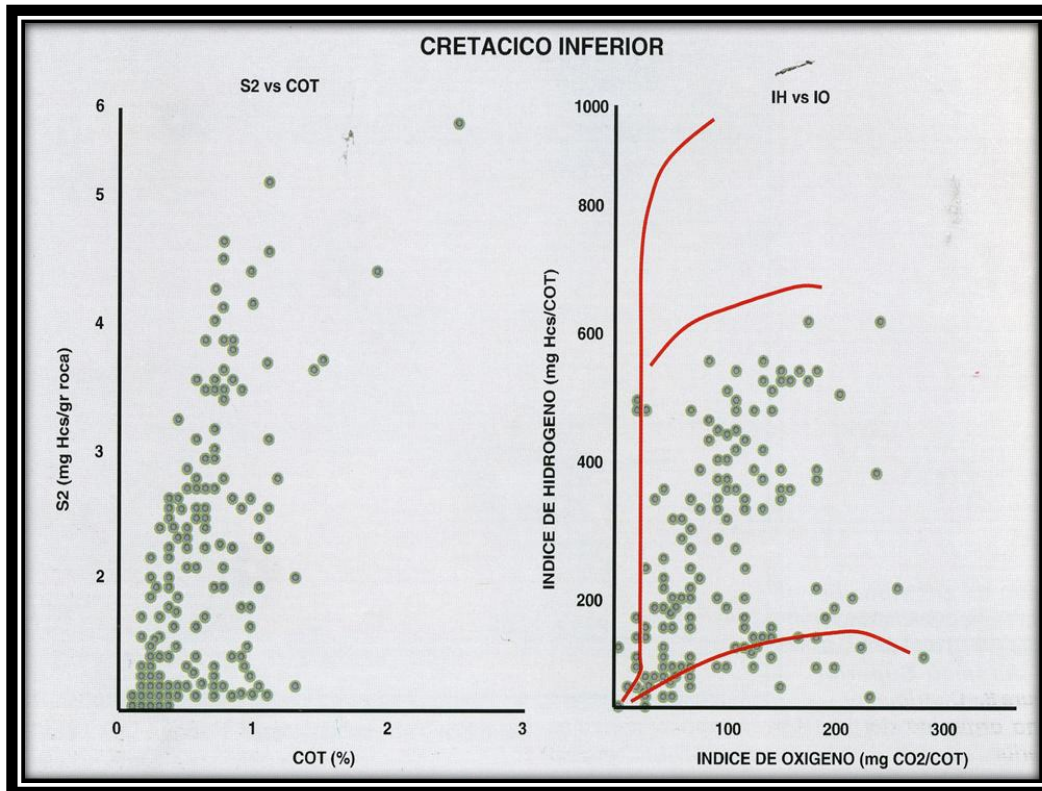


Figura 3.10 Tendencia de riqueza orgánica y Diagrama de Van Krevelen, mostrando el comportamiento de madurez y tipo de kerógeno predominante en el Cretácico.²⁴

Es importante recalcar que la presencia de este sistema sólo se ha reconocido en aceites que indican una relación con un ambiente hipersalino en secuencias calcáreo-evaporíticas. A partir de este sistema se obtienen aceites ligeros y condensados que están almacenados sólo en rocas del Albiano y del Cretácico Superior; a la fecha no se han encontrado evidencias de que este sistema cargue de hidrocarburos a las areniscas del Terciario.

²³ Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

²⁴ Tomado de Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

3.2.7 Sistema petrolero Mioceno inferior.

El Sistema Petrolero del Mioceno inferior en la Cuenca de Macuspana, contribuye con gas termogénico y aceite ligero, que son almacenados en rocas clásticas del Mioceno Reciente. Este sistema se evaluó en el área de Comalcalco para tratar de establecer si existían características de riqueza orgánica y madurez para contribuir a la generación y entrapamiento de los hidrocarburos en yacimientos terciarios. Los valores de riqueza orgánica $> 2\%$ [COT] y de $S_2 > 6$ [mg hc/g roca], son escasos, dándole un potencial bueno a estas rocas con una distribución muy local; la tendencia de madurez va de la zona de inmadurez a madura. El tipo de materia orgánica contenida en ellas está formada por un kerógeno de tipo II con influencia de un kerógeno de tipo III; por lo que existe una zona transicional de kerógeno tipos II y III.

La distribución del carbono orgánico (Fig. 3.11) en las rocas del Mioceno inferior, corresponde a condiciones someras o de influencia fluvial con valores pobres a bajos $< 0.5\%$ en [COT]. Las áreas de plataforma interna tienen valores en el orden de 0.64 a 1% [COT] y se tienen valores $> 1\%$, que le dan un potencial regular en las zonas de plataforma externa a cuenca donde pueden estar presentes lutitas ricas en materia orgánica en la zona del pro delta.²⁵

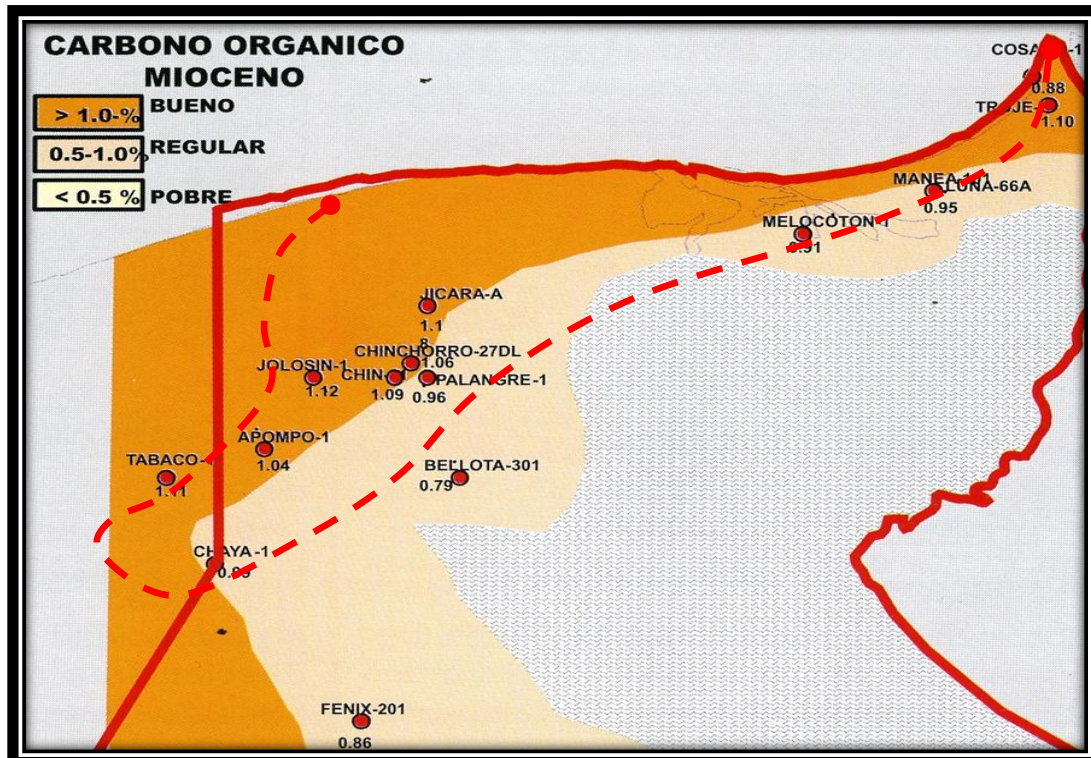


Figura 3.11 Distribución del carbono orgánico en las secuencias clásticas de grano fino del Mioceno inferior.²⁶

²⁵ Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

²⁶ Tomada de Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

La distribución de los hidrocarburos potenciales (Fig. 3.12) está relacionada con el comportamiento del carbono orgánico. La zona de pobre a bajo potencial < 2 [mg hc/g roca] está en el área de plataforma externa con características regulares, entre 2 y 4 [mg hc/g roca], aunque en otros sitios de la Cuenca (Pozo Jicara-1) se tienen valores > a 4 [mg hc/g roca], que le dan un buen potencial generador a estas rocas.²⁷

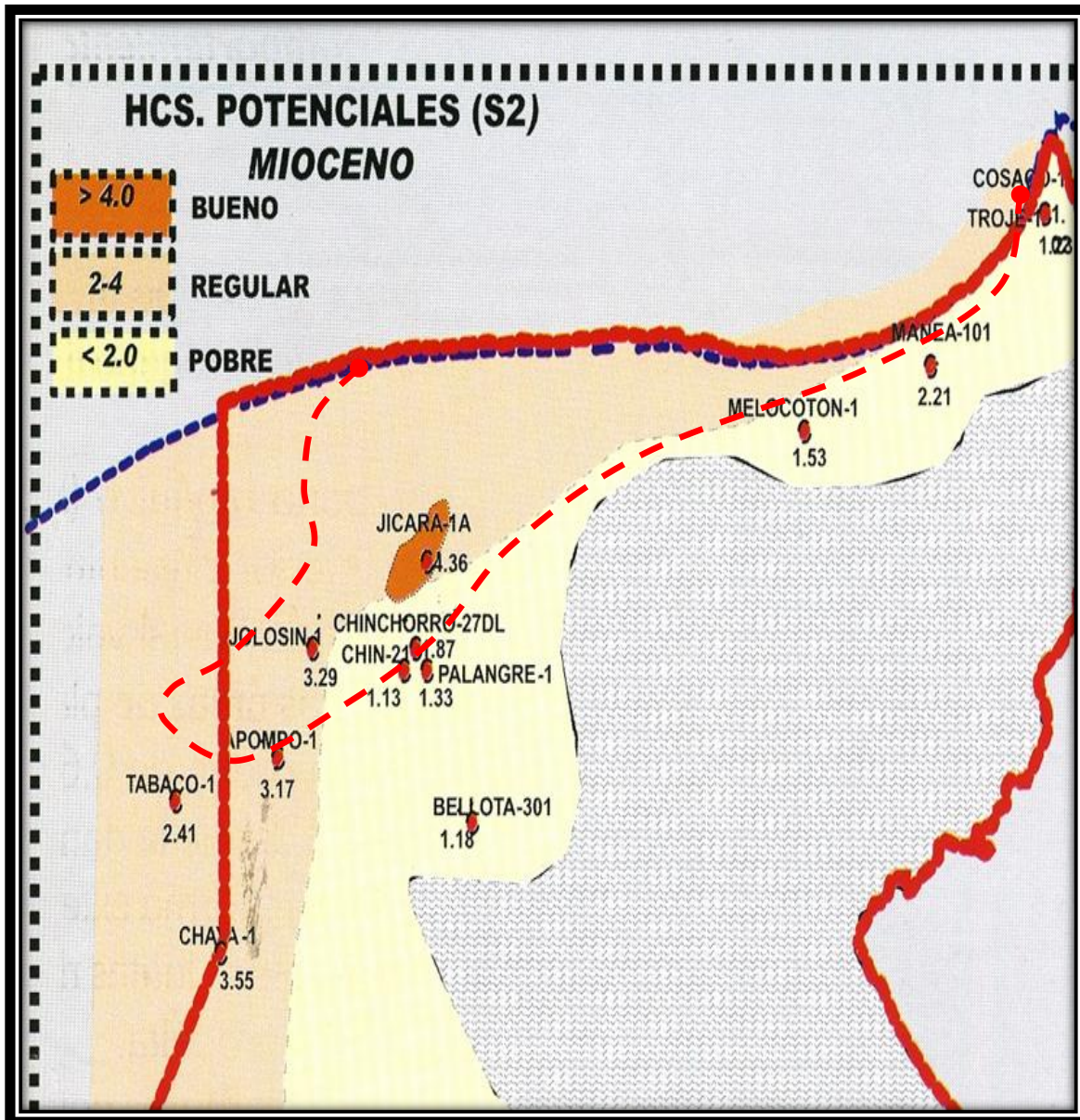


Figura 3.12 Distribución de hidrocarburos potenciales en las secuencias clásticas del Mioceno Inferior.²⁸

²⁷ Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

²⁸ Tomado de Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

La distribución de las temperaturas máximas de pirolisis en las secuencias arcillosas del Mioceno Inferior (Fig. 3.13) reflejan que la zona térmicamente menos evolucionada o inmadura se sitúa en la mayor parte de la Cuenca, con valores de $T_{m\acute{a}x} < 430$ [°C], aunque en las zonas de mayor relleno sedimentario se incrementa ligeramente el grado de madurez con $T_{m\acute{a}x}$ entre 430 y 440 [°C]. Cabe mencionar que los valores de Reflectancia de Vitrinita en esta secuencia, son del orden de 0.3 a 0.45 [%R_o], lo cual nos indicaría que estas rocas son térmicamente inmaduras.²⁹

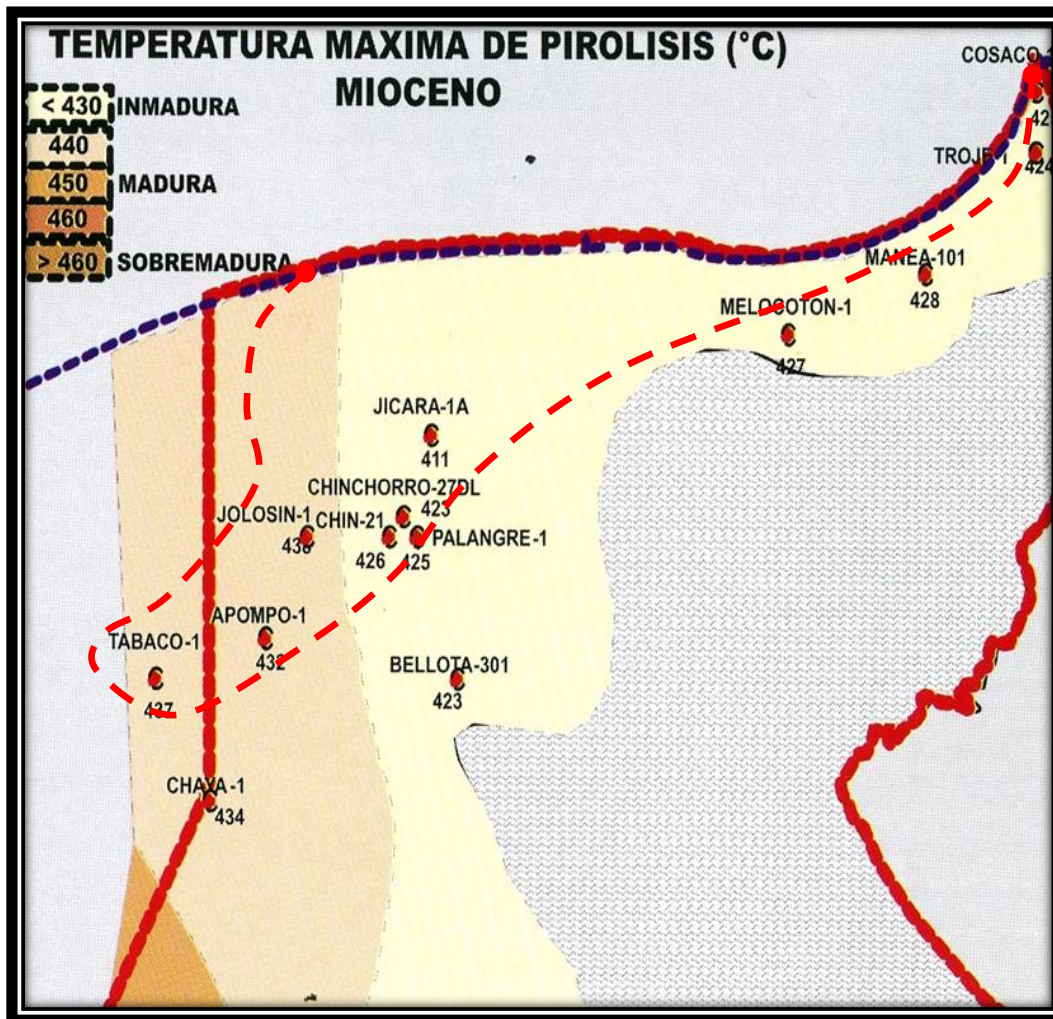


Figura 3.13 Distribución de la temperatura máxima ($T_{m\acute{a}x}$) que afectaron las secuencias clásticas del Mioceno inferior.³⁰

²⁹ Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

³⁰ Tomado de Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

El kerógeno que se encuentra en estas rocas es principalmente de tipo III hacia la parte sur y hacia el norte son mezclas amorfo-leñosas que originan un kerógeno de tipos II y III. Este tipo de materia orgánica, así como el contenido de carbono orgánico e hidrocarburos potenciales le permiten dar una capacidad para generar hidrocarburos principalmente de tipo gaseoso, si embargo de acuerdo al tipo de madurez que tienen estas rocas, se interpreta que actualmente generan únicamente gas biogénico, que es el producto principal en la zona de inmadurez.

3.3 Caracterización de los aceites y gas natural.

La caracterización molecular de aceites y gases de la cuenca, indica que estos provienen de una misma roca generadora de edad Tithoniano, formada por calizas arcillosas de color gris oscuro a negro, con alta riqueza orgánica, principalmente algácea-amorfa que da como resultado un kerógeno de tipo II, térmicamente madura (0.4 a 0.8 [R_o]), que se clasifican desde el inicio a pico de generación de hidrocarburos.

Las densidades de los aceites van de 5 a 17 [°API], lo que indica procesos de madurez térmica y en algunos de alteración secundaria. Considerando el gradiente geotérmico y el nivel de sepultamiento de la roca generadora, se puede concluir que el inicio de la generación ocurre a partir del Oligoceno Tardío y continúa hasta nuestros días.³¹

Se analizaron las propiedades fisicoquímicas de los aceites que se encuentran tanto en las secuencias del Mesozoico como del Terciario, para conocer su calidad y composición, estas se reflejan en el comportamiento de la densidad API y el contenido de azufre que varía de acuerdo a la profundidad (Fig. 3.14).

Estas propiedades están directamente relacionadas con los procesos de madurez térmica, a la cual es sujeta la roca generadora; así los aceites más evolucionados poseen altas densidades API y bajo contenido de azufre y viceversa, también se aprecian procesos de fraccionamiento que nos indican que los hidrocarburos han migrado verticalmente, ya sea de un yacimiento preexistente, o bien, durante la migración de las zonas de generación y por la distancia, por lo que se presentan fraccionados.³²

³¹ Chávez Valois *et al.*, AMGP, 2005.

³² Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

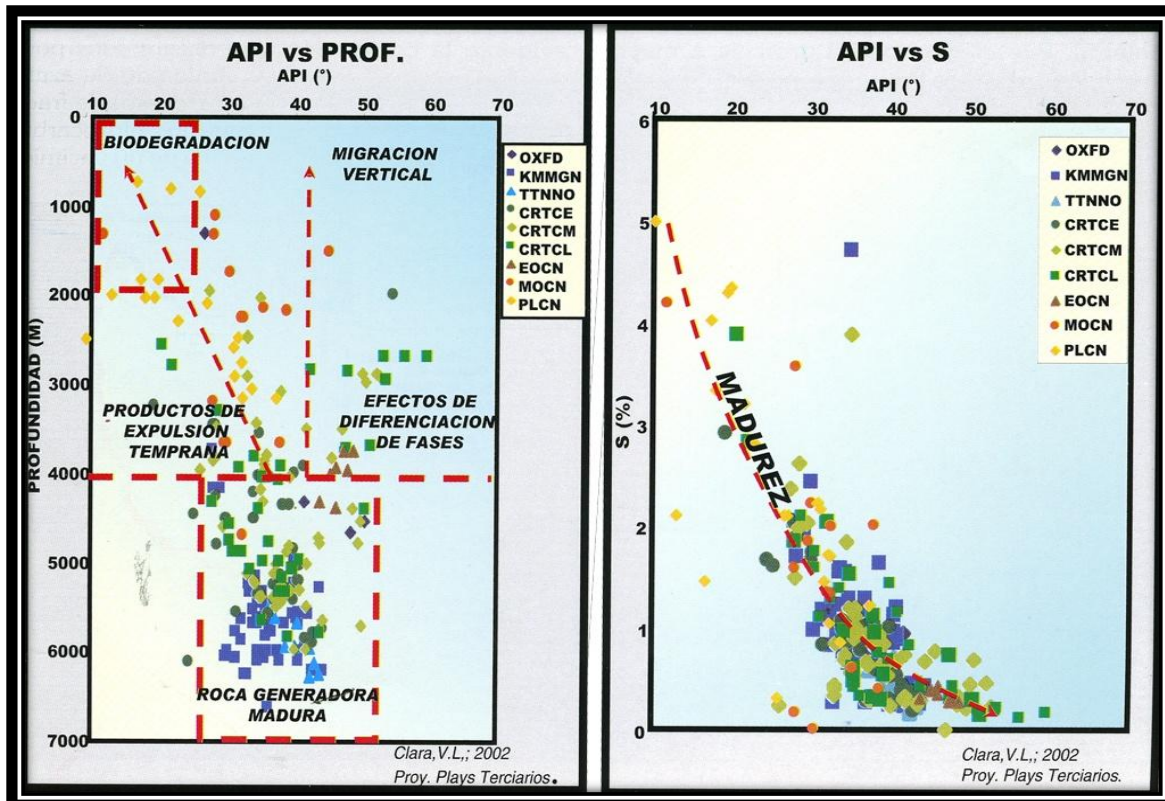


Figura 3.14 Comportamiento a profundidad de API y contenido de azufre, mostrando una tendencia normal de madurez en los aceites.³³

La calidad de los aceites en yacimientos terciarios varía mucho, ya que va desde pesados, ligeros, condensados y gases; estas variaciones están en función de los diferentes grados de madurez térmica de la roca generadora a las fases de expulsión de los hidrocarburos, ya sea en la etapa inicial, en el pico o fin de la generación; aunado a lo anterior se interpreta que ocurrieron procesos secundarios, como es la biodegradación en yacimientos someros y fraccionamiento a partir del escape de hidrocarburos de yacimientos mesozoicos o de las áreas generativas durante su migración a los sitios de entrapamiento en rocas clásticas someras.

Los yacimientos terciarios se encuentran principalmente en rocas del Plioceno, Mioceno y Eoceno; cuyos aceites (Fig. 3.15) muestran efectos de biodegradación a profundidades someras de 1320 y 2490 [m] (pozo Tintal-5), este efecto no está presente a mayor profundidad (pozo Ayapa-21, Castarrical-11, Golpe-83, tupilco-87, Yagual-101 y Agave-201).

Existen pequeñas diferencias producto del grado de evolución térmica de los aceites de acuerdo a su posición geográfica, además también se observa un

³³ Tomado de Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

enriquecimiento hacia las fracciones de hidrocarburos ligeros, lo que indicaría que aún dentro del yacimiento estos hidrocarburos se encuentran en proceso de fraccionamiento haciendo más ligero el aceite en algunos sectores de la cuenca.³⁴

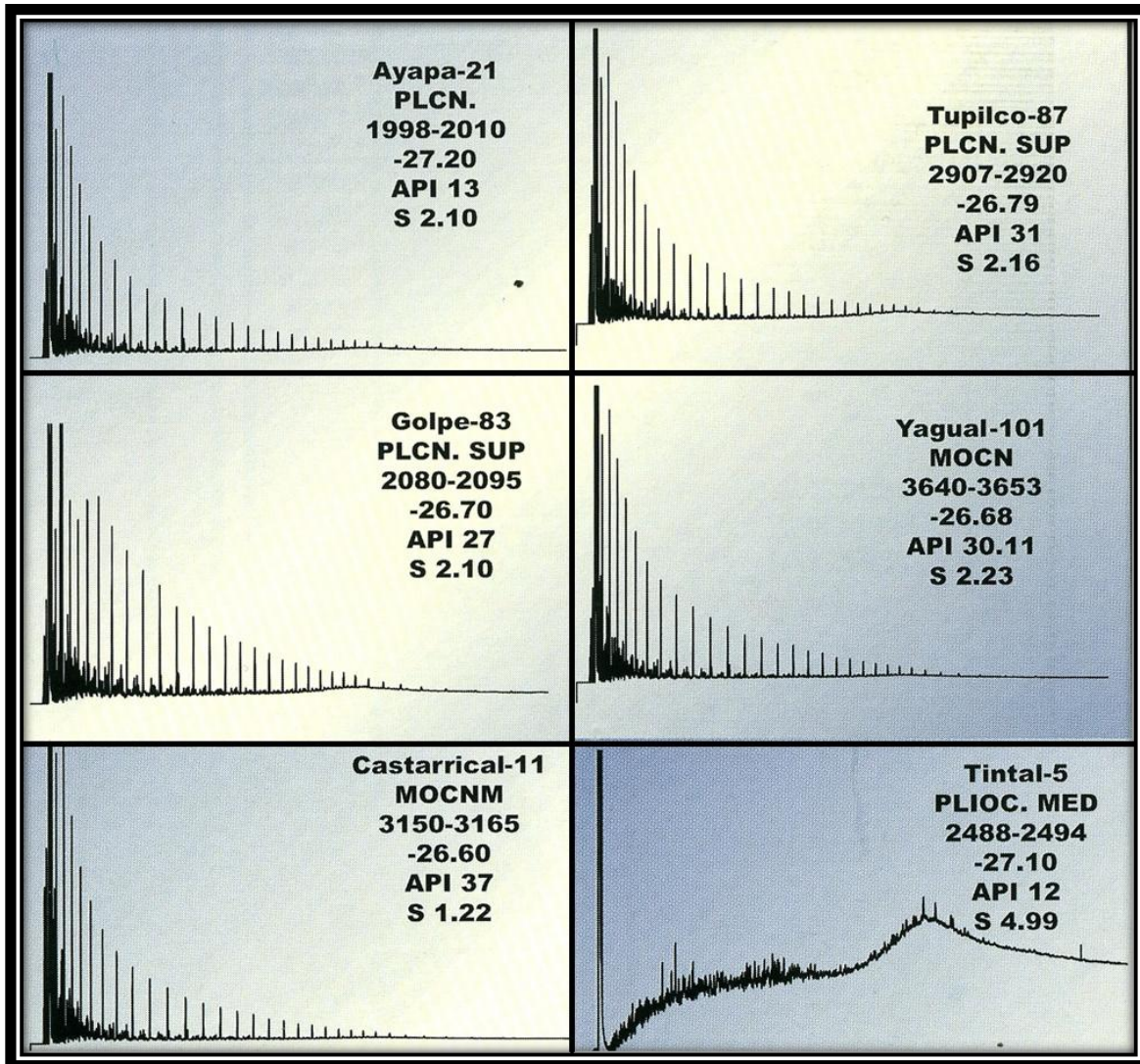


Figura 3.15 Cromatografía de aceites Terciarios con evidencias de biodegradación (pozo Tintal-5) y aceites normales con evidencias del proceso de maduración de acuerdo a la distribución de los n-alcenos.³⁵

³⁴ Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

³⁵ Tomado de Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

El diagrama ternario (Fig. 3.16) de las fracciones hidrocarburadas de los aceites, indican que tienen una tendencia de madurez térmica normal.

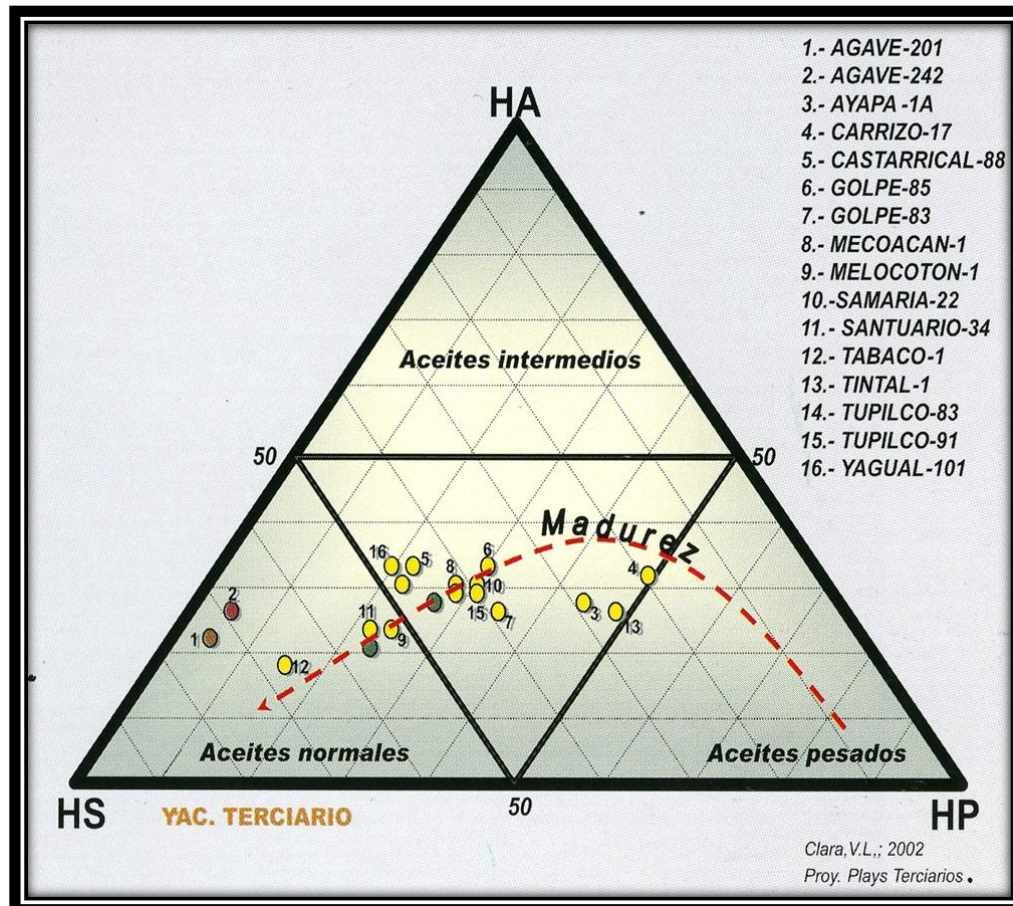


Figura 3.16 Diagrama ternario mostrando la tendencia normal de los aceites en el proceso de madurez térmica.³⁶

En general las características geoquímicas de los aceites terciarios tienen afinidad al sistema petrolero Tithoniano, con valores isotópicos de -25.3 a -28.7 [‰], bajos a regulares valores de azufre, predominio de Ft/Pr, C35/C34 > 1, relación C29/C30, semejante o mayor a la unidad (>0.9), relaciones Ts/Tm < 1; presencia de los 30- norhopanos; predominio de los esteranos en C29; bajas proporciones relativas de diasteranos y presencia de los esteranos en C30.

Estas condiciones están relacionadas con ambientes marinos carbonatados con poca o nula influencia de arcillas. Los aceites en yacimientos terciarios están distribuidos en la Cuenca de Comalcalco, Pilar Tectónico Reforma y borde al SW de la Cuenca de Macuspana.³⁷

³⁶ Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

³⁷ Tomado de Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

A partir de los esteranos (Fig. 3.17), se distingue que los aceites están relacionados con materia orgánica depositada en condiciones de mar abierto, la cual es propicia para la generación principalmente de aceite.

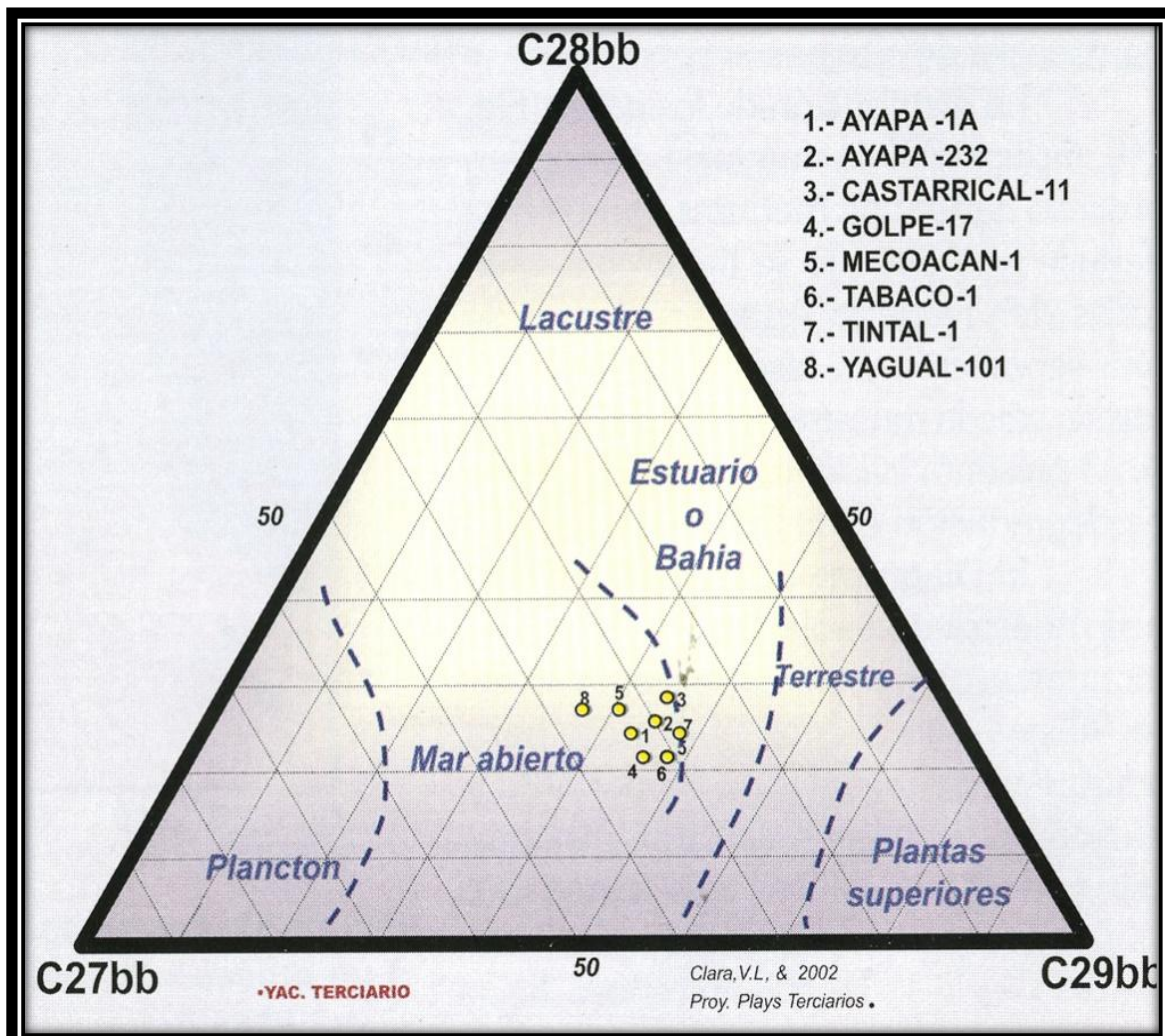


Figura 3.17 Distribución de esteranos (C27, C28 y C29) mostrando la facie orgánica que generó a los hidrocarburos de la Cuenca.³⁸

3.4 Isotopos de gases

Analizando la fracción gaseosa de los pozos Puerto Ceiba-113, y Yagual-101, con el fin de esclarecer el origen de los mismos y efectuar su caracterización genética empleando datos isotópicos de compuestos individuales y de CO₂ para correlacionar la madurez y procesos de migración del gas; se encontró en el

³⁸ Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

diagrama de evolución genética de gases (Fig. 3.18) que corresponden a la zona de “cracking” primario, aunque algunas muestras se ubican en la fase final de generación; de acuerdo a esta gráfica se trata de gases termogénicos relacionados a un sistema abierto y no se identifica un proceso de craqueo secundario. ³⁹

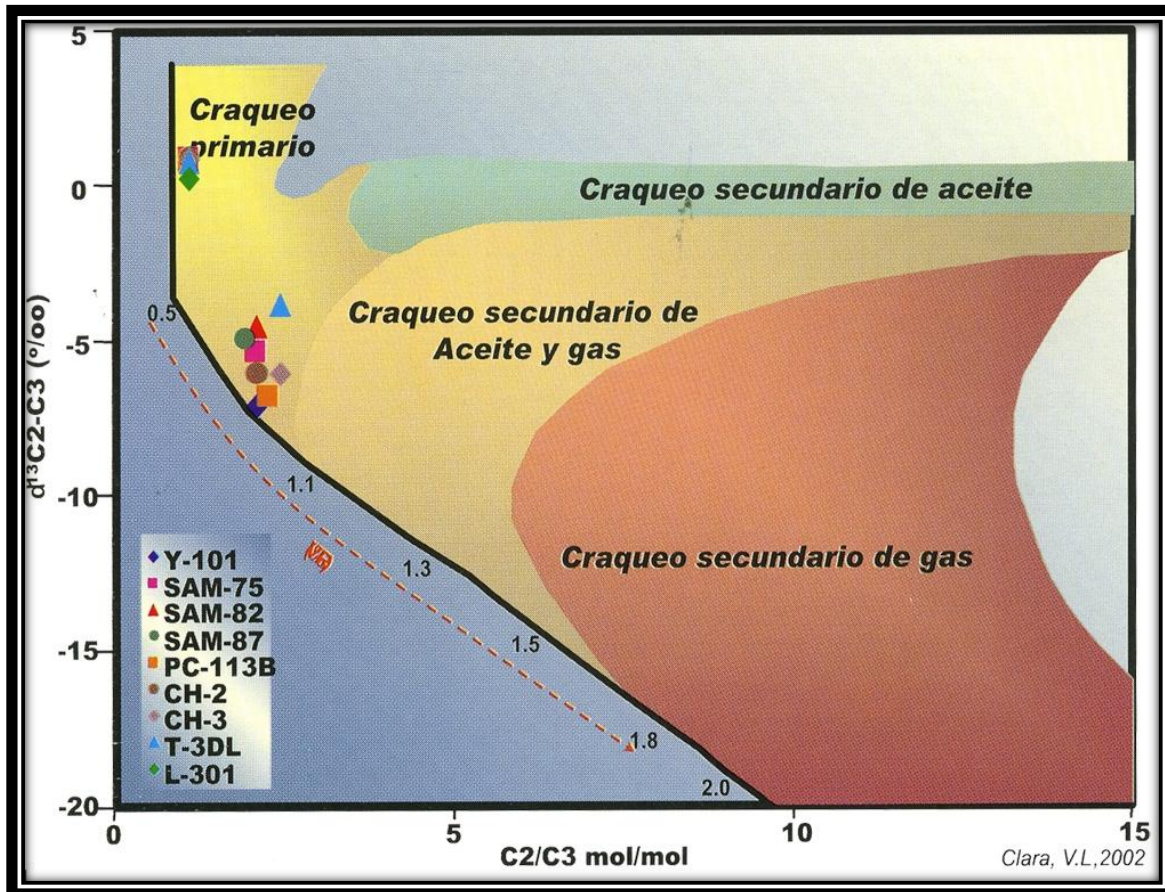


Figura 3.18 Esquema de eventos genéticos de la degradación térmica de la materia orgánica y de los gases de la cuenca. ⁴⁰

La distribución de los gases (Fig. 3.19) indica que la mayoría tienen un proceso natural de madurez, también se deduce que aunque se tienen gases en rocas del Terciario, estos provienen de una separación en fases a partir de un aceite generado en la etapa inicial.

El diagrama de Gastar (Fig. 3.20) muestra una sola familia de gases los cuales son parte de un sistema abierto; al comparar el comportamiento de la curva teórica (Fig. 3.20) de un kerógeno tipo II se observa la correspondencia de estos gases, los cuales provienen de fuentes generadoras del Tithoniano.

³⁹ Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

⁴⁰ Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

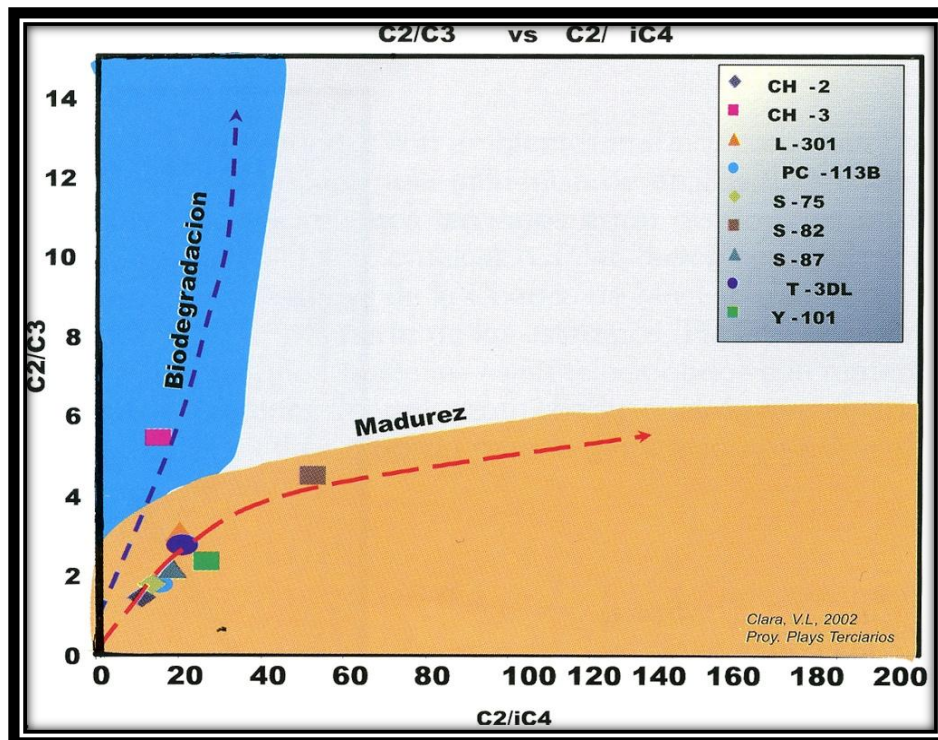


Figura 3.19 Las muestras de gas de la cuenca se encuentran relacionadas a un proceso de madurez térmica y sólo una presenta una ligera biodegradación.⁴¹

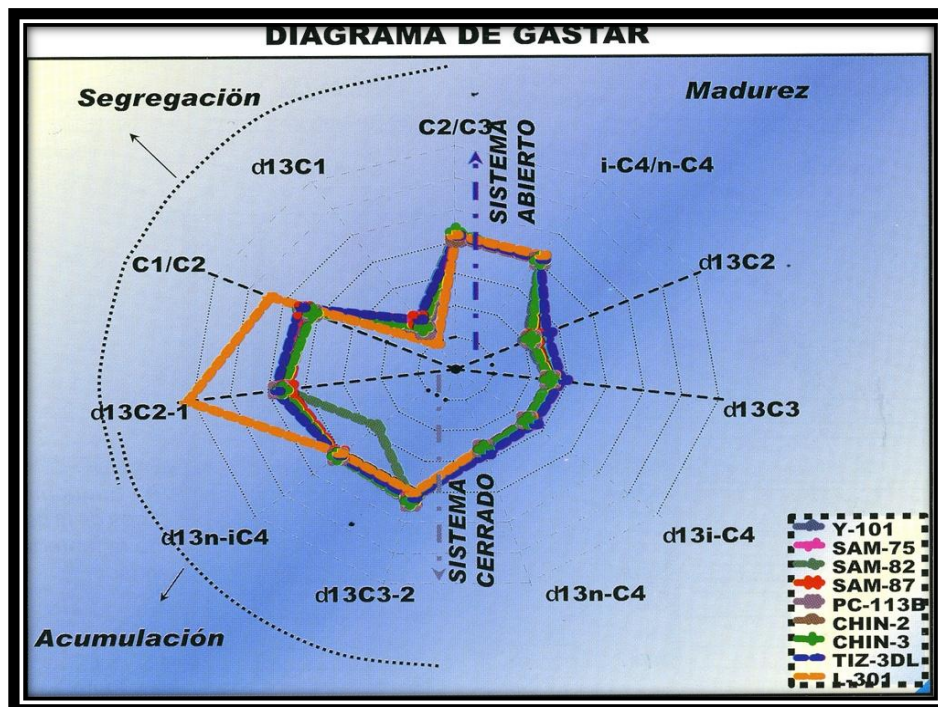


Figura 3.20 El comportamiento de los gases indica que provienen de una misma roca generadora.⁴²

⁴¹ Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

⁴² Valdés, Ma. De Lourdes *et al.*, AMGP, 2005.

3.5 Potencial petrolero en “plays”.

En la zona de estudio se tienen “corredores de plays” (Fig. 3.21 y 3.22), en los cuales hay áreas favorables para la prospección de hidrocarburos en una o varias secuencias estratigráficas ya establecidas, las cuales están caracterizadas por factores de tipo estructural y/o estratigráfico, en la que existen elementos geológicos similares como: trampa, almacén, sello y carga, que son en su conjunto, parte de un sistema petrolífero común.

Los “corredores” identificados se asocian a los siguientes tres principales sistemas depositacionales:

1. Sistema de turbiditas:
 - a) Corresponden con un importante sistema de abanicos submarinos que cubre gran parte del sector occidental de la cuenca.
 - b) Se tienen también sistemas turbidíticos de menores dimensiones confinados en minicuevas, cuyo origen se relaciona al depósito de terrígenos con deformación relacionada al movimiento de importantes volúmenes de arcilla, presentes en la porción nororiental de la cuenca.
2. Sistemas deltaicos. Se ubican en la transición mar-continente y se extienden hasta el borde de la plataforma durante su evolución, incluyendo además complejos menores asociados como los sistemas fluviales y marinos someros.
3. Flujos de escombros. Los flujos provienen de la denudación de plataformas calcáreas las cuales son depositados como terrígenos en ambientes sedimentarios de aguas profundas.⁴³

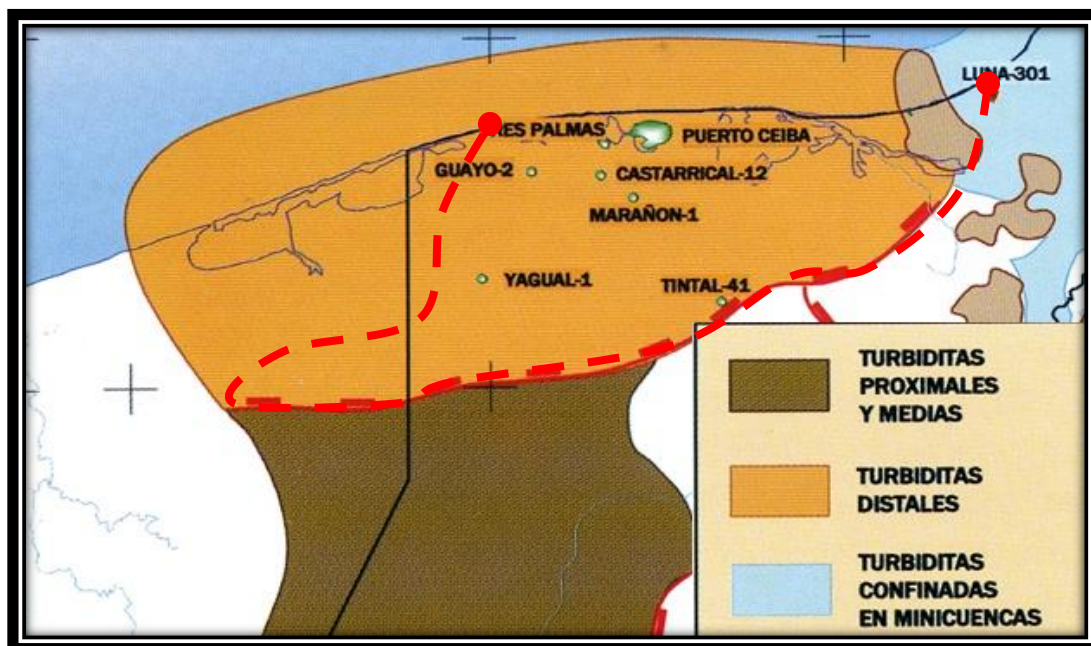


Figura 3.21 Corredores de “plays” pertenecientes a los Sistemas Turbidíticos Terciarios.⁴⁴

⁴³ Chávez Valois et al., AMGP, 2005.

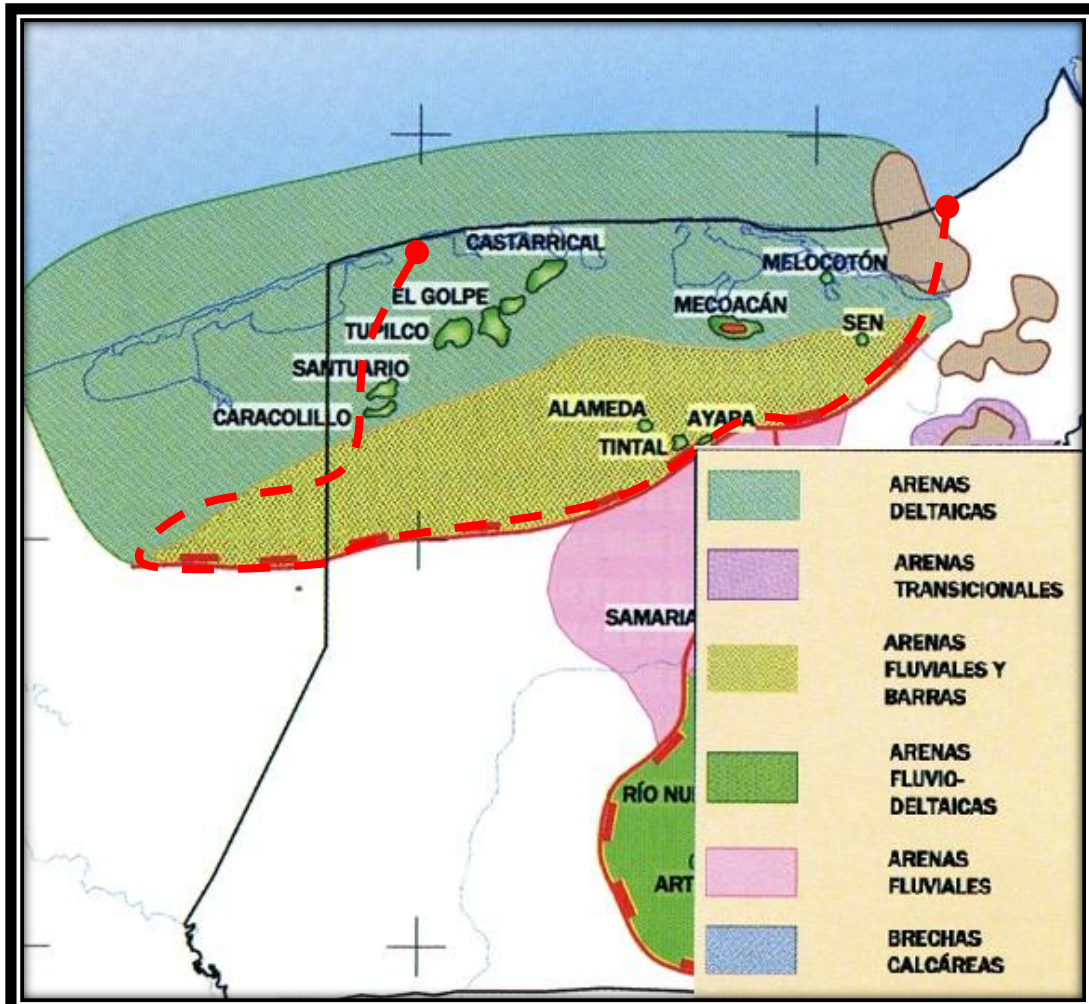


Figura 3.22 Corredores de "plays" de los Sistemas Deltaicos y flujos de escombros en el Terciario.⁴⁵

3.5.1 Corredor de Turbiditas Distales.

En la actual porción continental se encuentran ampliamente distribuidos tanto en las cuencas de Comalcalco como en la Salina del Istmo, extendiéndose mar adentro hacia el norte (Figs. 3.21 y 3.23). Este gran paquete de turbiditas subyace a las secuencias del "corredor de plays" de arenas deltaicas (Fig. 3.22).

Es importante tomar en cuenta al sistema sedimentario que representa las facies distales de abanicos submarinos desarrollados ampliamente durante el Mioceno Medio-Plioceno Temprano en el que pueden estar presentes trampas estructurales, estratigráficas y combinadas; su importancia petrolera se asocia a importantes focos de generación, así como a buenas rutas de migración. La carga de hidrocarburos está demostrada en los campos Yagual, Puerto Ceiba y

⁴⁴ Modificado de Chávez Valois *et al.*, AMGP, 2005.

⁴⁵ Modificado de Chávez Valois *et al.*, AMGP, 2005.

Castarrical; así como en manifestaciones relevantes en los pozos Guayo-2, Tres Palmas-1 y Tintal-401.

Este “corredor” se torna económicamente atractivo, ya que algunos de sus objetivos petroleros pudiesen estar combinados con aquellos asociados al “corredor” de arenas deltaicas; además de que en el área existe una amplia infraestructura de producción. Sus riesgos principales estarán asociados a la profundidad de los objetivos, a la definición sísmica de las trampas y a las características petrofísicas de las arenas, que eventualmente pudiesen estar afectadas por procesos diagenéticos que disminuyen su porosidad.

3.5.2 Corredor de Arenas Deltaicas.

La roca almacén de este corredor está relacionada a arenas de frente deltaico del Mioceno Superior a Plioceno, sus características petrofísicas son buenas y se encuentran ampliamente distribuidas en la Cuenca (Figs. 3.21 y 3.23). Esta demostrada la carga de hidrocarburos en este “corredor”, ya que dicho “play” está ampliamente probado en los campos terciarios Mecoacán, Santuario, Caracolillo, el Golpe, Tupilco, Castarrical y Melocotón.

Las acumulaciones de hidrocarburos se encuentran relacionadas principalmente a trampas estructurales, aunque también las hay combinadas. Este “corredor” se encuentra asociado a la presencia de importantes focos generadores que se conectan, con las vías de migración capaces de alcanzar los almacenes. Además de su potencial ya probado, se considera importante su asociación a nuevas acumulaciones a lo largo de los alineamientos probados en trampas estructurales y estratigráficas, con entrampamientos múltiples, las que podrían ser altamente rentables por sus profundidades y proximidad a la infraestructura existente. Es muy probable que existan nuevos campos de tamaño comparable a los ya descubiertos.

Este “corredor” representa un área de exploración de bajo riesgo que agregaría reservas moderadas y mejoraría los niveles de producción en un corto periodo, contrarrestando la declinación natural de los pozos existentes.

3.5.3 Corredor de Arenas Fluviales y Barras.

Este corredor se localiza en la porción sur de la Cuenca (Figs. 3.21 y 3.23) y tiene una íntima relación con las secuencias expandidas formadas por el efecto del sistema de fallas Comalcalco, que representan su límite sur. Las rocas almacenadoras de este “corredor” son de edad Plioceno Medio-Pleistoceno, que corresponden a arenas de ambiente fluvial dispuestas principalmente en barras; estas secuencias terrígenas han sido probadas con éxito en los campos Ayapa y Tintal.

Las trampas más comunes son mixtas, en las zonas de pliegues "rollover" ocasionadas por fallas sedimentarias lítricas de bajo ángulo, aunque también se tienen trampas estratigráficas.

Las profundidades a las que se esperarían encontrar los horizontes con potencial almacenador estarían entre los 900 y 2500 [m], lo cual los hace atractivos para su perforación. Debido al ambiente en el que fueron depositados estos sedimentos, los almacenes no representan riesgo alguno, mientras que por el contrario, el sello será el principal riesgo a considerar, ya que pudiese ser poco efectivo e incluso estar ausente.

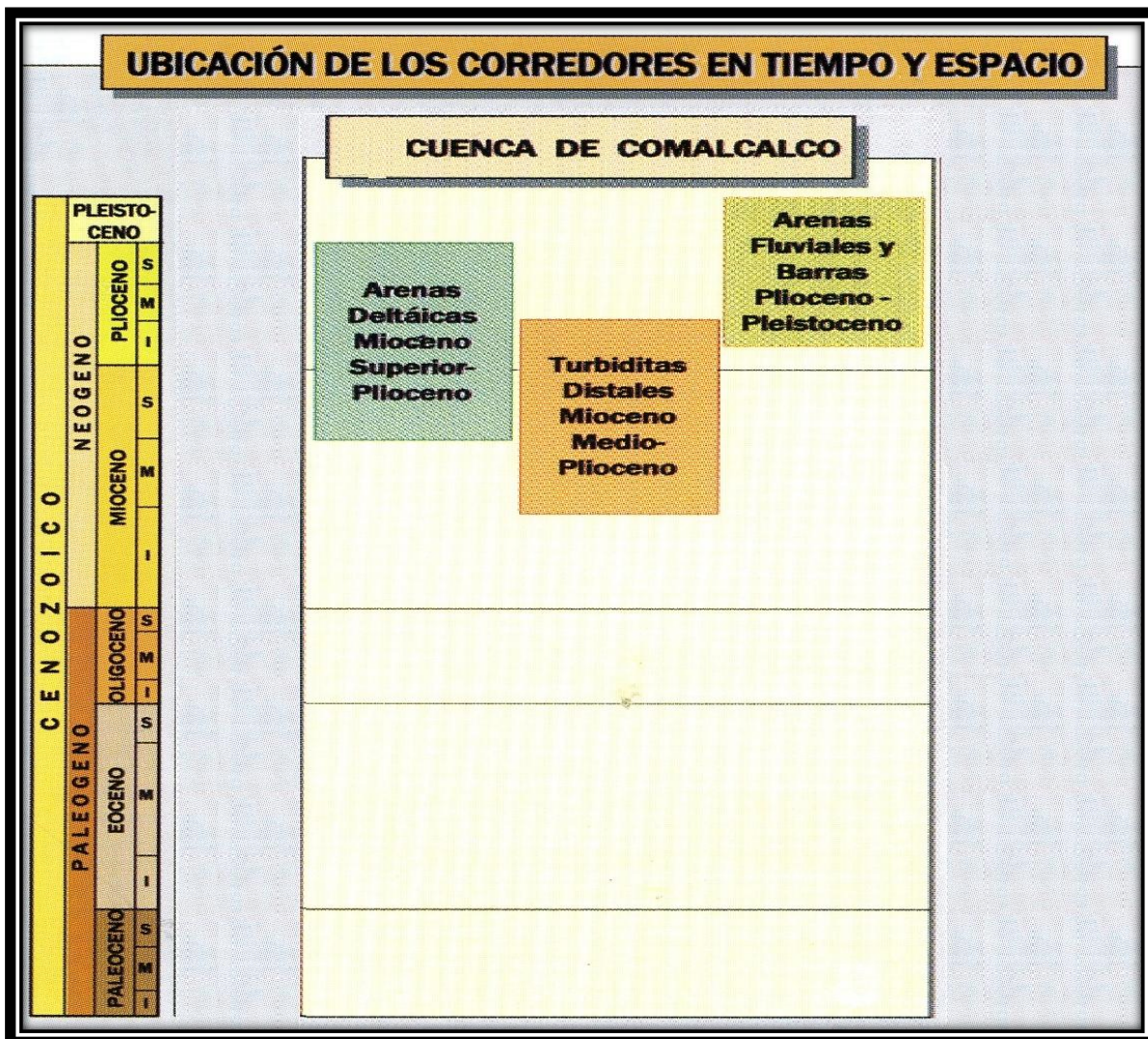


Figura 3.23 Desarrollo en tiempo de los corredores de "plays" y su posición relativa dentro de la cuenca de Comalcalco.⁴⁶

⁴⁶ Tomado de Chávez Valois *et al.*, AMGP, 2005.

4 MÉTODOS DE PERFORACIÓN.

4.1 Perforación de pozos en México.

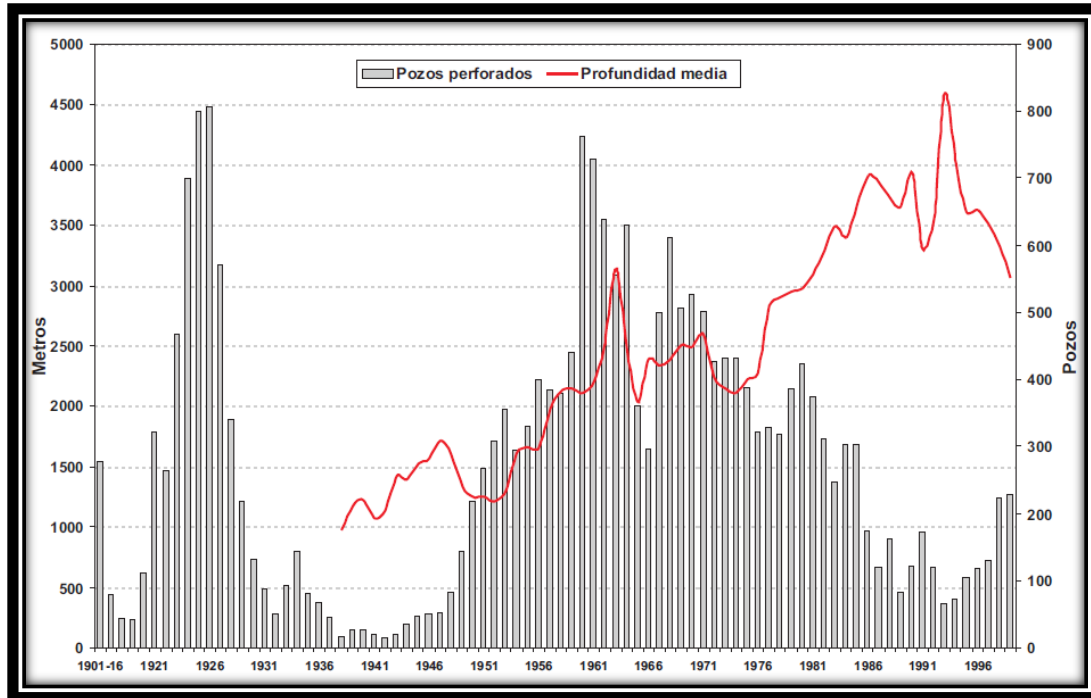
La cadena de explotación de gas o aceite en la industria petrolera abarca varias especialidades. Una de las más importantes, por el monto de la inversión y el alto riesgo que representa, es la “perforación de pozos”. Esta actividad nació a mediados del siglo XIX y se convirtió en generadora de riqueza y efervescencia tecnológica y comercial en una buena parte del mundo actual durante el siglo XX; genera, además, una gran cantidad de puestos laborales y propicia polos de desarrollo en los puntos geográficos en donde se asienta.

La perforación petrolera nació a partir del conocimiento adquirido en la perforación de pozos para la búsqueda de agua. El primer pozo perforado con el propósito de producir petróleo fue bautizado como “Drake”, que se terminó el 27 de agosto de 1859 en Estados Unidos de América, con una profundidad de 22.4 [m]. Sin embargo, se tienen antecedentes de perforación petrolera en China y Egipto, aunque fue hasta finales del siglo XIX y a lo largo del XX cuando se lograron los mayores avances tecnológicos que se actualizan hasta nuestros días.

En México, el desarrollo de la industria de la perforación ha respondido históricamente a factores de tipo económico, político y social que se han visto reflejados en la oferta y demanda de este servicio resultando en una gran variación en el número de pozos perforados por año (Gráfica 4.1). Durante las dos terceras partes del siglo pasado, la explotación de hidrocarburos estuvo enfocada principalmente a la extracción de grandes volúmenes por medio de la perforación intensiva. Al disminuir los yacimientos fáciles y someros y, debido a condiciones más severas, la perforación se convirtió en una actividad estratégica que debió apoyarse en otras disciplinas para obtener el éxito deseado en desarrollo de campos en el descubrimiento de nuevas reservas.

Para localizar nuevos yacimientos es necesario perforar a profundidades cada vez mayores o pozos con objetivos de rocas generadoras de delgado espesor. A principios del siglo pasado los pozos perforados no alcanzaban más allá de los 100 [m], esto fue cambiando con el desarrollo tecnológico, hasta llegar a la actualidad donde el promedio nacional rebasa los 3500 [m], perforándose los más profundos a más de 6000 [m].¹

¹ Un siglo de la perforación en México, UPMP



Gráfica 4.1 Pozos perforados en México y Profundidad media.²

Con el fin de realizar el análisis de la perforación a lo largo del siglo pasado, y en este siglo se han dividido en cinco periodos de acuerdo con los acontecimientos que han marcado los grandes cambios en PEMEX y, por consiguiente en la perforación de pozos:

- 1900-1937 Perforación en México por compañías privadas.
- 1938-1960 Maduración de la perforación nacionalizada.
- 1961-1980 Perforación de los grandes yacimientos.
- 1981-2000 Incorporación de tecnologías y creación de la (Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos).
- 2001-2011 Incorporación de nuevas tecnologías (Aguas profundas).

4.2 Perforación en la cuenca de Comalcalco.

En la Cuenca de Comalcalco se tiene una diversidad de campos petroleros, que se clasifican en una porción terrestre y otra marina, llegando a contener incluso pozos en el Golfo de México profundo. El inicio de la perforación en la cuenca ya como tal se remonta hacia mediados de 1900 con el pozo Comalcalco número 2.

² Estadística UPMP

El pozo Comalcalco número 2 está ubicado en la Hacienda de “La Esperanza”, Municipio de Comalcalco, Tabasco. Su perforación se inicio el 20 de octubre de 1946, dándose por terminada el 20 de junio de 1947, a la profundidad de 3000 metros. El muestreo para recopilar la información necesaria para la perforación se llevo a cabo haciendo uso del sistema de muestras de canal, hasta la profundidad de 200 [m], en la que se adoptó el procedimiento de núcleo continuo, por considerarse que los datos que se obtuvieran de su estudio serían de gran importancia para el conocimiento estratigráfico de la región; cambiándose nuevamente por el método de canal a la profundidad de 2913 [m].³

La perforación de un pozo petrolero se lleva acabo de acuerdo a las características geológicas y petrofísicas del yacimiento, de la columna de roca a cortar, del tamaño del yacimiento, etc., con base en ello se determinará la trayectoria del pozo, los diámetros a utilizar, las tuberías y todo lo relacionado con la construcción del mismo.

4.2.1 Perforación direccional.

La tecnología de perforación direccional tuvo sus inicios en la década de los veinte, del siglo pasado. En 1930 se perforó el primer pozo direccional controlado en Huntington Beach, California. En 1934 se perforó el primer pozo con alivio en Conroe, Texas. En nuestro país, el primer pozo direccional registrado fue perforado en 1960 en Las Choapas, Veracruz.

La perforación direccional es el proceso de dirigir el pozo a lo largo de una trayectoria hacia un objetivo predeterminado, ubicado a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación. En sus principios esta tecnología surgió como una operación de remedio. Se desarrollo de tal manera que ahora se considera una herramienta para la optimización de yacimientos. Comprende aspectos tales como: tecnología de pozos horizontales, de alcances extendidos y multilaterales, el uso de herramientas que permiten determinar la inclinación del mismo (MWD), estabilizadores y motores de fondo de calibre ajustable, barrenas bicéntricas, por mencionar algunos.

Con frecuencia el control de la desviación es otro concepto que se relaciona con la perforación direccional. Se define como el proceso de mantener al agujero dentro de algunos límites predeterminados, relativos al ángulo de inclinación, o al desplazamiento horizontal con respecto a la vertical o a ambos.

La perforación es un proceso tridimensional donde la barrena no solo penetra verticalmente, sino que se desvía intencionalmente o no hacia los planos X-Y (figura 4.1). El plano X se define como el plano de dirección y el Y como el de

³ Estudio bioestratigráfico del pozo Comalcalco núm. 2, en Tabasco, México, AMGP, 1950.

inclinación. Los ángulos asociados con los desplazamientos en los planos X y Y son llamados ángulos de “dirección” y de “inclinación”, respectivamente.⁴

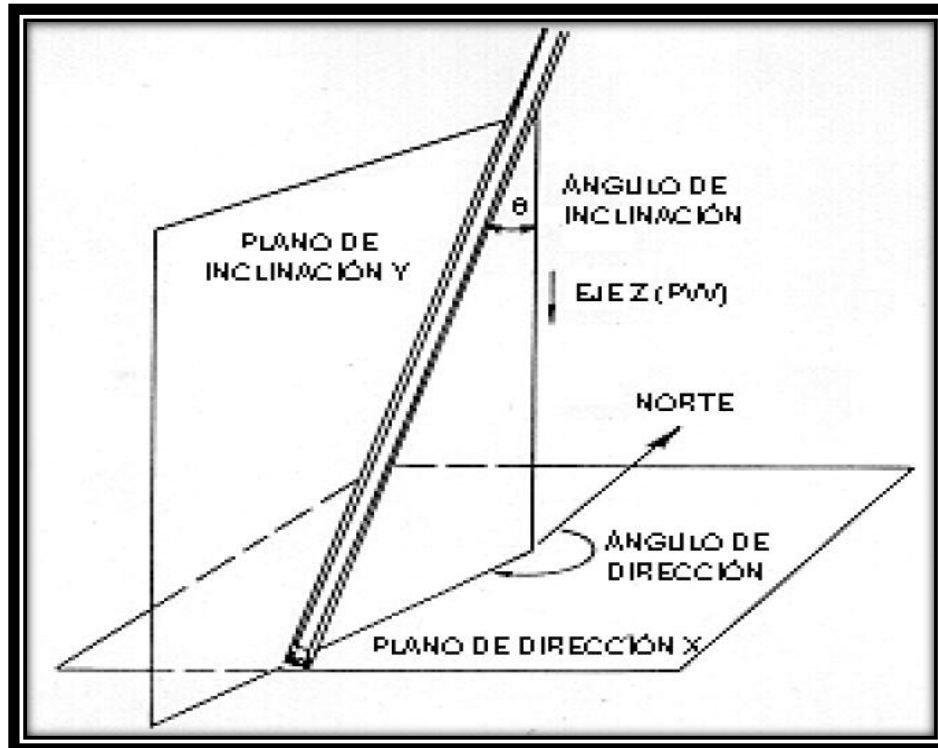


Figura 4.1 Planos de inclinación y dirección conforme un pozo avanza en el plano de profundidad.⁵

4.2.1.1 Razones para perforar un pozo direccional.

La perforación direccional de un pozo petrolero, ya sea debido a problemas de perforación o a consideraciones económicas, tiene muchas aplicaciones. A continuación se mencionaran algunas de las más comunes.

En la figura 4.2 Se muestra un ejemplo típico de la situación de control de la trayectoria. Aquí, una estructura se ubica casi por completo debajo de un lago. El pozo 1, perforado sobre una parte de la estructura que no se encuentra debajo del lago, puede ser perforado desde tierra como un pozo con control de la desviación. Sin embargo, para desarrollar el resto del campo, se necesitará de la perforación de pozos direccionales.

La única manera en que se podrían perforar pozos verticales es desde embarcaciones de perforación o plataformas, terminando los pozos sobre el lecho del lago (terminaciones sublacustres), o bien, desde una plataforma fija.

⁴ Un siglo de la perforación en México, UPMP.

⁵ Un siglo de la perforación en México, UPMP.

Los aspectos económicos de estas opciones ¿pudieran ser menos atractivos que la perforación de pozos direccionales desde alguna localización terrestre, en la cual se pueda utilizar un equipo terrestre convencional.

En algunas situaciones, no existe alternativa para perforar un pozo direccional. Por ejemplo, el lago puede ser la única fuente de agua potable en el área, y por lo tanto, pueden existir restricciones ambientales que prohíban el uso de embarcaciones y equipos tales como los equipos de perforación y las instalaciones de producción.

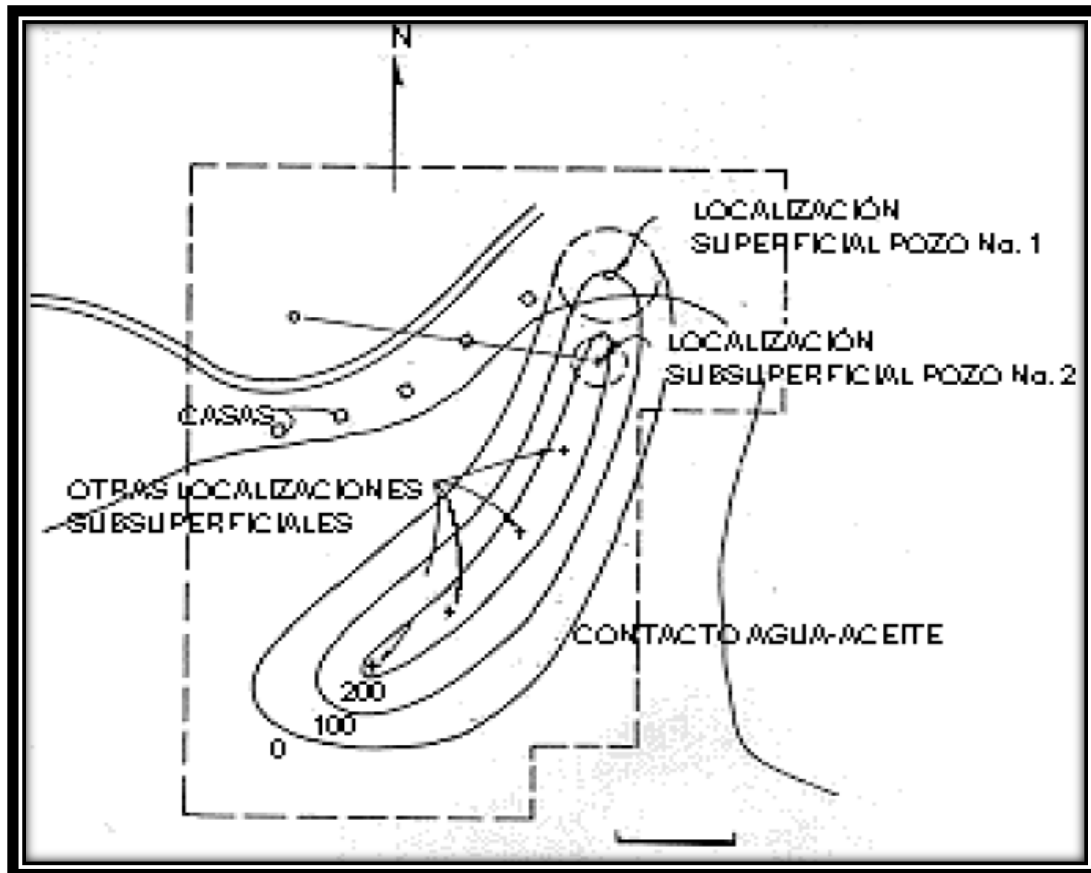


Figura 4.2 Vista en planta de un yacimiento típico de aceite y gas debajo de un lago, mostrando cómo se pueden utilizar los pozos direccionales para desarrollar un campo.⁶

En sus inicios la perforación de pozos direccionales fue evidentemente motivada por los aspectos económicos. Los campos costa afuera en California fueron el área de oportunidad tanto para la aplicación de esta tecnología, como para un grupo especial de personas llamadas "perforadores direccionales". Descubrimientos posteriores de aceite y gas en el Golfo de México y otros países, promovieron la expansión de la perforación direccional.

⁶ Un siglo de la perforación en México, UPMP.

El desarrollo de campos costa afuera ha absorbido la mayoría de las actividades de perforación direccional. La figura 4.3 muestra una plataforma de desarrollo costa afuera.

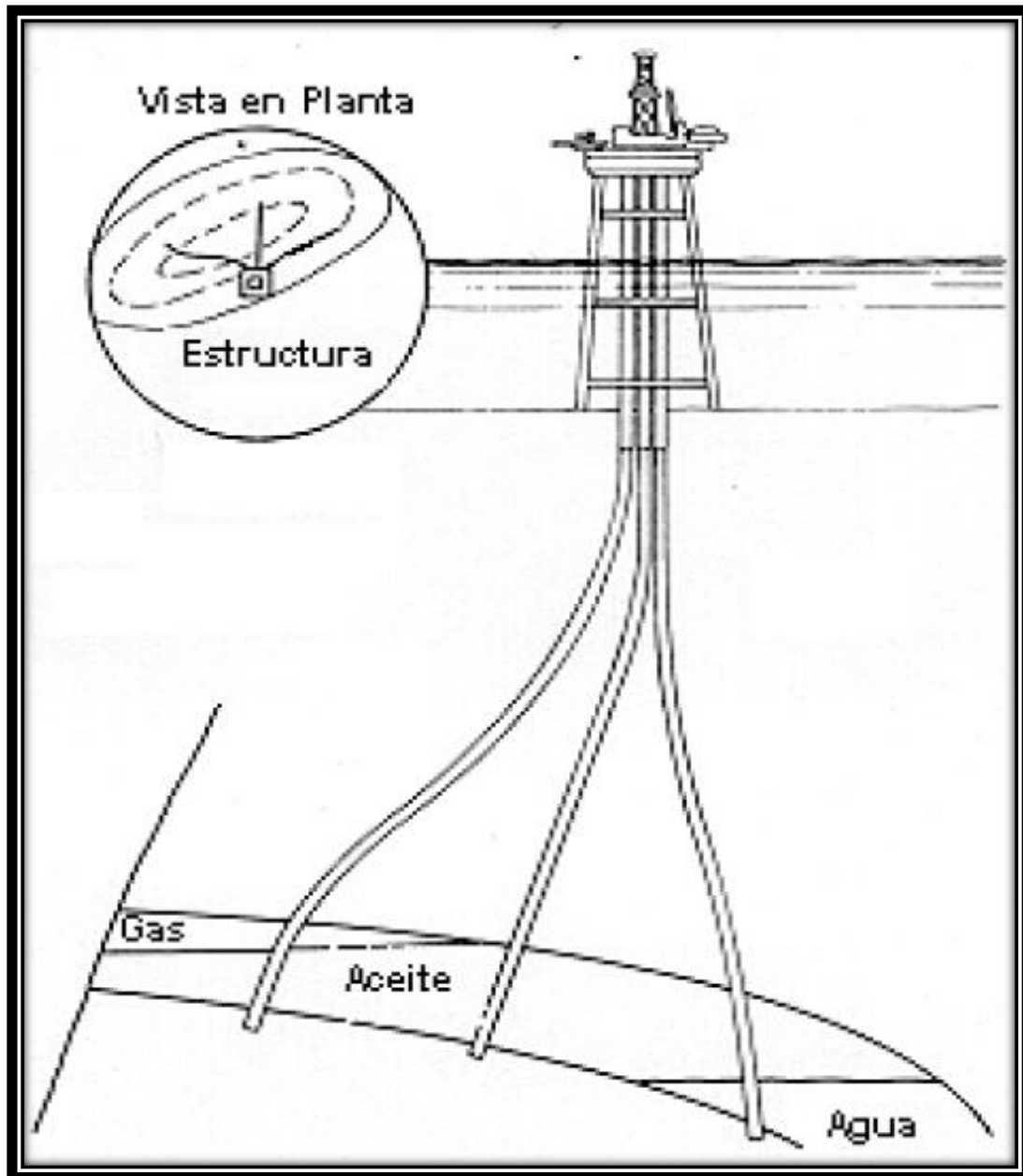


Figura 4.3 Plataforma marina con pozos direccionales.⁷

Frecuentemente, las obstrucciones naturales tales como montañas u otros accidentes topográficos impiden la construcción de una localización superficial y la perforación de un pozo casi vertical (figura 4.4 a).

⁷ Un siglo de la perforación en México, UPMP.

En varias ocasiones se han descubierto campos debajo de zonas urbanas, y la única manera de desarrollarlos de manera económica ha sido perforando direccionalmente (figura 4.4 b).

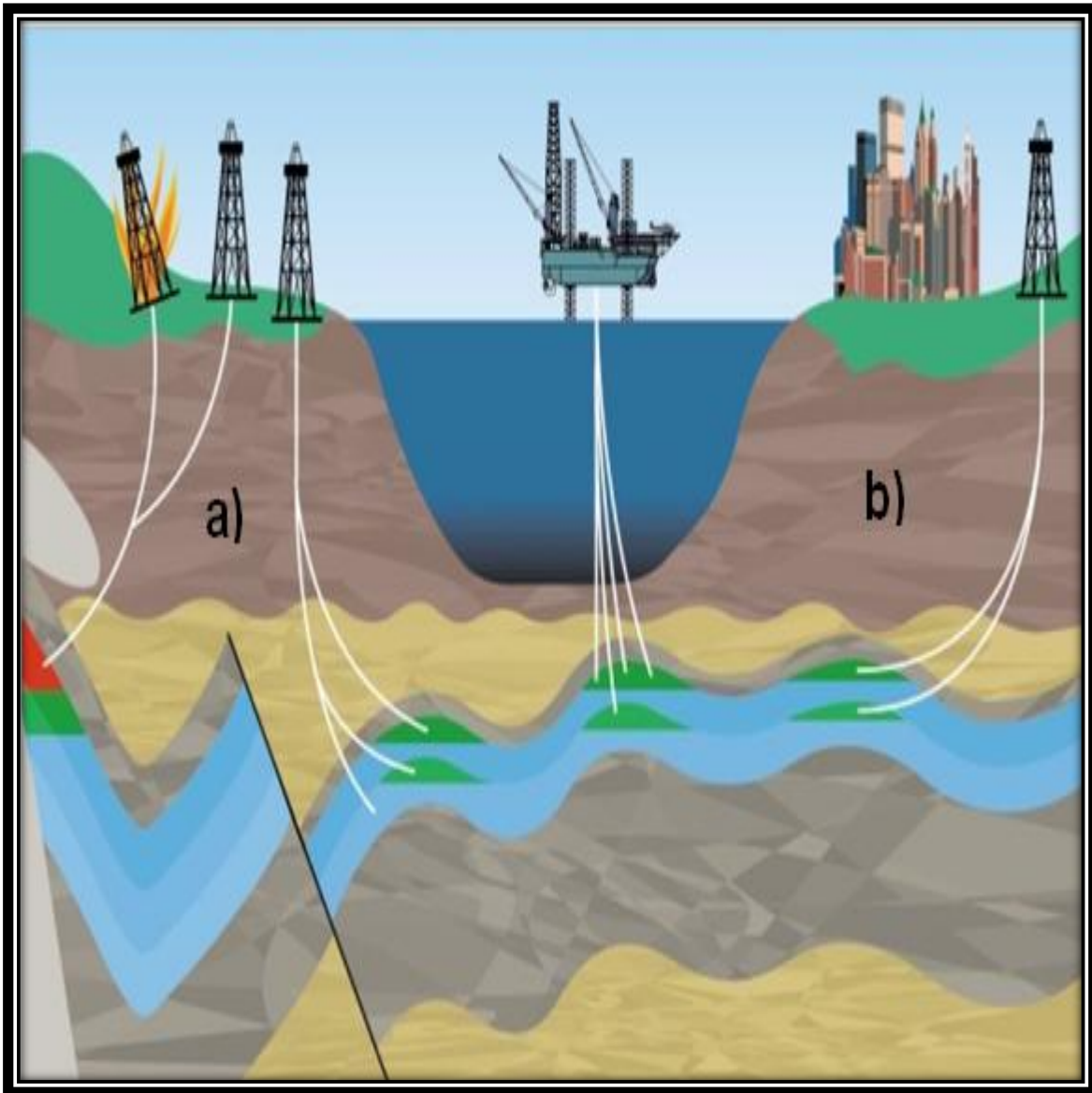


Figura 4.4 Perforación de pozos direccionales: a) el yacimiento se encuentra debajo de una obstrucción superficial grande; b) yacimiento localizado debajo de una ciudad.⁸

Otra aplicación de la perforación direccional es el efectuar una desviación desde un pozo existente. Esta desviación puede ser efectuada para “puentear” una obstrucción (pez) en el agujero original (figura 4.5) o para buscar horizontes productores adicionales en los sectores adyacentes del campo (figura 4.6).

⁸ <http://industria-petrolera.blogspot.com/2009/06/nuevos-rumbos-en-la-perforacion.html>.

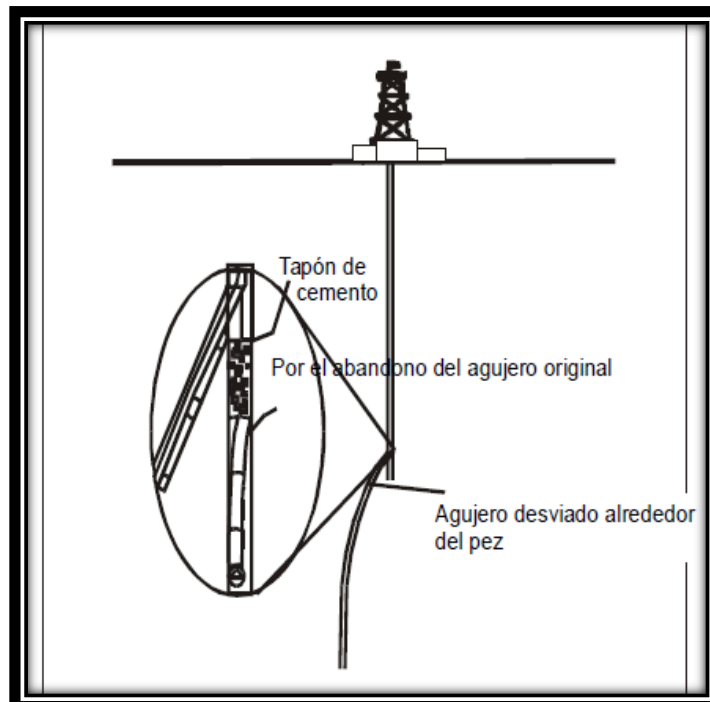


Figura 4.5 Aplicación de pozos direccionales en una obstrucción por pez.⁹

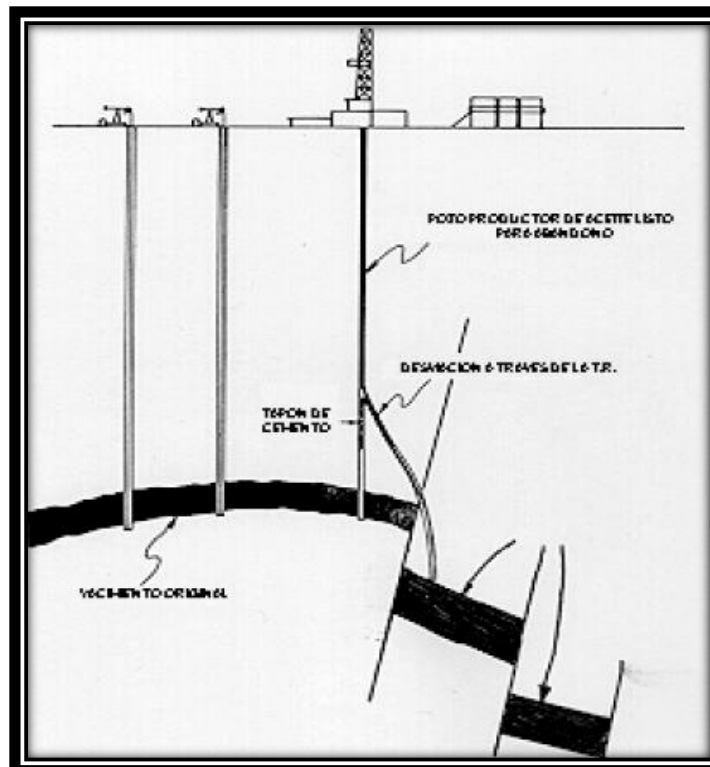


Figura 4.6 Utilización de un pozo antiguo para explotar otras acumulaciones por medio de una ventana en la T. R. y perforando direccionalmente (reentradas).¹⁰

⁹ Un siglo de la perforación en México, UPMP.

Los aspectos ambientales y económicos relevantes también han incrementado el uso de la perforación direccional. En algunas áreas ya no es posible desarrollar un campo petrolero haciendo nuevas vías de acceso a cada localización superficial y perforando un pozo vertical. En lugar de esto, así como en las instalaciones costa afuera, es necesario construir plantillas desde las cuales se puedan perforar varios pozos. Lo anterior, no sólo ha incrementado la actividad de perforación direccional, sino que también los programas de trayectorias son más complicados, aplicándose en situaciones y áreas donde no era común hacerlo.¹¹

4.2.2 Perforación horizontal y multilateral.

La perforación horizontal es el proceso de dirigir la barrena durante la perforación de un pozo en la dirección y orientación aproximada de 90° con respecto a la vertical para lograr extenderse varios cientos de metros dentro del yacimiento con el fin de alcanzar algún o algunos de los siguientes cuatro objetivos principales.

1. Incremento de la producción primaria (aumento en los gastos de producción).
2. Incremento de la producción secundaria (incremento de las reservas).
3. Recuperar la producción primaria y secundaria.
4. Reducir el número de pozos verticales requeridos para el desarrollo del campo.

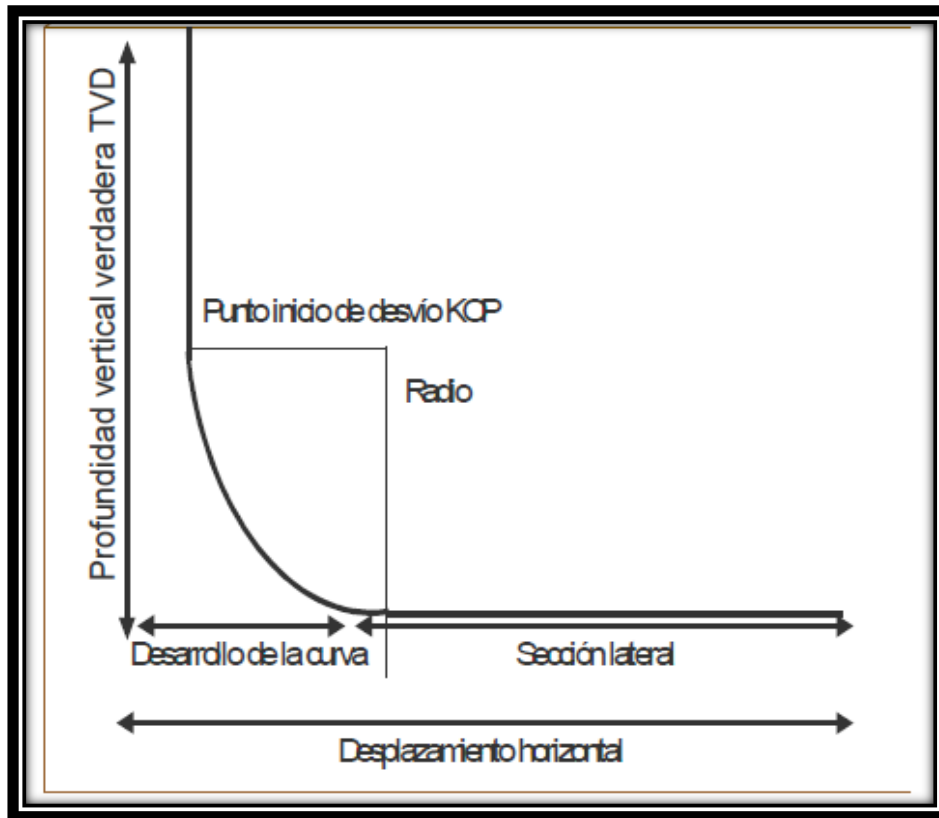
La perforación multilateral es el procesos de perforación múltiple de varios pozos con el fin de incrementar el área de drene del yacimiento, es decir, perforar uno o varios ramales (laterales) en varias direcciones dentro de la sección horizontal, vertical o direccional y lograr el incremento eficiente de la producción de hidrocarburos, al mismo tiempo se reducen los costos e impactos ambientales de contaminación en superficie.

En el caso de re entradas, éstas son las operaciones de perforación y terminación que se realizan por medio de side-tracks (apertura de ventanas en TR's) y desde el mismo agujero en pozos productores ya existente, cuando se tienen varios horizontes sin ser explotados. El número de ramales varía de dos a ocho, dependiendo de las expectativas de producción y de la evaluación del yacimiento, teniendo como objetivo principal el incremento de la producción de reservas de hidrocarburos a un bajo costo.

Las figuras 4.7 y 4.8 son una representación esquemática de la perforación horizontal y multilateral.

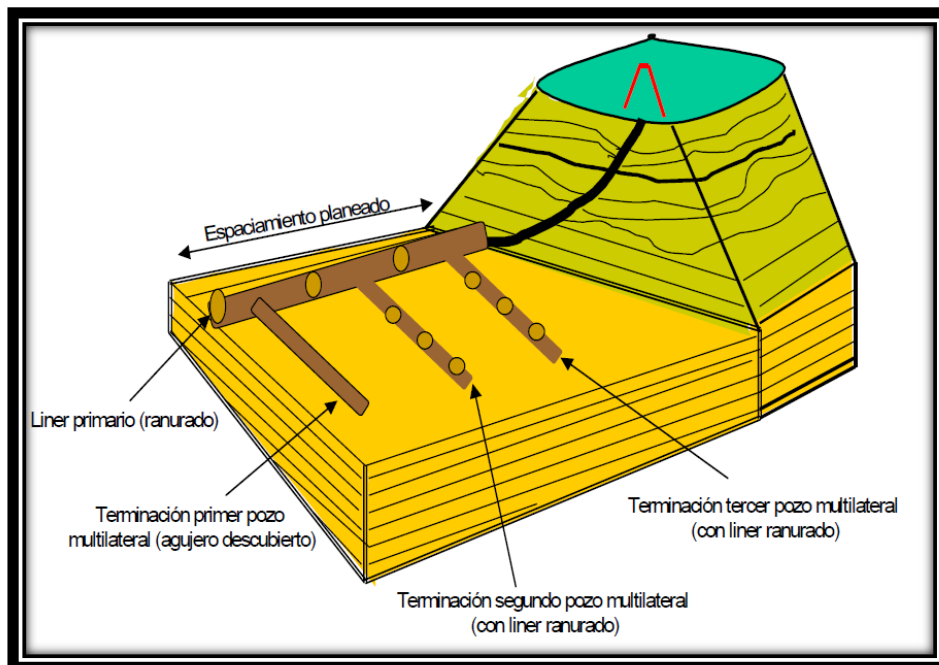
¹⁰ Un siglo de la perforación en México, UPMP.

¹¹ Un siglo de la perforación en México, UPMP.



12

Figura 4.7 Representación esquemática de la perforación horizontal.



13

Figura 4.8 Representación esquemática de la perforación multilateral.

¹² Un siglo de la perforación en México, UPMP.

¹³ Un siglo de la perforación en México, UPMP.

En la Cuenca de Comalcalco se han implementado las tecnologías antes descritas, tanto de pozos horizontales como multilaterales, ejemplo de ello es el pozo santuario 28 H (figura 4.9) que en el 2007 formaba parte del proyecto integral El Golpe-Puerto Ceiba.

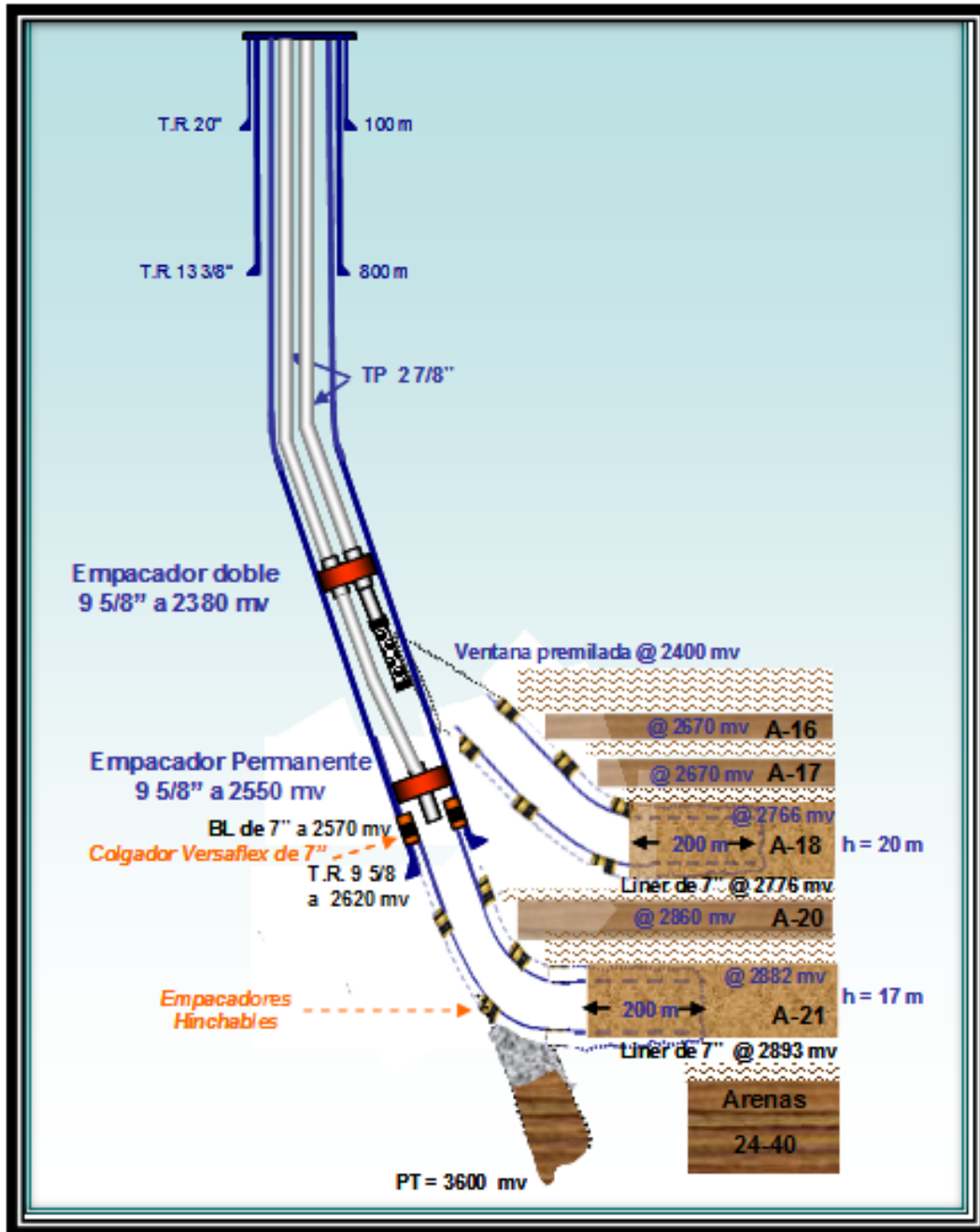


Figura 4.9 Estado mecánico propuesto Pozo Santuario 28 H.¹⁴

Por medio de simulación de yacimientos se logró determinar la ubicación de las arenas a explotar, así como la posición de las tuberías dentro del yacimiento, el

¹⁴ Proyecto integral El Golpe-Puerto Ceiba, A. I. Bellota-Jujo.

pozo Santuario 28 H forma parte del proyecto integral El Golpe-Puerto Ceiba (figuras 4.10 y 4.11).

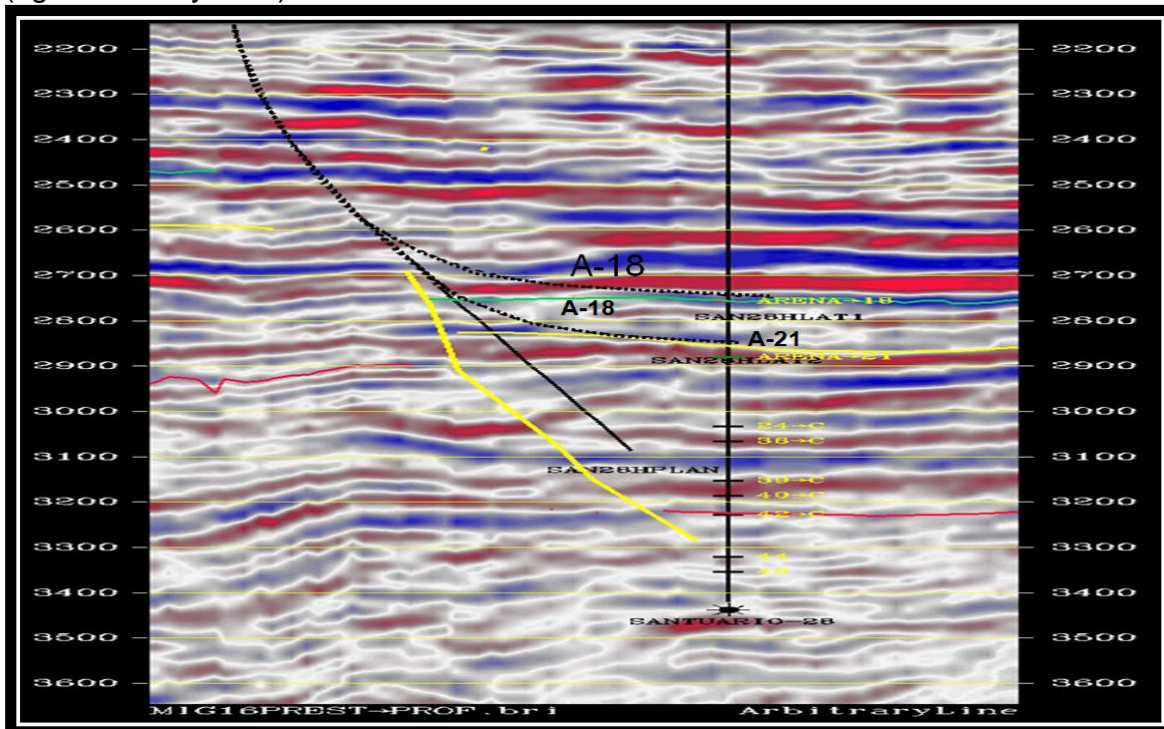


Figura 4.10 Configuración sísmica, pozo Santuario 28-H.¹⁵

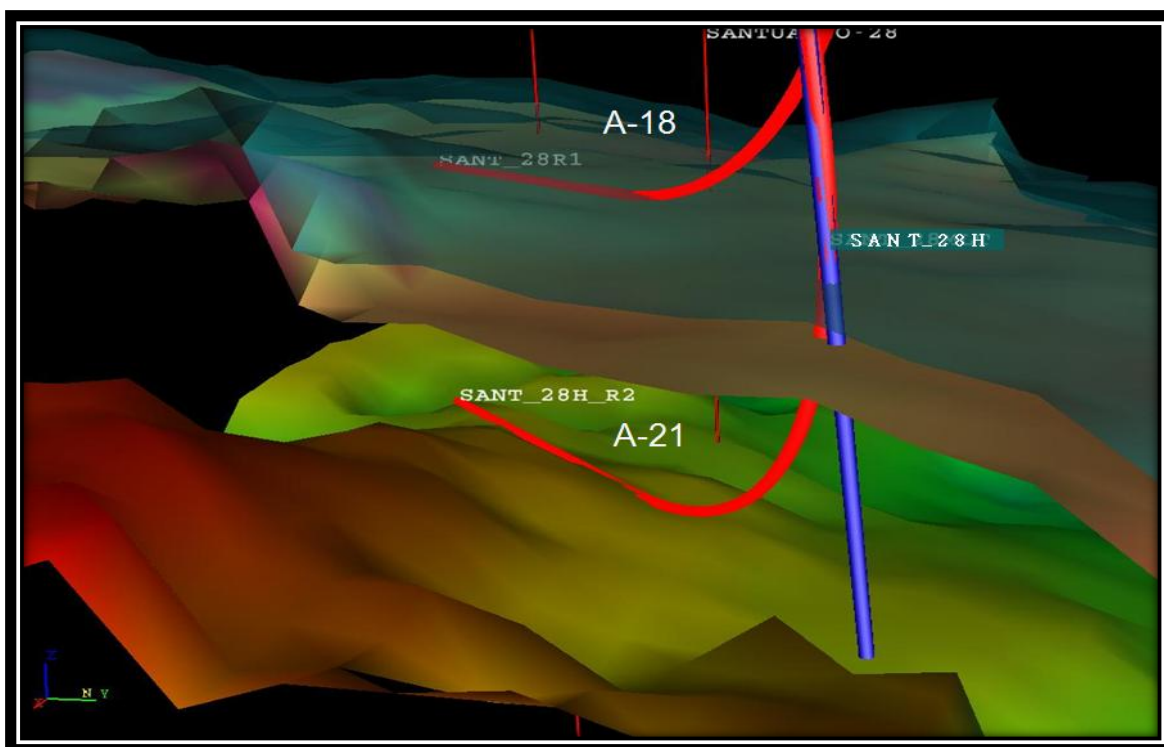


Figura 4.11 Vista en 3D Santuario 28 H (multilateral), dos ramas laterales a las arenas 18 y 21.¹⁶

¹⁵ Proyecto integral El Golpe-Puerto Ceiba, A. I. Bellota-Jujo.

4.2.2.1 Métodos de perforación horizontal.

La perforación inicia con una sección vertical o un equipo con cierta orientación (equipo de orientación), continuando con la construcción de una curva de 0° a 90° antes de entrar al intervalo horizontal de interés. Esto último se logra con la aplicación de alguno de los siguientes métodos que son útiles para el tipo de construcción de radio de curvatura (figura 4.12).

1. Método del radio de curvatura largo (LTR).
2. Método del radio de curvatura medio (MTR).
3. Método del radio de curvatura corto (STR).
4. Método del radio de curvatura ultracorto (USTR).

En la figura 4.13 se muestran las características básicas de comparación para los tres primeros métodos en cuanto a consideraciones y procedimientos operativos.

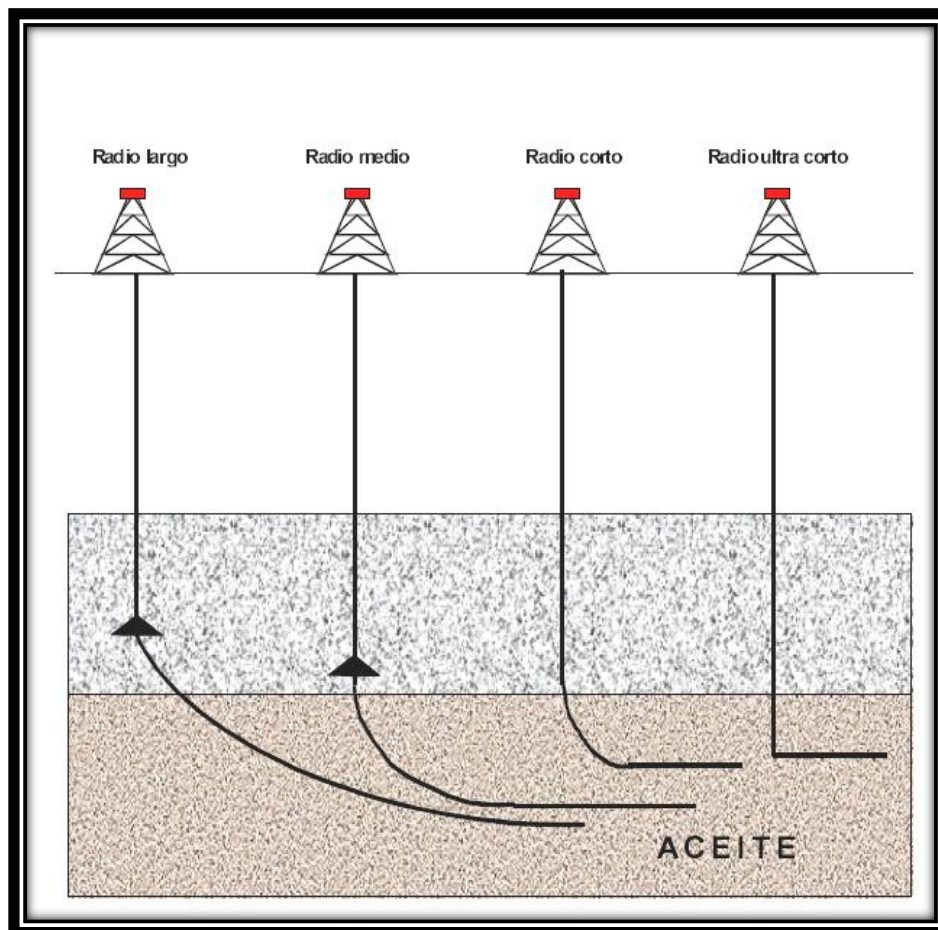


Figura 4.12 Ilustración de los métodos de curvatura.¹⁷

¹⁶ Proyecto integral El Golpe-Puerto Ceiba, A. I. Bellota-Jujo.

¹⁷ Un siglo de la perforación en México, UPMP.

	Radio largo	Radio medio	Radio corto
Curvatura	De 0° a 6° por cada 100 pies	De 6° a 20° por cada 100 pies	De 1.5° a 3° por pie
Radio.	De 1000 a 3000 pies	950 a 290 pies	20 a 40 pies
Diámetro de agujero	Sin limitación.	4 3/4", 6 1/8", 8 1/2", 9 7/8"	4 3/4", 6 1/2"
Método de Perforación	Rotaria y motor de fondo para la sección de curvatura horizontal	Rotaria Diseños especiales de motores de fondo para la construcción del ángulo de curvatura	Herramientas de deflexión y articulación, motores de fondo, rotaria y diseños de sarta de perforación especiales para la sección horizontal
Tipo de tubería	Convencional	T.P. H.W hasta 15° por c/ 100 pies y tubería especial (esfuerzos compresivos) por arriba de 15°	Herramientas tubulares y motores de fondo especiales con articulaciones cortas
Barreras	Sin limitación	Sin limitación	Rotaria = Sin limite Motor = P.D.C. y Diamante
Fluidos de Perforación	Sin limitación	Sin limitación.	Sin limitación
Control de dirección	Sin limitación	MWD limitado en diámetros pequeños hasta 6 1/8"	Especiales (T.F)
Corte de núcleos	Convencional y sin limitación	Convencional y sin limitación	Barriles de 3 pies y 1 pg

Figura 4.13 Características comparativas de operación de los métodos de perforación horizontal.¹⁸

¹⁸ Un siglo de la perforación en México, UPMP.

4.2.2.1.1 Pozos de radio largo.

La curva se construye desde una profundidad determinada por encima del yacimiento, hasta lograr la dirección horizontal y complementar la longitud a perforar y por lo tanto, la terminación del pozo.

Esta técnica es la más común y aplicable en pozos costa afuera. Es conocida como de “largo alcance” o alcance extendido. Sin embargo, estos pozos son perforados de 70° a 80° sin alcanzar el objetivo en el plano horizontal. Esta técnica se aplica para minimizar los impactos ambientales y reducir los costos de campo en desarrollo.

Aplicaciones.

- Localizaciones inaccesibles, extensión en la perforación de acuerdo a normas gubernamentales, operaciones internacionales y desarrollo de la sección horizontal a más de 1000 [pies].

Ventajas.

- La sarta de perforación puede rotarse con uso de herramientas convencionales, mínimas severidades y patas de perro.

Desventajas.

- Grandes profundidades verticales desarrolladas (PVD), horizontales desarrolladas (PHD) y desarrolladas medidas (PDM).
- Herramientas; aparejos de fondo convencionales, montajes de cucharas y barrenas jet y uso de motores de fondo.
- Aspecto económico. Comparar el costo de la perforación vertical, horizontal y multilateral, la productividad y efectividad de drene en cada caso.¹⁹

En la Cuenca de Comalcalco se pretende implementar este sistema con los campos Puerto Ceiba y Costero. La rentabilidad de la explotación de campos cuyas reservas se extienden hacia el mar incluye el análisis de las mejores alternativas que permitan perforar y terminar pozos para su desarrollo a menores costos. Los Activos Integrales Bellota-Jujo y Macuspana, integraron con personal especialista de la Gerencia de Ingeniería y Tecnología y la Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos, grupos multidisciplinarios para analizar la factibilidad técnica y económica de perforar y terminar pozos de alcance extendido para el desarrollo de las reservas que se encuentra mar adentro de los campos Puerto Ceiba y Costero.

Para llevar a cabo la planeación y el diseño de pozos de alcance extendido se utilizó la metodología que emplean las compañías operadoras a nivel mundial, logrando obtener resultados promisorios en relación a la factibilidad técnica de perforar estos pozos utilizando tecnología comercialmente disponible y equipos de

¹⁹ Un siglo de la perforación en México, UPMP.

4000 [HP]. El análisis económico muestra que resulta más económico para los Activos explotar las reservas localizadas fuera de la costa de Puerto Ceiba y Costero mediante la perforación de pozos de alcance extendido que a través de pozos marinos, por el alto costo de la renta diaria de las plataformas autoelevables, la cual se ha incrementado de manera significativa en los dos últimos años como consecuencia del precio de los hidrocarburos. La aplicación de la metodología para el diseño del pozo se lleva a cabo en los pozos Puerto Ceiba 165 el cual tendrá una profundidad desarrollada de 8015 metros, un desplazamiento horizontal de 4127 metros y una profundidad vertical verdadera de 6555 metros (figura 4.14 y 4.15).²⁰

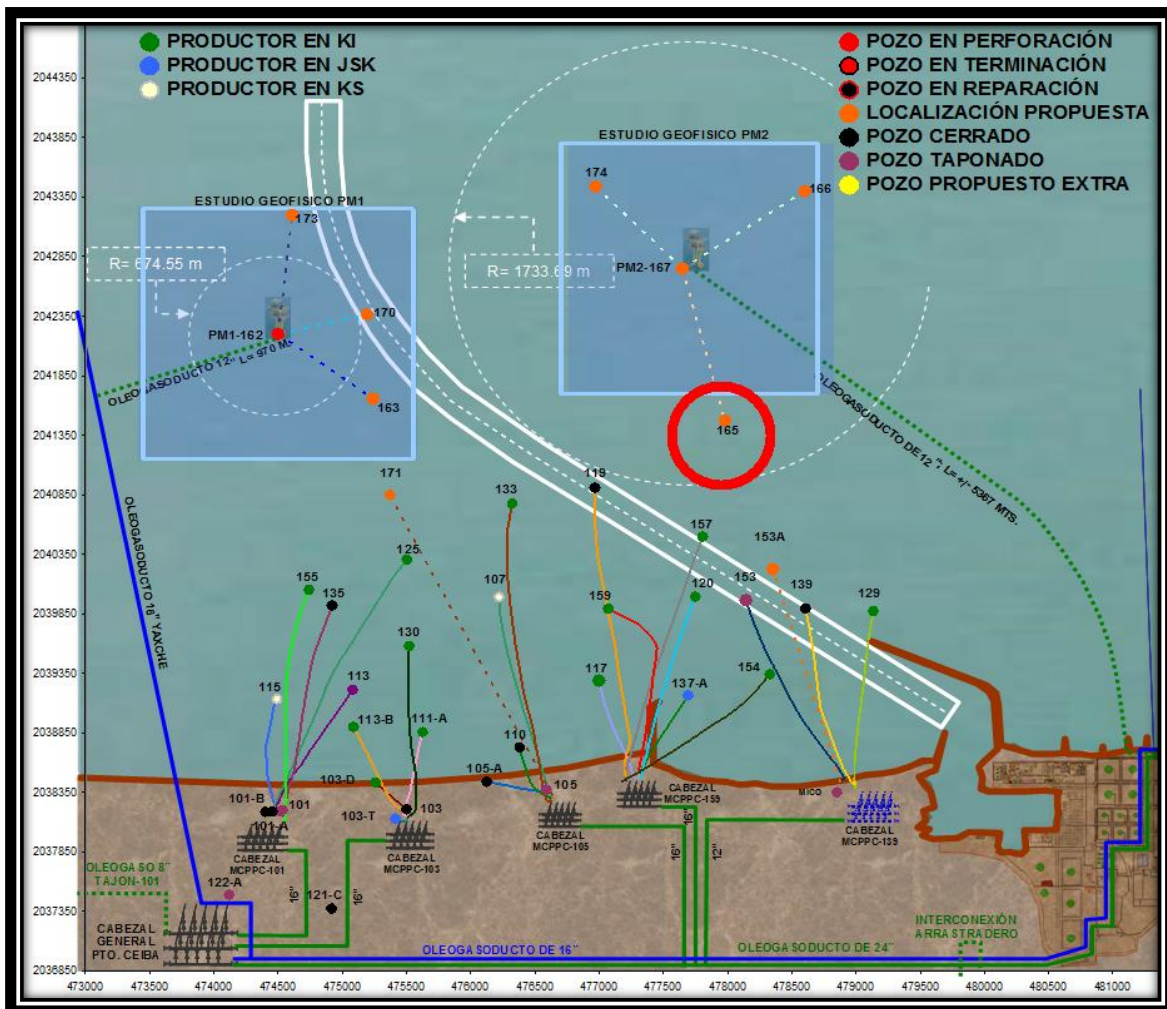


Figura 4.14 ubicación del pozo Puerto Ceiba 165, dentro del proyecto integral el Golpe-Puerto Ceiba.²¹

²⁰ Castro M, Humberto, "Factibilidad técnica y económica de perforar pozos de alcance extendido en los campos Puerto Ceiba y Costero".

²¹ Proyecto integral El Golpe-Puerto Ceiba, A. I. Bellota-Jujo.

Entre los requerimientos técnicos más importantes para la perforación del pozo Puerto Ceiba 165 destacan: uso de tubería de perforación de 5 7/8 [pg], equipo de flotación para el liner de 9 5/8 [pg] y empleo de protectores de tubería para reducir el torque y el arrastre.

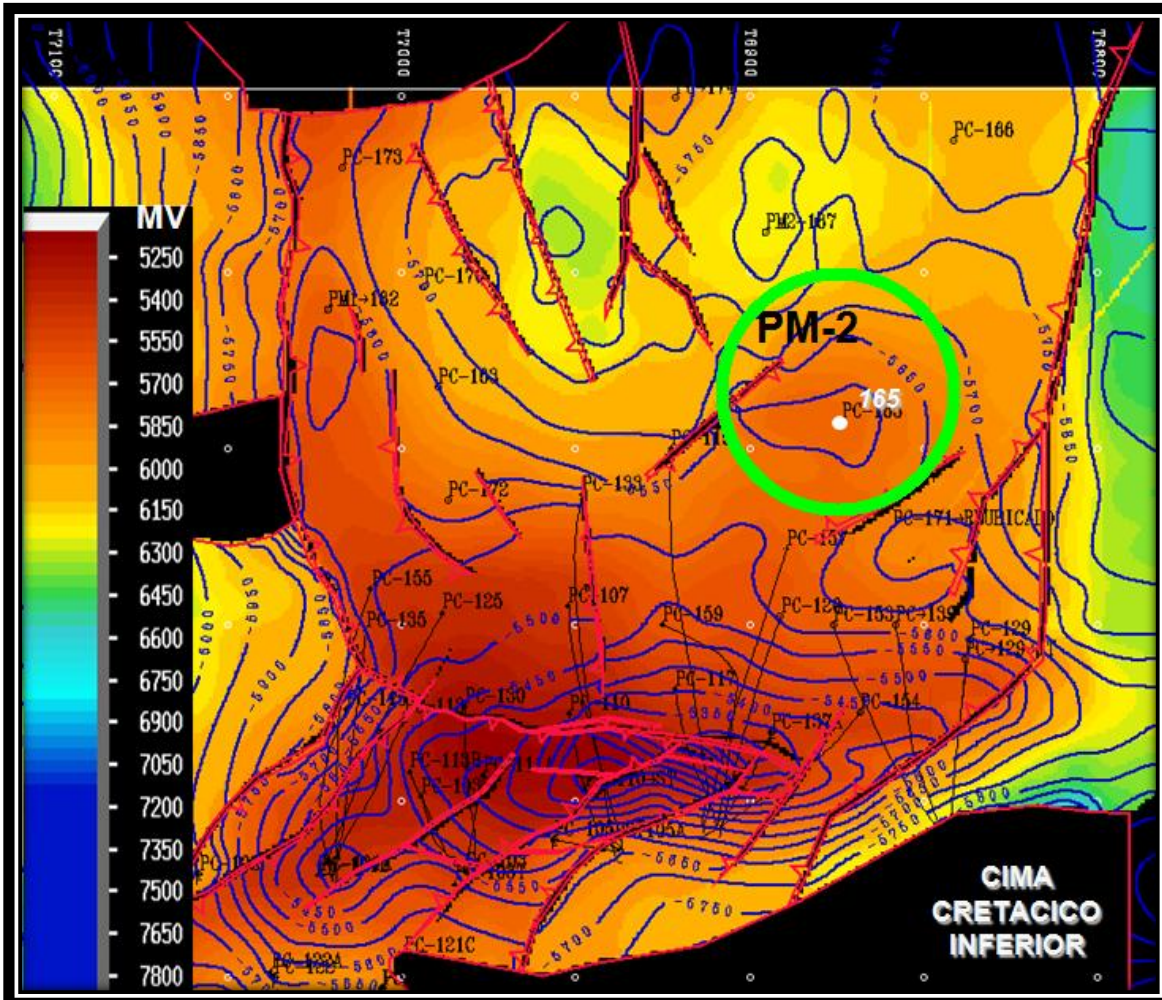


Figura 4.15 Configuración estructural del yacimiento y ubicación del pozo Puerto Ceiba 165 y desarrollo marino actual.²²

Dentro del proyecto integral El Golpe-Puerto Ceiba, se tiene contemplado el desarrollo del área marina del campo Puerto Ceiba, perforación de pozos horizontales y direccionales, el pozo Puerto Ceiba 165 implica la perforación total, pero existen otros casos como el pozo Puerto Ceiba 162, donde se abrió una ventana para desviar el pozo buscando nuevos horizontes de producción (figura 4.16).

²² Proyecto integral El Golpe-Puerto Ceiba, A. I. Bellota-Jujo.

4.2.2.1.2 Pozos de radio medio.

Esta técnica es la más usada en pozos terrestres. La curvatura tiene la función de proteger la ubicación del agujero cuando se tienen formaciones dislocadas por fallas con estratos muy pronunciados. Con ello se logra que el pozo pueda perforarse y terminarse con herramientas convencionales en el tiempo estimado. La extensión máxima posible parece incrementarse día a día con longitudes realizadas de hasta 3000 [pie], La aplicación de este sistema, en el trabajo de la tubería de perforación y T. R., crea resultados y problemas de fricción dentro de límites aceptables.

La técnica debe ser primordialmente aplicada dentro de los yacimientos de aceite con propiedades especiales tales como fracturas naturales, capas adyacentes de gas y subyacentes de agua que requieren un agujero horizontal dentro de los límites verticales estrechos. La ejecución del radio medio requiere de soportes técnicos y más específicamente, de aparejos de fondo flexibles.

Aplicaciones.

- Yacimientos fracturados, yacimientos marinos, problemas de conificación de agua y gas, reentradas y yacimientos estrechos.

Ventajas.

- Menores profundidades desarrolladas medidas, menos torque y arrastres; bajos costos, seguridad ecológica y uso de herramientas convencionales.

Desventajas.

- No permite la rotación durante la construcción de la curva, desplazamiento horizontal corto, altos esfuerzos (compresivos, pandeo, tensión y torsión) sobre la sarta de perforación, limitaciones en la selección del tipo de barrena.
- Herramientas: Motores de fondo y Bent-sub.

En el caso del pozo puerto Ceiba 162 (Figura 4.16), la apertura de la ventana inicia entre los 4315 y 4320 [m] desarrollando una profundidad total de 4625 [m]; al igual que este pozo existen otras posibilidades de encontrar nuevos horizontes con contenido de hidrocarburos en la zona de los campos Puerto Ceiba, y Costero que tienen posibilidades de ser extendidos en la zona marina o bien perforados desde la costa.

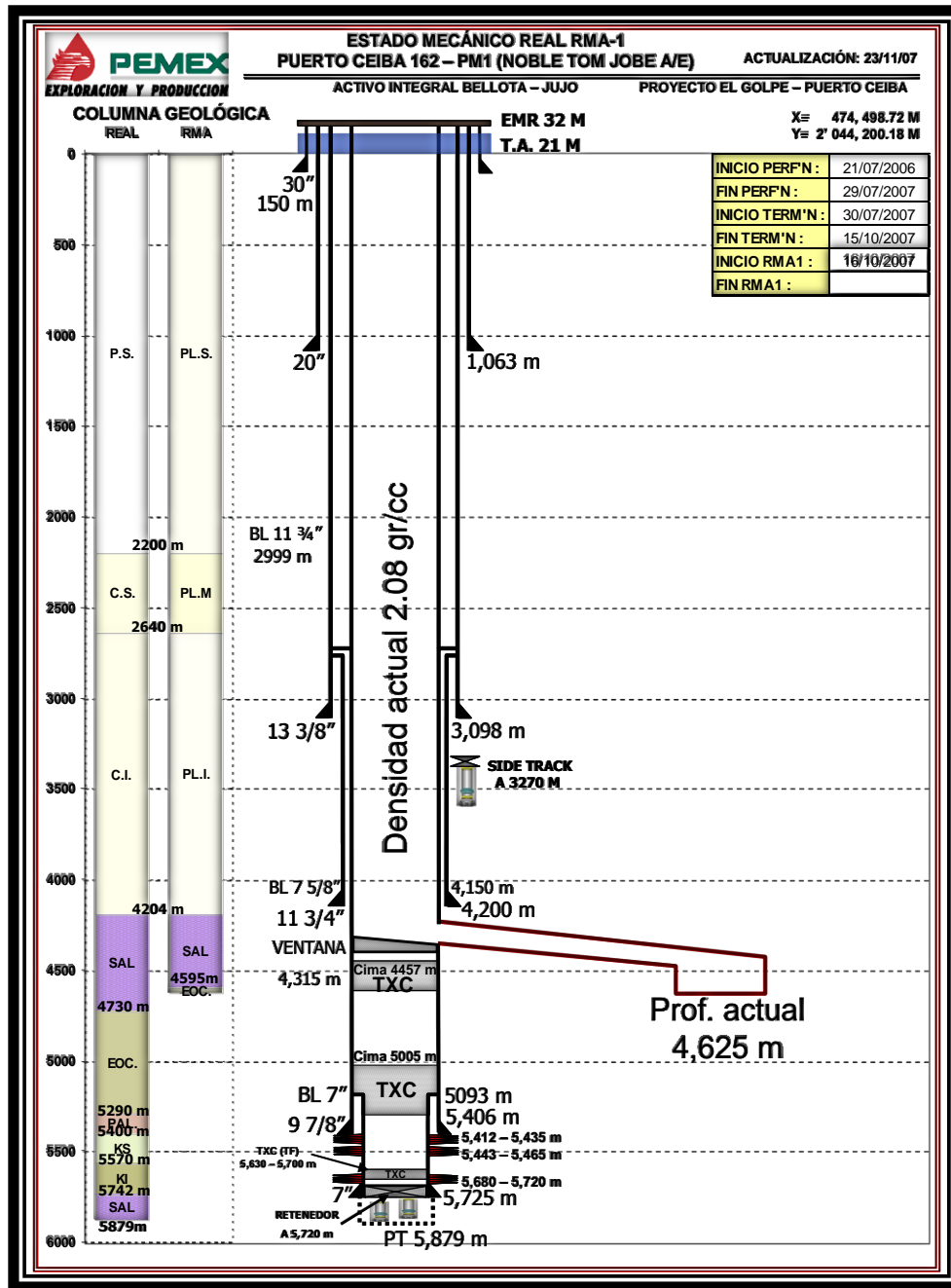


Figura 4.16 Estado mecánico del pozo Puerto Ceiba 162.²³

4.2.2.1.3 Pozos de radio corto.

La tecnología de radio corto ha sido aplicada en la perforación de pozos en donde las formaciones tienen problemas geológicos por encima de la dirección del

²³ Proyecto integral El Golpe-Puerto Ceiba, A. I. Bellota-Jujo.

yacimiento o bien por razones económicas. De esta manera, el agujero se comunica y se extiende dentro del yacimiento.

Esta técnica también es conveniente para una sección horizontal en pozos ya existentes con baja productividad y por cambio de objetivo. El drene horizontal múltiple con diámetro arriba de 6 [pg] puede perforarse para un pozo vertical. Rigurosamente se usan herramientas articuladas en la sarta de perforación.

De esta forma se genera la dirección a perforar y llegar al yacimiento para un pozo sencillo. Se minimiza la degradación ambiental con respecto a un pozo vertical. El agujero horizontal puede ser dirigido mientras se perfora. Puede corregirse el curso si se requiere para mantener la fase horizontal hacia el objetivo. La técnica requiere de herramientas y soportes tecnológicos especializados.

Aplicaciones.

- Definición de estructuras; pozos multilaterales; yacimientos cerrados.

Ventajas.

- Curva corta; yacimientos poco profundos y medición de la profundidad mínima.

Desventajas.

- Terminaciones no convencionales; longitudes cortas de 400 a 600 [pie]; diámetros de agujero limitados; múltiples viajes, requerimientos de rotación y top-drive; límite en control del azimut.
- Herramientas: Flexibles y tubería articulada.

4.2.2.1.4 Pozos de radio ultracorto.

Esta técnica es muy apropiada en la aplicación de inyección de agua en formaciones blandas, no consolidadas y depresionadas. La aplicación más común de la perforación radial dentro del yacimiento se usa para reducir el depresionamiento del yacimiento por segregación gravitacional o para la inyección de vapores u otros fluidos, dentro del yacimiento que tiene recuperación por energía no natural.

4.2.3 Proyecto multilateral del pozo Santuario 28-H.

Objetivo.

El proyecto tiene como objetivo obtener producción comercial de hidrocarburos, aplicando las tecnologías de perforación multilateral explotando las arenas 17 y 20 que no han sido drenadas en esta área, así como recuperar la máxima reserva posible del mismo, y con ello incorporar una producción de 1000 [BPD] de aceite y 0.4 [mmpcd] de gas. La figura 4.17 muestra la ubicación del campo Santuario.

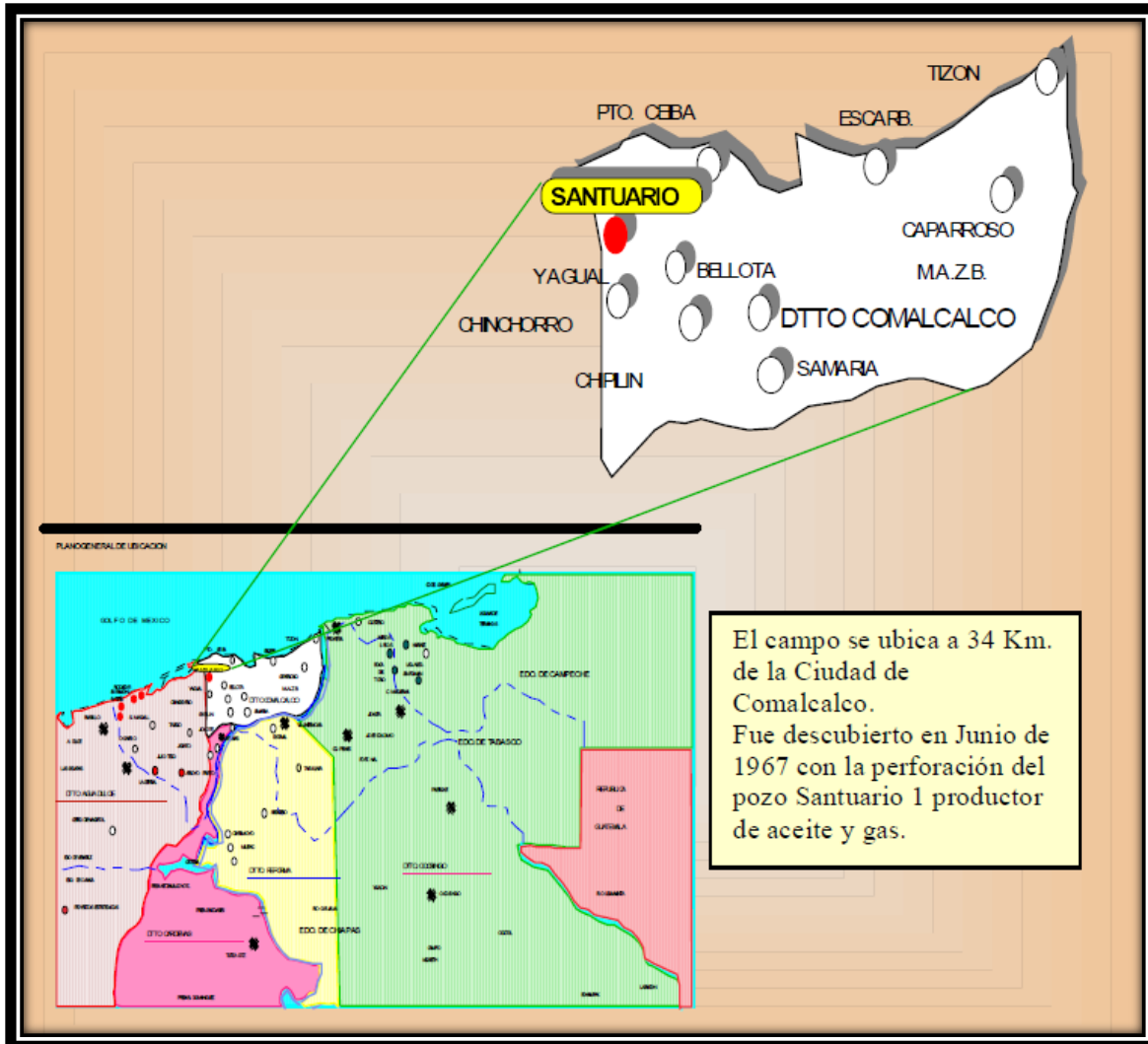


Figura 4.17 Ubicación general del Campo Santuario.²⁴

²⁴ Un siglo de la perforación en México, UPMP.

Sección estructural.

La figura 4.18 muestra la correlación con registros geofísicos de las arenas 17, 18 y 20; a partir de la misma para del pozo Santuario 28 se tiene proyectada la perforación del pozo Santuario 28 H. La sección transversal del pozo Santuario 28 H señalado en la figura 4.18 corresponde en realidad al santuario 28, pero para efectos de proyecto se planteó de esa manera y como se observa, se tendrán dos ramas, una en la arena 17 y otra en la arena 20.

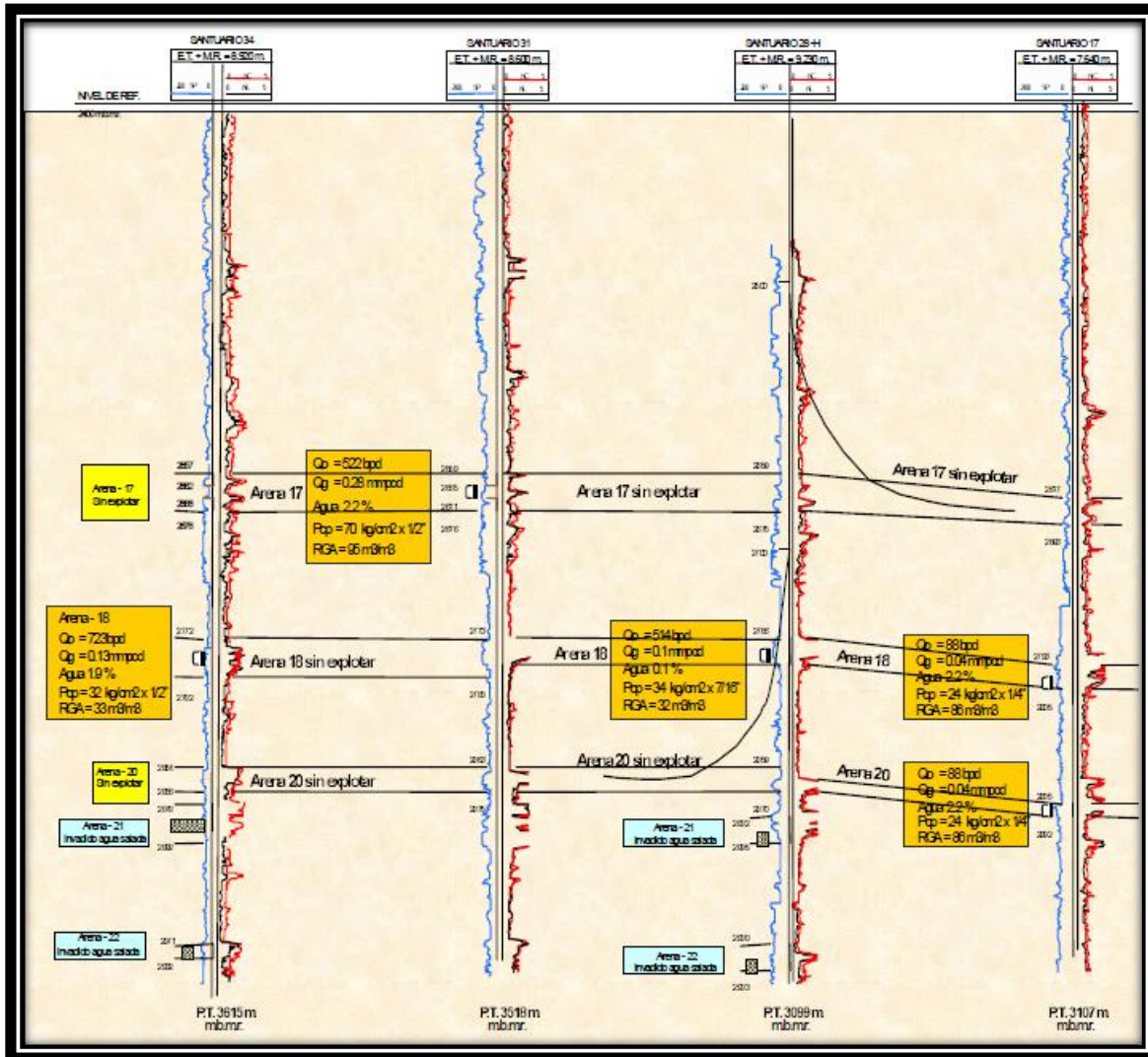


Figura 4.18 Proyecto horizontal pozo Santuario 28 H.²⁵

²⁵ Un siglo de la perforación en México, UPMP.

Características del yacimiento.

La siguiente tabla muestra las características generales del yacimiento para el proyecto del pozo Santuario.

Área	5.945 [km²]
Espesor bruto	877 [m]
Espesor neto	238 [m]
Formación productora	Concepción Superior
Tipo de roca	Arenas
Porosidad	22%
Saturación de agua inicial	25%
Permeabilidad	82 [mD]
Mecanismo de empuje	Hidráulico
Contacto agua aceite	3452 m.b.n.m
Tipo de fluido	Aceite negro
Densidad del fluido	34 [°API]
Presión inicial	254 [kg/cm ²]
Presión actual	234 [kg/cm ²]
Presión de saturación	247 [kg/cm ²]
Producción acumulada de aceite	45.32 [MMB]
Producción acumulada de gas	34.72 [MMMPC]
Reserva actual de aceite	19.80 [MMB]
Reserva actual de gas	11.70 [MMMPC]

Tabla 4.1 Características del yacimiento en el campo Santuario.²⁶

Planeación de la perforación.

De acuerdo a las características del yacimiento, la trayectoria del pozo Santuario 28 H planea llevarse a cabo con la técnica de radio largo. El inicio de la desviación será aproximadamente a 2700 [m] con el objetivo de poder atravesar todas las arenas de interés del campo.

Su objetivo se encuentra localizado en la parte más alta de la estructura (figura 4.19). La longitud y el sentido horizontal se tiene planeado con un desplazamiento de 250 [m] sin considerar la trayectoria del radio de curvatura.

²⁶ Modificado de Un siglo de la perforación en México, UPMP.

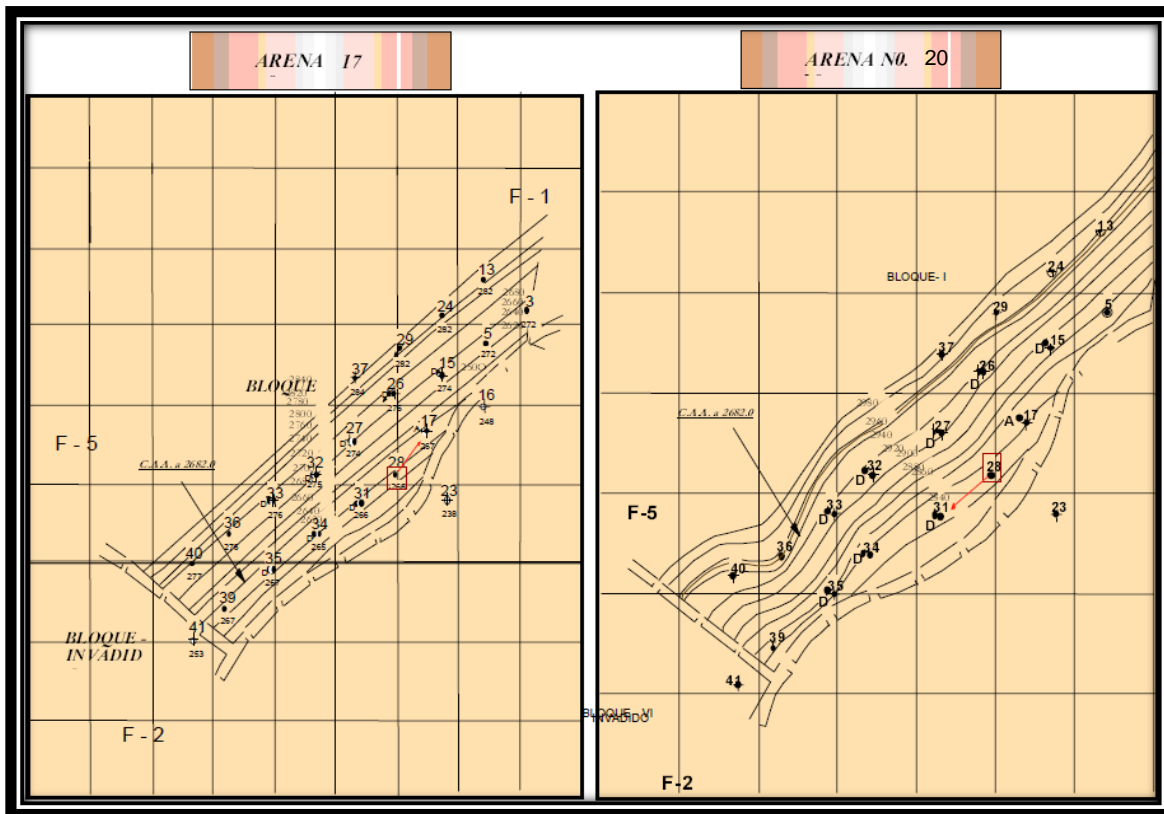


Figura 4.19 Configuración estructural de las arenas 17 y 20.²⁷

Datos generales de pozo.

Las siguientes tablas muestran los datos generales de perforación para las arenas 20 y 17 respectivamente y la figura 4.20 muestra el proyecto de perforación.

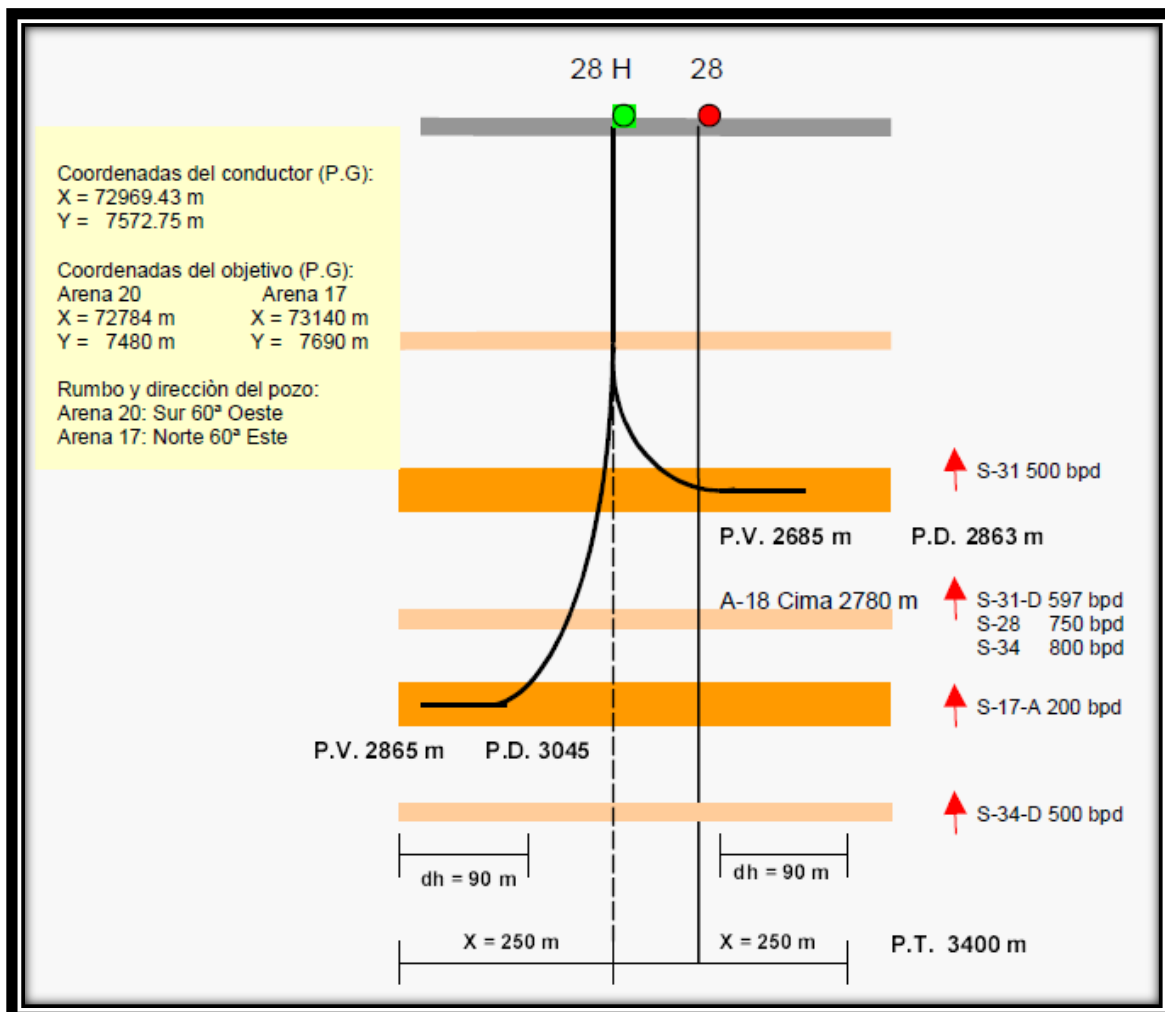
Conductor	Gemelo del santuario 28
Profundidad vertical	2865 [m]
Objetivo	Arena 20
Dirección	Sur 60° Oeste
Gasto de aceite esperado	1000 [BPD]
Gasto de gas esperado	0.300 [MMPCD]
Porosidad	28%
Permeabilidad vertical	41 [mD]
Permeabilidad horizontal	67 [mD]
Registros	Los necesarios
Terminación	T. R. ranurada de 7"

Tabla 4.2 Datos de perforación para la arena 20.²⁸

²⁷ Un siglo de la perforación en México, UPMP.

²⁸ Modificado de Un siglo de la perforación en México, UPMP.

Conductor	Gemelo del santuario 28
Profundidad vertical	2685 [m]
Objetivo	Arena 17
Dirección	Sur 60° Oeste
Gasto de aceite esperado	700 [BPD]
Gasto de gas esperado	0.200 [MMPCD]
Porosidad	28%
Permeabilidad vertical	41 [mD]
Permeabilidad horizontal	67 [mD]
Registros	Los necesarios
Terminación	T. R. ranurada de 7"

Tabla 4.3 Datos de perforación de la arena 17.²⁹Figura 4.20 Objetivo de la perforación pozo Santuario 28 H.³⁰²⁹ Modificado de Un siglo de la perforación en México, UPMP.³⁰ Un siglo de la perforación en México, UPMP.

Correlación de pozos.

Tomando como base la figura 4.18, se tiene la correlación de perforación de los pozos perforados para el proyecto del pozo Santuario 28 H dicha correlación se muestra en la figura 4.21.

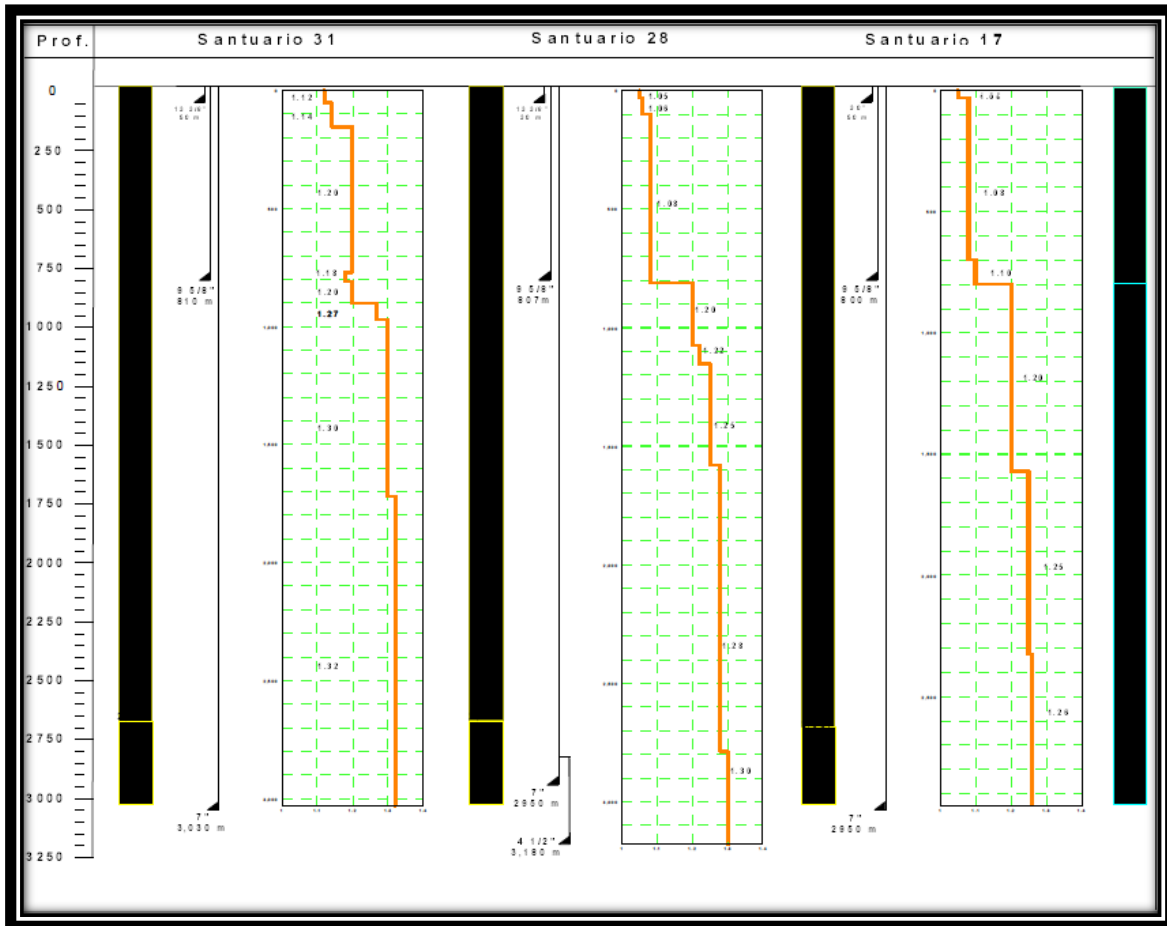


Figura 4.21 Pozos de correlación.³¹

Diseño direccional.

Inicio de desviación	2518 [m]
Profundidad objetivo vertical	2685 [m]
Profundidad objetivo desarrollada	2863 [m]
Desplazamiento total	250 [m]
Desplazamiento horizontal	90 [m]
Angulo máximo	90°
Rumbo objetivo	Norte 60° Este
Severidad de la curva	10.5°/30 [m]

³¹ Un siglo de la perforación en México, UPMP.

Primera rama: Arena Núm. 20
Segunda rama: Arena Núm. 17

Descripción operativa.

Primera rama.

Perforar verticalmente hasta 2700 [m], donde se cementara la tubería de revestimiento de 9 5/8", con barrena tricónica y aparejos de fondo dirigibles con codo ajustado a 1.75°, hasta alcanzar los 90° creando una curva con severidad de 10.5°/30 [m] a una profundidad desarrollada de 3405 m y desplazamiento de 250 [m] al Sur 60° Oeste donde se cementará la tubería de 7" ranurada dejando la boca del liner a 2550 [m]

Segunda Rama.

Con empacador permanente para TR. 9 5/8" y cola de aparejo de producción a 2518 [m], abrir ventana a 2513 [m] con cuchara recuperable orientada, la construcción de las curvas serán mediante aparejos de fondo dirigibles, con codo ajustado a 1.75° para alcanzar los 90°. Se crea una curva con severidad de 10.5/30 [m] a una profundidad desarrollada de 2863 [m] al Norte 60° Este, donde se cementará la tubería de revestimiento de 7" ranurada.

La perforación del pozo Santuario 28 H estará dentro de la clasificación de multilaterales en el nivel 4. De esta forma, se tiene el procedimiento operativo para las terminaciones del lateral inferior y superior.

4.2.3.1 Procedimiento del multilateral nivel 4, pozo Santuario 28 H.

Corrida y cementación del liner ranurado lateral inferior (figura 4.22)

1. Con tubería de perforación armar, correr la TR. 7" y liner ranurado.
2. Colgar el liner e inflar el empacador de revestimiento externo. Abrir y cementar a través de la válvula PAC.
3. Sacar la tubería de perforación hasta dejar el extremo inferior a 150 [m] arriba de la boca del liner.
4. Circular hasta remover el exceso de cemento.
5. Sacar aparejo de ajuste.
6. Con barrena 8 1/2" reconocer la boca del liner.
7. Sacar barrena y meter barrena 5 7/8" para reconocer la profundidad interior.
8. Circular y efectuar desplazamiento de lodo por salmuera de terminación para correr registros GR/CBL para determinar la posición de los coples de la T. R.
9. Realizar prueba de producción.

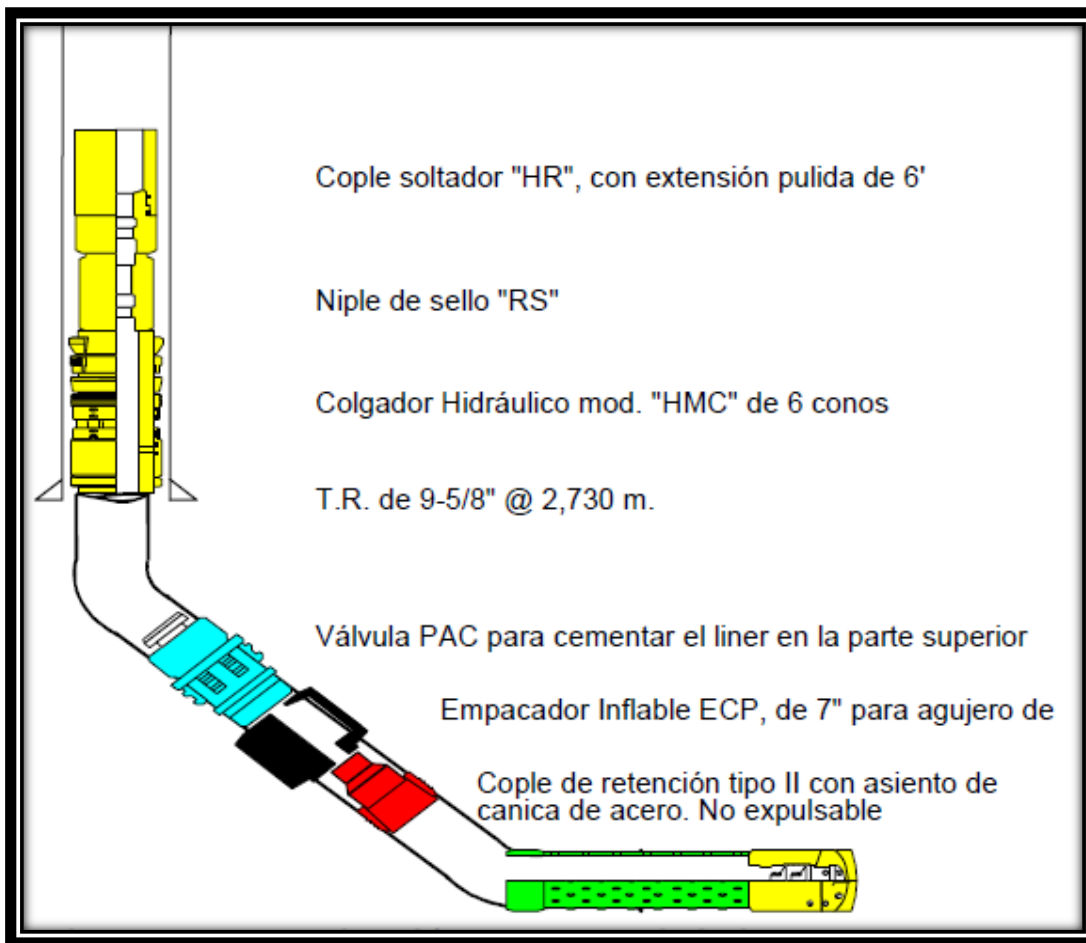


Figura 4.22 Terminación del lateral inferior del Pozo Santuario 28 H.³²

Corrida y ajuste del empacador ML Torque Master (figura 4.23).

1. Levantar la herramienta soltadora hidráulica B-2 conectada al ML Torque Master, combinación, niple de asiento de perfil necesario y sustituto del disco de vidrio. Armar el aparejo del empacador a la tubería.
2. Instalar marca radioactiva 10 [m] arriba del soltador hidráulico B-2.
3. Bajar el empacador y tubo de cola.
4. Registrar pesos al llegar 10 [m] arriba de la ventana del lateral superior.
5. Colocar el empacador a la profundidad indicada.
6. Tomar registros eléctrico GR/CCL.
7. Ajustar el empacador ML Torque Master.
8. Realizar prueba en el espacio anular arriba del empacador.
9. Liberar la herramienta hidráulica B-2, del empacador y sacar a superficie.

³² Un siglo de la perforación en México, UPMP.

Determinación de la orientación del empacador ML Torque Master (figura 4.23).

1. Corrida del gyro de lectura en la superficie con herramienta de orientación.
2. Dentro de la TR. para que se asiente en el perfil del empacador.
3. Correr tubería con el sustituto de orientación arriba y alineado al ancla de moler el torque master. Corra el gyro de lectura en la superficie para que asiente en el sustituto orientación.
4. Si el pozo tiene más de 5° de inclinación en el empacador, y hay MWD disponible, corra la herramienta MWD con la cara de la herramienta orientada al ancla de moler el torque master y un sustituto abierto entre ellos. Asiente el ancla en el empacador y lea la inclinación desde el lado alto de la cara. Un sustituto de orientación puede ser corrido arriba del MWD como seguro.
5. Para esta operación un sustituto de orientación y gyro de lectura en la superficie son seleccionados.
6. Con la unidad de registros y las herramientas de gyro. Corra dentro del pozo y asiente en empacador ML torque master, asegure que por lo menos 4 lecturas consistentes sean tomadas.
7. Saque del pozo y verifique que el testigo principal en las herramientas gyros se haya deformado.

Corrida del aparejo de cuchara ML y apertura de la ventana (fig. 4.23).

1. Armar el siguiente aparejo:
 - Ancla de molino torque master.
 - Sustituto ML Excluder de escombros.
 - Desconectador de corte raso ML.
 - Espaciadores cortos de tuberías.
 - Sustituto de descarga ML.
 - Sustituto de control ML.
 - Sustituto ML Excluder de escombros.
 - Cuchara ML de BOT.
2. Ajustar la orientación entre el empacador torque master y la cuchara ML, para posicionar la cuchara al rumbo deseado una vez introducida en el empacador.
3. Armar el molino con el sustituto orientador de fondo.
4. Introducir aparejo hasta el empacador torque master un tubo por encima del empacador, verificar pesos e introducir la cuchara dentro del empacador cargando hasta 7.5 toneladas de peso. Levante tensionando 10 toneladas sobre su peso para confirmar que la cuchara está enganchada.
5. Correr el registro giroscópico para confirmar la orientación deseada.

6. Cortar el perno bolt colocado entre el molino y la cuchara.
7. Moler una distancia de 18" a 24".
8. Circular lo suficiente, levantar el ensamble ML y la junta flexible.
9. Meter aparejo de molienda para moler cuchara, perforar 3 [m] de agujero debajo del ancla. Circular y sacar.

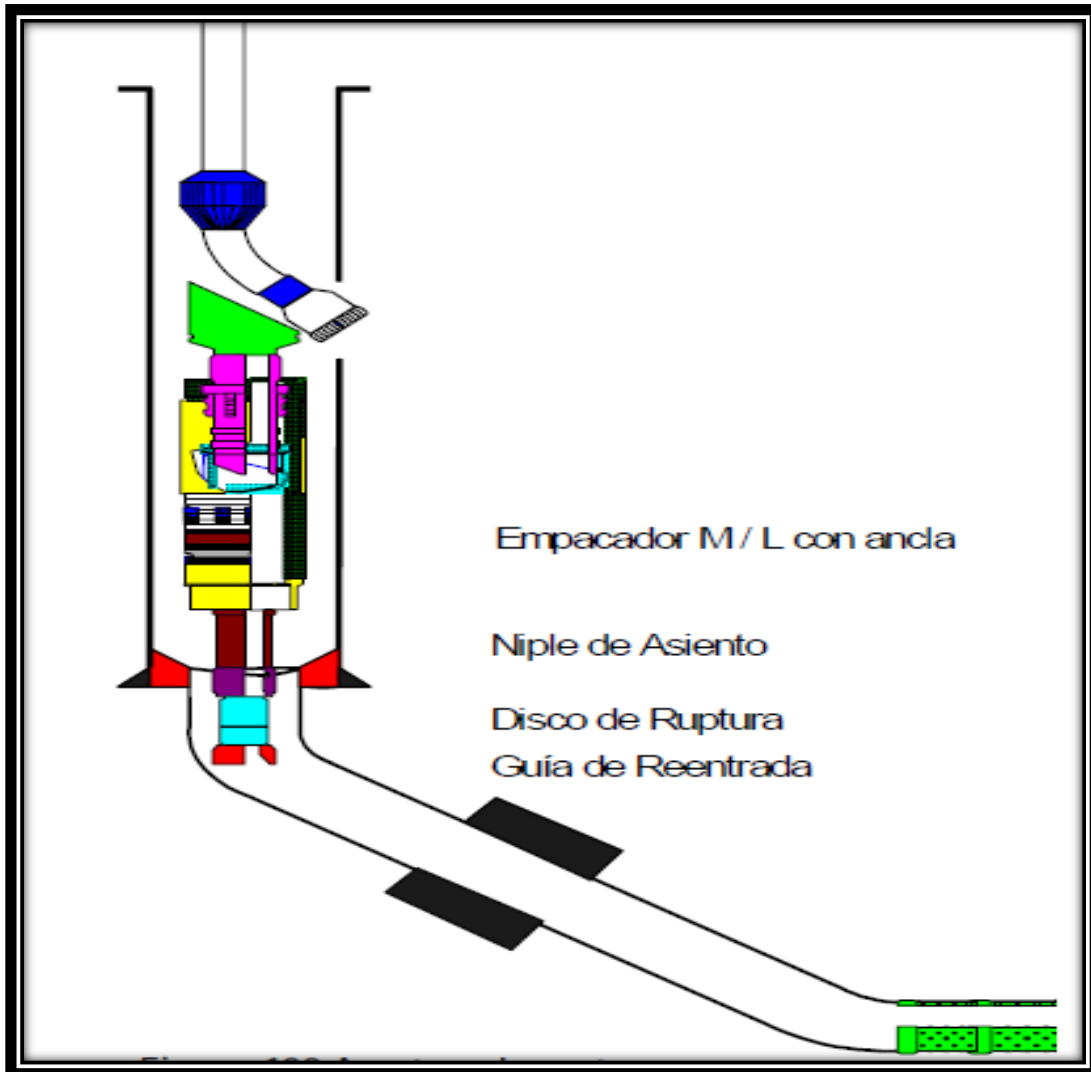


Figura 4.23 Apertura de ventana.³³

Perforación del lateral superior y corrida del liner ranurado (figuras 4.24).

Después de haber perforado la segunda rama según se describió con anterioridad se procede a la corrida del liner ranurado superior.

³³ Un siglo de la perforación en México, UPMP.

1. Armar accesorios del liner, asiento de canica, empacador inflable y válvula PAC a la tubería ranurada y correr en el pozo dentro del lateral.
2. Correr el liner hasta el fondo, ajustándolo a una profundidad de 5 a 8 [m] arriba de la ventana.
3. Soltar la herramienta soltadora del cople soltador HR.
4. Activar el empacador externo de TR inflable ECP, abrir la válvula PAC y cementar el liner.
5. Con barrena 8 1/2" rebajar cemento hasta la boca del liner (camisa HR).
6. Con barrena 5 7/8" reconocer el lateral de 7" hasta la válvula PAC.
7. Correr el registro CBL.
8. Efectuar prueba de producción.

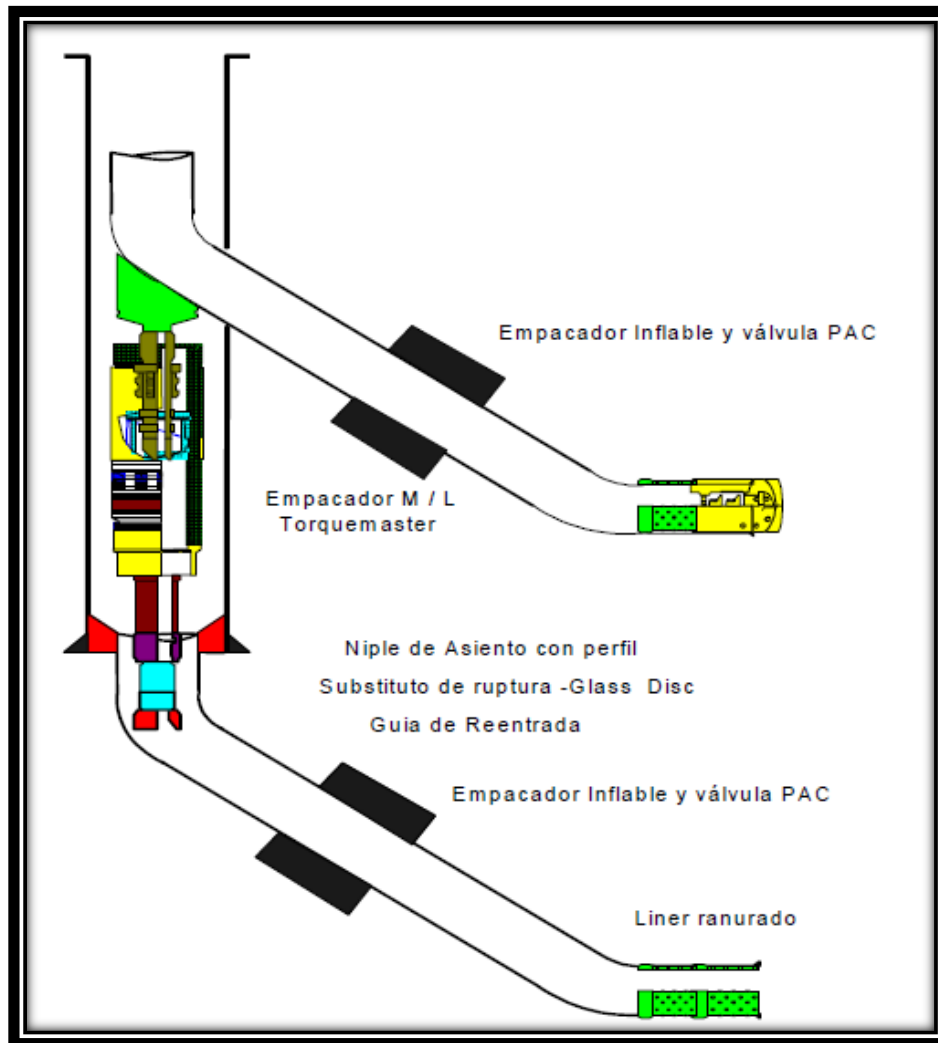


Figura 4.24 Perforación del lateral superior.³⁴

³⁴ Un siglo de la perforación en México, UPMP.

Instalación de la terminación del lateral superior (figura 4.25).

1. Levantar el empacador SC-1 con un perfil para el niple de asiento, sustituto de disco de vidrio y guía de reentrada por cable conectada a una herramienta de ajuste hidráulica B-2.
2. Correr dentro del pozo y entrar al tope del liner. Localizar el empacador en su profundidad y anclar la herramienta soltadora B-“.
3. Efectuar ajuste y prueba de presión a 500 [psi].
4. Liberar herramienta del empacador.
5. Colocar un bache viscoso arriba del empacador de terminación.

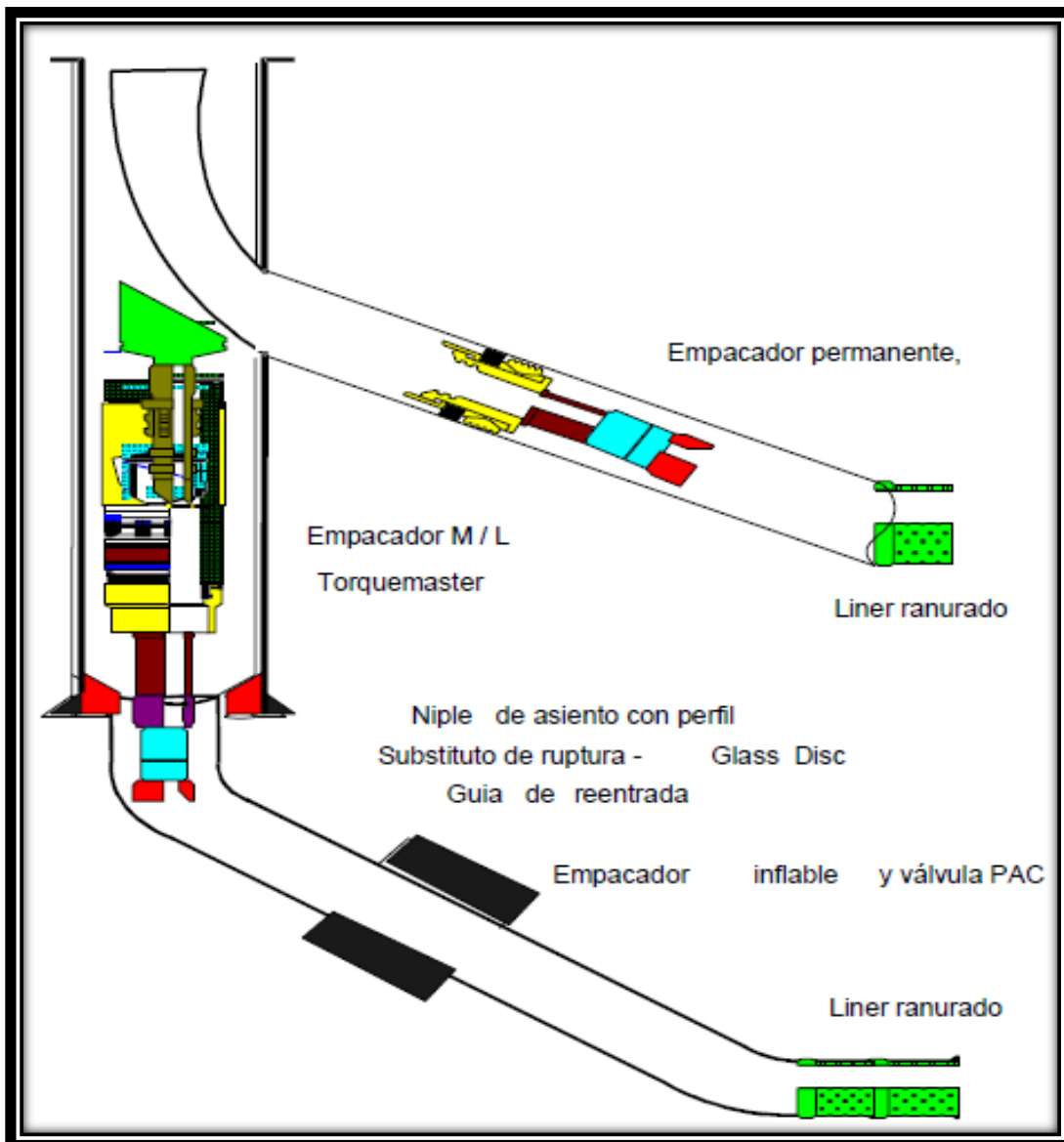


Figura 4.25 Terminación del lateral superior.³⁵

³⁵ Un siglo de la perforación en México, UPMP.

Las figuras 4.26 Y 4.27 representan las operaciones que anteceden a la instalación del equipo de terminación del proyecto. Las secuencias operativas del nivel 4 planteado, han sido las más específicas de acuerdo al manejo y operación de las herramientas. Estas no son muy comunes en una terminación convencional.

Parte fundamental en el desarrollo del programa de perforación es la interacción que debe de existir entre el personal operador de PEMEX y de compañía ya que, generalmente todas las herramientas de anclaje, soldadoras, empacadores, etc., son patente de compañía y operadas por su propio personal.

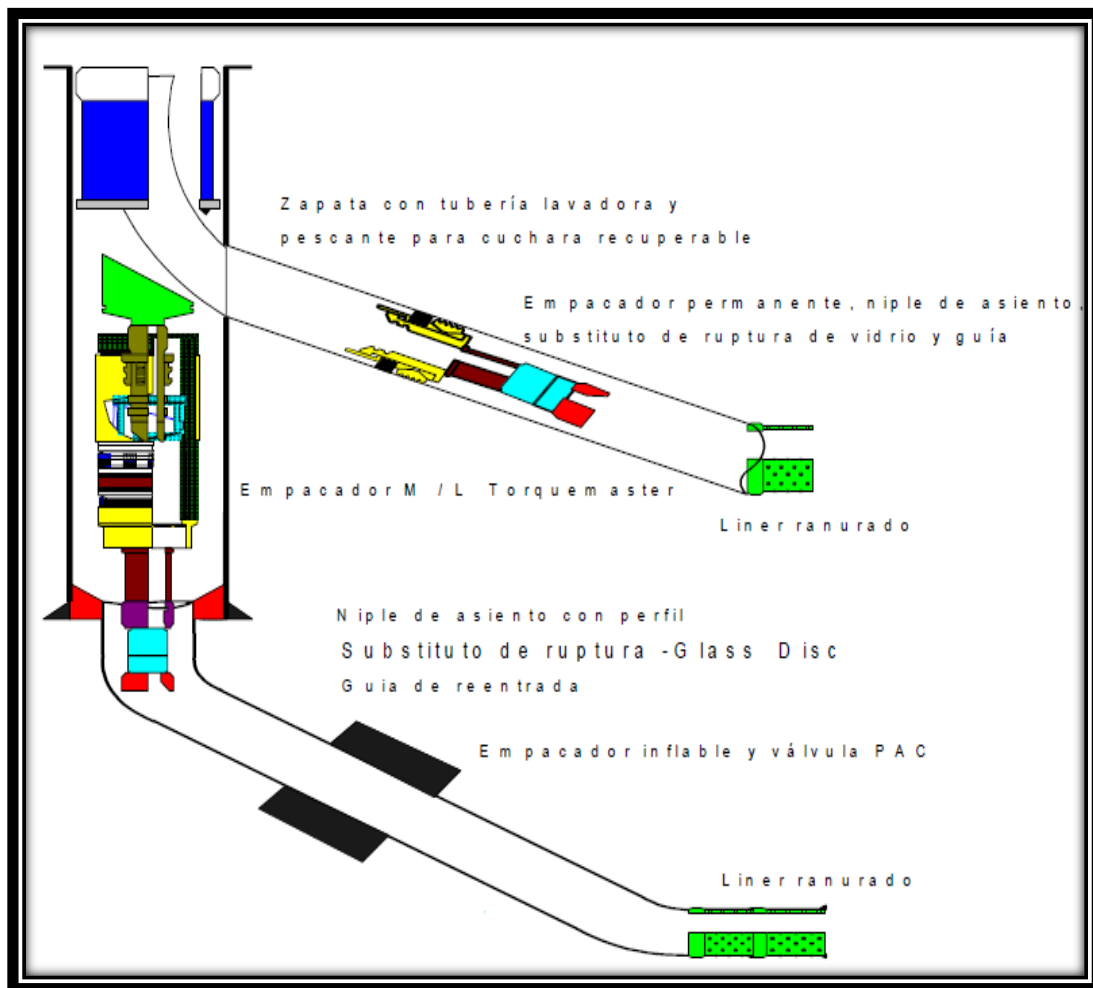


Figura 4.26 Molienda de la boca del liner y recuperación de la cuchara ML.³⁶

³⁶ Un siglo de la perforación en México, UPMP.

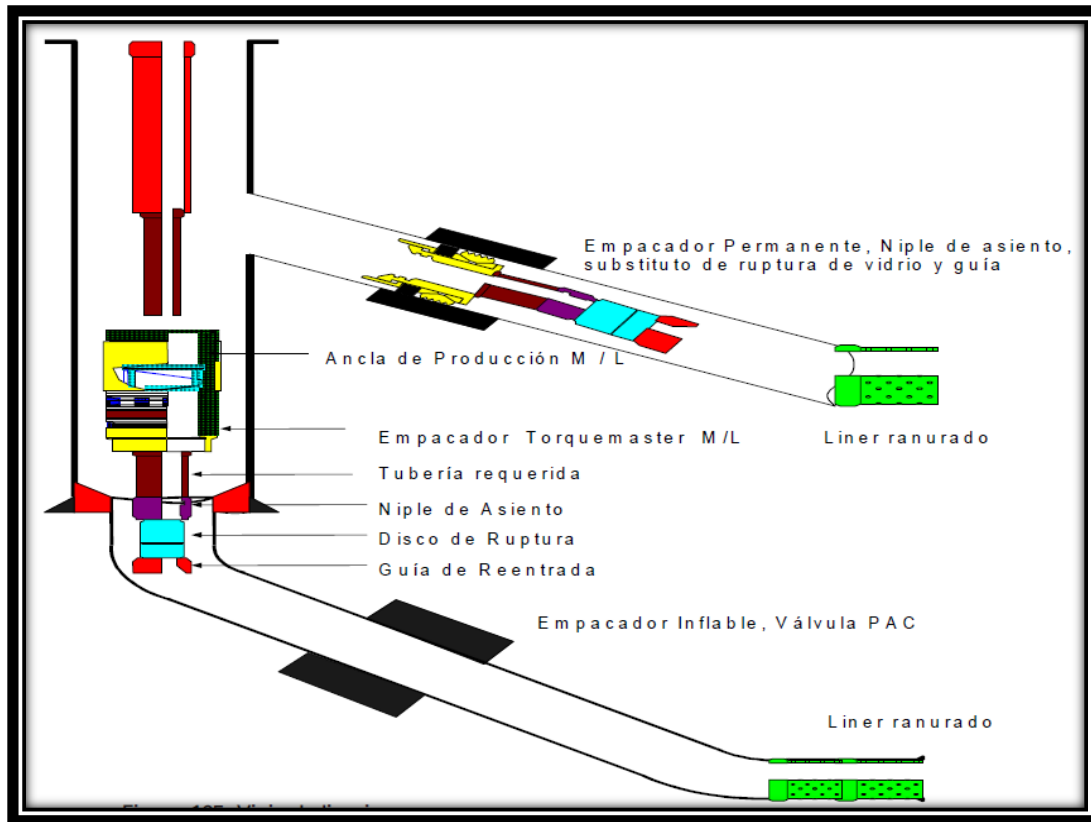


Figura 4.27 Viaje de limpieza.

Corrida del equipo de terminación (figura 4.28).

1. Bajar el pescante hasta el diámetro interior del empacador ML torque master y recuperar el recolector de escombros.
2. Levantar el ancla de producción torque master y conectarla al niple lateral de entrada (L.E.N.). añadir los espaciadores necesarios para colocar el niple en la ventana.
3. Levantar el empacador FHL de anclaje hidráulico y correr la tubería de producción.
4. Correr dentro del pozo hasta e empacador ML torque master y asentar el ancla en el empacador.
5. Efectuar prueba con 10 toneladas de peso para asegurar el anclaje.
6. Anclar el empacador FHL hidráulico y realizar una prueba por espacio anular con 50 [psi].
7. Descolgar de la herramienta dentro y fuera de la herramienta BOT (Baker Oil Tools) y levantar para espaciar correctamente.
8. Asentar tubería en el cabezal del pozo.
9. Probar sellos en el conector por dentro y fuera según la herramienta BOT.
10. Colocar la válvula H.
11. Correr la tubería flexible dentro del pozo para lavar el material de la píldora fuera del lateral y para quebrar el disco de vidrio en el sustituto de vidrio de la terminación lateral.

12. Correr las herramientas para jalar el diverter del perfil del LEN.
13. Instalar la camisa de protección dentro del perfil del LEN.
14. Ejecutar la misma operación de lavado debajo del empacador ML torque master y quebrar el disco de vidrio para abrir la zona inferior.
15. Hacer fluir el pozo para limpiar y realizar las pruebas de producción.

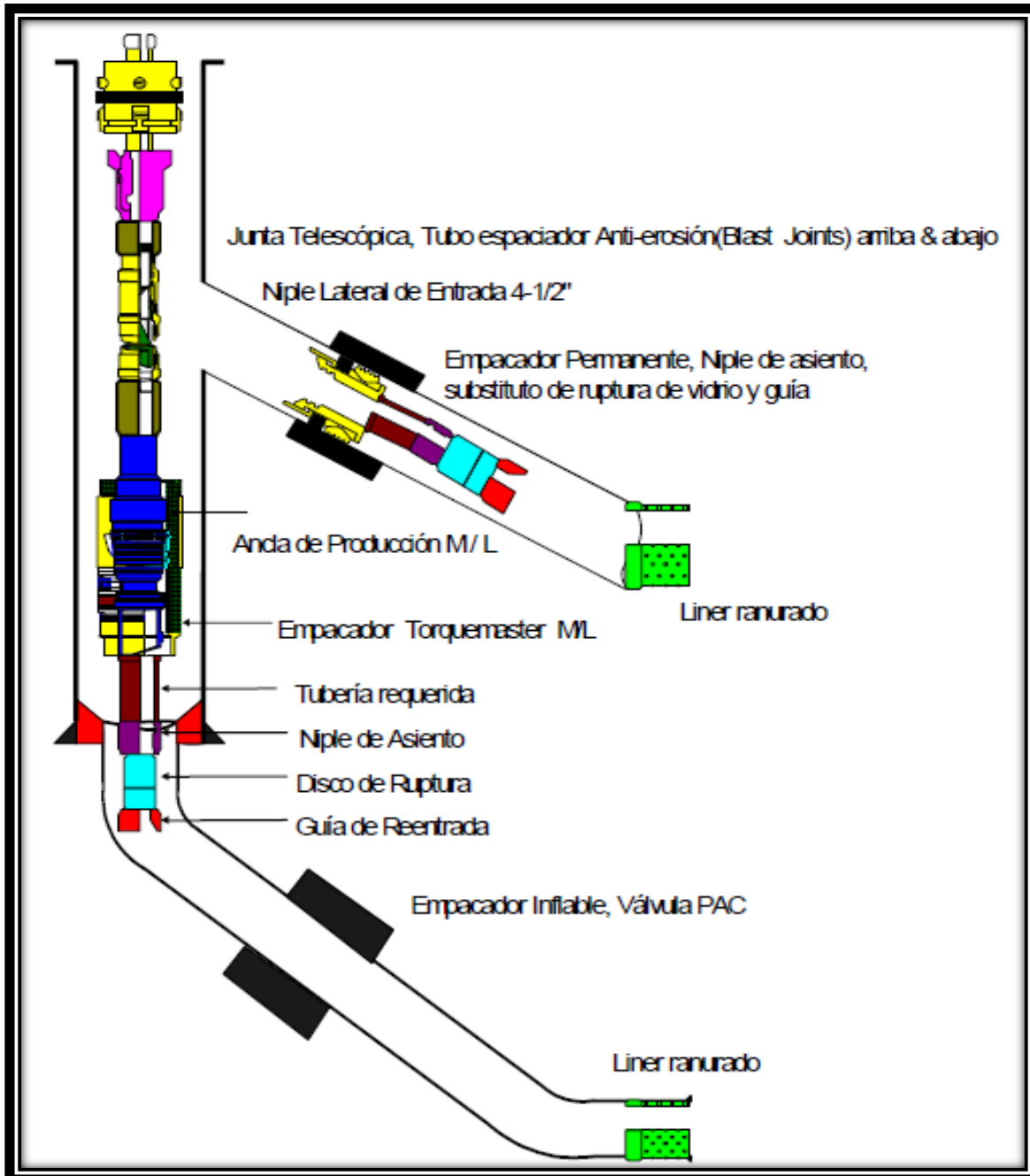


Figura 4.28 Corrida del equipo de terminación.³⁷

³⁷ Un siglo de la perforación en México, UPMP.

En las figuras 4.28 y 4.29 se muestran las principales herramientas que componen el equipo de terminación para el pozo Santuario 28 H.

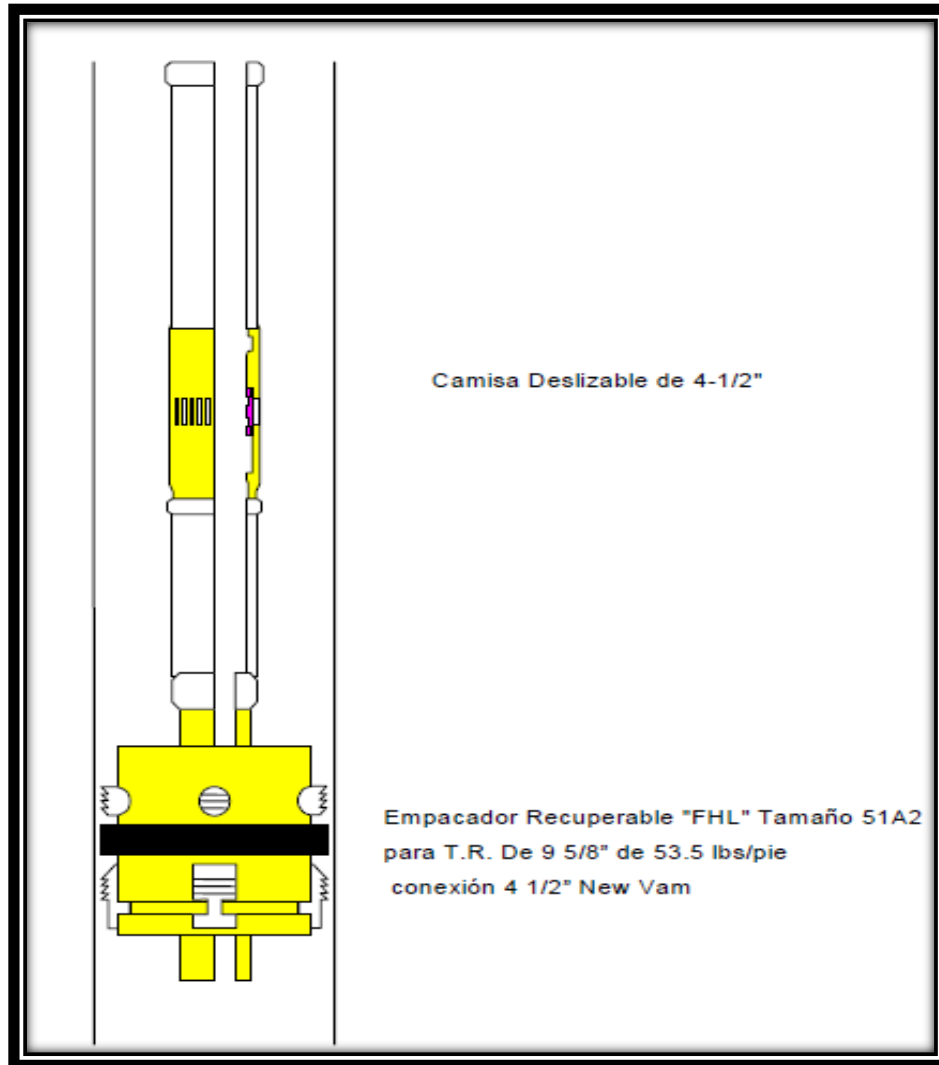


Figura 4.29 Terminación en T.R. 9 5/8".³⁸

³⁸ Un siglo de la perforación en México, UPMP.

5 RESERVAS Y DESARROLLO DE CAMPOS.

La industria del petróleo y del gas de México está cambiando la forma de desarrollar sus negocios. Los resultados se traducen en mejoras sustanciales en la eficiencia y la producción a medida que evolucionan los alcances de los proyectos, pasando de los contratos de servicios estándar de adquisición de registros, cementación y estimulación. A los proyectos de desarrollo de campos petroleros a gran escala.

Las alternativas para incrementar la actividad en un campo petrolero por lo regular son tres: pueden invertir en personal y servicios expertos; pueden asociarse con otra compañía petrolera; o pueden integrar equipos con proveedores de servicios integrados. La contratación de servicios de expertos resulta adecuada para ciertas compañías y ciertos proyectos, quizás no se adecue a todas las situaciones. La asociación con otras compañías puede resultar exitosa en muchos casos, pero en ciertos países no está permitida. Trabajar con un proveedor de servicios integrados permite que el personal de la compañía operadora concentre sus esfuerzos en problemas más complejos, pero a menudo exige un cambio en la forma de operar.

El establecimiento de procesos para la evaluación y clasificación de hidrocarburos acordes a las definiciones empleadas internacionalmente, garantiza la certidumbre y transparencia en los volúmenes de reservas reportados, así como en los procedimientos empleados para su estimación. Las reservas poseen un valor económico asociado a las inversiones, a los costos de operación y mantenimiento, a los pronósticos de producción y a los precios de venta de los hidrocarburos.

La explotación de las reservas requiere inversiones para la perforación de pozos, la realización de reparaciones mayores y la construcción de infraestructura entre otros elementos. Así, para la estimación de las reservas se consideran todos estos elementos para determinar su valor económico. Si éste es positivo, entonces los volúmenes de hidrocarburos son comercialmente explotables y, por tanto se constituyen en reservas. En caso contrario, estos volúmenes pueden clasificarse como posibles si son marginales, es decir, si un ligero cambio en el precio de los hidrocarburos, o una pequeña disminución en sus costos de desarrollo o de operación y mantenimiento. Permite que su evaluación económica sea positiva. Si tampoco es el caso, los volúmenes se clasifican como recursos contingentes.

5.1 Reservas en la cuenca de Comalcalco.

En general, la Región Sur se ha mantenido en el segundo lugar de producción nacional de aceite en los últimos 30 años; también ocupa el mismo lugar en términos del volumen original probable de aceite. El Activo Integral Bellota-Jujo

contribuye con el 37.5 de la producción total regional, dicho activo es donde se encuentra ubicada la mayor parte de la zona de estudio.

En lo que respecta al volumen original probado de gas natural, la Región Sur aporta 38% del total del país, esto significa un volumen de 68675.6 miles de millones de pies cúbicos (figura 5.1)

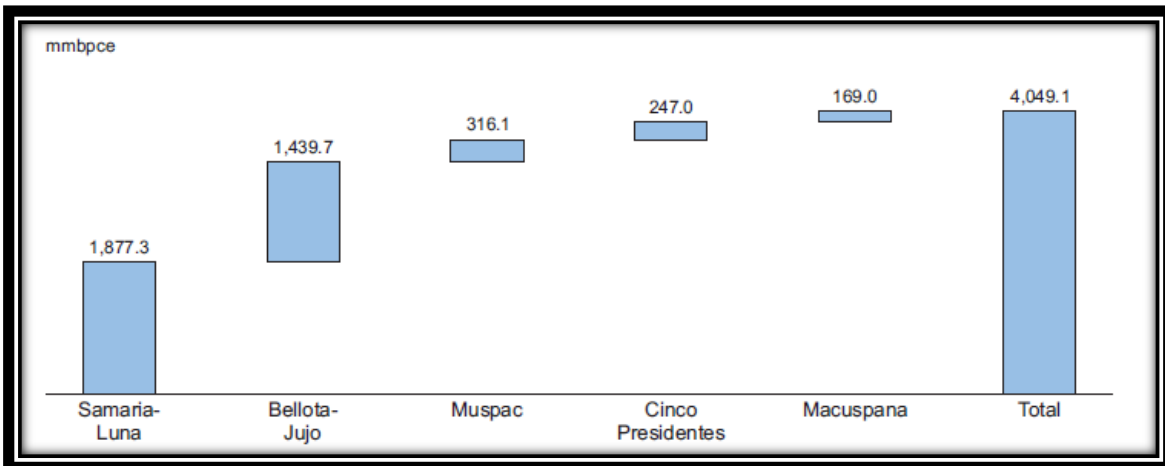


Figura 5.1 Reservas probadas al 1 de enero de 2009, en la región sur.¹

El activo integral Bellota-Jujo produce un total de 1310.0 miles de millones de pies cúbicos, es el principal contribuyente del volumen original probable de gas natural de la región con 30.6% (figura 5.2).

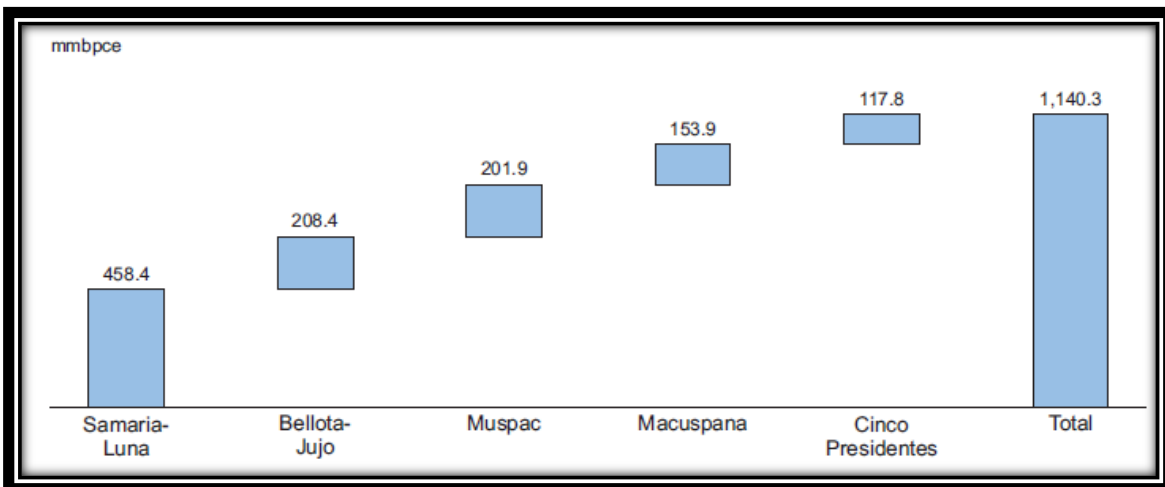


Figura 5.2 Reservas probables al 1 de enero de 2009.²

¹ Reservas de hidrocarburos 2009, PEMEX.

² Reservas de hidrocarburos 2009, PEMEX.

La reserva posible de la región presenta un incremento de 13.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Esta variación se debe a que algunos campos agregaron volúmenes de producción (figura5.3).

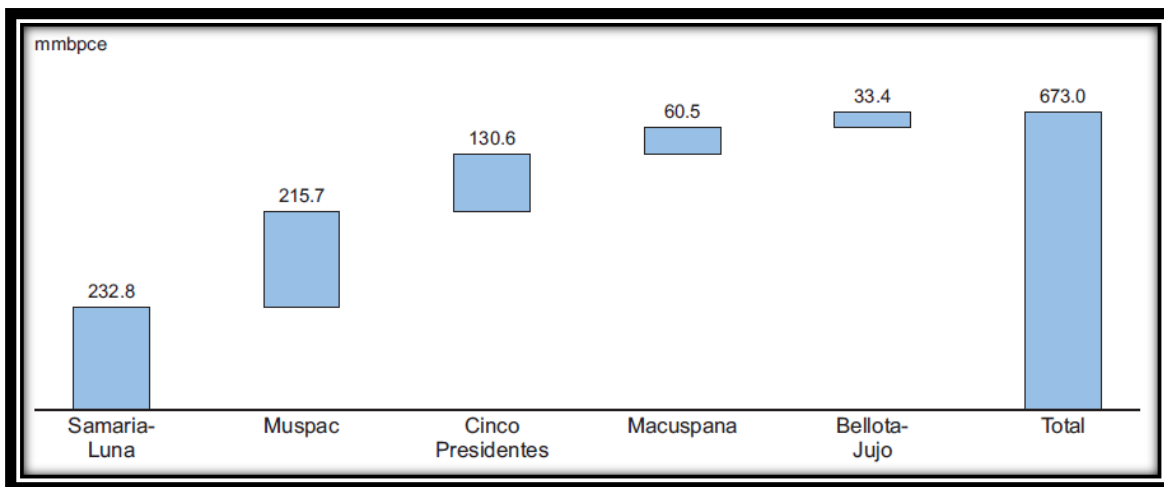


Figura 5.3 Reservas posibles al 1 de enero de 2009.³

En lo que corresponde a la Cuenca de Comalcalco, los campos Tajón y Tepeyil son los que tienen los principales volúmenes de reservas probables de aceite con 50.5 millones de barriles. En cuanto a las reservas probables, se ha tenido una disminución en los campos Tajón, Yagual, por 160.8 millones de barriles. En el campo Tajón, la reducción se debe a la revisión del comportamiento presión-producción del pozo Tajón-101 y a los resultados adversos obtenidos en la perforación Tajón-105 y 121. En el caso de los campos Palangre y Yagual, la razón es la desincorporación de bloques en cada uno de los campos y por la revisión del comportamiento presión- producción de campo.

Para el petróleo crudo equivalente también hubo una disminución, lo anterior se debió principalmente por el resultado desfavorable de los pozos perforados durante 2008 en el campo Tajón.

5.1.1 Relación reserva producción.

Si esta relación se calcula utilizando la reserva 2P, la relación resulta para 14.6 años, en tanto para la reserva 2P es de 21.8 años. Para el caso de la relación reserva probada-producción de gas natural es de 23.5 años.

Para el caso de la relación de reserva probada-producción de la región en términos de petróleo crudo equivalente se tienen 16.9 años.

³ Reservas de hidrocarburos 2009, PEMEX.

5.1.2 Reservas por tipo de fluido.

La reserva probada está constituida aproximadamente por 61.3% de aceite crudo, 1.9% de condensado, 14.2% de líquidos de planta y 22.7% de gas seco equivalente a líquido. De acuerdo a lo anterior existe una diversidad de yacimientos en la zona de estudio, como son yacimientos de gas no asociado, así como de aceite y gas asociado, que presentan altas relaciones gas-aceite. Asimismo, se observa que el gas producido por estos yacimientos contiene una gran cantidad de líquidos que son recuperados en los centros procesadores.

5.2 Desarrollo de campos.

El desarrollo de campos incluye diversos procesos con la finalidad de alargar la vida productiva de los pozos, por lo que se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

Antecedentes del proyecto

- Situación actual.
- Reservas remanentes.
- Actividades a realizar en el periodo en curso.

Caracterización de yacimientos

- Modelo geológico.
- Sustento de actividades propuestas.
- Actividades estratégicas.

Ingeniería de yacimientos

- Reservas.
- Historia y pronósticos de producción.
- Pruebas de presión producción.
- Actividades estratégicas.

Ingeniería de producción

- Análisis de producción.
- Mediciones.
- Manejo de la producción.
- Actividades estratégicas.

5.2.1 Oportunidades.

Dentro de la Cuenca de Comalcalco se tienen oportunidades de exploración de desarrollo de campos en el área marina, especialmente en el campo Puerto Ceiba que brinda las posibilidades de extensión hacia esta zona, para ello se deben utilizar todos los medios necesarios para alcanzar los objetivos con el menor costo

posible, algunas de las herramientas que se está utilizando es la perforación de pozos horizontales, multiláteras y direccionales en campos del Terciario.

Aunado a la perforación de nuevos pozos se tiene la implementación de sistemas artificiales de producción (SAP), lo que representa una alternativa viable para atenuar la declinación en la producción de algunos pozos. Además se pretende el desarrollo de campos que se encontraban en etapa de exploración con la finalidad de aumentar la producción y las reservas de la zona de estudio.

5.2.1.1 Reservas remanentes proyecto integral El Golpe-Puerto Ceiba.

Dentro de la Cuenca de Comalcalco, el proyecto integral el Golpe Puerto Ceiba tiene gran importancia, ya que el campo Puerto Ceiba es uno de los grandes productores de la Cuenca, dicho campo aporta casi el 70 % de la producción del total de los campos que componen este proyecto, al año 2007, Puerto Ceiba contaba con el 73.28% de la reserva remanente 2P de aceite, siguiéndole Tintal y Santuario con el 7.20 y 6.6% respectivamente (figura 5.4).

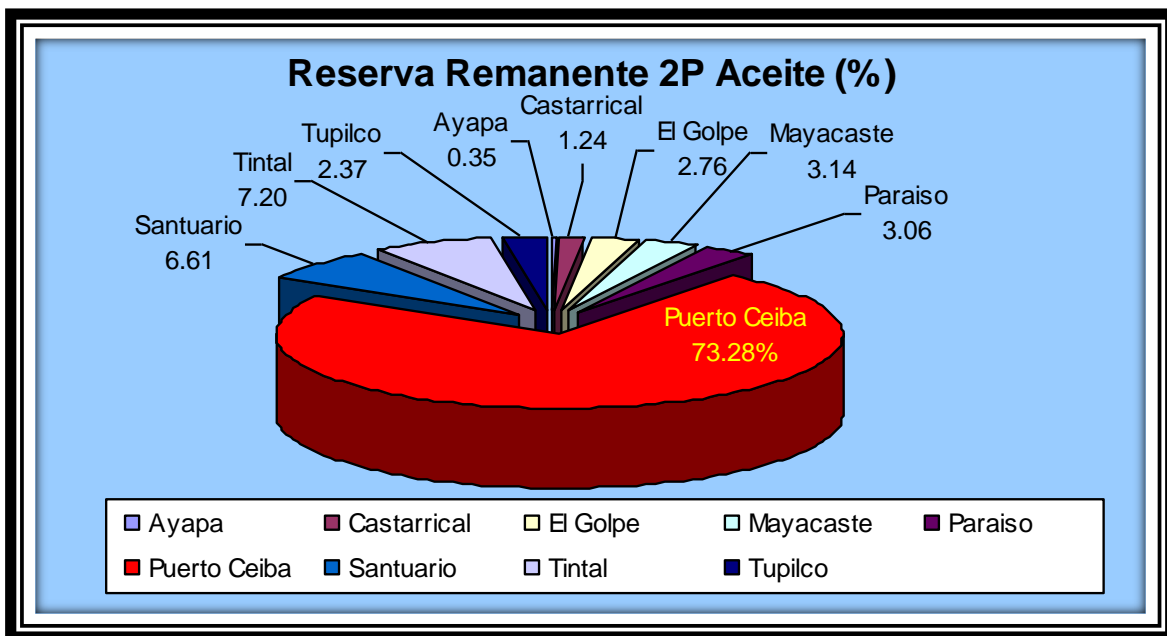


Figura 5.4 Reserva remanente 2P total de aceite del proyecto 199.6 [MMB].

Con lo que respecta al gas, Puerto Ceiba se sigue ubicando en la primera posición de la reserva remanente 2P de gas, al aportar el 71.02% del total producido por estos campos; le siguen el campo Santuario y Tintal con 10.57 y 5.05% respectivamente (figura 5.5).⁴

⁴ Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PMEX.

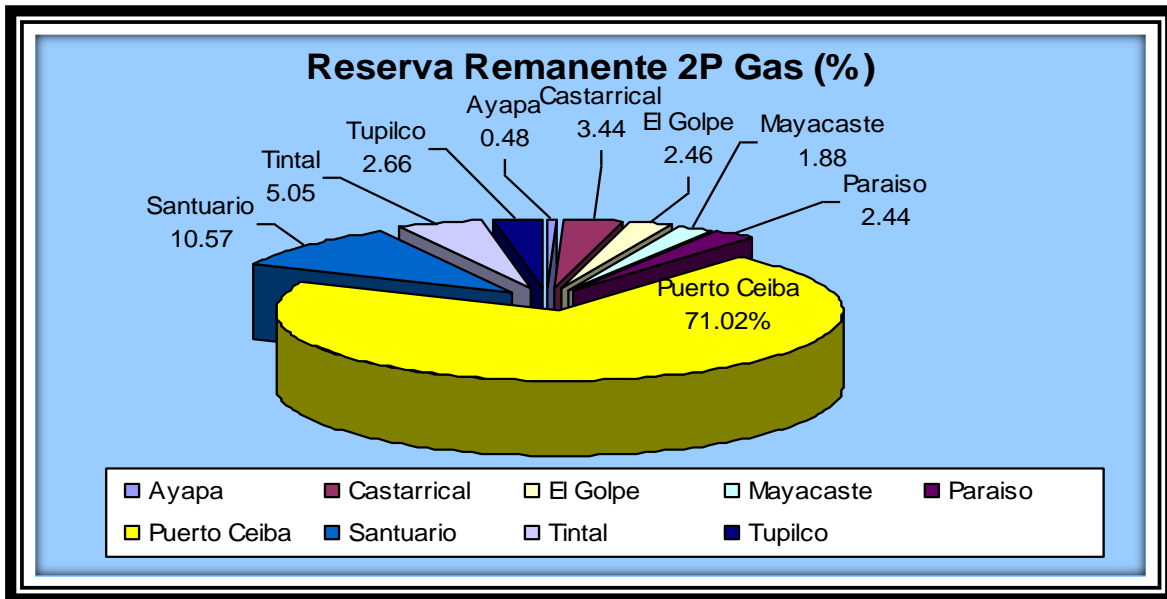


Figura 5.5 Reserva remanente 2P total de gas del proyecto, 124.8 [MMMPC].⁵

5.2.1.2 Actividades del proyecto.

Se deben de crear varios escenarios para el desarrollo de los campos de gas y/o aceite y ver la factibilidad de implementar uno u otro de los propuestos, cada uno tendrá distintos tiempos de ejecución, así como diversas actividades a desarrollar; todo con la única finalidad de obtener la mejora de la producción (tabla 5.1).

Actividad	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Perforaciones																	
2007-2021	7	8	7	4													26
2008-2022	*5	7	5	6	1												19
Terminaciones																	
2007-2021	7	8	7	4													26
2008-2022	*5	6	5	7	1												19
Reparaciones mayores																	
2007-2021	8	7	3	4			1	2									25
2008-2022	*18	5	7	8	2			2									24
Reparaciones menores																	
2007-2021	11	10	13	11	7	3	3	1									59
2008-2022	*8	17	10	16	13	3	2	1	5	5	5	5	4	4	4	17	62
Estimulaciones																	
2007-2021	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12		178
2008-2022	*5	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	178

Tabla 5.1 Actividades del proyecto integral El Golpe-Puerto Ceiba.⁶

⁵ Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PEMEX.

5.2.1.3 Programas operativos dentro del proyecto.

La figura 5.6 muestra una de las opciones de desarrollo de campos y el orden cronológico de las operaciones que se llevarán a cabo dentro del proyecto integral El Golpe Puerto Ceiba, el programa incluye reparaciones menores (RME), reparaciones mayores (RMA), perforaciones y terminaciones.

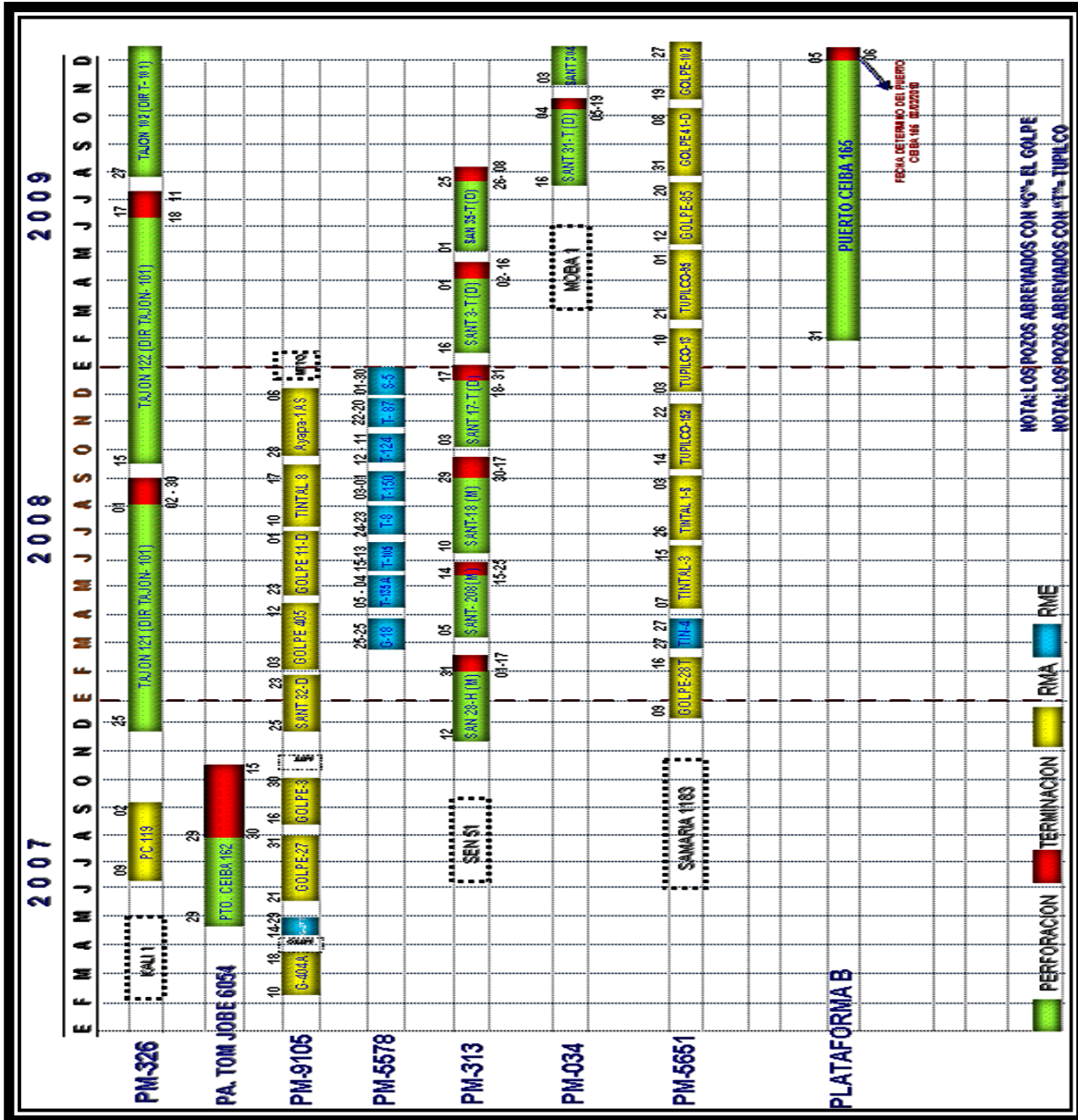


Figura 5.6 Programa operativo 2008/14 nov.⁷

⁶ Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PEMEX.

⁷ Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PEMEX.

Las figuras 5.7 y 5.8 muestran las otras opciones de desarrollo de campos y el orden cronológico de las operaciones que se llevarán incluyendo también reparaciones menores (RME), reparaciones mayores (RMA), perforaciones y terminaciones.

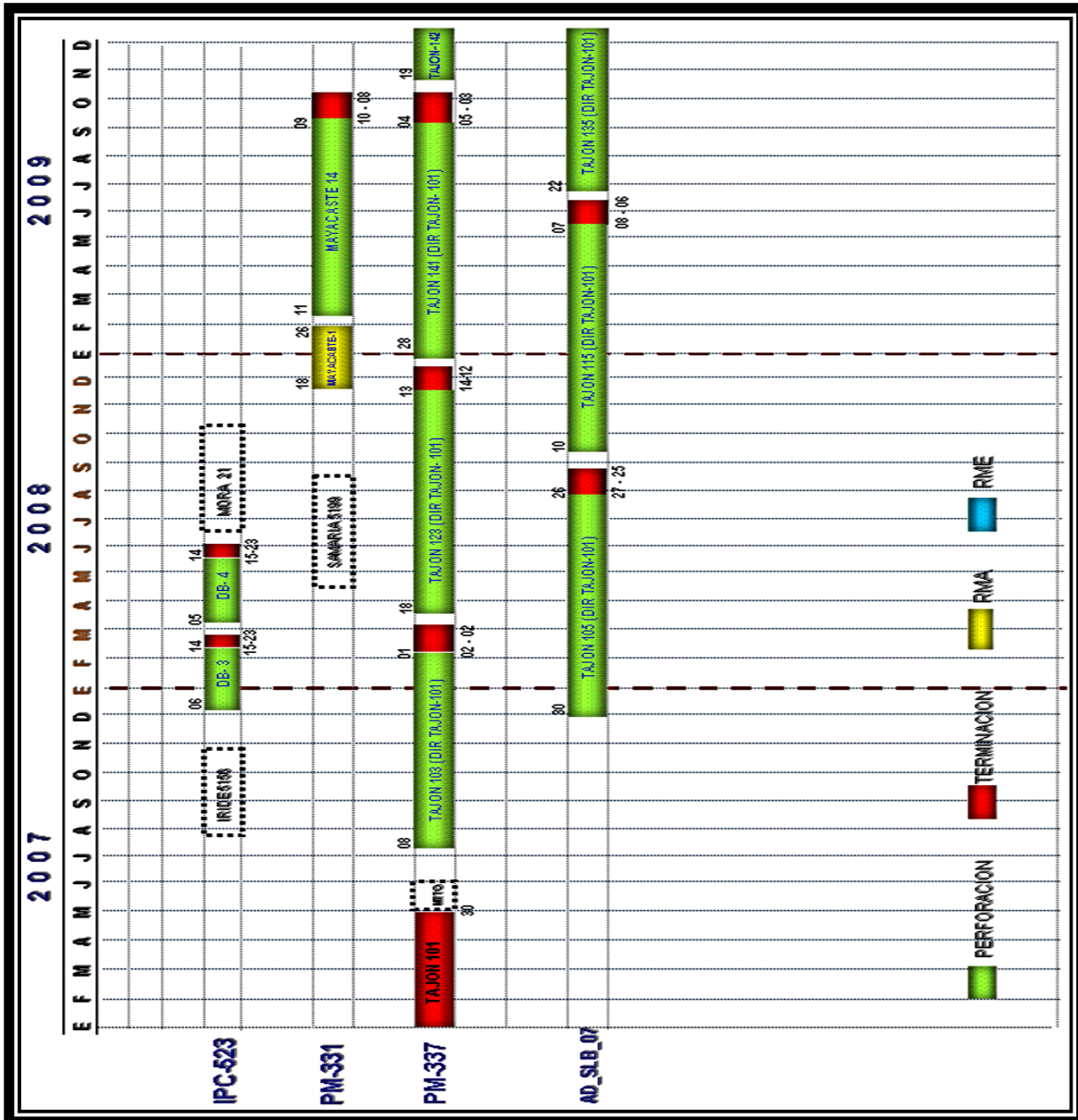


Figura 5.7 Programa operativo 2007/14 nov. El nombre de cada pozo intervenido se muestra en la figura.⁸

⁸ Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PEMEX.

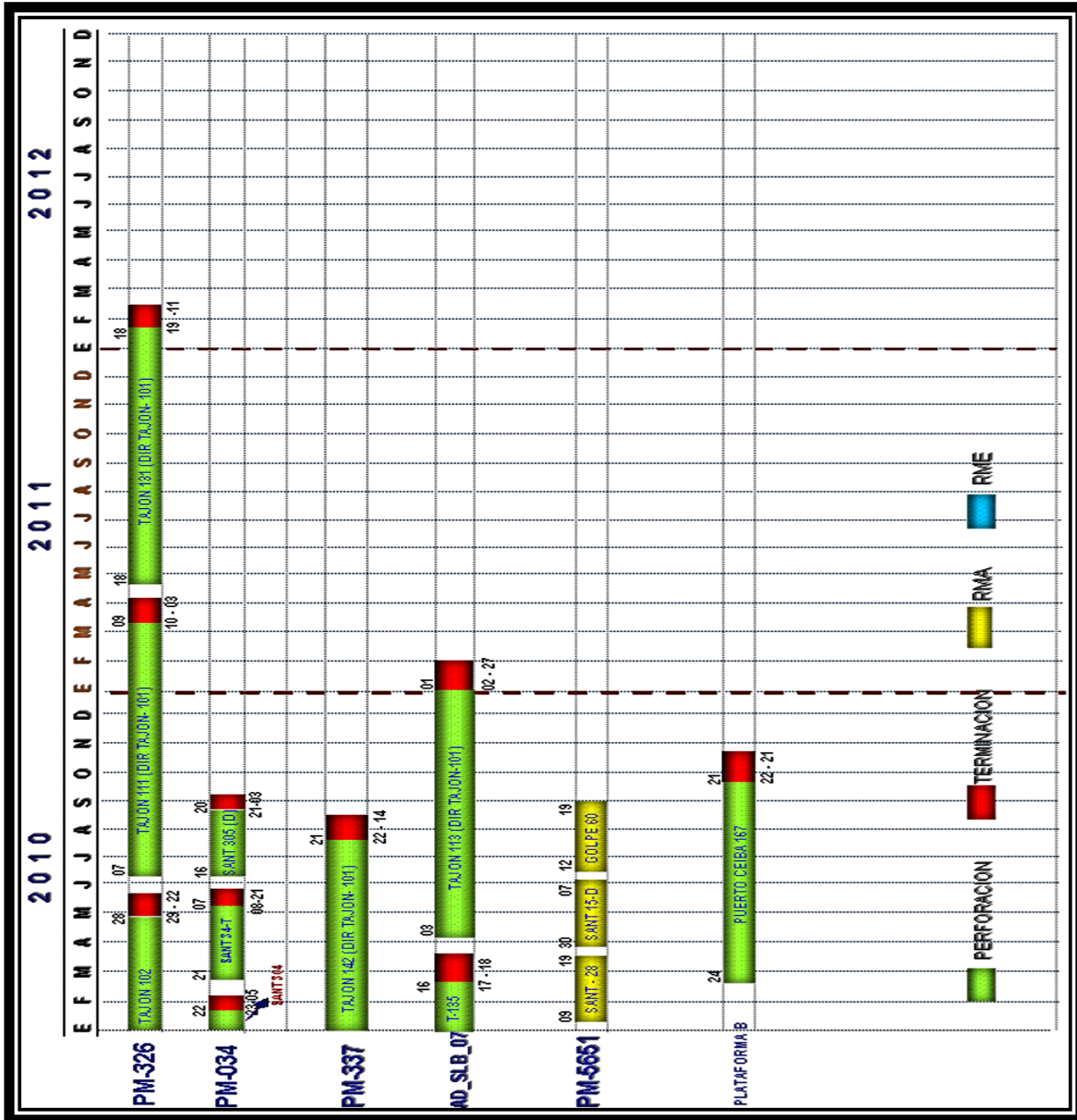


Figura 5.8 Programa operativo 2007/14 nov.⁹

5.2.1.4 Éxito volumétrico de pozos perforados.

El éxito volumétrico de los pozos perforados en la zona tiene buenos porcentajes, a excepción de los campos Tupilco y Ayapa que tienen pequeñas deficiencias, alcanzando apenas el 68% y 45% de eficiencia respectivamente; el resto de los campos tienen eficiencias alrededor del 80% lo que da mayor seguridad en el desarrollo de los campos (figura 5.9).

⁹ Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PEMEX.

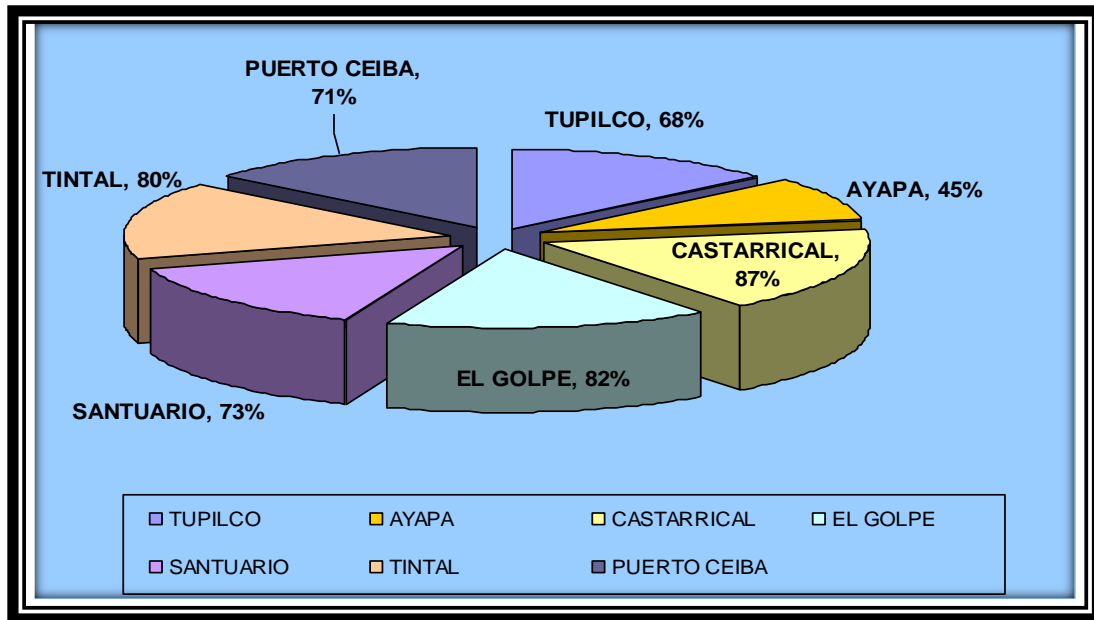


Figura 5.9 Éxito volumétrico en pozos perforados en el proyecto integral El Golpe-Puerto Ceiba.¹⁰

Haciendo la proyección de ambas opciones de operación: Programa Operativo 2007/14 nov. Y Programa Operativo 2008/14 nov. del proyecto El Golpe-Puerto Ceiba se propone que la que favorece el desarrollo de los campos es la que abarca el periodo del 2007 al 2021, esto se debe a que dentro del proyecto que abarca del 2008-2022 hay un decremento de producción en el inicio del horizonte de producción debido al atraso en las terminaciones de 3 pozos en el campo Puerto Ceiba, además de que existe una fuerte declinación como resultado de la invasión de agua por alto fracturamiento del yacimiento (figuras 5.10 y 5.11).

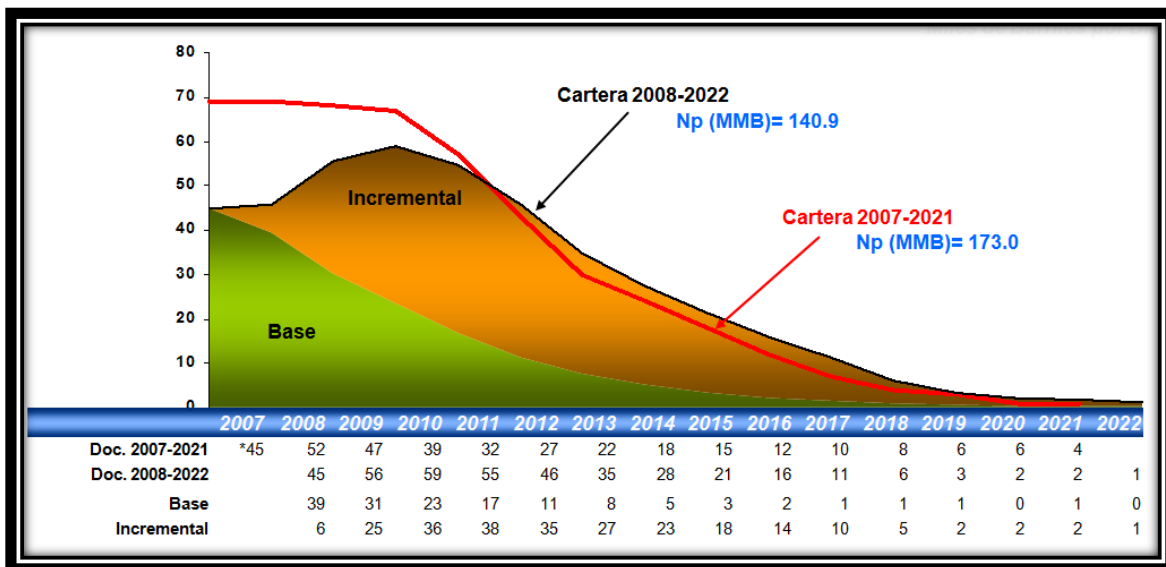


Figura 5.10 Comparación del horizonte de producción de aceite de los programas de operación.¹¹

¹⁰ Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PEMEX.

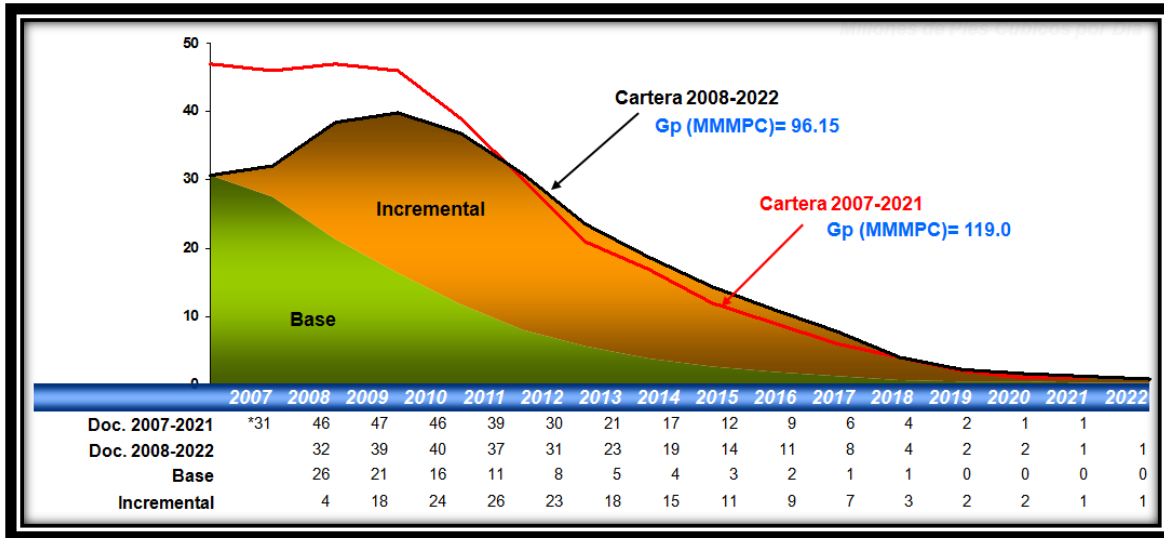


Figura 5.11 Comparación del horizonte de producción de gas de los programas de operación.¹²

5.2.1.5 Oportunidades a corto y mediano plazo.

Las oportunidades a corto y mediano plazo se muestran en la tabla 5.2, en ella se pueden identificar los pozos a intervenir, tipo de intervención, el gasto esperado y el costo de la inversión.

A CORTO PLAZO			
Pozo	Intervención	Qo esperado (bpd)	Costo de la intervención \$MM M.N.
El Golpe 28-T	RMA C/E	250	18.0
Tupilco 8	RMA S/E	50	0.5
Santuario 5	RMA S/E	50	0.5
		350	19.0
A MEDIANO PLAZO			
Pozo	Intervención	Qo esperado (bpd)	Costo de la intervención \$MM M.N.
P. Ceiba 130	RMA S/E	300	5.0
P. Ceiba 113-B	RMA C/E	600	25.0
P. Ceiba 133	RMA C/E	500	25.0
P. Ceiba 125	RMA C/E	1500	25.0
		2900	80.0
		3250	99.0

Tabla 5.2 Oportunidades a corto y mediano plazo.¹³

¹¹ Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PEMEX.

¹² Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PEMEX.

5.2.1.6 Estrategias para cumplir los programas.

Para esta parte del proyecto se deben de tomar en cuenta a todos los departamentos involucrados dentro de la explotación del petróleo, empleando el concepto de sinergia con la finalidad de obtener los mejores resultados en el desarrollo del proyecto.

Algunas de las actividades a desarrollar en el proyecto, son las siguientes:

- Mejorar el sustento técnico de las actividades propuestas a través de la aplicación de la metodología visualización, conceptualización y definición (VCD).
- Actualización del modelo geológico del campo Puerto Ceiba en colaboración con la Subgerencia de caracterización inicial y delimitación de yacimientos del Activo Regional de Exploración (ARE).
- En colaboración con la Gerencia de Tecnología de la Subdirección de Perforación realizar el estudio de factibilidad técnica para la perforación del pozo Puerto Ceiba 165 de alcance extendido.

5.2.2 Caracterización de yacimientos.

Dentro del desarrollo de campos se debe tener la máxima información posible, ya que ello nos dará un mayor grado de certeza en la aplicación de cualquier proyecto.

Los avances tecnológicos permiten tener una mejor precisión en la adquisición de datos con lo que la información sobre reservas probables y posibles se confirma ya sea en forma benéfica o no.

5.2.2.1 Horizontes productores.

Con la finalidad de obtener nuevas posibilidades de desarrollo, se recurre a revisar la información de secciones y cubos sísmicos verificando posibles horizontes productores, los registros geofísicos, núcleos y recortes de pozos en pozos próximos, son herramientas esenciales en este tipo de estudio (figura 5.12).

¹³ Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PEMEX.



Figura 5.12 Horizontes productores en el campo Puerto Ceiba.¹⁴

Al igual que en el campo Puerto Ceiba, en el campo Santuario se tiene la posibilidad de encontrar nuevos horizontes productores. En la figura 5.13 y se interpreta la posible existencia de posibles arenas productoras.

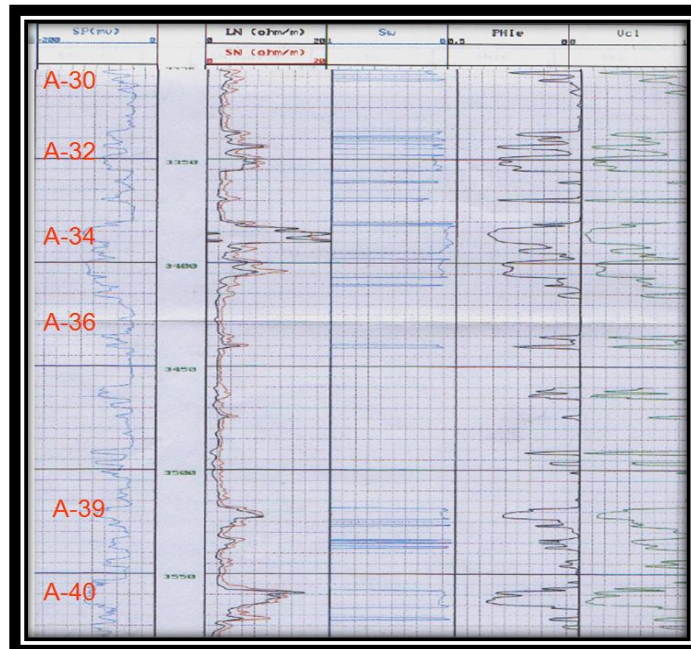


Figura 5.13 Registro geofísico indicando posibles arenas productoras.¹⁵

¹⁴ Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PEMEX.

¹⁵ Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PEMEX.

5.2.2.2 Pruebas de presión.

Otra de las herramientas de gran utilidad en el desarrollo de campos son las pruebas de presión, las pruebas de presión consisten básicamente en generar y medir variaciones de presión en los pozos, y su objetivo es obtener información del sistema roca-fluidos y de los pozos, a partir del análisis de las variaciones de presión. La información que se puede obtener incluye daño, permeabilidad, porosidad, presión media, discontinuidades, etc., la cual es esencial para la explotación eficiente de los yacimientos. En el campo Tajón la prueba se realizó con un equipo de separación portátil utilizando distintos diámetros de estranguladores obteniendo los siguientes resultados de la tabla 5.3.

Fecha	Estrangulador [Pg]	°API	Qo [BPD]	Qg [MMSCFD]	RGA [m ³ /m ³]	Agua [%]	Presión cabeza [Psia]
13/Abr/2007	1/4"	33	2850	1.670	104	0	6247.3
14/Abr/2007	3/8"	33	4220	2.604	118	0	3427.08
14/Abr/2007	1/2"	33	4550	2.960	116	0	1952.4
17/Abr/2007	3/8"	33	4118	2.581	112	0	3401.34

Tabla 5.3 Resumen de mediciones con estranguladores programados con equipo de separación portátil.

5.2.2.3 Pronóstico de producción.

Con base en los datos generados de las pruebas anteriores se generó un pronóstico de producción de los campos Tajón, Arrastradero, Puerto Ceiba y Mayacaste. Los cuales muestran el siguiente comportamiento con respecto a su producción de aceite y gas.

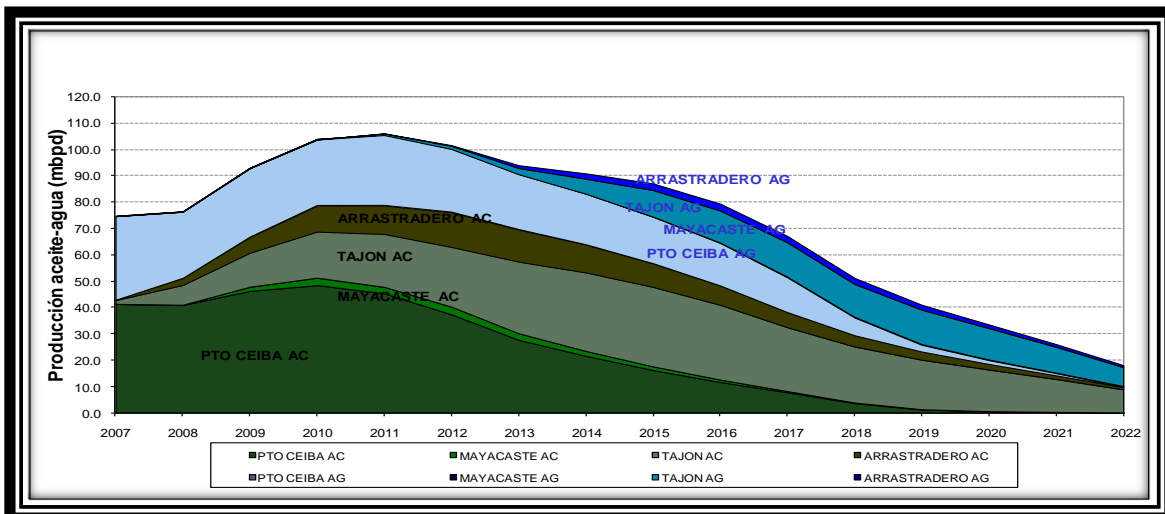


Figura 5.14 Pronóstico de producción de aceite-agua, campo Puerto Ceiba y campos exploratorios.¹⁶

¹⁶ Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PEMEX.

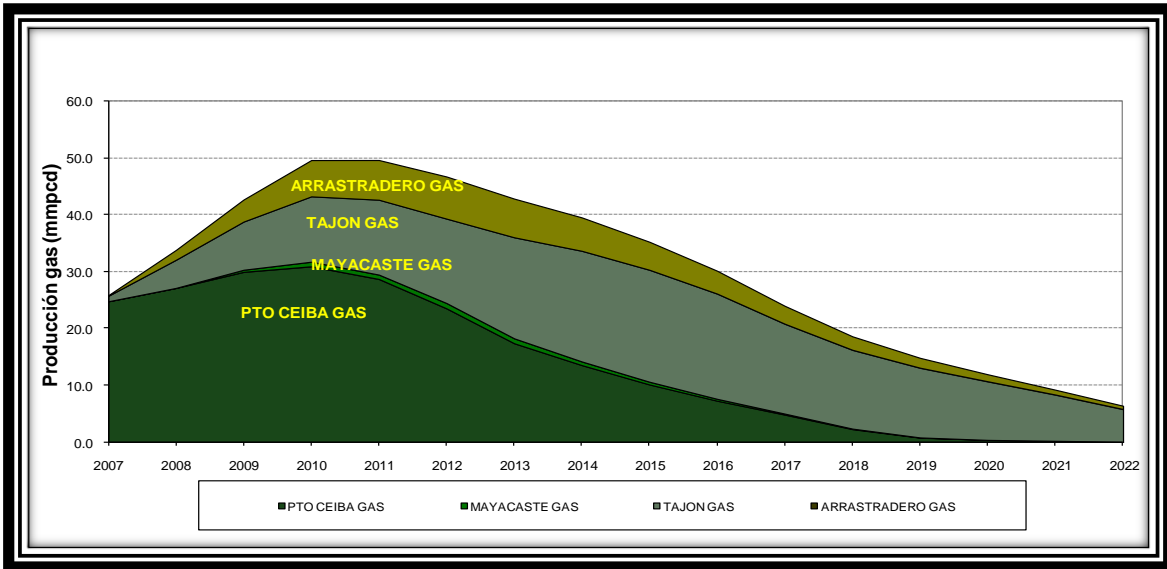


Figura 5.15 Pronóstico de producción de gas, campo Puerto Ceiba y campos exploratorios.¹⁷

5.2.3 Ingeniería de yacimientos.

Con base en los estudios realizados en los campos del proyecto integral El Golpe-Puerto Ceiba, que incluyen comportamiento de presión, comportamiento de presión-producción, pruebas de interferencia, modelos de yacimiento, historia de producción, flujo fraccional, comportamiento y planos de saturación de agua, además de la declinación mensual del aceite se puede obtener un gasto promedio y tener un pronóstico de producción para los siguientes años, se obtuvo la historia y pronóstico de producción desarrollado hasta el 2021.

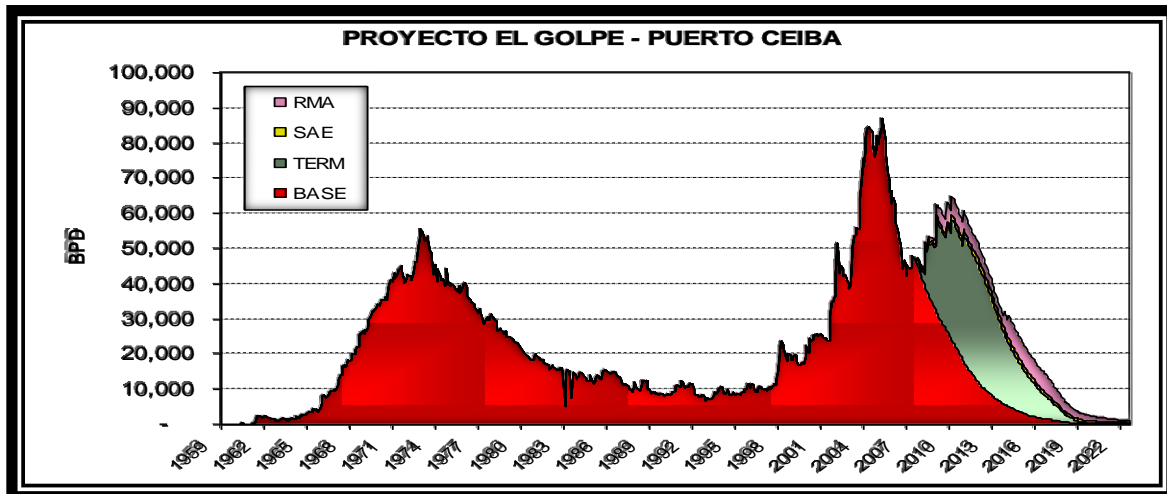


Figura 5.16 Historia y pronóstico de producción de aceite del Campo Puerto Ceiba.¹⁸

¹⁷ Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PEMEX.

¹⁸ Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PEMEX.

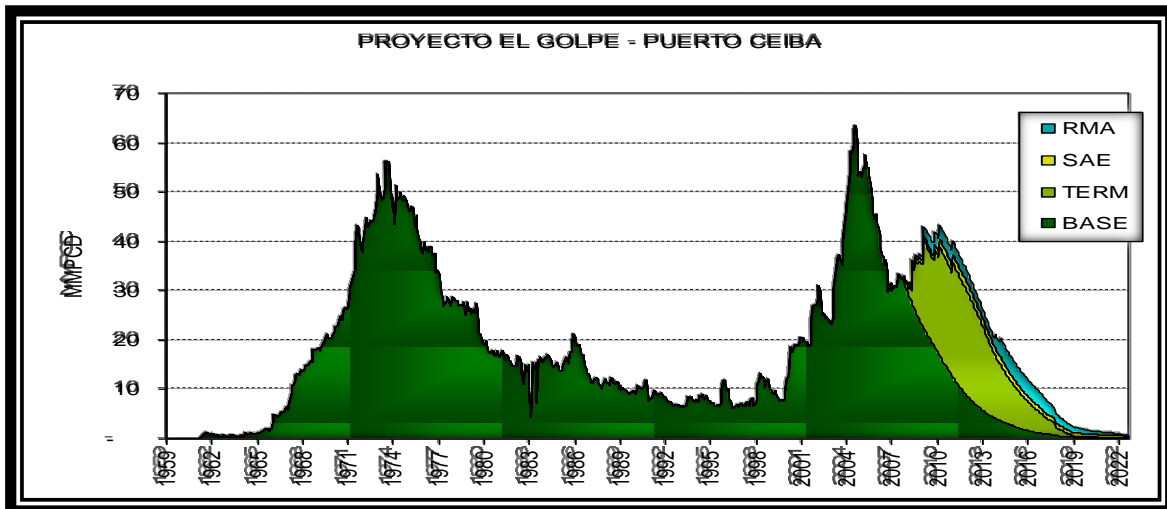


Figura 5.17 Historia y pronóstico de producción de gas del Campo Puerto Ceiba.¹⁹

5.2.3.1 Estudios recientes en campos del Terciario.

El Terciario sigue siendo motivo de estudio para la geología, debido a su potencial petrolero, por ello se sigue recopilando información y se da asistencia técnica para actualizar el modelo geológico de los campos del Terciario y estudios de los pozos para su reproceso de información y definición de propuestas de interés económico.

El procedimiento implica lo siguiente:

- Recopilación y actualización de la información histórica de producción, presión y petrofísica por pozo.
- Actualización de secciones y configuraciones de los campos.
- Actualización del volumen original de aceite y gas de los campos.
- Análisis de pozos para propuestas de intervenciones: RMA y perforaciones.

De ello se puede obtener lo siguiente como resultado:

- Base de datos de presión-producción y propiedades petrofísicas, por pozo y arena.
- Secciones y configuraciones por arena.
- Cálculos de volumen original por campo.
- Propuestas de intervenciones a pozos: RMA y perforaciones.

¹⁹ Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PEMEX.

REPARACIONES MAYORES DE EXPLOTACIÓN		
CAMPO	CON EQUIPO	SIN EQUIPO
EL GOLPE	16	3
SANTUARIO	12	4
TUPILCO	12	8
TINTAL	5	0
CASTARRICAL	9	5
TOTAL	54	20

Tabla 5.4 Reparaciones mayores en campos del terciario.²⁰

LOCALIZACIONES DE NUEVOS POZOS, DESVIACIONES Y PROFUNDIZACIONES				
CAMPO	VERTICAL	DIRECCIONAL	DESVIACIONES	PROFUNDIZACIÓN
EL GOLPE	4	0	3	1
SANTUARIO	0	11	0	0
TUPILCO	3	5	0	0
TINTAL	0	2	2	0
CASTARRICAL	1	7	3	0
TOTAL	8	25	8	1

Tabla 5.5 Localizaciones de nuevos pozos, desviaciones y profundizaciones en la zona de estudio.²¹

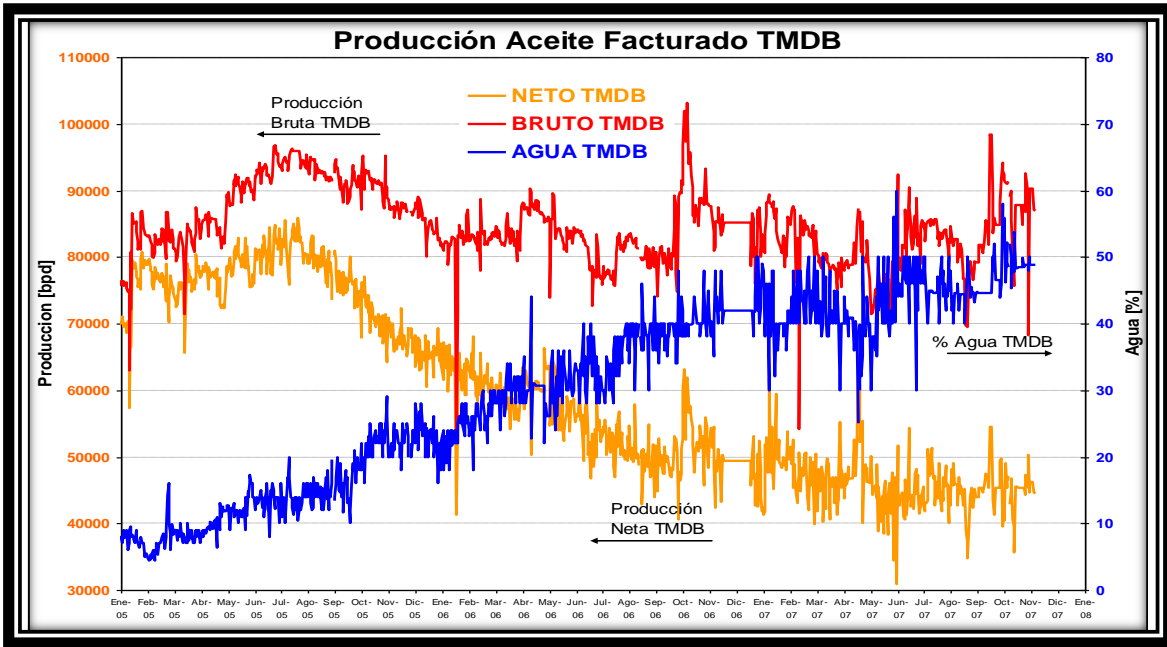
5.2.4 Ingeniería de producción.

La ingeniería de la producción es imprescindible para la realización de cualquier evaluación económica de un proceso. Se utiliza en la formulación del proyecto de una industria y constituye una herramienta analítica cuando ha comenzado la producción y aparecen desviaciones del proyecto inicial o cuando se requieren modificaciones del proceso instalado. En el momento que se ha completado la etapa final del diseño del proceso, en el caso de un proyecto nuevo o cuando se concluye el relevamiento total de los datos técnicos del proceso, es posible realizar estimaciones de los costos, porque se dispone de especificaciones detalladas de los equipos e información bien definida sobre las necesidades de la planta.

Dentro de la ingeniería petrolera se deben observar los comportamientos de la producción de hidrocarburos y hacer las modificaciones pertinentes de ser necesario. La producción de agua juega un papel importante dentro de la producción de hidrocarburos por ello se debe tener un monitoreo continuo de los pozos. La figura 5.18 muestra que la producción de agua se estabilizó en valores del 40 al 42% desde octubre del 2006 y se ha incrementado lentamente a partir de esa fecha.

²⁰ Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PEMEX.

²¹ Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PEMEX.



5.18 Comportamiento de la producción de aceite bruto, neto y de agua.²²

Con la medición multifásica en línea se da seguimiento a la producción del campo. Se confirma que se ha reducido la declinación de producción aceite en los últimos periodos. El % de agua en los periodos se ha mantenido de forma constante alrededor del 40% (Fig.5.19).

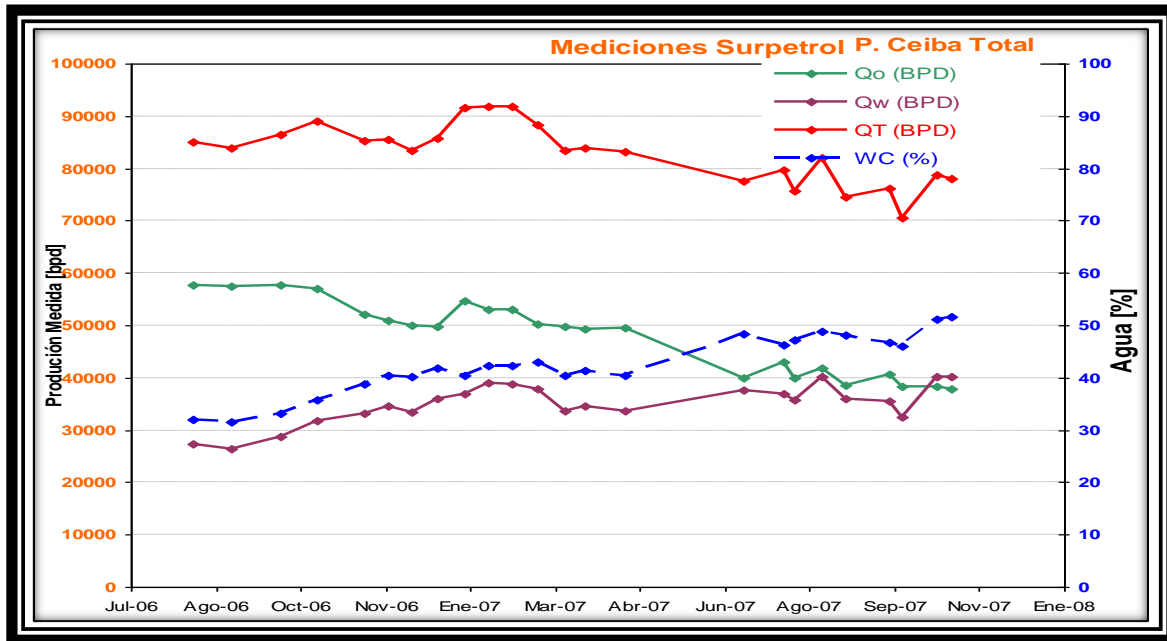


Figura 5.19 Comportamiento de la producción por mediciones.²³

²² Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PEMEX.

²³ Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PEMEX.

Con la finalidad de reducir la producción de agua de los pozos deben hacerse varias intervenciones, una de las más comunes es reducir el diámetro de los estranguladores, para el pozo Puerto Ceiba se realizó este procedimiento sin obtener resultados favorables (figura 5.20).

El % de agua del pozo no responde positivamente al estrangulamiento, incrementando el % de agua producida constantemente.

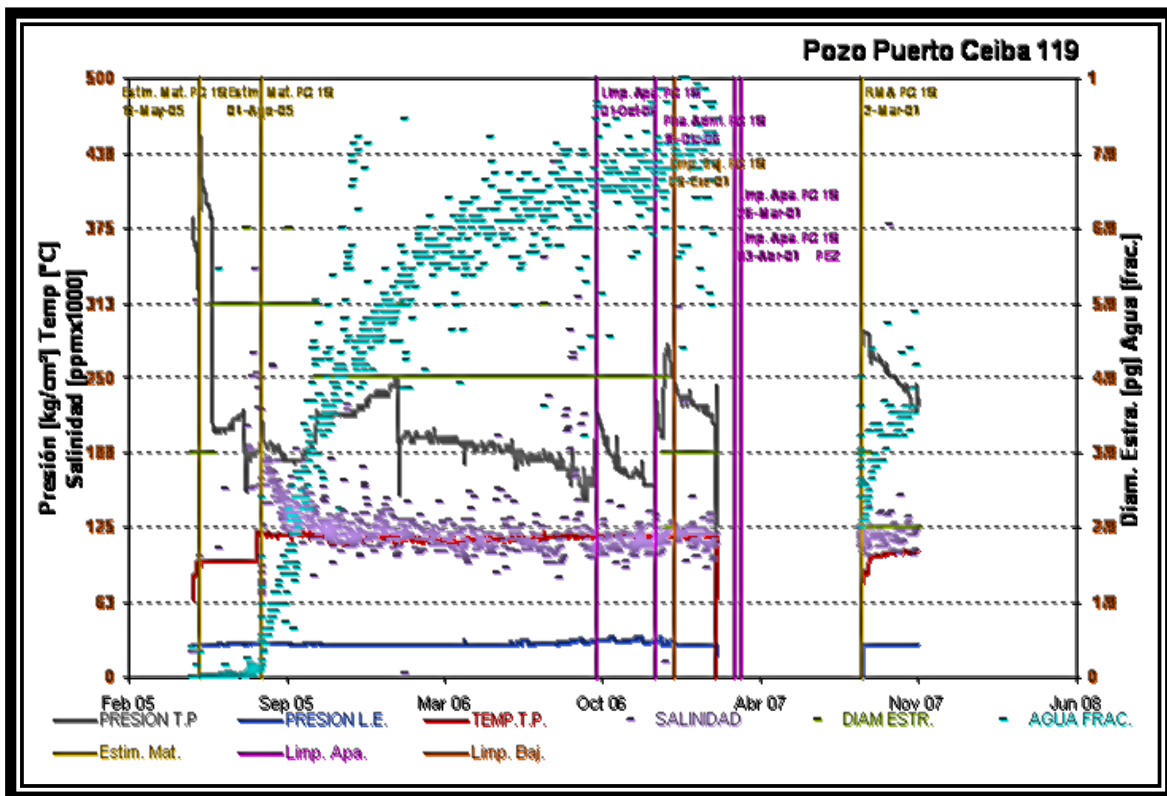


Figura 5.20 Análisis del cambio de diámetros de estrangulación en el pozo Puerto Ceiba 119.²⁴

5.2.4.1 Sistemas artificiales de producción.

Son equipos adicionales a la infraestructura de un pozo, que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada. En el pasado, cuando la energía natural del yacimiento se agotaba, los pozos dejaban de fluir y eran abandonados. La causa de este fenómeno, se debe a que la presión original de los hidrocarburos confinados declinan conforme aumenta el volumen extraído hasta que llega el momento en que dicha presión no es suficiente

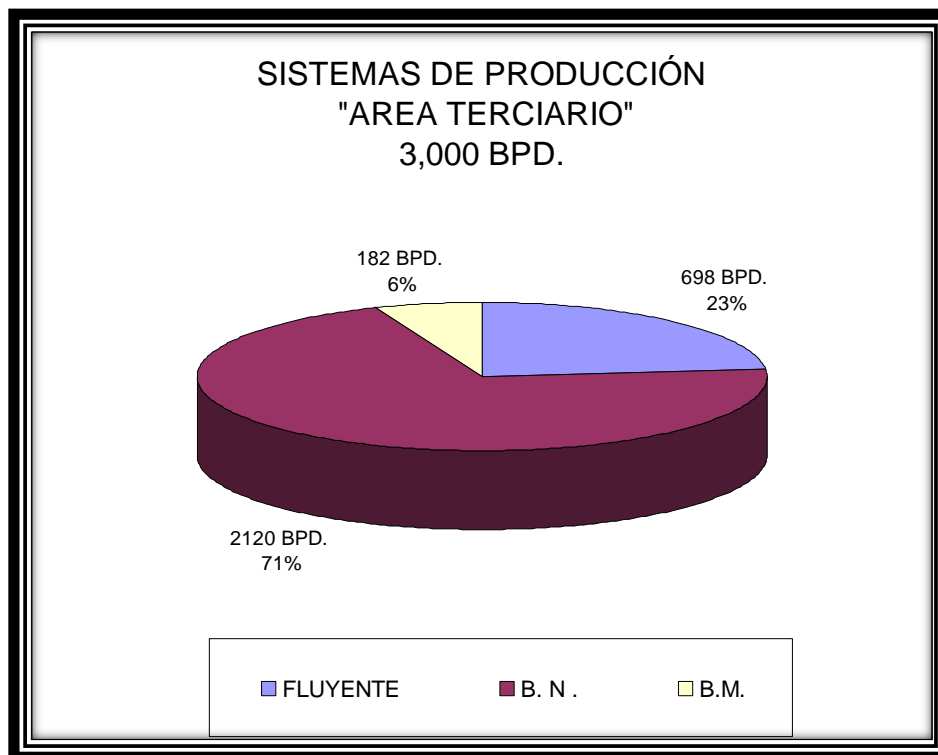
²⁴ Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PEMEX.

En la actualidad, cuando los pozos dejan de fluir, se aplican los sistemas artificiales de producción como bombeo mecánico, neumático, electrocentrífugo, hidráulico u otros, consistentes en adicionar energía a los fluidos en el pozo para hacerlos llegar a la superficie con lo cual también se tiene un incremento en la recuperación de los hidrocarburos en el yacimiento.

El objetivo principal es usar y manejar las técnicas de producción artificial para aumentar la rentabilidad. Maximizar las ganancias bajo un funcionamiento seguro y en un medio ambiente sano.

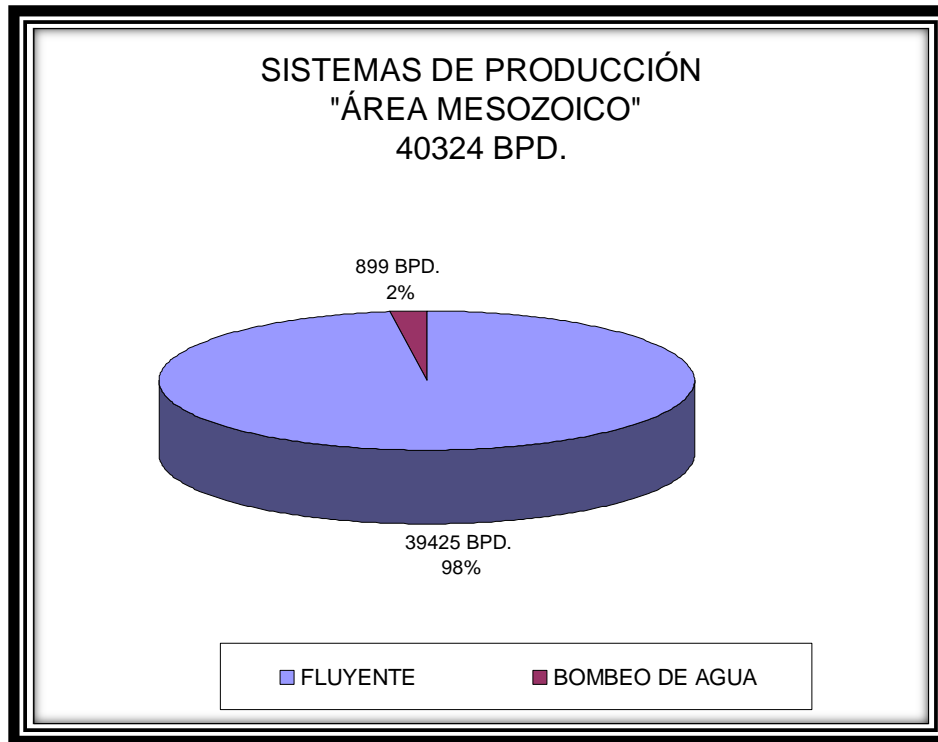
En la Cuenca de Comalcalco se utilizan principalmente el bombeo neumático (BN), el bombeo mecánico (BM) y en algunos casos en la zona marina bombeo electrocentrífugo (BEC), cada uno de ellos se selecciona de acuerdo a las características propias del pozo.

Las figuras 5.23 Y 5.24 Muestra los sistemas artificiales utilizados en la zona terrestre del área de estudio.



5.21 Sistemas artificiales utilizados en pozos de edad Terciaria en la zona terrestre de la Cuenca de Comalcalco.²⁵

²⁵ Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PEMEX.



5.22 Sistemas artificiales utilizados en pozos de edad Mesozoica en la zona terrestre de la Cuenca de Comalcalco.²⁶

²⁶ Proyecto Integral El Golpe-Puerto Ceiba, 2007, PEMEX.

CONCLUSIONES.

La Cuenca de Comalcalco corresponde con una depresión limitada por un sistema de fallas normales la cual fue rellenada por una gruesa columna de sedimentos terrígenos, cuya carga ha contribuido al desarrollo de la cuenca. La litología que predomina en la cuenca son lutitas y areniscas de frente deltaico, asociadas a una plataforma del Mioceno Superior al Plioceno.

La evolución geológica de la Cuenca de Comalcalco junto con las cuencas del sureste mexicano no puede ser estudiada de manera independiente, se debe analizar en el contexto regional del Golfo de México, que a partir de la dispersión y fragmentación de la Pangea inicia su apertura en el Triásico-Jurásico, en una margen tectónica divergente.

Se tienen dos principales estilos de deformación: el más antiguo y profundo surge como resultado de esfuerzos compresivos, el más joven y somero es producido por extensión. El primero de ellos está asociado a un cinturón de pliegues y cabalgaduras, desarrollado a partir de un despegue entre las evaporitas y calizas del Jurásico y afecta a rocas del Mesozoico y Paleógeno, en estas estructuras están los campos más importantes de la región. El segundo estilo se asocia con un sistema de fallas normales que origino un graben de dimensiones considerables.

La tectónica salina tiene una gran participación que ejerció y sigue ejerciendo influencia en toda la cuenca, ya que grandes masas de sal jurásica fueron evacuadas desde la parte inferior de las rocas del Oxfordiano hacia porciones superiores de la carpeta sedimentaria, alojándose aleatoriamente en diferentes niveles estratigráficos de la misma.

El desarrollo de domos y diapiros de sal y de arcilla juegan un papel importante en la generación de depresiones (minicuenas), en donde se acumularon importantes espesores de sedimentos desde el Plioceno. La sal o arcilla movilizadas durante estas etapas incidieron directamente en las dimensiones de los depocentros y de su relleno sedimentario compuesto de terrígenos.

La columna estratigráfica abarca del Jurásico al Reciente, comprende un paquete de hasta 10,000 [m] de espesor, de lutitas y areniscas del Cenozoico, que presentan cantidades variables de bentonita y horizontes de ceniza volcánica en la parte superior; localmente se intercalan algunos cuerpos de caliza calcarenítica en el Eoceno y Mioceno. De este espesor, aproximadamente 6300 [m] corresponden al Mioceno.

La Cuenca de Comalcalco contiene importantes yacimientos de aceite y/o gas en secuencias carbonatadas del Mesozoico como del Cenozoico.

Debido al gradiente geotérmico moderado y al rápido aporte de sedimentos acumulados durante el Mioceno y Plio-Pleistoceno, se crearon las condiciones favorables para la generación y expulsión de los hidrocarburos hacia las áreas de entrapamiento del Paleógeno y Neógeno, que se caracterizan por estar contenidas en estructuras rollover, fallas y acuñamientos asociados a domos de arcilla, fallamientos normales e inversos.

Se tienen tres Subsistemas Generadores, que corresponden con lutitas y calizas arcillosas del Tithoniano-Kimeridgiano, calizas y evaporitas del Cretácico y terrígenos principalmente arcillosos del Mioceno. Las principales rocas generadoras son las secuencias calcáreo-arcillosas del Jurásico Superior.

El aceite y/o gas se encuentran almacenados principalmente en rocas del Albiano-Cenomaniano y en menor proporción en secuencias del Cretácico Superior, con producción en facies de plataforma interna, parches arrecifales, talud superior, talud inferior y cuenca asociados a fracturas y ligera dolomitización.

Los cuerpos arenosos del Terciario corresponden a las formaciones Depósito, Encanto, Concepción Inferior, Concepción Superior, Filisola y Paraje Solo del Mioceno Tardío, las cuales funcionan también como rocas almacenadoras.

Se tienen dos secuencias que funcionan como rocas sello, una corresponde al Turoniano-Santoniano (wackestone de planctónicos con intercalaciones de lutitas bentoníticas verdes), la otra es una secuencia del Paleoceno-Oligoceno Superior, constituido por lutitas calcáreas y bentoníticas que fueron depositadas en un ambiente marino profundo con aporte significativo de material volcánico.

La evolución tectónico-estratigráfica de la región fue importante para tener las condiciones propicias para la formación de trampas, ya que el área ha estado sujeta a diferentes regímenes tectónicos, el más importante se ocurrió a fines del Cretácico Superior.

El sistema petrolero con rocas generadores del Tithoniano contribuye en la generación de aceite pesado, aceite ligero, condensado y gas, dependiendo del grado de evolución térmica, de la posición litostática y de la distancia de migración de las zonas de generación.

El sistema petrolero Cretácico involucra a las secuencias sedimentarias del Cretácico inferior, en los que la riqueza orgánica de estas rocas es de pobre a regular potencial generador. Térmicamente estas rocas presentan una baja madurez que gradualmente aumentan hasta una etapa madura.

Se tienen en la cuenca una diversidad de campos petroleros, que se ubican en una porción terrestre y en una marina, llegando incluso pozos en el Golfo de México profundo, debido a ello, los métodos de perforación utilizados pueden variar de acuerdo a las condiciones requeridas, sin embargo, hoy día las tecnologías de alcance extendido toman auge debido a que implican gastos

menores comparados con los que origina el costo de un equipo de perforación marina.

Dentro de la Cuenca se tienen oportunidades de desarrollo en el área marina, especialmente en el campo Puerto Ceiba que brinda las posibilidades de extensión hacia esta zona.

Se deben utilizar todos los medios necesarios para alcanzar los objetivos de exploración y desarrollo de campos petroleros con el menor costo posible, por lo que se está utilizando la perforación de pozos horizontales, multilaterales y direccionales en campos del Cenozoico.

Es importante implementar sistemas artificiales de producción, como una alternativa para atenuar la declinación en la producción de algunos pozos. Además se deben desarrollar los campos que se encontraban en etapa de exploración, con la finalidad de aumentar la producción y las reservas de la zona de estudio.

RECOMENDACIONES.

Se recomienda realizar trabajos de exploración a mayor profundidad en el centro de la cuenca en rocas del Mioceno Inferior, en donde se puede incrementar la cantidad de gas y aceite ligero.

Se recomienda implementar el uso de tecnologías emergentes en la exploración y explotación en zonas no exploradas y de producción en la parte marina de la cuenca, con el fin de aumentar las reservas probadas, probables y posibles.

Intensificar el uso de sistemas artificiales de producción de Bombeo Neumático y Bombeo Mecánico con la finalidad de reducir la declinación de la producción en los pozos que llevan varios años produciendo.

Se deben establecer planes y programas operativos de acuerdo al conocimiento y experiencia adquiridos en la Cuenca.

BIBLIOGRAFÍA.

- 2008, Administración Portuaria Integral de Campeche.
- 2008, Administración Portuaria Integral de Dos Bocas.
- Alaníz-Alvarez, S. A., et al., 1996, Radiometric and kinematic evidence for Middle Jurassic strike-slip faulting in southern Mexico related to the opening of the Gulf of Mexico: *Geology*.
- Álvarez A., Javier, 1950, Estudio Estratigráfico del Pozo Comalcalco No. 2, en Tabasco, México, AMGP, Volumen II, Mes de Agosto, Número 8.
- Ambrose, W. A., et al., 2003, Geologic framework of upper Miocene and Pliocene gas plays of the Macuspana Basin, southeastern Mexico: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V. 87.
- Ángeles Aquino, et al., 1992, Evolución tectónica de la Sonda de Campeche, estilos estructurales resultantes y su implicación en la generación y acumulación de hidrocarburos: II Simposio de Exploración Petrolera, Instituto Mexicano del Petróleo, México, D.F.
- Barbosa Cano, Fabio, El potencial petrolero de México en la era post Cantarell, www.fundad.org/word/petroleo/t2Barbosa.doc.
- Caballero G., Ernesto, *et al.*, 2008, Evaluación del Sistema Petrolero Jurásico Superior Tithoniano-Cretácico (j) en el sureste de México. *Gaceta AMGP*, Volumen I, No. 2.
- Castro M, Humberto, 2008, “Factibilidad técnica y económica de perforar pozos de alcance extendido en los campos Puerto Ceiba y Costero”, Congreso Mexicano del Petróleo.
- Chávez Valois, Víctor M., 2005, Un nuevo enfoque multidisciplinario en el estudio de “plays”: el Terciario de la Cuenca del Sureste, Tabasco, México.
- Energía y Ecología, 13 de febrero de 2007, suplemento de Diario Olmeca, Villahermosa, Tabasco.
- García-Molina, G., 1994, Structural evolution of SE México (Chiapas-Tabasco-Campeche) offshore and onshore: Rice University, Ph.D. Dissertation.
- González García, Raúl Holguín Quiñones Noel, 1992, “Las Rocas Generadoras de México”. *Petróleos Mexicanos*, Coordinación de Exploración. Vol. AMPG Artículo reeditado del Vol. XVII. Núm. 1.

-
- González Alanís, Jaime, et al, 2002, El Terciario en la Cuenca del Sureste y su potencial petrolero: ¿regresar por lo olvidado?, Activo de exploración Reforma-Comalcalco, PEMEX. UGM, México.
 - González G., R., y Holguín Q., N., 1992, Geology of the source rocks of Mexico: 13th World Petrol. Congr., Proceed.
 - Grajales-Nishimura, J.M., et al., 2000, Chicxulub impact: The origin of reservoir and seal facies in the southeastern Mexico oil fields: Geology.
 - Guzmán, V. M. y Mello, M. R., 1994, Petroleum Habitat of Mexican Southeastern Basins a Biological Approach, IMP/PETROBRAS, Inédito.
 - Hartmann & Beaumont. Predicting Sandstone Reservoir System Quality and Example of Petrophysical Evaluation. Search and Discovery Article #40005, AAPG
 - Hernández-García, R., 1973., Paleogeografía del Paleozoico de Chiapas, México: Asoc. Mex. Geól. Petrol., v. 25
 - Holguín Q., N., 1988, Evaluación geoquímica del sureste de México: Bol. Asoc. Mex. Geol. Petrol.
 - PEMEX Exploración y Producción, 1999, Hydrocarbon Reserves of Mexico: Major Oil and Gas Fields of Mexico 1ra. ed., Volumen II.
 - Magoon & Beaumont. Predicting Sandstone Reservoir System Quality and Performance. Search and Discovery Article #40005. Capítulo 9. AAPG.
 - Padilla y Sanchez, R.J., 1986, Post-Paleozoic tectonics of Northeast Mexico and its role In the evolution of the Gulf Of Mexico: Geofisica Internacional.
 - Padilla y Sánchez, Ricardo José, 2007, Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, tomo IIX, núm. 1.
 - Patiño Mendoza, Gerardo, et al., 2000, “Resurgimiento del campo Tintal mediante instalación de bombeo mecánico”, Horizonte Sur, Boletín de PEP, Región Sur, Villahermosa, Tabasco, año 8, número 13.
 - PEMEX, 2007, Proyecto El Golpe- Puerto Ceiba, Activo Integral Bellota-Jujo, México.
 - PEMEX, 2009, Exploración y Producción, Las reservas de hidrocarburos de México.
 - PEMEX, Un siglo de la perforación en México, Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, México.

- Pindell, J. L., y L. Kennan, 2003, Mexico and Gulf of Mexico, in: Exploration Framework Atlas Series: Volume 4: Tectonic Analysis, Ltd., unpublished.
- Guía Roji, 2009. Por las carreteras de México.
- PEMEX, 2007, Proyecto integral El Golpe-Puerto Ceiba.
- Salvador, A., 1991, Origin and development of the Gulf of Mexico Basin, in A. Salvador, ed., The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Geology of North America.
- Sánchez-Montes de Oca, R., 1980, Geología petrolera de la Sierra de Chiapas: Bol. Asoc. Mex. Geol. Petrol.
- Sedlock, R. L., Ortega-Gutierrez, F. y Speed, R. C., 1993, Tectonostratigraphic terranes and tectonic evolution of Mexico: Geological Society of America Special Paper 278.
- Valdés, Ma. De Lourdes Clara *et al*, 2005, Sistema Petrolero, generación de hidrocarburos y migración en las Cuencas del Sureste en el Área Reforma Comalcalco, México, AMGP.