



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“ORIGEN, EVOLUCIÓN E IMPORTANCIA
ECONÓMICA PETROLERA DEL CAMPO
CANTARELL, EN LA SONDA DE CAMPECHE”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO GEÓLOGO

P R E S E N T A :

ARTURO HERNÁNDEZ JUÁREZ

DIRECTOR DE TESIS:

ING. JAVIER ARELLANO GIL



MÉXICO, D.F.

ABRIL, 2008.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1263

SR. ARTURO HERNÁNDEZ JUÁREZ

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 Geólogo:

**ORIGEN, EVOLUCIÓN E IMPORTANCIA ECONÓMICA PETROLERA DEL CAMPO
CANTARELL, EN LA SONDA DE CAMPECHE**

RESUMEN

- I INTRODUCCIÓN**
- II GEOLOGÍA REGIONAL Y LOCAL**
- III SISTEMA PETROLERO**
- IV RESERVAS E IMPORTANCIA ECONÓMICA**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de 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 5 de noviembre de 2007

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

RJPYS*tjh

AGRADECIMIENTOS.

A nuestra **Universidad Nacional Autónoma de México.**

Ya que gracias a las bondades de esta maravillosa institución muchos compañeros al igual que yo pudimos estudiar una carrera profesional de excelencia.

Quiero agradecer a mi **Madre la Sra. Amparo Juárez Sánchez** a quien le dedico este trabajo y es un pilar muy importante en mi vida, gracias por brindarme todo tu apoyo y compartir este sueño conmigo.

Agradezco a mi **Padre el Sr. Arturo Hernández Aguilar** por darme la vida y por enseñarme el valor del trabajo y del esfuerzo realizado día con día

A mi hermana Yeya.

Gracias por todo tu cariño, pero sobre todo gracias por ser ejemplo de perseverancia y lealtad ante un proyecto de vida, te admiro.

A todos mis familiares que me han brindado todo su cariño y apoyo incondicional a lo largo de mi vida.

A **Nohemi** por estar a mi lado y ayudarme siempre con cariño a levantarme en los momentos difíciles, te quiero mucho.

A mis profesores

Gracias por transmitirme sus conocimientos, por ser amigos y enseñarme que la vida esta llena de oportunidades enriquecedoras, por mostrarme que el fantástico mundo de la ingeniería es un camino que siempre esta en construcción.

A mis amigas del Don Bosco.

Yemelli, Cynthia, Marcela, Leticia y Margarita por su amistad y cariño. Gracias por todos esos momentos inolvidables que vivimos en la prepa y por los que nos hace falta compartir.

Al **Ing. Javier Arellano Gil** por su gran apoyo, su tiempo y confianza para la realización y revisión de este trabajo, gracias.

A los ingenieros Héctor Luís Macias González, Emiliano Campos Madrigal, Alberto Arias paz, Noe Santillán piña, gracias por su tiempo y dedicación para la revisión de esta tesis.

A todos mis compañeros de la Universidad.

Gracias, por que al trabajar juntos por un fin común apoyándonos y divirtiéndonos en todos los momentos que era posible, hicimos de la Universidad una segunda familia.

ÍNDICE**Capítulo 1. Generalidades.**

1.1.- Objetivos.....	1
1.2.- Metas.....	1
1.3.- Ubicación.....	2
1.4.- Fisiografía.....	2
1.5.- Características generales del Golfo de México.....	3
1.6.- Geomorfología sureste del Golfo de México	5
1.6.1.- Modelado Tectónico tabular	5
1.6.1a.- Talud de diapiros salinos	5
1.6.1b.- Escarpe de Campeche	6
1.6.1c.- Talud Superior.....	7
1.6.1d.- Talud Inferior	7
1.6.1e.- Escarpe de Transición Campeche-Yucatán.....	7
1.6.1f.- Talud cabecera de cañón submarino.	8
1.6.1g.- Plataforma continental no rodeada (interna).....	9
1.6.1.h.- Plataforma continental terrígena (interna).....	8
1.6.1 i.- Plataforma continental no rodeada externa.....	9
1.6.1 j.- Plataforma continental terrígena externa.	9
1.6.2.- Marino Biogénico	9
1.6.2a.- Arrecife emergido.....	9
1.6.2.b- Complejo Arrecifal.....	9
1.6.3.- Marino Denudativo.	10
1.6.3a.- Cañones-corredores submarinos.	10
1.6.4.- Marino acumulativo.....	10
1.6.4a.- Pie de continente	10

1.6.4b.- Llanura abisal.....	11
1.7.- Vías de Acceso.	11
1.8.- Antecedentes.	12
 Capítulo 2.- Geología Regional y local.	
2.1.- Marco Geológico Regional.....	14
2.2.- Marco estratigráfico.....	17
2.2.1.- Basamento	18
2.2.2.- Jurásico	18
2.2.2.1.- Calloviano.....	18
2.2.2.2.- Jurásico Superior.	18
2.2.2.3.- Oxfordiano.....	19
2.2.2.4.- Kimmeridgiano	20
2.2.2.5.-Tithoniano.....	23
2.2.3.- Cretácico.	26
2.2.3.1.-Cretácico Inferior.....	26
2.2.3.2.- (Albiano-Cenomaniano).....	27
2.2.3.3.- Cretácico Superior.	28
2.2.4.-Cenozoico.	29
2.2.4.1.- Paleoceno	29
2.2.4.2.- Eoceno	31
2.2.4.3.- Oligoceno.	31
2.2.4.4.- Mioceno.....	32
2.2.4.5.- Plioceno.....	32
2.2.4.6.- Pleistoceno.....	33
2.2.5.- Estratigrafía del Campo Cantarell.....	33
2.2.5.1.- Jurásico	34

2.2.5.2.- Cretácico.	35
2.2.5.3.- Cenozoico.	36
2.3.- Evolución Tectónica de la Sonda de Campeche.....	38
2.3.1.- Rifting Durante el Triásico y Jurásico Medio.	41
2.3.2.- Periodo tectónicamente pasivo durante el Jurásico Tardío al Cretácico Tardío.	43
2.3.3.- Compresión desde finales del Cretácico hasta el reciente	47
2.4.- Ambientes Sedimentarios.	51
2.4.1.- Jurásico	51
2.4.1.1.- Jurásico Superior Oxfordiano	51
2.4.1.2.- Jurásico Superior (Kimmeridgiano)	54
2.4.1.3.- Jurasico Superior Tithoniano	60
2.4.2.- Cretácico	63
2.4.3.- Cenozoico	68
Capitulo 3.- Sistema Petrolero	71
3.1.- Roca Generadora.....	72
3.1.1.- Subsistema Generador Oxfordiano.	73
3.1.2.- Subsistema Generador Tithoniano.	75
3.1.3.- Subsistema Generador Cenozoico (Eoceno-Mioceno).....	77
3.2.- Roca Almacén.....	78
3.2.1.- Jurásico Superior Oxfordiano.	79
3.2.2.- Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK).....	81
3.2.3.- Brecha Calcárea del Cretácico Superior-Paleoceno y carbonatos fracturados del Cretácico Inferior.....	83
3.2.4.- Rocas clásticas del Cenozoico.	86
3.3.- Roca sello.....	87

3.4.- Migración.....	92
3.5.- Trampas.	94
3.6.- Sincronía.	99
3.7.- Tipos de Fluidos.....	99
Capitulo 4.- Reservas e importancia económica.....	102
4.1.- Generalidades sobre el Complejo Cantarell.....	102
4.2.- Historia del Complejo Cantarell.	103
4.2.1.- Exploración, Desarrollo y explotación inicial	103
4.2.2.- Desarrollo complementario y máxima producción	105
4.2.3.- Declinación.....	107
4.3.- Conceptos sobre Reservas.....	108
4.3.1.- Reservas.	108
4.3.2.- Reservas probadas.....	109
4.3.3.- Reservas desarrolladas.	110
4.3.4.- Reservas no desarrolladas	111
4.3.5.- Reservas no probadas.....	112
4.3.6.- Reservas probables	112
4.3.7.- Reservas posibles.....	113
4.4.- Reservas de la Región Marina Noreste al 1 de Enero del 2007.....	113
4.5.- Reservas del Complejo Cantarell	118
4.5.1.- Volumen Original Probado.....	118
4.5.2.- Reservas probadas	120
4.5.3.- Reservas probables	121
4.5.4.- Reservas posibles.....	123
4.6.-Reservas de Petróleo Crudo equivalente.....	123
4.6.1.- Reservas probadas.....	124

4.6.2.- Reservas probables	125
4.6.3.- Reservas posibles	126
4.7.- Comportamiento de la producción del Complejo Cantarell.....	126
4.8.- Importancia Económica Petrolera del Complejo Cantarell	134
4.9.- Importancia del Complejo Cantarell en la Evolución del mercado nacional de petróleo crudo 2007-2016.	140
4.9.1.- Escenario sobresaliente.....	140
4.9.2.- Escenario de producción bajo	141
4.9.3.- Comercio exterior, 2006-2016, escenario sobresaliente	142
4.9.4.- Comercio exterior, 2006-2016, escenario de producción bajo	143
Conclusiones y recomendaciones	145
Conclusiones	145
Recomendaciones.....	148
Bibliografía	149

RESUMEN

La Sonda de Campeche es conocida mundialmente por su potencial petrolero, tanto por sus reservas como por su producción; sin embargo poco se ha publicado sobre la geología general del área, aunque existen numerosos informes de Petróleos Mexicanos. La geología de la Sonda de Campeche es muy compleja, por tal razón, en este trabajo se hace un bosquejo general de su estratigrafía, su sedimentología, su paleogeografía y su geología económica, desde el punto de vista petrolero, además de hablar sobre la importancia que tiene el Complejo Cantarell en la producción petrolera de nuestro país.

En el Capítulo 1 se definen los objetivos y metas del trabajo, se precisa la ubicación del área de interés, la cual se ubica entre los paralelos 91°40' - 90°00' de longitud oeste y 18°30' - 20°00' de latitud norte, además se presenta la fisiografía de la zona la cual forma parte de la plataforma continental siliciclástica hasta la isobata de 500 metros y esta frente a los estados de Tabasco y Campeche; además se describen las principales características geomorfológicas del sureste del Golfo de México.

En el Capítulo 2 se desarrolló la estratigrafía de la Sonda de Campeche, la cual va desde la Sal Jurásica hasta los sedimentos mas recientes del Cenozoico; además se describe la estratigrafía del complejo Cantarell obtenida por los cortes del pozo Cantarell-91, el cual tiene la columna estratigráfica mas completa, constituida por una potente secuencia de rocas sedimentarias que incluyen evaporitas en el Jurásico Superior Oxfordiano, rocas carbonatadas en el Jurásico Superior Kimmeridgiano, calizas arcillosas y bituminosas en el Jurásico Superior Tithoniano, dolomías y calizas arcillosas en el Cretácico inferior y superior, y brechas de clastos dolomitizados en el Cretácico Superior y Paleoceno Inferior. En el aspecto sedimentario se describieron brevemente todos los ambientes sedimentarios; desde las barras costeras del Oxfordiano, los bancos Oolíticos del Kimmeridgiano, las brechas calcáreas del Cretácico Superior y los sistemas deltáicos y turbidíticos del Cenozoico. En el aspecto paleogeográfico se hace especial énfasis en la paleogeografía del Jurásico, la cual se comportó como una "rampa" y las plataformas desde el Cretácico hasta la actualidad.

En el Capítulo 3 se describe el sistema petrolero, que se compone de tres Subsistemas Generadores: subsistema Oxfordiano, Subsistema Tithoniano, Subsistema Cenozoico (Eoceno-Mioceno), hipotético. También se describen en este capítulo las características de la roca almacén, de la roca sello y de las trampas petroleras, así como los principales tipos de

migración, los cuales hicieron posible el movimiento de gas y aceite hacia los yacimientos del Jurásico, Cretácico y Cenozoico.

De igual manera, se describe a la sincronía la que permite establecer en el tiempo y el espacio la historia geológica de la secuencia sedimentaria, y la forma en que ocurrió la migración.

En el Capítulo 4 se trata lo relacionado a las reservas del Complejo Cantarell, así como la importancia económica petrolera que este complejo tiene sobre la producción petrolera de nuestro país, además, se realiza un análisis sobre las posibles repercusiones en la pérdida de ingresos económicos y sobre el impacto que la declinación de la producción del Complejo Cantarell tiene sobre la producción total del país, lo cual afectará la posición internacional que nuestro país tiene como décimo exportador mundial de petróleo y como uno de los tres principales proveedores del mercado estadounidense.

Por último se hacen las conclusiones y recomendaciones que muestran los aportes que este trabajo hace al conocimiento geológico de la Sonda de Campeche

Introducción

La exploración geológica en la Sonda de Campeche se remota en los años 70's del siglo pasado, cuando existían en ella importantes manifestaciones superficiales de hidrocarburos, las cuales dieron pauta a la exploración geofísica iniciada en 1972 con trabajos simultáneos de sismología de reflexión y refracción, gravimetría y magnetometría, cuyos objetivos fueron la definición de la estratigrafía y estructuras del Mesozoico y Cenozoico.

Durante la etapa de exploración se delimitaron varias estructuras a perforar, una de de las que presento mejor cierre estructural fue la de Chac, por lo que, se decidió iniciar la perforación del pozo Chac-1 en 1974; este pozo, resultó productor de aceite en el intervalo de 3545-3567 en una brecha calcárea de edad Cretácico Superior – Paleoceno Inferior, con una producción inicial de 952 bpd. El pozo cortó una columna de rocas Cenozoicas y Cretácicas y penetró en rocas jurásicas del Oxfordiano, con una profundidad total de 4,934 m. A este pozo le siguieron otros pozos, descubriendo los bloques de Akal, Nohoch, Ich, y Kutz, los cuales se encuentran dentro del mismo patrón estructural de Chac, y además tienen el mismo sistema de presión, por lo que actualmente constituyen el Complejo Cantarell. Posteriormente en 1999 se descubre el campo Sihil, el cual corresponde al bloque autóctono del campo Cantarell.

Los hidrocarburos que esta región aporta a la producción nacional, la colocan en una posición preponderante, produciendo aproximadamente dos terceras partes del total nacional de aceite.

México es el sexto productor de crudo a nivel mundial y la relevancia de este recurso en nuestro país, es porque en él se basa la seguridad energética y, con su aportación a la economía nacional; es un importante motor del desarrollo económico de México.

Por años, las exportaciones de petróleo crudo han significado la principal fuente de recursos para el gobierno federal y las finanzas públicas, pero la Secretaría de Energía advierte en su Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2007-2016, que en los años por venir la caída en la producción de crudo asociado en gran medida a la declinación del Complejo Cantarell afectaran las exportaciones.

La declinación de Cantarell no es asunto menor, solo hay que observar que se trata del mayor campo costa afuera en el mundo; Cantarell alcanzó su pico de producción en el mes de Diciembre del 2003 con un promedio de 2, 211,113 barriles diarios lo que represento el 63% de la producción nacional.

Por años, las exportaciones de petróleo crudo han significado la principal fuente de recursos para el gobierno federal y las finanzas públicas, pero se advierte que en los próximos años la declinación del Complejo Cantarell afectaran las exportaciones.

Capitulo 1. Generalidades.

1.1.- Objetivos.

La Sonda de Campeche es conocida mundialmente por su potencial petrolero tanto por sus reservas como por su producción; sin embargo poco se ha publicado sobre la geología general del área, por lo que se realizó este trabajo con el objetivo de recopilar, analizar, sintetizar y elaborar un documento escrito integral sobre la geología de la región, considerando la importancia económica que representa para el país, ya que de sus campos petroleros se extrae el mayor volumen de hidrocarburos de México.

Los objetivos específicos son:

- 1) Describir las características sedimentológicas, estratigráficas y estructurales de la Sonda de Campeche.
- 2) Exponer la evolución geológica que dio origen a la región Petrolera más importante del país.
- 3) Describir los componentes del sistema petrolero.
- 4) Describir el tipo y calidad de los hidrocarburos.
- 5) Conocer las características geológicas del Complejo Cantarell.
- 6) Mostrar la importancia económica de la Sonda de Campeche y en particular del campo Cantarell, en la economía de México.

1.2.- Metas.

-Describir de manera clara y sencilla el origen, evolución y características de los yacimientos petroleros de la Sonda de Campeche.

-Documentar el tipo y características de las reservas petroleras de la Sonda de Campeche.

-Documentar cual es la importancia del Complejo Cantarell desde el punta de vista económico para el país.

1.3.- Ubicación.

La sonda de Campeche se encuentra en la plataforma continental, en aguas territoriales del Golfo de México, en el sureste de la República Mexicana, y queda comprendida entre las coordenadas geográficas $91^{\circ}40'$ - $90^{\circ}00'$ de longitud oeste y $18^{\circ}30'$ - $20^{\circ}00'$ de latitud norte (Fig. 1.1).

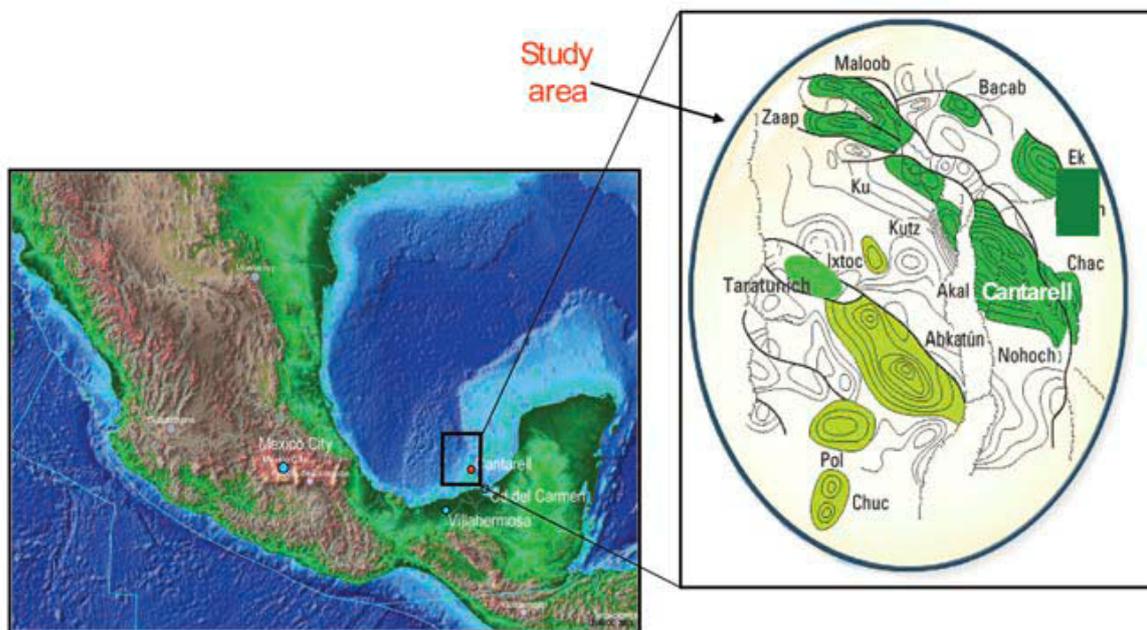


Fig. 1.1.- Ubicación de la Sonda de Campeche (The leading Edge, 2006).

1.4.- Fisiografía.

Fisiográficamente forma parte de la plataforma continental siliciclástica hasta la isobata de 500 metros y esta frente a los estados de Tabasco y Campeche.

Geológicamente queda incluida en la provincia Geológica Marina de Coatzacoalcos según denominación de Petróleos Mexicanos y se extiende sobre una superficie aproximada de 1500 km^2 .

1.5.- Características generales del Golfo de México.

El Golfo de México limita al norte con los Estados Unidos de Norteamérica, al este con Cuba y al sur y al oeste con la región continental de México. Tiene un área aproximada de 1, 810,000 km² se extiende unos 1,770 km de este a oeste y unos 1,300 km de norte a sur. Se une con el Atlántico por el angosto estrecho de Florida y con el mar Caribe mediante el canal de Yucatán.

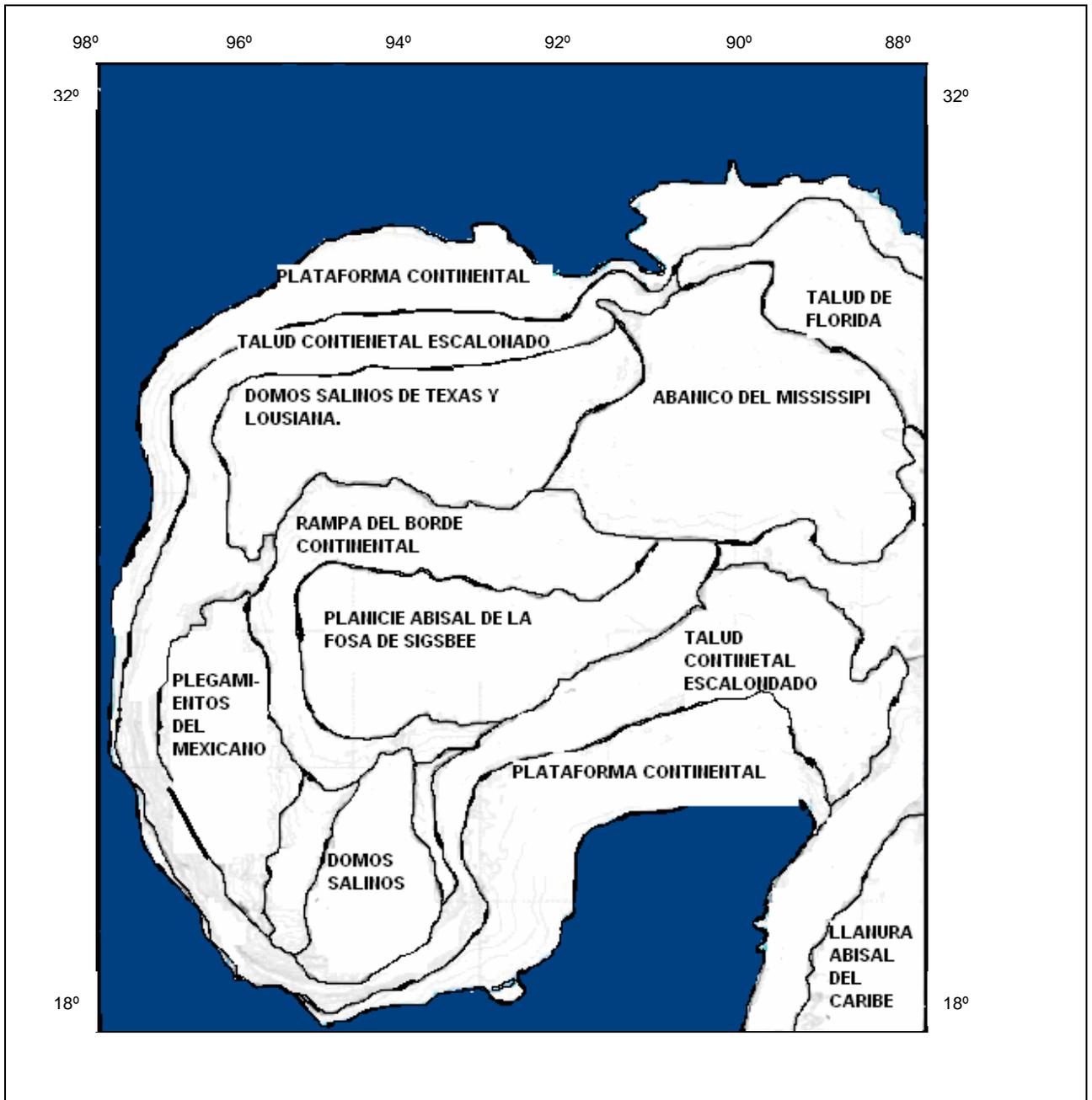


Fig. 1.2.-Provincias fisiográficas y batimétricas del fondo marino del Golfo de México (Modificado de INEGI, 2003).

Generalidades

La actual mega cuenca del Golfo de México corresponde con una gran estructura concéntrica y escalonada, en cuyo núcleo o centro se encuentra la fosa de Sigsbee, que no es sino la llanura abisal que constituye el nivel geomorfológico más profundo registrado a partir de la isobata de 3 600 m. Este nivel, por otro lado, constituye el límite perimetral formado por el contacto que separa la base de la rampa del talud continental de la planicie abisal sobre la cual, la circundan complejas estructuras que se levantan y edifican a partir de la periferia referida (Fig. 1.2).

En el Golfo de México se tienen varias provincias fisiográficas que representan grandes conjuntos morfoestructurales profundos que se desplantan del fondo oceánico y así se identifican de acuerdo con la siguiente relación: la provincia de domos salinos submarinos localizada al norte del golfo, frente a la costa de Texas. Mientras que por el flanco oeste del golfo se ubica un patrón fisiográfico con un estilo tectónico de contracción, que origina una extensa serie de plegamientos nombrados como Pliegues del Mexicano o Cordilleras Mexicanas (Fig. 1.2). Los ejes principales de este conjunto de plegamientos se orientan con rumbo generalizado noreste-suroeste; y cubren la zona dispuesta junto al frente del talud de la plataforma continental de Tamaulipas y Veracruz.

Al sur y sureste de la porción central del golfo, se localiza la provincia de domos salinos submarinos pertenecientes a la cuenca salina del istmo. Éstos se caracterizan por estar deformados debido a una deformación de carácter transtensivo, originados por el movimiento de la sal, que se expresa con un relieve de cañones o valles submarinos profundos que limitan y separan bloques o pilares que contienen agrupamientos de diapiros.

La provincia correspondiente a la Fosa Tectónica de Veracruz separa a las anteriores provincias, esta se localiza frente a las costas y plataforma continental de la Sierra Volcánica de los Tuxtlas (Fig. 1.2) y consiste en una depresión que se proyecta con una dirección suroeste-noreste hasta conectarse directamente con la fosa de Sigsbee.

La porción nororiental del Golfo de México limita al norte con los depósitos de la base del frente deltaico del sistema fluvio-marino del Mississippi, al oriente se extiende la planicie abisal de Sigsbee hasta el límite del talud continental de Florida, y al sur con el escarpe de Yucatán que consiste en un talud continental de carbonatos con terrazas escalonadas, para después descender de forma abrupta con pendientes cercanas a los 90°.

La fosa de Sigsbee es el primer escalón y en el segundo escalón concéntrico visto en planta en orden ascendente, se ubica desde la planicie abisal hacia la costa, con un fuerte contraste en el talud continental, el cual no es homogéneo puesto que cambia en su

morfología, esto se debe a las relaciones de contacto geológico que existen con la estructura de la provincia abisal adyacente, es decir, que será distinto en función de la magnitud, las dimensiones y gradientes de pendiente, según sea la región. El talud no es igual en la zona del Caribe que en el norte de Yucatán, también contrasta fuertemente con el talud adyacente a la provincia de plegamientos y con el sector de los domos de la cuenca salina del istmo y de Campeche, toda vez que difieren en sus características morfométricas en sus dimensiones, en profundidad o desnivel y con diferentes gradientes de pendiente en cada sector.

El tercer nivel concéntrico y con menor profundidad, es el reborde de la plataforma continental, que con excepción de la plataforma del Caribe éste no existe. Dicho reborde varía en anchura y rasgos topográficos, por lo tanto presenta un gradiente diferente en su declive. El último escalón está constituido por la plataforma continental que se extiende sobre la planicie costera del Golfo de México que corresponde con su porción emergida, mientras que la parte sumergida se encuentra separada por la estrecha transición de la ruptura de pendiente de la playa y la zona sublitoral; esta es la porción somera que constituye el cinturón exterior de la estructura concéntrica del actual Golfo de México (Fig. 1.2).

1.6.- Geomorfología sureste del Golfo de México.

Las formas de relieve submarino del sueste del Golfo de México se agrupan con base en su origen, en los siguientes cuatro tipos: tectónico-tabular modelado, marino biogénico, marino gravitacional, marino acumulativo y kárstico (Manuel Mendoza, 2000), (Fig. 1.3). A continuación se describen sus principales características.

1.6.1.- Modelado Tectónico tabular.

Esta unidad geomorfológica incluye a todas las formas que son producto directo de fuerzas endógenas, en este caso las creadas por movimientos de la litosfera, es decir, por procesos tectónicos; también se incluyen los procesos de inyección de sal (tectónica salina), estos elementos han sido modelados por procesos de depositación y de erosión.

1.6.1a.- Talud de diapiros salinos.

Esta unidad comprende una parte de las colinas submarina que se ubican en el Golfo de Campeche, la constituyen cuerpos de sal jurásica formados en mares someros y de circulación restringida, que se inyectaron a partir del Mioceno en los sedimentos cenozoicos,

Generalidades

los cuales pertenecen a secuencias siliciclásticas una de las zonas de mayor acumulación de sal de la Gran Cuenca Salina de Campeche (Fig. 1.3).

Se caracteriza por ubicarse en el relieve que va desde 200 m de profundidad hasta los 3 500 m, con pendientes de 1° en la porción superior, hasta 30° en las porciones más escarpadas.

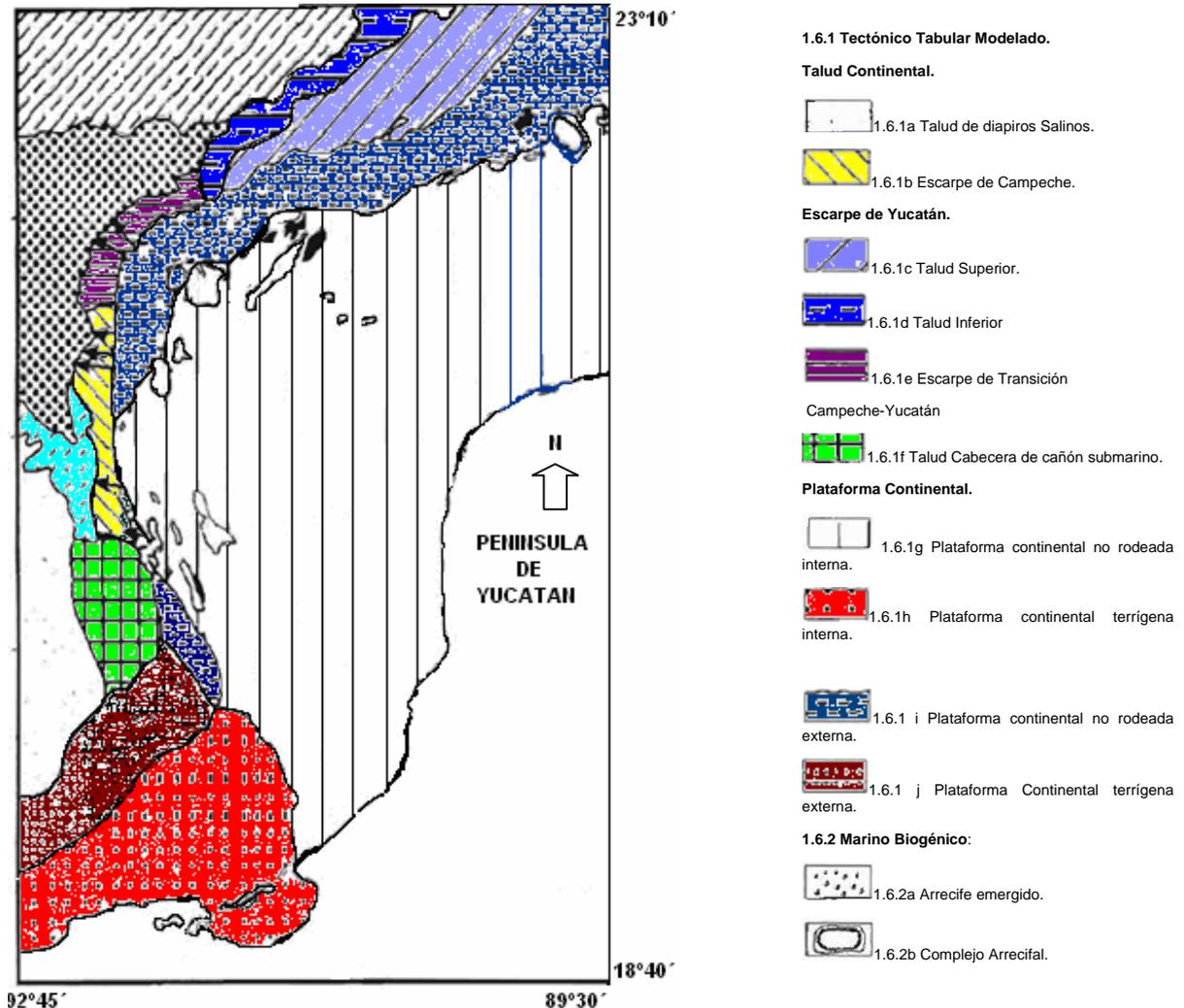


Fig.1.3.-Mapa geomorfológico porción sureste del Golfo de México (Modificada de Mendoza, 2000).

1.6.1b.- Escarpe de Campeche

Esta unidad se orienta aproximadamente de norte a sur, está formada por rocas carbonatadas químicas, biogénicas y en menor proporción anhidritas. Este escarpe tiene un desnivel o diferencia máxima de alturas de 2 600 m, ya que inicia a la profundidad de

200 m bnm, y presenta su posición más distal a la profundidad de 2 800 m bnm, con una pendiente que va de 2° hasta ser superior a los 45°. En el talud sobresalen rasgos particulares de relieve, como los cañones-corredores submarinos (Fig 1.3).

Escarpe de Yucatán.

La unidad del escarpe de Yucatán se alinea de suroeste a noreste, y sólo comprende la porción occidental del mismo. Este talud también tiene un origen estructural asociado a deformación con extensión, sin embargo su génesis y evolución se asocia con el proceso de rift, es decir, de apertura del fondo oceánico.

1.6.1c.- Talud Superior.

Este sector del Golfo de México se distingue por presentar pendientes menores que oscilan entre 1 y 10°, ya que se encuentra constituido por una serie de terrazas escalonadas que asemejan el modelo de margen de rift con fallas en escalón, los desniveles se pudieron haber formado por movimientos gravitacionales de tipo rotacional, derivados de la fuerte inclinación y falta de soporte lateral. El talud limita por arriba de los 200 m bnm y finaliza a los 1 000 m de profundidad, ocupa una superficie de casi 9 000 km² (Fig. 1.3).

1.6.1d.- Talud Inferior.

En esta porción del talud, las pendientes oscilan entre 5° y más de 45°, con una amplitud de 2 000 m; la profundidad máxima se encuentra a los 3 000 m bnm, su origen se asocia a procesos de sedimentación de carbonatos en una zona de rápida subsidencia, donde también se combinan elementos estructurales de deformación con extensión.

1.6.1e.- Escarpe de Transición Campeche-Yucatán

Esta unidad geomorfológica comprende parte de la porción norte del Escarpe de Campeche y el sector más occidental del Escarpe de Yucatán. Se puede describir como una unidad diferente porque en esta zona ocurrió un cambio de dirección del talud, además de presentar una geometría ligeramente convexa y un conjunto de cañones-corredores submarinos. La amplitud de la unidad es de 2 800 m, distinguiéndose por que las pendientes mayores se ubican en la cara hacia el Cañón Campeche, con valores superiores a los 45°.

1.6.1f.- Talud Cabecera de cañón submarino.

Esta porción del talud corresponde al área de la cabecera del Cañón Campeche, se caracteriza por presentar laderas cóncavas y una forma en planta similar a la U, con pendientes superiores a 3° e inferiores a 30°. La amplitud de esta unidad es de 800 m, inicia a 200 mbnm y finaliza a 1 000 m de profundidad, con una superficie ligeramente superior a 4 700 km² (Fig. 1.3).

Este talud se desarrolla en secuencias carbonatadas y evaporíticas que varían del Jurásico al Plioceno, aunque los sedimentos superficiales que las recubren corresponden a lodos terrígenos aportados por el Sistema Lagunar de Términos y los ríos Grijalva-Usumacinta, del Cuaternario.

Plataforma Continental Carbonatada.

Esta unidad representa la mayor parte del área marina de la porción sur del Golfo de México, es resultado de la precipitación de carbonato de calcio y anhidrita; la sedimentación de lodos de carbonato incluye fragmentos de organismos calcáreos. El origen se explica por cambios glacioeustáticos del nivel del mar y, por ende, de las formas kársticas resultantes, al haber quedado expuesto a los procesos atmosféricos.

La plataforma presenta tres superficies de nivelación o terrazas que están bien marcadas en la topografía actual de la plataforma, las que se explican por tres cambios del nivel del mar, las cuales se localizan entre 90 y 134 m, 63 y 51 m y 29 y 36 m; por lo que una terraza se encuentra en la plataforma interna y dos en la externa.

1.6.1g.- Plataforma continental no rodeada (interna).

La plataforma interna es la porción de la planicie sumergida que inicia en las proximidades de la línea de costa a 10 mbnm y finaliza aproximadamente en la isobata de los 50 m; con una pendiente que varía de 0 a 1°.

1.6.1.h.- Plataforma continental terrígena (interna).

En la plataforma interna se tienen zonas de alta energía, algunos montículos aislados formados por arrecifes y depresiones menores con circulación restringida donde existe gran variedad de organismos. Esta plataforma se caracteriza por presentar gran influencia continental, asociada al aporte de material erosionado en el continente, transportado por el sistema fluvial Grijalva-Usumacinta y el aporte del sistema lagunar de Términos. La

secuencia sedimentaria se compone principalmente por arenas, limos y arcillas con importantes concentraciones de microorganismos planctónicos y bentónicos, especialmente de foraminíferos en la fracción fina. En la unidad se presentan pequeñas elevaciones, denominadas “bancos duros”, las cuales son descritas en la unidad de origen biogénico; las características morfométricas representativas de la unidad corresponden con una pendiente menor a 1°, una amplitud de 50 m, y ocupa una superficie ligeramente menor a 11 800 km² (Fig. 1.3).

1.6.1 i.- Plataforma continental no rodeada externa.

La plataforma externa inicia a la profundidad de 50 m y termina a 200 m bnm, donde se encuentra el quiebre de la misma. La pendiente se incrementa con respecto a la plataforma interna, pero siempre es menor a 1°.

1.6.1 j.- Plataforma Continental terrígena externa.

Cubre un área aproximada de 12 000 km², con una amplitud de 150 m, inicia a los 50 m bnm y finaliza a los 200 m bnm; se caracteriza por presentar bancos duros, sepultados por depósitos terrígenos de diferente granulometría; presenta una textura fina, al estar constituida por fragmentos de foraminíferos y de minerales silíceos.

1.6.2.- Marino Biogénico.

Las formas que constituyen este relieve están directamente relacionadas con la actividad de organismos que viven en colonias, que a su vez se ven influenciados por las corrientes, el oleaje, la turbiedad del agua, vientos, temperatura del agua, entre otros. Se definieron, dentro de esta unidad, dos tipos de construcciones de coral-alga sobre margen continental.

1.6.2a.- Arrecife emergido.

Las formas denominadas de esta manera son aquellas estructuras orgánicas que rompen el espejo de agua, constituyendo islas coralinas aisladas sobre la plataforma.

1.6.2b.- Complejo Arrecifal.

En la región existe una sola estructura orgánica con estas características, conocida como Arrecife Alacrán, que se ubica en la porción más oriental, ocupa una superficie de casi de 54 km² y presenta una amplitud de relieve de 60 m a partir de la plataforma.

1.6.3.- Marino Denudativo.

Las formas más representativas de este relieve erosivo son las originadas por efectos de los procesos exógenos ocasionados por las corrientes y los movimientos de masas. En este estudio se pudieron diferenciar dos unidades representativas, los cañones-corredores submarinos y el cañón submarino.

1.6.3a.- Cañones-corredores submarinos.

Estos cañones corredores cortan las porciones más escarpadas de los taludes a diferentes profundidades y se formaron como la respuesta a los procesos gravitacionales modeladores de una serie de pequeñas depresiones longitudinales casi paralelas a la pendiente.

1.6.3b.- Cañón submarino

En el área analizada se presentan dos grandes cañones submarinos; el más importante se conoce con el nombre de Cañón Campeche, el cual se localiza al oeste del área en estudio, el segundo no tiene una denominación específica.

El Cañón Campeche es, genéticamente, el resultado del contacto litológico entre las rocas del banco calcáreo de Yucatán al este y los diapiros de la Cuenca de Campeche al oeste, por lo que su origen es el de una depresión de contacto, en la que actualmente se desarrollan procesos de transporte y sedimentación similares a los de un cañón.

1.6.4.- Marino acumulativo

Este conjunto de formas es producto de la depositación de sedimentos clásticos provenientes de las unidades sedimentarias someras, que ha sido transportado por efecto de la gravedad, por las corrientes de fondo y por la precipitación *in situ* de los materiales disueltos en el agua del mar o bien de la sedimentación de organismos planctónicos, por lo que la textura sedimentaria de estas unidades corresponde a una secuencia limo-arcillosa. En el área en estudio se reconocieron dos grandes unidades denominadas pie de continente y llanura abisal.

1.6.4a.- Pie de continente

Cuenta con una amplitud de 1, 000 m, que inicia a 2,000 m bnm y termina a 3,000 m bnm; presenta, además, una pendiente menor a 1° y en ella han ocurrido depósitos de turbiditas y slumps. Esta unidad se caracteriza por estar fuertemente influenciada por el aporte de

material clástico acarreado de las colinas de Campeche, la bahía del mismo nombre y de la Plataforma Campeche-Yucatán a través del Cañón Campeche.

1.6.4b.- Llanura abisal

La llanura abisal se encuentra en la porción más septentrional del área en estudio y representa una pequeña parte de la denominada Cuenca de Sigsbee, donde se encuentran las mayores profundidades del Golfo de México.

Tiene pendientes menores a 1° y una amplitud de relieve mínima, ya que inicia a los 3000 m y el punto más profundo se encuentra a 3600 mbnm (Fig. 1.3).

1.7.- Vías de acceso.

El acceso más importante hacia la Sonda de Campeche es por Ciudad del Carmen, situada al suroeste del estado de Campeche y al occidente de la península de Yucatán, se localiza a 18.63°N , 91.83°O , en la parte más occidental de la Isla del Carmen.

La ciudad cuenta con acceso de tipo terrestre, marítimo y aéreo, lo que le permite ser una de las dos localidades mejor comunicadas del Estado. En el acceso de tipo terrestre, la isla es comunicada por la carretera federal número 180; en el punto noreste de la isla se cuenta con el puente de "La Unidad" que comunica con la capital del estado, y en la parte sur se tiene a el puente "Solidaridad" que enlaza la isla con la Península de Atasta y de ahí con la ciudad de Villahermosa Tabasco. Por lo que toca al acceso marítimo, se da a través del puerto de altura llamado "Laguna Azul" mismo que tiene la capacidad de recepción de embarcaciones de tipo turístico y comercial. En tanto que el acceso por vía aérea, se logra mediante el aeropuerto internacional de Cd. del Carmen (CME).

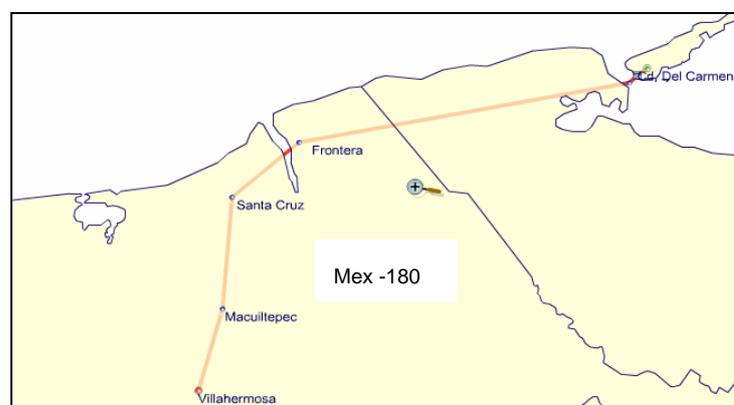


Fig. 1.4.- Vías de acceso a Cd. Del Carmen, carretera federal número 180 (SCT, 2008).

1.8.- Antecedentes.

En el año de 1949 se desarrollaron los primeros trabajos exploratorios en la Plataforma Continental del Golfo de México, frente a la porción sur de los estados de Veracruz y Tabasco. De 1969 a 1970, se efectuó un levantamiento de sismología de reflexión en esa área, que conjuntamente con los trabajos de magnetometría y gravimetría, sugirieron la existencia de una cuenca sedimentaria en lo que hoy se conoce como la Sonda de Campeche.

Con la información geológica y geofísica obtenida en los pozos perforados en la Península de Yucatán, norte de Campeche y los del área continental de Chiapas-Tabasco, se inició la elaboración de planos paleogeográficos del Jurásico y Cretácico, los cuales indicaron condiciones estructurales y sedimentológicas similares entre la Sonda de Campeche en el Área de Chiapas-Tabasco. Adicionalmente, se tenía la evidencia de presencia de hidrocarburos en el mar desde 1971, a una distancia de 70 km de Ciudad del Carmen, Campeche, por lo que diversos trabajos exploratorios fueron acelerados.

En la porción marina se delinearon treinta estructuras con cierre estructural favorable para la acumulación de hidrocarburos. De las estructuras interpretadas destacaban las del Complejo Cantarell que fue perforada en el año de 1975. El pozo exploratorio Chac-1, confirmó la acumulación de hidrocarburos en la Sonda de Campeche, produciendo aceites y gas en dolomías clásticas, brechas del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior. Su producción inicial diaria de aceite fue de 952 barriles. Este descubrimiento produjo el incremento de los trabajos geológicos, procesando e interpretando información sísmica, así como la adquisición de información sísmica en 1979.

Con la perforación de los primeros pozos exploratorios, la toma de registros geofísicos, los datos paleontológicos y el análisis litológico, se comenzó a establecer la secuencia estratigráfica y con esto, se inició la definición geológica y petrofísica de los diferentes yacimientos. Asimismo, otros trabajos más específicos a partir de estudios petrográficos, geoquímicos, análisis de muestras de canal y núcleos fueron determinando el valor del contenido orgánico y el grado de madurez de la roca.

Con la elaboración de secciones geológicas estructurales y los planos correspondientes, así como con el apoyo de diferentes actividades geológicas de evaluación regional y de detalle, se definieron los sistemas de depósito y su evolución geológica, además de obtener una mejor caracterización de los yacimientos. Posteriormente al pozo Chac-1, se perforó en 1977

Generalidades

el pozo exploratorio Cantarell-1 (Akal-1) en el llamado bloque de Akal, resultando productor de aceite y gas en brechas del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior. Esta perforación fue seguida de los pozos exploratorios Cantarell-2011 (Nohoch-1) y Cantarell-2095 (Nohoch-2), descubriendo hidrocarburos en la estructura de Nohoch.

Con los resultados obtenidos, se incremento la perforación exploratoria en el área, siendo los pozos Akal-1, Akal-2, Akal-3, Akal-501, Akal-601, Akal-701, Akal-801, Akal-1501, Chac-2, Cantarell-1621, Ich-1, Cantarell-2207, Cantarell-2239, y Cantarell-91, los que aportaron información adicional para evaluar el potencial petrolero del complejo, que una vez conocido originó, en 1979, la etapa de desarrollo y explotación del mismo.

Hacia 1981 ya se habían perforado 40 pozos alcanzando una producción de 1.2 millones de barriles diarios de aceite. La alta capacidad productiva del complejo se manifestó en algunos pozos, con gastos de más de 50 mil barriles diarios. La estrategia de producción hasta el inicio de los años noventa, fue la de mantener una plataforma de producción de un millón de barriles diarios de aceite.

Capítulo 2.- Geología Regional y local.

2.1.- Marco Geológico Regional.

El marco geológico regional está controlado por los elementos que constituyen el Golfo de México y elementos próximos del sureste mexicano, como son la plataforma de Yucatán, las cuencas Cenozoicas del Sureste, y la Sierra de Chiapas; en las cuales se llevaron a cabo diferentes eventos sedimentológicos, estratigráficos y estructurales relacionados con la evolución del Golfo de México.

La Plataforma de Yucatán es un extenso banco carbonatado, cuyo desarrollo inicia en el Mesozoico y continúa en la actualidad, dicho banco se extiende hasta el escarpe de Campeche, en el que replegados sobre su porción occidental se encuentran grandes cuerpos deformados de sal que han intrusionado a rocas mesozoicas y cenozoicas.

El bloque Yucatán, ha sido un paleóelemento que ha jugado un papel importante en la apertura del Golfo de México; su dinámica ha permitido delimitar los depósitos de sal durante el Calloviano-Oxfordiano, además de actuar como un contrafuerte en los procesos de deformación ocasionados por los esfuerzos compresivos que han actuado desde el Cretácico Superior al reciente; el bloque Yucatán es un bloque levantado desde el Jurásico en el que han imperado ambientes someros restringidos para el Cretácico Inferior y Superior.

La sierra de Chiapas es un elemento orogénico resultado de los movimientos de las placas del Caribe y Norteamérica, a través del sistema de fallas laterales Motagua-Polochic; las cuales conforman diferentes estilos estructurales que también han deformado a las secuencias sedimentarias de la Región Marina de Campeche, contribuyendo con otra fase de deformación.

Las cuencas Cenozoicas constituyen grandes depresiones resultado del movimiento de la sal, la arcilla y del evento chiapaneco que deformó a las rocas entre el Oligoceno y Mioceno Inferior en todo el sureste de la República; en las depresiones se acumularon grandes cantidades de sedimentos terrígenos.

El contexto estratigráfico y sedimentológico de la Sonda de Campeche, corresponde con secuencias sedimentarias representadas por rocas calcáreo-arcillosas y carbonatadas del Mesozoico y por rocas terrígenas del Cenozoico. Las rocas terrígenas son principalmente lutitas que empaquetan cuerpos delgados de areniscas.

Geología Regional y local

Desde los inicios del Jurásico, se tuvo la presencia de la Plataforma de Yucatán ubicada al norte del paleo Golfo de México, y un paleo continente (Sierra de Chiapas) al suroeste. Estos elementos constituyen la fuente principal de aporte de sedimentos depositados durante el Mesozoico tardío y todo el Cenozoico en la Zona de estudio.

Es notable la presencia de horizontes de bentonita en toda la secuencia sedimentaria, aunque son más abundantes en el Cenozoico, donde se encuentran intercaladas tanto en lutitas como en areniscas; estas cenizas volcánicas fueron transportadas por corrientes eólicas y acuáticas. Se considera una de las principales fuentes de aporte de sílice y magnesio, elementos que participan con mayor frecuencia en los procesos diagenéticos de las rocas siliciclásticas.

Es también importante considerar la presencia de lodos calcáreos y fragmentos de calizas integrados al depósito de los materiales clásticos, resultado de la erosión de la Plataforma de Yucatán, constituyendo delgadas capas con detritos de carbonatos o cementando las rocas terrígenas. Ocasionalmente se tienen flujos de *detritus* como probable producto de la destrucción de bancos calcáreos.

En el contexto estructural, la acción de la placa del Caribe con la placa de Norteamérica, generaron en el Oligoceno esfuerzos transpresivos que plegaron la secuencia sedimentaria en forma de anticlinales alargados orientados NW-SE en la Región Marina, dando lugar al denominado Evento Chiapaneco. Como resultado de este evento y por la carga de sedimentos siliciclásticos del Paleoceno, la sal se plegó y se inyectó a niveles superiores donde fue expulsada formando cuencas de desalojo de sal (minicuenas).

Algo muy parecido sucedió con los domos arcillosos que en forma disarmónica se tienen en la columna Cenozoica, ya que debido a su alto límite elástico y a la abundante presencia de agua, se deformaron e inyectaron en niveles superiores de la misma manera que los domos, diapiros y canopies. Es probable que estos cuerpos de sal y arcilla influyan en forma directa en la formación de fallas normales ubicadas en el noroeste de nuestra zona de estudio.

Como culminación de este ciclo de deformación, durante el Mioceno-Plioceno ocurrieron esfuerzos compresivos que originaron extensión por lo que se formaron los sistemas de fallas lístricas que delimitan la continuidad hacia el mar de las Cuencas de Macuspana y Comalcalco; ocasionaron además movimientos de la sal con el diapirismo a la Cuenca Salina del istmo. Esto generó una topografía muy irregular que favoreció se originaran flujos turbidíticos de las arenas postmiocénicas que constituyen los yacimientos del Cenozoico Tardío. Dicha topografía dio lugar a la clasificación de los elementos estructurales de la

Sonda de Campeche y su entorno en seis provincias morfoestructurales (Ángeles-Aquino, 1982) que se describen a continuación (Fig.2.1).

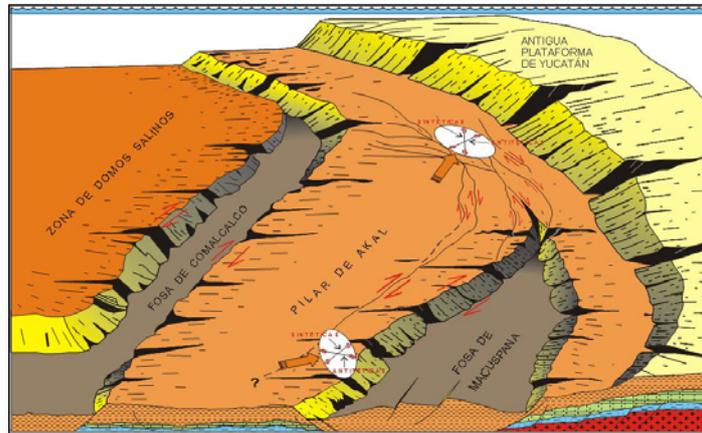


Fig. 2.1. - Esquema que muestra la morfología estructural (Ángeles-Aquino, 1982).

Antigua plataforma de Yucatán.

Se localiza en la porción oriental de la sonda de Campeche, la constituyen principalmente carbonatos de plataforma.

Zona de talud.

Es la zona de transición entre la cuenca y la antigua Plataforma de Yucatán, la constituyen principalmente brechas de talud.

Fosa de Macuspana.

Es un graben que corresponde a la prolongación de la cuenca de Macuspana en el mar, esta constituida por sal y rellenos arcillosos y arenosos del Cenozoico Tardío.

Pilar de Akal.

Es un horst que se localiza en la porción central de la Sonda de Campeche, esta provincia es la principal productora de hidrocarburos en el Mesozoico de México.

Fosa de Comalcalco.

Es un graben que corresponde con la prolongación de la Cuenca de Comalcalco hacia el mar, constituida principalmente por rellenos terrígenos, predominando materiales arcillosos.

Zona de domos de sal.

Se localiza en la porción occidental de la Sonda de Campeche y esta constituida principalmente por domos e intrusiones salinas (diapiros, canopies, etc).

2.2.- Marco estratigráfico.

Los depósitos sedimentarios que constituyen la columna sedimentaria de la Sonda de Campeche van desde el Mesozoico (Jurásico) al Cenozoico, son principalmente carbonatos y terrígenos; los primeros están presentes principalmente en el Mesozoico y los segundos en el Cenozoico. Mención aparte merecen las secuencias evaporíticas que constituyen el depósito más antiguo en la Sonda de Campeche (Fig. 2.2).

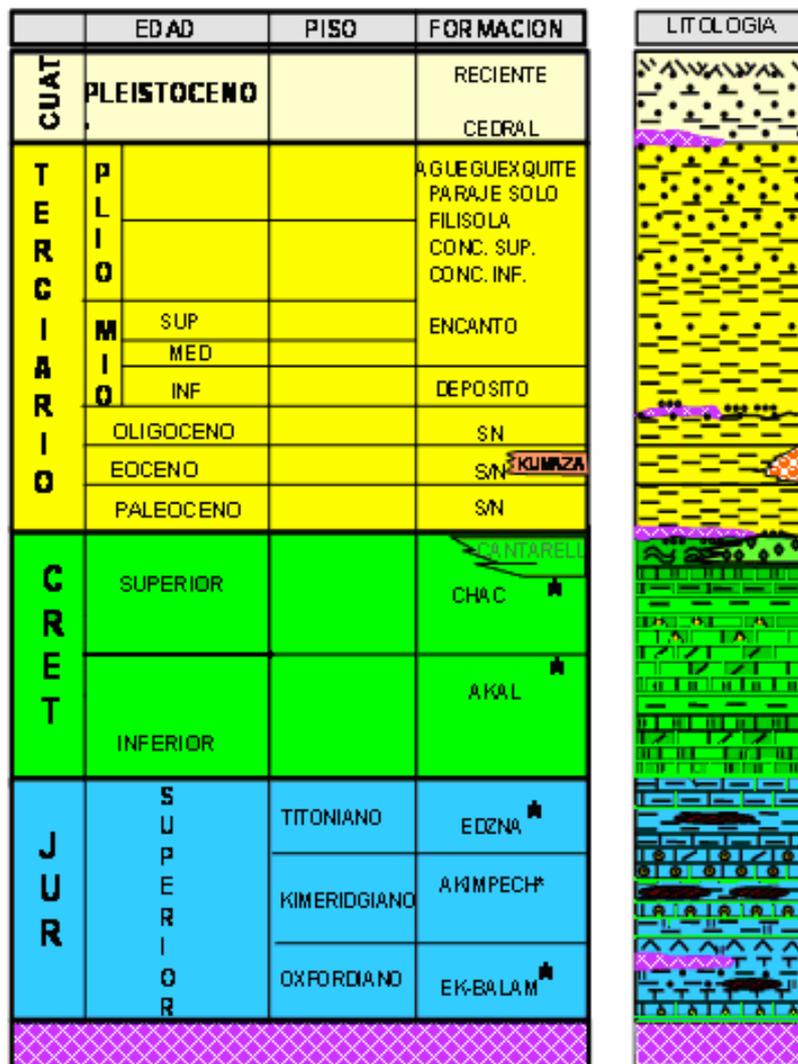


Fig. 2.2.- Tabla estratigráfica de la Sonda de Campeche (modificada Angeles Aquino, 1997).

2.2.1.- Basamento.

El basamento consiste en una corteza transaccional delgada, la cual controla el depósito en macrozonas de diferentes facies sedimentarias, mientras se desarrollan las cuencas en Jurásico Superior.

2.2.2.- Jurásico.

2.2.2.1.- Calloviano.

Las rocas sedimentarias más antiguas y con una total distribución en la Sonda de Campeche, corresponden a depósitos evaporíticos constituidos mayormente de sal (NaCl), identificados como sal ístmica; estos depósitos ocurrieron probablemente desde el Calloviano hasta antes del Oxfordiano Superior en una posición geográfica mucho más al norte de donde se encuentran ahora. La distribución de la sal varía de mayor a menor espesor desde el centro de la cuenca del Golfo de México hasta las márgenes del paleocontinente.

Durante todas las etapas de deformación que experimentó la región, pero sobre todo en el Mioceno, la sal desempeñó un papel importante en la formación y/o la modificación de estructuras de la cuenca salina y de los campos petroleros de Ku, Maloob, Zaap y Kutz; se observa una mayor abundancia de sal en la porción noreste del área en los campos, Ek, Balam y Batab. Sobrayace a rocas del basamento cristalino o a los lechos rojos del Triásico y subrayase en forma discordante a los depósitos del Oxfordiano.

2.2.2.2.- Jurásico Superior.

Angeles-Aquino (2001), propuso por primera vez con mayor rigor científico nombres formales para las unidades que constituyen los tres pisos del Jurásico Superior en la Región Marina. La importancia de proponer nombres formacionales para las unidades del subsuelo de la Sonda de Campeche aunque no se cumpla con el código estratigráfico de Norteamérica al no existir localidad tipo, radica en su enorme cantidad de reservas petroleras y en la necesidad de los geocientíficos que laboran en esta región tiene que identificar las unidades productoras o generadoras de la región en una forma más sencilla e integral, de tal manera que facilite su identificación y correlación hacia otras áreas donde se extienda la exploración y explotación.

2.2.2.3.-Oxfordiano.

Antecedentes.

Las rocas de edad Oxfordiano están representadas por las formaciones Zuloaga, La Gloria y Olvido en el noreste del país; la Formación Santiago se conoce en la Sierra Madre Oriental entre los estados de Hidalgo, Veracruz en la región de Tampico-Misantla donde también se tiene a la formación Tepexic y San Andrés.

Rocas de esta edad se han cortado en pozos petroleros en la Sonda de Campeche, consisten de areniscas, arenas, limolitas y bentonitas de color gris olivo; generalmente, estas secuencias sedimentarias están acompañadas con intercalaciones delgadas y aisladas de calizas arcillosas.

Grupo Ek-Balam.

Las rocas de edad Oxfordiana que se encuentran en el subsuelo de la Sonda de Campeche, han sido denominadas por Ángeles-Aquino y Cantu Chapa (2001) como grupo Ek-Balam. Rocas de esta edad se cortaron en los pozos Chac-1, Cantarell-2239 y Caan-1, en la porción oriental de la Sonda de Campeche y en Che-1 y Hayabil-1, en la porción occidental. Consisten de areniscas y limonitas con algunas intercalaciones de bentonita de color gris olivo. Generalmente esta serie sedimentaria esta acompañada con intercalaciones delgadas y aisladas de calizas arcillosas y delgados lentes de pedernal.

Las rocas cortadas pertenecientes a esta unidad tienen desde 57 hasta 440 m de espesor, sin lograr atravesarla, son principalmente secuencias detríticas finas a gruesas, tales como: areniscas y limolitas bentoníticas. Por sus características se han dividido en tres unidades litoestratigráficas, que a continuación se describen.

Parte Inferior. Está constituida por calizas grumosas arenosas con peletoides de color gris olivo, que gradúan hacia la cima a detritos finos constituidos de arcillas y lutitas bentoníticas.

Parte Media. Está constituida por una alternancia rítmica de areniscas calcáreas, limolitas y lutitas bentoníticas, que cambian lateralmente de facies a areniscas mal consolidadas con matriz pelítica (inmaduras) y areniscas deleznales que gradúan hacia la base a areniscas conglomeráticas y/o conglomerados arenosos mal consolidados.

Parte Superior. Esta caracterizada por calizas arenosas que gradúan a areniscas calcáreas y limolitas con delgados horizontes de anhidrita.

Edad.

Según Cantu Chapa (2001) es posible asignar a esta unidad una edad Oxfordiano Superior, debido a la presencia de amonitas encontradas en el núcleo 3 del pozo Batam-101, las cuales fueron determinadas con los géneros *Ochetoceras sp* y *Discophinctes*.

Relaciones Estratigráficas.

Las rocas de edad Oxfordiana subyacen en forma aparentemente concordante en la porción oriental de la Sonda de Campeche, a las secuencias terrígenas de la unidad "B" del Kimmeridgiano; la parte inferior de esta unidad no ha sido alcanzada en la perforación de los pozos. La distribución de las secuencias sedimentarias del Oxfordiano están confinadas a la porción oriental del área, sin embargo, se infiere que se deben extender hacia el occidente.

2.2.2.4.-Kimmeridgiano.

Antecedentes.

En México, secuencias sedimentarias marinas del Kimmeridgiano están representadas por la Formación La casita, al norte del país, por las formaciones Tamán y San Andrés en la porción centro oriental y al sur por la Formación Chinameca. En la Sonda de Campeche 18 pozos han penetrado a este nivel estratigráfico, cortando espesores que varan desde 95 m hasta 1260 m (Angeles- Aquino 2006).

Formación Akimpech.

Es difícil realizar una caracterización completa de esta unidad en todos los niveles de investigación. Esto se debe en gran parte a la falta de penetración de los pozos y a la poca información de núcleos pertenecientes al Kimeridgiano.

La formación Akimpech fue introducida formalmente por Ángeles-Aquino y Cantu Chapa (2001), para distinguir a la secuencia sedimentaria originada por depósitos Oolíticos dolomitizados del Jurasico Superior Kimeridgiano en la plataforma de Campeche.

Esta formación se encuentra ampliamente distribuida en toda el área y la constituye una secuencia cíclica de carbonatos y terrígenos, los cuales por sus diferencias se han sido divididos en cuatro miembros denominados informalmente B, C, D y E.

A continuación se describe esta formación según cada uno de sus miembros, tomando en consideración su litología y su posición estratigráfica.

Miembro terrígeno "B".

Litología y espesores.

El miembro B se encuentra en la posición occidental de la Sonda de Campeche y es predominantemente terrígeno, esta constituida principalmente por limonitas y lutitas arenosas bentoníticas, con esporádicas intercalaciones delgadas de areniscas y microdolomías bentoníticas con horizontes de anhidrita. Este tipo de material tiende a cambiar lateralmente hacia la porción occidental de la sonda a carbonatos.

Edad.

En núcleos del pozo Chac-1 se encontraron algas dacicladáceas asociadas con algunos dinoflagelados, asimismo, Cantu Chapa (1977) reportó amonitas de las especies *Nebrodités* y *Taramelliceras* en estos depósitos, por lo que es posible situarlos en el Kimmeridgiano Inferior.

Relaciones estratigráficas.

Suprayace en forma aparentemente concordante con la unidad litoestratigráfica del Oxfordiano y subyace al miembro calcáreo "C" de la formación Akimpech. Se encuentra distribuida principalmente en la porción oriental del área de estudio.

Miembro calcáreo "C".

Litología y espesores.

Esta constituido primordialmente por secuencias carbonatadas, donde predominan dolomías micro a mesocristalinas; también se tienen packstone de pelletoides con dolomitización incipiente e intercalaciones aisladas de limonitas y lutitas limosas y arenosas de color gris olivo.

Su espesor varía desde 37 hasta 267 m, y se encuentra distribuida en la porción central de la Sonda de Campeche.

Edad.

La presencia de *Rhaxella sorbyana* en el pozo Koyac sitúan a esta unidad en el piso Kimmeridgiano.

Relaciones Estratigráficas.

El miembro calcáreo "C", suprayace concordantemente al miembro "B" y subyace en igual forma al miembro algáceo "D" de la formación en cuestión. Se encuentra distribuido en la porción central y oriental de la Sonda de Campeche y tiende a hacerse terrígena hacia el oriente donde se infiere sufre un cambio de facies.

Miembro Algáceo "D".

Litología y espesores.

Al miembro "D" lo constituyen principalmente terrígenos arcillosos con algunas intercalaciones de carbonatos. Los terrígenos son limonitas y lutitas arenosas con abundante materia orgánica, principalmente de tipo algáceo. También se observan algunas zonas en donde estas rocas son de color rojizo, sobre todo en la región oriental donde ya existió influencia continental; probablemente se acumuló en zonas de intermarea. Esta unidad tiene un espesor que varía desde 23 m hasta 387 m.

Edad.

Al igual que la unidad anterior, la presencia de *Rhaxella sorbyana* encontrada en el pozo Koyac-1^a, la sitúa en el piso Kimmeridgiano.

Relaciones Estratigráficas.

El miembro "D" se encuentra confinado entre los miembros "C" y "E" del Kimmeridgiano, ambos (C y E) son de tipo carbonatado; a los cuales suprayace y subyace, respectivamente. Lateralmente se adelgaza hacia el occidente y los horizontes carbonatados se pierden o se integran a las unidades confinantes.

Miembro Oolítico "E".

Litología y espesores.

El miembro "E" está constituido por dolomías mesocristalinas y microcristalinas, que de acuerdo a los estudios diagenéticos efectuados, se interpreta que en su origen estas rocas fueron packstones, grainstones de ooides y pelletoides; otros estratos fueron de mudstones y wackestones de pelletoides. Cuando estas rocas no fueron afectadas por la dolomitización, formaron bancos de calizas oolíticas. Su espesor total es variable y llega a alcanzar desde

52 m en el pozo Zinic-1 hasta 373 m en el pozo Uech-21, dando como promedio un espesor de 225 m.

Edad.

Debido a que en este miembro no se han encontrado fósiles índice y considerando la posición que guarda con respecto al miembro subyacente "D" y al suprayacente miembro "F" del Tithoniano, su edad en la columna estratigráfica se da por posición estratigráfica y correlación con pozos vecinos, en las cuales las unidades encajonantes "F" y "D" están datadas por lo que Órnelas *et al.* (1992) sitúa a este miembro en la biozona de *Pseudocyclamina lituus* y *Acicularia elongata elongata*, pertenecientes al Kimmeridgiano.

Relaciones Estratigráficas.

El miembro "E" suprayace al "D" y subyace al "F", este último es del Tithoniano. El límite superior se establece en forma aparentemente concordante con las rocas calcáreo-arcillosas del Tithoniano; características semejantes se observan en la base de este miembro con las rocas del miembro "D" subyacente. Tiene una amplia extensión dentro del área ya que cubre toda el área de la Sonda de Campeche.

2.2.2.5.-Tithoniano.

Antecedentes.

El Tithoniano está representado en el norte y noreste del país, por las formaciones La Caja, La Casita y Pimienta; en la porción centro oriental (Cuenca de Veracruz) por la formación Tepexiotala. En el sur y sureste del país (Cuenca Salina del istmo, Sierra de Chiapas y Plataforma de Yucatán) por la Formación Chinameca.

Rocas de edad Tithoniano se han identificado en 224 pozos en la Sonda de Campeche, y a diferencia de los pisos anteriores, este es uno de los más uniformes con un espesor promedio de 265 m, se compone de calizas arcillosas color oscuro con intercalaciones de lutitas bituminosas ligeramente calcáreas; en algunas partes se observan carbonosas ya que contienen abundante materia orgánica vegetal (algaceas, restos de plantas y animales (restos de pez); gradúan lateralmente de mudstone a caliza arcillosa bentonítica, son de color negro olivo y en algunos horizontes se tiene anhidrita de color gris blanquizca.

Desde el punto de vista petrolero esta unidad es una de las unidades más importantes, dado que se considera la principal roca generadora del Área Marina en la Sonda de Campeche.

Formación Edzna.

El límite superior de la Formación Akimpech es por un contacto abrupto con la Formación Edzna, este contacto representa muy probablemente el final de las condiciones de alta energía que fueron sustituidas por condiciones de baja energía en aguas más profundas o ambientes semirrestringidos en las cuales se depositaron lutitas y mudstones ricos en materia orgánica de la Formación Edzna.

La formación Edzna descrita por Ángeles-Aquino y Cantu Chapa (2001), en la Sonda de Campeche, se divide por sus contrastes litológicos en tres miembros: "F, G, y H ". El primero nivela irregularidades topográficas del Kimmeridgiano y tiene la influencia carbonatada del horizonte "E". El segundo es mas regular, ya que su extensión es muy amplia y es primordialmente arcilloso; por último el tercero es el de mayor distribución, es principalmente calcáreo bentonítico.

Miembro Calcáreo "F".

Litología y espesores.

El miembro "F" esta constituido por caliza arcillosa de color gris claro a café claro, con abundante materia orgánica; ocasionalmente contiene delgadas intercalaciones de lutita limosa gris oscuro a negro. Estas rocas están uniformemente distribuidos en la Sonda de Campeche y de acuerdo a datos petrográficos y geofísicos marcan los limites de las unidades litoestratigráficas

Edad.

Órnelas *et al* (1992) encontraron radiolarios y sacocomas, por lo que en su trabajo de biozonificación del Jurásico Superior incluyen a este miembro en la biozona de *Saccocoma archnoidea* y *eothyx alpina* situada en entre el Tithoniano Inferior y Medio.

Relaciones estratigráficas.

El miembro "F" suprayace al miembro "E" del Kimmeridgiano y subyace al miembro "G" del Tithoniano, su distribución cumple toda el área de estudio

Miembro Arcilloso "G".

Litología y espesores.

El miembro "G" tiene espesores desde 39 hasta 171 metros, esta constituido predominantemente de lutitas calcáreas arenosas con intercalaciones de margas y calizas de colores oscuros. Es la unidad generadora de mayor importancia en la Sonda de Campeche ya que contiene abundante materia orgánica dispersa y concentrada.

Edad.

Órnelas *et al* (1992) zonificaron el Jurásico Superior de la Región Marina, situando este miembro en la denomina biofacie de *Saccocoma arachnoidea* y *Eotryx alpina* del Tithoniano Inferior-Medio.

Relaciones Estratigráficas.

Los límites estratigráficos del miembro "G" están dados por las relaciones con el miembro "F", al cual suprayace en forma concordante; en su cima esta en contacto con el miembro "H" al que subyace, también concordantemente. Esta unidad es un tanto irregular ya que presenta variación de espesores, sin embargo los mejores desarrollos se ubican en la porción occidental de la Sonda de Campeche.

Miembro Calcáreo "H".

Litología y espesores.

Las rocas que constituyen el miembro "H", son principalmente calizas arcillosas y bentoníticas (mudstone); algunas veces presentan aspecto cretoso, que favorece a la dolomitización como ocurre hacia la porción oriental del área. Su espesor varía de 26 m a 83 m, los espesores más delgados de este miembro se tienen en el oriente y los más gruesos en el occidente.

Edad.

Cantu-Chapa (1977) determinó los amonoides del género *Durangites* sp y *Protoncycloceras* sp. En el núcleo del pozo Chac-2, estableciendo estos fósiles y por ende el miembro pertenecen a la cima del Tithoniano.

Relaciones Estratigráficas.

Este miembro que corresponde a la cima del Jurásico Superior (Tithoniano), suprayace en forma concordante al horizonte "G" y subyace transicionalmente a las secuencias de carbonatos del Cretácico Inferior, ambos contactos son concordantes; la distribución lateral del miembro "H" es bastante uniforme y amplia, ya que cubre toda el área de estudio.

2.2.3.-Cretácico.

El Cretácico está caracterizado en la sonda de Campeche principalmente por carbonatos propios de aguas profundas en ambientes de baja energía, es decir, son calizas con baja porosidad que producen principalmente en condiciones fracturadas. La brecha productora únicamente se observa en la porción oriental en el Cretácico superior, aunque últimamente se están encontrando en la porción occidental otras brechas con génesis diferente. Aquino *et al.*, (1988), describen una serie de unidades litológicas dentro del Cretácico las cuales son las siguientes; Unidad 1, Unidad 3, Unidad 5, Unidad 7, Unidad 9 y Unidad 11. Siendo las unidades U1 y U3 las que caracterizan el nivel Cretácico Inferior (Berriasiano-Aptiano); las unidades U5, U7 y U9 del Albiano- Cenomaniano, en tanto que el Cretácico Superior (Turoniano-Maastrichtiano) por las unidades U9 y U11.

2.2.3.1.-Cretácico Inferior.

El Cretácico Inferior en la Sonda de Campeche, informalmente denominada como Formación Akal (Angeles-Aquino *et al.*, 1994) está constituido principalmente por carbonatos dolomitizados con intercalaciones de calizas arcillosas bentoníticas, depositadas en aguas relativamente profundas, debido a la aceleración del ciclo transgresivo.

Son 66 pozos los que han cortado este nivel estratigráfico con un espesor promedio de 460 m, caracterizados por mudstone bentonítico de color verde y gris olivo ligeramente dolomitizado, dolomía microcristalina color gris verdoso, gris blanquizco y gris olivo, en su origen mudstone a wackstone de intraclastos y exoclastos tamaño rudita y arena, así como calizas cretosas color crema. Existen también horizontes arcillosos caracterizados por lutitas oscuras y bentonitas verdes. Las estructuras sedimentarias observadas son las siguientes: líneas estilolíticas, estratificación graduada, microlaminación ondulada, perturbación mecánica, calcos de flujo, grumos, carpetas de algas, fracturas selladas por calcita, espectros de grano, bioclastos (briozoarios, miliólidos, y calciesferulidos), intraclastos, horadaciones biógenas, calcos de carga, microlentes de bentonita; como accesorios se tienen delgados lentes de pedernal, así como pirita, cuarzo y bentonita.

Los procesos diagenéticos presentes, son de dolomitización, silicificación y en menor grado estilolitización, crecimientos sintaxiales. La porosidad es pobre a regular de tipo primaria y secundaria (intercristalina, móldica, en fenestros, fracturas y cavidades de origen desconocido). En las rocas del Cretácico Inferior podemos encontrar impregnación de aceite ligero, pesado residual y gilsonita, parte de esta unidad es considerada como generadora, aunque su carácter principal es de roca sello.

Como ya mencione con anterioridad Aquino *et. al.*, (1988) propone para el Cretácico Inferior a las unidades 1 y 3, las cuales se describen a continuación.

- **La Unidad 1 (U1)** está constituida por una serie de mudstone-wackestone arcillosos y bentoníticos de aspecto cretoso ocasionalmente dolomitizados y recristalizados con laminaciones y estilolitas y se observa compactación. Los microfósiles que caracterizan esta unidad están representados por calpionélidos (*Tintinopsella carpatica* y *Calpionella alpina*) del Berriasiano-Valanginiano.

- **La Unidad 3 (U3)** está constituida por mudstone-wackestone bentoníticos y arcillosos con foraminíferos, bioclastos e intraclastos en ocasiones dolomitizados. Los microfósiles están representados por *Colomiella recta*, *Globogerinelloides algerianus*, *Globogerinelloides ferreolensis*, *Nannoconus steinmanni*, *Nannoconus truitti*, *Cadosina* sp y *Ticinella* sp. De acuerdo a los microfósiles que contiene se le ha asignado una edad del Barremiano-Aptiano.

Edad.

El nivel del Berriasiano está representada por los géneros *Calpionella* elíptica, *Tintinnopsella* carpatica, *Calpionellopsis simplex*; el Valanginiano por *Remaniella cadishiana*, *Calpionellopsis oblonga* y *Lorenziella hungarica*; el Valanginiano medio por *Calpionellites darderi*; el Barremiano por una zona de nanocónidos (*N. bermudezi*, *N. steinmanni*); y finalmente el Aptiano por *Globigerinelloides ferreolensis*, *G. algerianus* y *Leupoldina cabri*.

2.2.3.2.- Albiano-Cenomaniano.

Son 57 pozos los que han cortado este nivel estratigráfico, tiene un espesor de 176 metros y esta representado por cinco lithosomas constituidos por mudstone, wackstone de exoclastos, intraclastos y bioclastos; se observan también cuerpos de dolomía microcristalina gris blanquizca; asimismo horizontes arcillosos de lutitas oscuras y bentonitas gris verdoso y verde amarillento. Las estructuras sedimentarias observadas son las siguientes:

microlaminaciones, líneas estilolíticas, fracturas selladas por calcita, relices, grumos, intraclastos, nódulos, calcos de flujo, perturbación mecánica, microlaminación gradada, bioclastos, estructuras de corte y relleno, fracturas selladas por dolomía y litoclastos con textura cataclástica; como accesorios se tienen pirita, pedernal, anhidrita, cuarzo autígeno y bentonita. La porosidad es pobre a regular, primaria y secundaria, intercrystalina, móldica, en fracturas, y cavidades de origen desconocido.

Los procesos diagenéticos están representados por dolomitización, silicificación y cristalización euhedral.

Las unidades U5, U7 y U9 corresponden al Cretácico Medio (Albiano- Cenomaniano) según Aquino *et. al.*, (1988), las cuales se describen a continuación.

- **La Unidad 5 (U5)** está representada por mudstone-wackestone con cuarzo terrígeno con intercalaciones de lutitas limosas de color negro del Aptiano.

- **La Unidad 7 (U7)** está constituida por mudstone-wackestone de foraminíferos y dolomías microcristalinas con micro laminaciones, estilolitas. Los microfósiles están representados por foraminíferos planctónico de los géneros *Ticinella* y *Hedbergella* del Albiano y posiblemente la parte inferior del Cenomaniano.

- **La Unidad 9 (U9)** se conforma por mudstone-wackestone arcilloso con intercalaciones de lutitas arenosas y limosas con abundantes foraminíferos planctónicos como *Rotalipora cushmani*, *Rotalipora appenninica*, *Hedbergella planispira*, *Hedbergella moremmani*, *Clavihedbergella simplex*, *Dicarinella* sp. y *Heterohelix* sp. De acuerdo con la microfauna se le asigna una edad del Cenomaniano Superior a Turoniano.

Edad.

El Albiano, está representado por *Colomiella recta*, *C. mexicana*, *Ticinella madecassiana*, *Rotalipora balarnaensis*, *Bishopella alata*, *B. ornelasae*, *C. innominata*, *G. bentonensis*. El Cenomaniano esta caracterizado principalmente por foraminíferos planctónicos como *Rotalipora cushmani*, *Rotalipora apenninica* y *Planomalina buxtorfi*

2.2.3.3.-Cretácico Superior.

El Cretácico Superior en la Sonda de Campeche, informalmente denominado Formación Chac (Angeles-Aquino *et al.*,1994) ha sido cortado por 104 pozos, con un espesor promedio de 272 m, esta constituido por cinco lithosomas representados por carbonatos, tales como: mudstone, wackestone de exoclastos, bioclastos y litoclastos ligeramente bentoníticos de

color crema, café y gris olivo claro. Las estructuras sedimentarias observadas son las siguientes: microlaminaciones onduladas, grumos, intraclastos, líneas estilolíticas, fracturas selladas por calcita, micro-horizontes silicificados, relices planchados, bioperturbaciones, horadaciones biogenas, perturbación mecánica, grumos, carpetas de algas, ojos de pájaro, calcos de flujo, pedernal claro y oscuro con asfalto. Como accesorios se tienen: pirita, pedernal, anhidrita y bentonita. Hay dolomitización y silicificación. La porosidad es pobre a regular en cavidades de origen desconocido.

Las unidades U9 y U11 corresponden al Cretácico Superior (Turoniano-Maastrichtiano) según Aquino *et. al.*, (1988), las cuales se describen a continuación.

- **La Unidad 9 (U9)** se conforma por mudstone-wackestone arcilloso con intercalaciones de lutitas arenosas y limosas con abundantes foraminíferos planctónicos como *Rotalipora cushmani*, *Rotalipora appenninica*, *Hedbergella planispira*, *Hedbergella moremmani*, *Clavihedbergella simplex*, *Dicarinella* sp. y *Heterohelix* sp. De acuerdo con la microfauna se le asigna una edad del Cenomaniano Superior a Turoniano.

- **La Unidad 11 (U11)** está representada por mudstone-wackestone de foraminíferos planctónico con estilolitas, micro laminaciones, litoclastos y grumos y margas con foraminíferos planctónicos como *Marginotruncana concavata* *Globotruncana lapparenti*, *Globotruncana arca*, *Globotruncana leupoldi*, *Globotruncana contusa*, de una edad Coniaciano-Maastrichtiano.

Edad.

El Turoniano, está representado por *Helvetoglobotruncana helvetica*, *Marginotruncana pseudolinneiana*; *Marginotruncana sigali*, *Dicarinella primitiva*; el **Coniaciano** por *Dicarinella concavata*; el **Santoniano** por *Dicarinella asymetrica*; el **Campaniano** por *Globotruncanita elevata*, *Globotrunca linneiana*, *Globotruncanita calcarata*, *Globotruncana aegyptiaca*, *Racemiguembelina fructicosa*, *Globotruncanita stuarti*, *G. stuartiformis*, *Pseudotextularia elegans*, *Rugoglobigerina* sp; el **Maastrichtiano** por *Contusotruncana contusa* y *Gansserina gansseri*.

2.2.4.-Cenozoico.

2.2.4.1.-Paleoceno

Entre los límites del Cretácico Superior y el Paleoceno Inferior se encuentra una unidad constituida por dolomías y calizas clásticas, compuestas por exoclastos con tamaños de

Geología Regional y local

gravas angulosas que conforman una unidad de brechas, que desde el punto de vista económico petrolero, son las rocas almacenadoras más importante en toda la zona marina y posiblemente en el país, ya que la máxima reserva y producción de hidrocarburos proviene de este cuerpo calcáreo que, por su origen y su carácter discordante, su distribución cronoestratigráfica es muy irregular; sin embargo, se considera que la mayor parte de la unidad se encuentra enmarcada en el Cretácico Superior, sin descartar la posibilidad de que la porción superior pertenezca a la base del Paleoceno, sobre todo si tomamos en cuenta que es el manifiesto de un evento donde se mezclan aspectos de sedimentación y de catastrofismo eventos que no son sincrónicos y cuyo máximo paroxismo tuvo lugar precisamente en el Paleoceno. A continuación se describen las características generales de esta unidad estratigráfica.

Esta constituida por flujos de detritos carbonatados provenientes de la plataforma carbonatada compuesta de fragmentos mayoritariamente de, wackestone de exoclastos de tamaño rudita; los componentes mas importantes de la brecha son:

Dolomías microcristalina color café.

Wackestone de miliólidos color gris claro

Wackestone de bioclastos color crema

Wackestone de carpetas de algas gris y gris crema olivo.

Wackestone de litoclastos e intraclastos.

En general la brecha tiene en una matriz calcáreo bentonítica dolomitizada total o parcialmente; presenta estructuras sedimentarias, tales como: estructuras geopetales, estructuras menestrales; también contiene carpetas de algas, microlaminaciones, perturbación mecánica, calcos de flujo y fracturas selladas por calcita. Como accesorios presenta pirita diseminada, bentonita, pedernal claro y oscuro, anhidrita y calcita. Como componentes accesorios presenta pirita diseminada, bentonita, pedernal claro y oscuro, anhidrita y calcita; es común encontrar impregnación de aceite ligero, pesado y residual. El proceso diagenético predominante es la dolomitización y disolución.

Es importante indicar que en los exoclastos se encuentran generalmente fauna de aguas someras y en la matriz fauna planctónica de cuenca (globotruncanidos, hedebergellidos, tintinados, etc), dichos clastos en ocasiones son tan enormes (del tamaño de bloques) que son confundidos con unidades completas (pozo abkatun 212-a). Cabe mencionar que tiene una excelente porosidad.

2.2.4.2.- Eoceno

Litológicamente esta constituido por lutitas y limolitas calcáreas gris y gris verdoso que varían a mudstone arcilloso, suaves a semi-duras, alternando con capas delgadas de lutitas bentoníticas de color gris a gris verdoso, suave y plástica.

En la Sonda de Campeche, el Eoceno Inferior se caracteriza por rocas clásticas terrígenas de grano fino y rocas calcáreo-arcillosas de aspecto cretoso y bentonítico de ambientes batiales.

Los componentes esqueletoides se forman de foraminíferos, placas de equinodermos, algas rojas y verdes, briozoarios, fragmentos de pelecípodos y gasterópodos.

Para el Eoceno Medio se han reportado calcarenitas en el área de Cantarell y ku- Zaap, estas rocas están constituidas por grainstone y packstone de bioclastos e intraclastos, de color café a café oscuro con impregnación de aceite.

Las rocas características para el Eoceno Superior son lutitas y en algunos casos tienen intercalaciones de mudstone arcilloso, respectivamente, de ambientes de aguas profundas.

El ambiente de depósito de estos sedimentos se han interpretado que corresponde a un ambiente de pie de talud y su distribución es regional en espesores variables.

Edad.

El Eoceno se ha dividido en tres edades; Eoceno Temprano, Eoceno Medio y Eoceno Tardío, de acuerdo a las siguientes asociaciones faunísticas; para el Eoceno Temprano tenemos la presencia de *Globorotalia aragonensis* y *Globorotalia soldadoensis*, para el Eoceno Medio tenemos *Globorotalia lehneri*, *Truncorotaloides topilensis* y *Globorotalia spinulosa* y para el Eoceno Tardío tenemos la presencia de *Globorotalia centralis*, *Globorotalia cerroazulensis* y *Hantkenina alabamensis*.

2.2.4.3.- Oligoceno.

Esta constituido por lutitas calcáreas que varían a mudstone arcilloso de color gris claro y gris verdoso, suave, plástica y ligeramente arenosas.

Su distribución es de carácter regional en espesores variables, aunque, en algunas áreas se ha observado que subyace discordantemente a rocas del Mioceno Inferior, por ausencia del

Oligoceno Medio o Superior. Su ambiente de depósito se ha interpretado que corresponde a talud y cuenca profunda.

2.2.4.4.- Mioceno.

La litología está representada por lutitas calcáreas de color gris claro a gris verdoso y café claro. En lo que corresponde a la base del Mioceno Superior se aprecia un cambio fuerte en la sedimentación, caracterizada por abundantes cuerpos de grainstone a packstone y wackestone de bioclastos e intraclastos, de color café, en ocasiones con impregnación de aceite. También se observa escasos desarrollos de arenas siliciclásticas, de grano fino a medio, color gris claro. La distribución de estos sedimentos tiene carácter regional en espesores variables, y según determinaciones paleobatimétricas el ambiente de depósito para el Mioceno Superior es de Talud-Plataforma.

En el entorno de la Sonda de Campeche (Área Marbella) se han descrito dos formaciones para el Mioceno Inferior-Medio y Mioceno Superior, Formación Depósito y Formación Encanto respectivamente, las cuales se describen a continuación.

Formación Depósito (Mioceno Inferior-Medio).

Esta formación está constituida por lutita gris verdosa a gris oscura, ligeramente arenosa y por lutita bentonítica de color verde olivo. Esta roca es compacta, además presenta intercalaciones de capas delgadas de areniscas, de grano fino a muy fino. Esta zona presenta un alto contenido faunístico propio de aguas profundas.

Formación Encanto.

Esta representado por una alternancia de cuerpos de lutita gris verdosa y areniscas calcáreas de grano fino, esta formación presenta restos de moluscos además de presentar delgadas capas de carbón. Su espesor es del orden de los 600 m.

2.2.4.5.- Plioceno.

Esta constituido por lutitas bentoníticas con intercalaciones aisladas de areniscas que constituyen cuerpos lenticulares empaquetados en potentes cuerpos arcillosos. Estas rocas han cobrado reciente interés en la Sonda de Campeche por los últimos descubrimientos de gas seco (Pozo Kopo-1 y Chukua-1), abriendo un nuevo horizonte en la exploración de la Sonda de Campeche.

Para el Plioceno se han descrito tres formaciones para el entorno de la Sonda de Campeche las cuales se mencionaran a continuación empezando por la base del Plioceno y terminando por la cima del Plioceno, ya que su edad no se ha determinado con precisión y su edad se basa en la posición estratigráfica que guardan entre si.

Formación Concepción Inferior.

Esta constituida por una alternancia de arena y lutita de color gris oscuro; con alto contenido de microfauna, estas rocas presentan intercalaciones aisladas de areniscas con espesores que varían de los 3 m a los 25 m; el espesor de la formación es del orden de los 221 m.

Formación Concepción Superior.

Su espesor varia de 300 m a 1,000 m, esta formación consiste en una alternancia de arena arcillosa de grano fino de color gris claro y por lutitas arenosas de color gris verdoso. Presenta restos de micro y macrofauna además de presentar delgadas capas de carbón.

Formación Filisola.

Se caracteriza por un cuerpo de arena de color gris claro de grano fino a medio, el cual presenta esporádicas intercalaciones de lutita, las arenas presentan en algunas partes horizontes ligeramente arcillosos y en ocasiones cementados por carbonato de calcio. Presenta un espesor del orden de los 500 m.

2.2.4.6.- Pleistoceno.

Las rocas que corresponden a esta edad están representadas por lutitas y limolitas calcáreas de color gris, gris claro y gris verdoso, además presenta horizontes de packstone, grainstone y cuerpos de arenas constituidas por fragmentos calcáreos con cuarzo, el tamaño de esta arena va de grano fino a medio y esta cementado por carbonato de calcio.

Las rocas de esta unidad se encuentran distribuidas en la Sonda de Campeche presentando espesores variables. El ambiente de depósito, según determinaciones paleobatimétricas corresponde a ambientes transicionales y de plataforma.

2.2.5.- Estratigrafía del Campo Cantarell.

La columna estratigráfica determinada por los diferentes pozos perforados en el área, va desde el Jurásico Superior Oxfordiano al Plio-Pleistoceno. En el pozo Cantarell-91, se corto a la columna estratigráfica mas completa, constituida por una potente secuencia de rocas

Geología Regional y local

sedimentarias que incluyen evaporitas en el Jurásico Superior Oxfordiano, rocas carbonatadas en el Jurásico Superior Kimmeridgiano, calizas arcillosas y bituminosas en el Jurásico Superior Tithoniano, dolomías y calizas arcillosas en el Cretácico Inferior y Medio, y brechas de clastos dolomitizados en el Cretácico Superior y Paleoceno Inferior.

El Cenozoico se manifiesta por grandes espesores de arcillas, alternando con limolitas, areniscas y carbonatos en el Paleoceno Superior y arenas Carbonatadas de Eoceno Medio. El Reciente consta de una alternancia de arcillas y arenas poco consolidadas.

La columna sedimentaria total descansa sobre un basamento inferido, de tipo ígneo-metamórfico. Las diferentes litologías que presenta esta secuencia sedimentaria se deben a cambios en el régimen tectónico, y a los cambios climáticos que originaron transgresiones y regresiones, con sus correspondientes cambios del nivel del mar (Fig. 2.3).

Formación	Edad (Periodo y época)	Cima (mbnm)
Plio-Pleistoceno	Plio-Pleistoceno	Fondo Marino
Mioceno	Mioceno	450
Oligoceno	Oligoceno	1000
Eoceno	Eoceno	1070
Paleoceno	Paleoceno	1350
Brecha Paleoceno- Cretácico Superior	Brecha Paleoceno- Cretácico Superior	1450
Albiano-Cenomaniano	Albiano-Cenomaniano	1690
Cretácico Inferior	Cretácico Inferior	1850
Jurásico Superior Tithoniano	Jurásico Superior Tithoniano	2170
Jurásico Superior Kimmeridgiano	Jurásico Superior Kimmeridgiano	2320
Jurásico Superior Oxfordiano	Jurásico Superior Oxfordiano	2900

2.3.- Columna estratigráfica tipo del complejo Cantarell, cortados por el pozo Cantarell-91 (PEMEX, 1999).

Columna estratigráfica del campo Cantarell.

A continuación se describen las unidades estratigráficas que se encuentran en el área del complejo Cantarell.

2.2.5.1.- Jurásico

Jurásico Medio (Calloviano).

Sal, la cual se encuentra intrusionando a la columna hacia la cima de la brecha calcárea.

Jurásico Superior (Oxfordiano).

De acuerdo con la información del Pozo Chac-1, la columna mesozoica se inicia con un cuerpo de mudstone y areniscas y la porción superior por lutitas con intercalaciones de

mudstone, estos sedimentos se depositaron en un ambiente de cuenca, aunque relativamente mas somero.

Esta unidad presenta un espesor promedio de de 280m.

Jurásico Superior (Kimmeridgiano).

Consiste de mesodolomias color gris claro a gris oscuro en ocasiones de estructura laminar. Su textura original corresponde a grainstone de ooides, en la actualidad se encuentra intensamente dolomitizado. Presenta un espesor promedio de 400m.

Jurásico Superior (Tithoniano).

Esta unidad consiste en Mudstone arcilloso y bituminoso, en ocasiones dolomitizado de color gris oscuro a negro, con estructura laminar, además presenta intercalaciones de lutita bituminosa de color gris oscuro que a su vez presenta estructura laminar. Presenta un espesor promedio de 90m.

2.2.5.2.- Cretácico.

Cretácico Inferior.

Sobre los sedimentos del Jurásico Tithoniano descansa concordantemente un paquete de dolomias de grano muy fino, con un espesor del orden de los 460m que se ha establecido como representante del Cretácico Inferior, debido a que el fenómeno de dolomitización impide una precisa determinación de la edad se han usado registros geofísicos para determinar la correspondencia eléctrica que existe entre los pozos del complejo Cantarell y del Campo Abkatun y de esta manera se ha podido identificar como Cretácico Inferior.

Albiano-Cenomaniano.

En esta unidad se presentan mudstone-wackestone de bioclastos e intraclastos de color gris a gris oscuro, presenta estructura laminar además de microdolomias de color gris claro a gris oscuro con estructura laminar. Su espesor varía de 20m a 70m. En el núcleo 3 del pozo Cantarell-24D, se encontraron *Globotruncanita stuartiformis*, *Globotruncanita Calcarata* y *Globotruncanita Linneiana*, esta fauna es característica del Cretácico Superior, sin embargo, representa un rango muy grande, el cual va desde el Santoniano medio al Maastrichtiano

También se encontró fauna de esta edad en el pozo Cantarell-418D, núcleo No3, en el cual se reportó: *Globotruncanita stuartiformis*, *Globostruncanita lapparenti* y *Globotruncanita fomicata*, cuyos rangos varían desde el Coniaciano al Maastrichtiano Inferior.

Cretácico Superior.

Representado por mudstone y wackestone con fauna pelágica, la cual descansa sobre un cuerpo brechoide dolomitizado y fracturado el cual tiene un espesor aproximado de 145 metros y este a su vez yace sobre otro cuerpo, constituido por mudstone de aproximadamente 70m de espesor, el resto de la columna está representada por dolomías fracturadas con un espesor de 130m que descansa en forma normal sobre el Cretácico Medio (Albiano-Cenomaniano), estos sedimentos se depositaron en ambiente de cuenca.

Brecha calcárea.

Constituido en su mayor parte, por litoclastos subangulosos a subredondeados cuyo tamaño varía de 0.2 a 15 cm. de dolomía y en menor proporción mudstone-wackestone de bioclastos e intraclastos color crema, café y gris, cementados en matriz calcárea con moderada a intensa dolomitización. Su espesor varía de 225m (pozo Cantarell-91) a 350m (pozo Cantarell-267) y subyace concordantemente al Paleoceno Inferior y sobrayace concordantemente al Cretácico Superior.

2.2.5.3.-Cenozoico.

Paleoceno Inferior.

Los sedimentos de esta edad están constituidos por mudstone-wackestone dolomítico, intraclastos- bioclastos y brechas calcáreas de color café y café claro. Hacia la base se observan dolomías sacaroides de color café a café oscuro, meso y microcristalinas, compactas. También se aprecian intercalaciones de lutitas bentoníticas, gris a gris verdoso, suaves y plásticas, en ocasiones ligeramente calcáreas. Presenta un espesor que varía de 40 a 60 m.

Paleoceno Superior.

En la parte superior consiste de packstone de color café, constituido por granos redondeados a subredondeados de bioclastos y ooides bien clasificados, diseminados en una matriz micrítica moderadamente recristalizada, presenta intercalaciones de lutita bentonítica y

calcárea de color verde, con estructuras laminares. Se presenta en la parte norte del campo en una dirección NW-SE (pozos Cantarell-57, 7A, 57, Chac-1 y 2). La parte inferior consiste de lutitas de color gris verdoso algunas veces café rojizo, bentonítica y calcárea; en ocasiones mudstone arcilloso color gris verdoso de estructura laminar.

Eoceno Inferior.

En la parte Superior consiste de lutitas de color gris claro a gris verdoso, bentoníticas, ligeramente calcáreas. En la parte inferior consiste de packstone color café, constituido por granos redondeados a subredondeados de bioclastos y ooides, bien clasificados, diseminados en matriz micrítica moderadamente recristalizada, con intercalaciones de lutita bentonítica y calcárea color verde, con estructura laminar.

Se presenta en la parte norte del campo en una dirección NW-SE (pozos Cantarell-1006,1069,57, Chac-1 y 2), su espesor varía de 10m (Cantarell-1006) a 140 m (Cantarell-138). Estos sedimentos tienen un rango de edad desde el Paleoceno Superior (Cantarell-57) hasta el Eoceno Inferior (Cantarell-1006).

Eoceno Medio.

En la parte superior esta constituido por lutitas bentoníticas y ligeramente calcáreas de color gris claro a gris verdoso. En la parte media consiste de packstone-grainstone de color crema, constituido por granos de bioclastos, intraclastos y ooides. Se presenta en la parte sur del campo y tiene una distribución E-W (pozos Cantarell-267,66A, 82A, 2095) cambiando a facies arcillosas en los pozos (Cantarell-2239 y 2275A) y hacia el norte del campo (Pozos Cantarell-219, 51, 91, 3001). Su espesor varía de 20 a 120 metros.

Eoceno Superior.

Lutita color gris claro y gris verdoso.

Oligoceno.

Consiste de lutitas de color verde, con un espesor promedio de 350m.

Mioceno.

Consiste de una alternancia de lutitas bentoníticas de color verde, limolitas y arenas siliciclásticas de grano fino de color gris claro a verde claro.

Plio-Pleistoceno.

Consiste de lutitas bentoníticas de color verde, con un espesor promedio de 650m.

En la (Fig. 2.4) se puede observar registros de rayos gamma (GR) y Registros eléctricos (LLD) del pozo C-418D el cual fue el descubridor de la estructura Sihil, en la cual se puede apreciar que se repite la estratigrafía desde el Jurásico Superior Tithoniano hasta el Paleoceno.

La (Fig. 2.5) muestra un sección estratigráfica la cual apoyada de pozos claves muestra la variación estratigráfica a lo largo de la estructura del Complejo Cantarell. En el mapa adjunto a la sección se puede ver la localización de los pozos usados en la sección. El pozo K-1247 se localiza en la estructura Kutz; el pozo C-3068 y C-91 están localizados en la estructura Akal; pozo C-2079 localizado en la estructura Nohoch; y por último es pozo Chac-2 es localizado en la estructura Chac. Los pozos C-3068 y C-91 ubicados en la estructura Akal, también cortan la estructura Sihil.

2.3.- Evolución Tectónica de la Sonda de Campeche.

La Sonda de Campeche pertenece a la provincia geológica conocida como Cuencas Cenozoicas del Sureste de México, las cuales evolucionaron mas intensamente a partir del Paleógeno, durante este tiempo se incrementa la interacción entre los siguientes elementos Tectónicos: Bloque de Chortis, Macizo Granítico de Chiapas, Sierra de Chiapas, Bloque de Yucatán; posteriormente durante el Mioceno Inferior el choque entre las placas de Cocos, Norteamérica y del Caribe determinan la evolución tectónica de la región.

En el ámbito regional, el área que conforma la Sonda de Campeche forma parte de la porción sur de la placa de Norteamérica, misma que al sureste limita con la placa del caribe por medio del sistema de fallas Motagua-Polochic. Los elementos geológicos que influyeron en la evolución tectónica de la zona de estudio son el Macizo de Chiapas, la plataforma de Yucatán y el sistema de fallas Motagua-Polochic (Fig. 2.6).

Después de realizar el análisis sobre el origen y desarrollo de la Sonda de Campeche, se reconocen tres eventos geológicos regionales, que involucran y explican con fundamento el origen de las Cuencas Cenozoicas del Sureste; estos eventos son:

2.3.1.- Rifting durante el Triásico y Jurásico Medio.

2.3.2.- Periodo tectónicamente pasivo durante el Jurásico Tardío al Cretácico Tardío.

2.3.3.- Compresión desde finales del Cretácico hasta el reciente.

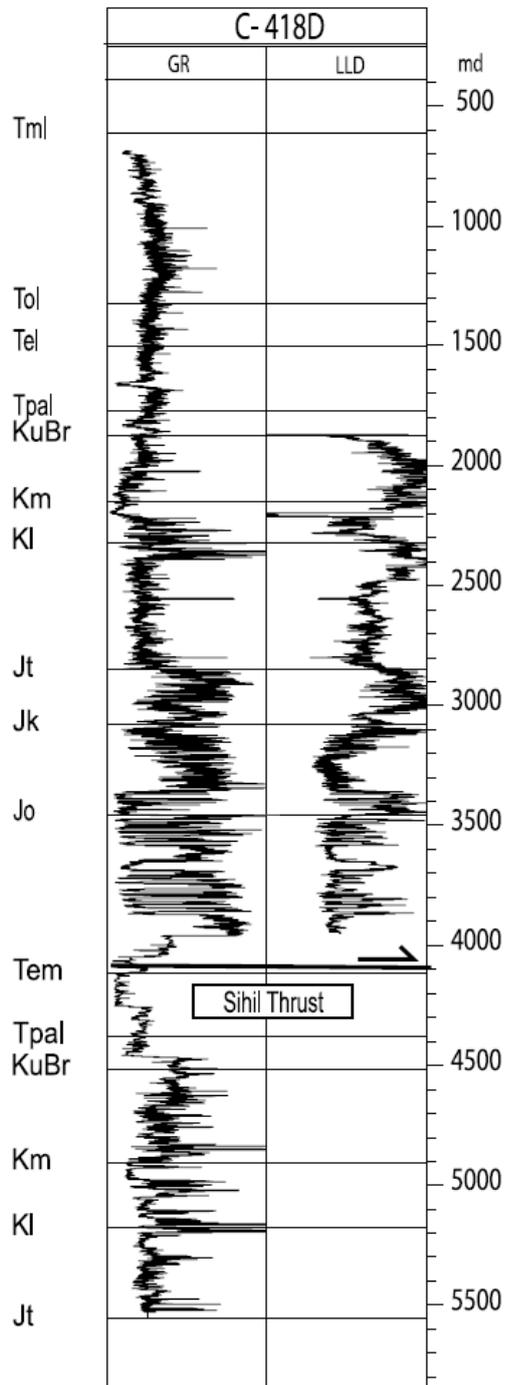
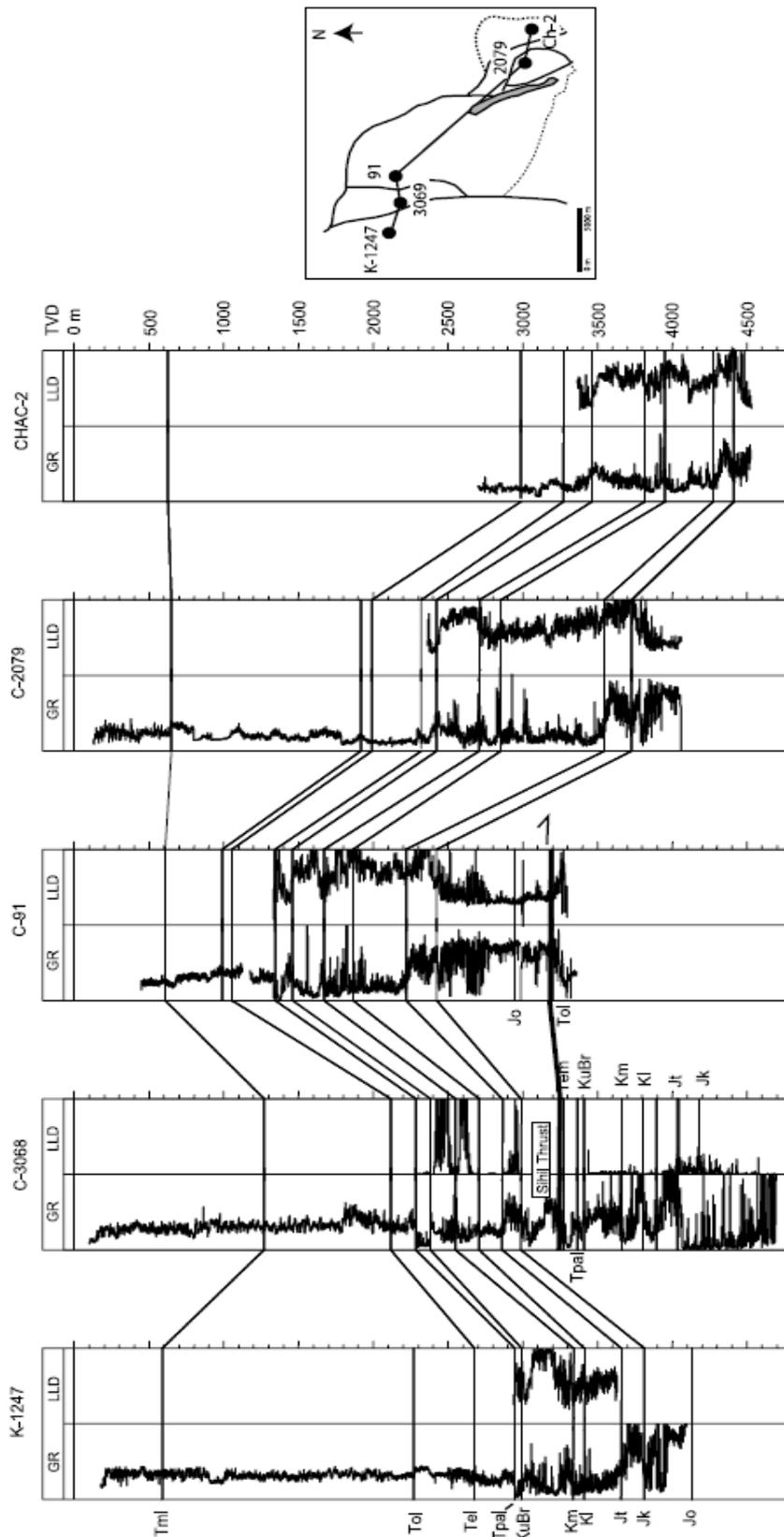


Fig. 2.4.- Registros simplificados de rayos gamma (GR) y registros eléctricos (LLD) del pozo C-418D (Mitra *et al.*, 2005).



La figura 2.5 muestra una sección estratigráfica la cual permite ver la variación estratigráfica a lo largo de la estructura del Complejo Cantarell (Mitra *et al.*, 2005).

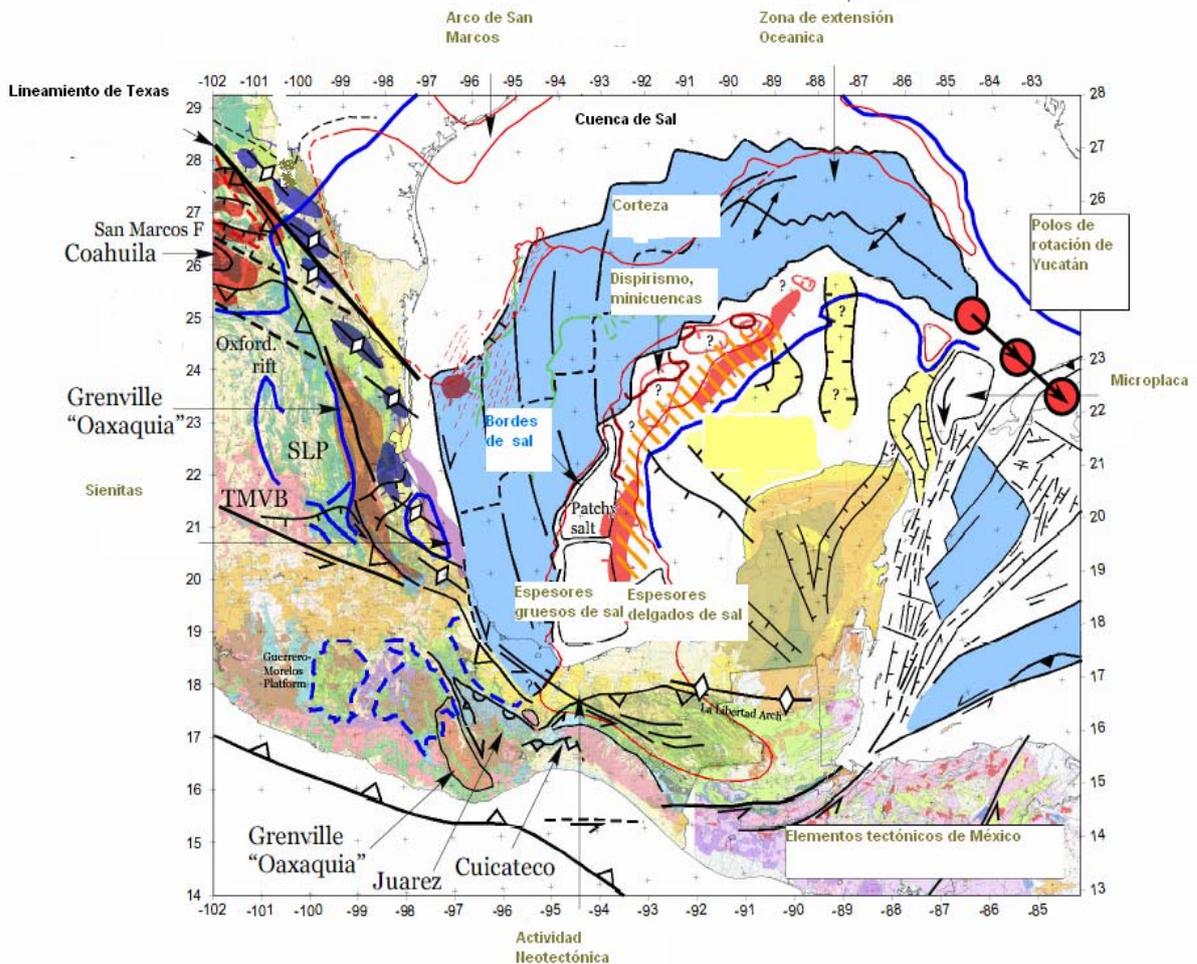


Fig. 2.6.- Elementos tectónicos de la parte oriental de la República Mexicana y del Golfo de México (modificado de PEMEX y Pindell 2002).

2.3.1.- Rifting Durante el Triásico y Jurásico Medio.

La etapa de Rifting en el Golfo de México ocurrió en un número distinto de fases relacionadas a la apertura del mar de Thetis durante el Triásico y la apertura del Atlántico y el Golfo de México durante el Jurásico.

El principal evento de rifting en el Golfo de México ocurrió durante el Jurásico Medio, mecanismo que explica la apertura del Golfo de México que comenzó con el desprendimiento y desplazamiento hacia el sur del bloque de Yucatán de la margen Noroccidental de la costa de Norteamérica. El evento de Rifting dio lugar en una etapa inicial a una topografía regional de horst y grabens en el sur de México, lo que originó el depósito de lechos rojos de la Formación Todos los Santos en las depresiones; esta formación se compone de areniscas, conglomerados, limolitas y lutitas de ambiente fluvial.

El movimiento del bloque de Yucatán hacia el sur se realizó a lo largo de dos sistemas de fallas transformantes que han recibido diferentes nombres por diversos autores, quienes también las han ubicado en sitios distintos, El sistema occidental fue denominado **Falla Transformante Tamaulipas-Golden Lane-Chiapas** por Pindell (1985), **Falla Tamaulipas-Oaxaca** por Robin (1982) y Padilla y Sánchez (1986).

La falla Transformante Tamaulipas-Oaxaca tuvo un papel muy importante en la apertura y posterior evolución tectónica del Golfo de México por que explica el desplazamiento lateral del Bloque de Yucatán a lo largo del sector oriental de México durante el Jurásico Medio, falla que también explica el giro de 49° aproximadamente.

Las depresiones formadas por los grabens recibieron gruesos espesores de terrígenos que procedían de la erosión de los Horst en un ambiente netamente continental.

Calloviano (164 Ma.)

Durante el **Calloviano** (164 Ma.) se tienen los primeros depósitos marinos sobre el borde meridional de Yucatán, en las partes topográficamente bajas, es decir en los grabens, depositándose principalmente evaporitas mayoritariamente compuestas de sal de roca; la sal fue depositada a lo largo del eje de la cuenca de Chiapas y ha sido en etapas posteriores el despegue primario durante la deformación del cinturón plegado de Chiapas debido a su distribución regional; la sal jugó un papel importante en la evolución tectónica de la región (Fig. 2.7).

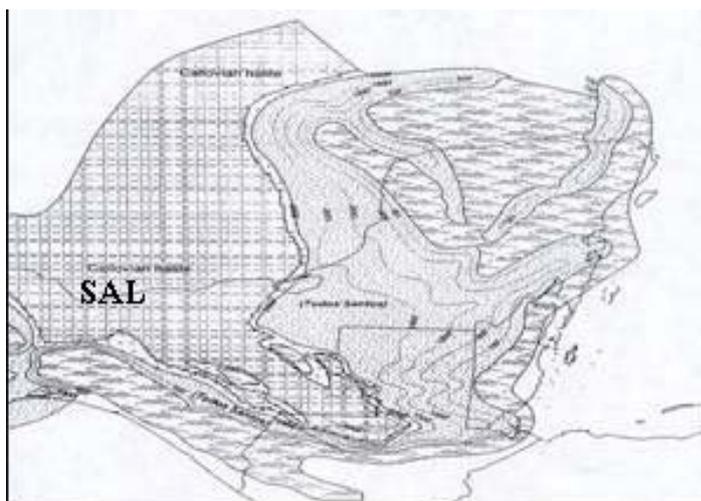


Fig. 2.7.- Paleogeografía del Calloviano (PEMEX y Pindel 2002).

Oxfordiano - Kimmeridgiano 158 Ma-152 Ma.

Durante el Oxfordiano (Fig. 2.8 y 2.9) la rotación y la extensión oblicua de Yucatán continuó hacia el SE, por lo que se generaron profundos grabens y medios grabens, que controlaron el depósito syn rift con extensas cuencas intercomunicadas con un basamento de poca altura, desarrollándose un extenso depocentro que se ensanchó hacia el noroeste dentro de la bahía de Campeche, creando con esto condiciones ambientales favorables para el desarrollo de **rocas generadoras que se encuentran ampliamente distribuidas en el Sureste de México**, con una extensión aproximada de 500 Km.

Durante el Kimmeridgiano, el mar tiene un cambio significativo en su nivel originando una regresión que favoreció cambios en el depósito dando lugar a la presencia de bancos oolíticos observados invariablemente en la mayoría de los pozos petroleros perforados por PEMEX en el área de estudio ya que en muchos de ellos se han cortado este nivel estratigráfico.

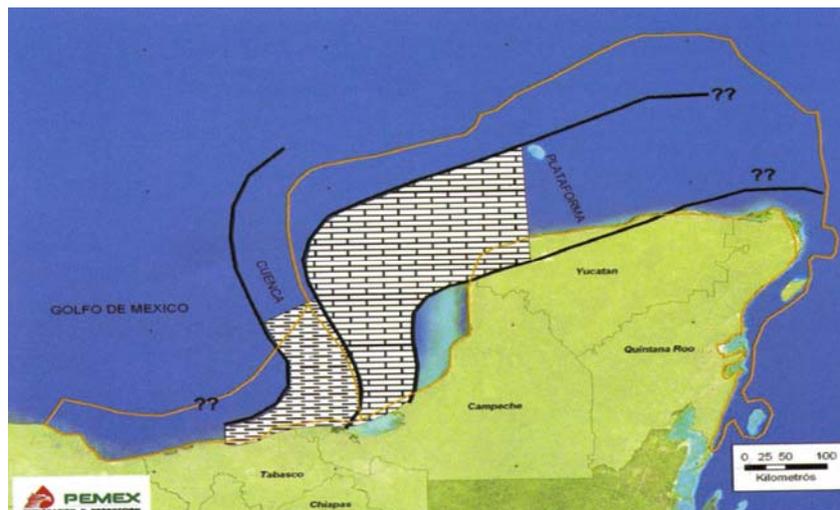


Fig. 2.8.- Paleogeografía del Oxfordiano –Kimmeridgiano (IMP, 2007).

2.3.2.-Período tectónicamente pasivo durante el Jurásico Tardío al Cretácico Tardío.

Jurásico Superior Tithoniano (147 Ma).

Evento Tectónico Pasivo

Durante el Jurásico tardío, se interpreta que continuó la expansión oceánica en la parte central del Golfo de México, al mismo tiempo también ocurrió un movimiento transcurrante en el margen lateral del sistema Tampico-Misantla Fig. (2.10).

Geología Regional y local

La topografía remanente de horst y grabens formada en una fase temprana de rifting, controló el espesor y depósito de clásticos continentales y después la acumulación de la sal de mares someros en condiciones desérticas. En algunas áreas, esta topografía remanente del basamento se preservó hasta el Jurásico Tardío y Cretácico controlando el desarrollo de plataformas carbonatadas en el Aptiano, Albiano y Cenomaniano.

De acuerdo a las litofacies durante el Tithoniano se interpreta una amplia trasgresión de tal modo que el ambiente pelágico se extendió hacia el Oriente y al Sur del bloque Chiapas; se incrementa al mismo tiempo la rotación del bloque Yucatán debido a que cesa en el Noreste de México el rifting, sin embargo en algunas partes del sureste de la plataforma de Yucatán el Rifting continúa activo durante todo el Jurásico Tardío.

Durante la parte final del Jurásico las litofacies se componen de lutitas de ambientes anóxicos muy ricas en materia orgánica, con delgadas intercalaciones de carbonatos, también con abundante materia orgánica que son las rocas generadoras de la mayoría de los inmensos volúmenes de hidrocarburos que se han explotado y que en otros casos son reservas de las Cuencas Petroleras de México y particularmente de la Sonda de Campeche.

CRETÁCICO INFERIOR (142-132 Ma.)

Las condiciones tectónicas estables persistieron en la región durante el Cretácico Temprano, tiempo durante el cual el bloque Yucatán alcanza su posición actual; en este tiempo se desarrollan dos ciclos de progradación en el Noroeste del Golfo de México y otro en el Cretácico temprano en Tuxpan y en la Plataforma Valles San Luis.

HAUTERIVIANO-BARREMIANO (132-121 Ma).

Por las litofacies encontradas se interpreta que aumenta la velocidad de subsidencia de las plataformas que bordean el Golfo de México, favoreciendo así el depósito de gruesos paquetes de carbonatos con menores cantidades de lutitas intercaladas, con espesores superiores a los 1500 m la mayoría de los casos.

Durante este tiempo el archipiélago de Tamaulipas fue totalmente cubierto por aguas oceánicas y solo quedan emergidos los bloques altos de basamento de la isla de Coahuila, el Macizo de Chiapas y parte del bloque de Yucatán, en cuyos litorales continuó la sedimentación clástica.

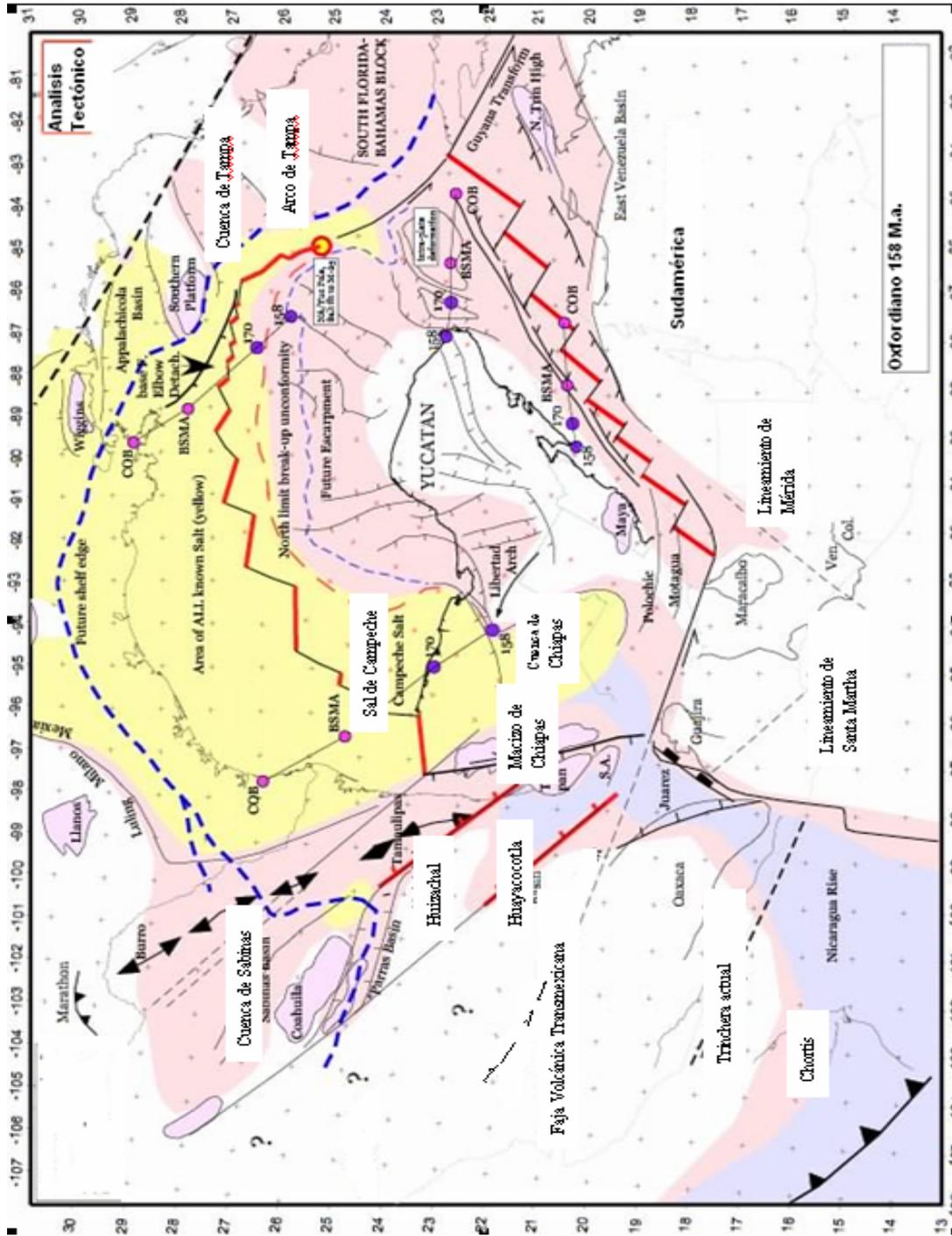


Fig. 2.9.- Elementos tectónicos del Oxfordiano Kimmeridgiano (PEMEX y Pindell, 2002).

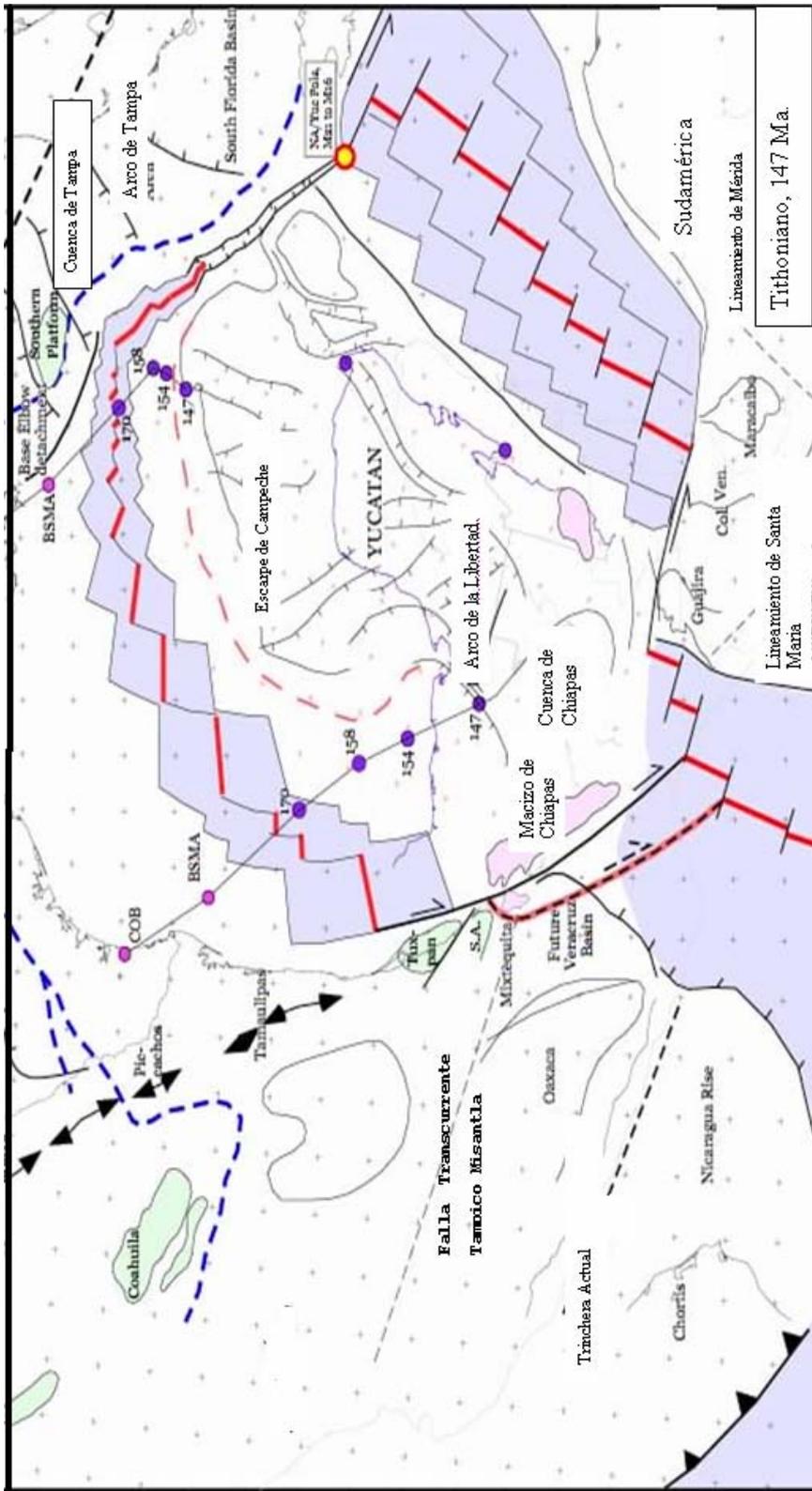


Fig. 2.10.- Elementos tectónicos del Tithoniano (PEMEX y Pindell, 2002).

ALBIANO- CENOMANIANO (120-95 Ma)

En este período continuó la subsidencia general del Golfo de México, a una velocidad constante en toda la cuenca, lo que permitió que se desarrollaran largas cadenas de arrecifes de barrera.

2.3.3.- Compresión desde finales del Cretácico hasta el Reciente.

CRETÁCICO TARDIO

(95-65 Ma)

Hacia fines del Cretácico ocurrió un cambio en la geometría de las placas y en la dirección del movimiento en el margen pacífico, dando como resultado que los primeros efectos compresivos se manifestaran en el área de estudio, provocando plegamientos y levantamientos generalizados en la parte occidental de México.

Para fines del Cretácico, la margen del pacífico estaba bordeado probablemente por un gran número de microplacas móviles independientes, por lo que la Sonda de Campeche fue controlada o influenciada por una de estas microplacas conocidas como el “Bloque de Chortis”.

Después de la trasgresión del Cretácico Albiano-Cenomaniano, ocurrió la exposición de los sedimentos marinos lo que originó una nueva discordancia durante el Cretácico Superior, que se explica por un descenso mayor del nivel del mar, el cual trajo consigo, karstificación, brechamiento y colapso de la mayoría de las plataformas previamente desarrolladas. Este evento fue seguido por una inundación regional que culminó en el Turoniano cubriendo con secuencias calcáreo-arcillosas los carbonatos de las plataformas del entorno a el Golfo de México.

También en el Cretácico Tardío inicia la colisión del Bloque Chortis en el sur de México (Fig. 2.11 y 2.12), por lo que continuó el descenso del nivel del mar ocasionando zonas expuestas donde ocurrió fuerte erosión de las plataformas previamente desarrolladas, por lo que ocurrió karstificación, brechamiento y colapso de varios sectores de las plataformas. Este evento fue seguido por una inundación regional que finalizó en el Turoniano con depósitos terrígenos de aguas profundas; también hubo depósitos calcáreo-arcillosos.

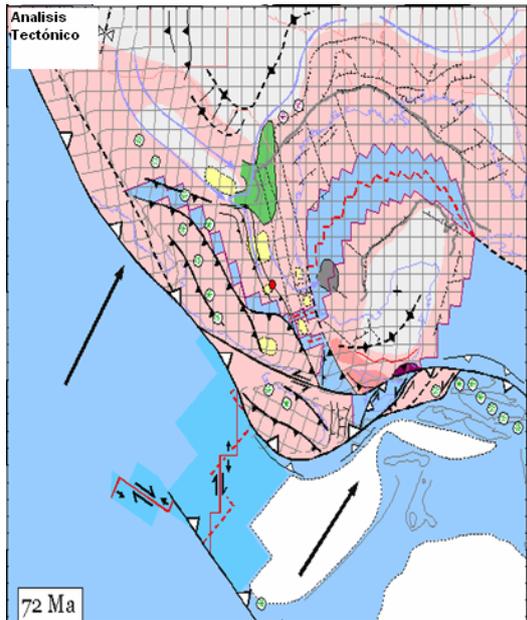


Fig. 2.11.-Elementos tectónicos del Cretácico Superior. de México (PEMEX y Pindell, 2002).

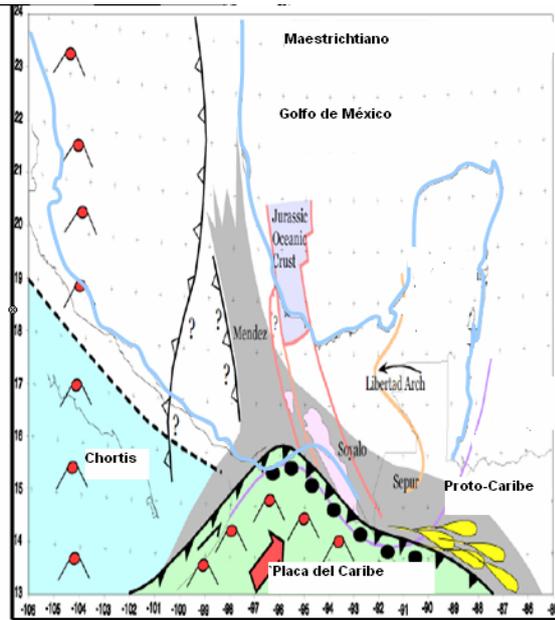


Fig.2.12.-Colisión entre Placa del Caribe y Sur de México (PEMEX y Pindell 2002).

PALEÓGENO (65 – 21 Ma).

Durante el Paleoceno el bloque de Chortis migra progresivamente al Este, con este movimiento desde el Sur de Xolapa (Fig.2.13), a lo largo del lado sur del Macizo de Chiapas y Guatemala; continúa el empuje y levantamiento del Macizo de Chiapas estimulando el desarrollo de antifosas.

Con el levantamiento del Macizo de Chiapas se expone el basamento cristalino y parte de la secuencia sedimentaria depositada durante el Mesozoico; la erosión desarrollada en la secuencia expuesta abastece de abundantes arenas, arcillas y brechas. Son muy importantes y potentes los espesores de turbiditas acumuladas en aguas profundas.

En la (Fig.2.13) se muestra el desplazamiento del bloque Chortis en el sur de México de izquierda a derecha, este desplazamiento inicio desde el Cretácico (80 Ma), sumando un desplazamiento neto de aproximadamente 1700 Km; la influencia del bloque Chortis en la evolución Tectónica del Sur de México ha jugado un papel muy importante en la generación de pliegues en rocas carbonatadas del Mesozoico y el levantamiento del basamento, el cual ha sido la fuente principal de clásticos que se han depositado en gruesos espesores en las Cuencas del Sureste de México, predominando en todos los casos las secuencias finas.

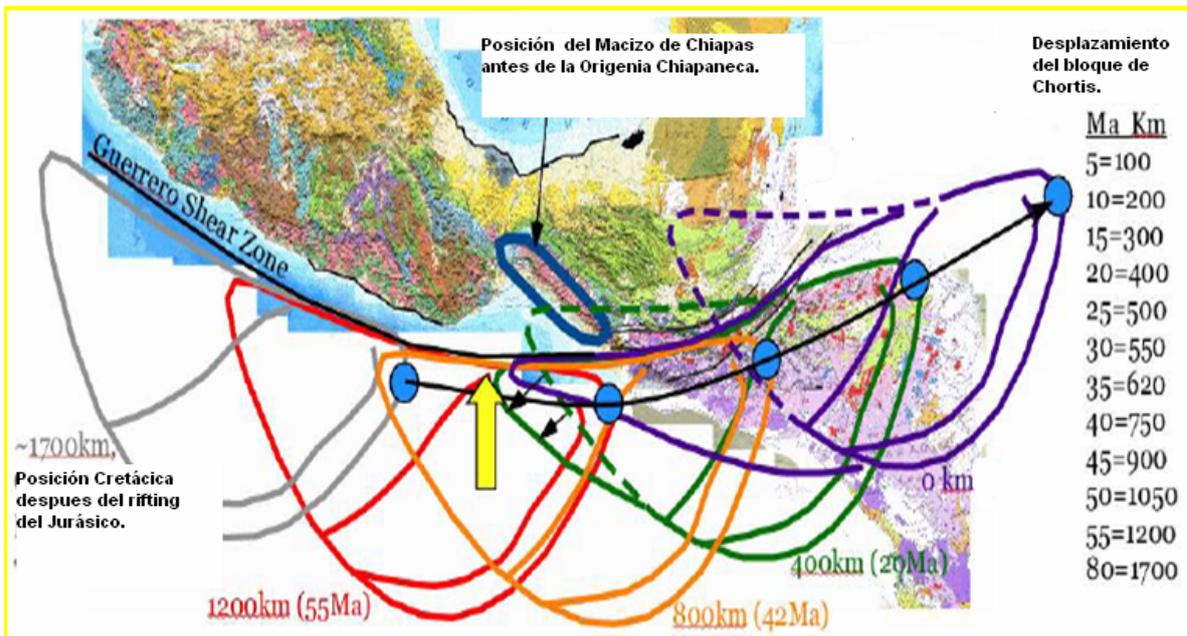


Fig. 2.13.-Movimiento del Bloque Chortis durante el Paleógeno, (PEMEX y Pindell 2002).

Para el Mioceno se interpreta que ocurrió el choque entre las placas de Cocos, Norteamérica y del Caribe, lo que ocasionó un acortamiento en la corteza y levantamiento generalizado del macizo, dando origen a la orogenia Chiapaneca (Fig. 2.14), desarrollándose fuertes plegamientos en la Sierra de Chiapas y el inicio de una fuerte erosión regional.



Fig. 2.14 Elementos tectónicos que originaron la deformación del evento Chiapaneco, (Aguayo- Camargo, 1996).

Los máximos efectos de deformación registrados en la Sonda de Campeche fueron originados por la Orogenia Cascadiana (evento Chiapaneco, Sánchez Montes de Oca (1979), causante principal de los grandes plegamientos de la Sierra. Los sistemas de esfuerzos ocasionaron un removimiento de los bloques, los cuales se alabieron, produciendo consecuentemente presiones sobre las secuencias Mesozoicas, provocando la formación de alineamientos estructurales, orientados en dirección de las fallas principales. Con el evento Chiapaneco se reactivaron las fallas preexistentes y en las fosas continuó el flujo de detritos.

Por el sepultamiento y por los eventos tectónicos la sal subyacente se inyectó a través de fracturas y fallas radiales con gran fracturamiento en bloques, originando al mismo tiempo algunas estructuras de despegue.

Como último acontecimiento a causa de la distensión y posiblemente debido a contracciones de la corteza oceánica o a la probable extensión del Golfo de México, se formaron una serie de fallas lístricas que afectaron a las series sedimentarias mas recientes e incluso entraron en contacto con las ya existentes, formando depósitos escalonados. El movimiento de estas fallas se incremento por efecto de gravedad, debido al peso del gran volumen de terrígenos acumulados.

Existen dos elementos que jugaron un papel importante en la tectónica del sureste del país por efecto del sistema Motagua-Polochic y son el macizo granítico de Chiapas y la Plataforma de Yucatán, que constituyen en ambas partes la corteza continental. El macizo actuó como un elemento activo como resultado de la subducción de la placa de cocos en la zona del pacífico oriental y la plataforma de Yucatán actuó como un elemento rígido que soportó todos los esfuerzos dando lugar a los plegamientos de la sierra, arqueamientos y giros de bloques que plegaron las series sedimentarias ya existentes en dirección perpendicular a estos esfuerzos en el área de la Sonda de Campeche; ocasionando fallas inversas de carácter regional con dirección NW-SE sin que esto obedezca a esfuerzos compresivos sino más bien a los efectos producidos por los movimientos de estos bloques; sin embargo se considera que fueron principalmente esfuerzos que originaron distensión y empujes diapíricos los causantes principales del estilo estructural de la Sonda de Campeche.

2.4.-Ambientes Sedimentarios.

2.4.1.-Jurásico

2.4.1.1.-Jurásico Superior Oxfordiano

a) Sedimentología.

Las unidades litológicas que se depositaron en el Jurásico Superior, específicamente Oxfordiano inferior, representan facies de mares epicontinentales a mixtos y un complejo evaporítico (tipo sabkha) con depósitos de arenas de playa y areniscas de rampa interna somera (Fig. 2.15).

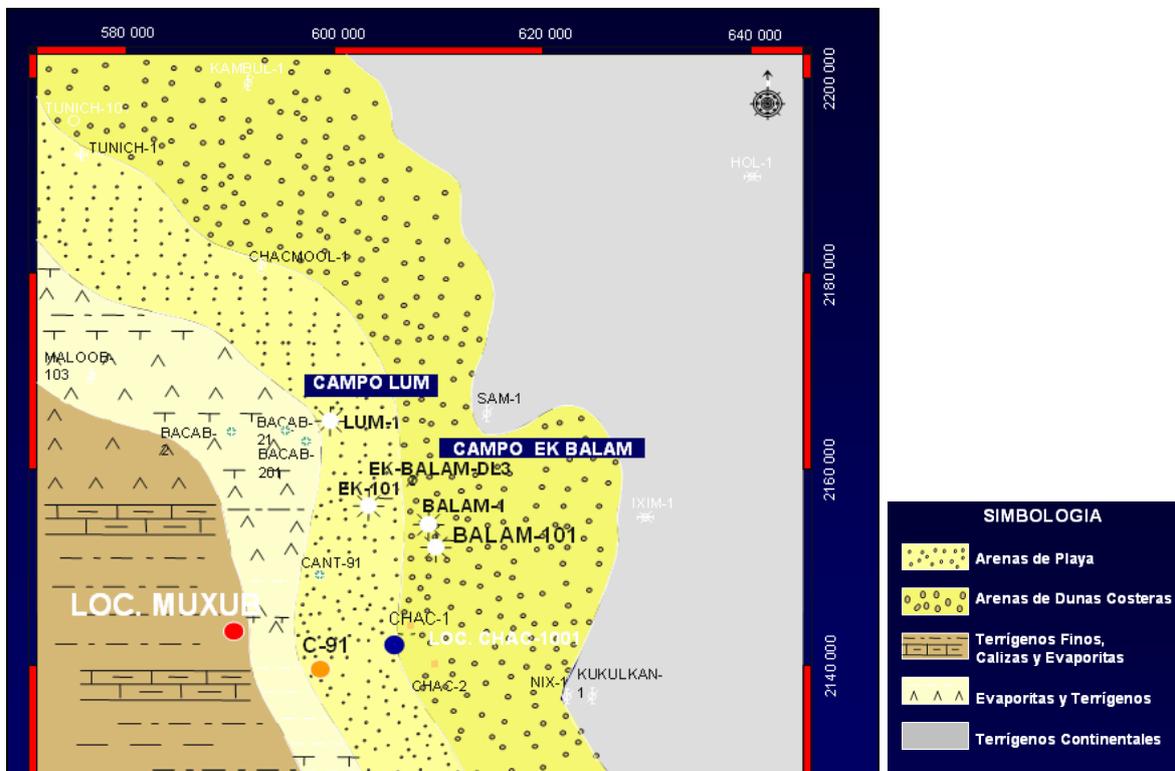


Fig. 2.15.-Distribución de Litofacias para las arenas del Jurásico Superior Oxfordiano (PEMEX, 2003).

Los cuerpos de arenas que se acumularon en el Oxfordiano son sedimentos con buena clasificación textural que indican que el aporte sedimentario provino del Bloque de Yucatán y el Macizo de Chiapas; esta interpretación se basa en la cantidad de cuarzo, feldespatos y fragmentos líticos que constituyen estas areniscas (Fig. 2.16).

LUM-DL1 N 4 (5188-5197 m) FRAG

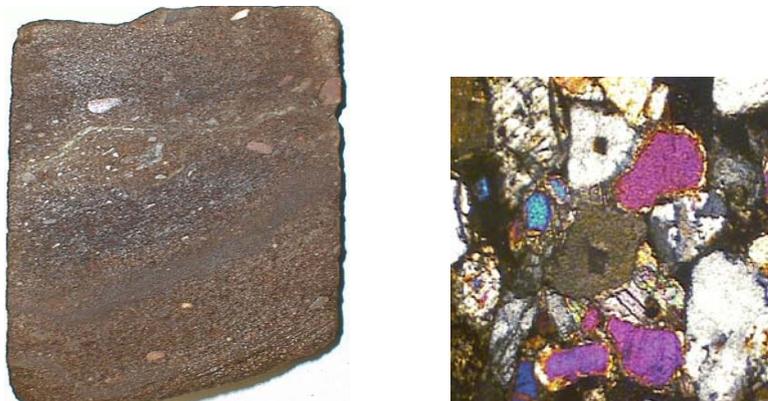


Fig. 2.16.-Arenisca de cuarzo y fragmentos líticos de color café a gris, de grano medio a grueso con algunas gravillas pobremente clasificados; los granos van de subredondeados a redondeados, como estructuras sedimentarias se observa gradación normal y pseudofracturas ó fracturas inducidas. En general los estratos son de tipo masivo (PEMEX,2003).

b) Paleogeografía y evolución geológica.

Los ambientes que se interpretan para el Jurásico Superior Oxfordiano son de rampa interna, rampa interna somera, depósitos de playa, dunas de arena en la transición mar-tierra (Fig. 2.17). A continuación se describen las características distintivas de estos ambientes:

Ambiente continental y dunas costeras.- Este ambiente esta representado por una secuencia de areniscas, limolitas y lutitas.

Rampa Interna Somera.- Se caracteriza por una secuencia de areniscas de color gris claro de grano medio a grueso, ligeramente calcárea, con intercalaciones de lutita gris oscuro y gris, también ligeramente calcárea, se encuentra pobremente cementadas con anhidrita y dolomita.

Rampa Interna.- Se interpreta que se compone de litofacies de caliza con terrígenos y lutita intercaladas con limonita, en donde no se tiene control por falta de pozos exploratorios.

Ambiente Sabkha Marino.- El ambiente de sabkha esta caracterizado por una secuencia de anhidrita con intercalaciones lutita y limonita.

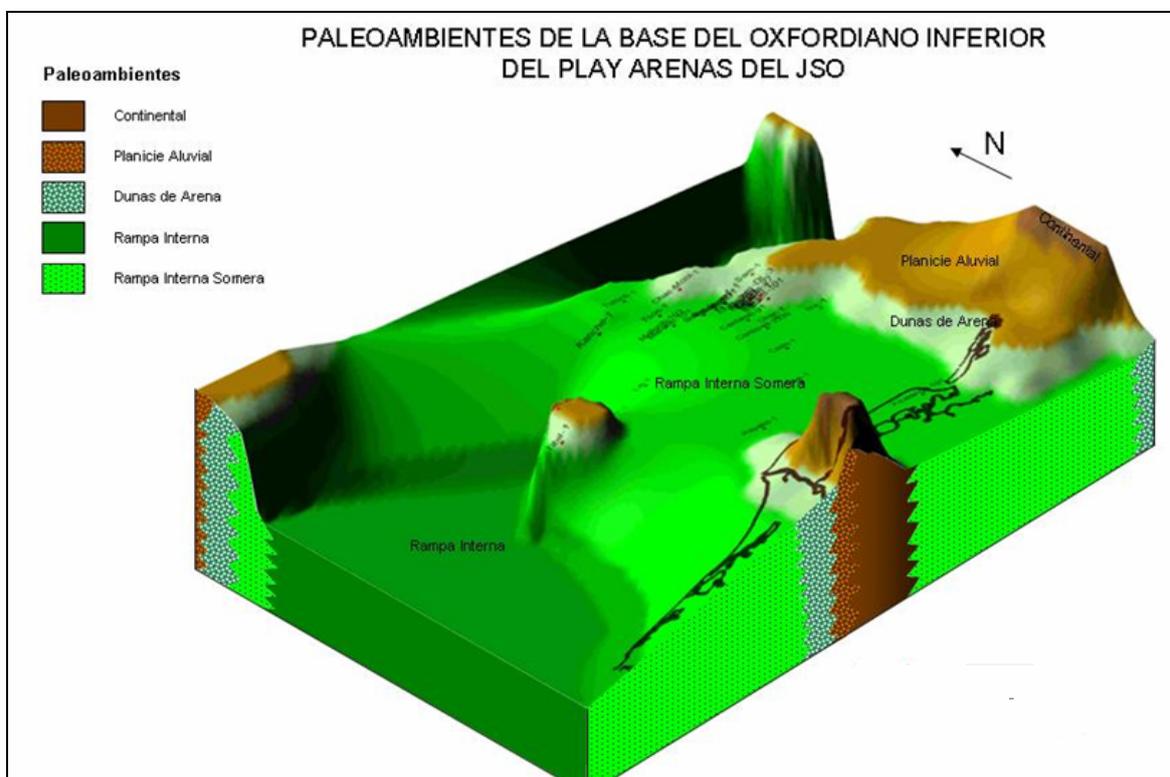


Fig. 2.17.- Paleoambientes de la base del Oxfordiano Inferior en la Sonda de Campeche (PEMEX, 2007).

Durante el Jurásico Superior en el Oxfordiano Tardío, se presenta la primera trasgresión marina en las secuencias ubicadas en la Sonda de Campeche. Cubriéndose las rocas de basamento de secuencias transicionales y marinas; las facies terrígenas/sabkha son posteriormente cubiertas por una secuencia de carbonatos arcillosos, carbonatos de ooides, intraclastos y bioclastos, carpetas de algas con influencia terrígena lo que propició el desarrollo de una rampa interna (Fig. 2.18). Por lo tanto, la trasgresión marina se asocia con una superficie de máxima inundación.

Los sedimentos más comunes de la rampa interna más somera corresponden con bioclastos, foraminíferos, algas verdes calcáreas, moluscos, ostrácodos y equinodermos.

La acumulación de los ooides ocurrió en tres partes de la rampa:

- (1) En la rampa interna cerca de la línea de costa
- (2) Formando bancos y gruesas planicies de grainstone en la rampa interna.
- (3) Como granos producto del transporte desde los límites de la rampa interna a la rampa externa y depositada en delgados horizontes de tempestitas intercaladas con mudstone, caliza limosas, wackestone, margas, arcillas y lutitas.

Considerando lo anterior y por los trabajos de la Coordinación de Plays Establecidos (CPE), el modelo de depósito propuesto para el Kimmeridgiano inicia con facies de laguna, continúa con facies de la parte interna del banco, luego del banco de ooides, frente de banco, rampa interna, rampa externa y cuenca (Fig. 2.19 y 2.21).

Los patrones de sedimentación para el Kimmeridgiano están directamente controlados por la tectónica y los depósitos tienen una tendencia N-S y E-W. Para este tiempo podemos interpretar los ambientes más someros y restringidos en la parte oriental, representados por una laguna semirestringida y la laguna restringida.

Paleogeografía.

Durante el Kimmeridgiano, el mar tiene fluctuaciones que ocasionan cambios en el depósito, dando lugar a la presencia bancos oolíticos; el modelo de depósito propuesto inicia con facies de laguna, continúa con facies de la parte interna del banco, luego del banco de ooides, frente de banco, rampa interna, rampa externa y cuenca (Fig. 2.20).

Laguna.- Este ambiente se ubica en la parte oriental de la Sonda Marina de Campeche, en frente de la laguna restringida y hacia condiciones de mar abierto. La laguna restringida está representada por una secuencia compuesta de dolomías, lutitas ligeramente calcáreas en partes limolíticas con intercalaciones de limolitas arenosas, así como areniscas de gran fino con intercalaciones de lutitas y esporádicos estratos de dolomías

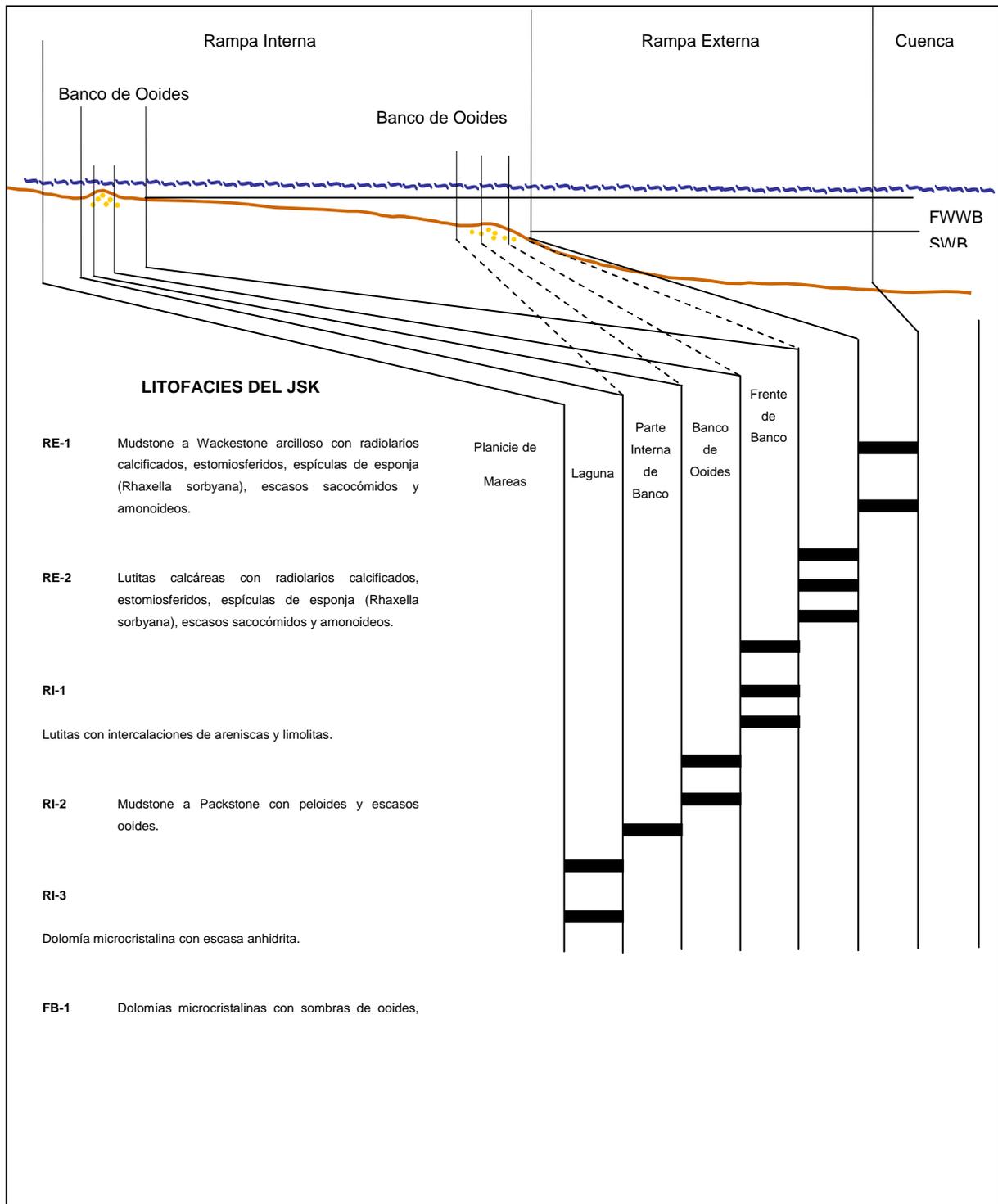
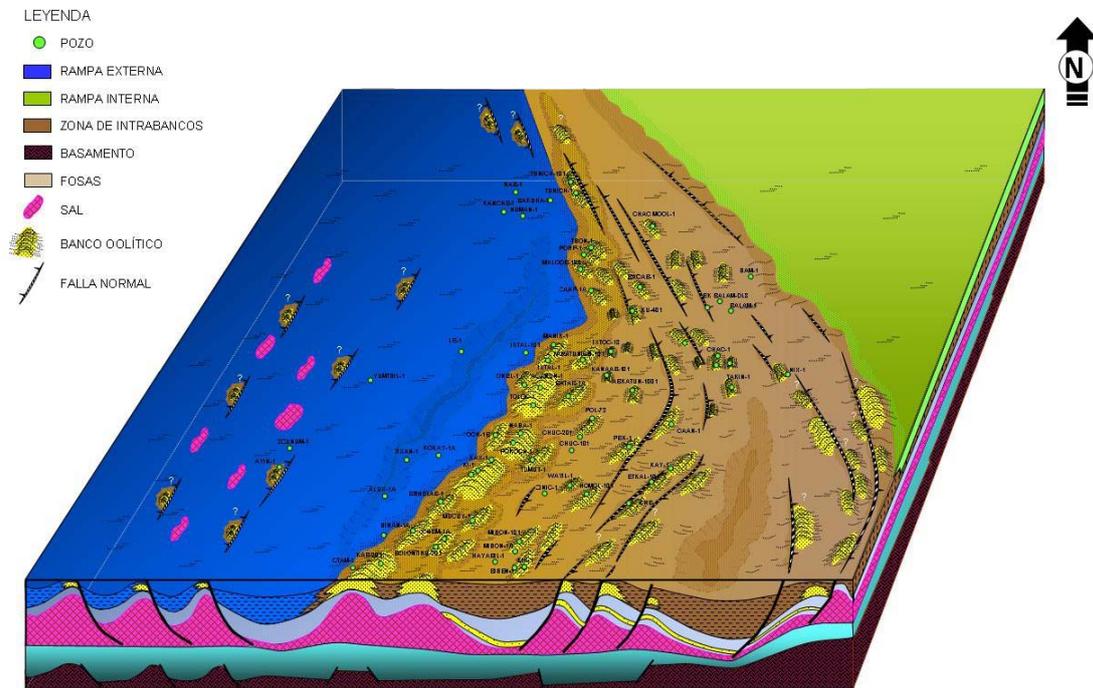


Fig. 2.19.-Perfil de la Rampa Carbonatada distalmente pronunciada y la asociación de facies identificadas para el Kimmeridgiano en la Sonda de Campeche, (CPE, 2006).



BLOQUE DIAGRAMÁTICO DEL JURÁSICO SUPERIOR KIMMERIDGIANO

Fig. 2.20 Bloque diagramático del Jurásico Superior Kimmeridgiense en la Sonda de Campeche (PEMEX, 2006).

Laguna restringida.-En la zona oriental de la Sonda Marina de Campeche se interpreta un ambiente de laguna restringida, ya que facies están representadas por mudstone a wackestone de bioclastos, intraclastos y peloides con intercalaciones de limolitas arenosas así como lutitas calcáreas con intercalaciones de limolitas.

Rampa Interna.- El mayor desarrollo que se tiene de los bancos oolíticos es en las facies de carbonatos de la rampa interna de aguas someras (Fig. 2.22 y 2.23).

De acuerdo a la litología, así como al registro de rayos gamma es posible diferenciar facies de bancos carbonatados, frente de banco y borde Interno del banco; la diferencia entre ellas es la presencia de arcillas o dolomía, posición que contrasta hacia mar adentro o hacia la línea de costa (Fig. 2.21).

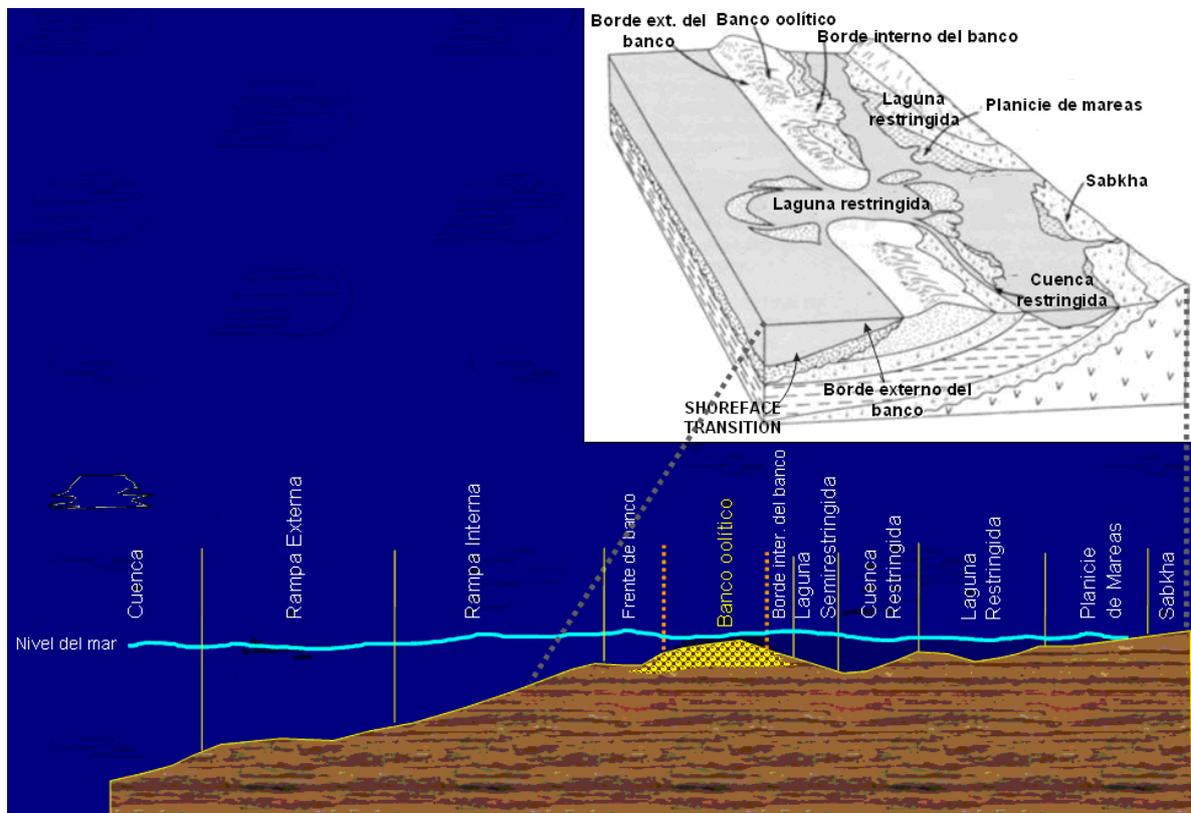


Fig. 2.21.- Perfil paleobatimétrico del Jurásico Superior Kimmeridgiano en la Sonda de Campeche (PEMEX, 2006).

Las facies de banco oolítico. Se caracteriza por tener litologías compuestas de (packstone-grainstone de ooides y dolomías con sombras de ooides); representan las facies de mayor energía y es donde se tiene la mayor cantidad de crecimientos carbonatados.

Las facies de frente de banco se componen de carbonatos wackstone-packstone de peloides e intraclastos ligeramente dolomitizados con intercalaciones de lutitas, mientras que en el **borde interno del banco** se tienen carbonatos compuestos de wackstone-packstone de ooides con intercalaciones de lutitas, areniscas y limolitas; corresponden a los flancos de los bancos oolíticos, donde hubo menor energía.

Rampa Externa.- Las facies de rampa externa están representadas por mudstone y calizas arcillosas con lutitas calcáreas y se ubican en la parte más occidental del área según se muestra en las Fig. 2.22 y 2.23.

Geología Regional y local

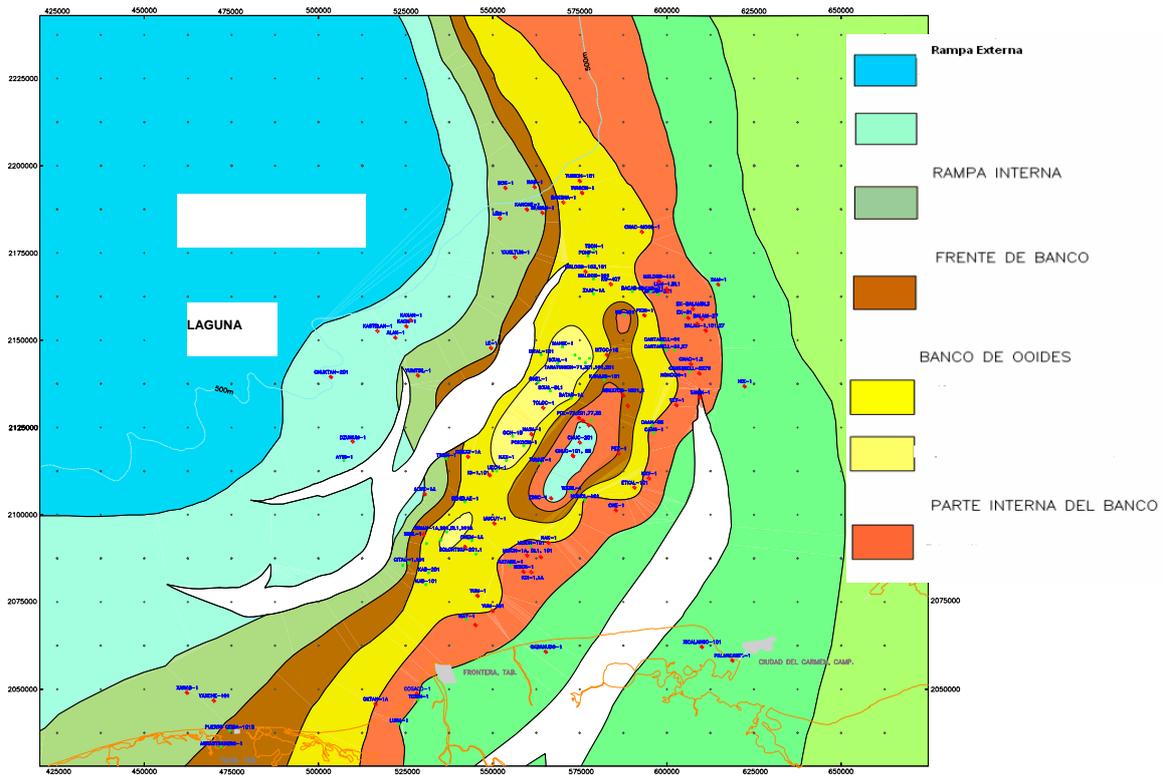


Fig. 2.22.- Mapa de litofacies del Kimmeridgiano (PEMEX, 2007).

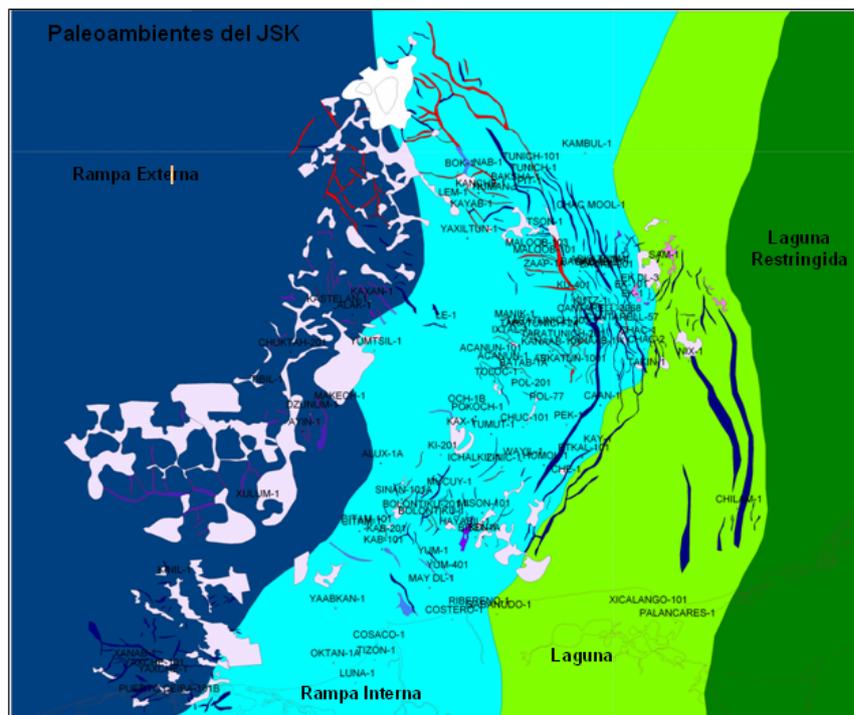


Fig. 2.23 Mapa que muestra la distribución de paleoambientes del Kimmeridgiano en la Sonda de Campeche (PEMEX, 2007).

2.4.1.3.- Jurásico Superior Tithoniano.

Sedimentología.

En la Sonda de Campeche, el Tithoniano se encuentra representado por lutitas ocasionalmente calcáreas, mudstone y calizas arcillosas con gran cantidad de materia orgánica y dolomías arcillosas. Este conjunto de rocas conforma lo que se conoce como la Formación Edzna, a la cual se le ha subdividido informalmente en los miembros, F, G y H (Ángeles-Aquino, 1986).

En general el Jurásico se considera transgresivo en todo el país, condición que se cumple también en la Sonda de Campeche, lo que se corrobora por la presencia de fauna planctónica y por los sedimentos marinos reportados para el Jurásico Tardío en la Zona profunda del Golfo de México.

Paleogeografía y evolución geológica.

Según los trabajos de la Coordinación de plays establecidos se le subdividieron en Inferior, Medio y Superior, tomando en cuenta los límites cronoestratigráficos. El Tithoniano Inferior es el que cuenta con un mayor contenido de carbonatos, mientras que el Tithoniano Superior y el Tithoniano Medio son más arcillosos. A continuación se describen sus principales características.

Tithoniano Inferior

El Tithoniano Inferior se caracteriza por presentar litofacies que indican los ambientes más someros de la Sonda de Campeche, ya que es durante este tiempo en donde se interpretan ambientes de rampa interna y rampa externa (Fig. 2.24), como resultado de una etapa de trasgresión.

La asociación faunística identificada dentro del Tithoniano inferior para el ambiente de rampa interna se compone principalmente por *Rhaxella sorbyana* y *Rhaxella* sp. con algunos sacocomas.

El ambiente de rampa externa (Fig. 2.24), esta compuesto por mudstone-wackestone parcialmente dolomitizado, calizas arcillosas parcialmente arenosas y por calizas arcillosas con abundante materia orgánica, con intercalaciones de lutitas calcáreas. La asociación faunística identificada para este ambiente se compone por *Saccocoma* sp., radiolarios calcificados y en algunos pozos *Parastomiosphaera malmica*.

Tithoniano Medio

Durante el Tithoniano Medio las condiciones de depósito corresponden con aguas un poco más profundas, debido a las constantes elevaciones del nivel del mar como resultado de una etapa transgresiva; por lo que la rampa externa se extendió en la mayor parte del área, mientras que la rampa interna se restringió a la porción mas oriental del área de estudio; como consecuencia de lo anterior la cuenca creció y comenzó a invadir la parte occidental del área (Fig.2.25).

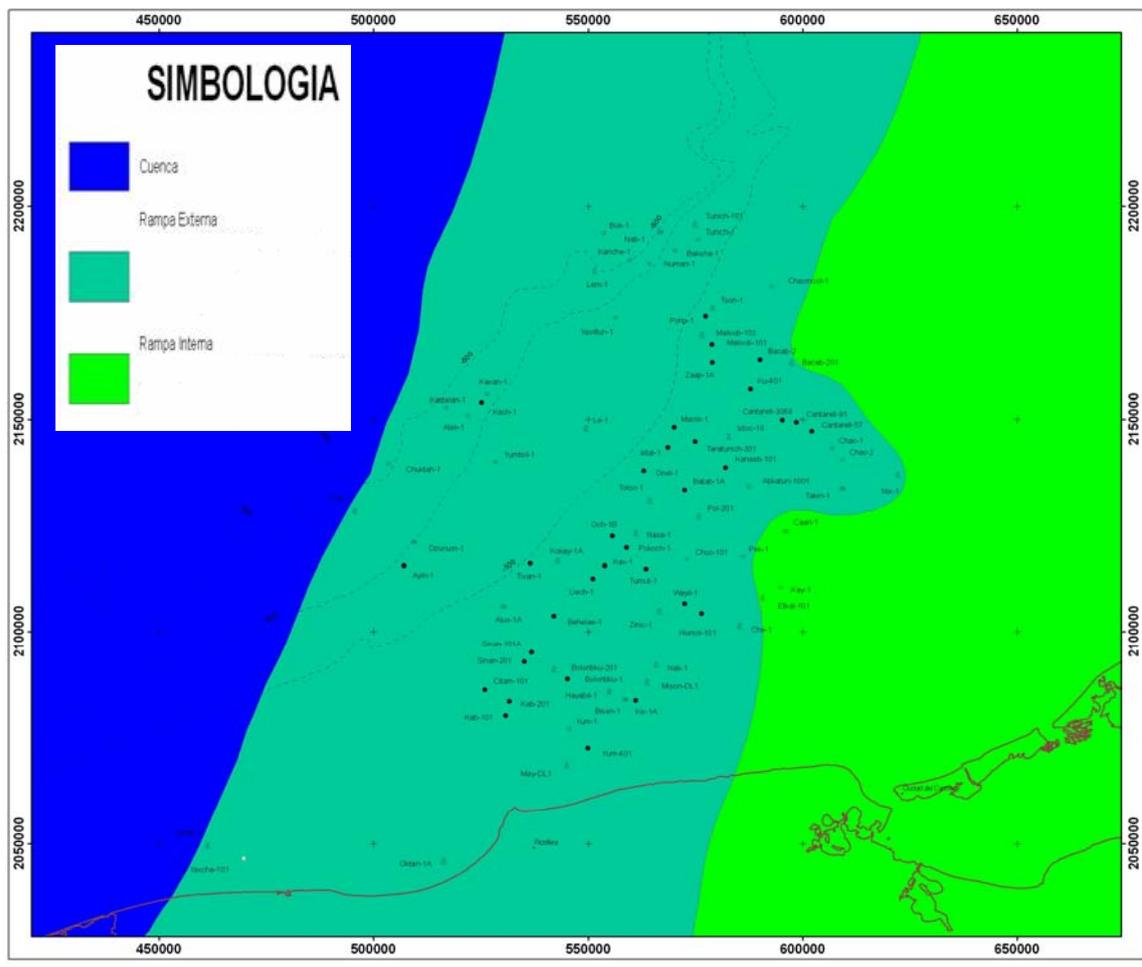


Figura 2.24.- Mapa de distribución de ambientes del Tithoniano Inferior para la Sonda de Campeche (Modificado de CPE, 2007).

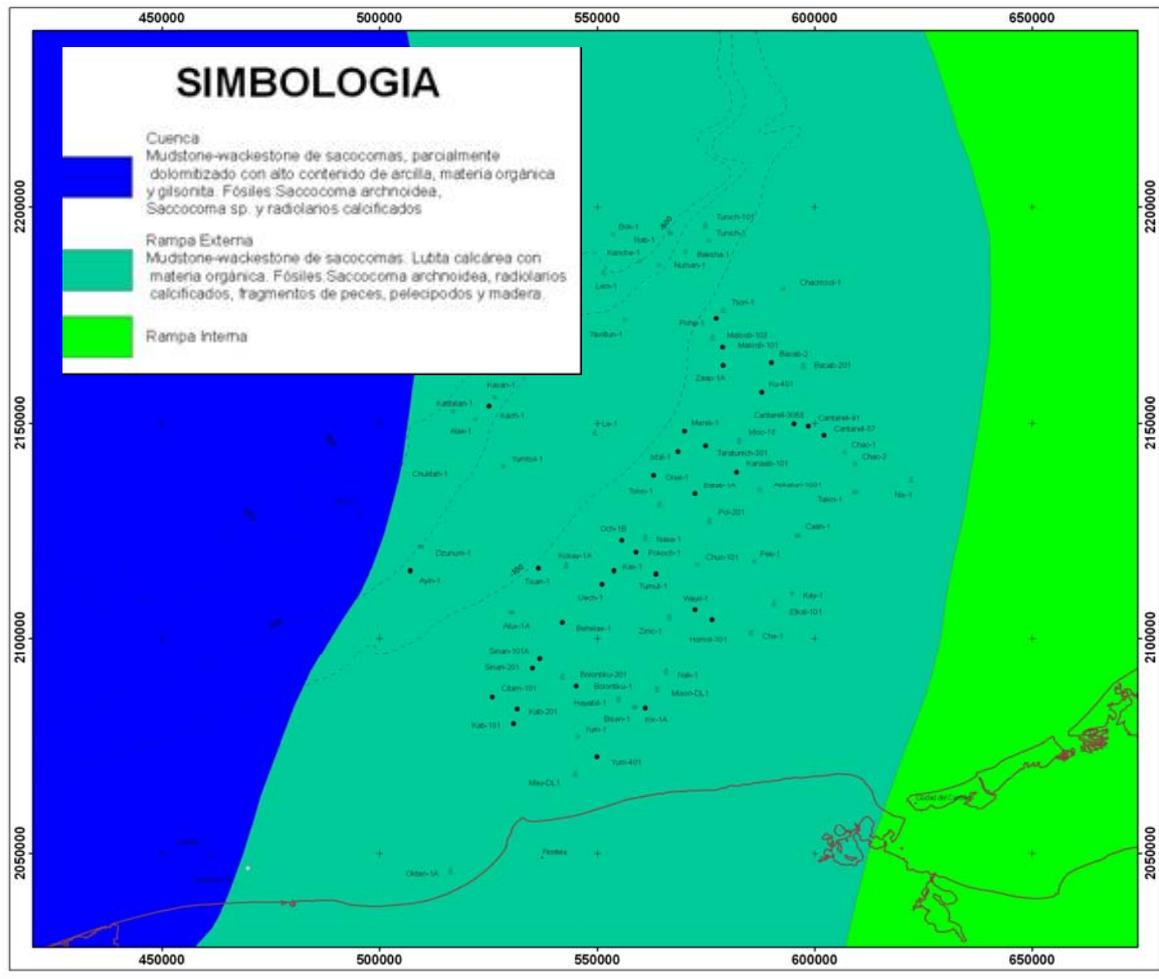


Fig. 2.25.- Mapa de distribución de ambientes del Tithoniano Medio de la Sonda de Campeche, (Modificado de CPE, 2007).

Tithoniano Superior

El Tithoniano Superior dentro de la Sonda de Campeche corresponde con los ambientes más profundos y anóxicos del Tithoniano; debido al continuo ascenso del nivel del mar dando como resultado ambientes de rampa externa y cuenca; la cuenca es la que abarca la mayor parte del área de la Región Marina. (Fig.2.26).

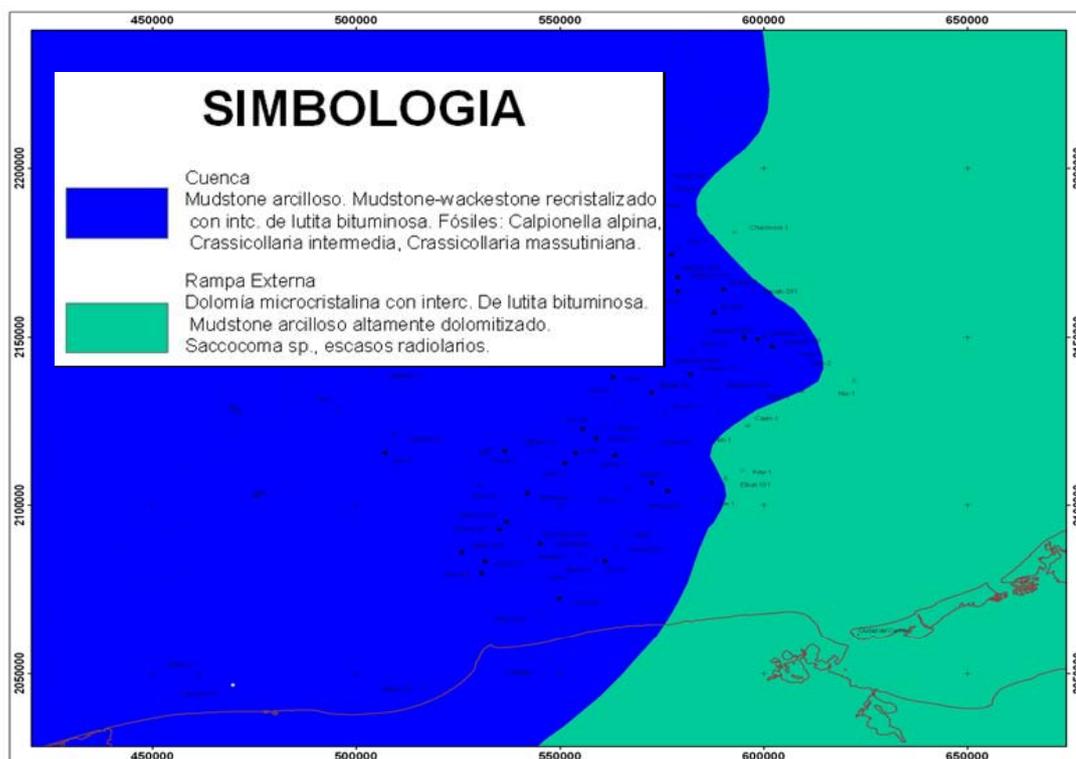


Fig. 2.26.- Mapa de distribución de ambientes del Tithoniano Superior de la Sonda de Campeche (Modificado de CPE, 2007).

2.4.2.-Cretácico.

Sedimentología.

La sedimentación de calizas y calizas arcillosas es lo que caracteriza la parte inferior del Cretácico Superior, el mudstone y packstone se depositaron en condiciones de baja energía interrumpida por algunos episodios de pequeños aportes de flujos de escombros de carbonatos provenientes de diferentes partes de la Plataforma de Yucatán.

En contraste la mayoría de los sedimentos de la parte más alta del Cretácico que corresponden a la unidad de Brecha, se transportaron al sitio de la deposición por efecto de la gravedad por lo tanto, son sedimentos alóctonos. Las condiciones que prevalecieron durante la depositación de la brecha cambian dramáticamente en el paquete del Cretácico que subyace a dichas rocas. Esencialmente la gran cantidad de exoclastos que existen en el Cretácico Superior y parte del Paleoceno, hace suponer que estas rocas cayeron a una cuenca al final de la plataforma, precipitándose en forma caótica a través de canales como

enormes flujos de detritos, constituyendo estructuras que fueron posteriormente selladas por sedimentos finos, cuya velocidad de depósito fue muy inferior.

Paleogeografía y evolución geológica.

En el Cretácico Inferior (Aptiano), culmina la etapa de deriva del bloque Yucatán, alcanzando la posición relativa actual y comienzan a desarrollarse las plataformas carbonatadas. Con la presencia de la Plataforma y la formación de cañones submarinos se tiene un aporte de sedimentos que hicieron que la cuenca se hundiera rápidamente por subsidencia térmica y carga de sedimentos. Debido a la pendiente de la Plataforma se formó un Talud por donde fluyó todo el material erosionado hasta llegar al Pie de Talud o hasta los Abanicos distales. Ya en una etapa de calma ocurrió el depósito de material fino de baja energía.

Este periodo se caracteriza por un ambiente de plataforma en la que se acumularon anhidritas y dolomías; además se pudieron reconocer diferentes facies como son: facies de talud, ambiente de Pie de Talud, abanico distal, piso de cuenca y cuenca (Figs. 2.27 y 2.28).

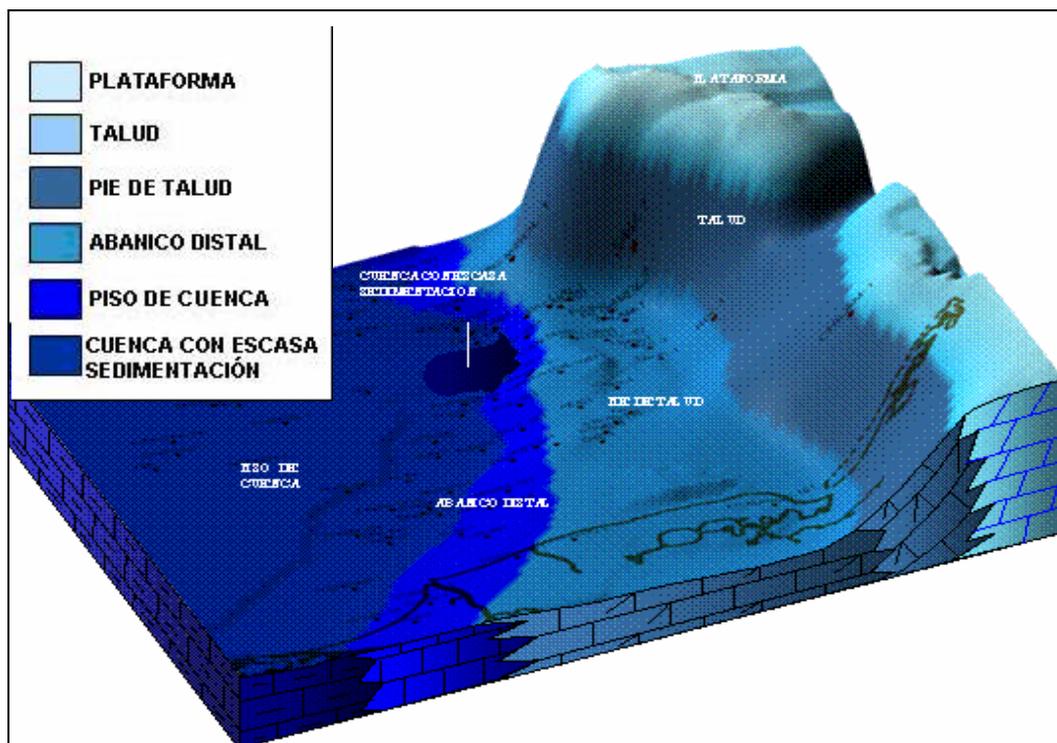


Fig. 2.27.- Modelo de evolución sedimentológica del Cretácico Inferior de la Sonda de Campeche (CPE, 2007).

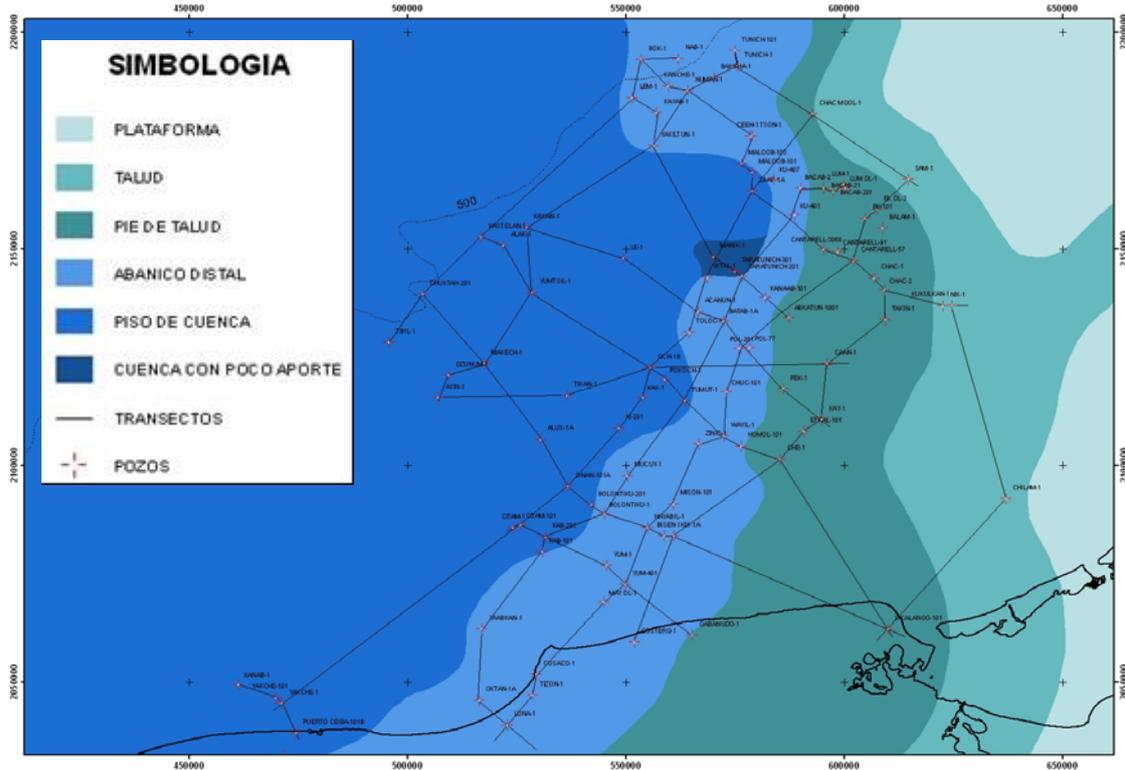


Fig. 2.28.- Mapa de distribución de paleoambientes del Cretácico Inferior de la Sonda de Campeche (CPE, 2007).

Cenomaniano.

Para el Cenomaniano, se desarrollaron potentes espesores de sedimentos carbonatados y evaporíticos en la Plataforma de Yucatán. Aparentemente el basamento presentó subsidencia importante por lo que se pudo dar cabida a los grandes espesores de rocas evaporíticas-carbonatadas de este tiempo. Para este tiempo se interpreta que ocurrió un ascenso del nivel del mar continuo y sostenido que ocasionó un ambiente de Plataforma, Talud, Pie de Talud, Abanico Distal y Cuenca; en una pequeña porción de cuenca hubo poco aporte de sedimentos (Fig. 2.29). Para este tiempo los depósitos de cuenca tienen una mayor extensión dejando a los Abanicos y a el Pie de Talud con una extensión pequeña.

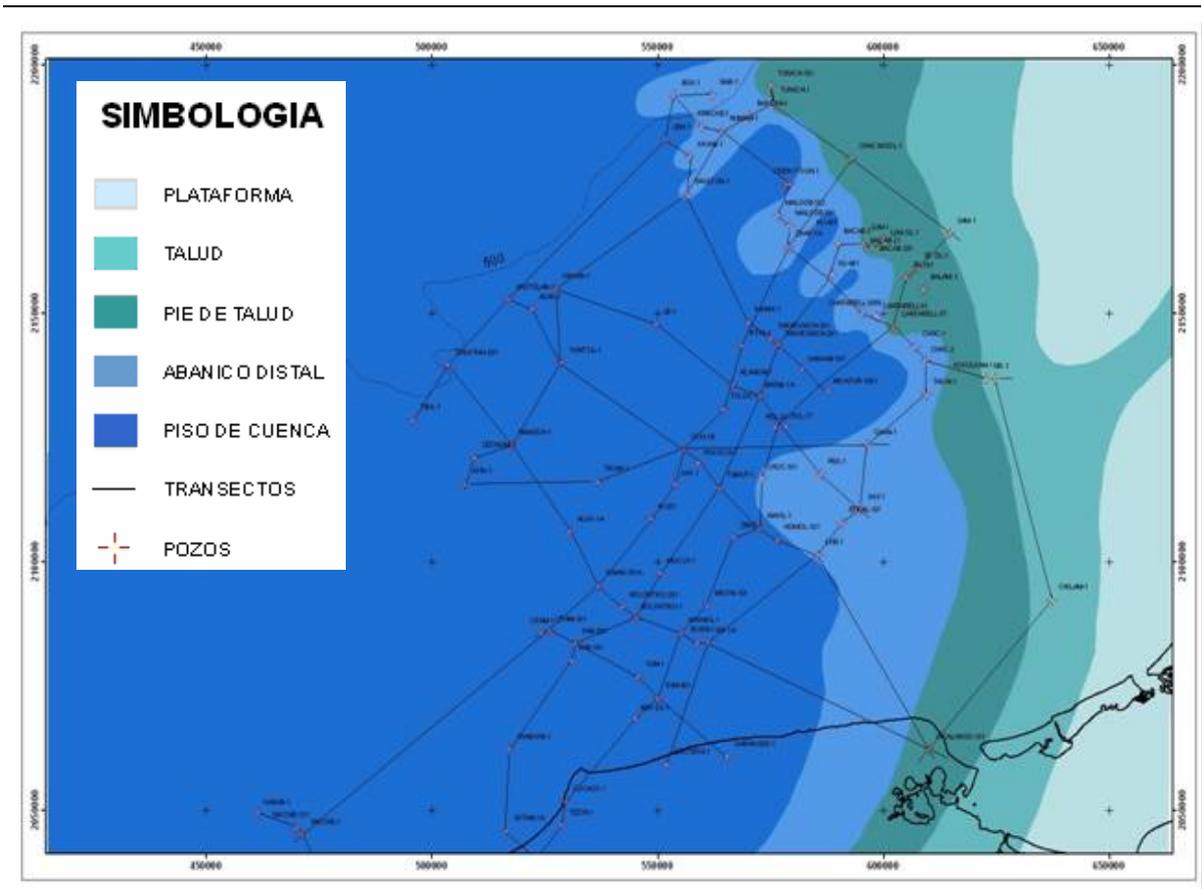


Fig. 2.29.- Mapa de distribución de paleoambientes para el Cenomaniano en la Sonda de Campeche (modificado de CPE, 2007).

Cretácico Superior.

Para el Cretácico Superior, las facies de cuenca acumuladas fueron consecuencia de un levantamiento del nivel del mar que inundó el borde de la plataforma carbonatada, lo que originó un cambio en el carácter de los flujos de escombros de grano fino a clastos margosos. Estos sedimentos están íntimamente asociados a turbiditas carbonatadas que tienen una amplia distribución en la Zona Marina de Campeche.

Los sedimentos del Cretácico Superior están asociados al desarrollo y crecimiento de la plataforma carbonatada que contiene material alóctono de diferentes facies.

Para el Turoniano-Santoniano y Campaniano-Maastrichtiano (CPE) se pueden diferenciar ambientes de plataforma, talud, pie de talud, abanico distal, piso de cuenca y cuenca con escasa sedimentación (Fig. 2.30 y 2.31).

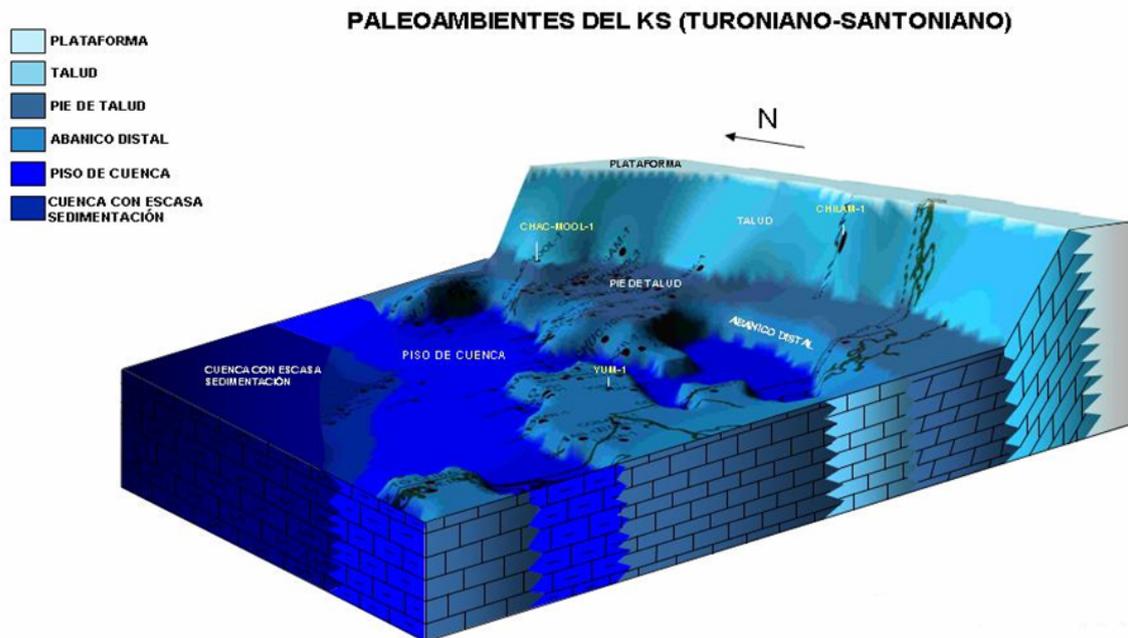


Fig. 2.30.- Modelo sedimentológico del Turoniano-Santoniano de la Sonda de Campeche (CPE, 2007).

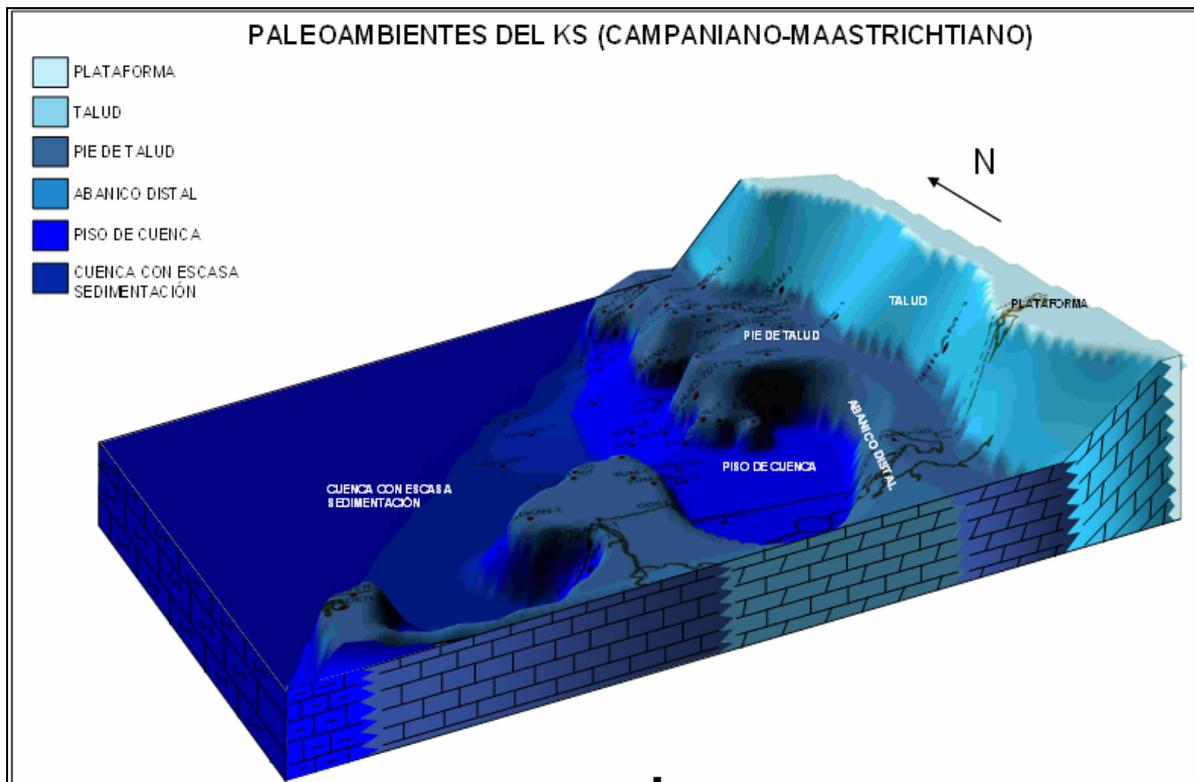


Fig. 2.31 Modelo sedimentológico del Campaniano-Maastrichtiano, de la Sonda de Campeche (CPE, 2007).

2.4.3.- Cenozoico.

Sedimentología.

Los sedimentos del Cenozoico Tardío constituyen los depósitos más importantes de todo el Cenozoico, esto se debe a los nuevos yacimientos descubiertos en rocas de esta edad, su origen es por consiguiente muy importante por lo que a continuación se hace un análisis detallado de su génesis.

Secuencia de origen bentonítico. La fuente de aporte se asocia a las emanaciones producidas por la gran cantidad de volcanes que existieron durante el Cenozoico Tardío como resultado de la formación de la Faja Volcánica Transmexicana, incluyendo las litofacies registradas en la Sierra de Chiapas y que llegaron hasta esta zona a través de fuentes eólicas y fluviales. Se depositaron en la zona cenizas volcánicas intercaladas en lutitas, limolitas y arenas bentoníticas.

Secuencia de origen terrígeno. Esta constituida por arenas detríticas, maduras bien clasificadas, cuya fuente de aporte principal es la Sierra de Chiapas como producto del máximo paroxismo del evento Chiapaneco. Dichos sedimentos fueron erosionados y llevados a las planicies por corrientes fluviales donde constituyeron complejos deltáicos que fueron progradando sobre la planicie costera, formando barras costeras y de desembocadura en la Zona Nerítica y flujos turbidíticos y abanicos submarinos en la zona batial.

Secuencia de origen calcáreo. Esta constituida principalmente por lodos carbonatados cuya fuente de aporte es la península de Yucatán, la que aportó estos sedimentos a través de corrientes subacuáticas que llevaban en solución el carbonato de calcio, precipitándolo en el lecho marino en forma de lodos calcáreos o mezclándose sedimentos clásticos.

Paleogeografía y evolución geológica.

El levantamiento del Macizo de Chiapas trajo como consecuencia la exposición del basamento y del paquete sedimentario depositado durante el mesozoico; los procesos de intemperismo y erosión desarrollados durante este tiempo abastecen de abundantes arcillas, brechas, conglomerados y turbiditas hacia la cuenca profunda.

En el mapa de ambientes sedimentarios del Paleoceno (CPE, 2006) se puede observar que la cuenca abarca gran parte de la porción occidental del área, mientras que el talud se ubica en gran parte de la porción oriental (Fig. 2.32).

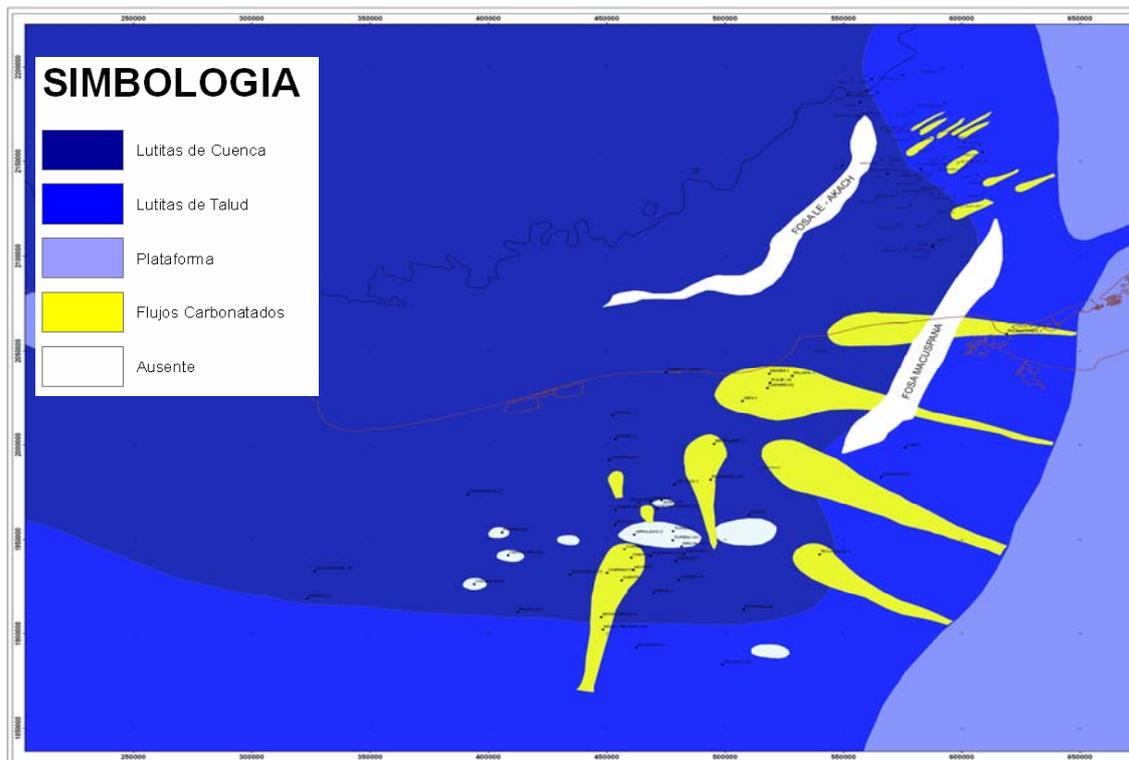


Fig.-2.32 Mapa de ambientes sedimentarios del Paleoceno de la Sonda de Campeche (CPE, 2007).

Oligoceno-Plioceno.

Durante el Oligoceno se interpreta que inició una nueva regresión, alcanzando su máxima expresión en la Zona Marina durante el Oligoceno Superior y Mioceno Inferior; esta regresión fue resultado del evento Chiapaneco y se caracteriza por la ausencia de depósitos de sedimentos de esta edad o con espesores muy reducidos.

En casi todos los pozos del Área Marina y aún en el continente, los sedimentos miocénicos indican una nueva trasgresión ya que se solapan los depósitos del Oligoceno; quedando como testigo una enorme discordancia reconocida en todo el sureste mexicano, que indica la ocurrencia de eventos diastróficos intensos que originaron el plegamiento de la sierra de Chiapa y aun indirectamente en la Zona Marina.

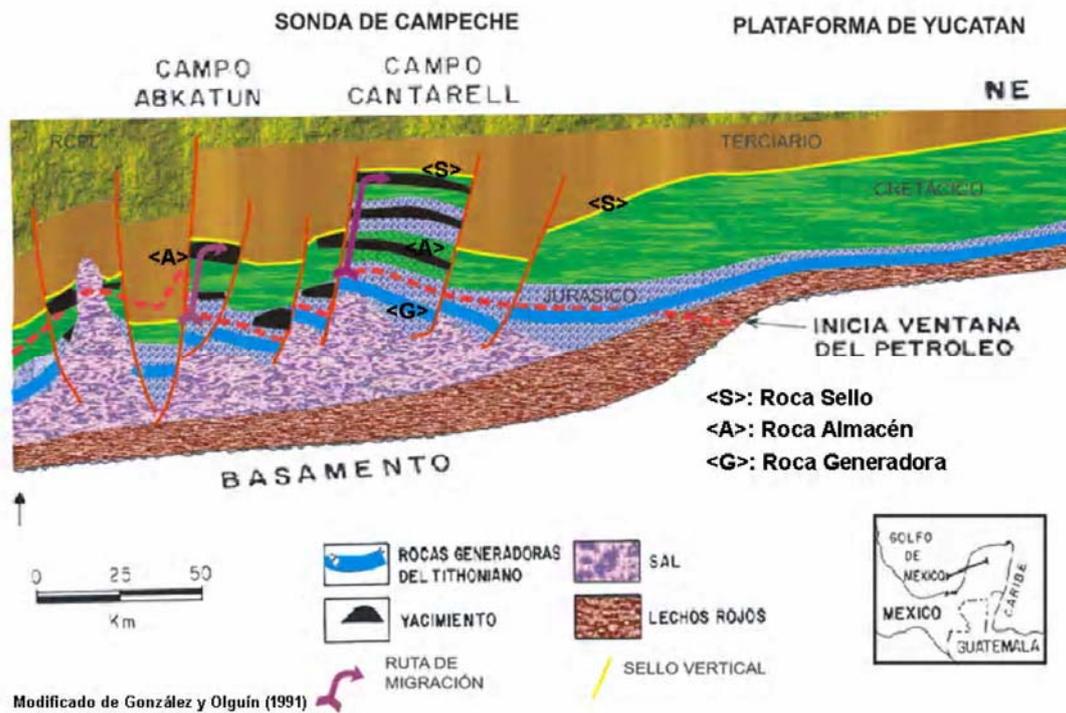
Durante el Plioceno, el mar se retiró dando lugar por las altas tasas de sedimentación a una serie de fallamientos de gravedad ocasionados por colapsos y compactaciones diferenciales, influenciada por la extensión que se reconoce ocurrió en el Golfo de México como última fase del diastrofismo miocénico por un reacomodo de la serie sedimentaria formando una serie de

recipientes escalonados que fueron rellenados posteriormente por sedimentos recientes. La diferencia de orientación de estos sedimentos respecto a los anteriores apoya esta interpretación

Capitulo 3.- Sistema Petrolero

Los elementos clave que definen la existencia de un sistema petrolero son las rocas generadoras, almacén, sello, trampa y el sepultamiento necesario para la generación térmica de hidrocarburos. Sin embargo, estos elementos deben compartir las apropiadas relaciones espacio-tiempo para permitir que los hidrocarburos se acumulen en las trampas y preserven.

En la (Fig. 3.1) se muestra un esquema que indica la relación que guardan los elementos del sistema petrolero en la sonda de Campeche. En la parte más profunda se encuentran el basamento, posteriormente se tiene un depósito de lechos rojos de edad Jurásico Inferior-Medio, seguido de un depósito de sal de edad Jurásico Superior (Calloviano). Para el Tithoniano (JST) se tiene la principal roca generadora, mientras que la roca almacén se tiene en diferentes secuencias en el Jurásico Superior Oxfordiano (JSO), Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), la Brecha Paleoceno Cretácico-Superior (BTPKS) y las areniscas y calcarenitas del Cenozoico; el sello esta compuesto por rocas del Cretácico Inferior y del Paleoceno.



3.1.- Relación de los elementos del sistema petrolero de la Región Marina en la Sonda de Campeche (Trejo, 2006).

3.1.- Roca Generadora.

La roca de mayor importancia corresponde con las calizas arcillosas de edad Jurásico Superior Thitoniano, y se considera que estas fueron formadas en un ambiente anóxico originado por inundaciones provocadas por regresiones; De acuerdo a estudios estratigráficos, sedimentológicos y geoquímicos realizados en la Sonda de Campeche, toda la columna del Jurásico Tardío, compuesta de rocas arcillosas y calcáreo arcillosas tiene materia orgánica con posibilidades para generar hidrocarburos. La materia orgánica es principalmente de tipo algacea, herbácea y leñosa, cuya presencia varía de regular a abundante.

De manera general la secuencia sedimentaria de la Sonda de Campeche se han definido dos sistemas petrolíferos: **un sistema Oxfordiano y un sistema Kimmerigiano-Berriasiano –Cenozoico.**

Para estos sistemas petrolíferos se han identificado, evaluado y caracterizado tres subsistemas generadores de hidrocarburos que han contribuido con volúmenes muy importantes a la carga de las trampas Fig. 3.2, que en orden estratigráfico son los siguientes:

- 1).- Subsistema Generador Oxfordiano (Romero, 1995).
- 2).- Subsistema Generador Tithoniano (Medrano, 1994).
- 3).- Subsistema Generador Cenozoico (Eoceno-Mioceno), hipotético.

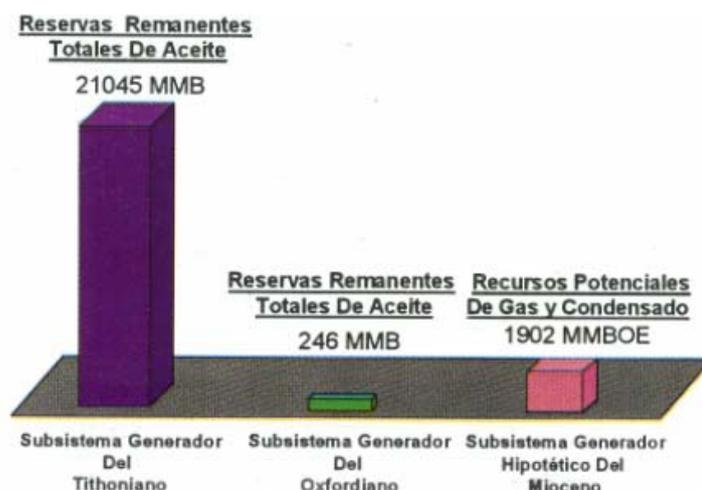


Fig. 3.2.-Contribución de los subsistemas generadores del Tithoniano, Oxfordiano y el Subsistema generados hipotético del Mioceno (Romero et al, 2001).

3.1.1.- Subsistema Generador Oxfordiano.

Las facies generadoras corresponden a horizontes arcillosos calcáreos, bentoníticos con algunas intercalaciones de calizas y horizontes de carpetas de algas.

Los valores de carbono orgánico total (COT) para las rocas del Oxfordiano (Fig. 3.3) varían de 1% (regular) a 4% (excelente), con las posibilidades de que estos valores aumenten hacia el S-SW, por ser la porción paleogeografía más profunda o formada de depresiones interplatafórmicas con alta presencia y preservación de la materia orgánica. Al N-NE los valores de COT es probable que sean menores al 1% y que tengan alta influencia continental.

La abundancia de hidrocarburos potenciales pirolizables (S_2) varia de pobre a muy buena y excelente para las rocas del Oxfordiano, en la Fig. 3.4 podemos observar que este aumenta hacia el sur y este del Campo Ek Balam, aparentemente en estrecha relación con la existencia de un ambiente altamente anóxico en los que se depositó y se preservó materia orgánica de muy buena calidad, con alto potencial generador.

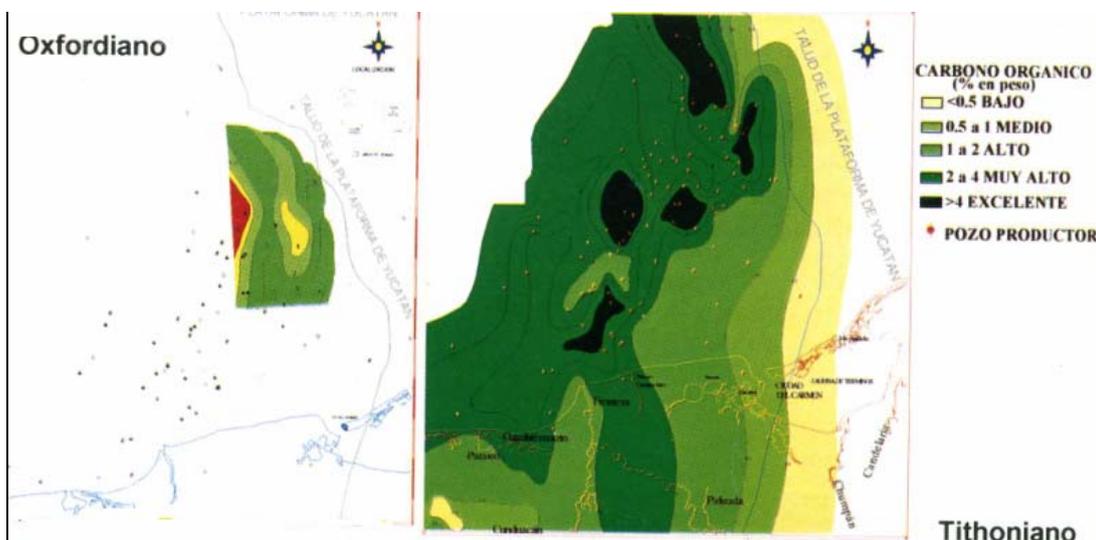


Fig. 3.3.- Mapa de distribución de los valores del Carbón Orgánico Total (COT) en las rocas del Tithoniano y Oxfordiano de la Sonda de Campeche (Romero et al, 2001).

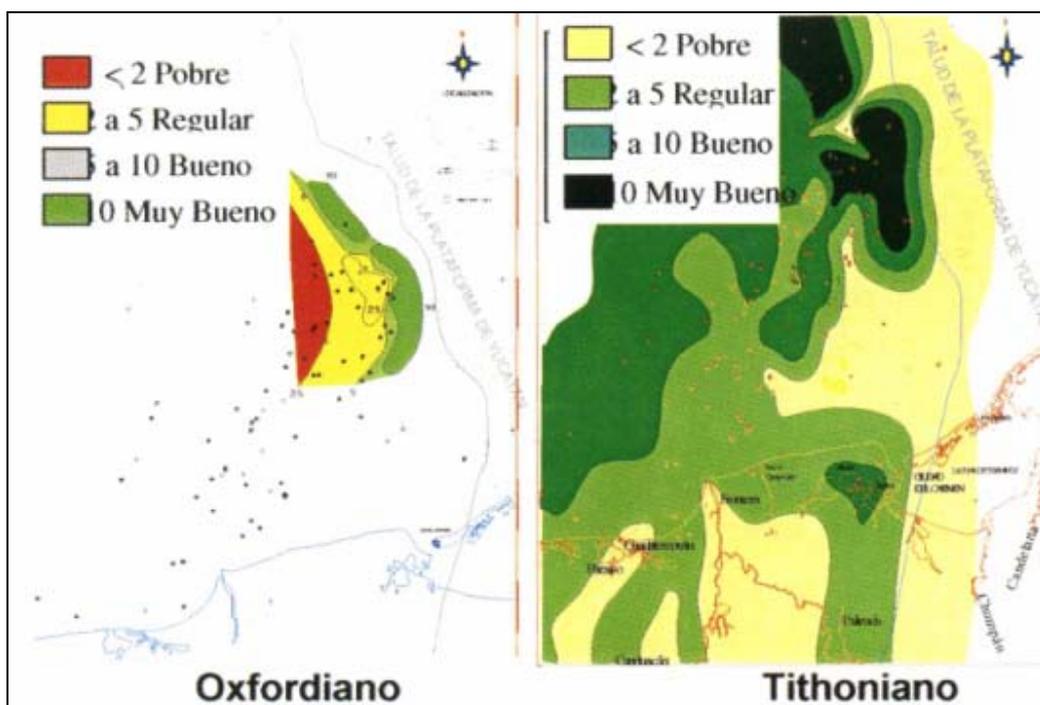


Fig. 3.4.- Mapa de distribución de los valores de los hidrocarburos pirolizables (S2) en las rocas del Tithoniano y Oxfordiano en la Sonda de Campeche (Romero et al, 2001).

Espesores netos generadores

Romero y Maldonado (2001) calcularon de manera indirecta los espesores netos generadores mediante la combinación de varias curvas eléctricas (rayos gamma, resistividad y sónico), valores del contenido de carbono orgánico total (COT); encontrando que los espesores netos más delgados muestran una tendencia que coincide con el “trend” que conforman los pozos Balam-101 y 1; Ek-101; Bacab-202, 21 y 2; Tunich-1; oscilando entre 24 a 35 m de espesor, el cual aumenta ligeramente hacia el N-NE en los pozos Lum-1 y Chacmool-1; estas variaciones de espesor se interpretan como el reflejo de los altos y bajos topográficos de esa época donde en algunos sectores hubo mayor influencia terrígena y en otros evaporítica, en condiciones cercanas al continente, esto mismo ocurrió al S-SW en los pozos Cantarell-91 y 2239. En los pozos Caan-1 y Hayabil-1 la litología y los espesores reflejan un ambiente anóxico carbonatado más profundo, con un espesor neto de roca generadora mayor.

Tipos o familias de hidrocarburos

En la Sonda de Campeche los aceites del Oxfordiano por sus características geoquímicas isotópicas y biomarcadores se han clasificado como familia 1 oxfordiana. Estos aceites están caracterizados por valores °API medios a altos (21-48 °API) y contenido de azufre que varían de 0.06 a 5.36%.

3.1.2.- Subsistema Generador Tithoniano.

En general la composición litológica de las litofacies generadoras de Tithoniano varía de calizas a lutitas carbonatadas, con porcentajes de carbono mineral que varía del 98 al 40%. Desde el punto de vista sedimentológico, las litofacies se asocian con ambientes carbonatados profundos que van de plataforma externa a cuenca, clasificadas petrográficamente como packstone a mudstone, con laminaciones, y abundantes organismos pelágicos (saccocomas, calpionélidos), con edades que van del Tithoniano Temprano al Berriasiano Temprano.

El contenido de carbono orgánico total (COT), refleja hasta cierto punto su capacidad generadora, siempre y cuando la materia orgánica sea de buena calidad y se encuentre inalterada; por el contrario, si se encuentra térmicamente alterada u oxidada el porcentaje existente de COT representa baja capacidad de generación (Fig. 3.2).

Los valores más altos de COT (3-7%) se concentran en un "trend" que conforman las áreas de los pozos Tunich-1, Bacab-2, Cantarell-91, Balam-1, Chac-2, Pol-77, Zinic-1, Chem-1a, Yaabkan-1, que corresponden a áreas inmaduras a semimaduras y de 2-5% al S-SW (altos) en áreas de mayor madurez. Hacia los lados de este "trend" los valores de COT tienden gradualmente a disminuir; al oriente disminuyen de 2 a menos de 0.5% (bajo), quizá por el efecto de adelgazamiento de los espesores, los cuales tienden a acuñarse hacia la plataforma; hacia el occidente los valores son del orden de 2 a 3% (altos a muy altos), con una tendencia a disminuir o mantener ese valor. En general los valores promedio dentro de rocas generadoras del Tithoniano oscilan entre 1.0 a 6.5 % de COT (Fig. 3.2).

Calidad y Tipo de Kerógeno.

La calidad de la materia orgánica es una respuesta directa del tipo o tipos de kerógenos precursores de los hidrocarburos. Con base en los datos de petrografía orgánica, se reporta predominantemente materia orgánica algácea y amorfa (kerógenos I) y herbácea (kerógenos de tipo II).

Espesores netos generadores

Equivalen a la suma de todos aquellos intervalos de rocas que cumplen con los requerimientos de riqueza orgánica ($COT > 0.5$) con potencial generador ($S_2 > 2$) con un espesor total importante, excluyendo todos aquellos intervalos que carecen de potencial generador; el espesor varia de los 150 a 200 m (fig. 3.5). Sus tendencias se conservan de manera similar a las de los espesores totales, resaltando los mismos depocentros, en estas depresiones se generó mayor depósito y existe mejor preservación de materia orgánica, por lo que corresponden a intervalos con mayor capacidad generadora.

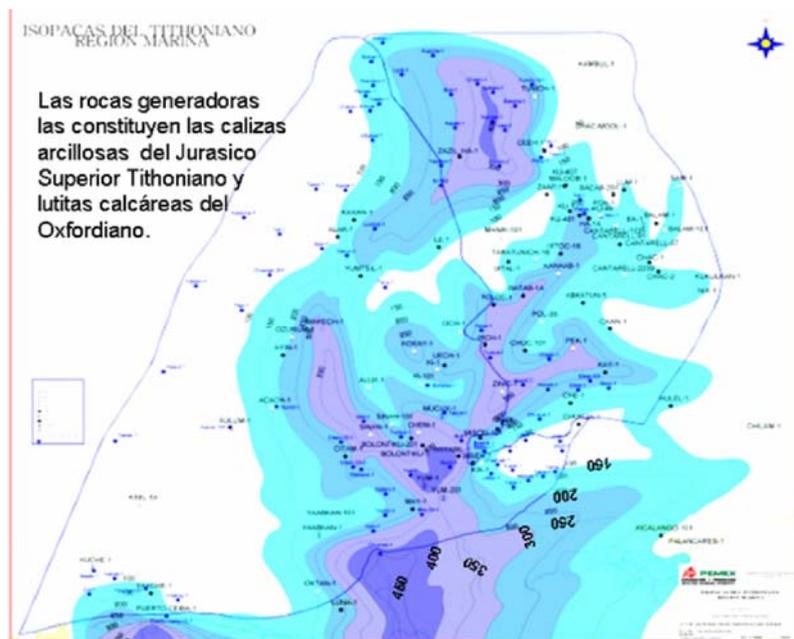


Fig. 3.5.- Isopacas de la Roca Generadora Jurásico Superior Tithoniano de la Sonda de Campeche (Trejo, 2006).

Tipos o Familias de hidrocarburos

Los aceites con afinidad tithoniana, se han clasificado como familia 2, que tomado como base sus características geoquímicas se han distinguido las siguientes tres sub-familias 2A, 2B y 2C. En la Sonda de Campeche su distribución es muy amplia, ya que está presente en la mayoría de los pozos, cuya producción se relaciona con yacimientos que varían en edad desde el Kimmeridgiano al Eoceno.

Los aceites pertenecientes a esta familia varían en densidad API^0 de bajas a altas (10 a $50^{\circ}API$), con contenido alto de azufre, que varían de 2.0 a 5.62 %.

Las características moleculares (marcadores biológicos) que comparten las tres subfamilias (2A, 2B y 2C), permiten caracterizarlas como generadas por secuencias carbonatadas con

gran influencia de arcilla; las diferencias observadas en la composición molecular pueden interpretarse en términos de variaciones de salinidad, contenido de arcillas y nivel de oxigenación en ambientes sedimentarios depositados en el Jurásico Superior Tithoniano.

1.- Familia 2A. Se acumuló en un medio ambiente marino carbonatado, con influencia terrígena (arcilla) reducida.

2.- Familia 2B. Se depositó en un medio ambiente marino carbonatado sin influencia terrígena.

3.- Familia 2C. Su depósito ocurrió en un medio ambiente marino carbonatado (oxigenico) con influencia terrígena importante.

La madurez de los aceites de la Familia 2, en general representan hidrocarburos expulsados en todos los estados de generación dentro de la ventana de ocurrencia del aceite, desde 0.5 a mayor de 1.3 de Ro equivalente, desde la fase inicial hasta la fase final de la generación de hidrocarburos.

3.1.3.- Subsistema Generador Cenozoico (Eoceno-Mioceno), hipotético.

De acuerdo a un estudio realizado por Anunziata-Medrano,2001 en 151 pozos exploratorios, de los cuales encontraron que 32 de ellos cuentan con muestreo de rocas Cenozoicas, aunque dicho muestreo es deficiente y disperso; debido a esto, no se ha efectuado la caracterización integral de roca generadora para este subsistema generador.

Sin embargo, al evaluar los resultados de un total de 4835 análisis de pirólisis por rock-eval y someterlos a varios filtros, se observa que 1438 muestras contienen un COT que supera 0.5% y en ocasiones sobrepasan el 4%; 455 contienen características de ser potencialmente generadores con S₂ que varía de 2 a 7 ml hcs/gr roca (148 corresponden al Paleógeno y 307 al Neógeno). En este subsistema sobresalen las facies arcillo-calcáreas y de lutitas bentoníticas del Eoceno y Mioceno, como las de mayor capacidad generadora.

La madurez interpretada para las secuencias Cenozoicas a través de Tmax e ITT indica que prácticamente toda la región de la Sonda Marina es inmadura, a excepción del área donde se ubican los pozos Chem-1A Hayabil-1, Kix-1A, Yum-401 cuya madurez alcanza las secuencias arcillosas de la base del Mioceno Medio; por otra parte, la ausencia total del Oleanano como biomarcador característico de rocas generadoras Cenozoicas, confirma a este nivel como un subsistema generador inactivo.

Las rocas Cenozoicas reflejan condiciones de inmadurez y manifiestan valores moderados a pobres de riqueza orgánica y de carga potencial. En el área de la Sonda de Campeche no han sido descubiertas acumulaciones de Hidrocarburos que se haya probado provengan de estas rocas, por lo que este subsistema se considera hipotético.

3.2.- Roca Almacén.

En la secuencia sedimentaria del Mesozoico y Cenozoico existen rocas con capacidad apropiada para almacenar fluidos, estas se ubican en toda el área que ocupa la Sonda de Campeche.

En la Región se consideran cinco secuencias potencialmente almacenadoras (Fig. 3.6): las más antiguas corresponden con las areniscas del Jurásico Superior Oxfordiano, continuando con los bancos oolíticos del Jurásico Superior Kimmeridgiano, la Brecha Calcárea del Cretácico Superior-Paleoceno, los carbonatos fracturados del Cretácico Inferior, y en las rocas Cenozoicas se tienen cuerpos arenosos y un horizonte de calcarenitas del Eoceno.

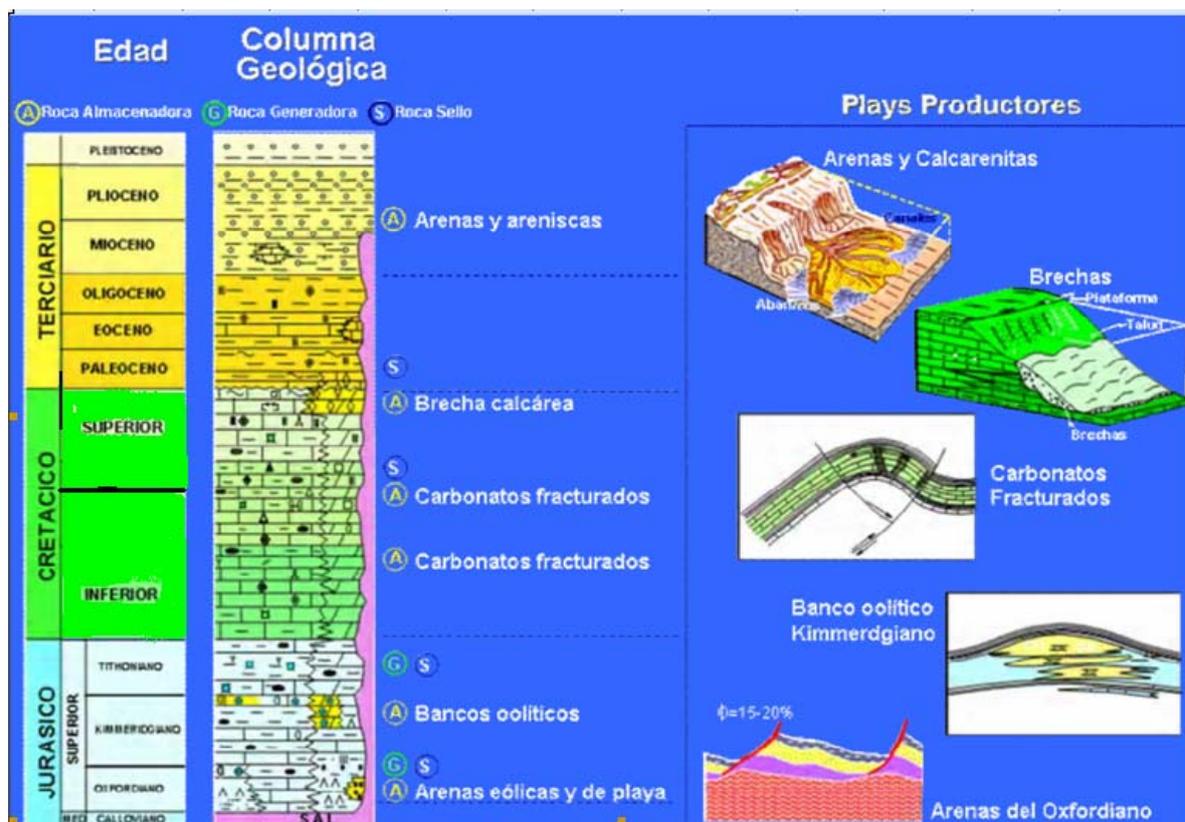


Fig.3.6 Columna geológica de la Sonda de Campeche, en la cual se muestran las rocas que funcionan como almacén, (Modificado de Trejo, 2006).

3.2.1.- Jurásico Superior Oxfordiano.

Las secuencias almacenadoras del Oxfordiano están conformados principalmente por areniscas de cuarzo y fragmentos líticos, su color varía de café a gris con tamaño de grano que va de medio a grueso, además de contener gravillas pobremente clasificados las cuales se componen de clastos y de subredondeados a redondeados; se reconoce gradación normal y fracturas inducidas; en general los estratos son masivos

La roca almacén del Oxfordiano esta compuesta por las facies de arenas de playa en una franja nor-oriental encontrada por los pozos Ek-Balam, Lum-1, Tunich-1, Chac-Mool-1 y Sam-1; hacia el occidente de esta franja se tiene un ambiente de rampa interna donde la roca almacén esta constituida por sedimentos arenosos consolidados reportados en los pozos Alak-1, Bacab-2, Bacab-21, Balam-1, Cantarell-91, Che-1, Ek-101, Kanche-1, Hayabil-1, Nix-1 y Tson-1. En la (Fig. 3.7) se muestra un mapa que indica la presencia de la roca almacen del Jurásico Superior Oxfordiano, en donde se puede observar que en general la roca almacen tiene una presencia homogénea en la parte occidental de la Sonda de Campeche y existe un riesgo alto de presencia de la roca almacen en las parte orientales de la zona de estudio.

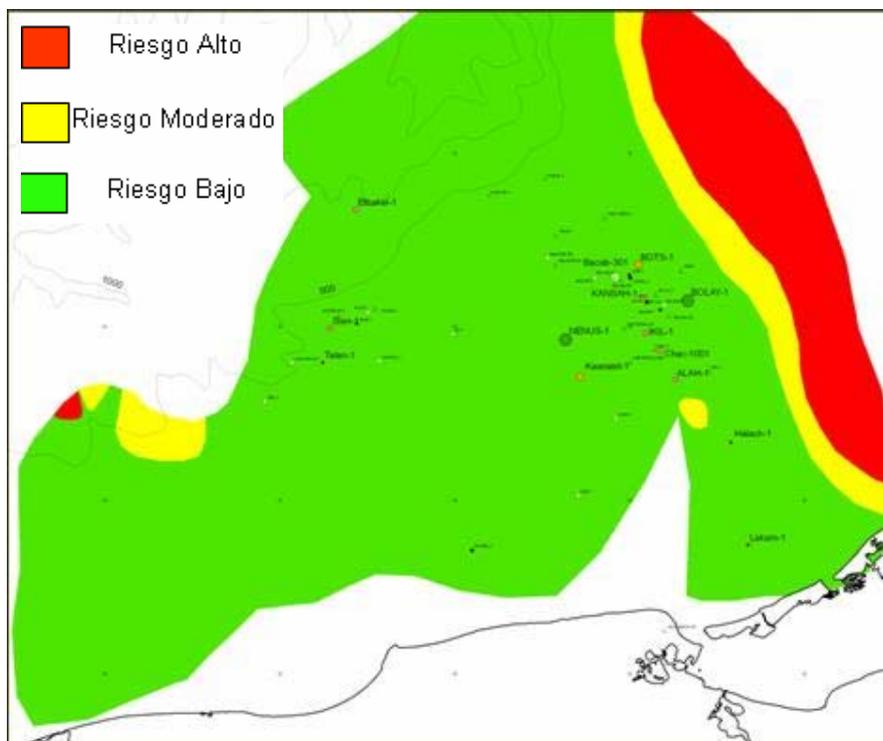


Fig. 3.7.- Mapa que indica la presencia de la roca almacén del Jurásico Superior Oxfordiano en la Sonda de Campeche (PEMEX, 2007).

Los mayores espesores de rocas potencialmente almacenadoras se presentan en la porción oriental y varían de 100 a 140 m, con una orientación NW-SE, mientras que hacia la parte occidental de la rampa interna somera los espesores cambian del orden de 50 m a 100 m (Fig. 3.8).

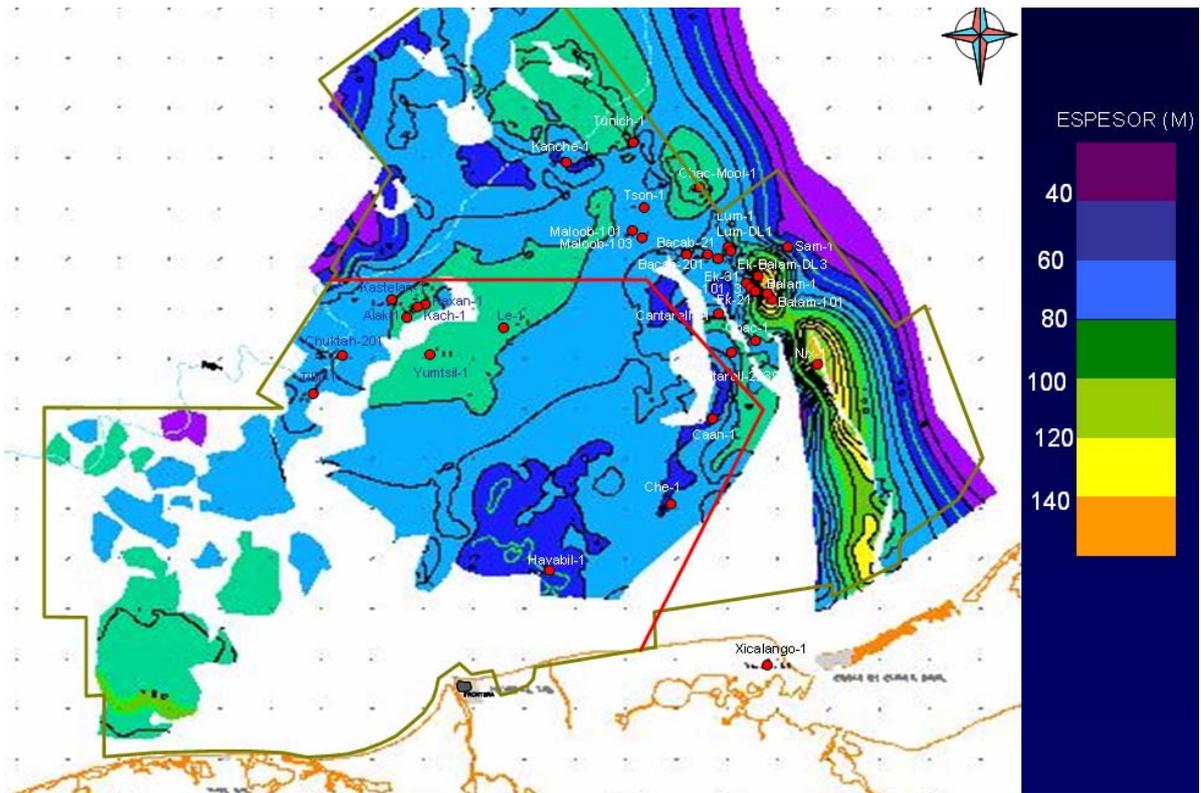


Fig. 3.8.- Mapa que muestra los espesores de Roca Almacén del Jurásico Superior Oxfordiano (Trejo, 2006).

En la Fig. 3.9 se puede observar que las porosidades en la porción oriental de la Sonda de Campeche están en rangos de 15-25 %, ubicadas en franjas NW-SE, que abarca desde el pozo Nix-1 hasta Tunich-1. Esto se debe a la presencia de areniscas poco consolidadas. En la porción occidental las porosidades varían de 6-15% con una amplia extensión desde el Campo Bacab, Cantarell-91, Tson-1 hasta Hayabil-1, Che-1 y Alak-1, en areniscas consolidadas y compactas acumuladas rampa interna somera.

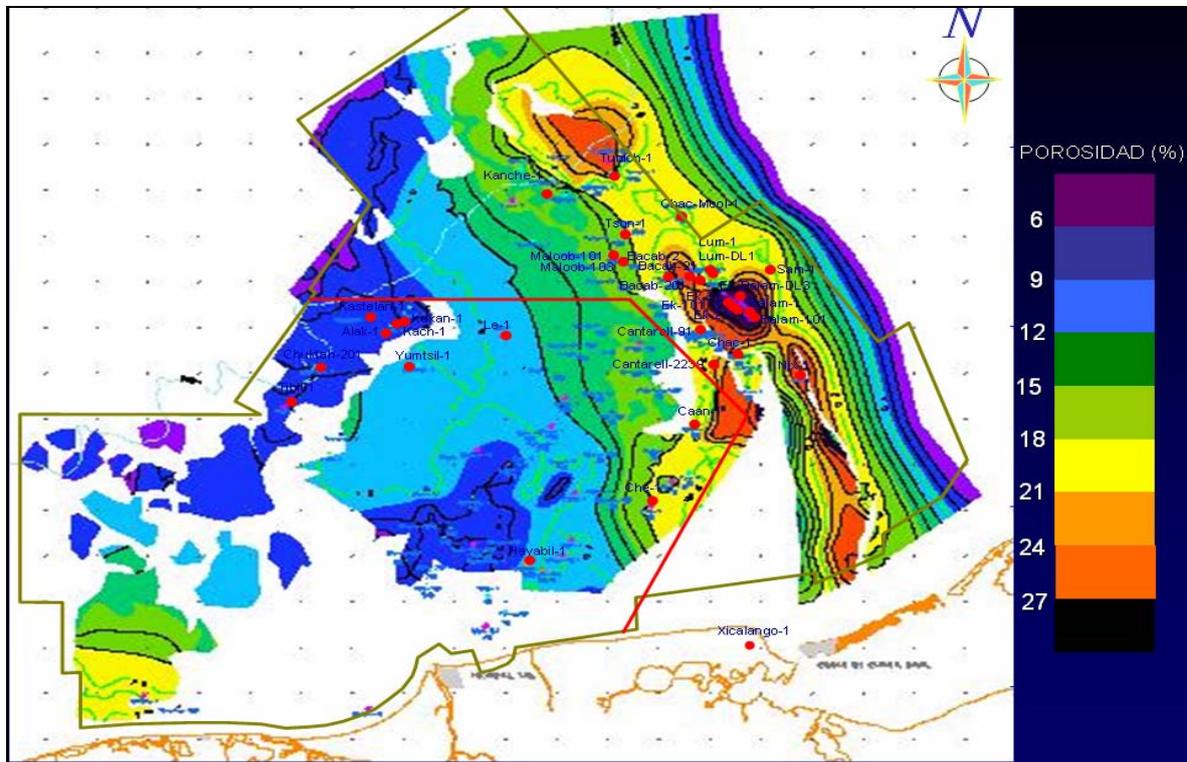


Fig. 3.9.- Mapa que muestra la porosidad de la roca almacén del Jurásico Superior Oxfordiano en la Sonda de Campeche (Trejo, 2006).

3.2.2.- Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK)

En la secuencia sedimentaria del Kimmeridgiano existen rocas con capacidad apropiada para almacenar fluidos, estas están presentes principalmente en las facies C y E, las cuales constituyen la franja de bancos oolíticos dolomitizados ubicados en la porción occidental de la Sonda de Campeche. En dicha franja se tiene la mayor potencia de desarrollos oolíticos, así como los mejores valores de porosidad. En la porción oriental (Cantarell-Caan), se tienen bancos oolíticos de menor extensión y espesor, los cuales son suficientes para constituir yacimientos económicamente explotables.

De acuerdo con el mapa de ambientes deposicionales del Kimmeridgiano (Fig. 3.10), el comportamiento general y el mejor desarrollo de los bancos oolíticos está distribuida y orientada en una franja norte-sur en la Sonda de Campeche y esta tendencia se continúa hacia la parte terrestre. Como puede observarse, el mejor desarrollo de bancos oolíticos se presenta en ambientes de rampa interna (Fig. 3.10).

La presencia de bancos de ooides en los altos estructurales o bloques cabalgados en los pozos productores exhiben severa karsticidad que indica exposición subaérea. Los pozos productores en estos bancos calcáreos presentan porosidades promedio entre 6% y 11%.

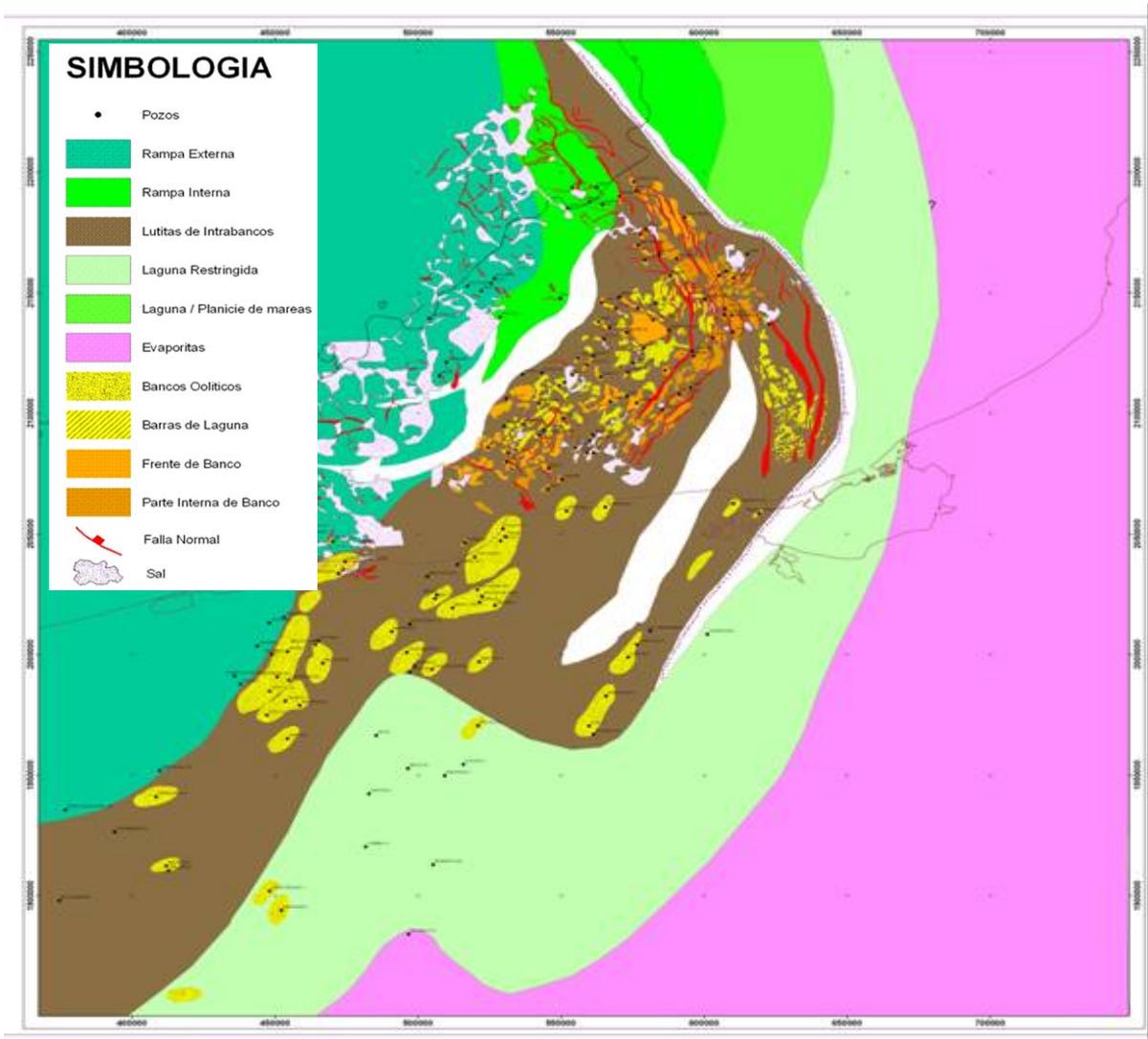


Fig. 3.10.-Mapa de ambientes deposicionales del Kimmeridgiano en la Sonda de Campeche (PEMEX, 2007).

El mejor desarrollo de rocas almacenadoras se tiene representado por las facies de packstone a grainstone de ooides, y en las zonas fuertemente dolomitizadas y acumuladas en la parte de la rampa interna. En la zona donde se tienen lutitas de intrabancos se presentan también los bancos oolíticos desplazados por fallamiento normal, en esta zona los

bancos son de menor tamaño y están constituidos por texturas de wackestone a packstone dolomitizados con intercalaciones de lutitas, limos y areniscas.

3.2.3.- Brecha Calcárea del Cretácico Superior-Paleoceno y carbonatos fracturados del Cretácico Inferior.

En el Cretácico superior y en el Paleoceno se tienen las brechas calcáreas localizadas en la porción Nororiental de la Sonda de Campeche, se considera a estas rocas como las productoras por excelencia en la sonda de Campeche, aunque su distribución esta restringida a una porción de la misma; constituyen grandes espesores con excelentes porosidades (hasta del 12%) y gran capacidad para almacenar hidrocarburos.

La gran cantidad de exoclastos que componen a la brecha existen desde el Cretácico Superior y hasta parte del Paleoceno, lo que hace suponer que estas rocas cayeron a una cuenca que bordeaba a la plataforma, precipitándose en forma caótica a través de canales como enormes flujos de detritos, constituyendo estructuras que fueron posteriormente cubiertas por sedimentos finos, que constituyen los sellos cuya velocidad de depósito fue muy inferior.

En la Fig. 3.11 corresponde con un mapa que indica la presencia de la roca almacén del Cretácico Superior-Paleoceno, en la cual se puede observar en color rojo, que la roca almacén es de un espesor menores a 20 m, y por lo tanto es baja la probabilidad de encontrar una buena roca almacén; ya que hacia la parte poniente se tiene delimitada la brecha por algunos pozos lo cual indica que la probabilidad es baja, y en la parte norte y sur queda abierta la posibilidad indicando que se requiere de mas estudios de sísmica. El color amarillo nos indica que existe una probabilidad regular de encontrar roca almacén con un espesor de 20 a 70 m., el color verde nos muestra donde se encuentra la mejor roca almacén en cuanto a su espesor se refiere, esto quiere decir que los espesores son mayores a 70 m, observándose principalmente en los campos del área central, al norte y al sur, donde se tienen la mayoría de los pozos productores.

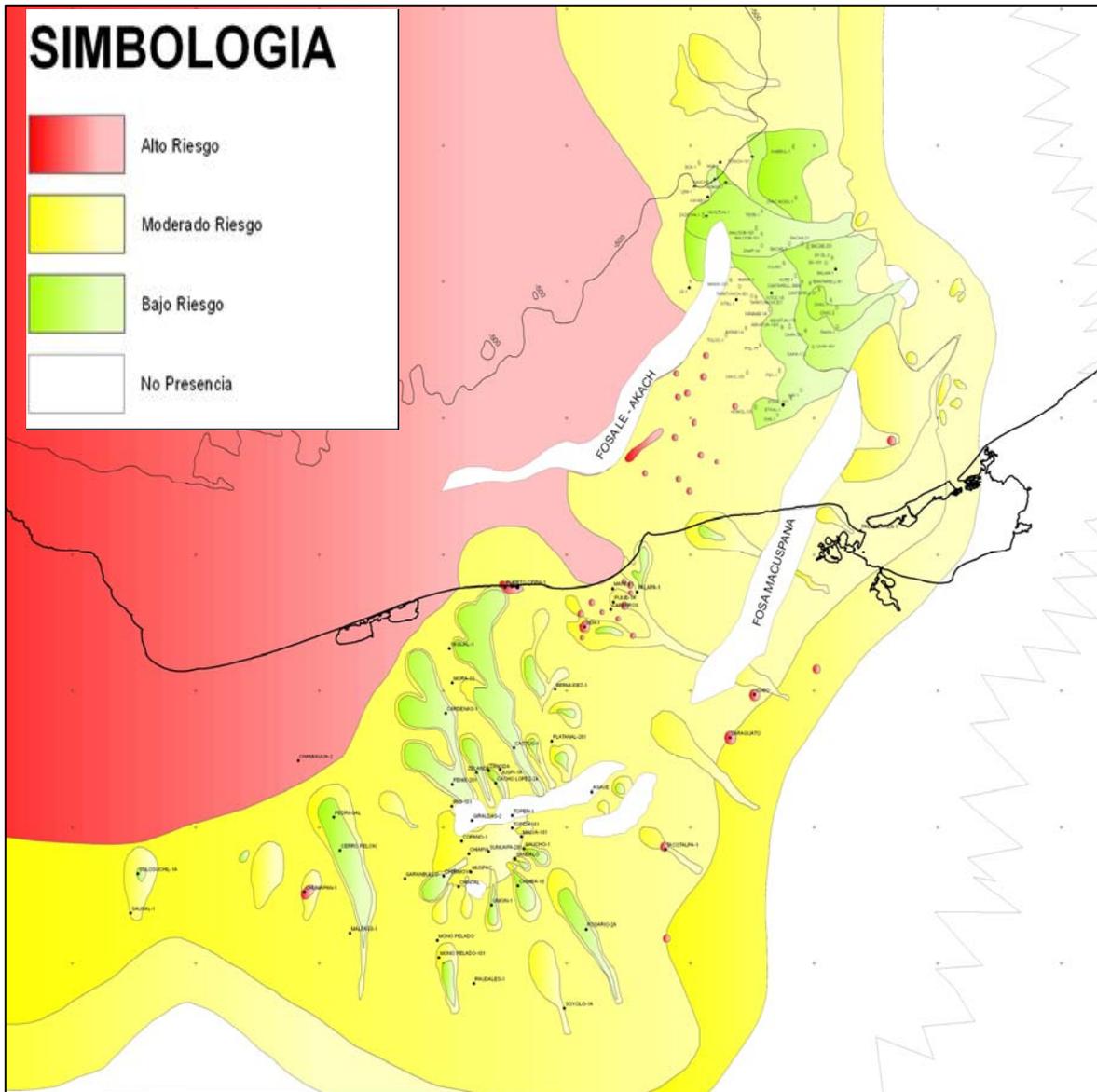


Fig. 3.11.- Mapa de presencia de la roca almacén Cretácico Superior de la Sonda de Campeche (PEMEX, 2007).

La (Fig. 3.12) es un mapa de porosidades; en el se puede observar que las porosidades mostradas en las zonas en color verde son altas (mayor de 9%), por lo tanto la probabilidad de encontrar roca almacén efectiva es alta, en color amarillo se muestra las porosidades que van de 4 a 9 % indicándonos que esta roca almacén tiene una probabilidad regular de ser efectiva y por último el color rojo nos indica que esta roca almacén tiene una alta probabilidad que no sea efectiva.

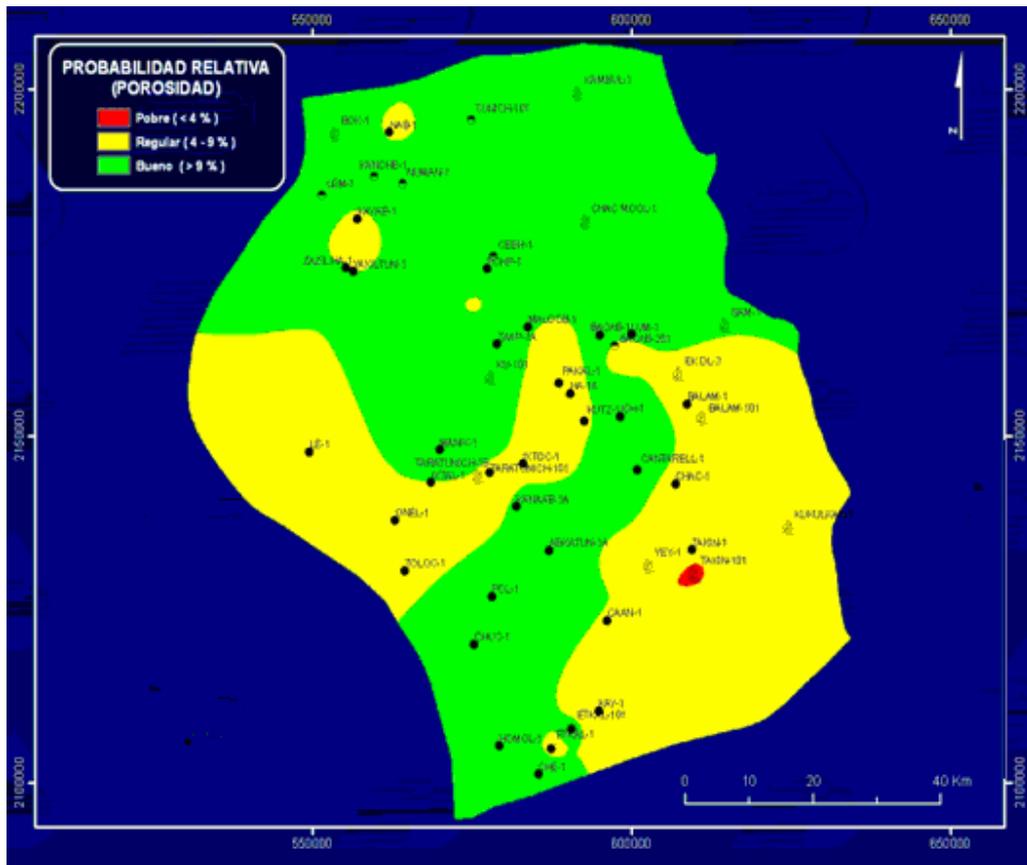


Fig. 3.12.- Mapa de porosidad Cretácico Superior de la Sonda de Campeche, (PEMEX, 2007).

Otras secuencias con calidad de rocas almacenadoras son las calizas fracturadas del Cretácico Inferior, que consisten en mudstones bentoníticos de color verde y gris olivo ligeramente dolomitizados, también se tienen dolomías microcristalinas de color gris verdoso, gris blancuzco y gris olivo, así como horizontes de calizas cretosas color crema; un rasgo predominante de esta unidad es la estilolitización y micritización en algunas de sus partes. En conjunto presenta espesores promedio de 500 m.

La porosidad primaria (intercristalina y móldica) es pobre a regular y la secundaria es mejor (fracturas y cavidades); presenta impregnación de aceite ligero, pesado residual y gilsonita; parte de esta secuencia es considerada generadora, aunque su carácter principal es de roca-sello.

3.2.4.-Rocas clásticas del Cenozoico.

En el Paleógeno la secuencia sedimentaria inicia con calcarenitas del Eoceno Medio (Formación Kumaza), localizadas en la porción nororiental de la sonda; esta constituida por flujos turbidíticos distales con excelente porosidad primaria y secundaria.

En el Neógeno se tienen depósitos terrígenos entre los que sobresalen lutitas y areniscas las que constituyen al Mioceno, Plioceno y Pleistoceno; barras arenosas provenientes de sistemas deltáicos y turbidíticos con porosidades que varían del 20 % al 35 %.

El modelo depositacional para las rocas de edad Cenozoico corresponde con un ambiente mixto en los que se reconoce una alternancia de terrígenos de diferente granulometría debido a transgresiones y regresiones; las facies son de planicie deltaica, frente de delta, pro delta y litorales (Fig. 3.12). Los principales cuerpos arenosos del Cenozoico, corresponden con rocas de edad Mioceno y cuerpos de calcarenitas del Eoceno (Fig. 3.13).

En núcleos del Pozo Citam-1 Trejo-Vázquez, 2006 determinó que las arenas están compuestas por cuarzo, plagioclasas, feldespatos, clorita, espatita y biotita. Dicho material es principalmente de origen volcánico proveniente de la sierra de Chiapas y que fue transportado por medios fluviales hacia estas cuencas (Fig. 3.14).

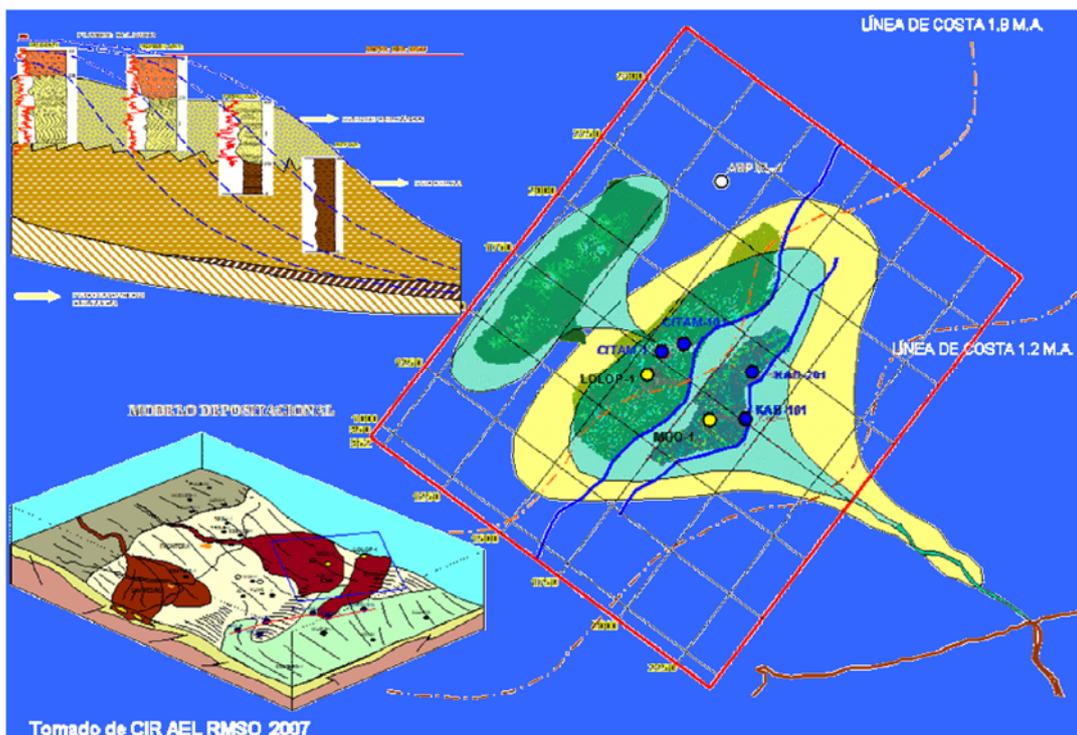


Fig. 3.13.- Modelo depositacional para arenas del Cenozoico, en la Sonda de Campeche, (Trejo, 2006).

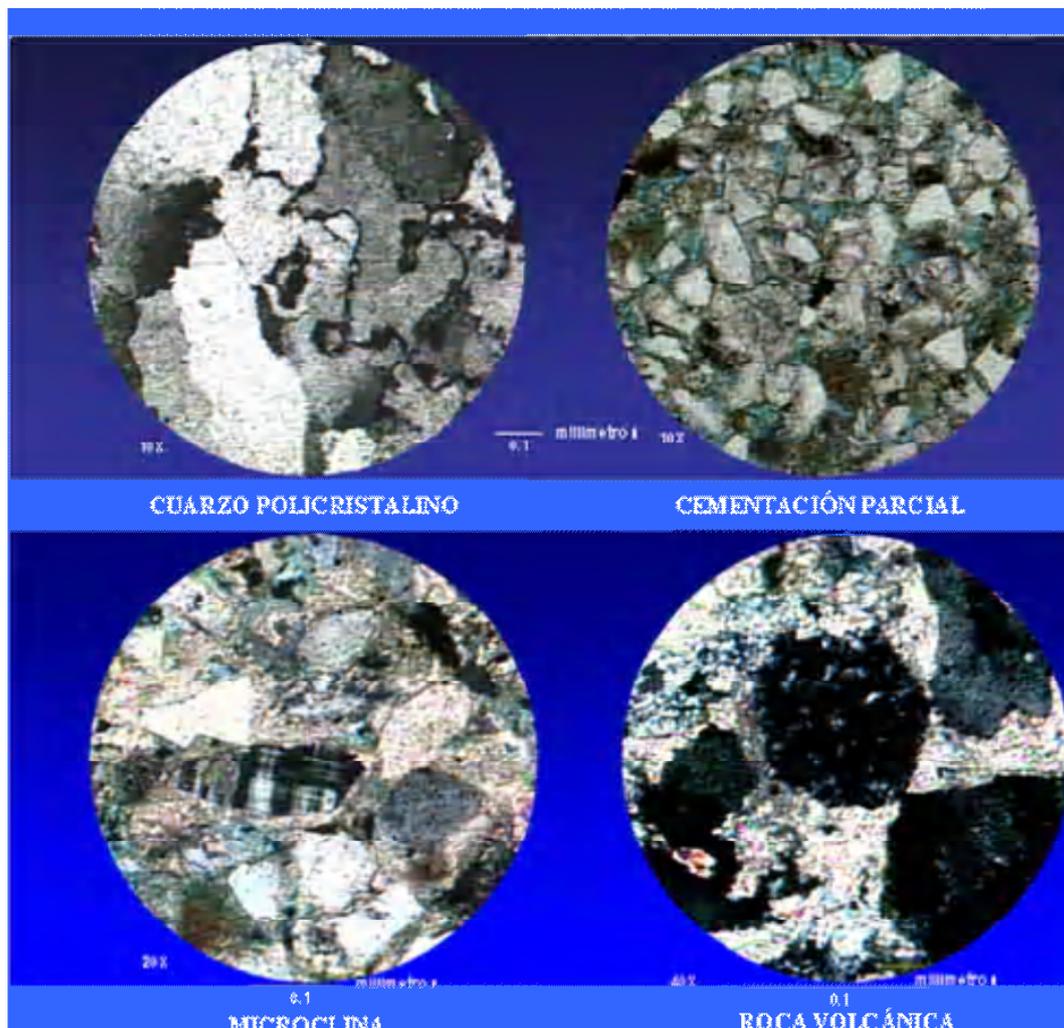


Fig. 3.14.-Cuerpos arenosos del pozo Citam-1 en la sonda de Campeche (Trejo, 2006).

3.3.- ROCA SELLO.

El siguiente componente esencial del sistema petrolero es la roca sello, la cual tiene secuencias arcillosas y calcareoarcillosas en varias unidades de la columna estratigráfica. La roca sello de edad Jurásico Superior Oxfordiano se caracteriza por tener un alto contenido de arcillas y de minerales producidos de la evaporación.

El sello a nivel Oxfordiano esta representado por una secuencia de anhidritas con intercalaciones de lutitas y limonitas que se depositaron en ambientes de sabkha a marino. Debido a que la anhidrita es una roca impermeable funciona como sello excelente cuando cubre a rocas almacén.

En la Fig. 3.15, se observa uno de los elementos que mejor ayudan a calificar la calidad de un sello, se trata de un mapa de “espesores del sello y fallas”, en los últimos se hizo un cálculo del salto (Trejo-Vázquez, 2006) y se encontró que los saltos son mayores que los espesores de la roca, lo que significa que las formaciones no se encuentran en contacto funcionando como un buen sello.

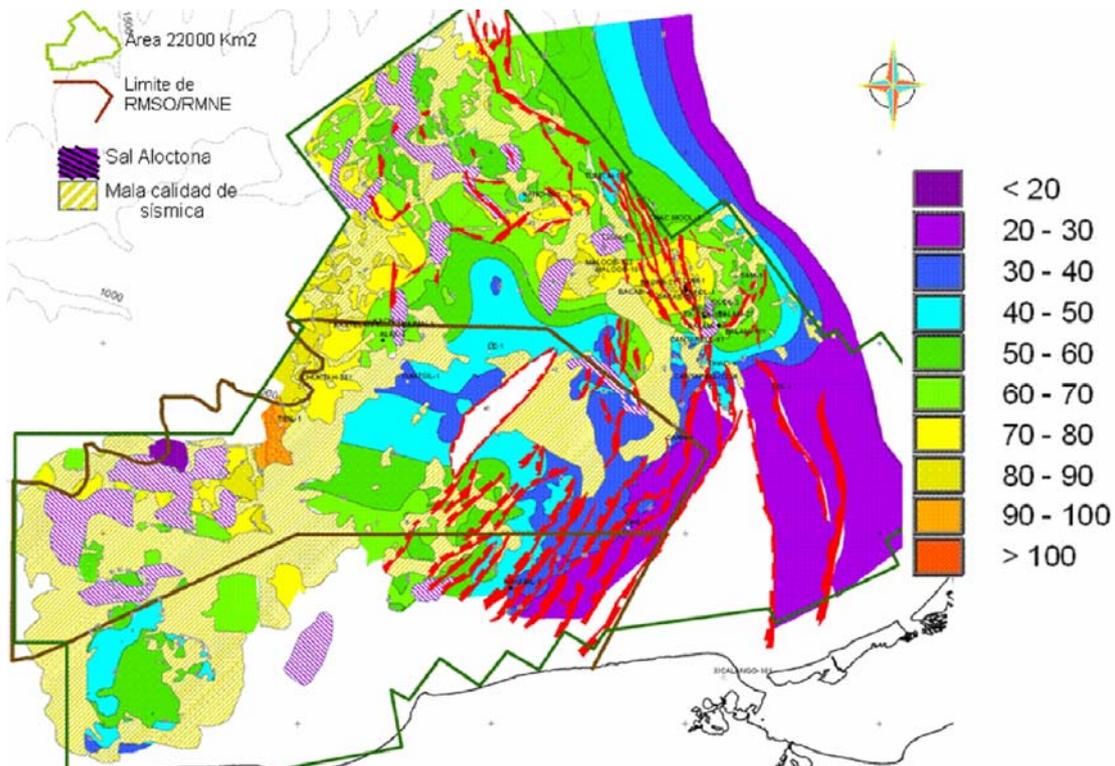


Fig.- 3.15. Mapa de espesores de la roca sello del Jurásico Superior Oxfordiano en la Sonda de Campeche (Trejo, 2006).

Subiendo estratigráficamente la siguiente roca sello de interés corresponde con una secuencia del Jurásico Superior Kimmeridgiano y Thitoniano cuyo espesor varía 10 a 313 m (Fig. 3.16). Las rocas del Tithoniano funcionan como un relleno que nivela las depresiones dejadas por la paleogeografía existente durante el depósito de los sedimentos del Kimmeridgiano; consta básicamente de lutitas, las cuales pese a su alta porosidad muestran una escasa permeabilidad.

Las rocas sellos del Tithoniano inferior, medio y superior funcionan como una sola unidad, los cuales tienen espesores con una tendencia general similar; los espesores más gruesos se concentran en la parte central del área, mientras que los espesores se adelgazan hacia los extremos de la misma (Fig. 3.15).

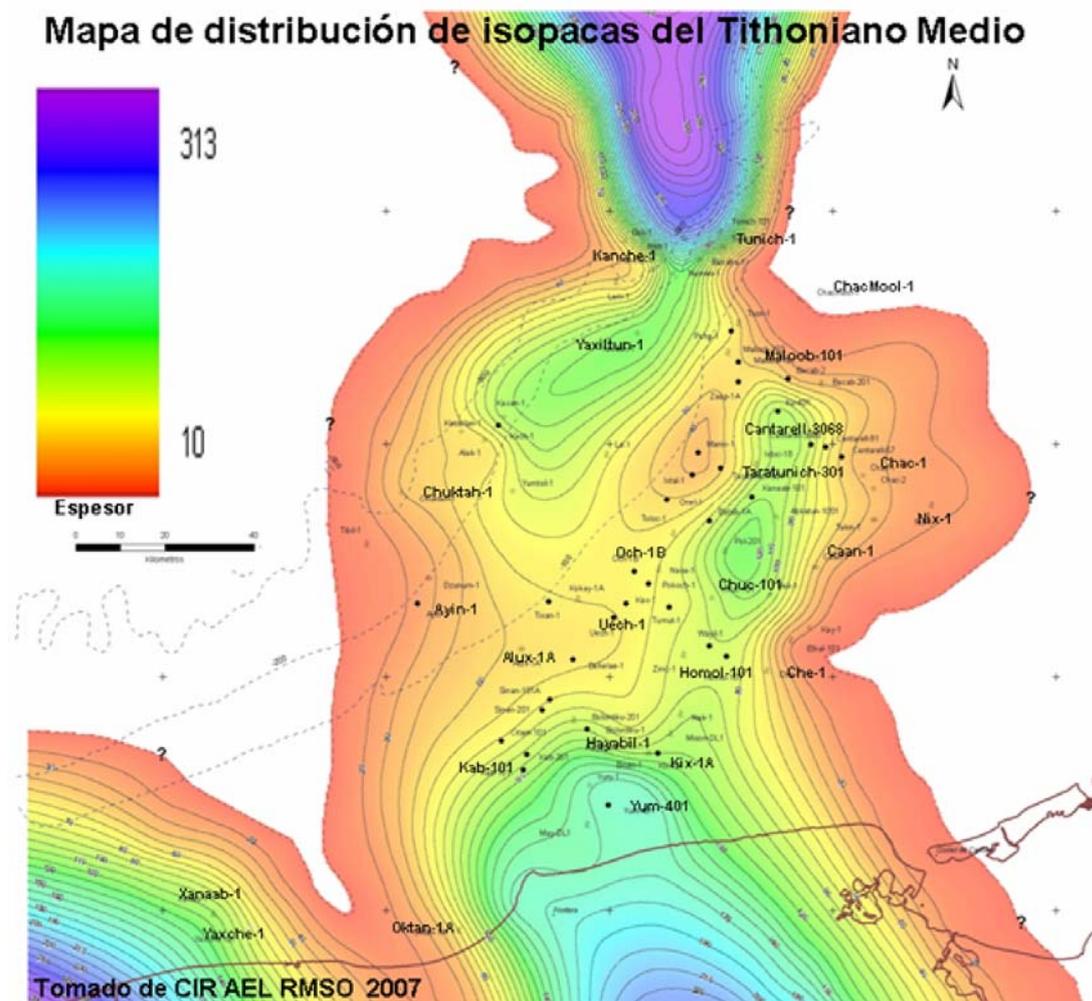
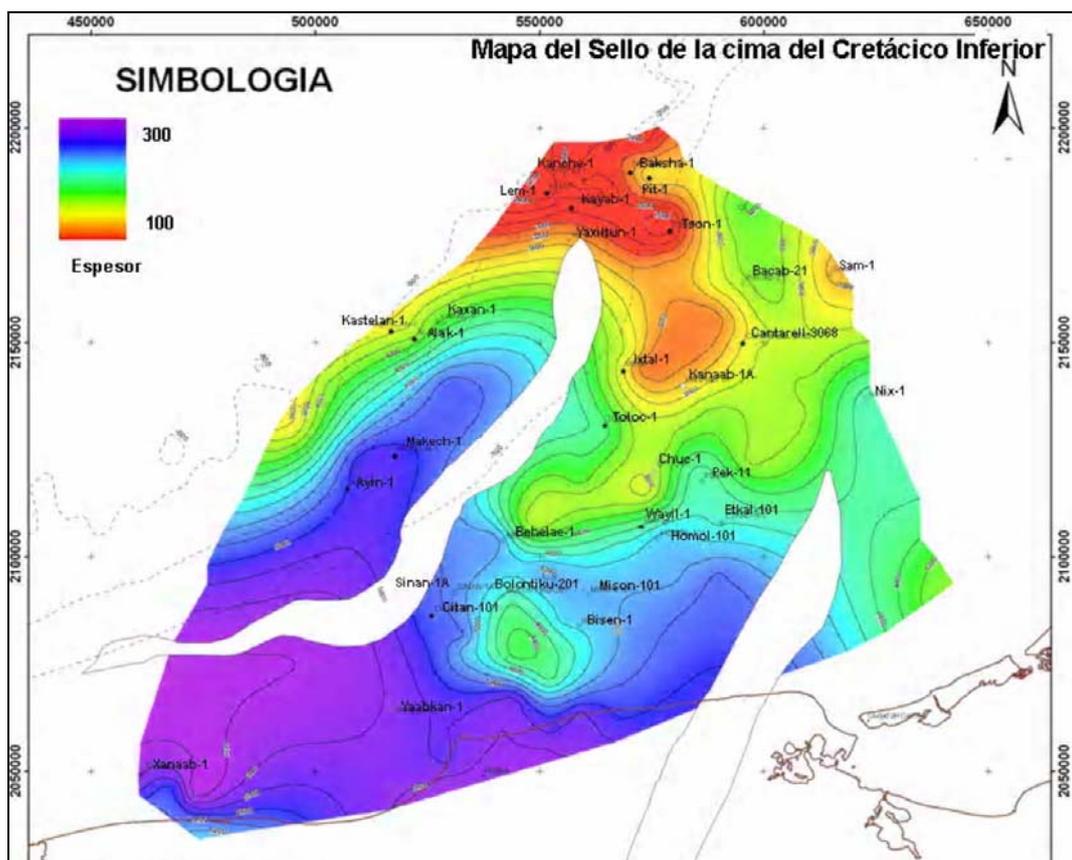


Fig. 3.16.- Mapa de distribución de Isopacas de las rocas sello del Tithoniano en la Sonda de Campeche (Trejo, 2006).

Los carbonatos del Cretácico, tanto del Cretácico Inferior como del Cretácico Superior y del Paleoceno, también son de interés como potenciales rocas sello, básicamente las secuencias Cretácico Inferior funciona rellenando las depresiones dejadas en las secuencias Jurásicas; está compuesto por mudstone bentoníticos color verde y gris olivo ligeramente dolomitizado, así como por calizas cretosas de color crema; se encuentra mejor definido para las partes próximas al continente, que para los campos ubicados al norte de la región marina, en donde la potencia de la roca sello es menor (Fig. 3.17).



3.17.- Mapa de espesor de la roca sello del Cretácico inferior en la Sonda de Campeche (Trejo, 2006).

Las rocas del Cretácico Superior y del Paleoceno, están presentes en la mayor parte de la Sonda de Campeche. La roca sello para el Cretácico Superior esta constituido por una mezcla de lutitas de baja permeabilidad, además de calizas criptocristalinas que en condiciones naturales son prácticamente impermeables; su distribución cubre toda el área de estudio. Para el Paleoceno los sedimentos se componen principalmente por terrígenos con bentonita, los cuales se encuentran distribuidos en la parte occidental de la Sonda de Campeche. En menor proporción se tienen parches de margas y dolomías principalmente en las porciones sur y este del área respectivamente.

El espesor de la roca sello para el Cretácico Superior es variable, ya que puede ir de los 303 m a los 54 m, teniendo los espesores mayores cerca de los pozos Caan-401 y Che-1, así como en la parte mas occidental de la Sonda de Campeche.

En el mapa de la Fig. 3.19 se indica la presencia de la roca sello para el Paleoceno, se puede observar que en la mayoría del área el espesor es mayor de 70 m, lo que indica que en general tenemos una buena roca sello en cuanto a espesor se refiere.

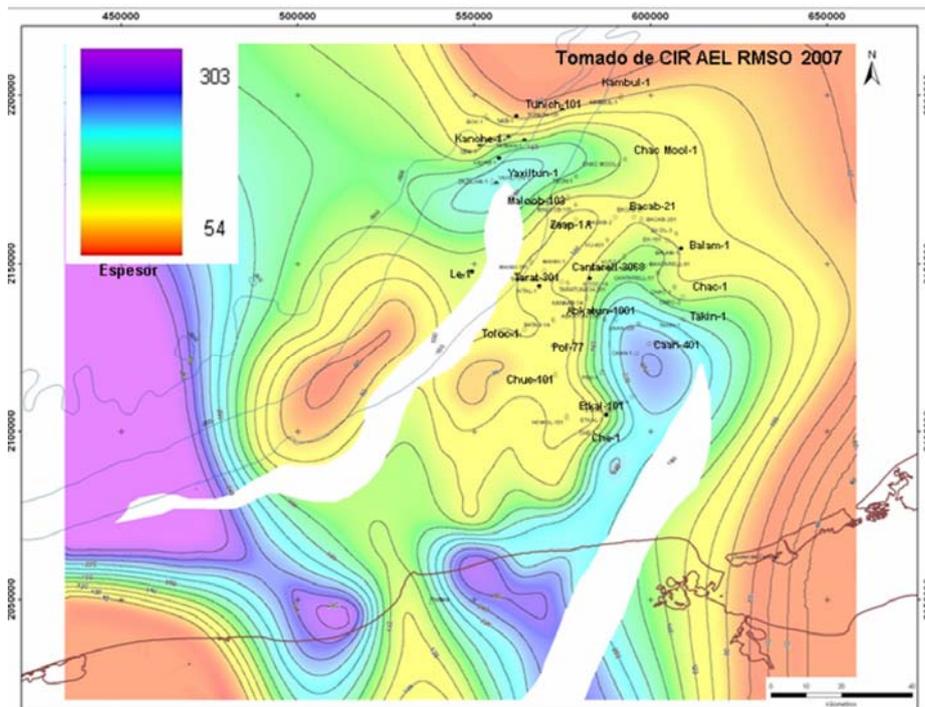


Fig. 3.18.- Mapa de isopacas que muestra el espesor de la roca sello del Cretácico Superior en la Sonda de Campeche (Trejo, 2006)

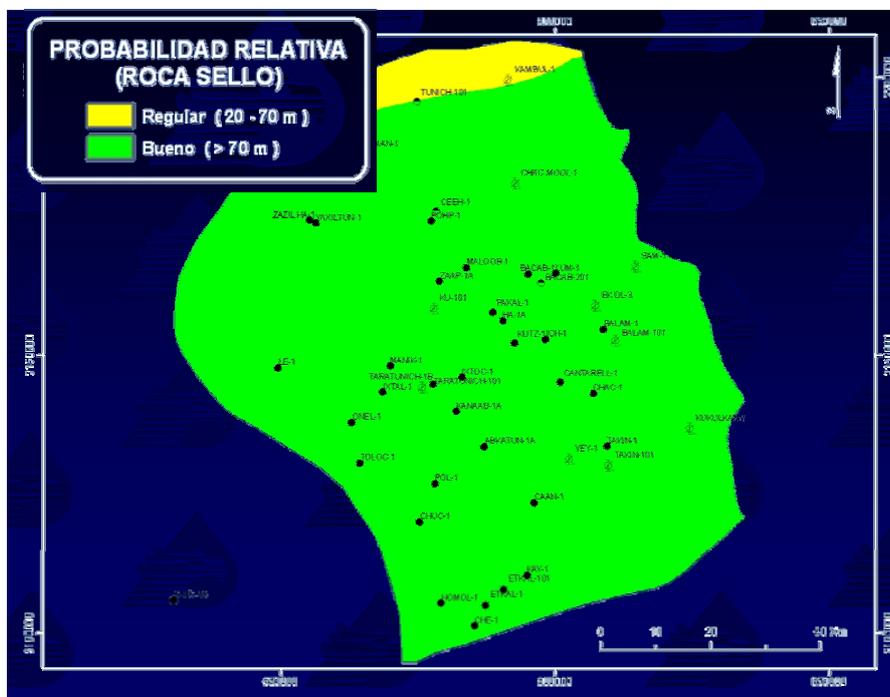


Fig. 3.19.- Mapa que indica la presencia de roca sello del Paleoceno en la Sonda de Campeche (PEMEX, 2007).

3.4.- MIGRACION.

En la Sonda de Campeche se ha reconocido la existencia de migración en diferentes niveles estratigráficos, la cual permitió el movimiento de gas y aceite hacia los yacimientos del Jurásico, Cretácico y Cenozoico; esta se llevo a cabo a través de unidades porosas y permeables, pero sobre todo a través de los sistemas de fallas producidas como resultado del evento Chiapaneco.

En la Fig. 3.20 se muestra una sección sísmica en la que se interpretan las rutas de migración del hidrocarburo de la roca generadora hasta la roca almacén. Se observa una sección en la que en la parte más profunda ubica el Jurásico Superior Thitoniano, en el cual se generaron formen los hidrocarburos, los cuales migran por diferencias de presiones fuera de la roca generadora y posteriormente por flotación migran verticalmente de manera ascendente o lateralmente a lo largo de fracturas, fallas y en los limites de las intrusiones salinas; hasta llegar a la roca almacén o a la superficie.

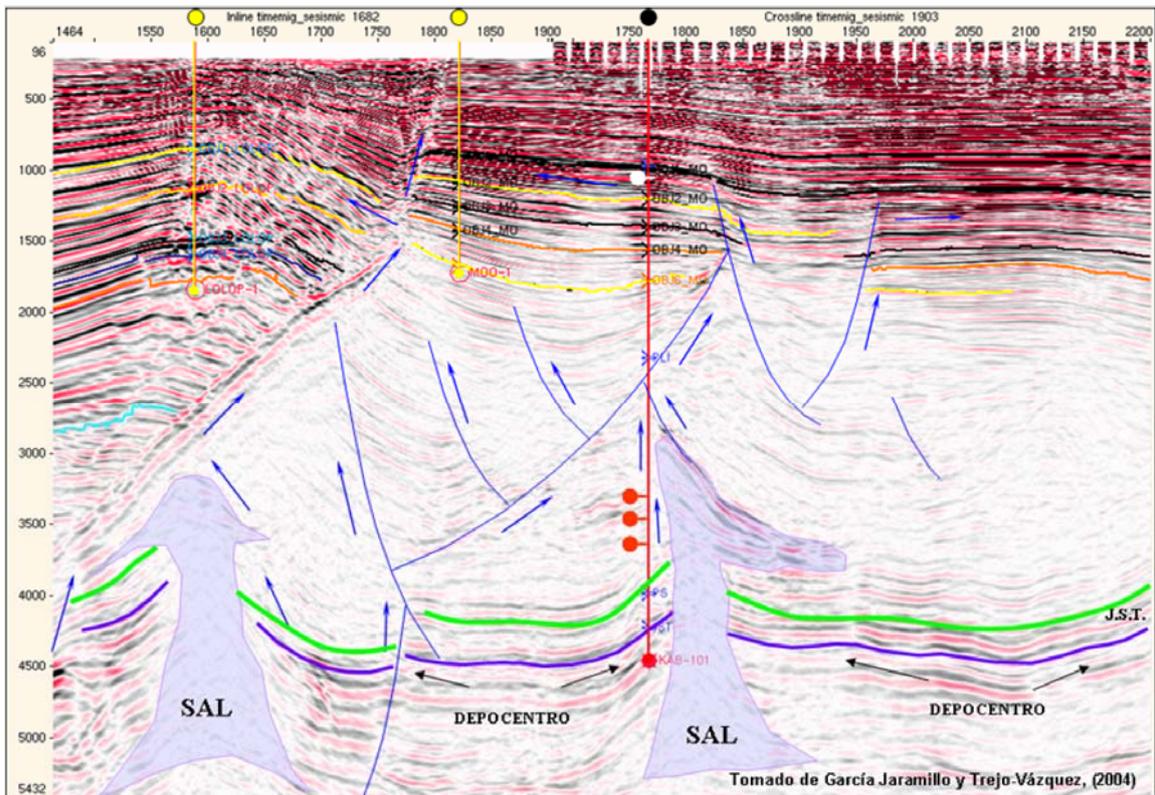


Fig. 3.20.- Rutas de migración del hidrocarburos en un sector de la Sonda de Campeche (Trejo, 2006)

En general se considera que la migración de los hidrocarburos ocurrió principalmente a lo largo de fallas, de fracturas y de capas permeables, también contribuyó la flotabilidad de un flujo gaseoso de fase continua a través de poros y fracturas " húmedas" o impregnadas de fluidos, siendo predominantemente vertical el movimiento del aceite y/o gas cuando ocurre la migración hacia rocas de edad Cretácica, en el caso de las rocas de edad Jurásico Superior Tithoniano, la migración suele ser a través de fracturas y en dirección casi horizontal siguiendo un mismo nivel estratigráfico. En general se considera que la mayor parte de la migración de los hidrocarburos en el área de estudio se llevo a cabo en forma vertical a través de zonas de debilidad en las proximidades de las fallas y fracturas o por el contacto entre la roca generadora con los intervalos almacenadores más permeables y con menores presiones (Fig. 3.21).

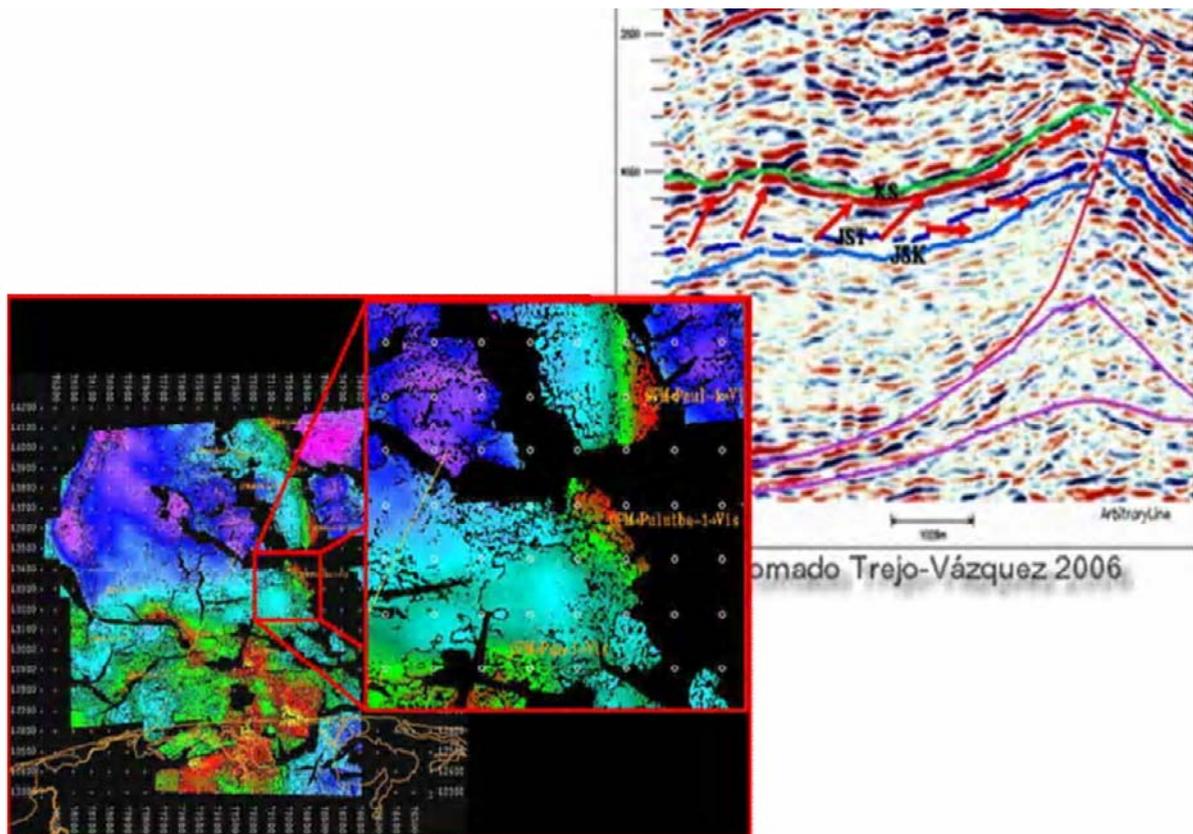


Fig. 3.21.-Rutas de migración de la roca generadora de edad Tithoniano a las rocas almacén del Kimmeridgiano y Cretácico Superior en la Sonda de Campeche (Trejo, 2006)

3.5.- Trampas.

Todos los Yacimientos hasta ahora conocidos que se encuentran en trampas en secuencias sedimentarias del Mesozoico en la Sonda de Campeche, corresponden con trampas combinadas.

Por su origen, se pueden considerar como trampas estratigráficas, tanto las de la franja oolítica del Kimmeridgiano, como las de la barra arenosa del Oxfordiano, así como las brechas productoras del Cretácico Superior y del Paleoceno; sin embargo, los procesos tectónicos posteriores originaron deformación, transformando estos reservorios en anticlinales desplazados por fallas, producidas por la acción de un sistema combinado de esfuerzos, dando lugar a todas las trampas en los que se ubican los yacimientos que hoy conocemos en la Sonda de Campeche (Fig. 3.22 y 3.23).

En el Cenozoico Tardío, posterior a esta deformación se formaron trampas estratigráficas principalmente aunque también podemos encontrar trampas combinadas como resultado de intrusiones salinas o arcillosas.

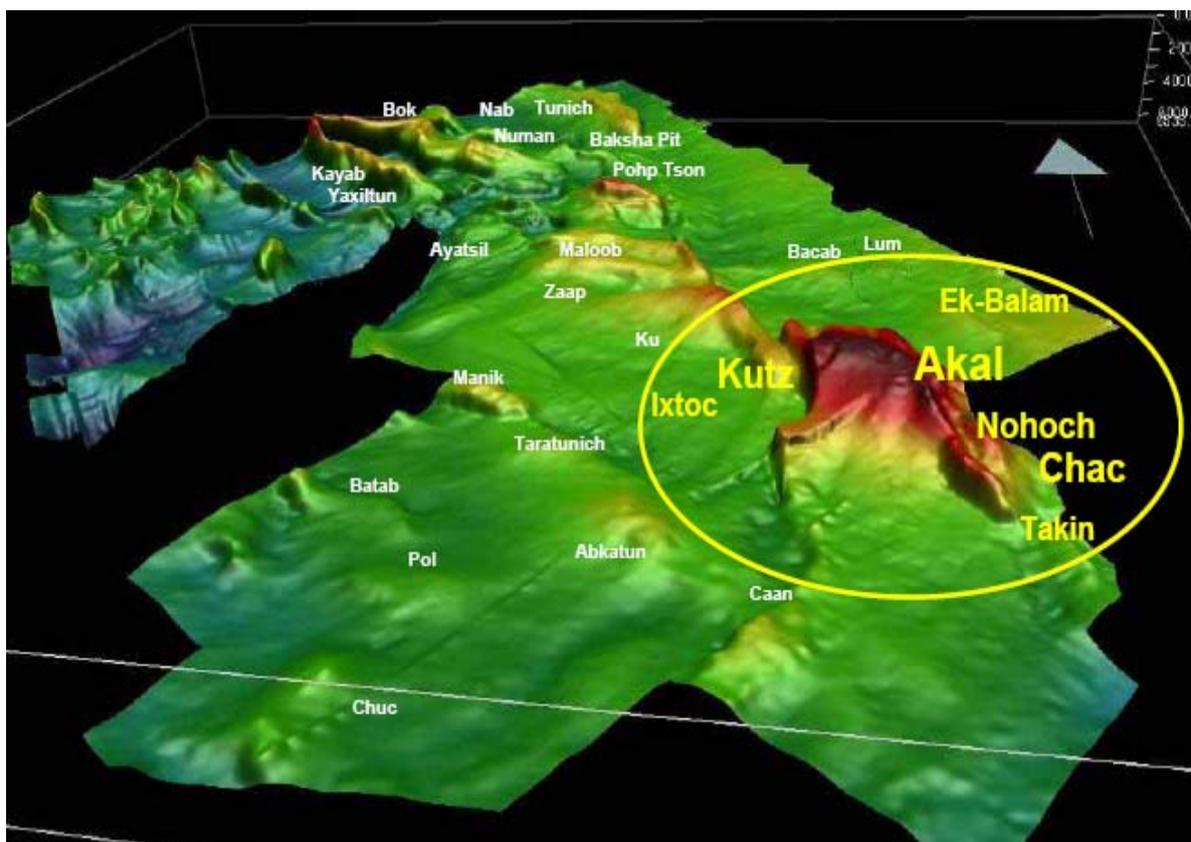


Fig. 3.22.- Estructura del Complejo Cantarell (PEMEX, 2006).

Estructuras del Complejo Cantarell.

Akal.

La estructura de Akal se presenta como un anticlinal asimétrico afallado, orientado en dirección noroeste a sureste con buzamiento suave hacia el sur, y pronunciado al norte y noreste. Limitado al oeste por una falla normal, y al norte y noreste por una inversa.

Hacia el sureste se encuentra un cuerpo salino con una conformación irregular y de profundidad variable, que llega a romper y penetrar hasta los sedimentos del Mesozoico. Esto es observado en la configuración estructural de la brecha del complejo en la Fig. 3.24

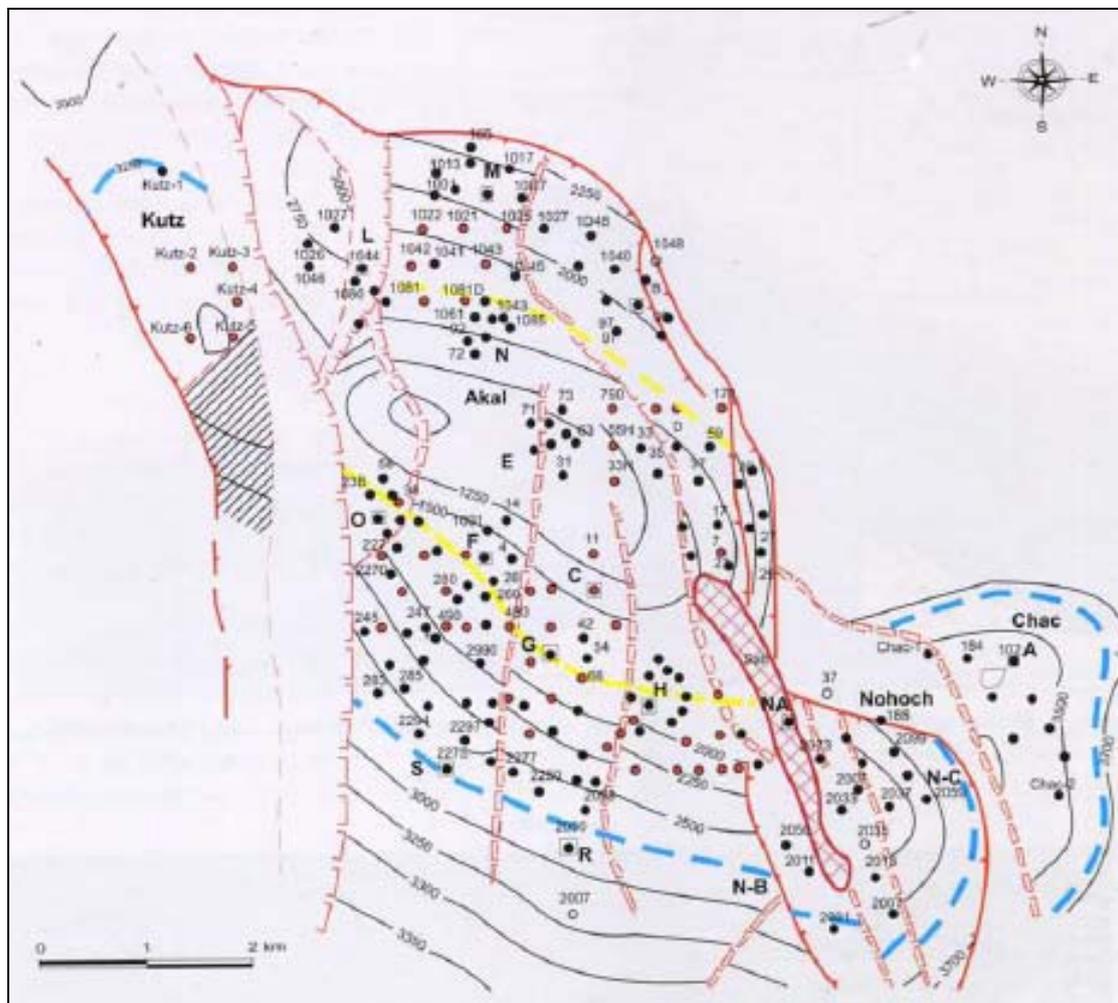


Fig. 3.23.- Configuración estructural de la cima de la brecha del Complejo Cantarell. Se puede observar la ubicación de los campos Akal, Nohoch, Chac y Kutz (PEMEX, 1999).

Nohoch

Tiene una estructura anticlinal ligeramente alargada con el mismo rumbo noroeste a suroeste, afectada por una serie de fallas normales e inversas en el flanco oeste, y dos fallas normales y una inversa en el flanco este, en la misma dirección. La parte central de la estructura esta definida por un graben, y a través del plano de fallas del mismo se tiene la presencia de sal, Fig. 3.24.

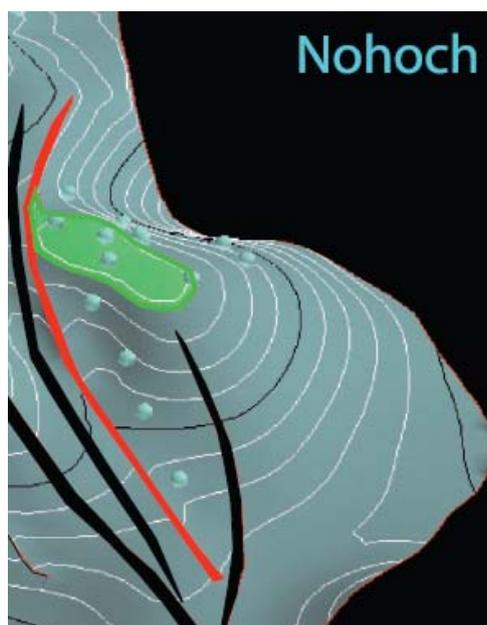


Fig. 3.24.-Modelo de la cima del Cretácico Superior, mostrando las estructuras de Nohoch, además se muestran los contactos agua aceite (Mitra *et al.*, 2005).

Chac.

Se muestra como una nariz estructural con dirección noroeste a sureste, truncada por una falla normal que la separa del campo Nohoch. El campo Chac se encuentra estructuralmente mas bajo que los campos Akal y Nohoch.

Kutz.

Se expone como una estructura anticlinal alargada, con orientación noroeste a sureste y esta limitada por dos fallas paralelas a su eje principal, la inversa hacia el occidente y la normal en el poniente, que corren en forma paralela al graben que separa la estructura del bloque Akal, Fig. 3.25.

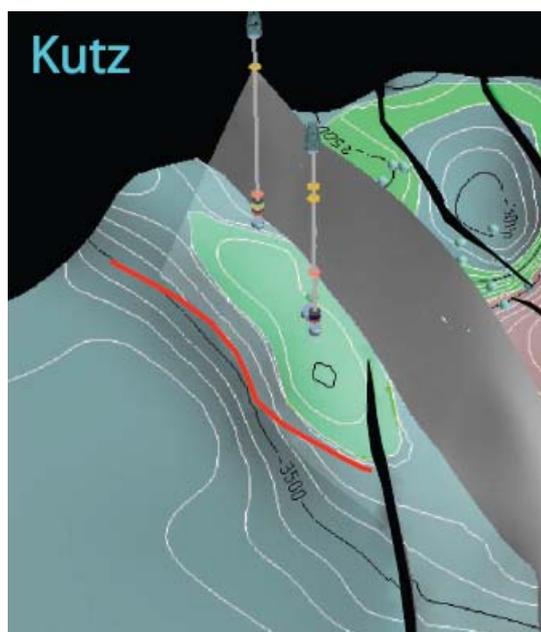


Fig. 3.25.-Modelo de la cima del Cretácico Superior, mostrando las estructuras de Kutz, además se muestran los contactos agua aceite (Mitra *et al.*, 2005).

Trampas Complejo Cantarell.

En el Campo Akal la trampa es principalmente de tipo estructural, con cierre por fallamiento inverso en la porción nororiental, y normal en la porción poniente. En Nohoch, se tiene una estructura anticlinal ligeramente alargada con el mismo rumbo noroeste y sureste, siendo afectada por fallamiento inverso y normal en sus flancos este y oeste. Las trampas de los campos Chac y Kutz son principalmente de tipo estructural.

En la Fig. 3.26 se muestra un cubo sísmico en el cual se muestra la configuración estructural en la parte norte del Complejo Cantarell, las fallas normales son mostradas en verde y las fallas inversas se muestran en rojo; además se muestran las cimas del Cretácico Superior y del Jurásico Superior Tithoniano teniendo las siguientes abreviaciones KuBr = cima del Cretácico Superior (brecha); Jt = cima del Jurásico Superior Tithoniano. La estructura Cantarell-Sihil se formó en tres episodios de deformación: (1) Extensión en el Jurásico y Cretácico inferior, dando como resultado la formación de fallas normales (2) Compresión del Mioceno, durante el cual se formaron el sistema de fallas inversas (3) Extensión del Plioceno y Holoceno periodo en el cual se reactivaron las fallas normales formadas en el Jurásico

En la Fig. 3.27 se muestra la configuración de la cima del Cretácico Superior Brecha del Complejo Cantarell es su bloque alóctono.

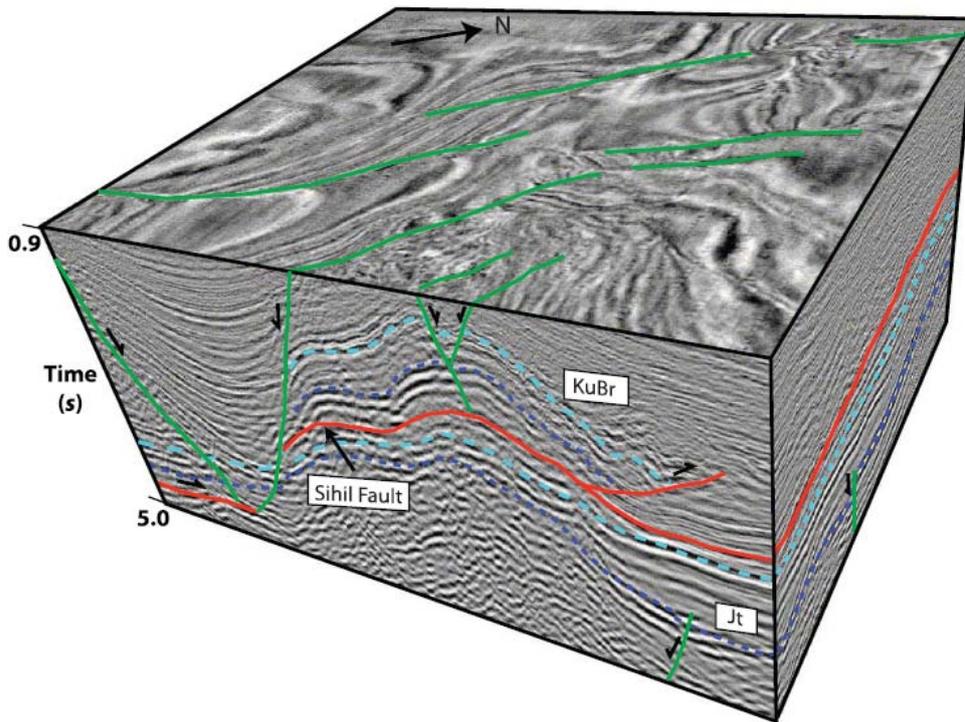


Fig. 3.26.- Cubo Sísmico Complejo Cantarell (Mitra *et al.*, 2005).

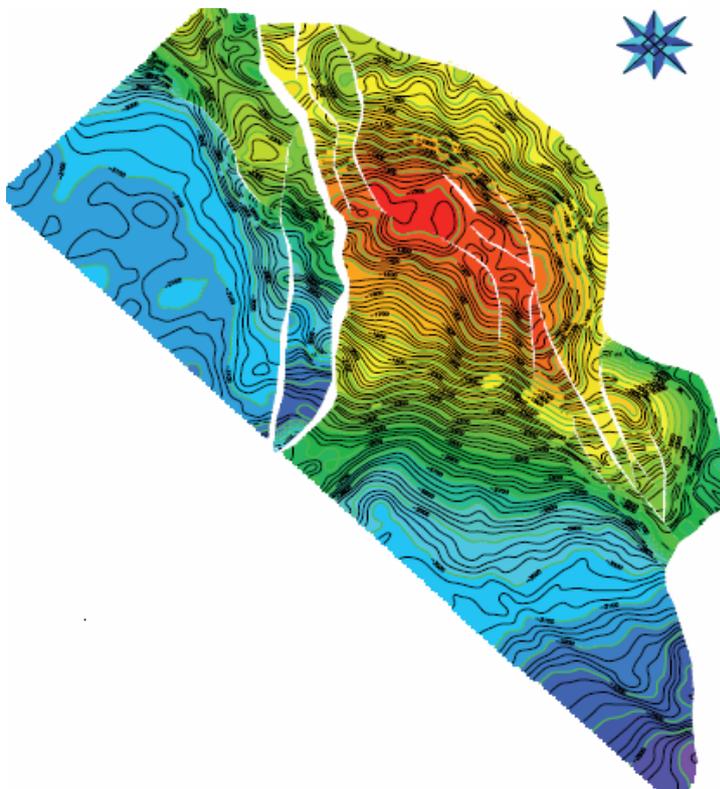


Fig. 3.27.- Cima del Cretácico Superior (Brecha) para la estructura alóctona del Complejo Cantarell (Mitra *et al.*, 2005).

3.6.-Sincronía.

Una vez que se tiene hecho el estudio de cada uno de los elementos del sistema petrolero, se observa cuales son sus relaciones espacio-temporales (Fig. 3.23), se interpreta cuando se se formo la roca generadora, en este caso principalmente hablamos de rocas del Jurásico Superior Tithoniano, aunque también podemos contemplar a rocas del Jurásico Superior Oxfordiano (JSO).

Después se interpreta la posición de las rocas almacén, estas como ya se vio con anterioridad son cinco unidades estratigráficas, iniciando con areniscas del Jurásico Superior Oxfordiano, continuando con los bancos oolíticos del Jurásico Superior Kimmeridgiano, la Brecha Calcárea del Cretácico Superior, los carbonatos fracturados del Cretácico Inferior, además de rocas Cenozoicas, como son los cuerpos arenosos del Mioceno y las calcarenitas del Eoceno.

La migración en el Jurásico Superior Oxfordiano y Tithoniano también se puede dar de manera horizontal por lo que es posible que para el caso del Jurásico Superior Oxfordiano y Tithoniano, estas rocas funcionen de alguna manera como generadoras y las secuencias porosas y permeables como almacenadoras, de acuerdo a las características genéticas de cada una de ellas.

El sello esta presente a lo largo de la evolución en la Sonda de Campeche desde el Jurásico Superior Oxfordiano y Tithoniano, Cretácico Inferior, Cretácico Superior y en el Paleoceno.

Posteriormente se formaron las trampas esto ocurrió en el Mioceno, que es cuando actuaron esfuerzos compresivos en el área de estudio; además de que en este tiempo se generaron los hidrocarburos que finalmente migraron hacia las trampas. Todo el proceso se dio en un orden tal que es posible decir que se dieron en sincronía lo cual hace que el sistema petrolero funcione.

3.7.- Tipos de Fluidos.

La distribución del gas, el petróleo y el agua en el reservorio petrolífero depende de la interrelación de factores tales como flotabilidad relativa, saturaciones relativas del espacio poroso con cada unos de los fluidos, presiones capilares y de desplazamiento, condiciones hidrodinámicas del reservorio, porosidad, permeabilidad y composición del mismo. En las trampas que contienen gas, petróleo y agua, los fluidos se distribuyen aproximadamente en estratos. Como el gas es el material más liviano, llena los poros cerca del techo de la trampa.

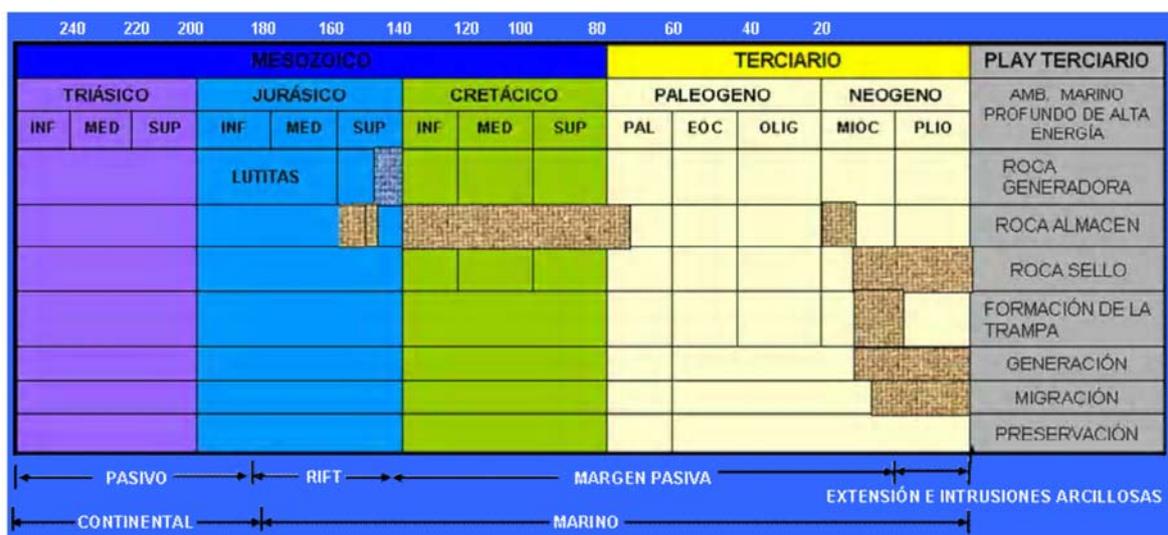


Fig. 3.28.- Diagrama de eventos mostrando la relación temporal entre los elementos del sistema petrolero (Trejo 2006).

Por debajo del gas hay una capa en la que el fluido preponderante es el petróleo y por debajo de esta capa hay solo agua; la línea divisoria es el contacto petróleo-agua.

El agua intersticial está presente en todo el reservorio; puede ocupar desde un porcentaje reducido hasta el 50% del espacio poroso, y por lo general varía entre el 10% y el 30%. Solo se extrae agua cuando la proporción de gas y petróleo con respecto al agua ha disminuido al punto de que el reservorio se ha hecho más permeable al agua que a los demás fluidos. En la (Fig. 3.29) se muestran las relaciones entre el gas, el petróleo y el agua en una roca reservorio típico; en este caso se presume que los fluidos del reservorio son agua, gas libre, petróleo con gas disuelto y petróleo.

Los hidrocarburos generados por rocas del Oxfordiano son, en su gran mayoría líquidos con bajo contenido de gas. Estos aceites están caracterizados por valores °API medios a altos (21-48 °API) y contenido de azufre que varían de 0.06 a 5.36%.

Dentro del Subsistema Generador del Tithoniano predominan los hidrocarburos líquidos, aunque también, debido a la presencia de materia orgánica leñosa, produce cantidades importantes de gas. En este subsistema los aceites expulsados tienen gravedades que van de los 10 a los 50° API.

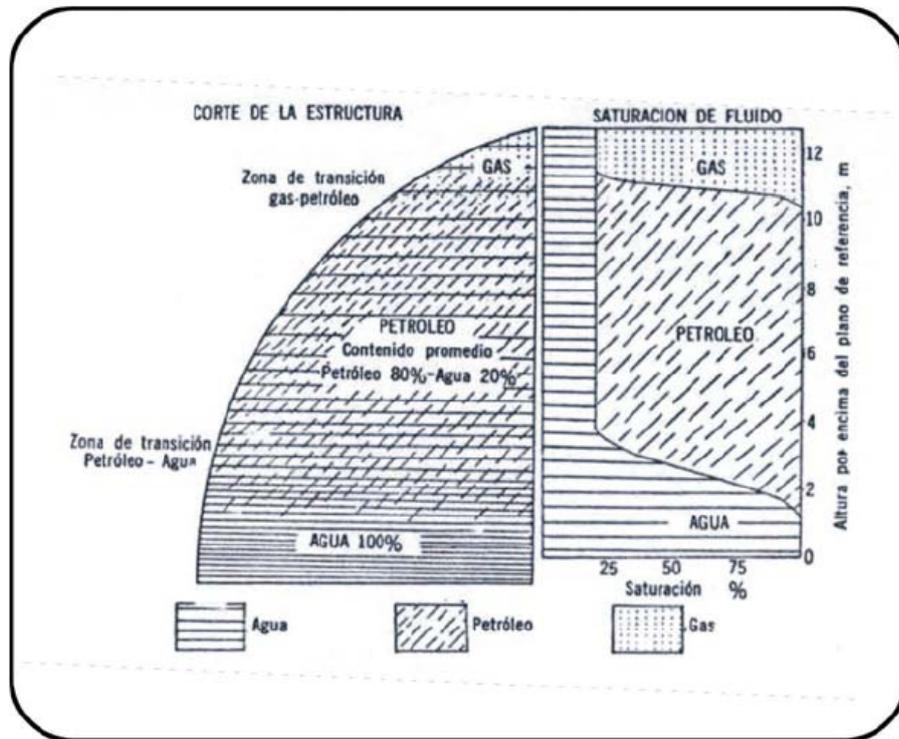


Fig. 3. 29.- La figura muestra la distribución de los fluidos en un yacimiento petrolero (Levorsen, 1973)

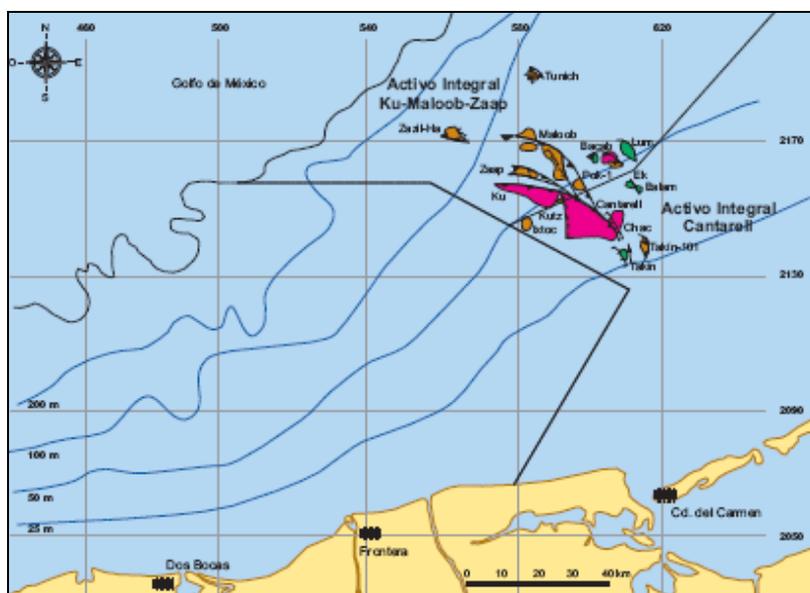
La salinidad de los acuíferos en la Sonda de Campeche esta perfectamente definida debido a que se encuentra en una cuenca evaporítica donde la salinidad del acuífero depende principalmente de la edad de la formación geológica, para el Jurásico Oxfordiano se tienen salinidades por arriba de 200, 000 ppm. Para el Jurásico Kimmeridgiano, 160, 000 ppm.

Para el Cretácico 120,000 ppm y para el Terciario Eoceno Medio 60,000 ppm; recientemente en algunas pozos exploratorios en el Mioceno medio y superior se han encontrado salinidades cercanas a 30,000 ppm.

Capítulo 4.- Reservas e importancia económica.

4.1.- Generalidades sobre el complejo Cantarell.

El complejo Cantarell se encuentra ubicado en la plataforma Continental del Golfo de México, frente a las costas de Campeche y Tabasco, aproximadamente a 75 km al noreste de ciudad del Carmen, Campeche, en tirantes de agua entre 35 y 50 metros (Fig. 4.1). Esta constituido por los campos Akal, Nohoch, Chac y Kutz , estructuralmente, queda ubicado en el Cinturón Plegado dentro del denominado Pilar de Akal..



4.1.- Ubicación del complejo Cantarell (PEMEX, 2007).

Los cuatro campos tienen una extensión aproximada de 162 kilómetros cuadrados, donde se han perforado 211 pozos petroleros de los cuales 189 están activos, con un espaciamiento que varía de 400 a 800 metros. En términos de producción, Cantarell es la zona productora más importante del país, el segundo en reservas totales, después de Chicontepec con la diferencia de que es el primero en reservas probadas.

Los hidrocarburos producidos por este campo son aceites con densidades de 20 a 24° API, y su explotación se realiza a través de 183 pozos en operación utilizando métodos de recuperación primaria y secundaria.

El Activo Integral Cantarell es el primer productor de aceite a nivel nacional con aproximadamente 1.5 millones de barriles diarios y tercer productor de gas natural con 717.7 millones de pies cúbicos diarios según cifras de PEMEX para el 2007.

4.2.- Historia del Complejo Cantarell.

4.2.1.- Exploración, desarrollo y explotación inicial

En el año de 1949 se realizaron los primeros trabajos exploratorios en la Plataforma Continental del Golfo de México, frente a la porción sur de los estados de Veracruz y Tabasco, de 1969 a 1970, se efectuó un levantamiento de sismología de reflexión en esa área, que conjuntamente con los trabajos de magnetometría y gravimetría, sugirieron la existencia de una cuenca sedimentaria en lo que hoy se conoce como la “Sonda de Campeche”.

Con la información geológica y geofísica obtenida en los pozos perforados en la Península de Yucatán, norte de Campeche y los del área continental de Chiapas-Tabasco, se inicio la elaboración de planos paleogeográficos del Jurásico y Cretácico, los cuales indicaron condiciones estructurales y sedimentológicas similares entre la Sonda de Campeche y el Área de Chiapas-Tabasco. Adicionalmente, se tenía la evidencia de presencia de manifestaciones superficiales hidrocarburos en el mar desde 1971, a una distancia de 70 km de Ciudad del Carmen, Campeche, por lo que diversos trabajos exploratorios fueron implementados, incluyendo la realización de actividades geológicas e interpretaciones sísmicas, con preferencia en rocas mesozoicas de la parte continental de los estados de Tabasco, Campeche y Chiapas.

En la porción marina se reconocieron treinta estructuras con cierre estructural favorable para la acumulación de hidrocarburos; de las estructuras interpretadas destacaban las del complejo Cantarell, que fue perforada en el año de 1975. El pozo exploratorio Chac-1, confirmó la acumulación de hidrocarburos en la Sonda de Campeche, produciendo aceite y gas en dolomías clásticas, brechas del Paleoceno inferior y Cretácico Superior; su producción inicial diaria de aceite fue de 952 barriles. Este descubrimiento produjo el incremento de los trabajos geológicos, procesando e interpretando información sísmica, así como la adquisición de información sísmica en 1979.

Con la perforación de los primeros pozos exploratorios, la toma de registros geofísicos, los datos paleontológicos y el análisis litológico, se comenzó a conocer la secuencia

Reservas e importancia económica

estratigráfica y con esto, se inicio la definición geológica y petrofísica de los diferentes yacimientos. Asimismo, otros trabajos más específicos a partir de estudios petrográficos, geoquímicos, análisis de muestras de canal y núcleos fueron determinando el valor del contenido orgánico y el grado de madurez de la roca generadora.

Con la elaboración de secciones geológicas estructurales y los mapas correspondientes, así como con el apoyo de diferentes actividades geológicas de evaluación regional y de detalle, se definieron los sistemas de depósito y su evolución geológica, además de obtener una mejor caracterización de los yacimientos. Posteriormente a la perforación del pozo Chac-1, se perforó en 1977 el pozo exploratorio Cantarell-1 (Akal-1) en el llamado bloque de Akal, resultando productor de aceite y gas en brechas del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior, (Fig. 4.2). Esta perforación fue seguida de los pozos exploratorios Cantarell-2011 (Nohoch-1) y Cantarell-2095 (Nohoch-2), descubriendo hidrocarburos en la estructura de Nohoch.

	Cantarell
Pozo descubridor	Chac 1
Inicio de explotación	1979
Densidad de crudos (°API)	20 a 22
Producción de aceite ^{a)} (mbd)	52
Reservas originales 3P (mmbpce)	20,617
Espesores roca impregnada (m)	140 hasta 900

Fig.4.2.- Condiciones Originales del Campo Cantarell (Peralta Bojorquez, 2007).

Con los resultados obtenidos, se incrementó la perforación exploratoria en el área, siendo los pozos Akal-1, Akal-2, Akal-3, Akal-501, Akal-601, Akal-701, Akal-801, Akal-1501, Chac-2, Cantarell-1621, Ich-1, Cantarell-2207, Cantarell-2239 y Cantarell-91, los que aportaron información adicional para evaluar el potencial petrolero del complejo, que una vez conocido originó en 1979, la etapa de desarrollo y explotación del mismo.

Hacia 1981 ya se habían perforado 40 pozos alcanzando una producción de 1.2 millones de barriles diarios de aceite. La alta capacidad productiva del complejo se manifestó en algunos

pozos, con gastos de más de 50 mil barriles diarios. La estrategia de producción hasta el inicio de los años noventa, fue la de mantener una plataforma de producción de un millón de barriles diarios de aceite.

4.2.2.- Desarrollo complementario y máxima producción

En 1996 se llevó a cabo un nuevo estudio sismológico tridimensional cuyos resultados ofrecieron perspectivas más precisas sobre el potencial de este campo, a partir de dichos modelos se examinaron planes alternativos de desarrollo a largo plazo, con objeto de seleccionar el más rentable. Éste fue complementado con un plan de corto plazo que permitió eliminar cuellos de botella en la infraestructura de superficie, aumentar la confiabilidad de la operación y aprovechar mejor el gas natural producido.

Al inicio de 1999 las reservas probadas y probables de hidrocarburos se estimaron en 13 mil millones de barriles. La cifra anterior no incorpora aún las reservas del bloque autóctono del campo Cantarell llamado Sihil.

En forma natural, la explotación del campo Cantarell durante 19 años redujo la presión en el interior del yacimiento. Ésta cayó a casi 60 por ciento de su valor original (Fig. 4.3).

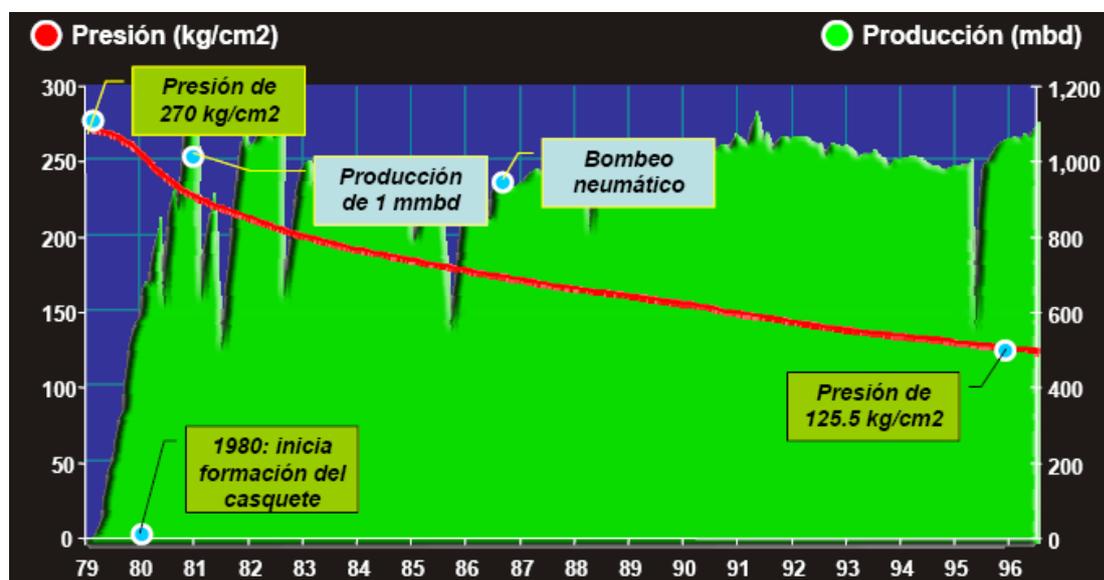


Fig. 4.3.-Evolución de la presión y la producción de 1979-1996 (Peralta Bojorquez, 2007)

De 1979 a 1995, la presión en el plano de referencia disminuyó un 55%, mientras que la producción se mantuvo en promedio por arriba de un millón de barriles por día.

Reservas e importancia económica

Para contrarrestar este proceso fue necesario suministrar energía al yacimiento, inyectándole fluidos, ello permitió incrementar la proporción de los hidrocarburos que se recuperan del subsuelo, lo que equivale a incrementar la producción del campo; hizo posible también acelerar el ritmo de extracción. Una vez tomada la decisión de mantener la presión del yacimiento, se evaluó, en términos técnicos y económicos, fluidos alternativos a inyectar en el campo, primero se optó entre agua y algún gas. El uso de agua fue descartado pues no es un método eficiente en yacimientos altamente fracturados como Cantarell e implica un mayor riesgo debido a su tendencia a canalizarse a través de las fracturas, sin desplazar el aceite contenido en la roca. Definida la conveniencia de inyectar gas, PEMEX analizó diversas opciones, que finalmente se redujeron a la elección entre gas natural y nitrógeno. Ésta se hizo en función de las características petrofísicas de Cantarell y las condiciones económicas que enmarcan su desarrollo. El objetivo fue maximizar el valor económico del yacimiento, por lo que se examinaron múltiples escenarios de largo plazo que consideraron diferentes niveles de inyección de fluidos, ritmos de producción de petróleo y volúmenes de recuperación final de hidrocarburos.

Después de realizar extensos estudios de laboratorio, trabajos de simulación del comportamiento del yacimiento apoyados en modelos avanzados del mismo y una evaluación económica rigurosa, se concluyó que la inyección de nitrógeno era la mejor opción técnica y la de menor costo (Fig. 4.4), se constató que se trata de un método limpio y seguro. Los estudios fueron realizados por Pemex, el Instituto Mexicano del Petróleo, el Instituto Francés del Petróleo, así como otros laboratorios en México y en el extranjero. Se consultó a múltiples especialistas, asimismo, se contó con información directa de otros campos en explotación donde se inyecta nitrógeno, en particular, los campos *Yates* y *Hawkins* en Estados Unidos, que fueron visitados por ingenieros de PEMEX en múltiples ocasiones. De acuerdo con los pronósticos de producción, para mantener la presión fué necesario inyectar mil 200 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno a Cantarell para evitar que siga cayendo la presión del yacimiento. El costo del ciclo completo de producir, comprimir e inyectar el nitrógeno, así como eventualmente separar este fluido del gas natural que se produzca, es mucho menor a la reinyección de gas natural al yacimiento. PEMEX contrató el suministro de nitrógeno a boca de pozo, por un plazo de 15 años, a un precio nominal promedio de 36 centavos de dólar por millar de pies cúbicos. Además, a este precio se le tendría que agregar el costo de la compresión y transporte del gas al yacimiento; por otra parte, el uso de gas natural en estas magnitudes crearía un fuerte desequilibrio en el mercado nacional de gas natural.



Fig. 4.4.- Inyección de Nitrógeno (Peralta-Bojorquez, 2007).

Una vez definido el método de mantenimiento de presión del yacimiento se procedió a diseñar programas de perforación de pozos de desarrollo y de la infraestructura costa afuera necesaria para producir, procesar, manejar y transportar el petróleo y gas natural adicional que se obtendría en Cantarell. El programa de mantenimiento de presión hizo posible recuperar un volumen adicional de 2 mil 300 millones de barriles de petróleo.

4.2.3.- Declinación.

Como ya se mencionó anteriormente, el proyecto de mantenimiento de presión aprobado en 1997 que incluye la inyección de 1,200 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno y la perforación de 190 pozos, permitió incrementar la producción de aceite de 1.082 millones de barriles por día en 1996 a 2.032 millones en 2005.

En la actualidad el complejo Cantarell se encuentra en su fase de declinación, por lo que es muy probable que en los próximos años su producción muestre una reducción considerable.

Existen dos escenarios que según estudios de PEMEX se pueden presentar en los próximos años en Cantarell.

Según un estudio técnico de Pemex Exploración y Producción, la producción de petróleo crudo en Cantarell podría caer en forma dramática en los próximos años. Se considera que la producción bajaría desde niveles de 2,000,000 barriles por día (b/d) en el 2005 hasta un promedio de 1,748,000 b/d en el 2006, mientras que para el cierre de 2008 la producción se situaría en 520,000 b/d.

El otro escenario propuesto en un comunicado de prensa el día 9 de diciembre del 2005, (Boletín No. 287) por PEMEX, que de acuerdo con modelos elaborados internamente, la producción en Cantarell promediaría 1,905,000 b/d en el 2006. Esta magnitud es 6% inferior respecto a la producción que se obtuvo para el 2005 de 2.032 millones de barriles por día, y es consistente con las proyecciones previas dadas a conocer por PEMEX. Para el año 2008, la producción estimada es del orden de 1,430 millones de barriles por día.

4.3.- Conceptos sobre Reservas.

4.3.1.- Reservas.

Se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada, por lo que es conveniente mencionar que todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre; la incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de esta información.

El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas. En la (Fig. 4.5) se muestra la clasificación de las reservas.

Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas que no satisfagan los requerimientos de comercialización deben clasificarse como recursos contingentes. El concepto de comercialización para una acumulación varía de acuerdo a las condiciones y circunstancias específicas de cada lugar, así las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación; en tanto las reservas probables y posibles pueden estar basadas en futuras condiciones económicas. Sin embargo, las reservas probables son rentables bajo condiciones económicas actuales, en tanto, una pequeña porción de las posibles es marginal en el sentido que un ligero incremento en el precio de los hidrocarburos o una ligera

disminución de los costos de operación, las haría netamente rentables. Cabe destacar que en general, las cantidades de hidrocarburos no deben ser clasificadas como reservas a menos que haya una expectativa de que la acumulación será desarrollada y puesta en producción en un tiempo razonable.

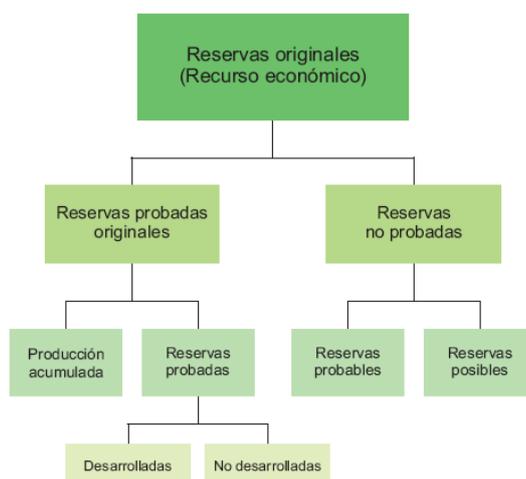


Fig. 4.5.-Clasificación de Reservas (PEMEX, 2007).

4.3.2.- Reservas Probadas.

Las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos geológicos y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas en años futuros de yacimientos conocidos, bajo condiciones económicas y de operación existentes a una fecha específica. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

La determinación de la certidumbre razonable es generada por el sustento de datos geológicos y de ingeniería, por lo que tienen que haber datos disponibles, los cuales justifiquen los parámetros utilizados en la evaluación de reservas tales como gastos iniciales, declinación, factores de recuperación, límites de yacimiento, mecanismos de recuperación y estimaciones volumétricas, relaciones gas-aceite o rendimientos de líquidos.

También considera las condiciones económicas y operativas existentes como los precios, costos de operación, métodos de producción, técnicas de recuperación, transporte y arreglos de comercialización; un cambio anticipado en las condiciones deberá tener una certidumbre razonable de ocurrencia. Se debe realizar la correspondiente inversión y tener en cuenta los costos de operación para que ese cambio esté incluido en la factibilidad económica en el

Reservas e importancia económica

tiempo apropiado. Estas condiciones incluyen una estimación de costos de abandono en que se habrá de incurrir.

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos de producción reales o por pruebas de producción concluyentes. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o del yacimiento. En ciertos casos, las reservas probadas pueden determinarse de acuerdo a la evolución de los registros de pozos y análisis de núcleos, los cuales indican que el yacimiento en estudio está impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma área o con aquellos que han demostrado producción comercial en otras áreas. Sin embargo, un requerimiento importante para clasificar las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas en el corto plazo. El volumen considerado como probado incluye aquel delimitado por la perforación y por los contactos de los fluidos, además, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que puedan ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras, de acuerdo a la información de geología e ingeniería disponible. Sin embargo, si los contactos de los fluidos se desconocen, la ocurrencia de hidrocarburos conocida más profunda controla el límite de reserva probada. Es importante señalar, que las reservas que serán producidas a través de la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría de probadas cuando se tiene un resultado exitoso a partir de una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación funcionando en el mismo yacimiento o en uno análogo en cuanto a edad, propiedades de roca y fluidos; cuando tales métodos hayan sido efectivamente probados en el área y en la misma formación, proporcionando evidencia documental al estudio de viabilidad técnica en el cual se basa el proyecto. Las reservas probadas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión,

4.3.3.- Reservas desarrolladas.

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de los yacimientos a partir de pozos existentes, incluyendo las reservas detrás de la tubería de revestimiento, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión.

En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello sean considerablemente menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente.

4.3.4.- Reservas no desarrolladas

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere una inversión relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de recuperación primaria como de recuperación secundaria y mejorada.

En el caso de inyección de fluidos al yacimiento, u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se considerarán probadas no desarrolladas, cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación; asimismo, debe existir un compromiso para desarrollar el campo de acuerdo a un plan de explotación y a un presupuesto aprobado. Una demora excesivamente larga en el programa de desarrollo puede originar dudas acerca de la explotación de tales reservas, y conducir a la exclusión de tales volúmenes de la categoría de reserva probada. Como puede notarse, el interés por producir tales volúmenes de reservas es un requisito para llamarlas reservas probadas no desarrolladas. Si reiteradamente esta condición no es satisfecha, es común reclasificar estas reservas a una categoría que no considera su desarrollo en un periodo inmediato, como por ejemplo reservas probables. Así, la certidumbre sobre la ocurrencia de los volúmenes de hidrocarburos en el subsuelo debe ir acompañada de a certidumbre de desarrollarlas en tiempos razonables.

Si este elemento no es satisfecho, la reclasificación de reservas toma lugar no por una incertidumbre sobre el volumen de hidrocarburos, sino por la incertidumbre de su desarrollo.

4.3.5.- Reservas no probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. En situaciones de desarrollo no inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas.

4.3.6.- Reservas probables

Son aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilísticos para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas; también se incluyen aquellas reservas en formaciones que parecen ser productoras y que son inferidas a través de registros geofísicos, pero que carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas, además de no ser análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no ha sido implementado, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial; otros casos de reservas probables surgen en diferentes situaciones. Las siguientes condiciones conducen a clasificar las reservas mencionadas como probables:

- i. Reservas asociadas a áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.
- ii. Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos; cuando tales medidas no han sido exitosas al aplicarse en pozos que exhiben un comportamiento similar, y que han sido terminados en yacimientos análogos.

Reservas e importancia económica

iii. Reservas incrementales en formaciones productoras, donde una reinterpretación del comportamiento o de los datos volumétricos, indica que existen reservas adicionales a las clasificadas como probadas.

iv. Reservas adicionales asociadas a pozos intermedios, y que pudieran haber sido clasificadas como probadas si se hubiera autorizado un desarrollo con un espaciamiento menor, al momento de la evaluación.

4.3.7.- Reservas posibles.

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

i. Reservas basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables dentro del mismo yacimiento.

ii. Reservas ubicadas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, con base en esto pueden no ser comercialmente productivas.

iii. Reservas adicionales por perforación intermedia que está sujeta a incertidumbre técnica.

iv. Reservas incrementales atribuidas a mecanismos de recuperación mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no en operación, y las características de roca y fluido del yacimiento son tales que existe una duda de que el proyecto será comercial.

v. Reservas en un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas geológicas, y donde la interpretación indica que el área de estudio está estructuralmente más baja que el área probada.

4.4.- Reservas de la Región Marina Noreste al 1 de Enero del 2007.

Al 1 de enero de 2007, la región administra veintitrés campos, trece de ellos están en etapa de producción, ocho se encuentran localizados en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap. La producción anual durante el año 2006 fue de 804.7 millones de barriles de aceite y 335.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que representa el 67.7% y 17.2%, respectivamente. Al primero de enero del 2007 los campos que no se encuentran en

Reservas e importancia económica

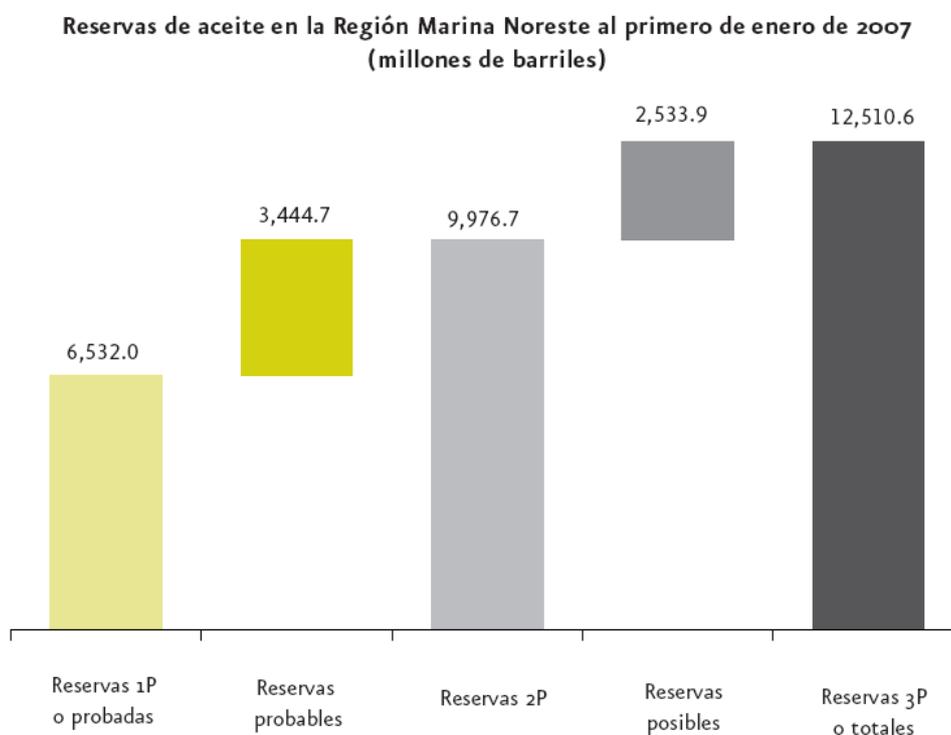
explotación son diez, Takin y Után en el Activo Integral Cantarell, y Ayatsil, Baksha, Kayak, Nab, Numan, Pohp, Tson y Zazil-Ha en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap.

El volumen de reservas totales de aceite 3P que reportó esta región al primero de enero del 2007, representa 39.2% de las reservas totales con las que cuenta el país, (Fig. 4.6), posicionando a esta región como la segunda en cuanto a cantidad de reservas totales de aceite en territorio nacional después de la Región Norte.

La Región Marina Noreste contiene 59.1% del volumen total de reservas probadas de aceite en el país; debido a que en esta región se encuentra localizado el Activo Cantarell que corresponde con un yacimiento súper gigante, por lo que concentra 66.8% de estas reservas en la región.

El volumen de las reservas probables de aceite de la región al primero de enero de 2007 representó 31.2% del total nacional. Ku-Maloob-Zaap es el Activo que más aporta a este tipo de reservas con 64.5% del total de las reservas probables en la región.

La región concentra 25.8% del total de las reservas posibles en territorio nacional, siendo el Activo Cantarell quien concentra el 55% de estas reservas en la región, mientras que el Activo Ku-Maloob-Zaap contribuye con 45% restante.

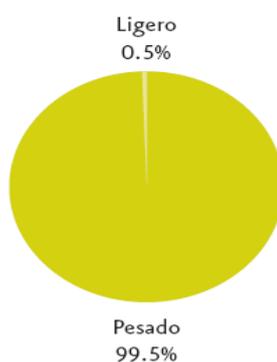


4.6.- Reservas de aceite en la Región Marina Noreste (SENER, 2007).

Reservas e importancia económica

En cuanto a la composición de las reservas por calidad, el crudo pesado es el de mayor aportación para cualquiera de sus categorías (Fig. 4.7) En el total de las reservas probadas de la región, la participación de crudo pesado es de 99.4%; el 100% de participación en las reservas probables y 98.9% de las reservas posibles. De esta manera, del total de las reservas en la región o reservas 3P, el crudo pesado aporta el 99.5%.

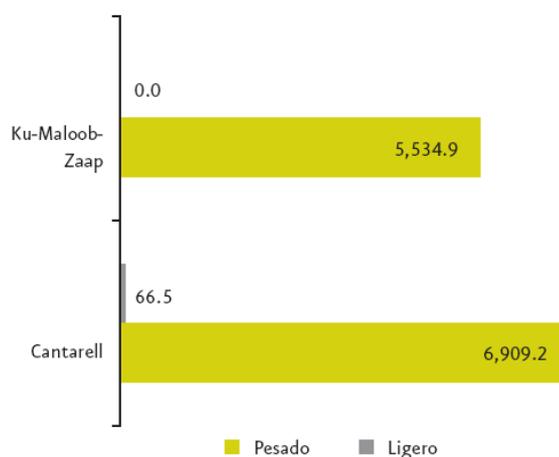
Porcentaje de participación
por tipo de crudo en las reservas totales



4.7.- Calidad de las Reservas Totales en la Región Marina Noreste (SENER ,2007).

En lo que corresponde a la composición de las reservas totales o 3P en los dos activos de la región, considerando la calidad de aceite, se tiene que el Activo Ku-Maloob-Zaap posee el 100% de sus reservas totales de aceite pesado, mientras que en el Activo Cantarell predomina de igual manera el crudo pesado participando con 99.0% (Fig. 4.8).

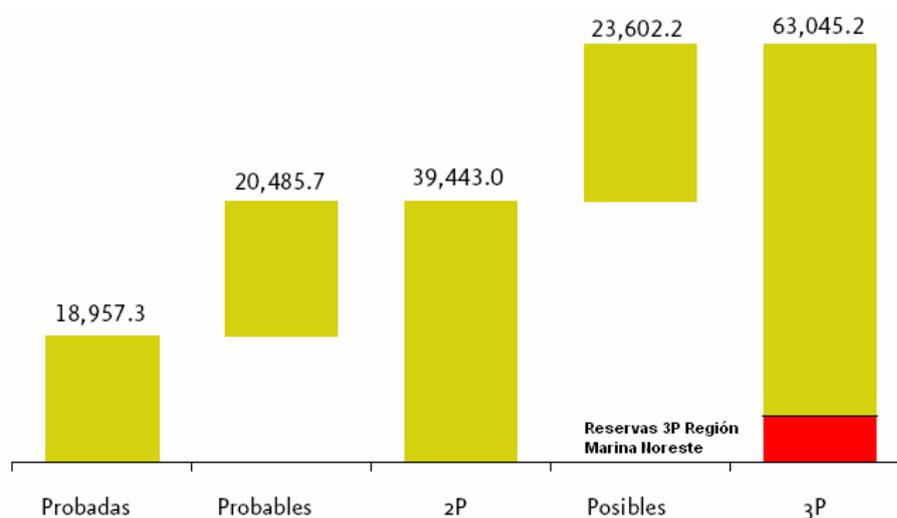
Composición de las reservas totales por Activo
al primero de enero de 2007
(millones de barriles)



4.8.- Composición de las Reservas Totales por Activo (SENER 2007).

Reservas e importancia económica

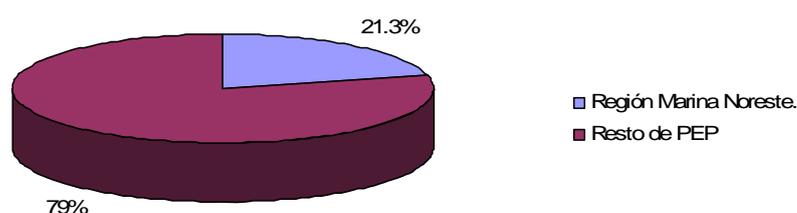
El volumen de reservas totales de gas natural ó 3P que registró esta región al primero de enero de 2007, es de 5,716.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural lo que representa el 9.1% de las reservas totales con las que cuenta el país (Fig. 4.9).



4.9.- Aporte de la Región Marina Noreste a las Reservas Totales de gas natural (SENER, 2007).

La Región Marina Noreste contiene aproximadamente 21.3% del volumen total de reservas probadas de gas natural en el país; sus reservas ascienden a 4,038.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural (Fig. 4.10).

Reservas probadas de gas natural Región Marina Noreste.



4.10.- Reservas probadas de gas natural Región Marina Noreste (Elaborado con información de PEMEX, 2007).

Por su parte, la reserva probada desarrollada de gas natural alcanza la cifra de 2,174.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que representa el 53,8% de la reserva probada total de la región. Las reservas probadas no desarrolladas de gas natural ascienden a

Reservas e importancia económica

1,864.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que representa el 46.2% del total regional de la reserva probada.

La reserva probable de gas natural al 1 de enero del 2007 es de 863.0 miles de millones de pies cúbicos, equivalente al 4,3% del total del país (Fig. 4.11). La región concentra el 3.5% de la reserva posible de gas natural con una cifra de 814.9 miles de millones de pies cúbicos de gas (Fig. 4.12).

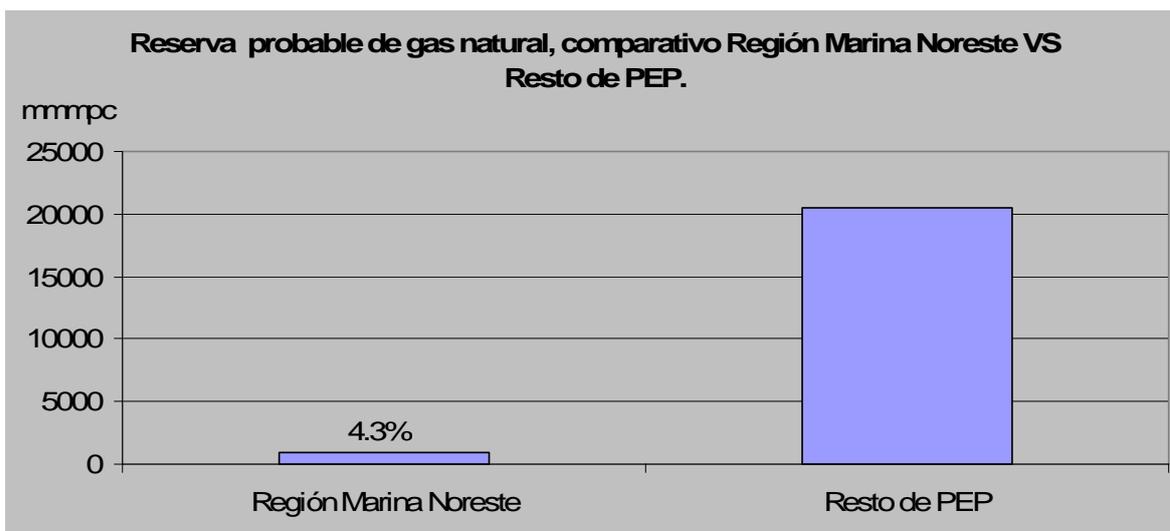


Fig. 4.11.- Comparativo de la Reserva probable de gas natural Región Marina Noreste V.S Resto de PEP (Elaborado con información de PEMEX, 2007).

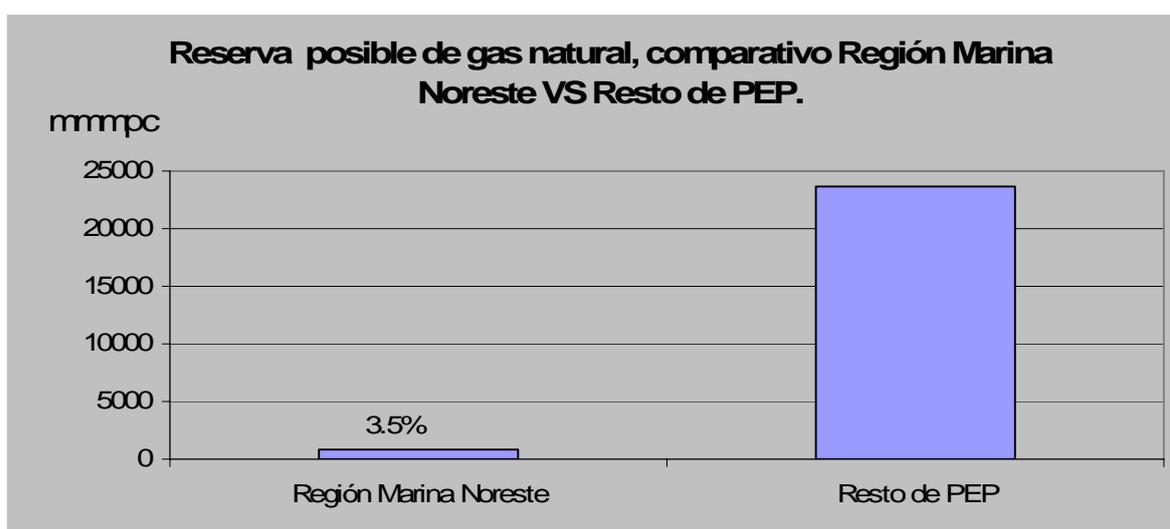


Fig. 4.12- Comparativo de la Reservas posibles de gas natural Región Marina Noreste vs. Resto de PEP (Elaborado con información de PEMEX, 2007).

4.5.- Reservas del Complejo Cantarell.

4.5.1.- Volumen Original Probado.

El volumen original de hidrocarburos se define como la cantidad que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevaleciente en el yacimiento, expresándose a esas condiciones y también a condiciones de superficie, estas últimas corresponden a las cifras publicadas a continuación:

El volumen original probado de aceite al 1 de enero de 2007 en la región marina Noreste es de 53,417.6 millones de barriles, que representa 36.5 por ciento del total probado nacional (Fig. 4.13).

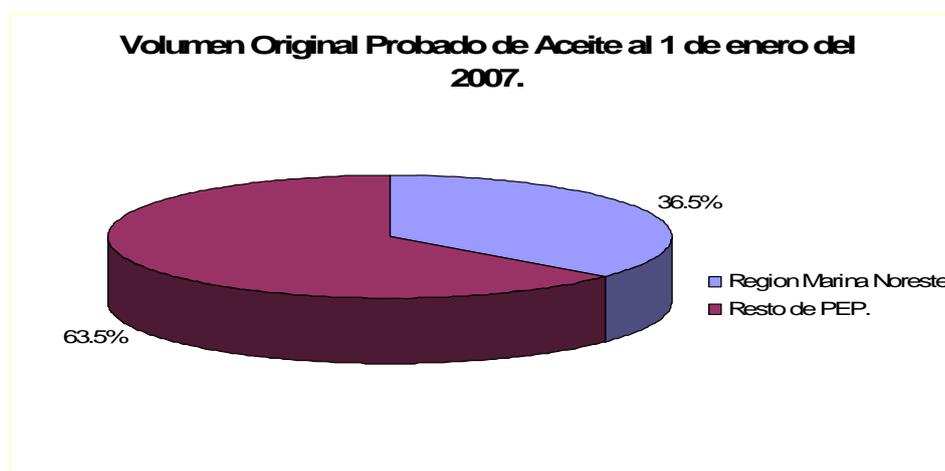


Fig.4.13.- Volumen Original Probado de Aceite al 1 de Enero del 2007 (Elaborado con información de PEMEX, 2007).

La mayor parte del volumen original probado de aceite de la Región Marina Noreste se encuentra en el Activo Integral Cantarell, con 71.5% del total regional; lo que equivale 38,193.584 millones de barriles, mientras que en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap se concentra el 28.5% (Fig. 4.14).

Por otro lado, el volumen original probado de gas natural al 1 de enero de 2007, se estima en 24,172.3 miles de millones de pies cúbicos, cantidad que representa 13.9 por ciento del total nacional, de este volumen original probado el 74.5% corresponde al complejo Cantarell; lo que equivale 18,008.36 miles de millones de pies cúbicos (Fig. 4.15 y 4.16).

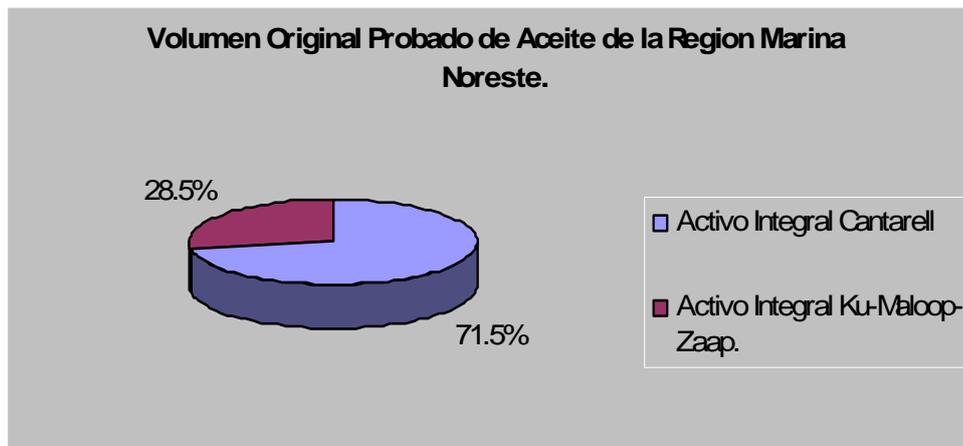


Fig. 4.14.- Volumen Original Probado de Aceite de la Región Marina Noreste (Elaborado con información de PEMEX, 2007).

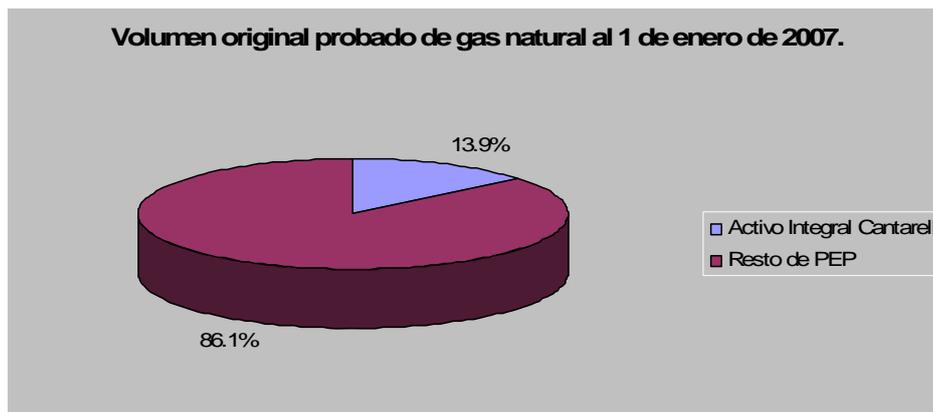
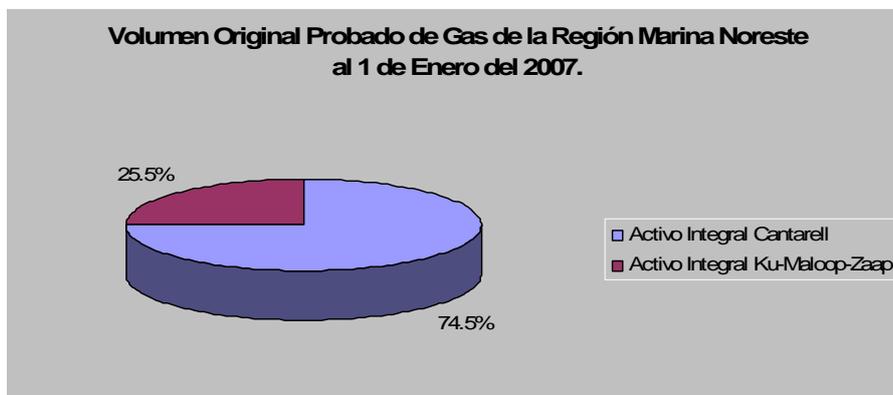


Fig. 4.15.- Volumen original probado de gas natural al 1 de enero del 2007 (Elaborado con información de PEMEX, 2007).

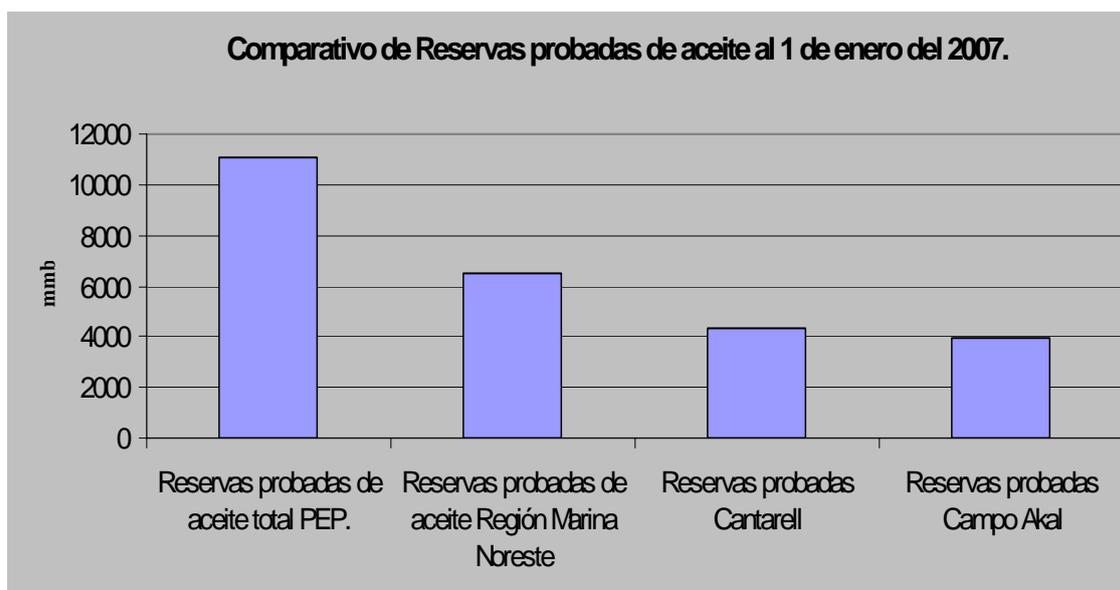


4.16.- Volumen Original Probado de Gas de la Región Marina Noreste al 1 de Enero del 2007 (Elaborado con información de PEMEX, 2007).

4.5.2.- Reservas probadas.

Al 1 de enero del 2007, la reserva probada de aceite en la Región Marina Noreste es de 6,532.0 millones de barriles de aceite lo que corresponde al 59.1% de la reserva probada del país. Por su parte la reserva probada de gas natural, asciende a 4,038.8 miles de millones de pies cúbicos de gas y representa 21.3% de las reservas del país.

El activo integral Cantarell concentra el 66.8% de la reserva probada de aceite de la Región Marina Noreste, lo que equivale a 4363.76 millones de barriles de aceite. A nivel de campo, la mayor proporción de reserva probada de aceite en la región se encuentra localizada en los campos Akal y Maloob, con 60.0 y 13.8 por ciento respectivamente, según las proporciones antes mencionadas la reserva probada de aceite para el campo Akal es de 3,919.2 millones de barriles de aceite (Fig. 4.17).



4.17.- Comparativo de Reservas probadas de aceite al 1 de Enero del 2007 (Elaborado con información de PEMEX, 2007).

La región Marina Noreste contribuye con el 21.3% de las reservas probadas de gas natural al total nacional. A nivel de activo, Cantarell participa con el 67.4 %, lo que equivale a 2,722.6 miles de millones de pies cúbicos de gas. Los campos Akal y Ku suman un total de 3,185.0 miles de millones de pies cúbicos, lo que representa el 78.9% de la región (Fig. 4.18).

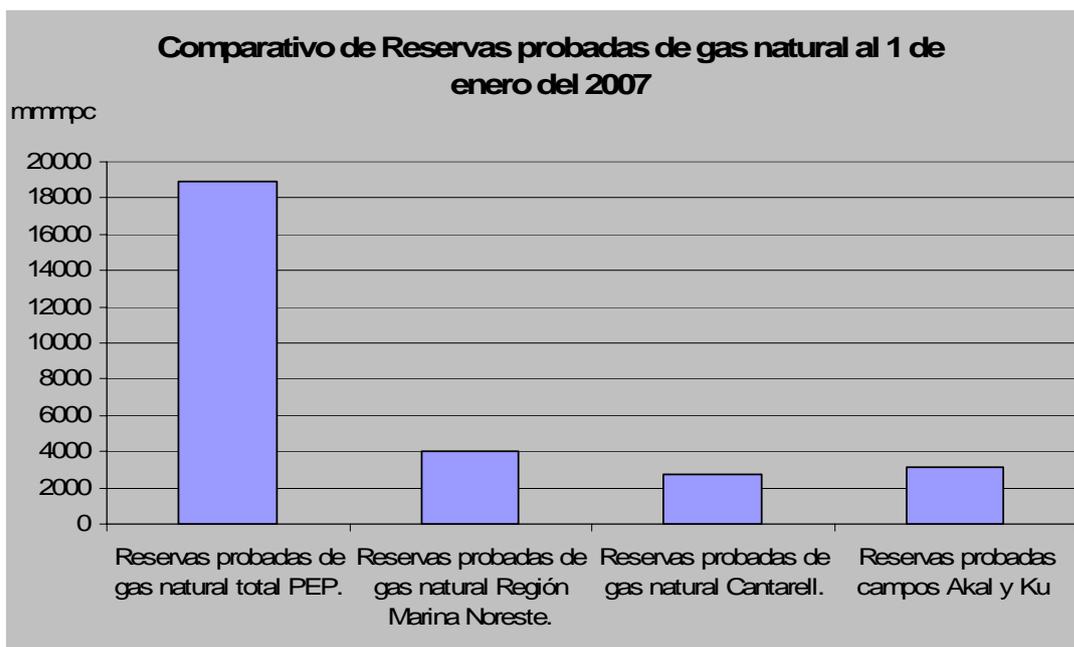


Fig. 4.18.-Comparativo de Reservas probadas de gas natural al 1 de enero del 2007 (Elaborado con información de PEMEX, 2007).

Cabe señalar que al 1 de enero del 2007, la reserva probada de aceite en la Región Marina Noreste disminuyó 8.1% con respecto al año anterior, esta reducción se debe principalmente a la producción de 804.7 millones de barriles de aceite durante el año 2006, asimismo los decrementos de 258.8 millones de barriles de aceite debido a la revisión del comportamiento de la presión-producción en los campos Akal y Sihil.

4.5.3.-- Reservas Probables.

Las reservas probables de aceite, al 1 de enero del 2007 en la Región Marina Noreste, se sitúan en 3,444.7 millones de barriles de aceite, lo que equivale a 31.2% del total nacional el cual es de 11,033.9 mmb. El activo Cantarell aporta el 35.5% de la reserva probable total de aceite para la región, lo que equivale a 1,222.86 millones de barriles de aceite, el activo que aporta la mayor parte de reserva probables es Ku-Maloob-Zaap con el 64.5% restante (Fig. 4.19).

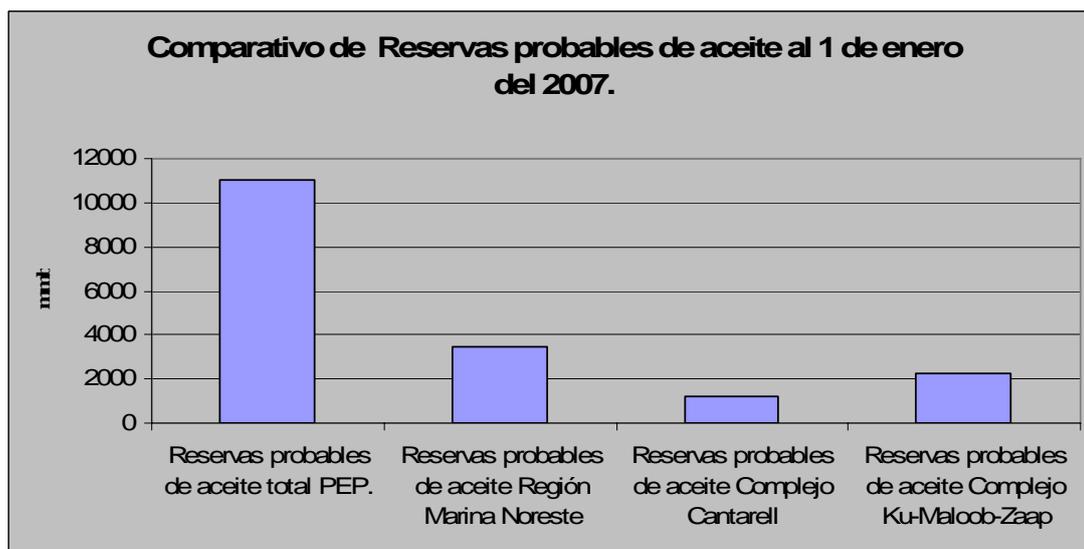
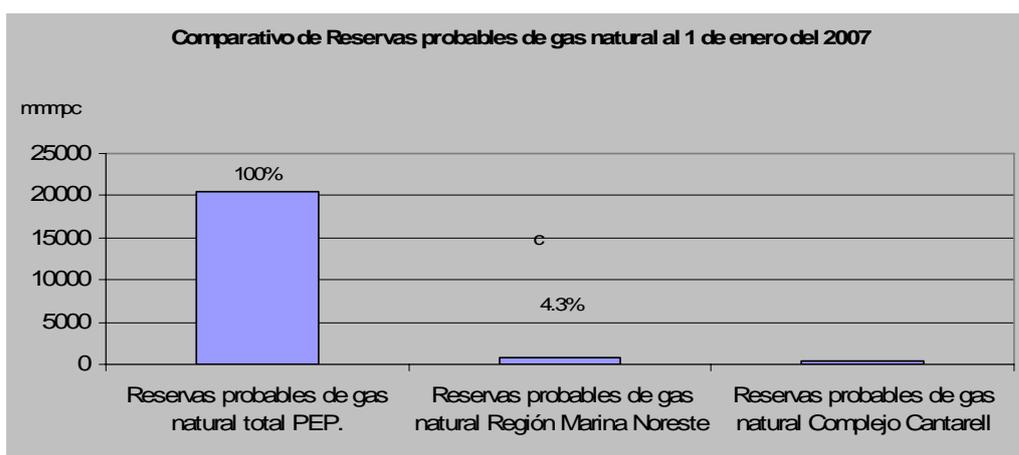


Fig. 4.19 .-Comparativo de Reservas probables de aceite al 1 de enero del 2007(Elaborado con información de PEMEX, 2007).

Mientras que la reserva de gas natural probable al 1 de enero del 2007 en la región corresponde a 863.0 miles de millones de pies cúbicos, lo que equivale a 4.3% del total del país (Fig.4.20), la mayor proporción de las reservas de gas natural probable se concentra en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap con 58.5 por ciento del total de la región, quedando 41.5 por ciento en el Activo Integral Cantarell lo que equivale a 357.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural para este complejo.



4.20.- Comparativo de Reservas probables de gas natural al 1 de enero del 2007(Elaborado con información de PEMEX, 2007).

4.5.4.- Reservas Posibles.

La reserva posible de aceite al 1 de enero del 2007, se estima en 2,533.9 millones de barriles de aceite en la Región Marina Noreste, y corresponde a 25.8% del total nacional. Las reservas posibles de aceite en la región se concentran en el Activo Integral Cantarell con 55% lo que equivale a 1,393.6 millones de barriles y el 14.18% del total nacional (Fig. 4.21). Por lo que respecta a la reserva posible de gas natural se tienen 814.9 miles de millones de pies cúbicos de gas, lo que equivale en el total nacional al 3.5%, Cabe señalar que la mayor parte de las reservas posibles de Gas natural se encuentran en el complejo Cantarell sumando un total de 527.9 miles de millones de pies cúbicos, lo que equivale al 65% de las Reservas Posibles en la región (Fig. 4.22).

Fig. 4.21.- Comparativo de reservas posibles de aceite al 1 de enero del 2007(Elaborado con información de PEMEX, 2007).

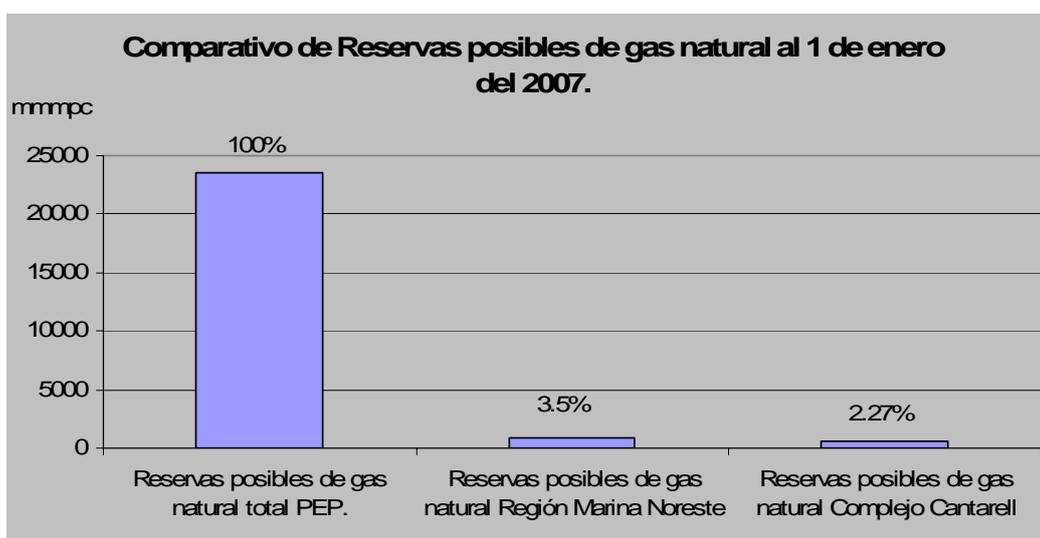


Fig.4.22.- Comparativo de reservas posibles de gas al 1 de enero del 2007 (Elaborado con información de PEMEX, 2007).

4.6.-Reservas de Petróleo Crudo equivalente.

El petróleo crudo equivalente es una forma utilizada a nivel internacional para representar el inventario total de hidrocarburos. Su valor es el resultado de la adición de los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta, y del gas seco equivalente a líquido.

Al 1 de enero del 2007, la Región Marina Noreste tiene una reserva 3P de 14,086 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, es decir 31.0 % del total nacional el cual asciende a 45,376.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (Fig. 4.23).

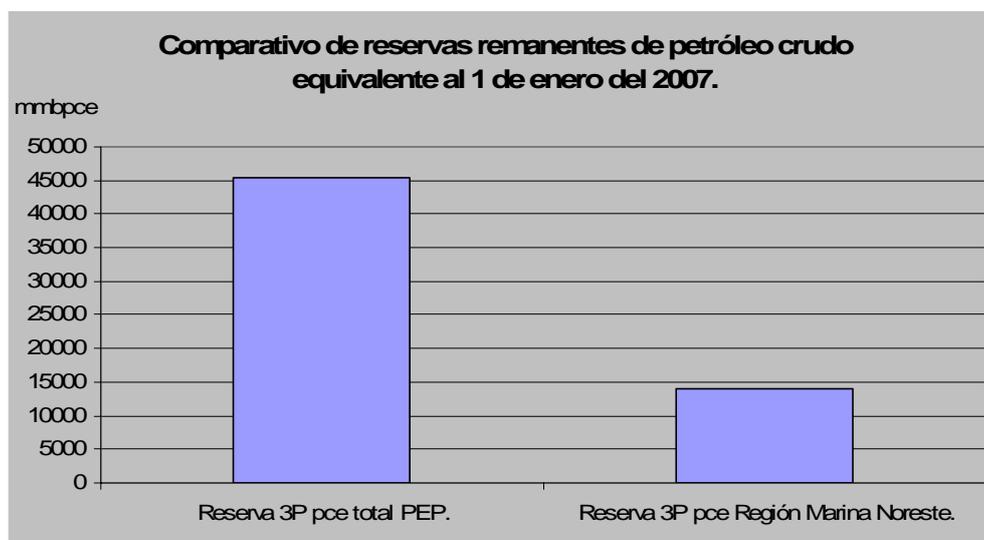


Fig.4.23.- Comparativo de reserva remanentes de petróleo crudo equivalente (Elaborado con información de PEMEX, 2007).

4.6.1.- Reservas probadas.

La cantidad y distribución de la reserva probada en la región marina noreste se muestra en la (Fig. 4.24) sumando un total aproximado de 7652.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, es fácil notar que el mayor volumen se encuentra en el complejo Cantarell con el 66.4% del total en la Región lo que equivale a 5081.7 mmbpce.

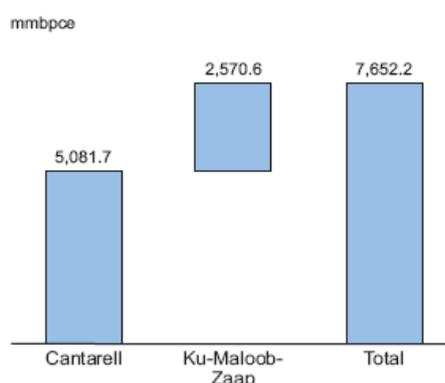


Fig. 4.24.- Reservas probadas al 1 de enero del 2007, por activo en la región Marina Noreste (PEMEX. 2007).

La reserva probada, refleja un decremento de 557.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con respecto al año anterior, por efecto principalmente de la producción de 883.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Independientemente de la producción, los desarrollos aportan 509.03 millones de barriles de petróleo crudo

Reservas e importancia económica

equivalente, la explicación de las variaciones se debe a la reclasificación de reservas probables a probadas de los campos Ku, Maloob y Zaap, (Fig. 4.25).

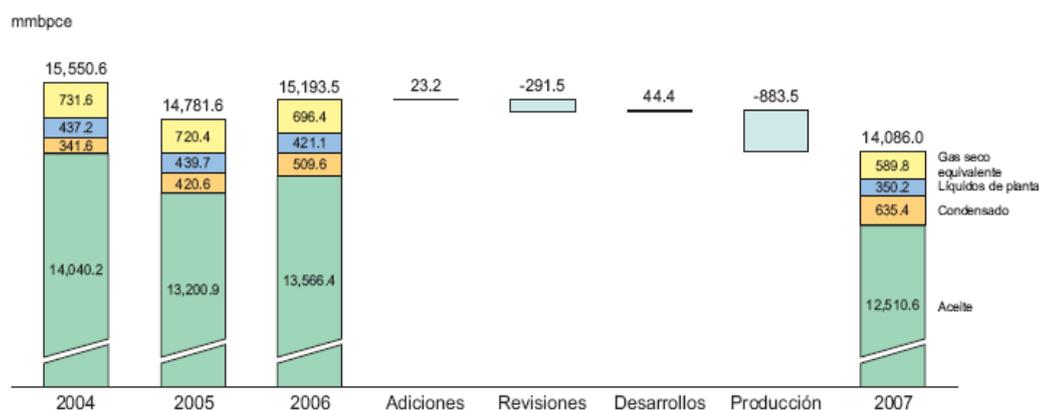


Fig. 4.25.- Elementos de cambio en la reserva total de la Región Marina Noreste (Elaborado con información de PEMEX, 2007).

4.6.2.-Reservas probables.

La reserva probable al 1 de enero del 2007 asciende a 3,690.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La región concentra el 24.2% de la reserva total del país. En la (Fig. 4.26) se muestra la distribución de reservas probables por activo, en este caso el Activo Cantarell contiene el 35.7% de las reservas probables de petróleo crudo equivalente de la región.

La reserva probable de la región tuvo un decremento del orden de 756.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, debido a la recategorización de reservas probables a probadas en los campos Ku-Maloob-Zaap, asimismo, el campo Akal reclasifica reservas probables a posibles, por 228.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

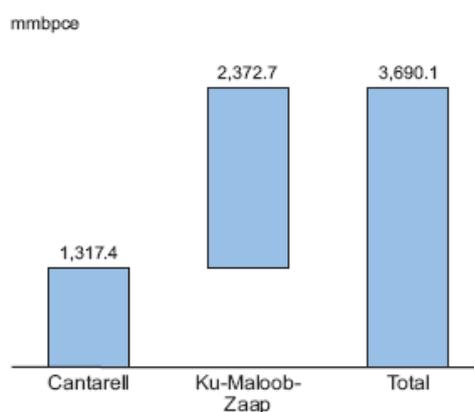
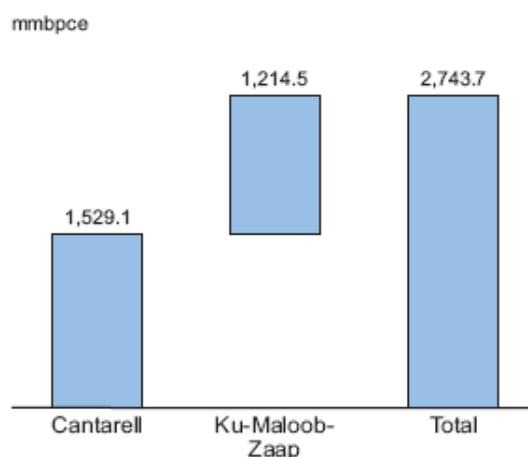


Fig. 4.26.- Reservas probables al 1 de enero del 2007, por activo en la región Marina Noreste (PEMEX, 2007).

4.6.3.-Reservas Posibles.

La reserva posible al 1 de enero de 2007 asciende a 2,743.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que representa el 18.8 por ciento del total nacional.

En la (Fig. 4.27) se muestra la participación de los activos en las reservas posibles de la región en petróleo crudo equivalente, para el activo Integral Cantarell, el aporte a la región es equivalente al 55.7%. Al cierre del periodo, el balance fue positivo por 206.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.



4.27.- Reservas posibles al 1 de enero del 2007, por activo en la región Marina Noreste (PEMEX, 2007).

4.7.- Comportamiento de la producción del Complejo Cantarell.

El complejo Cantarell es sin duda el mas importante campo petrolero de nuestro país y uno de los mas importantes del mundo, aportaba hasta hace poco, alrededor de dos terceras partes del petróleo que se produce en México. En este contexto, Cantarell ha sido y continúa siendo la fuente principal de contribución de crudo a la producción total nacional y por lo tanto uno de los pilares de la economía de Mexico.

En la actualidad el Complejo Cantarell se encuentra en fase de declinación, por lo que es muy probable que en los próximos años siga mostrando una reducción considerable en su producción. Según cifras del Sistema de Información Energética (SIE) en el 2004 el Complejo Cantarell tuvo una producción promedio anual de 2, 136,587 barriles diarios (b/d) siendo este su año mas productivo; la producción promedio para el 2007 tan solo fue de 1,

Reservas e importancia económica

497,264 barriles diarios (b/d) lo que representa una disminución del 30% respecto al promedio de producción anual del 2004 (Fig. 4.28).

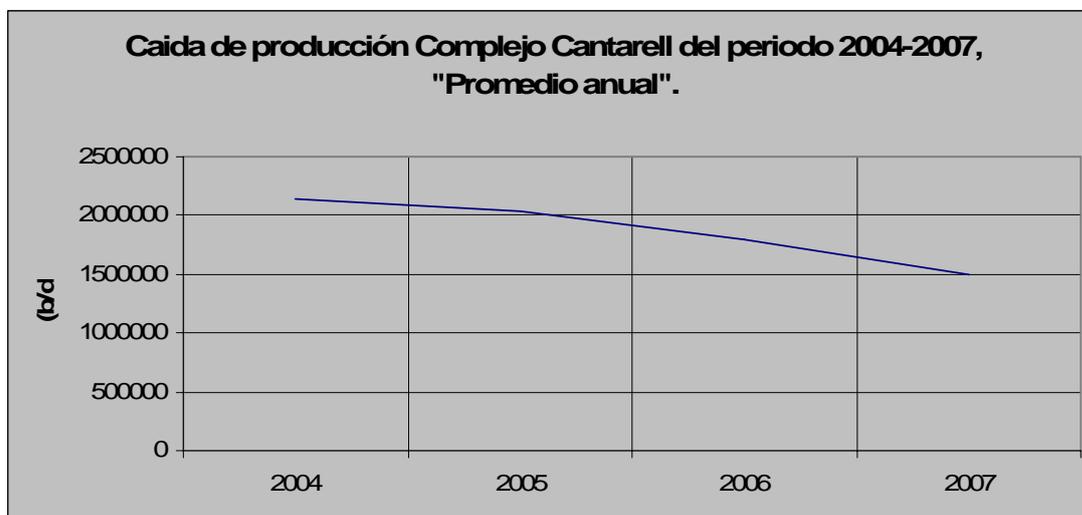


Fig. 4.28.- Promedio anual de la caída de producción Complejo Cantarell del periodo 2004- 2007 (Elaborado con información de PEMEX, 2007).

El Complejo Cantarell alcanzó su pico de producción en el mes de Diciembre del 2003, promediando 2, 211,113 barriles diarios, pero podemos decir que el campo empezó a declinar a partir de mediados del año 2004, la tabla de la (Fig. 4.29) muestra el comportamiento de la producción a partir de diciembre del 2003 hasta Diciembre del 2004.

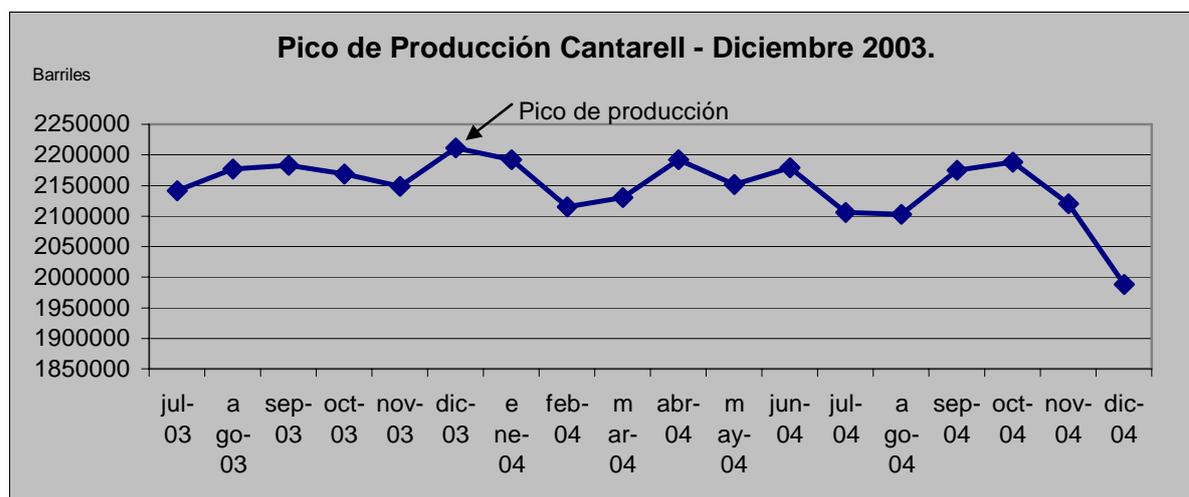


Fig. 4.29.- Pico de producción Complejo Cantarell (Elaborado con información de PEMEX, 2007).

Reservas e importancia económica

En el 2005 el complejo Cantarell tuvo una producción promedio anual de 2, 036,324 barriles diarios, esto corresponde a 100,263 barriles diarios menos que el promedio anual del 2004, lo que representa una caída de producción del orden de 4.69 % respecto al 2004 (Fig. 4.30).

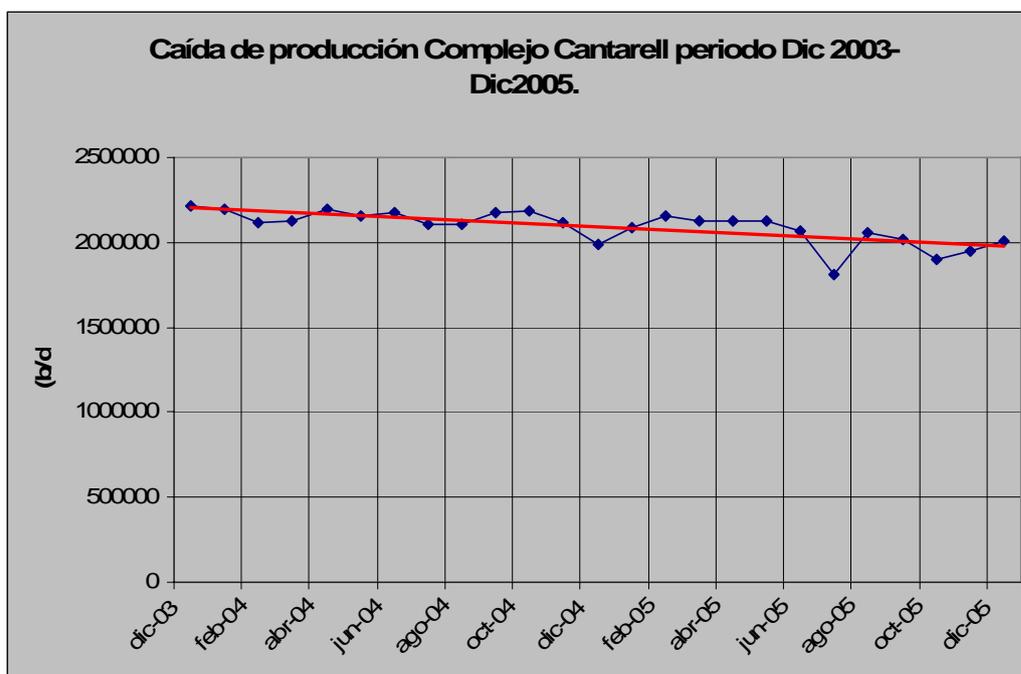


Fig. 4.30.-Caída de producción del Complejo Cantarell, periodo Diciembre 2003- Diciembre 2005 (Elaborado con información de PEMEX, 2007).

El inicio de la declinación de este campo petrolero súper-gigante era inminente y la incertidumbre crecía acerca de cómo se iba a comportar el yacimiento más importante del país, y como es que la declinación afectaría a la producción en los años por venir,

En el año 2005 aparece un estudio técnico de Pemex Exploración y Producción (PEP), llamado “Análisis del comportamiento del avance del casquete en el campo Akal resultados y recomendaciones”, elaborado por un grupo de expertos de PEMEX, el cual señalaba que la declinación del Complejo Cantarell sería dramática y arrastraría a toda la capacidad de producción petrolera de México.

Este análisis informa que el escenario mas probable en los próximos años, en relación a la producción de Cantarell, esta caería desde niveles superiores de 2 millones de barriles diarios (b/d) a solo 700 mil b/d como promedio en el 2008 y a 520 mil b/d al primero de enero de 2009.

Reservas e importancia económica

Frente a la inquietud que generó el estudio antes expuesto, PEMEX emitió un comunicado de prensa (**Boletín No. 287**), sobre el comportamiento esperado del Complejo Cantarell, que de acuerdo con modelos elaborados internamente, la producción en Cantarell promediaría 1,905,000 b/d, aproximadamente, en el 2006. Esta magnitud es 6 por ciento inferior respecto a la producción que se obtuvo para el 2005. Para los años 2007 y 2008, las producciones estimadas son de 1,683 y 1,430 millones de barriles por día, respectivamente.

Lo que se puede ver con estas dos proyecciones es que la eficiencia de la producción es muy diferente además de que existe un alto grado de incertidumbre acerca de cómo se va a comportar el campo petrolero.

En el 2006 el complejo Cantarell tuvo una producción promedio anual de 1,801,730 barriles diarios, lo que representa una caída de producción del orden de 234,594 barriles diarios o 11.52% menos respecto al promedio de la producción anual para el 2005. La siguiente gráfica de la Fig. 4.31 muestra la declinación del yacimiento a partir de Diciembre 2003 hasta Diciembre del 2006.

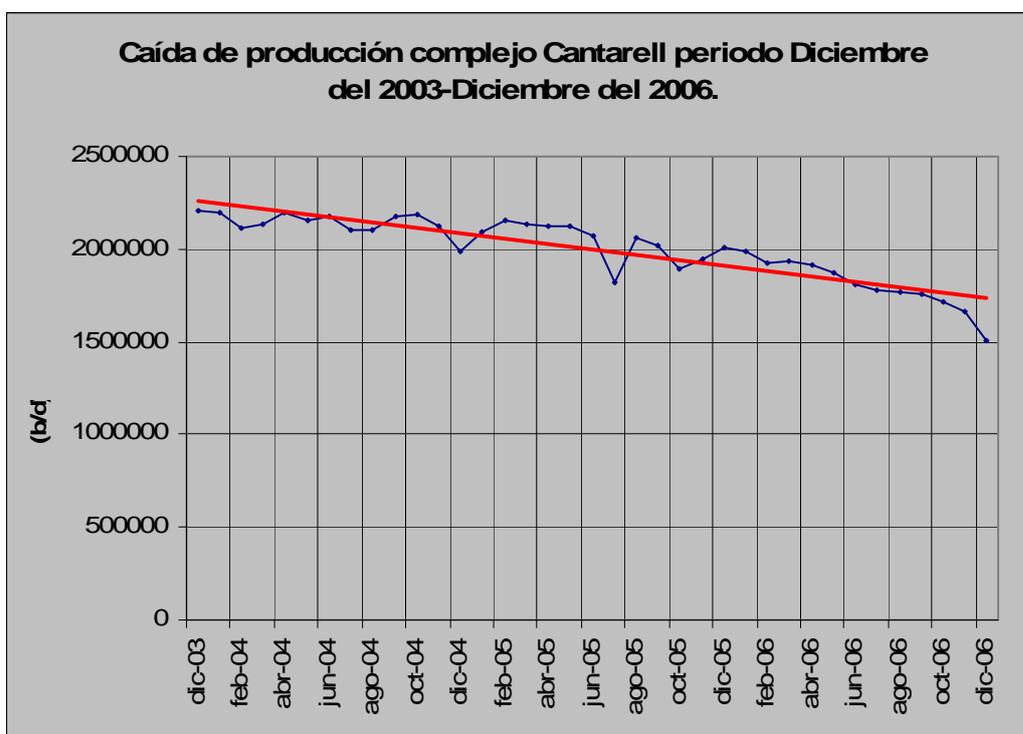


Fig. 4.31.-Caída de producción del Complejo Cantarell, periodo Diciembre 2003- Diciembre 2006 (Elaborado con información de PEMEX, 2007).

Reservas e importancia económica

El promedio mensual de producción para enero del 2006 fue de 1, 987,688 barriles diarios y para el mismo periodo del 2007 fue de 1, 607,985, lo que representa una caída de producción del orden de 379,703 barriles diarios o lo que es igual, una caída del 19% en solo 12 meses. La (Fig. 4.32) muestra el incremento de la declinación del yacimiento en el periodo comprendido de Enero del 2006 al mismo periodo del 2007.

Recapitulando acerca de lo comunicado en el Boletín No. 287 del 09 de Diciembre de 2005 en el cual según modelos de PEMEX la producción para el 2006 y 2007 se iba a ubicar en 1,905 y 1,683 millones de barriles por día, respectivamente y haciendo la comparación con el promedio de producción anual obtenido con cifras del Sistema de Información Energética (SIE) de la Secretaria de Energía podemos observar que la producción a caído a una tasa mas elevada que la que fue pronosticada por los modelos de Petróleos Mexicanos (Fig. 4.33); Para el 2008 PEMEX tiene pronosticada una producción de 1,430 millones de barriles por día y el promedio de producción del mes de Diciembre del 2007 fue de 1, 284,291 barriles por día, 145,709 barriles por debajo de la producción promedio anual calculada para el 2008 .

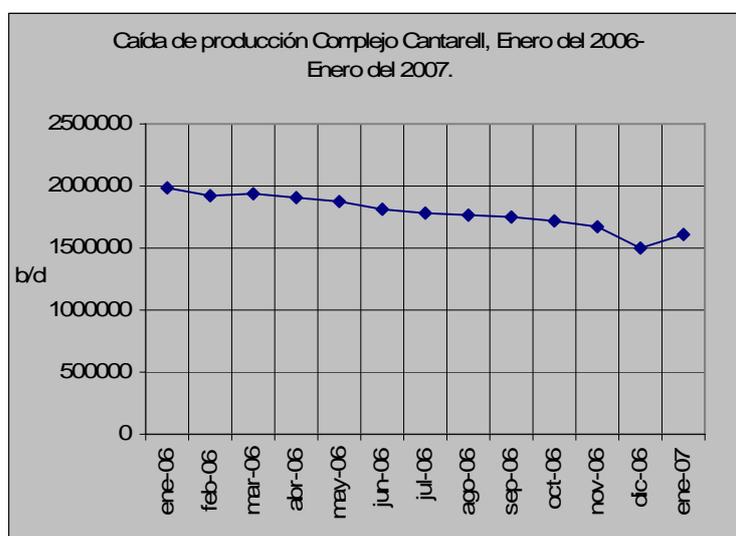


Fig. 4.32.-Caída de producción del Complejo Cantarell, enero del 2006-Noviembre del 2007 (Elaborado con información de PEMEX, 2007).

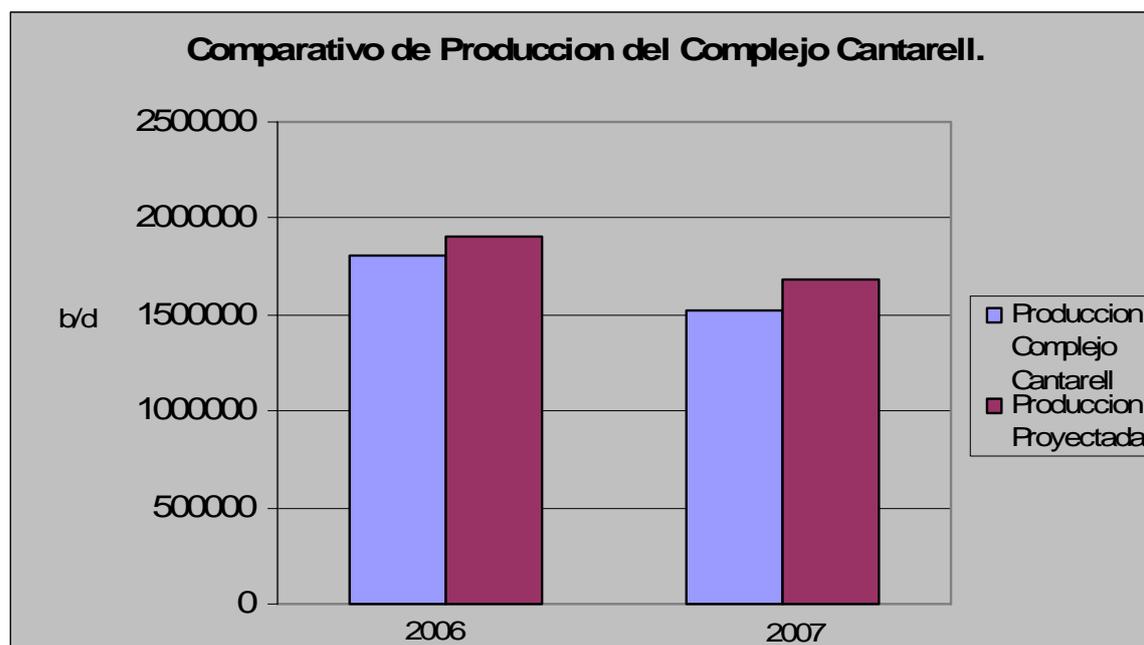


Fig. 4.33.- Comparativo de Producción del Complejo Cantarell vs. Pronostico Pemex (Elaborado con información de PEMEX, 2007).

En el periodo que comprende del mes de enero al mes de diciembre del 2007 la producción del complejo Cantarell a tenido una caída de producción del orden de 323,694 barriles por día “en promedio”, lo que representa una caída aproximada del 20% en el transcurso del año (Fig. 4.34).

La última cifra de producción de aceite del complejo Cantarell publicada hasta ahora por el Sistema de Información Energética (SIE) de la Secretaría de Energía, corresponde al mes de Diciembre del 2007, la cual es de 1,284 291 barriles por día, haciendo el comparativo con la máxima producción alcanzada por el complejo Cantarell en Diciembre del 2003 con 2,211,113 barriles por día, existe una diferencia del orden de 926,822 barriles por día en promedio, lo que representa una caída de producción del 42%, haciendo el comparativo entre el promedio mensual de la máxima y mínima producción (Fig. 4.35).

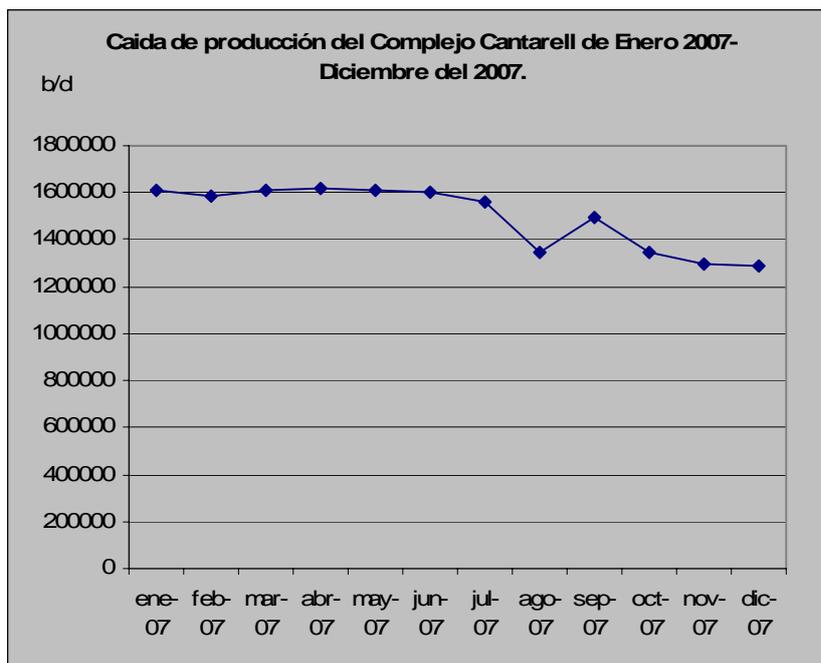


Fig. 4.34.- Caída de producción del Complejo Cantarell Enero-Diciembre del 2007 (Elaborado con información de PEMEX, 2007).

En la (Fig. 4.36) se puede observar el comportamiento del promedio mensual de la producción del Complejo Cantarell desde el mes de diciembre del 2003 hasta el mes de diciembre del 2007; en esta grafica se hace evidente que a partir del mes de Diciembre del 2003 en términos generales el comportamiento de la producción ha sido a la baja

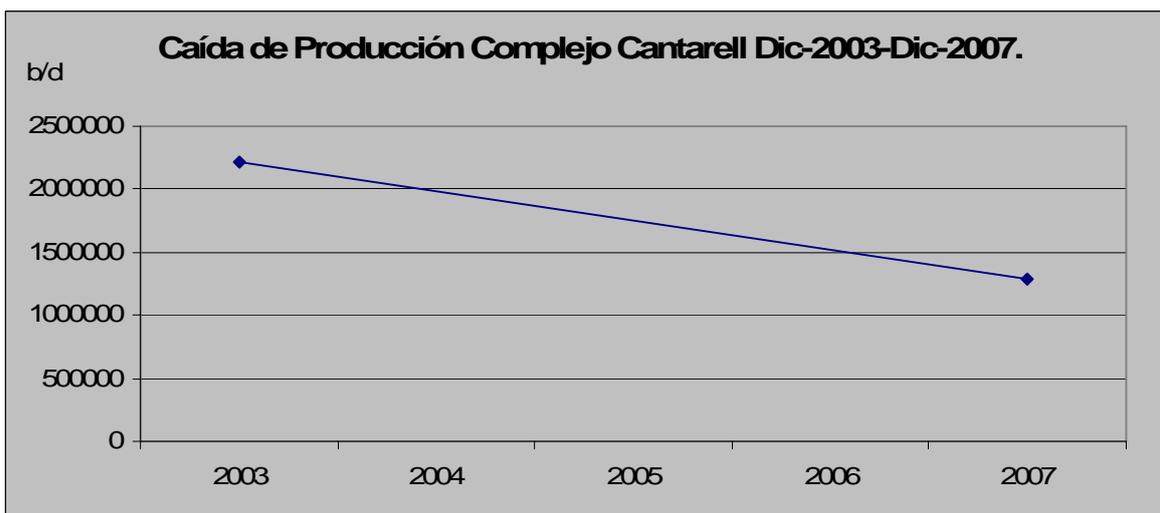
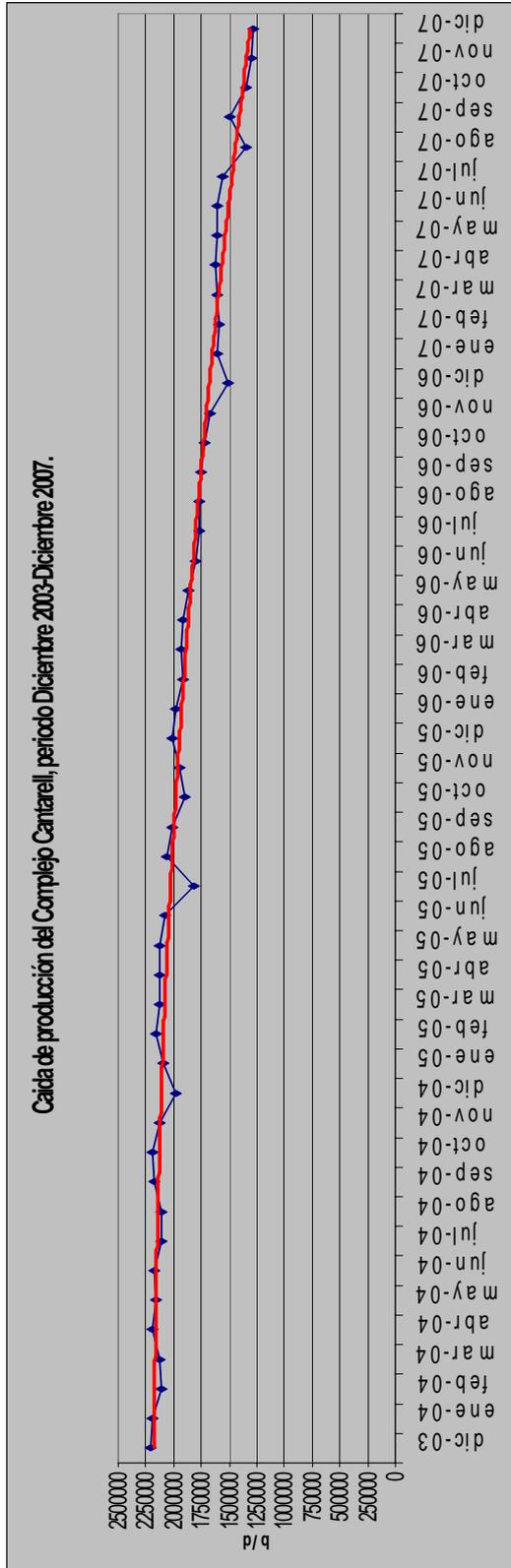


Fig. 4.35.- Caída de producción del Complejo Cantarell de Diciembre 2003- Diciembre del 2007 (Elaborado con información de PEMEX, 2007).



Descripción	Mbd
Producción Cantarell	
dic-03	221113
ene-04	2192020
feb-04	2114908
mar-04	2129792
abr-04	2192116
may-04	2151982
jun-04	2179355
jul-04	2106084
ago-04	2102368
sep-04	2174450
oct-04	2119845
nov-04	2088189
dic-04	1988050
ene-05	2088189
feb-05	2152612
mar-05	2129751
abr-05	2123007
may-05	2121944
jun-05	2071595
jul-05	1815764
ago-05	2061041
sep-05	2019161
oct-05	1896458
nov-05	1949671
dic-05	2006705
ene-06	1987688
feb-06	1922499
mar-06	1934541
abr-06	1913415
may-06	1871266
jun-06	1805951
jul-06	1775276
ago-06	1763429
sep-06	1754813
oct-06	1506582
nov-06	1607985
dic-06	1608402
ene-07	1619503
feb-07	1608512
mar-07	1562625
abr-07	1601819
may-07	1493029
jun-07	1348683
jul-07	1348128
ago-07	1300275
sep-07	1284291
oct-07	1284291
nov-07	1284291
dic-07	1284291

Figura 4.38.- Caída de producción del Complejo Cantarell de Diciembre 2003- Diciembre del 2007 (Elaborado con información de PEMEX, 2007).

4.8.- Importancia Económica Petrolera del Complejo Cantarell.

México es el sexto productor de crudo a nivel mundial y la relevancia de este recurso en nuestro país, es porque en él se basa la seguridad energética y, con su aportación a la economía nacional por ventas internas y externas, es un importante motor del desarrollo económico; por lo que la historia del México moderno esta estrechamente relacionada con la del petróleo. Sin embargo es también necesario pensar en el futuro, para poder vislumbrar los requerimientos de esta industria para que México satisfaga las necesidades internas del país.

Por los niveles de reservas que se tenían a principios de los noventa, hacían que la incorporación no fuera una prioridad, ya que la mayor parte de las reservas se dio como consecuencia del desarrollo de campos existentes. Sin embargo, esta tendencia no es sostenible en el largo plazo ya que se requiere tener un nivel de reservas mínimo la que esta en función de la producción de hidrocarburos.

Durante los últimos años el esfuerzo se había concentrado en maximizar la producción de Cantarell, un yacimiento con gran nivel de reservas y bajos costos de producción. No obstante, la declinación esperada en la plataforma de producción en este yacimiento presenta grandes retos.

La caída de la extracción petrolera en México es un fenómeno que tendrá repercusiones internas considerables, vinculas a la perdida de ingresos externos y al gasto, pero también va a ocasionar caída de la posición internacional que el país tiene como décimo exportador mundial de petróleo y como uno de los tres principales proveedores del mercado estadounidense (Fig. 4.37).

Las razones principales que explican la caída de la producción petrolera en México son: la declinación acelerada de Complejo Cantarell y la falta de restitución oportuna de reservas.

En el caso de Cantarell, su participación siempre se ha hecho notar desde su descubrimiento, hasta ahora con su declinación. En el periodo que comprende de 1979 a 1982 la producción de Petróleos Mexicanos pasa de 1, 470,000 barriles diarios a 2, 746,000 barriles diarios, lo que sin lugar a dudas cobró un gran significado mundial; tiempo después Cantarell alcanzó su producción mayor en el mes de Diciembre del 2003 con un promedio de 2, 211,113 barriles diarios lo que represento el 63% de la producción nacional en un solo campo petrolero.

Reservas e importancia económica

Principales países productores y exportadores, 2006									
Países productores					Países exportadores				
Posición 2006	País	2005 Producción (mbd)	2006 Producción (mbd)	Variación 2006-2005 (%)	Posición 2006	País	2005 Exportación (mbd)	2006 Exportación (mbd)	Variación 2006-2005 (%)
1	Arabia Saudita	11,114	10,859	-2.3	1	Arabia Saudita	9,138	8,651	-5.3%
2	Rusia	9,552	9,769	2.2	2	Rusia	6,578	6,565	-0.2%
3	EUA	6,895	6,871	-0.5	3	Noruega	2,748	2,542	-7.5%
4	Irán	4,268	4,343	1.2	4	Irán	2,685	2,519	-6.2%
5	China	3,627	3,684	1.6	5	Emiratos Arabes Unidos	2,427	2,515	3.6%
6	México	3,333	3,256	-2.3	6	Venezuela	2,284	2,203	-3.5%
7	Canadá	3,041	3,147	4.4	7	Kuwait	2,224	2,150	-3.3%
8	Emiratos Arabes Unidos	2,751	2,969	7.3	8	Nigeria	2,337	2,146	-8.2%
9	Venezuela	2,937	2,824	-3.9	9	Argelia	1,840	1,847	0.4%
10	Noruega	2,969	2,778	-6.9	10	México	1,833	1,789	-2.4%
11	Kuwait	2,643	2,704	2.4	11	Libia	1,452	1,525	5.0%
12	Nigeria	2,580	2,460	-4.9	12	Irak	1,345	1,438	6.9%
13	Argelia	2,016	2,005	-0.3	13	Angola	1,207	1,363	12.9%
14	Irak	1,833	1,999	9.0	14	Kazajstán	1,063	1,114	4.8%
15	Brasil	1,715	1,809	5.5	15	Canadá	na ¹	1,071	na ¹

Fig. 4.37.- Lista de principales países productores y exportadores de petróleo en el año 2006 (SENER 2007).

La declinación de Cantarell no es asunto menor, solo hay que observar que se trata del mayor campo offshore en el mundo y en lo que respecta a la producción total del país, esta se puede dividir entre la de Cantarell y la que se produce en todas las demás cuencas petroleras de México. En la (Fig. 4.38) se puede observar el porcentaje de producción que aporta el Complejo Cantarell al Total de la producción nacional.

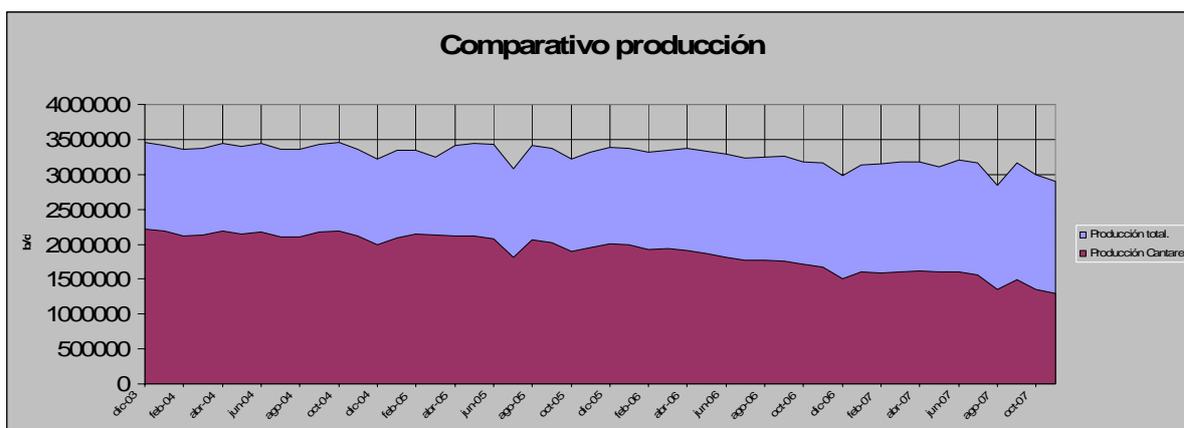


Fig. 4.38.- Aporte de producción de Cantarell al total de PEP (Elaborado con información de PEMEX, 2007).

Reservas e importancia económica

De acuerdo a las proyecciones realizadas por Pemex Exploración y Producción (PEP), la relación reservas-producción de la Región Marina Noreste es de 9 años bajo el supuesto de tener una producción constante de 883 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Si se consideran las reservas probables, esta relación sería de 13 años y con las reservas posibles sería de 16 años. Lo grave es que el Activo Integral Cantarell es el que tiene la menor relación reserva probada-producción, al ser esta de 7 años, y en caso de que se consideraran las reservas probables sería de 9 años y con las reservas posibles subiría a 11 años.

El volumen de producción que promedió la Región Marina Noreste, la ubica como la principal región productora de crudo a nivel nacional con 67.7% del total en el país. La producción de la región se compone de 98.6% de crudo pesado y el resto de crudo ligero. Cabe señalar que en esta región se encuentra el Activo más importante del país, Cantarell, que en 2006 reportó una producción promedio de 1,8001 mbd.

El pico de producción en la Región Marina Noreste se alcanzó en 2004, después de ese año la producción ha venido a la baja, debido a una disminución gradual en la producción del Complejo Cantarell. La (Fig. 4.39) muestra la reducción en la producción de la Región Marina Noreste y su estrecha relación con la caída de la producción total.

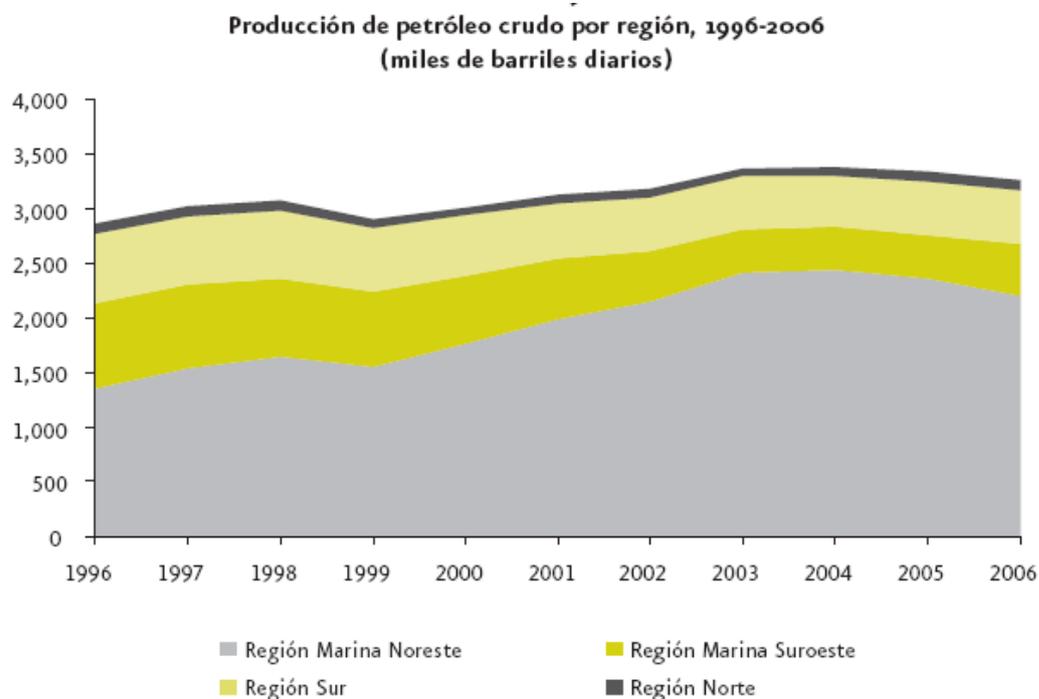


Fig.4.39.- Producción de petróleo por Región (SENER, 2007).

Reservas e importancia económica

La caída de la producción petrolera en México es un fenómeno que tendrá repercusiones internas considerables, vinculadas a la pérdida de ingresos externos e internos, sin embargo los altos precios que los hidrocarburos han alcanzado en los últimos cuatro años, han disminuido el impacto que por concepto de ingresos de exportación de hidrocarburos se refiere.

Petróleos Mexicanos obtuvo ingresos por 27.3 mil millones de dólares por la venta de 467 millones de barriles de crudo al mercado estadounidense entre enero y noviembre de 2007, (Fig. 4.40).

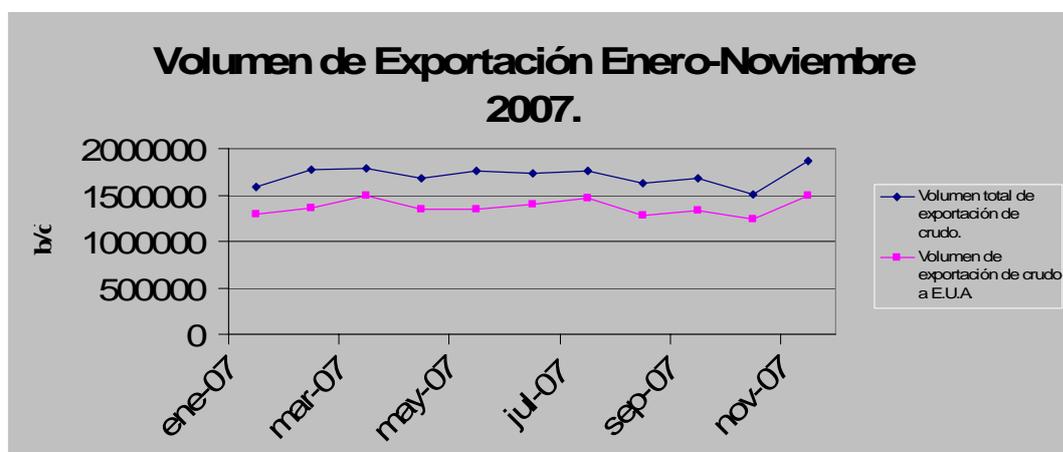
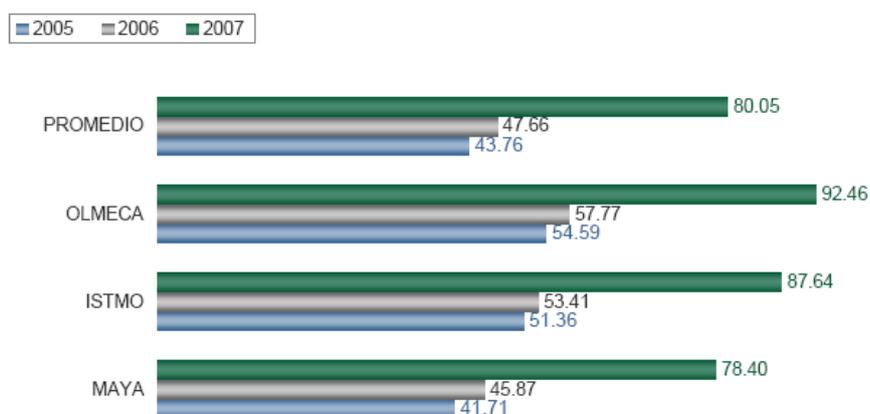


Fig. 4.42.- Volumen de exportación de petróleo crudo Enero- Noviembre del 2007 (Elaborado con información de PEMEX, 2008).

Sin lugar a dudas los ingresos por venta de hidrocarburos han sido favorecidos en gran medida por los altos precios que estos han presentado, característica que se observa en la Fig. 4.41.



4.41.- Precios de exportación de petróleo crudo, noviembre, PEMEX, 2007.

Reservas e importancia económica

No obstante, las ventas por volumen de México a Estados Unidos fueron menores en 2007 comparadas con las ventas del 2006, por lo que México pasó así desde el año pasado al tercer lugar como exportador neto de crudo por volumen al mercado de Estados Unidos (Fig. 4.42).

En el periodo entre enero y noviembre de 2007, Canadá se ubicó en el primer lugar con 602 millones de barriles, seguido por Arabia Saudita con 468 millones, México con 462 millones y Venezuela con 400 millones de barriles.

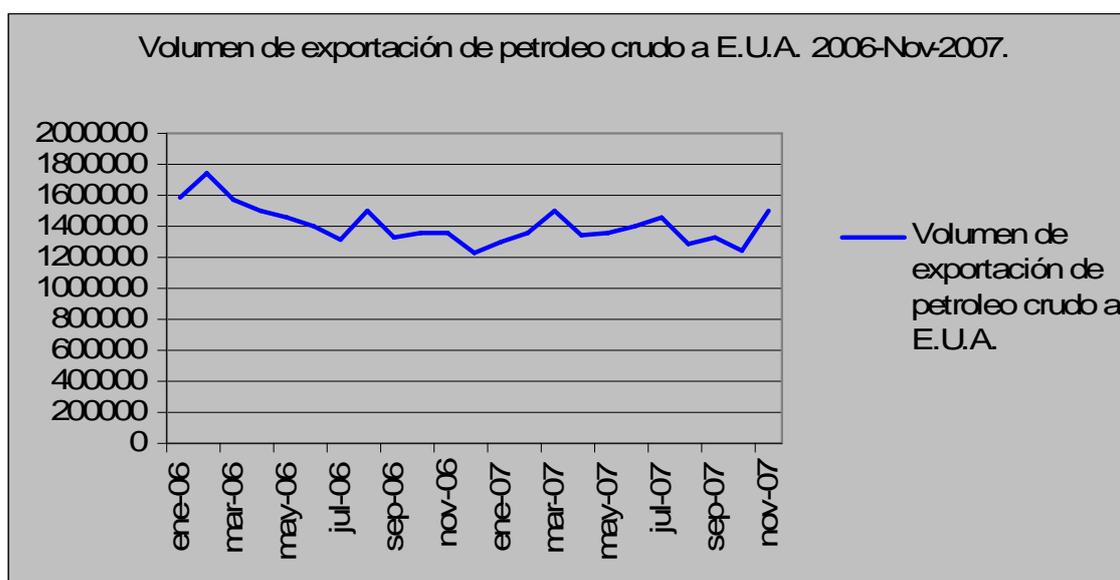


Fig. 4.42.- Volumen de exportación de petróleo crudo a E.U.A (SENER, 2008)

El descenso es arrastrado principalmente por el decremento de la producción del Complejo Cantarell, en la Golfo de Campeche, el cual aportó el 60-51% de la producción total de PEMEX para el 2006, mientras que para el 2007 el aporte a la producción total de PEMEX fluctuó entre el 51-45% (Fig. 4.43).

Una de las principales repercusiones que traerá la caída de la producción de petróleo en México, es el riesgo de la pérdida de mercados por la caída del volumen de crudo de exportación, sobre todo hacia Estados Unidos, que es nuestro principal cliente, pues absorbe casi el 80% de las ventas totales externas del hidrocarburo.

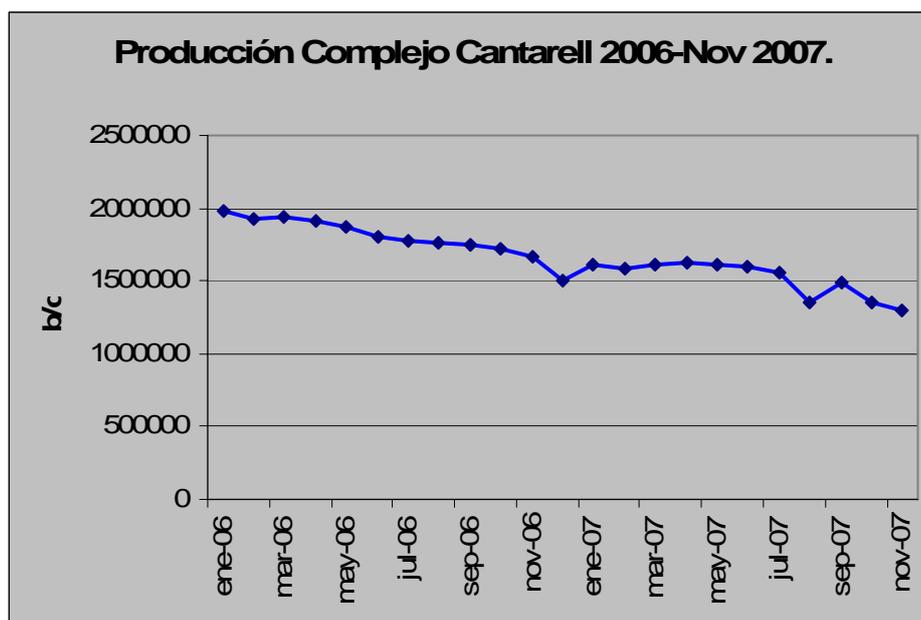


Fig. 4.43.- Producción del Complejo Cantarell 2006- Noviembre 2007 (SENER, 2008).

Por años, las exportaciones de petróleo crudo han significado la principal fuente de recursos para el gobierno federal y las finanzas públicas, pero hoy el comercio exterior de crudo mexicano empieza a tambalearse por la caída en la producción de crudo y la declinación de importantes yacimientos.

En los años setenta la demanda de crudo de importaciones de Estados Unidos se cifró, en un poco más de 5 millones de barriles por día, mismos que la OPEP abasteció hasta en un 78%, y de manera muy destacada los países el Golfo Pérsico. En esos años, México sólo contribuyó con un 3%, algo más de 150 mil barriles diarios. En los ochenta, la demanda estadounidense disminuyó (a 4.2 millones de barriles) como resultado de un menor crecimiento económico, sin embargo, en ese periodo México logra desplazar a Nigeria y a Venezuela de los primeros lugares en ventas a Estados Unido, y ubicarse como segundo-tercer proveedor, posición que ya no perderá hasta la actualidad, recordemos que en el periodo 1979 y 1982, la producción de PEMEX pasó de 1 millón 470 mil barriles diarios a 2 millones 746 mil, lo cual se explica en gran medida por la entrada en operación del Complejo Cantarell.

Entre 1990 y 2006 la demanda estadounidense se amplía hasta 10 millones de barriles por día, con un crecimiento de 3.4% este ritmo forzaría la capacidad productiva de sus proveedores. Así, mientras Arabia Saudita, Nigeria y Venezuela incrementan sus exportaciones a los Estados Unidos en un poco más de 200 mil barriles, Canadá y México lo

hacen en más de 500 mil barriles; aún cuando estos últimos dos países son los que registran un menor nivel de reservas.

A todo esto podemos concluir que durante los últimos años, Cantarell ha sido un factor significativo para sostener hasta en un tercio el incremento de la demanda estadounidense (a precios muy bajos), condición que hizo que esa demanda no hiciera a ese país más dependiente de sus proveedores del Golfo Pérsico, sin embargo, con la caída de la producción de Cantarell y por ende la caída de las exportaciones de crudo, se propiciará el paso a otros productores como Brasil, Venezuela y Canadá, así como del Medio Oriente desplazando a México de la situación de proveedor privilegiado de Estados Unidos de América.

4.9.- Importancia del Complejo Cantarell en la Evolución del mercado nacional de petróleo crudo 2007-2016.

Por años, las exportaciones de petróleo crudo han significado la principal fuente de recursos para el gobierno federal y las finanzas públicas, pero la Secretaría de Energía advierte en su Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2007-2016, que en los años por venir la caída en la producción de crudo asociado en gran medida a la declinación del Complejo Cantarell afectarán las exportaciones.

La Secretaría de Economía en la primera edición de la Prospectiva del mercado de petróleo crudo 2007-2016, describe los pronósticos de producción para el periodo antes mencionado en los que destacan dos escenarios posibles: 1) Escenario Sobresaliente. y 2) Escenario de producción Bajo, cabe señalar que para cualquiera de los dos escenarios el comportamiento del complejo Cantarell es determinante; estos escenarios se describen a continuación.

4.9.1.- Escenario sobresaliente.

Este escenario supone la capacidad máxima de ejecución de PEP a través de intensificar la actividad exploratoria, el desarrollo inmediato de los descubrimientos realizados y la consecuente perforación de pozos de desarrollo, tanto en esos descubrimientos como en reservas ya identificadas.

Uno de los retos más importantes de este escenario es el continuar con la administración de la declinación del Proyecto Cantarell, principalmente por la importancia volumétrica que este Complejo ha tenido en la producción de crudo del país durante varias décadas. En este escenario la planeación técnica de Cantarell, diseñará un nuevo proyecto que busque

Reservas e importancia económica

maximizar la producción a través de un proyecto de recuperación adicional de hidrocarburos, de tal manera que la actual estrategia de explotación, basada en un mantenimiento de presión, deberá evolucionar a otro esquema de explotación.

El total de la producción en Cantarell disminuirá a una tasa de 14.1% anual entre 2006 y 2016, promediando un volumen de 921 mbd en el periodo, (Fig. 4.44). Se espera que la declinación de la producción de Cantarell sea parcialmente compensada por una mayor producción de Ku-Maloob- Zaap, Chicontepec y otros campos.

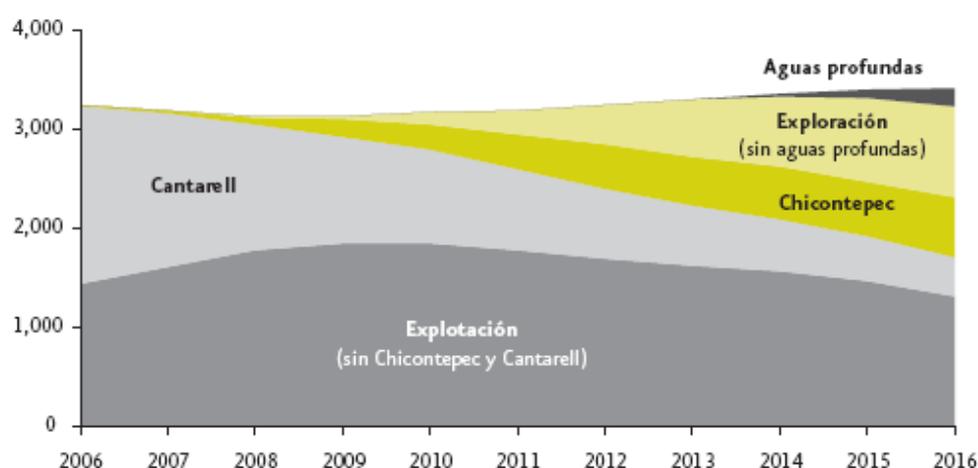


Fig. 4.44.- Producción de crudo por categoría de proyectos, escenario sobresaliente, 2006-2016 (SENER 2007).

4.9.2.- Escenario de producción Bajo.

Este escenario presupone una inversión limitada y una reducida actividad exploratoria, estos factores, aunados a la declinación en la producción de Cantarell, darán como resultado una importante caída en la plataforma de producción de petróleo a nivel nacional durante el periodo de estudio. En este escenario no se contempla la incursión en aguas profundas por parte de PEP, lo que impactará en una mayor escala los pronósticos de producción al final del periodo.

Este escenario considera una declinación en la producción de los campos actuales al no incorporarse nuevos desarrollos. Se prevé que los proyectos de explotación tengan una producción promedio de 1,554 mbd a lo largo del periodo de análisis, con un máximo de producción hacia 2009 con 1,782 mbd y declinando hasta 1,277 mbd hacia el final del periodo y una tasa de decrecimiento de 1.2% en promedio anual.

Reservas e importancia económica

En este escenario, la administración de la declinación será muy similar a la del escenario sobresaliente. Se espera que la producción promedio de este activo sea de 917 mbd y la tasa promedio de declinación sea de 14.1% anual. Esto significa una reducción de 1,399 mbd respecto a la producción de 2006, (Fig. 4.45).

Parte de esta baja en la producción será compensada por un aumento en la producción en Chicontepec, proyecto donde se estima que la producción crezca a un ritmo de 32% anual. Sin embargo, en términos volumétricos, el aumento hacia el 2016 será de aproximadamente 360 mbd, en comparación con el volumen de producción obtenido en 2006, lo que significaría que el proyecto Chicontepec sería incapaz de compensar la caída en la producción de los proyectos de explotación y de Cantarell.

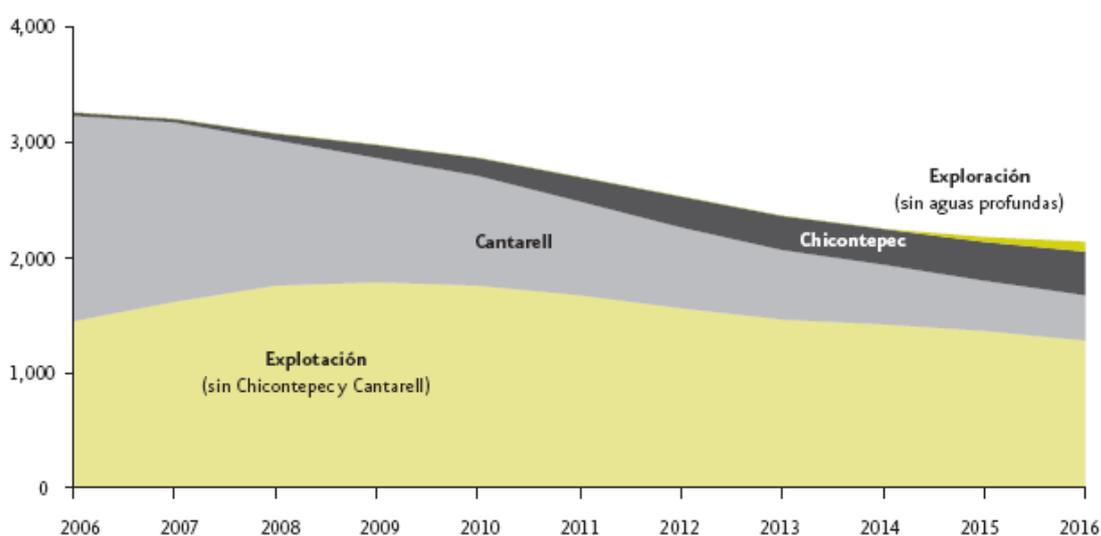


Fig. 4.45.-Producción de crudo por proyectos, escenario bajo, 2006-2016, SENER 2007.

4.9.3.- Comercio exterior, 2006-2016, escenario sobresaliente.

Se prevé que las exportaciones de crudo del país disminuyan como consecuencia del aumento en la demanda nacional de crudo, lo que ocasiona que para el último año del periodo 2016, el volumen promedio total de crudo destinado a exportación se reduzca en 364 mbd respecto a 2006 (Fig. 4.46).

La tendencia que presentan las exportaciones de acuerdo a la calidad del crudo es, como consecuencia, el inverso de la tendencia en el consumo nacional y los cambios en los volúmenes de producción de los distintos tipos de crudo en el país. En el caso del crudo

Reservas e importancia económica

pesado, la menor plataforma de producción y un aumento en el consumo nacional, derivarán en que éste reduzca el volumen de sus exportaciones. Recordemos que la calidad de aceite que produce el Complejo Cantarell es baja en un 99% y en un 100% para el Proyecto Ku-Maloob-Zaap.

En 2006, el volumen de crudo pesado para exportación representó 75% del total de dicho crudo disponible para su distribución y se espera que hacia el final del periodo esta proporción baje a 37%. En términos de volumen, este decremento significa una reducción de 929 mbd en las exportaciones de este crudo en comparación con el primer año del periodo de estudio. En cuanto a su proporción dentro del total de crudo exportado, ésta pasa de 84% en 2006 a 43% para el último año.

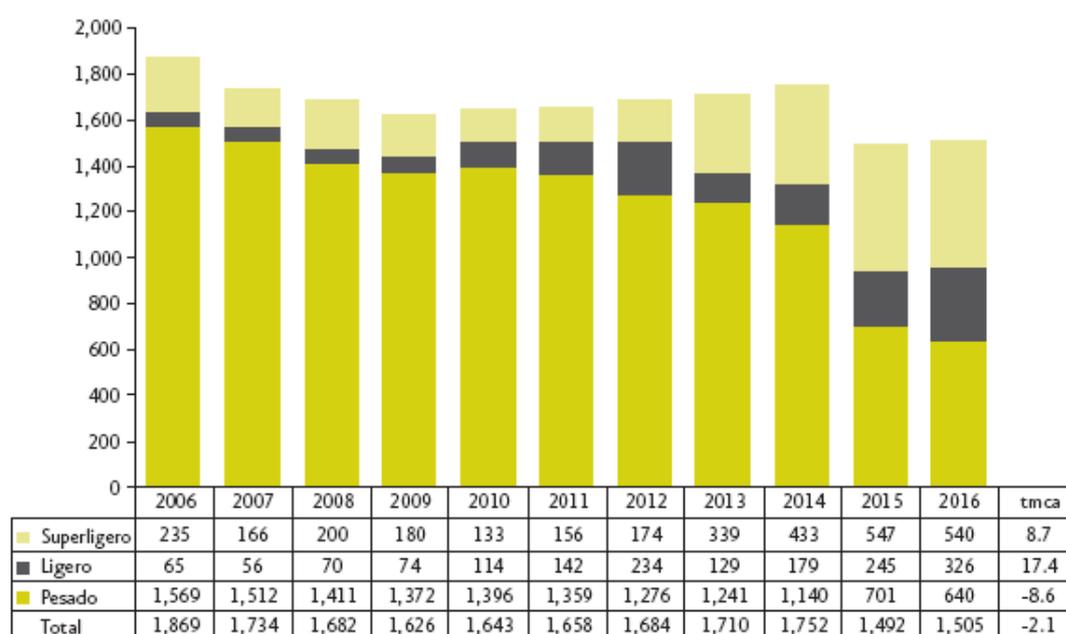


Fig. 4.46.-Exportación nacional por tipo de crudo, escenario sobresaliente, 2006-2016 (SENER 2007)

4.9.4.- Comercio exterior, 2006-2016 escenario de producción bajo.

Las exportaciones de crudo serán las que verán la mayor reducción de entre los distintos destinos que tiene la producción nacional, (Fig. 4.47). El incremento en la demanda nacional y las reducciones en la producción impactarán de manera considerable el volumen destinado a este fin.

Reservas e importancia económica

A lo largo del periodo prospectivo, la disminución esperada en este escenario sería de 85% en el volumen promedio respecto a 2006, lo que se traduce en que, hacia el final del periodo, las exportaciones se ubiquen en 289 mbd.

Con respecto a la calidad de crudo destinado al exterior, se prevé que el crudo pesado sea el que presente la mayor reducción, pasando de 1,569 mbd en 2006 a 267 mbd hacia el final del periodo de estudio. Aún así, este crudo aportará 92% del total de las exportaciones en 2016, manteniendo la mayor participación dentro de las exportaciones.

En este escenario se prevé que el crudo ligero dejará de exportarse a partir de 2009, situación que se asocia a la baja producción que se espera de esta calidad de crudo a lo largo del periodo y del aumento en la demanda nacional por este tipo de crudo.

Este escenario también contempla una reducción en el volumen de crudo superligero destinado a exportación.

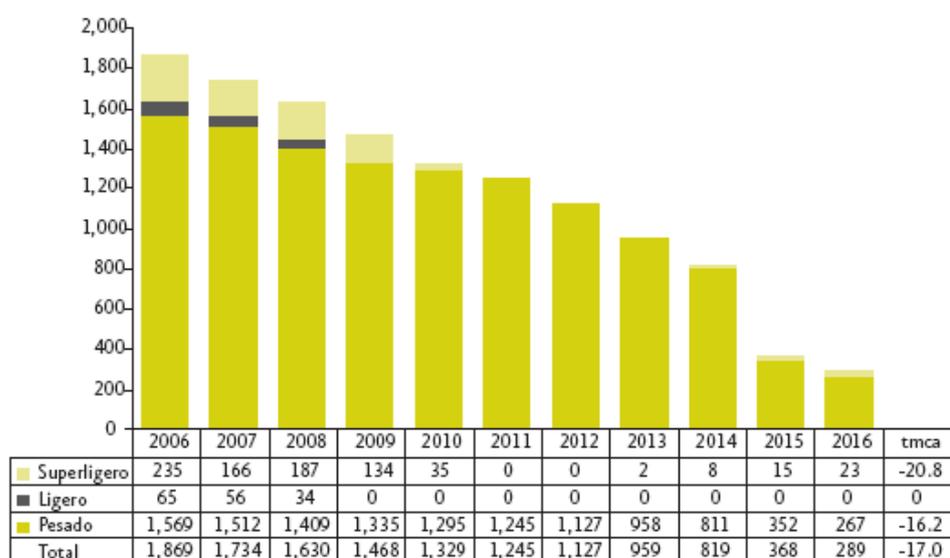


Fig. 4.47.- Exportaciones nacionales por tipo de crudo, escenario bajo, 2006-2016, (SENER 2007)

Conclusiones y recomendaciones.

Conclusiones

En este trabajo se expuso el marco geológico de la Sonda de Campeche así como su estratigrafía, sedimentología, paleogeografía y su geología económica desde el punto de vista petrolero, dejando clara la importancia económica que esta área presenta para el país; además se desarrollaron las características geológicas del Complejo Cantarell y la importancia económica que este guarda para nuestro país, por lo tanto podemos concluir de la siguiente manera:

1.- El marco geológico regional esta controlado por los elementos que constituyen el Golfo de México y elementos próximos del sureste mexicano, como son la plataforma de Yucatán, las Cuencas Cenozoicas del Sureste, y la Sierra de Chiapas; en las cuales se llevaron a cabo diferentes eventos sedimentológicos, estratigráficos y estructurales relacionados con la evolución del Golfo de México.

2.- Los depósitos sedimentarios que constituyen la columna sedimentaria de la Sonda de Campeche van desde el Mesozoico (Jurásico) al Cenozoico, son principalmente carbonatos y terrígenos; los primeros están presentes principalmente en el Mesozoico y los segundos en el Cenozoico. Mención aparte merecen las secuencias evaporíticas que constituye el depósito más antiguo en la Sonda de Campeche.

3.- Se reconocen tres eventos geológicos regionales, que involucran y explican el origen de las Cuencas Cenozoicas del Sureste; estos eventos son:

- Rifting Durante el Triásico y Jurásico Medio.
- Periodo tectónicamente pasivo durante el Jurásico Tardío al Cretácico Tardío.
- Compresión desde finales del Cretácico hasta el reciente.

4.- La fuente de suministros de las rocas del Mesozoico fue sin lugar a dudas la plataforma de Yucatán y la Sierra de Chiapas, la primera actuó como un enorme cratón sedimentario dando origen a la enorme columna de carbonatos presente en la Sonda de Campeche, la segunda como resultado de un elemento activo que plegó la Sierra de Chiapas y dio paso al aporte de sedimentos terrígenos presentes en la Sonda de Campeche.

Conclusiones y recomendaciones

5.- Los sedimentos del cenozoico tardío constituyen los depósitos más importantes del Cenozoico, su origen es de tres tipos:

- De origen Bentonítico. La fuente es producto de la gran cantidad de volcanes que existieron, como resultado de la Formación del Eje Neovolcanico y de todos los volcánicos Cenozoicos del país.
- De origen terrígeno. Constituido por arenas detríticas maduras bien clasificadas, cuya fuente de aporte es la Sierra de Chiapas.
- De origen Calcáreo, constituido principalmente por lodos carbonatados y cuya fuente de aporte es la península de Yucatán.

6.- En la Sonda de Campeche el Jurásico Superior se considera transgresivo, sin embargo en el Kimmeridgiano el mar se retira del continente ocasionando un cambio en el depósito, para que después en el Tithoniano el mar vuelva a invadir el continente. Los ambientes determinados para el Cretácico están relacionados con los procesos de sedimentación y los eventos tectónicos producidos por la Orogenia Laramide y el levantamiento de la Plataforma, este último teniendo una mayor manifestación en el Paleoceno.

7.- Las principales rocas generadoras de hidrocarburos en el área productora son del Tithoniano, aunque las rocas del Kimmeridgiano tienden a mejorar sus características de generación hacia la parte norte-occidental del área de estudio.

8.- En general se considera que la migración de los hidrocarburos ocurrió principalmente a lo largo de fallas, fracturas y de capas permeables, también contribuyo la flotabilidad de un flujo gaseoso de fase continua a través de poros y fracturas " húmedas" o impregnadas de fluidos, siendo predominantemente vertical el movimiento del aceite y/o gas cuando ocurre la migración hacia rocas de edad Cretácica, en el caso de las rocas de edad Jurásico Superior Tithoniano, la migración suele ser a través de fracturas y en dirección casi horizontal siguiendo un mismo nivel estratigráfico.

9.- En la secuencia sedimentaria del Mesozoico y Cenozoico existen rocas con capacidad apropiada para almacenar fluidos como son:

- I. Los cuerpos arenosos del Oxfordiano
- II. En el Kimmeridgiano (facies C y E), constituyen la franja de bancos oolíticos dolomitizados ubicada en la porción occidental de la Sonda de Campeche.

Conclusiones y recomendaciones

- III. En el Cretácico Superior se tienen las brechas calcáreas localizadas en la porción Nororiental.
- IV. Las calizas fracturadas del Cretácico Superior que observan en la porción occidental en la Sonda de Campeche.
- V. Las calcarenitas del Eoceno Medio (Formación Kumaza), localizadas en la porción nororiental de la sonda constituidos por flujos turbidíticos distales con excelente porosidad primaria y secundaria.
- VI. Por ultimo los cuerpos arenosos del Pleistoceno, Plioceno y Mioceno constituido por barras.

10.-Las rocas sello están representadas por los cuerpos arcillosos del Tithoniano y del Cretácico, aunque los mas importantes lo forman la gran columna Cenozoica que empaqueta cuerpos arenosos lenticulares, así como los carbonatos impermeables del Cretácico, Kimmeridgiano y Oxfordiano, que son generadoras e impermeables; además de las evaporitas y los cuerpos de sal que han intrusionado la columna Mesozoica y Cenozoica. Se tienen también las calizas criptocristalinas del Cretácico Superior que en condiciones naturales son prácticamente impermeables y su distribución cubre toda el área de estudio.

11.- Todos los yacimientos hasta ahora conocidos que constituyen trampas en el Mesozoico en la Sonda de Campeche, se comportan como trampas combinadas.

Por su origen, se pueden considerar como trampas estratigráficas, tanto las de la franja oolítica del Kimmeridgiano, como las de la barra arenosa del Oxfordiano, así como las brechas productoras del Cretácico Superior.

12.- La columna estratigráfica del Complejo Cantarell va desde el Jurásico Superior Oxfordiano al Plio-Pleistoceno. La columna sedimentaria total descansa sobre un basamento metamórfico inferido. Las diferentes litologías que presenta esta secuencia sedimentaria se deben a cambios en el régimen tectónico, y a transgresiones y regresiones asociados a los cambios del nivel del mar.

13.- En el Complejo Cantarell las formaciones productoras comprenden rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, Jurásico Superior Tithoniano, Cretácico Inferior, Cretácico Superior y Paleoceno Inferior.

14.- El Complejo Cantarell es el complejo petrolero más importante de nuestro país y uno de los más importantes del mundo. Generaba, hasta hace poco, alrededor de dos terceras

Conclusiones y recomendaciones

partes del petróleo que se produce en México. En este contexto, Cantarell ha sido y continúa siendo la fuente principal de contribución de crudo a la producción total nacional.

15.- Por años, las exportaciones de petróleo crudo han significado la principal fuente de recursos para el gobierno federal y las finanzas públicas, en los años por venir la caída en la producción de crudo asociado en gran medida a la declinación del Complejo Cantarell afectarán las exportaciones y por lo tanto a los ingresos.

Recomendaciones.

- A los estudiantes de Ingeniería Geológica y a los profesionistas de geociencias se les recomienda documentarse y ampliar su conocimiento sobre el origen y evolución de la Sonda de Campeche con el objetivo de conocer la geología de la región petrolera más importante del país.
- En el complejo Cantarell se estima un volumen significativo de reservas probables y posibles, por lo que el reto será convertirlas en probadas. No obstante, la intensa explotación sigue mermando las reservas petroleras probadas sin que haya perspectivas reales de reponer el mismo volumen mediante nuevas perforaciones.
- Es importante, sin duda, mirar hacia aguas profundas y desarrollar capacidades para explotarlas, pero es mucho más viable en la próxima década, y por lo tanto es más urgente, que PEMEX pruebe y explote reservas en tierra y en aguas someras, utilizando tecnologías que ya domina, además de que retome la exploración en Cuencas en Tierra donde no se ha realizado exploración a detalle desde hace décadas.
- Incrementar y desarrollar las capacidades tecnológicas en la exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas, tanto en recursos humanos como infraestructura.
- Es de suma importancia que la exploración se acelere con el objetivo de incorporar nuevas reservas y de esta manera se puedan poner en producción nuevos campos. De no ser así, es probable que la capacidad de México para exportar crudo sea disminuida en pocos años, situación que tendrá serias consecuencias para las finanzas públicas.

Bibliografía

- Angeles- Aquino, F., 1996, Estratigrafía del Jurásico Superior en la Sonda de Campeche, Mexico, Tesis de postgrado (IPN).
- Angeles-Aquino, F. y A. Cantu Chapa, 2001, "Subsurface Upper Jurassic Stratigraphy in the Campeche Shelf, Gulf of Mexico, en C. Bartolini, R.T. Buffler, y Abelardo Cantú Chapa (Eds), The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins, and Petroleum Systems. AAPG Memoir 75, pp.343-352.
- Angeles-Aquino, F.J., Bosquejo Geológico de la Sonda de Campeche, Ingeniería Petrolera, vol.XLIV, num 11.
- Angeles-Aquino, F.J., Monografía Petrolera de la zona Marina, Asociación Mexicana de Geólogos petroleros, A.C, Marzo 2006.
- Aquino López, J., 2003, El potencial petrolero de las calcarenitas del Paleógeno en la Sonda de Campeche, Tesis Postgrado UNAM.
- Aquino, J.,M-Ruiz., J., Garcia, J., Sihil Field: Another giant below Cantarell, offshore Campeche, Mexico, The leading Edge, Vol. 20, num 7. pp. 761-762.
- Blolower, T., C.K. Paull, y R.M Leckie, 1998, " The Cretaceous Tertiary boundary cocktail: Chicxulub impact triggers margin collapse and extensive sediments gravity flows", Geology, vol 26, pp 331-334
- Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A.C., 2001, Subsistemas Generadores de México, XLIX, nums. 1-2.
- Cantu- Chapa, A., 1977, "Las amonitas del pozo Chac-1, norte de Campeche (Golfo de México)" Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Vol. IX, num. 2.
- Cantú Chapa, A., 2001. "Mexico as the western margin of Pangea base on biogeographic evidence from the Permian to the Jurassic", en C. Bartolini, R.T, Buffler y A Cantú-Chapa (eds), The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins, and Petroleum Systems. AAPG Memoir 75, p. 1-27.
- Cantú-Chapa, A., y R. Landeros- Flores, 2001, " The Cretaceous-Paleoceno Boundary in the subsurface Campeche Shelf, southern Gulf of Mexico", en C. Bartolini, R.T. Buffler y A.

- Cantú Chapa (eds), The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins, and Petroleum Systems. AAPG Memoir 75, pp.389-395.
- Chernikoff, A., García-Hernández, J., Schatzinger, R., 2006, Mesozoic extensional tectonics: its impact on oil accumulations in Campeche Sounds, Gulf of Mexico, The Leading Edge, vol.25, num 10, pp.1124-1234.
- García-Hernández, J., Chernikoff, A., González-Castillo, M., 2005, Structural style of the gulf of Mexico's Cantarell Complex, The Leading Edge, vol. 24; num. 2; pp. 136-138
- Grajales-Nishimura, J.M.,E. Cecilio- Pedro, C. Rosales-Dominguez, D.J. Morán-Zenteno, W. Álvarez, P. Coléis, J. Ruiz-Morales, J. García-Hernández, P. Padilla-Ávila y A. Sánchez-Ríos, 2000, "Chicxulub impact: the origin of Reservoir and Seal Facies in the Southeastern Mexico Fields", Geology, vol.28,pp.307-310.
- Guzman Vega, M.A., Mello M. R.,1999, Origin of oil in the Sureste Basin, Mexico, AAPG Bulletin, vol. 83, num 7, pp.1068-1095.
- Informe de Play Cretácico Superior, 2006. Coordinación de Plays Establecidos. Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Suroeste).
- Informe de Play Jurásico Superior Kimmeridgiano, 2006, Coordinación de Plays Establecidos. Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Suroeste.
- Informe de Play Jurásico Superior Oxfordiano, 2006, Coordinación de Plays Establecidos. Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Suroeste.
- Informe final del Play Brecha KS, 2006, Coordinación de Plays Establecidos. Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Suroeste.
- Las reservas de Hidrocarburos en México, Pemex Exploración y Producción, 1999.
- Machorro- Jiménez, M., *et al.* 2006, Nuevo Modelo sedimentario del Jurásico Superior Kimmeridgiano en la región de Sihil- Chac-Ixtoc.
- Meléndez-Arguello, L., García-Hernández, J., Balcazar, R.,2007, La Sal del Calloviano como factor determinante de la evolución de la estructura y distribución de facies prospectivas en el Área Central del Activo Integral Cantarell, Ingeniería Petrolera, Vol. XLVII, num 1.
- Meneses de Gyves, J., 1980, "Geología de la Sonda de Campeche", Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol.32, pp.1-26.

Mitra, S., Correa-Figueroa, G., Hernández- García, J., Murillo-Alvarado, A., 2005, Three-dimensional structural model of the Cantarell and Sihil structures, Campeche Bay, Mexico.

Murillo-Muñeton, G., J. M Grajales-Nishimura, E Cedillo- Pardo, S. García-Hernández, 2002. Stratigraphic Architecture and Sedimentology of the Main Oil- producing Stratigraphic Interval of the Cantarell Oil Field: The k/T boundary Sedimentary Sucesión. Society of Petroleum Engineers.

Padilla y Sánchez, R.J., 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 LIX, num1, 2007, pp.19-42.

PEMEX Y Pindell, J., 2002, Origen, evolución e importancia económica Petrolera del Sureste de México (Cuenca de Macuspana), informe técnico interno.

Peñaloza-Romero, R., 2003, Geometría del fracturamiento y procesos diagenéticos que condicionan las propiedades petrofísicas de la brecha calcárea en el campo Cantarell, Tesis Postgrado, UNAM.

Trejo-Vázquez, 2007, Presentación de los campos de la Región Marina, inédito.

REFERENCIAS ELECTRONICAS.

Academia de Ingeniería, “ Cantarell su historia y Situación Actual”

www.ai.org.mx/archivos/taller_opcene/GUSTAVOHERNANDEZ.pdf

PEMEX 2007, “Las reservas de hidrocarburos de México” Evaluación al 1 de enero de 2007”.

http://www.pemex.com/files/content/Reservas_hidrocarburos_2007_full.pdf

PEMEX 2007, “Indicadores Petroleros Diciembre 2007”

<http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=2&catid=160&contentID=181>

PEMEX 2008 “Indicadores Petroleros Enero, 2008”

<http://www.pemex.com/files/dcpe/petro/indicador.pdf>

SENER, 2008, “ Prospectiva de Petróleo Crudo 2007 - 2016”

http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pub/Prospectiva%20Petroleo%20Crudo%20Finas.pdf

SENER, 2008, “ Prospectiva de Petrolíferos 2007 - 2016

http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pub/Prospectiva%20Petroleo%20Crudo%20Finas.pdf

Sistema de Información Energética, 2007

<http://sie.energia.gob.mx/sie/bdiController?action=login>

Artículos de Periodico.

David Shields, 6 de Diciembre del 2005, “ Cantarell el Colapso” Diario Reforma, Secc Negocios.

David Shields, 20 de Diciembre del 2005, “ Mas sobre Cantarell” Diario Reforma, Secc Negocios.

David Shields, 01 de Agosto del 2006, “Cantarell en Picada” ” Diario Reforma, Secc Negocios.

Rodríguez Israel, Ante la declinación de Cantarell, el reto para Pemex es desarrollar Chicontepec, Periodico La Jornada, Viernes 21 de abril de 2006.

Rodríguez Israel, Cayó 25% en un año la producción de Cantarell; supera lo proyectado, Periodico La Jornada, martes 30 de enero de 2007.

Rodríguez Israel, Inicia antes de lo previsto declive de la producción en Cantarell Domingo 29 de mayo de 2005, Periodico La Jornada, domingo 29 de mayo de 2005.