



01179

1

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

...izo a la Dirección General de Bibliotecas
UNAM a difundir en formato electrónico e impr
contenido de mi trabajo recepci

NOMBRE: José Alberto

Aguiño López

C.A.: CC-Mex-02

P.A. H. Jiménez

**“EL POTENCIAL PETROLERO DE LAS
CALCARENTAS DEL PALEOGENO EN LA
SONDA DE CAMPECHE”**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA**

(EXPLORACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DEL SUBSUELO)

P R E S E N T A

JOSÉ ALBERTO AQUINO LÓPEZ

TUTOR: DR. MARIO RUIZ CASTELLANOS

TUTOR EXT: M. en I. JOSÉ RUIZ MORALES



CIUDAD UNIVERSITARIA

FEBRERO DEL 2003

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

**TESIS
CON
FALLA DE
ORIGEN**

PAGINACIÓN DISCONTINUA



DEDICATORIA.

A mis padres Francisco (†) y Eduviges, quienes en preparación al futuro, cultivaron en mí la perseverancia, el respeto, el amor, el estudio y el trabajo como base fundamental para alcanzar las metas de cualquier objetivo propuesto.

A mi esposa Berta Idolina por su amor y cariño incondicional, a mis hijas Talía Selene y Yudith Elena por su comprensión para el logro de este proyecto.

A mis hermanos por su solidaridad.

Los ideales son como las estrellas: nunca los podemos tocar con las manos, pero al igual que los marineros en alta mar, los tenemos como nuestra guía y, siguiéndolos, llegamos a nuestro destino.

Carl Schurz



"El futuro pertenece a quienes creen en la belleza de sus sueños"

Eleanor Roosevelt



AGRADECIMIENTOS

A PEMEX, Exploración y Producción, pilar fundamental en el desarrollo de México, que a través de sus estrategias permite el desarrollo profesional.

A todos los funcionarios de PEP que han permitido el desarrollo de las Geociencias, en especial al Ing. Rafael Sánchez Montes de Oca quien me impulso a tomar este posgrado.

Al Dr. Mario Ruiz Castellanos por su sugerencia a concluir este proyecto, así como agradecer su tiempo a la revisión del presente trabajo.

A mi director de tesis el M. I. José Ruiz Morales, por su dedicación, ideas y esmero para concluir este proyecto.

Del mismo modo al M. I. Rubén Darío Gómez Rodríguez, por su colaboración, comentarios y sugerencia durante el desarrollo del presente documento.

Al M. En C. Juan Brandi Purata, por su interés en los temas y sus comentarios durante la revisión de esta tesis.

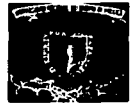
Al Dr. Esteban Cedillo Pardo por su atención en la revisión de este proyecto y por sus acertadas sugerencias.

Al Dr. Eduardo J. Aguayo Camargo por sus valiosas ideas y acertadas sugerencias al presente trabajo.

A todos mis compañeros y amigos que laboran en PEP; IMP por haber contribuido de alguna o otra manera en la realización de este documento, gracias.

"El conocimiento fructifica con las ideas y el estudio, la constancia y actitud, al logro de las metas".

Alberto Aquino L.



ÍNDICE

RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	2

CAPITULO I

1.1. Localización y antecedentes	4
1.2. Objetivos	5
1.3. Justificación	6
1.4. Metodología	6
1.5. Trabajos previos	10
1.5.1. Observaciones a los trabajos previos	12

CAPITULO II

2.1. Marco estratigráfico	13
2.1.1. Estratigrafía regional	13
2.1.2. Mesozoico	14
2.1.2.1. Jurásico	14
2.1.2.2. Cretácico	14
2.2. Cenozoico	14
2.2.1. Paleoceno	14
2.2.2. Eoceno	15
2.2.3. Oligoceno	15
2.2.4. Mioceno	15
2.2.5. Plioceno – Pleistoceno	15



2.3.	Análisis de las principales características geológicas, paleontológicas y geofísicas del paleógeno en la Sonda Marina de Campeche	16
2.3.1.	Características petrológicas y petrográficas	16
2.3.2.	Características paleontológicas	17
2.3.3.	Características generales de los ambientes sedimentarios que han modelado a la Sonda de Campeche	19
2.3.4.	Modelos paleogeográficos y paleoambientales que prevalecieron durante el paleógeno en la Sonda de Campeche y en el borde occidental de la península de Yucatán	20
2.3.4.1.	Características de las plataformas carbonatadas bordeadas como ejemplo de las condiciones imperantes en la región durante el Paleógeno	21
2.3.5.	Particularidades del carácter sísmico del Paleógeno	21
2.4.	Interpretación estratigráfica	23

CAPITULO III

3.1.	Marco tectónico estructural en la región	27
3.1.1.	Tipos de trampas según su carácter sísmico en la Sonda de Campeche	29

CAPITULO IV

4.1.	Características principales y clasificación del tipo de cuenca a la que podría pertenecer la Sonda de Campeche	31
------	--	----



CAPITULO V

5.1.	Cuencas análogas y su importancia económico- petrolera	33
5.1.1.	La calcarenita de Gravina – Italia	33
5.1.2.	Cuenca Chiapas, Tabasco (Formación Soyaló – Chiapas)	34
5.1.3.	Campo Agave – Estado de Tabasco	36
5.1.4.	Campo Poza Rica – Estado de Veracruz	37
5.1.5.	Campo Perdiz - Estado de Veracruz	39
5.1.6.	Campo Cantarell (niveles Cretácico Superior y Eoceno)	40
5.1.7.	Campo Ku - Zaap - Maloob (Nivel Eoceno)	42

CAPITULO VI

6.1.	Evaluación de recursos potenciales de la Sonda de Campeche	46
6.1.1.	Características petrofísicas	46
6.1.2.	Reservas evaluadas en las Calcarenitas del Campo Cantarell para el intervalo Paleoceno – Eoceno	51
6.1.3.	Potencial petrolero de las Calcarenitas del Paleógeno en la Sonda de Campeche y regiones cercanas	52

CAPITULO VII

7.1.	Conclusiones y recomendaciones	56
------	--------------------------------------	----

BIBLIOGRAFÍA	57
---------------------------	----



ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

Fig. 1.	Plano de localización	4
Fig. 2.	Campos con presencia de calcarenitas durante el Eoceno Medio	5
Fig. 3.	Clasificación de las Calcarenitas (Grabau, 1903)	6
Fig. 4.	Clasificación de las rocas carbonatadas (según Dunham, modificada por Embry and Klován, 1972)	7
Fig. 5.	Facies depositacionales de las rocas carbonatadas (Wilson, 1975)	7
Fig. 6.	Modelos de plataformas carbonatadas (Read, 1985)	8
Fig. 7.	Modelos de abanicos submarinos, (Einsele, 1996)	8
Fig. 8.	Clasificación de las cuencas petroleras (Klemme, 1975)	9
Fig. 9.	Columna Estratigráfica de la Sonda de Campeche	13
Fig. 10.	Litologías típicas del Eoceno Medio en la Sonda de Campeche	16
Fig. 11a.	Fauna bentónica tipo del Eoceno en la Sonda de Campeche	18
Fig. 11b.	Fauna planctónica tipo del Eoceno en la Sonda de Campeche	18
Fig. 12.	Clasificación de abanicos submarinos (Meckel, 1988), comparados con registros del Campo Cantarell	22
Fig. 13.	Expresión sísmica de las Calcarenitas del Campo Cantarell	23
Fig. 14.	Sección estratigráfica que muestra la distribución de la Calcarenita -1 en el Campo Cantarell	25
Fig. 15.	Sección estratigráfica que muestra la distribución de la Calcarenita -2 en el Campo Cantarell	25
Fig. 16.	Sección estratigráfica que muestra la distribución de las Calcarenitas 1 y 2, en el Campo Cantarell	26
Fig. 17.	Marco tectónico Regional para el Paleógeno	29
Fig. 18.	Tipo de trampas asociadas a los depósitos paleógenos en la Sonda de Campeche	30
Fig. 19.	Modelo de depósito de la calcarenita Gravina, Pomar y Tropeano 2001	34



Fig. 20.	Modelo de depósito de la Formación Soyaló	35
Fig. 21.	Características petrográficas y petrofísicas de las calcarenitas del Eoceno en el pozo Agave-55	37
Fig. 22.	Modelo de depósito y características petrofísicas de las brechas cretácicas del Campo Poza Rica	38
Fig. 23.	Características petrográficas y petrofísicas de las calcarenitas del Eoceno Medio en el pozo Perdiz-1	39
Fig. 24.	Complejo Cantarell, mostrando los bloques de los campos Chac, Nohoch, Akal y Kutz	40
Fig. 25.	Características petrográficas y petrofísicas de las brechas calcáreas productoras en el Campo Cantarell	41
Fig. 26.	Características petrográficas y petrofísicas de las Calcarenitas del Eoceno Medio en el pozo Cantarell-3068	42
Fig. 27.	Plano de localización mostrando los campos Ku- Maloob - Zaap.....	43
Fig. 28.	Características petrográficas y petrofísicas de las Calcarenitas del Eoceno Medio (cuerpos A y B), identificadas en el pozo Zaap-1001	44
Fig. 29.	Programa de perforación de pozos de desarrollo para las brechas del Cretácico Superior en los campos Ku-Maloob-Zaap	45
Fig. 30.	Distribución de porosidad del cuerpo de la Calcarenita-1 del Eoceno Medio, en el Campo Cantarell	47
Fig. 31.	Plano de distribución de la saturación de agua de la Calcarenita-1 del Campo Cantarell	48
Fig. 32.	Mapa de distribución de saturación de agua de la Calcarenita-2 del Campo Cantarell	49
Fig. 33.	Plano de espesores netos porosos de la Calcarenita-2 del Campo Cantarell	50
Fig. 34.	Plano que muestra las áreas de las reservas 1P, 2P y 3P del Eoceno Inferior – Paleoceno	51



Fig. 35.	Relación neto/bruto de la calcarenita en los pozos productores de la Región Marina Noreste	52
Fig. 36.	Gráfica que muestra la distribución probabilística de los espesores netos porosos de las Calcarenitas de los pozos productores de la Región Marina Noreste	52
Fig. 37.	Gráfica que muestra la distribución probabilística de los porcentajes de porosidad de las Calcarenitas de los pozos productores de la Región Marina Noreste	53
Fig. 38.	Gráfica que muestra la distribución probabilística de la saturación de hidrocarburos de las Calcarenitas de los pozos productores de la Región Marina Noreste	53
Fig. 39.	Gráfica que muestra la distribución probabilística de la recuperación final estimada de hidrocarburos en las Calcarenitas de los pozos productores de la Región Marina Noreste	54
Fig. 40.	Plano paleogeográfico del Cretácico Superior	55
Fig. 41.	Plano de distribución de litofacies hipotético de las brechas y calcarenitas del Paleógeno	55

ANEXOS

ANEXO 1	61
ANEXO 2	62
ANEXO 3	63
ANEXO 4	64
ANEXO 5	65
ANEXO 6	66



RESUMEN

Ubicado en la plataforma continental del sur del Golfo de México y dentro del proyecto denominado por Pemex Exploración y Producción "Proyecto Campeche Oriente" de la Región Marina Noreste, el estudio del Potencial Petrolero de las Calcarenitas del Paleógeno en la Sonda de Campeche, extrapola información geológica, geofísica, y datos de producción de campos análogos de otras provincias geológicas, e integra la información técnica más relevante relacionada con el tema elaborada en la Región Marina Noreste, enmarcándola en un contexto petrolero de acuerdo al tipo de cuencas petroleras y a sus respectivos ambientes tectónico – sedimentarios, con el objeto de definir áreas potenciales de contener hidrocarburos y establecer un plan estratégico para su exploración y desarrollo que conlleve a la restitución de las reservas de hidrocarburos en la Región Marina Noreste.

Los resultados del análisis de la información geológica, geofísica, geoquímica, petrofísica y de producción, obtenidos en este trabajo, nos permiten concluir que: a) las Calcarenitas del Paleoceno – Eoceno, constituyen uno de los plays petroleros más importantes para su exploración en la Región Marina Noreste; b) evaluaciones preliminares de reservas realizadas recientemente en el Campo Ku – Maloob – Zaa, muestran que el mayor potencial de hidrocarburos se encuentra en el bloque Ku, estimándose un volumen de aceite recuperable de 68.5 MMBPCE; c) por sus características geológicas las Calcarenitas presentan una distribución regional lo que las hace más atractivas para la exploración petrolera y d) de acuerdo al modelo de depósito interpretado para estas rocas, se considera que las áreas potenciales más importantes de contener hidrocarburos, están relacionadas al paleoborde de la plataforma de Yucatán, en las facies de talud y cuenca.

De acuerdo a lo anterior se recomienda continuar con más estudios geológicos detallados que nos permitan establecer el modelo sedimentario en forma regional y con nueva adquisición sísmica tener un mejor control de las principales facies almacenadoras, así como de los diferentes tipos de trampas para de esta manera, definir áreas potenciales de prospección futura y evaluar sus recursos potenciales.



INTRODUCCION

Conforme a los objetivos que se vienen estableciendo dentro del Activo de Exploración, de la Región Marina Noreste, Pemex, Exploración y Producción, se ha implementando el estudio integral de tesis "EL POTENCIAL PETROLERO DE LAS CALCARENITAS DEL PALEOGENO EN LA SONDA DE CAMPECHE" tomando en cuenta la tectónica sedimentaria y sus posibles sistemas petroleros que han sido productores para el Paleógeno en toda la región.

En este informe se condensa la información técnica más relevante, elaborada en la región a lo largo de todos estos años de exploración y explotación, al mismo tiempo en la metodología empleada se está retomando la utilización de las clasificaciones utilizadas en el ámbito geocientífico internacional en lo referente a los tipos de cuencas petroleras, facies y ambientes de depósito, así como las clasificaciones petrográficas.

Hasta donde las condiciones lo permitieron, se analizaron las características paleontológicas, petrológicas, petrográficas, petrofísicas y de reservas probadas, probables y posibles de los cuerpos calcareníticos del Paleógeno en los pozos que se han estudiado, con lo que se pudo definir que la principal acumulación de hidrocarburos dentro de los cuerpos calcareníticos del Paleógeno se ubica en el frente de la gran cabalgadura del Pilar de Akal, controlada por los procesos tectónico - estructurales que afectaron el área.

Por otra parte, se integraron los estudios elaborados en Pemex Exploración y Producción, RMNE, los cuales incluyen la caracterización de los dos principales cuerpos de depósitos calcareníticos identificados para el Paleoceno - Eoceno, junto con su determinación de ambientes de depósito y de facies, tres secciones estratigráficas, un modelo paleogeográfico hipotético, además que se clasificó tentativamente a la Sonda de Campeche como una Cuenca Tipo 4, según la clasificación de Klemme, 1975, para las cuencas petroleras del mundo.

Hasta el momento en lo que corresponde al Paleoceno - Eoceno, los cuerpos calcareníticos cuantificados del Campo Cantarell contienen una reserva probada de 132 MMBPCE, una reserva probable de 119 MMBPCE y una reserva posible de 150 MMBPCE, que suman una reserva total de 401 MMBPCE. Lo anterior deja abierta la posibilidad de incrementar estas reservas con el estudio y evaluación de toda la columna del Paleógeno tanto del Campo Cantarell como de los otros campos en la región.

Finalmente se elaboró una bibliografía bastante extensa para cualquier consulta adicional.



El Potencial Petrolero de las Calcarenitas del Paleógeno en la Sonda de Campeche

Por todo lo mencionado anteriormente, se puede concluir que el Paleógeno de la Sonda de Campeche representa para Pemex un área exploratoria con buenas posibilidades de encontrar nuevos yacimientos de hidrocarburos, por lo que una mejor comprensión de los procesos que intervinieron en su conformación a través de una mejor sísmica y de la perforación de nuevos pozos exploratorios, serían de gran utilidad para las futuras inversiones dentro de la empresa.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



EL POTENCIAL PETROLERO DE LAS CALCARENITAS DEL PALEÓGENO EN LA SONDA DE CAMPECHE

1.1. LOCALIZACIÓN Y ANTECEDENTES

El área de estudio se ubica en la Sonda de Campeche, en lo que Pemex, Exploración y Producción ha denominado como "Proyecto Campeche Oriente", el cual cubre un área aproximada de 9000 Km², en el costado occidental del elemento tectónico - estratigráfico de la Provincia Geológica de Yucatán, entre las isobatas 10 y 500 m, al NW de Ciudad del Carmen, Campeche (Fig. 1). Su estudio se enmarca dentro de los proyectos terciarios, con posibilidades de encontrar aceite, gas y condensado.

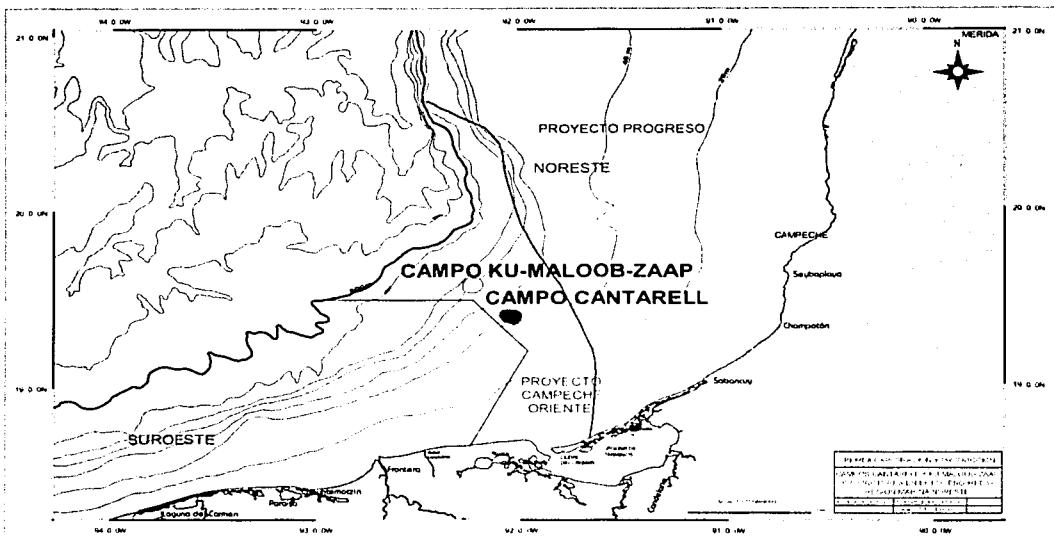


Figura 1.- Plano de localización.

Actualmente se tienen establecidas dos zonas productoras en los horizontes calcareníticos del Paleoceno – Eoceno; el primero es el Campo Cantarell que se localiza a 85 km al Norte - Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche (Ver Fig.1), con tirantes de agua que varían de 40 – 60 m, cubriendo un área aproximada de 148 Km². El segundo es el conjunto de campos Ku – Zaap – Maloob, que se localizan a 108 km al Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche (Ver Fig. 1), con tirantes de agua que varían entre 50 y 100 m cubriendo un área aproximada de 100 Km².



1.2. OBJETIVOS

Los objetivos que se han considerado para el desarrollo de este trabajo consisten en:

- Integrar y analizar la información técnica de geología, geofísica y de producción de campos análogos, con la información de las Calcarentitas del Paleoceno – Eoceno elaborada en la Región Marina Noreste.
- Definir áreas potenciales de contener hidrocarburos, evaluar los recursos potenciales, e identificar áreas que son susceptibles de incorporar reservas de hidrocarburos, que nos permitan restituir las reservas de los mismos en la Región Marina Noreste.

Todo lo anterior apoyado en los yacimientos de aceite y condensado encontrados en depósitos de cuerpos litológicos de calcarenitas, conglomerados y brechas, en los campos Cantarell y Ku – Zaap – Maloob en la Sonda de Campeche, Campo Agave de la Región Sur, en el estado de Tabasco y el Campo Perdiz de la Región Norte, en el estado de Veracruz (Ver Fig. 2).

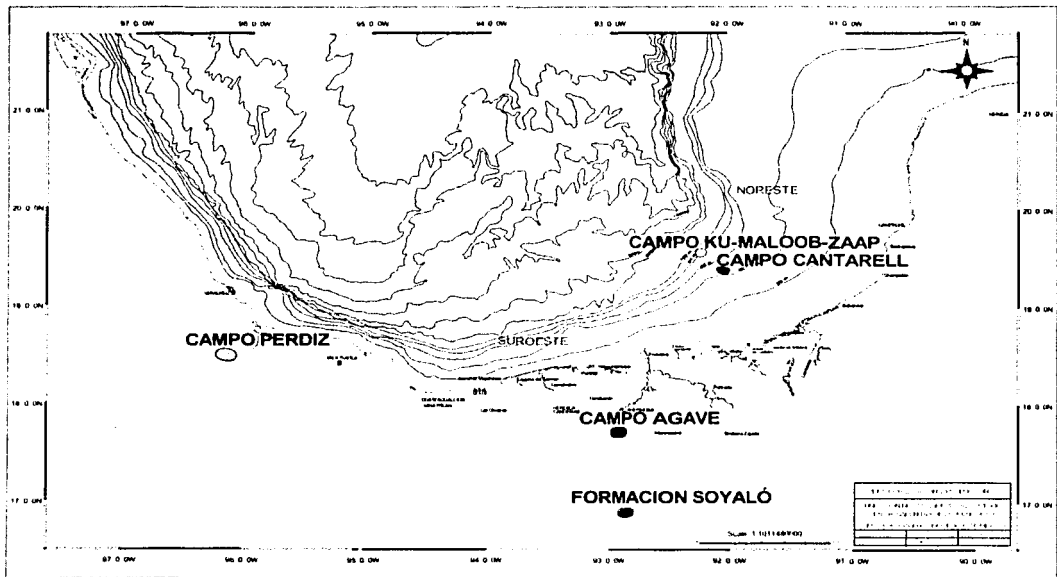


Figura 2.- Campos con presencia de calcarenitas durante el Eoceno Medio.



1.3. JUSTIFICACIÓN

En este trabajo se analizan y establecen las siguientes características principales: ubicación, ambientes sedimentarios, rasgos sísmicos, marco tectónico – estratigráfico, marco tectónico – estructural, posibles sistemas petroleros, análisis de reservas y sus cuencas análogas; además, en este estudio se condensa la información técnica elaborada sobre el tema en el área a lo largo de todos estos años de exploración. Abriendo nuevas fronteras exploratorias potenciales que incrementen las reservas de hidrocarburos, actividad determinante en el desarrollo económico y social de Pemex y del país.

1.4. METODOLOGÍA

Para la elaboración de este trabajo se desarrolló la siguiente metodología:

- Compilación, integración y análisis de la información existente sobre geología regional, sísmica, registros eléctricos, petrología, petrofísica, sedimentología, paleontología, estratigrafía, ingeniería petrolera e identificación y cuantificación de los cuerpos calcareníticos estudiados.
- Revisión y selección para fotografiar la microfauna más representativa de los horizontes Eoceno - Paleoceno en la región.
- Determinación de las características mineralógicas y texturales del intervalo Paleoceno - Eoceno seleccionado para el estudio, con base en la clasificación petrográfica para las areniscas de Grabau de 1903 (Fig. 3), y en la clasificación de las rocas carbonatadas de la modificada por Embry and Klován de 1972 (Fig. 4).

TIPO	TAMAÑO
Ruditas	mayores a 2 mm
Arenitas (Origen silíceo) CALCARENITAS (Origen calcáreo)	2 – 0.062 mm
Argilitas	menores a 0.062 mm

Clasificación de las Rocas sedimentarias, Grabau, 1903

Figura 3.- Clasificación petrográfica de Grabau, 1903



- d. Con base en la clasificación de ambientes sedimentarios para las rocas carbonatadas elaborada por Wilson en 1975 (Fig. 5), se determinaron los ambientes de depósito presentes en el área de estudio.

Original components not organically bound during deposition				Original components organically bound during deposition				
Of the allochems, less than 10% > 2mm diameter			Of the allochems more than 10% > 2 mm		boundstone			
Contains carbonate mud (particles less than 0.03 mm diameter)		mud'adsent		Matrix supported	Grain supported	Organisms acted as baffles	Organisms encrusting and binding	Organisms building a rigid framework
mud-supported		grain supported						
Less than 10% grains	More than 10% grains							
mudstone	wackestone	packstone	grainstone	Floatstone	rudstone	bafflestone	bindstone	framestone

Figura 4.- Clasificación de las rocas carbonatadas (según Dunham, modificada por Embry and Klovan, 1972).

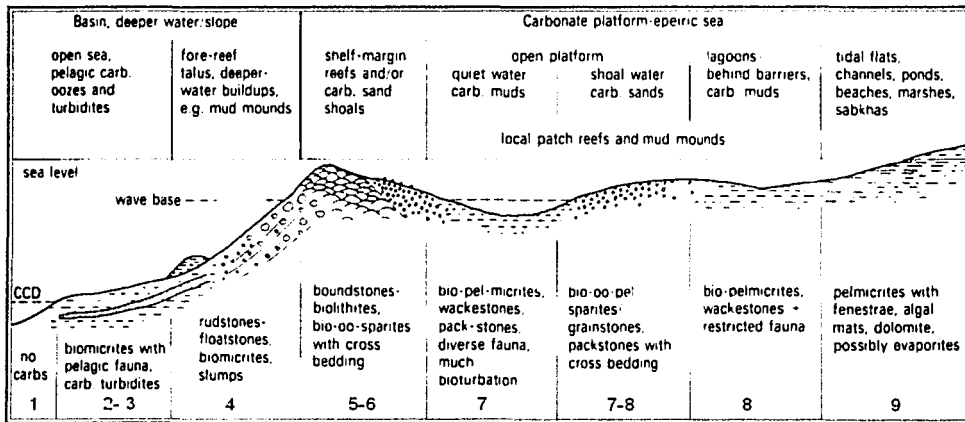


Figura 5.- Facies depositacionales de las rocas carbonatadas (Wilson, 1975).

- e. Con base en los "Modelos de Plataformas Carbonatadas", elaborado por Read en 1985 (Fig. 6) y de Einsele, G, 1996 (Fig. 7), se construyó el modelo hipotético de plataforma - talud - cuenca que predominó durante el Paleógeno en toda la región.



- f. Con base en los "Tipos de Cuencas Petroleras" establecido por Klemme en 1975 (Fig. 8), se elaboró la clasificación tentativa del tipo de cuenca que predominó durante el Paleógeno en la Sonda de Campeche, y se establecieron sus principales características de producción.

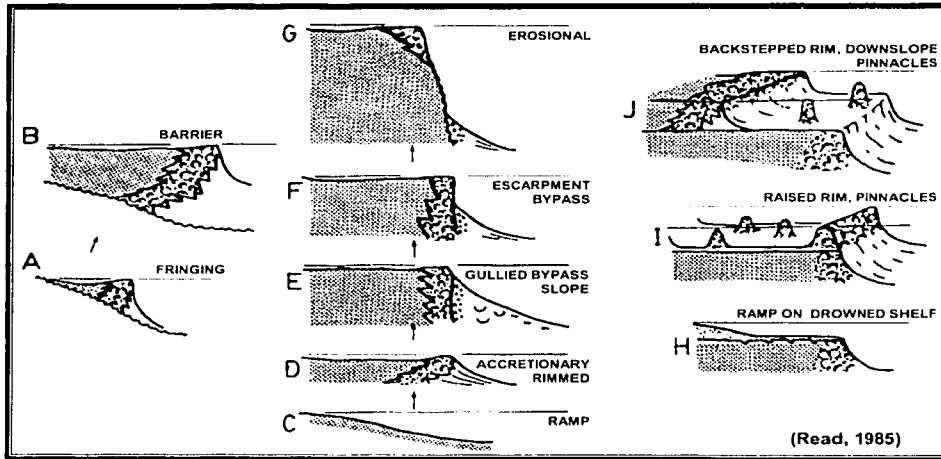


Figura 6.- Modelos de Plataformas Carbonatadas por Read, 1985.

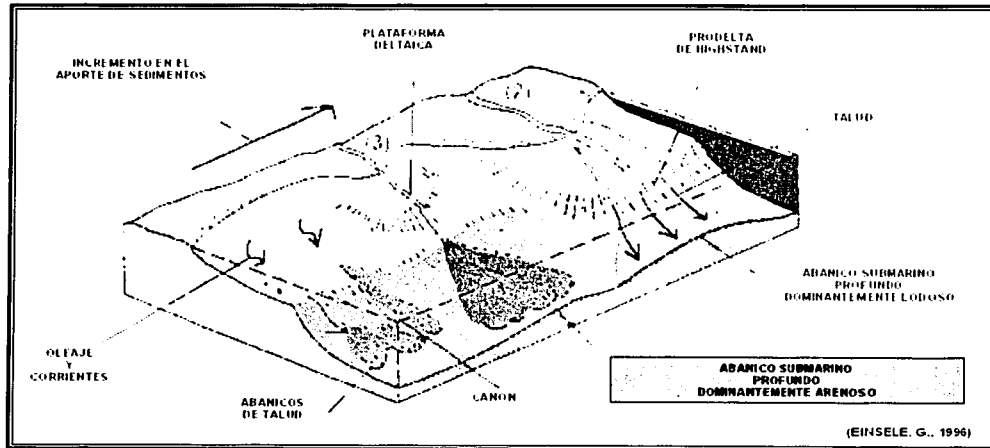


Figura 7.- Modelos de Abanicos Submarinos de Einsele, 1996.

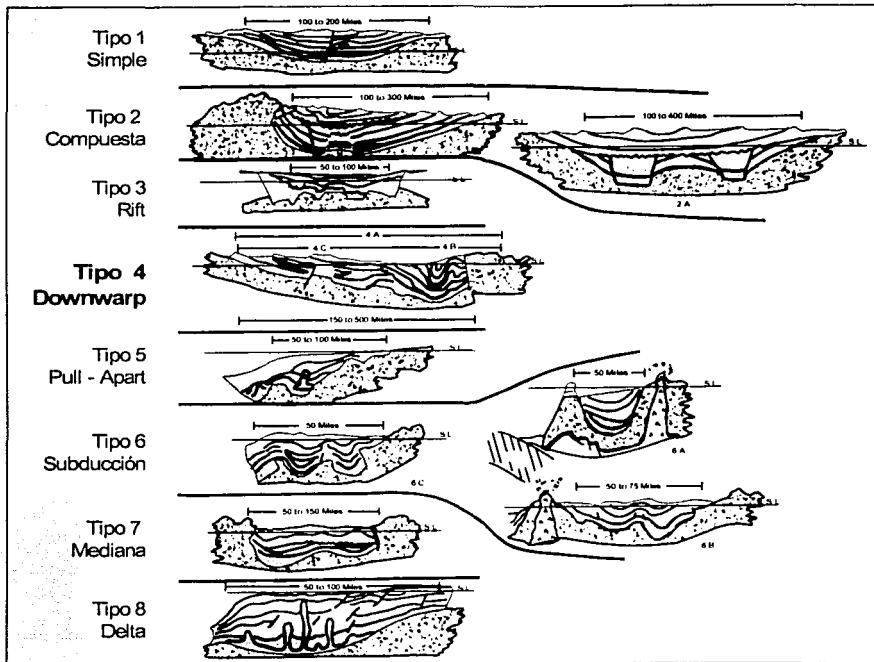


Figura 8.- Clasificación de cuencas petroleras por Klemme, 1975.

- g. Con base en los parámetros volumétricos obtenidos de los campos productores Cantarell y Ku - Maloob - Zaap dentro del intervalo calcarenítico, Paleoceno - Eoceno, se calcularon las gráficas de densidad probabilística P10, P90 y P-Media de la relación espesor neto / bruto (Ver Fig.32), espesor neto (Ver Fig. 33), porosidad (Ver Fig. 34), saturación de hidrocarburos (Ver Fig. 35) y recuperación final estimada de las reservas (Ver Fig. 36).
- h. Elaboración del informe final.



1.5. TRABAJOS PREVIOS

Inicialmente durante la perforación de los pozos exploratorios y de desarrollo en los campos Cantarell, Ku y Zaap se observaron flujos de gas, manchas de aceite, pérdidas parciales y totales de fluidos de perforación en los intervalos correspondientes a las Calcarenitas de edad Paleoceno - Eoceno, lo que abrió la ventana a su futura exploración y desarrollo.

- a. En 1980, en los pozos Cantarell 19 y 71, se probó el intervalo Paleoceno - Eoceno, resultando exitoso, con producciones de aceite de 17,913 b/d y 9,608 b/d respectivamente. En la actualidad ambos pozos se encuentran cerrados por invasión de gas.
- b. En 1981, en el pozo Cantarell-39, se probó el intervalo Paleoceno - Eoceno, resultando productor con 27,818 b/d de aceite. En la actualidad este pozo se encuentra cerrado debido a invasión de gas.
- c. En 1986, durante la perforación del pozo Ku-10, se probó el intervalo Eoceno Medio, resultando productor con una producción inicial de aceite de 1010 b/d, teniendo en la actualidad una producción acumulada de hidrocarburos de 4.0 MMB.
- d. En 1990, en el Estudio de Campos con Reserva Probada no Desarrollada (Documento Justificativo) de la Gerencia Regional de Exploración, Región Marina; Pemex, Exploración y Producción, se elaboró el informe del Campo Ku (Brecha - calcarenita del Eoceno), en donde se determinó una reserva probada no desarrollada de 15.75 MMBPCE para este horizonte con una producción máxima esperada de 3000 barriles por día de aceite y 1 millón de pies cúbicos de gas, estando considerado para durar 15 años.
- e. Pozo Ku - 1, perforado en 1979, terminó como productor de aceite y gas por prueba de producción en las Calcarenitas del Eoceno Medio, se clasificó como potencialmente productor en el intervalo 2424 - 2475 m.
- f. El Pozo Ku - 10, perforado en 1986, cortó un espesor de 284 m de esta litología, pero solamente el intervalo de 2503-2531 m, fue el único que terminó como productor en este horizonte, con lo que se confirmó la acumulación comercial de hidrocarburos.
- g. El pozo Ku - 26, perforado en 1985, cortó un espesor de 121 m de calcarenitas en el intervalo de 2579-2700 m, pero resultó invadido de agua.
- h. El Pozo Ku - 46, perforado en 1983, cortó un espesor de 88 m, en el intervalo de 2539-2627 m, resultando productor de hidrocarburos.
- i. El Pozo Ku - 62, perforado en 1988, cortó un espesor de 52 m, en el intervalo de 2351-2364, pero no manifestó la presencia de hidrocarburos.
- j. En 1991, en el Prospecto Norte y Oriente del Campo Ku, de la Gerencia Regional de Exploración, Región Marina; Pemex, Exploración y Producción, se elaboraron algunos mapas y secciones estructuras del área. En cuanto a los ambientes de depósito, se señala que el cuerpo de Calcarenitas que también ha sido llamado como Brechas del Eoceno Medio, tiene una distribución y un origen que no ha sido confirmada, sin embargo, este cuerpo en forma general se clasificó como un flujo de detritus proveniente de la plataforma carbonatada de Yucatán, en la cual se presenta



una franja que va desde el Este (Pozo Kukulcan-1), hacia el Noroeste (Pozo Zaap-1) con una potente distribución de sedimentos en su zona más próxima de 110 m, misma que posteriormente se adelgaza en los campos Caan y Chac; considerando que este cuerpo alcanza su desarrollo máximo en el Campo Ku.

- k. En 1992 en el pozo Cantarell-2196 se probó el intervalo Eoceno Medio, fluyendo algunas horas con un gasto estimado de 2000 b/d. En la actualidad permanece cerrado ya que requiere bombeo neumático para su explotación.
- l. En 1992 en la Gerencia Regional de Exploración, Región Marina Pemex, Exploración y Producción, se elaboró el informe de la localización Zaap -1001, cuyo objetivo proponía evaluar el volumen productivo del yacimiento calcarenítico del Eoceno en la estructura Zaap, debido a que los pozos Zaap-1 y Zaap-2051 durante su perforación en este intervalo registraron buenas manifestaciones de hidrocarburos.
- m. En 1992, en la Gerencia Regional de Exploración, Región Marina Pemex, Exploración y Producción, se elaboró el informe de localizaciones por desarrollar en el Campo Ku (Terciario). En donde para el desarrollo del cuerpo de las Calcarenitas del Eoceno Medio, se proponen un máximo de 18 localizaciones, aunque financieramente se esperaba un número de 12 pozos para ser explotados en 10 años.
- n. En 1993, la Gerencia Regional de Exploración, Región Marina Pemex, Exploración y Producción, probó el pozo Cantarell-2196, mismo que resultó productor de aceite y gas en las "Calcarenitas", después de resultar invadido en la Brecha Terciario Paleoceno - Cretácico Superior (BTP-KS), en el intervalo 3865-3885 m del Eoceno Medio, con 2000 b/d.
- o. En 1995, en el pozo Zaap-1001, se probó el intervalo Eoceno Medio, resultando productor con un aforo estimado de aceite de 3,500 b/d.
- p. En 1996, en el pozo Cantarell-2095, se probó el intervalo Eoceno Medio, quedando inconclusa la prueba por rotura de la tubería de revestimiento.
- q. En 1997, en los pozos Cantarell-2003 y 2013, se probaron exitosamente el intervalo Paleoceno - Eoceno, con una producción de aceite de 4300 b/d y 4000 b/d, respectivamente. Comprobando la presencia de un nuevo yacimiento de edad Paleoceno - Eoceno dentro del Campo Cantarell.
- r. En 1997, la empresa CanPetro, realizó el "Estudio Integrado de Yacimientos, KU - MALOOB - ZAAP". En este estudio se describe a las Calcarenitas como una caliza tipo grainstone, cuyos componentes esqueléticos son foraminíferos, placas de equinodermos, algas rojas y verdes, briozoarios, fragmentos de pelecípodos y gasterópodos, la granulometría varía entre muy buena a buena con granos retrabajados de 0.10 mm a 0.70 mm. De acuerdo a la fauna relacionada en este estudio se determinó que las Calcarenitas se depositaron en un ambiente de plataforma, en facies de bancos carbonatados. Por otra parte se definió que la calidad del yacimiento es diversa debido a varios factores, que la porosidad es de tipo interpartícula, intrapartícula y móldica, observándose que existe un alto grado de microporosidad. De acuerdo a los estudios realizados se menciona que los yacimientos en las Calcarenitas en el Campo Zaap y en la porción Norte y Sur del Campo Ku son buenos; el estudio se hizo con muy pocas muestras. La calcarenita



fue principalmente subdividida en tres grandes unidades para el modelo de simulación (CA, CB, CC). La unidad CC es la única común a todos los pozos. Las unidades superiores CA y CB sólo ocurren en las secciones de mayor espesor (Ku-44 y Ku-26). De este estudio se generó un mapa de distribución de facies basados en los núcleos y registros, el cual representa 3 facies asociadas a ambientes de plataforma somera principalmente. La distribución de la porosidad se empleó como herramienta de correlación.

- s. En 1997 la Coordinación de Incorporación de Reservas de la RMNE, realizó el estudio Ku, de interpretación geofísica – geológica, el cual se propuso la localización Ku-501, cuyo objetivo era la incorporación de reservas en el Eoceno Medio (Calcarenitas), que habían sido perforadas por el pozo Ku-489 (sin haber efectuado pruebas de producción), además de investigar las posibilidades de encontrar acumulaciones de hidrocarburos en rocas carbonatadas del Jurásico Superior – Kimmeridgiano. La estimación de la reserva media para las Calcarenitas fue de 47 MMBPCE con 16 grados API.
- t. En 1998, Pemex - Exploración, Región Sur en el "Proyecto Yucatán Regional", en el mapa del Cretácico Medio, bosqueja un plano en donde se define el paleorborde occidental de la plataforma de Yucatán.
- u. En 1999, Gómez - Rodríguez, R. D. en el "Estudio de Integración Geológica – Geofísica para la Generación de las Localizaciones Malah-1 y Nukuk-1" de la Región Marina Noreste; Pemex Exploración y Producción, propone que durante el Paleógeno en el paleo borde occidental de la plataforma de Yucatán, los ambientes sedimentarios predominantes podrían corresponder a facies constituidas por arrecifes y bancos de arenas carbonatadas de plataforma, mientras que hacia lo que corresponde a la Sonda de Campeche se presentaron las zonas de talud, pie de talud y de cuenca profunda, en donde se depositaron sedimentos de facies turbidíticas constituidas por sedimentos de brechas y arenas calcáreas. Además propone, que debido a los procesos tectónicos regionales que prevalecieron durante el Neógeno, las batimetrías profundas que se tenían en el Paleógeno se hicieron más someras con la presencia de una sedimentación híbrida (siliciclástica y carbonatada) en ambientes predominantemente deltáicos.

1.5.1. Observaciones a los trabajos previos:

Como observación general en cuanto a los estudios que fueron revisados para la elaboración de este trabajo, se puede mencionar que de la mayoría de los trabajos realizados en el horizonte Paleoceno – Eoceno, los cuerpos calcareníticos encontrados en la región se tienen interpretados dos esquemas de modelos de depósito; el primero en "Un ambiente de depósito de Plataforma" y el segundo "En un ambiente de depósito sobre el pie de talud y la cuenca profunda". En este trabajo por las características geológicas y geofísicas analizadas, se cree que la segunda propuesta correspondiente a un ambiente de pie de talud y de cuenca profunda para los depósitos de las Calcarenitas de la Sonda de Campeche, es la que más se apega a nuestro análisis, como se verá más adelante.



2.1. MARCO ESTRATIGRÁFICO.

2.1.1. Estratigrafía regional

La columna estratigráfica establecida en la Sonda de Campeche comprende los sistemas que abarcan desde el Jurásico Medio y/o Superior, el Cretácico y el Terciario (Fig. 9), mismos que se describen a continuación de manera general:

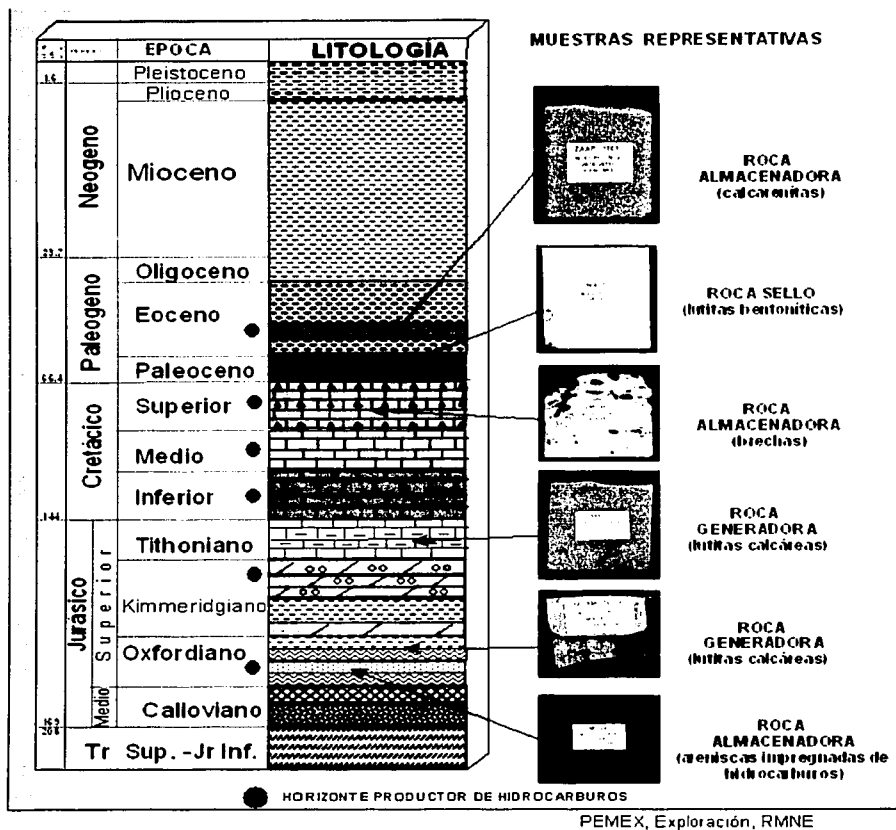


Figura 9.- Columna Estratigráfica de la Sonda de Campeche.



2.1.2. MESOZOICO

2.1.2.1. Jurásico:

Hasta la fecha en la Sonda de Campeche ningún pozo ha cortado el basamento, llegando solamente dentro de la columna estratigráfica hasta el Jurásico Superior, el cual está constituida por rocas carbonatadas y terrígenas, cuyos depósitos ocurrieron principalmente durante una fase transgresiva con desarrollos de ambientes transicionales y de plataforma. En esta secuencia se tienen identificados los pisos Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano como los más antiguos.

2.1.2.2. Cretácico:

Durante gran parte del Cretácico Inferior se presentaron condiciones propicias para el depósito de abundantes capas de sedimentos calcáreo arcillosos. Ya durante el Cretácico Medio, la Península de Yucatán se presentaba como una extensa plataforma calcárea, y la Sonda de Campeche como una gran cuenca profunda. Durante el Cretácico Superior la península de Yucatán continuó con ambientes de plataforma y en la Sonda de Campeche se depositaron grandes cuerpos de brechas calcáreas con fragmentos de calizas dolomitizadas derivados de rocas calcáreas de la plataforma y del mismo Cretácico; estos sedimentos fueron depositados en ambientes de cuencas profundas; posteriormente estos cuerpos rocosos conformaron los yacimientos de hidrocarburos más importantes en toda la Región Marina y de México.

2.2. CENOZOICO

La columna estratigráfica del Cenozoico para la Sonda de Campeche comprende desde el Paleoceno al Reciente y los ambientes de depósito varían desde ambientes de cuencas profundas hasta ambientes transicionales. Esta era del tiempo geológico se caracteriza por un cambio en la sedimentación, la cual tuvo una variación de una predominancia de sedimentos carbonatados que se tenía desde el Cretácico a sedimentos híbridos principalmente de carbonatos y siliciclásticos, en lo que corresponde al Neógeno. Aunque es de hacerse notar que en lo que corresponde propiamente a la Península de Yucatán aledaña al área de estudio, la sedimentación carbonatada se ha mantenido durante gran parte de su historia geológica.

2.2.1. Paleoceno

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.



Esta unidad se encuentra distribuida ampliamente en el área en espesores variables, y su ambiente de depósito se ha interpretado que corresponde a talud y cuenca profunda.

2.2.2. Eoceno

Litológicamente está 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 gris a gris verdoso, suave y plástica. En el Eoceno Medio del área Cantarell y Ku - Zaa, se han reportado calcarenitas constituidas por grainstone y packstone de bioclastos e intraclastos, de color café a café oscuro con impregnación de aceite (Calcarenitas).

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

2.2.3. Oligoceno

Está 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. Mioceno

La litología está representada por lutitas calcáreas de color gris claro a gris verdoso y café claro, suave, plástica en partes bentonítica que varía a mudstone arcilloso. 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 observan 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.

2.2.5. Plioceno - Pleistoceno

Los sedimentos que corresponden a esta edad están representados por lutitas y limolitas calcáreas de color gris, gris claro y gris verdosos, suaves y plásticos; con horizontes de packstone y grainstone gris claro de bioclastos e intraclastos y cuerpos de arenas híbridas constituidas por fragmentos calcáreos con cuarzo de grano fino a medio y cementante calcáreo.



Los sedimentos de esta edad se encuentran ampliamente distribuidos en la región en espesores variables. El ambiente de depósito, según determinaciones paleobatimétricas corresponde a ambientes transicionales y de plataforma.

2.3. ANÁLISIS DE LAS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS, PALEONTOLÓGICAS Y GEOFÍSICAS DEL PALEÓGENO EN LA SONDA MARINA DE CAMPECHE

2.3.1. Características petrológicas y petrográficas:

En la Sonda de Campeche y de manera general en la columna sedimentaria del Paleógeno los pozos estudiados reportaron dos grandes grupos de rocas sedimentarias como son las rocas carbonatadas (calizas y dolomías) y las rocas siliciclásticas (lutitas), siendo muy comunes las mezclas o híbridos entre sedimentos (lutitas calcáreas y calizas arcillosas). En cuanto a la granulometría, las rocas carbonatadas son las que presentan mayores cambios en los tamaños; con variaciones que van desde brechas, arenas hasta lodos calcáreos (Fig. 10).

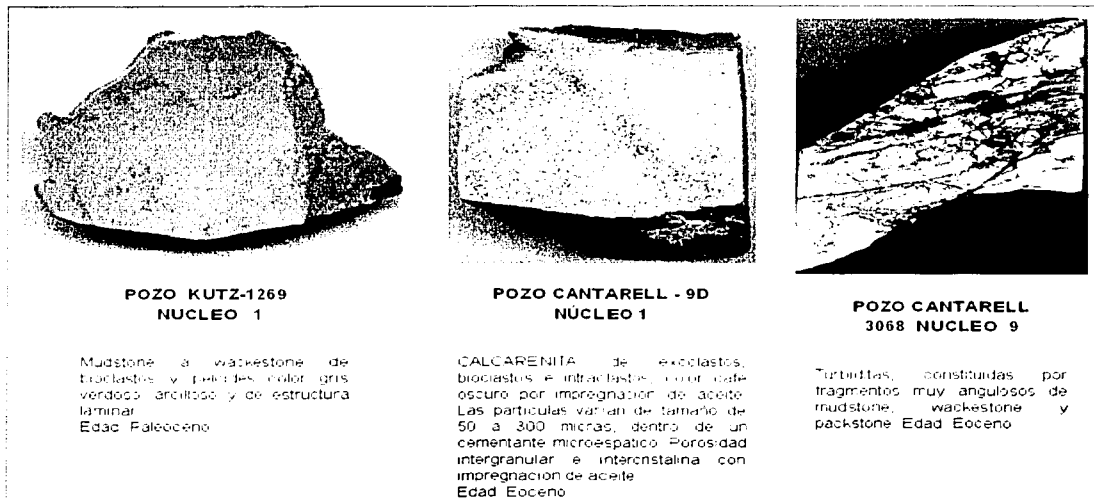


Figura 10.- Litologías típicas del Eoceno Medio en la Sonda de Campeche.

Debido a la importancia económica que tienen los depósitos de brechas y arenas carbonatados (Calcarenitas) encontrados en el intervalo Paleoceno – Eoceno en toda la



región, a continuación se presenta una breve descripción de este tipo de sedimentos como guía de procedencia y ambiente de depósito.

Geográficamente los depósitos carbonatados siempre se forman entre 30° de latitud Norte y 30° de latitud Sur, con algunos casos especiales, como son el Mar del Norte y Australia.

Uno de los rasgos más importantes de las rocas carbonatadas, es el que sus depósitos solamente se forman en plataformas y cuencas que han evolucionado en mares tropicales o subtropicales, en donde los sedimentos siliciclásticos son escasos o nulos y la sedimentación está directamente relacionada con la subsidencia.

Hay muchos factores como la temperatura del agua, salinidad, nivel batimétrico y cantidad de siliciclásticos que controlan el depósito de los carbonatos. Muchos organismos carbonatados, semejantes a los crecimientos arrecifales de corales y algas, requieren de aguas cálidas para florecer. Los carbonatos presentes en mares profundos están compuestos principalmente de organismos pelágicos los cuales vivieron en la zona fótica.

Para la realización de este trabajo, se usó en la interpretación de las rocas carbonatadas la Clasificación de Dunham, modificada por Embry and Klovan, 1972, (ver Fig. 4) y para la clasificación de las facies carbonatadas se usó la clasificación de Wilson, 1975, (ver Fig. 5).

Otro grupo de sedimentos importantes como constituyentes de roca y que forman una gran parte de la litología del intervalo Paleoceno - Eoceno en la Sonda de Campeche son el grupo de rocas arcillosas como las lutitas, lutitas calcáreas y las calizas arcillosas. Este tipo de rocas comúnmente se depositan en una vasta extensión y a profundidades mayores como son los taludes y cuencas profundas, también son llamadas rocas hemipelágicas. Muchas de éstas son de color gris, aunque también se pueden presentar variedades de colores rojos, cafés, verdes y negras. Estas rocas lodosas están caracterizadas por una fauna de un dominio predominante pelágico, como son las diatomeas, los foraminíferos planctónicos y coccolithophoridae, fauna común y que se presenta en la columna desde el Mesozoico al Presente. Las rocas lodosas hemipelágicas frecuentemente se presentan en intercalaciones formando parte de los depósitos turbidíticos de material siliciclástico y / o carbonatado. Estas características han servido de referencia para la interpretación de los depósitos del intervalo del Paleoceno - Eoceno en la Sonda de Campeche.

2.3.2. Características paleontológicas:

La columna bioestratigráfica correspondiente al Paleoceno - Eoceno en la Sonda de Campeche ha sido establecida con base en la información micropaleontológica proporcionada por los pozos exploratorios y de desarrollo (Fig. 11a y Fig. 11b).

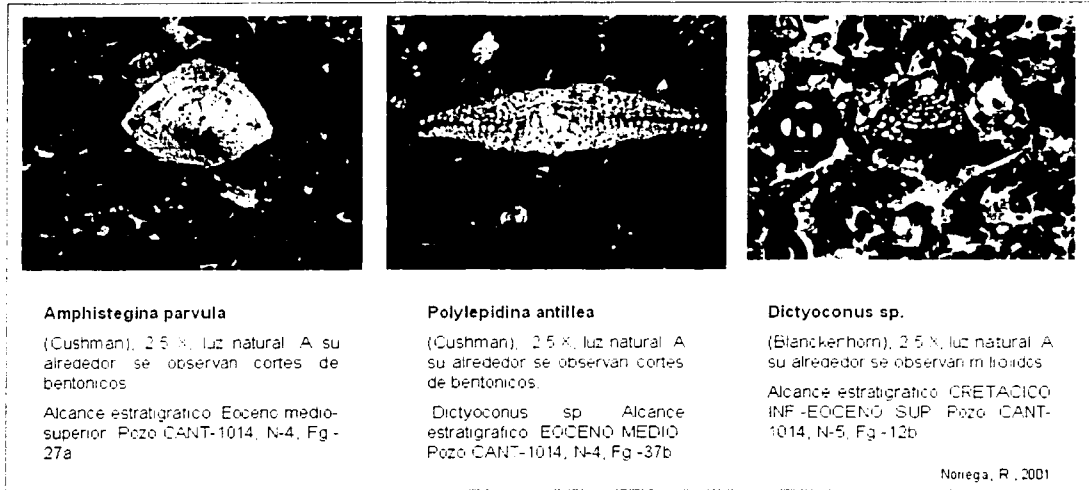


Figura 11a.- Fauna bentónica tipo del Eoceno en la Sonda de Campeche.

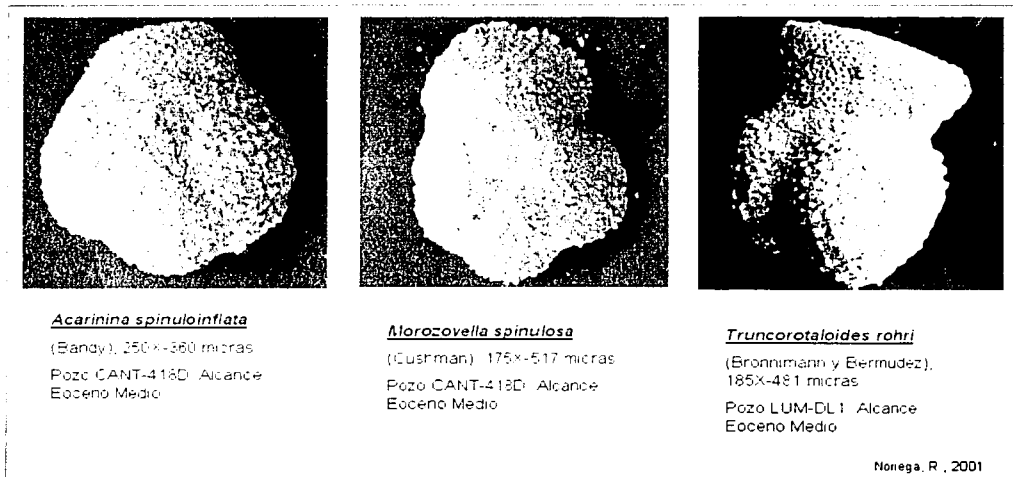


Figura 11b.- Fauna planctónica tipo del Eoceno en la Sonda de Campeche.



El Paleoceno ha sido subdividido en dos edades de acuerdo a las siguientes asociaciones microfaunísticas.

EDAD	ASOCIACIÓN MICROFAUNÍSTICA
Paleoceno Tardío	<i>Globorotalia velascoensis</i> y <i>Globorotalia pseudomenardii</i>
Paleoceno Temprano	<i>Globorotalia trinidadensis</i> y <i>Globorotalia pseudobulloides</i>

El Eoceno ha sido subdividido en tres edades de acuerdo a las siguientes asociaciones microfaunísticas.

EDADES	ASOCIACIÓN MICROFAUNÍSTICA
Eoceno Tardío	<i>Globorotalia centralis</i> , <i>Globorotalia cerroazulensis</i> y <i>Hantkenina alabamensis</i>
Eoceno Medio	<i>Globorotalia lehneri</i> , <i>Truncorotaloides topilensis</i> y <i>Globorotalia spinulosa</i>
Eoceno Temprano	<i>Globorotalia aragonensis</i> y <i>Globorotalia soldadoensis</i>

Para el área de Cantarell, aunque se tiene buen amarre micropaleontológico en los pozos con núcleos y esquirlas, se ha observado disparidad e incongruencia entre las cimas propuestas, esto debido probablemente a problemas técnicos de los mismos pozos.

2.3.3. Características generales de los ambientes sedimentarios que han modelado a la Sonda de Campeche.

Con base en la información analizada anteriormente, así como en los registros eléctricos, y en la sísmica, se puede pensar que durante el Terciario en lo que corresponde a la Sonda de Campeche, la sedimentación ha pasado por tres eventos importantes; El primer evento, predominantemente carbonatado en las zonas de plataforma y calcáreo – arcilloso en los ambientes profundos, corresponden a ambientes que vienen desde el Cretácico y que podrían abarcar quizás hasta el Mioceno Medio, ambientes en donde se encuentran los depósitos calcareníticos estudiados en este trabajo; un segundo evento demarcado por una inestabilidad tectónica – sedimentaria, caracterizada por una gran erosión y depósito de grandes masas de sedimentos terrígeno - carbonatados, formados en ambientes de



plataformas con la presencia de deltas dominantes, abarcando el Mioceno Superior – Plioceno Inferior; y un tercer evento sedimentario que se caracteriza por ser un evento nivelador en ambientes transicionales y plataforma interna, que se llevó a cabo durante el Plioceno - Pleistoceno.

A continuación se presentan las características más importantes del modelo ambiental propuesto para el Paleógeno, por ser el período de la depositación de las rocas calcareníticas:

2.3.4. Modelos paleogeográficos y paleoambientales que prevalecieron durante el paleógeno en la Sonda de Campeche y en el borde occidental de la península de Yucatán.

Dadas las condiciones de los ambientes de plataformas y cuencas carbonatadas que prevalecieron durante el Paleógeno en la región, a continuación se presenta una breve reseña de sus características más importantes:

Las plataformas y cuencas carbonatadas por sus características se han subdividido de acuerdo a su morfología, régimen hidráulico, salinidad y penetración de la luz solar. Cualquier variación e interacción de alguno de estos factores explican la diversidad de los depósitos carbonatados que se encuentran en estos ambientes, tanto en el pasado como en el presente geológico. También, es claro que muchos de los factores que afectan estos ambientes están interrelacionados. Por ejemplo, el desarrollo de una cresta topográfica a través de la plataforma (ejemplo, barras de arenas o arrecifes), afecta la química del agua en la plataforma interna, al restringir el movimiento de la misma. Si la barrera es una acumulación de algas, un arrecife o un banco de arenas activo, su ocurrencia estará restringida por la zona fótica.

La literatura actual divide a las plataformas y sus respectivas cuencas carbonatadas en tres tipos principales, la plataforma tipo rampa, la plataforma restringida o bordeada y las plataformas aisladas, o tipo Bahamas (Read, 1985, ver Fig. 6).

Las plataformas carbonatadas tipo rampa se caracterizan por presentar taludes muy suaves (cercanos a un grado), los arrecifes están en forma de parche o son ausentes, las arenas calcáreas de alta energía se encuentran en el litoral y las brechas de aguas más profundas (si están presentes) generalmente carecen de clastos de facies someras de borde de la plataforma.

Tanto las plataformas bordeadas como las plataformas aisladas se caracterizan por presentar desarrollos arrecifales y arenosos en sus bordes y por presentar un talud pronunciado.



Debido a la similitud de las características ambientales de las "Plataformas Carbonatadas Bordeadas" con las condiciones que prevalecieron en el borde occidental de la península de Yucatán y en la Sonda de Campeche durante el Paleógeno. En este trabajo se presenta la información referente a este tipo de plataformas.

2.3.4.1. Características de las Plataformas Carbonatadas Bordeadas como ejemplo de las condiciones imperantes en la región durante el Paleógeno.

Las plataformas bordeadas se desarrollan sobre plataformas continentales (como por ejemplo la Península de Yucatán) y en áreas de latitudes bajas, en donde la biota arrecifal es abundante. Las plataformas carbonatadas bordeadas (Ginsburg and James, 1974; En Read, 1985), son plataformas cuyo margen externo agitado por las olas está marcado por aumento pronunciado en la pendiente del talud [$\sim 60^\circ$] hacia cuencas de aguas profundas (ver Fig. 6; como se observa en la Sonda de Campeche). Tienen un borde o barrera semicontinua a continua a lo largo del margen de la plataforma el cual restringe la circulación y la acción de las corrientes para formar una zona de baja energía del lado de la corriente. Los bordes pueden consistir de arrecifes de barrera, arenas esqueléticas, ooides o islas de arenas (eolianitas) provenientes de una fase depositacional antigua (CALCARENITAS). Durante el crecimiento, los márgenes pueden intercambiarse entre dominadas por arenas esqueléticas y/o ooides, en donde la plataforma tiene una parte superior plana y somera manteniendo el ritmo del nivel del mar y las dominadas por crecimientos arrecifales, en donde la elevación relativa del nivel del mar resulta en una depresión interna profunda y un borde elevado. Un aumento en el índice de elevación relativa del nivel del mar o fallamiento hacia la cuenca, puede causar una migración hacia la plataforma de la margen arrecifal (Playford, 1980, en Read, 1985).

De acuerdo a la clasificación hay tres tipos de márgenes que presentan las plataformas bordeadas y sus taludes: márgenes acrecionales, bypass y márgenes erosionales. Por sus características al presentar escarpes altos y pronunciados, que en su parte superior debido al desgaste mecánico se erosionan depositando en las zonas de talud y cuenca profunda grandes cantidades de sedimentos, los márgenes erosionales son las que mejor reflejan las condiciones geológicas que pudieron haber prevalecido durante el Paleógeno en la Sonda de Campeche y borde occidental de la península de Yucatán.

2.3.5. Particularidades del carácter sísmico del Paleógeno

Con el apoyo de la información sísmica y de los pozos obtenida de la Sonda de Campeche, se puede pensar que la propuesta de la plataforma carbonatada para el Paleógeno y quizás hasta el Mioceno Inferior y Medio, sobre el borde occidental de la Península de Yucatán podría corresponder a las de tipo de "Margen Erosional" con depósitos de abanicos hacia sus taludes y cuencas profundas en lo que correspondería a la Sonda de Campeche; clasificados en sísmica – estratigráfica como "Abanicos de Piso



de Cuenca" (Basin Floor Fans; Mitchum, 1995), depositados durante períodos de "Lowstand".

De acuerdo a lo anterior, Gutiérrez (1998), Gómez (1999), Rojas (2001), proponen que del modelo de plataformas carbonatadas bordeadas y erosionadas de Read, 1985 (ver Fig. 6) y de los modelos de abanicos de Einsele, 1996, (Fig. 7 y 15), los "Abanicos Submarinos Profundos predominantemente arenosos", son los que se consideran como modelo de depósito de las Calcarenitas estudiadas en esta tesis. Estos tipos de abanicos submarinos fueron depositados tanto en el pie de talud como en la cuenca y los sedimentos que lo constituyen provienen principalmente de la plataforma.

Dentro de las clasificaciones los abanicos submarinos presentan una zonificación distintiva de unidades depositacionales. Tomando las ideas de Meckel, 1988, (Fig. 12), Gutiérrez, 1998, interpreta que las Calcarenitas estudiadas podrían corresponder a arenas de canal, ubicadas en las facies intermedias del abanico, siendo su columna granulométrica representativa aquella señalada con el número 2 en la figura 12, donde se tienen intervalos continuos y de considerable espesor de arenas intercaladas con lutitas y limolitas. Estas características han ayudado a definir en la Sonda de Campeche los depósitos calcareníticos en dos cuerpos sísmicos, clasificados como "Calcarenita-1" y "Calcarenita-2" (Fig. 13):

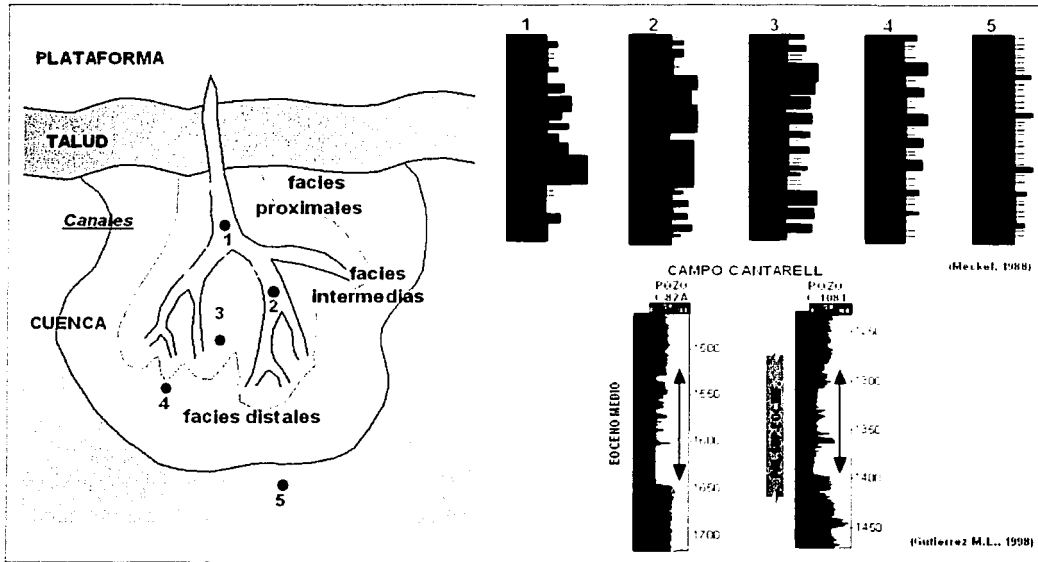


Figura 12.- Clasificación de abanicos submarinos (Meckel,1988), comparados con registros del Campo Cantarell

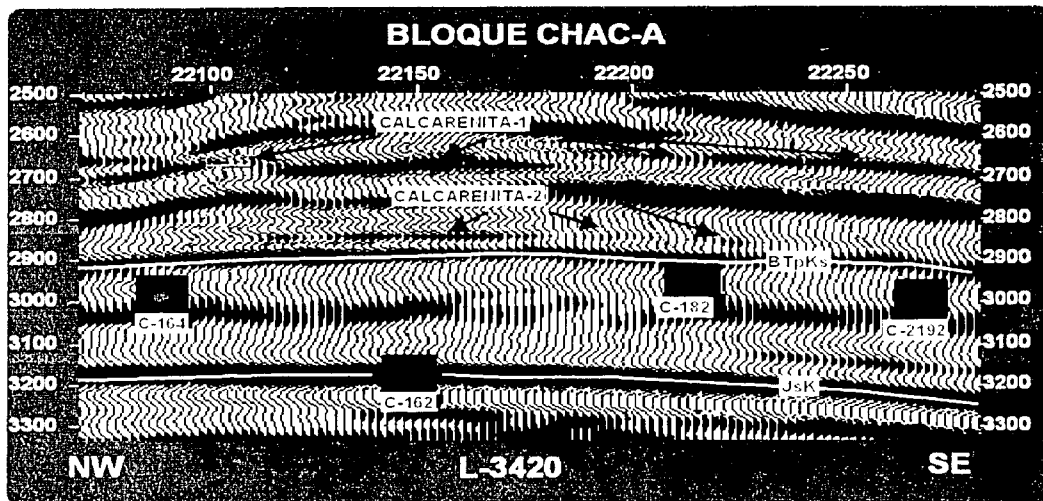


Figura 13.- Expresión sísmica de las Calcarenitas del Campo Cantarell.

- Calcarenita-1. Sísmicamente corresponde a una impedancia acústica de amplitud y reflectividad positiva debida a la entrada del cuerpo calcarenítico del Eoceno Medio. Los reflectores no presentan continuidad a lo largo del campo, por lo que el modelo de depósito que se ha interpretado corresponde a una serie de canales con lentes internos cuya geometría y distribución está limitada localmente.
- Calcarenita-2. Corresponde en edad al Eoceno Inferior - Paleoceno Superior; sísmicamente presenta un reflector de amplitud positiva cuya reflectividad es debida al incremento de la impedancia por la presencia de un cuerpo carbonatado ubicado hacia la cima de este evento. Al igual que el horizonte anterior, no presenta continuidad debido a sus características de depósito.

2.4. INTERPRETACIÓN ESTRATIGRÁFICA:

De los estudios y análisis estratigráficos que se realizaron en este trabajo en la Sonda de Campeche y el borde occidental de la Península de Yucatán y en comparación con la bibliografía citada anteriormente, se pudo determinar lo siguiente:

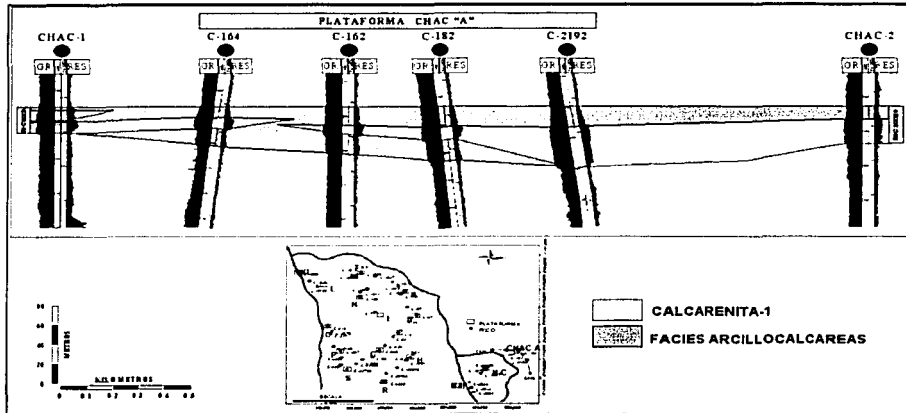
- El Paleógeno en la Sonda de Campeche consiste de mudstone, lutitas, lutitas bentoníticas y/o margas en estratos laminares, algunas veces dolomitizados de un ambiente de aguas profundas, que envuelven interestratigráficamente a los



- paquetes más gruesos de flujos turbidífticos de brechas y arenas calcáreas (Calcarenitas), que en ocasiones se encuentran dolomitizadas, procedentes de ambientes más someros.
- b. La litología más representativa de la región se depositó en facies de plataforma sobre la paleo plataforma de Yucatán (Facies 6, 7 y 8 de Wilson, op. cit., ver Fig. 5) con su contra parte de facies de talud, pie de talud y cuenca profunda sobre la Sonda de Campeche al oeste (Facies 2, 3 y 4, de Wilson, op. cit., ver Fig. 5), estas últimas facies de cuenca profunda por sus características presentan buenas posibilidades de contener hidrocarburos.
 - c. Tanto las brechas calcáreas como las Calcarenitas depositadas en la Sonda de Campeche durante el Paleógeno están constituidas por bioclastos bentónicos, intraclastos, exoclastos y ooides, embebidos dentro de un cemento espático o una matriz micrítica. Los bioclastos corresponden casi en su totalidad a foraminíferos bentónicos, escasos foraminíferos planctónicos, fragmentos de algas coralinas, fragmentos de moluscos y placas de equinodermos.
 - d. Los depósitos clasificados como "Calcarenita-1", así como los depósitos clasificados como "Calcarenita-2" del Paleoceno - Eoceno corresponden a turbiditas de facies de talud, pie de talud y cuenca profunda (Facies 2, 3 y 4, de Wilson, Op. Cit., ver Fig. 5).
 - e. En cuanto a los depósitos de la Calcarenita-1 (Eoceno Medio), su posición estratigráfica fue determinada a partir de la información micropaleontológica.
 - f. Mediante el estudio de los núcleos y muestras sueltas se ha observado que las Calcarenitas se encuentran interestratificadas con delgados horizontes de lutitas calcáreas y lutitas bentónicas que contienen fauna planctónica correspondiente a la Biozona de *Globorotalia lehneri*, lo cual nos ubica dentro del Eoceno Medio.
 - g. Mediante el estudio de los registros geofísicos de los pozos estudiados se observó que la Calcarenita-1 tiene una respuesta muy característica y fácil de identificar, representada por una serie de cuerpos relativamente limpios, cuyos valores en las curvas de rayos gamma varían de 5 a 15 API, exhibiendo forma de caja y en algunas ocasiones formas aserradas por la intercalación de las lutitas y lutitas calcáreas. Además su distribución lateral y vertical para el Campo Cantarell es muy irregular y de acuerdo a los mapas y a las correlaciones realizadas se determinó que lateralmente se encuentra distribuida en forma de dos franjas con una orientación preferencial Este - Oeste en los extremos Norte y Sur del campo (Fig. 14).
 - h. En cuanto a la Calcarenita-2 (Paleoceno Superior - Eoceno Inferior), se pudo identificar que su posición estratigráfica a diferencia de la Calcarenita-1, comprende un rango más amplio que fue determinado a partir de la información micropaleontológica. En las muestras litológicas en que se analizaron las lutitas y lutitas calcáreas se encuentran intercaladas con los cuerpos calcareníticos, observándose microfauna planctónica correspondiente a la biozona de *Globorotalia aragonensis* ubicadas dentro del Eoceno Inferior. Así se pudo observar en los registros geofísicos de pozos, que la Calcarenita-2 tiene una respuesta de la curva de rayos gamma, muy característica pero de formas y espesores muy variables,



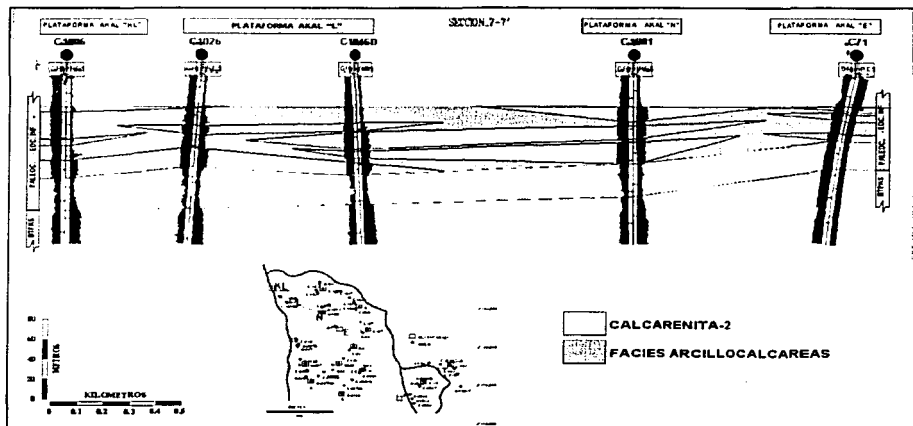
representada por una serie de cuerpos con formas de caja, aserrada y grano creciente.



PEMEX, Exploración, RMNE, 1998

Figura 14.- Sección estratigráfica que muestra la distribución de la Calcarenita-1 en el Campo Cantarell. (Ver anexo 1)

- i. De acuerdo a los estudios que se han efectuado en la porción Norte del Campo Cantarell, se ha observado que la Calcarenita-2, se comporta como un complejo de cuerpos de forma lenticular con gran cantidad de lutitas y lutitas calcáreas interstratificadas, constituyendo así un complejo de canales con una orientación preferencial Noroeste – Sureste (Fig.15).

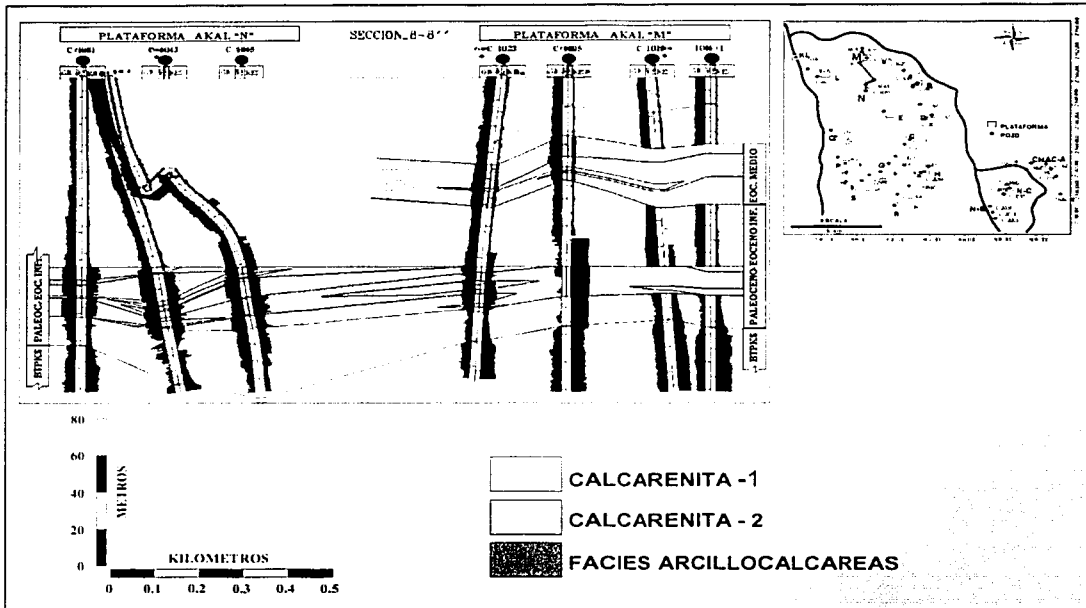


PEMEX, Exploración, RMNE, 1998



Figura 15.- Sección estratigráfica que muestra la distribución de la Calcarenita-2 en el Campo Cantarell. (Ver anexo 2)

- j. Tanto los depósitos de la Calcarenita-1, como los depósitos de la Calcarenita-2, presentan una misma génesis, lo que hace suponer que este mismo estilo sedimentario se pudo haber mantenido durante todo el Paleógeno, abriendo una amplia área de oportunidades (Fig. 16).



PEMEX, Exploración, RMNE, 1998

Figura 16.- Sección estratigráfica que muestra la distribución de las Calcarenitas 1 y 2, en el Campo Cantarell. (Ver anexo 3)

- k. Los depósitos areno - arcillosos que corresponden a la columna superior, como es el Mioceno Superior - Pleistoceno, presentan más siliciclásticos en comparación a los carbonatos, por lo que se puede pensar que muchos de estos depósitos son posiblemente originados de la erosión de las rocas siliciclásticas y calcáreas Pre - Mioceno Superior, emergidas durante el evento tectónico de inicios del Mioceno (Orogenia Chiapaneca).



3.1. MARCO TECTÓNICO – ESTRUCTURAL EN LA REGIÓN

- a. Ángeles Aquino, F. en la monografía (PEMEX, 1986), enuncia el marco tectónico regional de la Zona Marina de Campeche, en el cual define a las placas de Norteamérica, el Caribe y de Cocos como las que conformaron la estructura geológica de la región, determinando los siguientes puntos:
 - a.1. 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, localmente, los elementos geológicos que influyeron en la evolución tectónica de la zona son el macizo de Chiapas, la plataforma de Yucatán y el sistema de fallas Motagua – Polochic. De acuerdo a la información geológica, geofísica y a las perforaciones efectuadas en la Región Marina, solamente se tienen datos para considerar en la columna sedimentaria la influencia de cinco eventos orogénicos asociados: El ciclo Nevadiano del Jurásico Superior y Cretácico Inferior, el Prelaramídico del Cretácico Medio, la Orogenia Laramídica del Cretácico Superior y principios del Terciario, la Orogenia Chiapaneca de principios del Mioceno y la Orogenia Cascadiana de finales del Mioceno.
 - a.2. La Orogenia Laramídica fue la que más influyó en el modelado de los ambientes de depósito, que a final del Cretácico y principios del Terciario, generando los primeros alineamientos estructurales orientados NW – SE.
 - a.3. La Orogenia Chiapaneca se presentó a principios del Mioceno generando un cambio de velocidad y de ángulo en la subducción de la placa de Cocos bajo la Norteamericana y del Caribe, reactivándose así el sistema de fallas Motagua – Polochic, llevando a la Región a un tectonismo que plegó y falló los sedimentos preexistentes, originando esfuerzos secundarios al Noreste (transpresivos) del sistema de fallas izquierdo Motagua Polochic. Dichos esfuerzos migraron hacia la Sonda de Campeche, propiciando alineamientos estructurales orientados NW – SE, constituidos por anticlinales asociados a fallas inversas y normales. El fallamiento inverso afectó el flanco Noreste de los plegamientos, en especial al Complejo Cantarell, pozo Ich-1, por ser ahí en donde se acumularon los esfuerzos transpresivos, este evento tectónico fue el que definió los rasgos estructurales que alojan los campos petroleros más importantes de la Sonda de Campeche.
 - a.4. En el Mioceno Superior vuelve a romperse el equilibrio subductivo entre las placas, dando inicio al ciclo Cascadiano, el cual provocó la emersión parcial y el basculamiento hacia el norte de la Sierra de Chiapas y la plataforma de Yucatán, las zonas levantadas generaron sedimentos que provocaron hacia los frentes de estos elementos zonas de debilidad que evolucionaron a fallas de tiempo (lístricas). Entre estas fallas se conformaron las cuencas de Comalcalco y Macuspana, mismas que tienen continuidad hacia la zona marina en la Sonda de Campeche.
- b. Camargo, A. y Quezada, J. M. (1991), en su artículo “Análisis geológico – económico de las áreas del Golfo de México con posibilidades petroleras” determinaron que las áreas de Akal, Macuspana Marina y Chac, presentan un patrón estructural que muestra una serie de anticlinales alargados y orientados NW



- SE, asociados comúnmente a fallas inversas a veces recumbentes en el flanco Noreste, o, asociados a fallas inversas en ambos flancos, lo que hace que se presenten como bloques expulsados. En el artículo se señala que la secuencia deformada involucra del Oxfordiano al Oligoceno, en tanto que los depósitos del Mioceno al Reciente, discordantes sobre la sección anterior se comportan con tendencia a la horizontalidad. Según los autores esta región presenta muy buenas perspectivas a corto plazo en la secuencia terciaria.
- c. Rojas Rosas R. (2001), en su trabajo "Una Hipótesis Sobre el Desarrollo de la Neotectónica en el Sur del Golfo de México y Sureste de México", postulo que a partir del análisis estructural efectuado en el Pilar Reforma – Akal, la columna rocosa que lo conforma fue plegada como resultado del máximo esfuerzo horizontal compresivo hacia el Noreste, dentro de una tectónica "transpresiva" que podría incluir el basamento y que se desarrolló desde del Oligoceno tardío hasta el Plioceno temprano, en donde se observa que hacia la porción continental la deformación de las estructuras son más antiguas, haciéndose más jóvenes hacia la porción marina. Postulando así la formación de las fosas Macuspana y Comalcalco como un proceso de etapas sucesivas de cuencas "pull-apart" producto del movimiento del Pilar Reforma – Akal.
- d. MENESES-ROCHA, J.J., 2001. en su trabajo "Tectonic evolution of the Ixtapa graben, an example of a strike-slip basin of Southeastern Mexico: Implications for regional petroleum systems" resume de manera sistemática y clara la geología regional del Sureste de la república Mexicana. Enmarcando varios eventos tectónicos, el primero durante el Albiano – Santoniano con condiciones de estabilidad tectónica y presencia de "plataformas carbonatadas"; un segundo evento durante el Campaniano con la formación del macizo de Chiapas por efectos de colisión entre el sistema Arco – continente; que para el Paleoceno Temprano – Eoceno se manifestó con esfuerzos que generaron grandes plegamientos por efectos de la orogenia Laramide; también señala que durante el Eoceno Tardío - Mioceno Temprano los movimientos que se llevaron a cabo fueron principalmente verticales, además menciona que los movimientos de las fallas durante el Mioceno Medio fueron principalmente del tipo transcurrente; Que durante el mismo Mioceno Medio los esfuerzos transpresivos que se llevaron a cabo fueron los que ocasionaron hacia el Noreste el levantamiento del pilar Reforma – Akal. Que durante el Mioceno Tardío – Plioceno Temprano una nueva fase transtensional originó el redeposito de enormes secuencias de sedimentos terrígenos gruesos y finos. Y que para finales del Plioceno se presenta una nueva fase de transpresión regional provocando la erosión y rompimiento de algunos de los anticlinales de la Sierra de Chiapas. Finalmente señala que durante el Cuaternario se llevaron movimientos extensionales contemporáneos al vulcanismo, originando grandes depósitos de sedimentos volcano - clásticos.
- e. Rosenfeld, J. y Pindell, J., en 2002, en su trabajo "US Gulf early isolation from ocean hypothesis for sea base level fall" presentan un mapa tectónico regional actualizado para el Paleógeno en el Golfo de México en donde sugieren la



formación de levantamientos hacia el margen Oeste y formación de cuencas (Fig. 17).

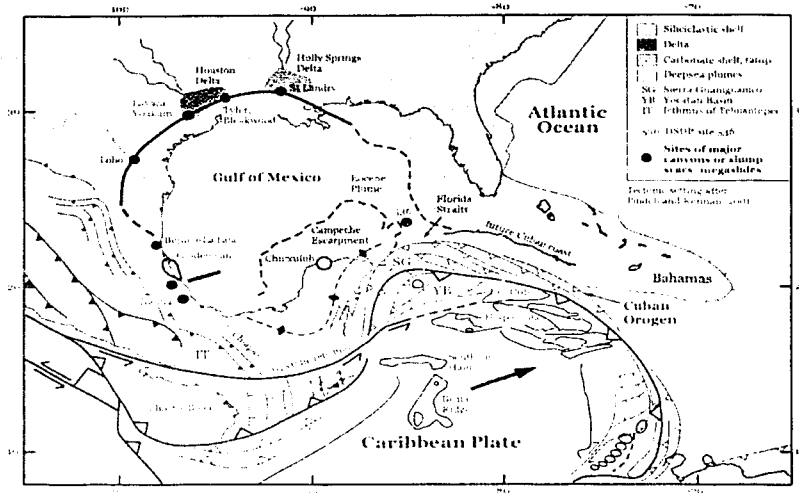


Figura 17.- Marco tectónico Regional para el Paleógeno

3.1.1. Tipos de trampas según su carácter sísmico en la Sonda de Campeche.

En la Sonda de Campeche se tienen definidas tres secuencias sedimentarias principales, la jurásica, la cretácica y la terciaria, mismas que presentan tres tipos de trampas, las cuales son descritas brevemente a continuación:

- La secuencia jurásica abarca al Jurásico Superior y corresponde a una secuencia identificable y que presenta continuidad en sus reflectores; principalmente hacia la cima y la base, los tipos de trampas que se han identificado en esta secuencia corresponden a trampas de tipo combinadas en bloques afallados, enmarcados dentro de una etapa distensiva, que en ocasiones están asociadas a movimientos tempranos de sal.
- La secuencia cretácica está representada por un paquete sísmico de baja frecuencia y amplitud, en la cual es evidente la absorción y atenuación de la energía sísmica, en otras palabras constituye una zona "sorda" propia de depósitos de carbonatos, en la que las trampas identificadas corresponden a estructuras de tipo anticlinal, relacionadas a eventos compresivos que afectaron la región.
- La secuencia del Terciario 1, en relación con la secuencia anterior, guarda un paralelismo con sus reflectores sísmicos, siendo la diferencia la respuesta sísmica al cambio litológico entre el Terciario y Cretácico. La cima de la secuencia está definida por una superficie de erosión hacia los altos y angular hacia los flancos de



La secuencia del Terciario 2, constituye la secuencia superior de la columna geológica regional y varía en edad desde el Mioceno Medio al Plioceno - Pleistoceno; comprendiendo una secuencia de relleno en su base, que hacia la cima se horizontaliza, presentado superficies planas o de poco echado que muestran continuidad y reflectividad en su respuesta sísmica, producto de la peniplanización de la plataforma, con trampas estratigráficas y combinadas con sellos de lutíticos interestratificados.

4.1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES Y CLASIFICACIÓN DEL TIPO DE CUENCA A LA QUE PODRÍA PERTENECER LA SONDA DE CAMPECHE.

De los 8 tipos de cuencas petroleras clasificadas por Klemme, H. D., en 1975 (Fig. 8), la Sonda de Campeche por sus rasgos geológicos durante el Paleógeno, podría enmarcarse dentro de la clasificación de las Cuencas Tipo 4 (cuencas plegadas y sumergidas), misma que posteriormente pudo haber evolucionado a Cuencas tipo 8 (deltaicas).

Las Cuencas Tipo 4 (Downwarps), son cuencas con subsidencia y plegamientos de tipo regional, como los que se presentan en cinturones orogénicos formando pequeñas cuencas oceánicas; presentan tres variantes, las cuencas Tipo 4A= Cerradas; Tipo 4B= Combadas y, las Cuencas Tipo 4C= Abiertas (ver Fig. 8).

La literatura cita la presencia de Cuencas Abiertas o de Tipo 4C en la conformación del Golfo de México. A menudo este tipo de cuencas sobreyacen a zonas de antiguas placas oceánicas deformadas y han sido clasificadas como "Cuencas Sucesoras", su génesis está relacionada a la evolución de pequeñas cuencas oceánicas. Las Cuencas Tipo 4C, pueden llegar a convertirse en Cuencas Tipo 4A, como resultado de la colisión con las placas continentales y éstas a su vez, cuando se genera el movimiento entre placas, se pueden destruir, dejando sólo una Cuenca Tipo 4B, parecida a una estrecha cuenca sinuosa.

Las cuencas Tipo 4 representan el 18 % en área de las cuencas del mundo; sin embargo, contienen el 48 % de las reservas mundiales de hidrocarburos. Las Cuencas Tipo 4A y 4C pueden estar relacionadas normalmente a gradientes geotérmicos altos, los cuales pueden proporcionar una maduración de los hidrocarburos más eficiente, al mismo tiempo que proporcionan la primera y segunda migración de los hidrocarburos; son cuencas con un rico sedimento de origen lutítico y una considerable cantidad de evaporitas. Adicionalmente, en los mares de origen tethisiano y de forma particular en sus extensiones del continente americano, se encuentran una cantidad considerable de rocas carbonatadas porosas almacenando grandes yacimientos de hidrocarburos como es el caso de los yacimientos productores de la Sonda de Campeche.

Los tipos de trampas predominantes son las estructuras anticlinales, las estratigráficas o las trampas combinadas. La presencia de depósitos considerables de evaporitas en



muchas de las cuencas Tipo 4, a menudo resultan en un muy efectivo cap rocks y buenas características de flujo.

Eventos similares a los que se describen en este tipo de cuencas pudieron haberse presentado en la Sonda de Campeche con la activación de la Orogenia Laramídica de finales del Cretácico y comienzos del Terciario y su reactivación con la Orogenia Chiapaneca de comienzos del Mioceno que generó la formación de la Cuenca Macuspana en el Neógeno.

Por las características geológicas y de producción de hidrocarburos que se han presentando en la Sonda de Campeche en el Jurásico, el Cretácico y ahora en el Paleógeno, esta cuenca podría pertenecer a la clasificación tipo 4 propuesta por de Klemme (op. cit.), lo que ha significado para Pemex un área exploratoria con buenas posibilidades de encontrar hidrocarburos en la región; por lo que una mejor comprensión de los procesos que intervinieron en su conformación a través del estudio de interpretación de la sísmica existente y de la perforación de pozos exploratorios que evalúen nuevas áreas potenciales como lo es ahora el Paleógeno, serían de gran utilidad para las futuras inversiones dentro de la empresa.



5.1. CUENCAS ANÁLOGAS Y SU IMPORTANCIA ECONÓMICO – PETROLERA.

5.1.1. La calcarenita de Gravina - Italia

La formación geológica denominada "calcarenita de Gravina" se encuentra localizada en el sur de Italia y se ha interpretado como la parte basal de un evento transgresivo, constituida por cerca de 70 a 100 m de espesor de roca compuesta principalmente por bioclastos y fragmentos líticos calcáreos, mismos que yacen sobre tres paleo - islas formadas estructuralmente. La calcarenita de Gravina está subdividida en dos miembros. El miembro inferior formando en unidades acrecionales originadas por eventos transgresivos sobre la paleoisla de Matera (Fig. 16) y que está compuesto principalmente por depósitos de conglomerados calcáreos en las zonas someras y arenas o limos calcáreos hacia mar abierto, todos derivados de la erosión de las calizas cretácicas aflorantes; y el Miembro Superior que está compuesto predominantemente de bioclastos formados por la acumulación de sedimentos de plataforma que fueron posteriormente redepositados en zonas de mar abierto, como resultado de la sumersión parcial de la paleoisla de Matera.

Pomar L. y Tropeano M., 2001 en su estudio de las "Calcarenitas de Gravina", proponen que durante los eventos regresivos se producen abundantes progradaciones, pero los depósitos de playa tienen muy bajo potencial para ser preservados. Por lo que consideran que la formación de la "calcarenita de Gravina" se llevó a cabo durante la predominancia de los eventos transgresivos, ya que son éstos los que pueden preservar mejor estos paquetes de sedimentos gruesos (ver Fig. 19).

La anterior propuesta para la formación de la "calcarenita de Gravina" difiere en la interpretación que se le ha dado a los depósitos de las Calcarenitas de Eoceno Medio en la Sonda de Campeche, primero por que aunque los sedimentos formados en cada uno de las dos partes tienen las mismas características sedimentarias, para el caso de las "Calcarenitas de Gravina" su ambiente de depósito se interpretó como de facies de plataforma somera (Facies: 8 y 9 de Wilson) y para el caso de las "Calcarenitas de la Sonda de Campeche" se les asocia a facies de talud y cuenca profunda (Facies 2, 3 y 4 de Wilson, (op. cit.)) y por otra parte a las "Calcarenitas de Gravina" se les asocia a eventos o ciclos transgresivos, a diferencia de las "Calcarenitas de la Sonda de Campeche" a las que se les ha asociado a eventos o ciclos regresivos. Por lo que este ejemplo podría servir para los interpretes en geociencias de que en la naturaleza se pueden presentar rocas similares con génesis diferentes.

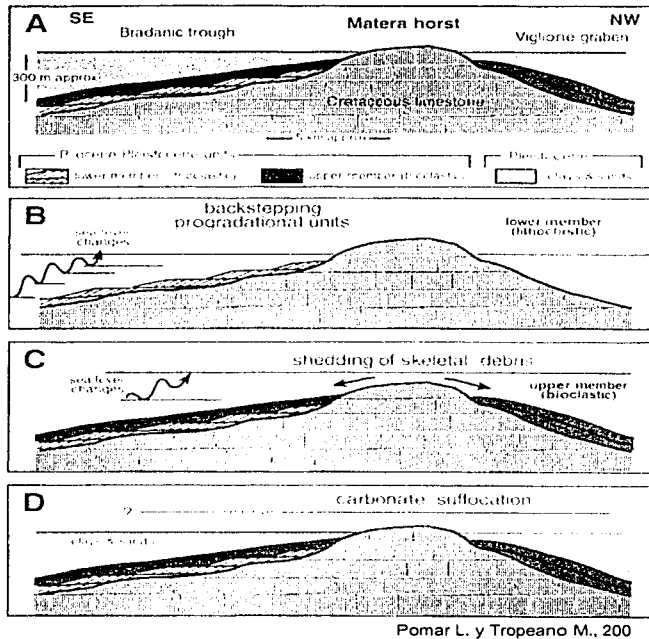


Figura 19.- Modelo de depósito de la calcarenita Gravina, Pomar y Tropeano 2001.

5.1.2. Cuenca Chiapas - Tabasco (Formación Soyaló – Chiapas)

La Formación Soyaló se encuentra aflorando en Sierra de Chiapas y consiste de cerca de 580 m de lutitas de color negro, gris y verde grisáceos, impenetrables e interestratificadas con limolitas arcillosas y delgadas franjas de arenas conglomeráticas. Hacia la cima de la formación se observan arenas gruesas y conglomerados finos. Esta formación se encuentra mayormente expuesta a lo largo de la cresta de la falla del anticlinal de Soyaló.

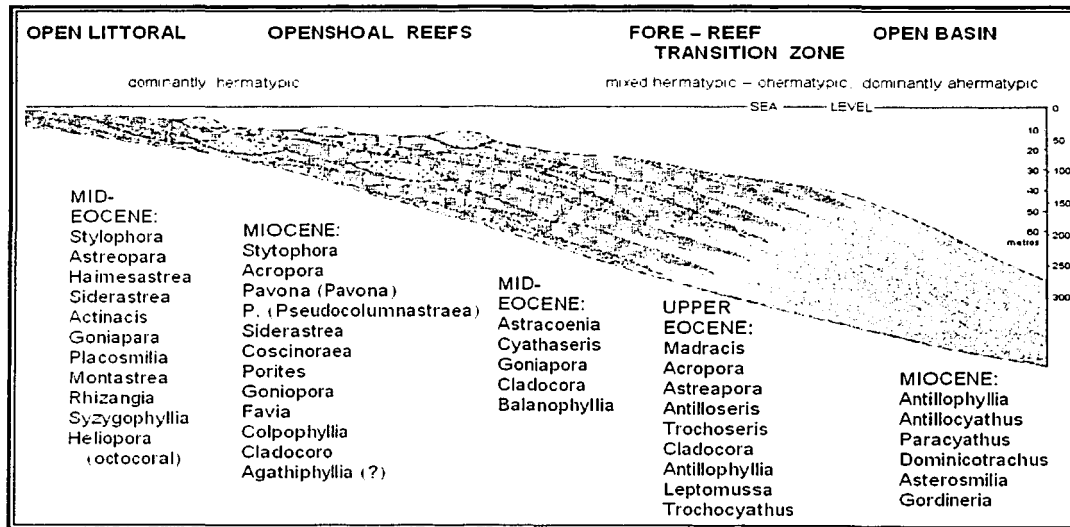
Los sedimentos conglomeráticos están compuestos principalmente de elementos volcánicos, rocas ultrabásicas y calizas. En los conglomerados calcáreos los clastos están compuestos de biomicrita y/o de bioclastos bentónicos embebidos en una matriz micrítica. Los bioclastos son principalmente grandes foraminíferos. La mayoría de los clastos carbonatados parecen ser derivados de sedimentos penecontemporáneos a los "slumps" (derrumbes), aunque se tienen algunos aportes de sedimentos erosionados del Cretácico Superior.



Se ha definido que la edad de esta formación, de acuerdo a su fauna, podría ser la cima del Paleoceno o el Eoceno Temprano y los ambientes de depósito podrían corresponder a sedimentos turbidíticos en facies de pie de talud y cuenca (Facies 3 y 4 de Wilson, op. cit., ver Fig. 5).

La Formación "Caliza Lechería", abarca cerca de 76 m de espesor y es concordante con su infrayacente Formación Soyalo. Esta formación está constituida en sus primeros 51 m por delgados estratos de calizas y en sus restantes 25 m en su parte superior por estratos de calizas arcillosas, areniscas y margas. Las calizas están compuestas por biomicrita con granos de grandes foraminíferos, oolitas, moluscos y fragmentos de algas, depositadas en ambientes de plataforma (Facies 7 y 8 de Wilson, op. cit., ver Fig. 5).

De manera general y por su correlación en cuanto a edad y a sus condiciones geológicas, la Formación Soyalo y la Formación "Caliza Lechería" descritas anteriormente podrían estar representando parte de una gran fase regresiva en toda la región (Fig. 20), misma que pudo haber involucrado a la Sonda de Campeche y que estaría representada por un gran descenso del nivel del mar y el retroceso de las facies sedimentarias asociadas a una alta erosión. De manera particular la Formación Soyalo se considera como un buen ejemplo análogo, debido a sus características sedimentarias y facies de depósito, las cuales son similares a las facies de depósito de las "Calcarenitas" de la Sonda de Campeche.



Frost and Lagenheim, 1974

Figura 20.- Modelo de depósito de la Formación Soyalo.



5.1.3. Campo Agave – Estado de Tabasco

El Campo Agave se encuentra ubicado en el estado de Tabasco al sur de la ciudad de Villahermosa, está subdividido en dos bloques, el Bloque I y el Bloque II; en el Bloque I, la producción proviene de brechas con baja dolomitización del Cretácico Medio y del Cretácico Superior principalmente, aunque se obtuvo producción en el Cretácico Inferior en el pozo Agave 1b. En el Bloque II, se obtuvo producción en brechas arcillosas y dolomitizadas del Eoceno Medio. Esta secuencia inicialmente se consideró del Cretácico Superior, pero durante la perforación del pozo Agave 73d, se logró cortar inicialmente esta secuencia y posteriormente se cortaron las brechas típicas del Cretácico Superior. Esta afirmación se pudo corroborar con estudios de fluorescencia que se hicieron en los núcleos, en donde se pudo observar fauna terciaria dentro de la matriz arcillosa. Esta información dio las bases para realizar nuevos estudios en otros pozos dentro del bloque (en los pozos Agave 201, 301 y 221a), pudiéndose definir la edad de Eoceno Medio para esta secuencia.

Según De La Cruz Rivera V., 2001, (comunicación personal), en el pozo Agave 55, la secuencia de brechas y arenas calcáreas, que en el plano de ubicación comparte las características sedimentarias del Bloque I, al estudiar sus núcleos y láminas delgadas, se encontró que los fragmentos de los núcleos 1, y 2 considerados como de edad cretácica tardía, presentan rasgos sedimentarios similares a los del Bloque II. Es decir que dentro de la matriz arcillo - calcárea que aglomera a los clastos se logró identificar fauna terciaria del Eoceno y retrabajada del Paleoceno sin dolomitizar. Toda esta secuencia de brechas rellenaría, lo que Varela Santamaría M. (1995), en su trabajo de tesis de maestría llamó como Canal de Jalapa (Fig. 21).

El Campo Agave tiene cuantificada en la actualidad una reserva total de 175.7 mmbpcpe, con una producción acumulada de hidrocarburos al 1 de enero de 2000 de 126.4 de mmb de aceite y 1177.2 mmpc de gas natural.

Por las características geológicas, de edad y de producción que presentan las brechas y arenas calcáreas del Bloque II y posiblemente el Bloque I del Campo Agave, se puede pensar que esta secuencia correspondería a los depósitos calcareníticos del Eoceno Medio en la Sonda de Campeche.

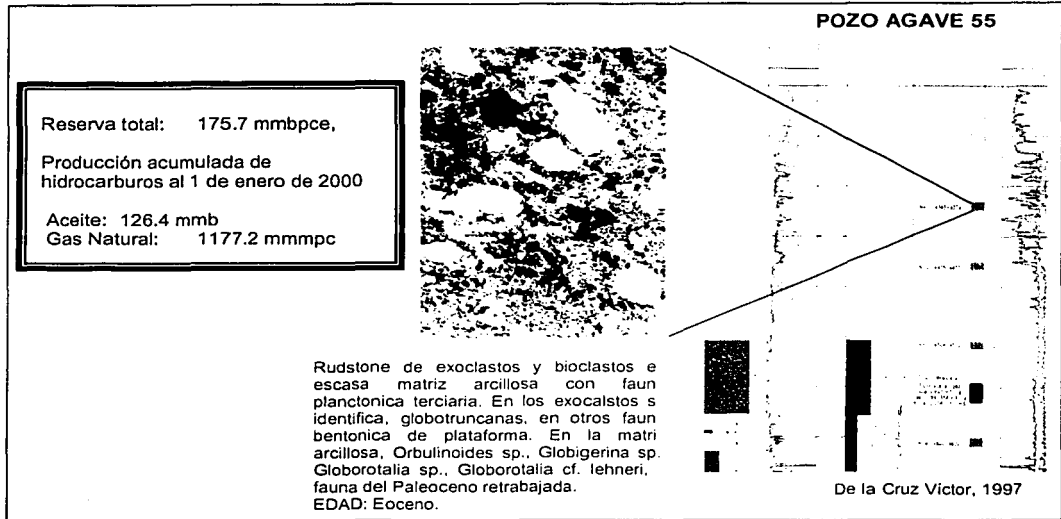


Figura 21.- Características petrográficas y petrofísicas de las Calcarenitas del Eoceno en el pozo Agave-55.

5.1.4. Campo Poza Rica – Estado de Veracruz

El Campo Poza Rica se encuentra ubicado en la parte Centro - Sur de la provincia geológica de Tampico - Misantla, al poniente terrestre dentro de lo que se ha denominado como "Faja de Oro", conforma una franja de facies de talud y pie de talud de edad Cretácico Medio. La columna estratigráfica del área está constituida por rocas que varían en edad desde el Jurásico hasta el Terciario, comprendiendo un espesor de aproximadamente 2800 m.

El modelo sedimentario que se ha interpretado para el Campo Poza Rica es el de márgenes de una plataforma carbonatada aislada, caracterizada por el desarrollo de un escarpe inclinado (mayor de 35° de pendiente) y profundo, en donde los sedimentos son transportados hacia el talud como producto de la erosión de la plataforma para posteriormente ser acumulados sobre el piso de la cuenca.

La columna litológica productora de hidrocarburos corresponde a calizas del Cretácico Medio, que en la parte superior está constituida por capas porosas, compactas y



estratificadas de bioclastos bentónicos y que en su parte inferior está compuesta por fragmentos de rudistas (Fig. 22)

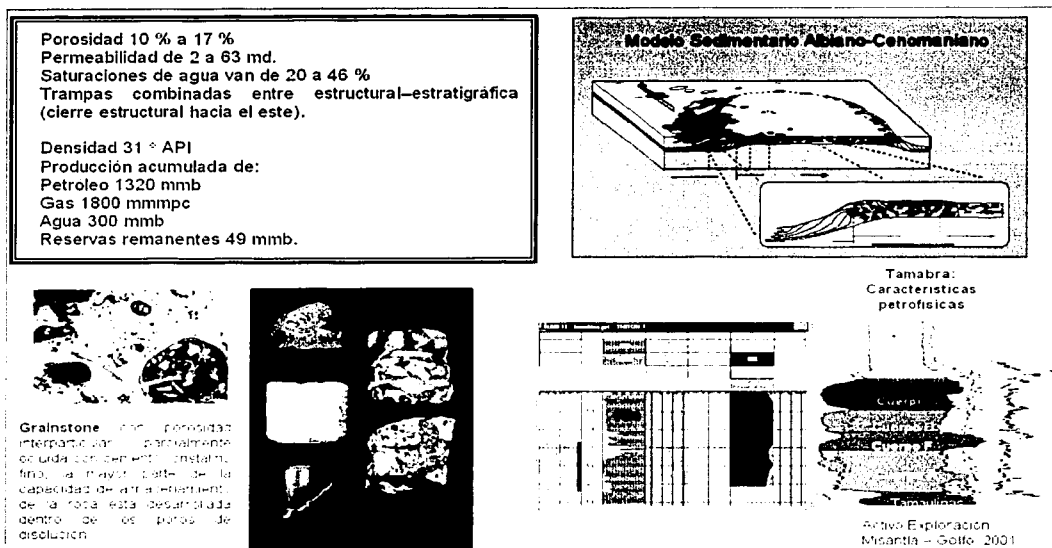


Figura 22.- Modelo de depósito y características petrofísicas de las brechas Cretácicas del Campo Poza Rica.

El Campo Poza Rica fue considerado como un campo gigante, descubierto en 1930. Fue el primero de los 29 campos que han producido a partir de las formaciones Tamabra y Agua Nueva, con reservas probadas de 1624 mmb de petróleo y 2135 mmmpc de gas. Las reservas oficiales recuperables originales del play son de 2545 mmbpce. Las reservas estimadas en PEMEX Exploración y Producción, y la Compañía British Petroleum (PEP-BP) para este play es de 71 mmbpce. La producción actual de petróleo del "play" Tamabra es de 25 mbd.

El petróleo producido en el Campo Poza Rica es de 31 ° API. La producción acumulada de petróleo, gas y agua es de 1320 mmb, 1800 mmmpc y 300 mmb, respectivamente. Para mayo 1994, los índices de petróleo, gas y agua eran de 15 mbd, 8 mmpcd y 15 mbd, respectivamente. Las reservas remanentes en el campo se estiman en 49 mmb.

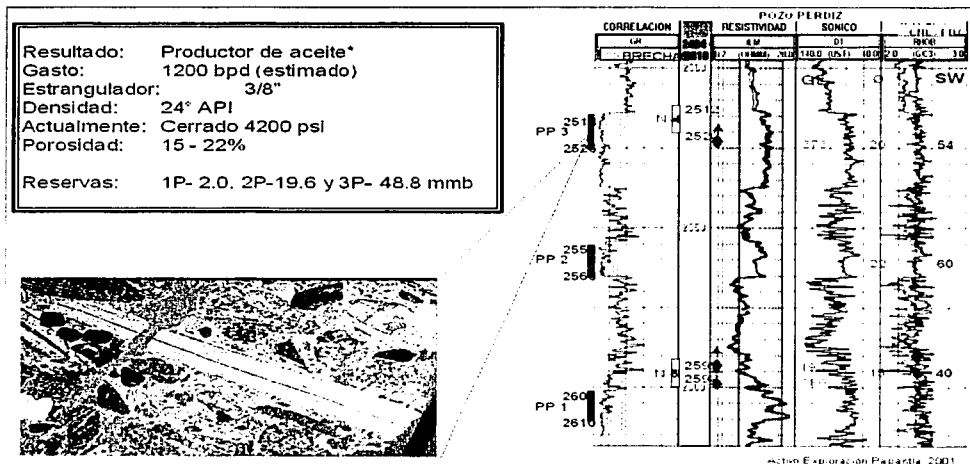
Los campos más importantes para el play Tamabra son: el Poza Rica (2074 mmbpce), Tres Hermanos (163 mmbpce) y San Andrés (102 mmbpce).



De acuerdo a las características de ambientes de depósito en forma de abanicos submarinos constituidos por sedimentos de brechas y arenas calcáreas del Campo Poza Rica, así como la alta producción de hidrocarburos que de él se han obtenido, a este campo se le ha tomado como un buen ejemplo de sedimentación análoga de los depósitos calcareníticos del Eoceno Medio en la Sonda de Campeche.

5.1.5. Campo Perdiz - Estado de Veracruz

Constituido por el pozo el pozo Perdiz-1, perforado a fines de diciembre del 2000, tuvo como objetivo alcanzar los cuerpos de arenas y brechas del Eoceno Superior cortados en los pozos Mata Gallina 1 y 4, además de las rocas del Mioceno que presentan analogía con los campos productores de la cuenca. La terminación de este pozo quedó clasificada como productor en rocas de arenas y brechas calcáreas del horizonte Eoceno Medio (Fig. 23).





Se tiene cuantificada una reserva P1 de 2.0 MMB, una P2 de 19.6 MMB y una P3 de 48.8 MMB.

Este campo es de particular importancia par este trabajo, ya que es el campo dentro del área que localiza más hacia el Norte, con características geológicas similares a las de las Calcarenitas presentes en la misma edad en la Sonda Marina de Campeche.

5.1.6. Campo Cantarell (niveles Cretácico Superior y Eoceno)

El Campo Cantarell, fue descubierto en 1979, es uno de los campos petroleros considerado como gigante en el mundo. Se localiza en la Plataforma Continental del Sur del Golfo de México, en la parte centro - oriental de la Sonda de Campeche a 80 Km al NW de Ciudad de Carmen, Campeche, México (ver Fig. 1).

Este gigante petrolero se considera un campo maduro, y ha producido aproximadamente 7,000 mmbb de aceite durante sus 20 años de explotación; está conformado por cuatro bloques llamados Akal, Nohoch, Chac y Kutz (Fig. 24), siendo el más importante el bloque Akal por contener más del 90% de las reservas de aceite. Desde el inicio de su explotación en 1979, alcanzó un pico de producción de 1,156 mmbpd, y a partir de 1996 incrementa su producción hasta alcanzar 1,430 mmbpd a principios de 1999.

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.

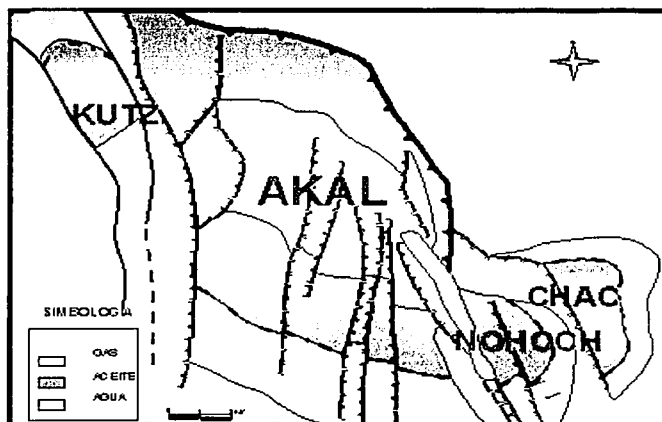


Figura 24.- Complejo Cantarell, mostrando los bloques de los Campos Chac, Nohoch, Akal y Kutz.

La producción de hidrocarburos en este campo proviene de rocas calcáreas del Cretácico Superior, constituidas por exoclastos compuestos de mudstone, wackestone y packstone



de bioclastos depositados en la plataforma y que han sido erosionados, transportados y finalmente depositados en el talud y la cuenca de Campeche (Facies 3 y 4 de Wilson, ver Fig. 5). Los clastos de los depósitos son principalmente subangulosos a subredondeados, constituidos por brechas con una matriz de grainstone ("Calcareñas"), packstone y mudstone, mismos que presentan un alto grado de dolomitización (Fig. 25).

La porosidad en estas rocas varía de 4 al 18% en algunos intervalos, con predominancia del tipo de oquedades (vugs), intercrystalina y en fracturas. El tamaño de las oquedades varía de 1 a 15 mm, presentando buena interconexión con fracturas y estilolitas. En algunos intervalos el fracturamiento es intenso y caótico, pero en forma general se presentan dos sistemas de fracturas uno casi horizontal y el otro perpendicular a la estratificación.

Debido a que tanto el Campo Cantarell del Cretácico Superior como las Calcareñas del Paleoceno – Eoceno (Fig. 26) de este estudio se encuentran ubicados dentro de la misma provincia geológica y dadas las similitudes que existen en las características geológicas de depósito que presentan los dos cuerpos evaluados (facies de ambientes de pie de talud), este campo nos abre un espacio a nuevas áreas potenciales durante el Paleógeno en toda la región marina, por lo que al Campo Cantarell se le considera como uno de los principales campos para poder definir las condiciones geológicas para nuevas áreas en este estudio.

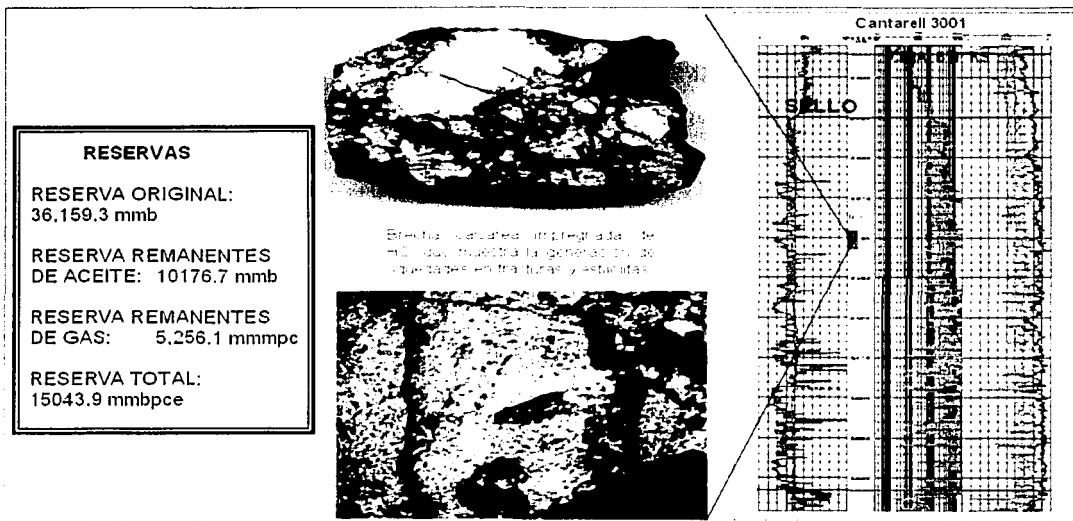


Figura 25.- Características petrográficas y petrofísicas de las Brechas calcáreas productoras en el Campo Cantarell.

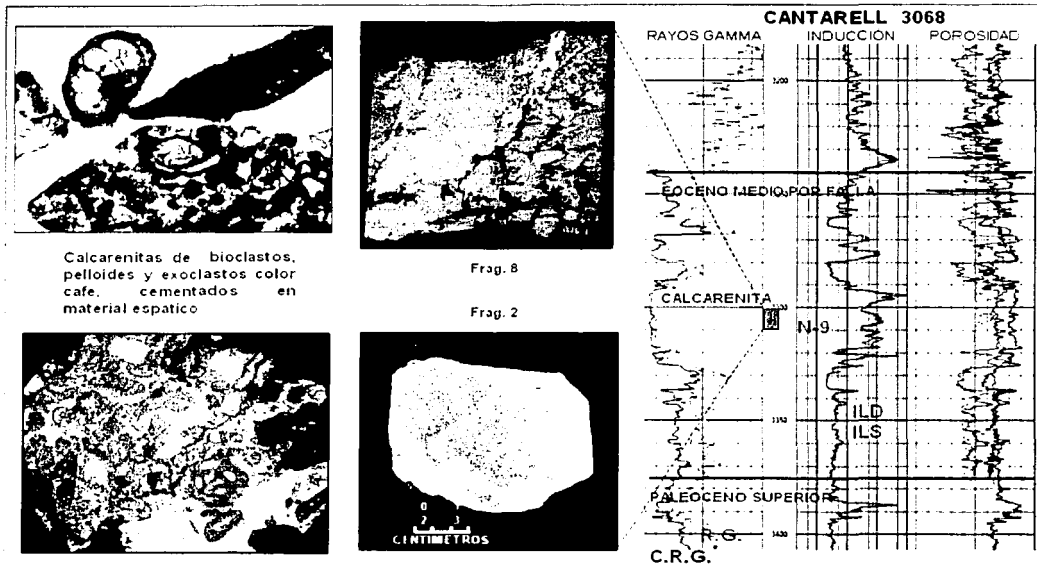


Figura 26.- Características petrográficas y petrofísicas de las Calcarenitas del Eoceno Medio en el pozo Cantarell-3068.

5.1.7. Campos Ku – Zaap - Maloob (nivel Eoceno)

El campo Ku-Maloob-Zaap, fue descubierto en 1986, y se considera el segundo campo petrolero de mayor importancia en la Región Marina Noreste, después del Campo Cantarell. Se localiza en la Plataforma Continental del Sur del Golfo de México, a 90 Km aproximadamente al NW de Ciudad de Carmen, Campeche, México (Fig. 27).

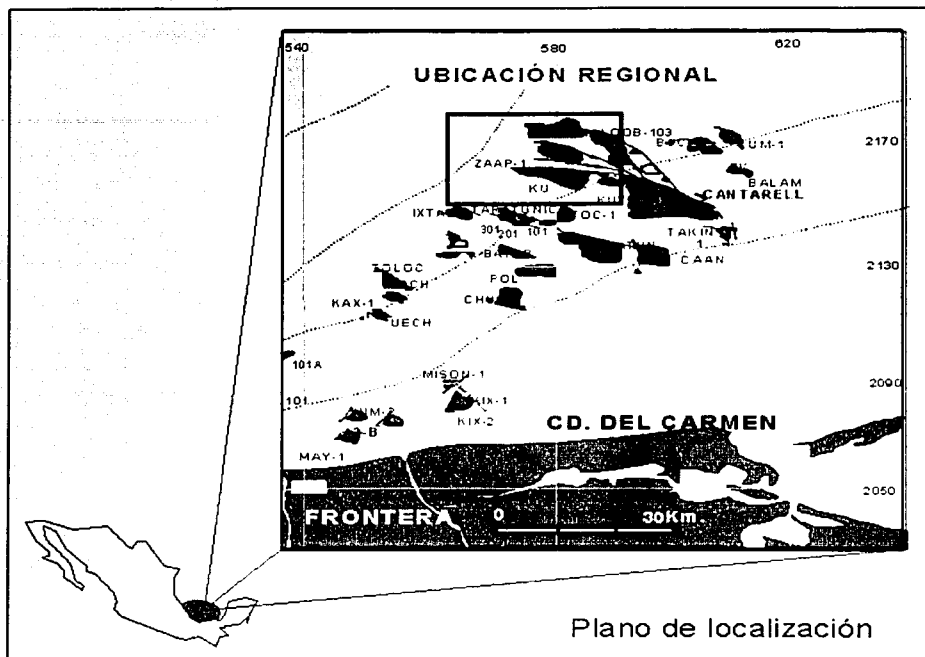


Figura 27.- Plano de localización mostrando los campos Ku- Maloob - Zaap.

Este campo petrolero inició su producción en el año de 1986 con el pozo Ku-10 y posteriormente en 1997 se estableció producción en el Campo Zaap. Su producción promedio diaria es de 755BPD de aceite pesado, con una relación gas / aceite de $82 \text{ m}^3/\text{m}^3$, actualmente sólo producen cuatro pozos (Ku-10, Zaap-1001, Zaap-106 y Zaap-7D), siendo la mayor producción de aceite en las Calcarenitas la del Campo Cantarell.

Los hidrocarburos producidos por este campo son aceites con densidades de 18°API , y su explotación se realiza a través de 4 pozos en operación utilizando métodos de recuperación primaria y secundaria.

La producción de hidrocarburos en este campo proviene principalmente de tres cuerpos de rocas calcáreas identificadas dentro del Eoceno Medio, a los que informalmente se les ha denominado de la base a la cima como cuerpo "A", "B", "C" (Romero, P. R., Valladares, M. R., y Landón, R. E.), las cuales están constituidas por packstone y grainstone de bioclastos y miliólidos (fig. 28 N1 y N2), transportados desde la plataforma y finalmente depositados en el talud y la cuenca.

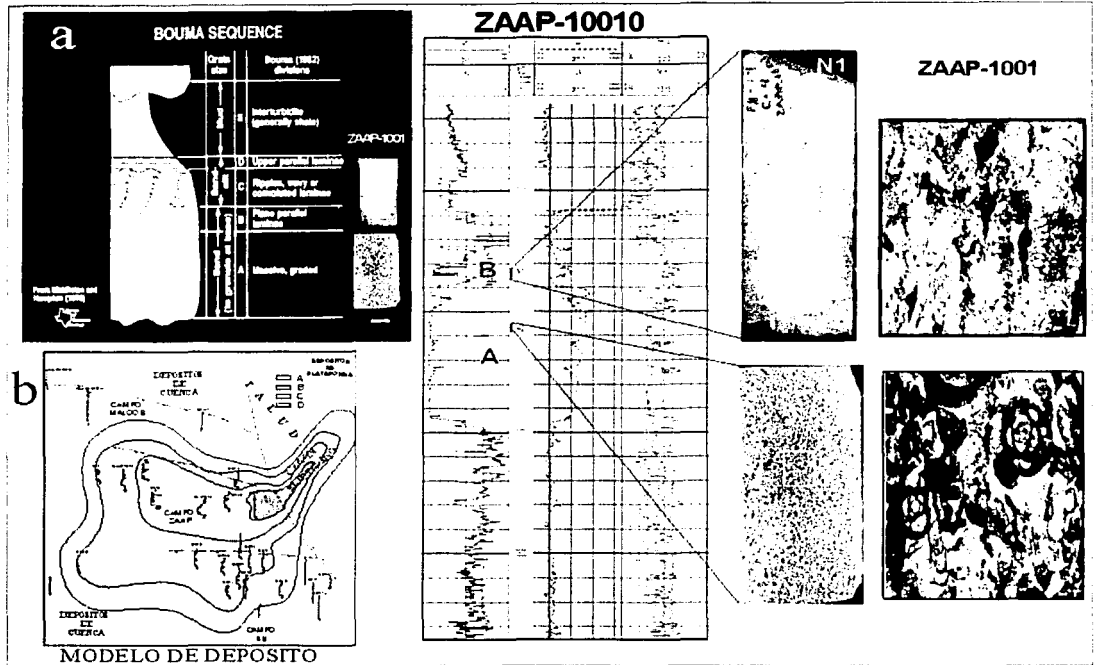


Figura 28.- Características petrográficas y petrofísicas de las Calcarenitas del Eoceno Medio (cuerpos A y B), identificadas en el pozo Zaap-1001.

Las características petrográficas y petrofísicas de estas rocas carbonatadas ("Calcarenitas"), están constituidas principalmente por grainstone, packstone y wackestone, con porosidades de 20 a 25% y saturación de agua del 20% en promedio, son similares a las del Campo Cantarell (Fig. 26):

El modelo sedimentario que se ha interpretado para estos cuerpos de calcarenitas, corresponde a sedimentos turbidíticos depositados en aguas profundas en forma de abanicos de talud y de cuenca, similar a lo que se ha interpretado en el Campo Cantarell, (Gutiérrez, M. I., 1998 en Evaluación de reservas del Campo Cantarell, inf. PEMEX inédito, Coordinación de Delimitación de Campos, RMNE).



En el abanico de piso de cuenca se han podido identificar tres lóbulos principales, que han sido cortados por varios pozos de los campos Ku y Zaap, los cuales se han denominado informalmente como "A", representado por los pozos Ku-41 y 101, "B" identificado en los pozos Zaap-22 y 1001, y los pozos Ku-101, 26, 46, 44, 22,21, 23, y el 467, el lóbulo "C" identificado en los pozos Zaap-7D, 27D, 2051 y 2031, siendo el pozo Ku-97 el único que cortó cuatro cuerpos de calcarenitas, representando el cuerpo estratigráficamente más alto al lóbulo "D" (fig.28 b).

Recientemente se realizó una evaluación preliminar de las reservas de aceite en los Campos Ku- Maloob-Zaap, en la cual se considera que para los lóbulos "A" y "B", el mayor potencial se encuentra en el bloque del Campo Ku, estimándose un volumen de aceite recuperable de 68.5 MMBPCE.

El Activo de producción Ku-Maloob-Zaap, actualmente cuenta con un programa para perforar pozos de desarrollo para la producción de aceite en las Brechas calcáreas del Cretácico Superior en esta área (fig 29), con los cuales empleando una buena estrategia de perforación-producción, se considera factible poder seguir evaluando los cuerpos de Calcarenitas del Eoceno y cuantificar su reservas para la restitución de las mismas en la Región Marina Noreste.

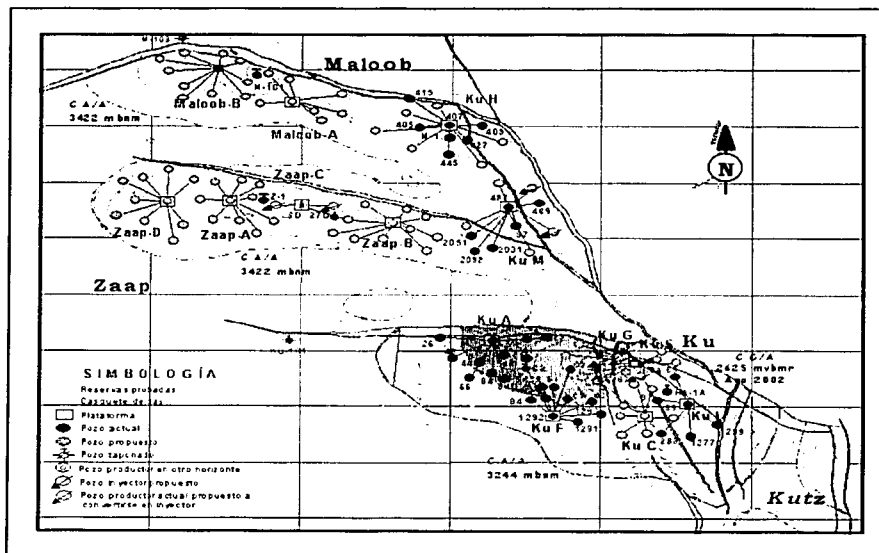


Figura 29.- Programa de perforación de pozos de desarrollo para las Brechas del Cretácico Superior en los campos Ku-Maloob-Zaap.



6.1. EVALUACIÓN DE RECURSOS POTENCIALES DE LA SONDA DE CAMPECHE

6.1.1. Características petrofísicas:

Con el fin de conocer el comportamiento de la porosidad y la saturación de agua en los cuerpos calcareníticos, se tienen evaluados los registros geofísicos de algunos de los pozos, con el objeto de poder identificar las zonas potencialmente productoras de hidrocarburos en toda la región.

De un grupo de 16 pozos que fueron seleccionados para un estudio que se hizo en el Campo Cantarell por parte de la Coordinación de Caracterización y Delimitación de Campos de la RMNE, 6 fueron evaluados para la Calcarenita-1 y 10 para la Calcarenita-2.

En cuanto a los espesores netos porosos de la Calcarenita-1, se tiene que en la porción sur los canales comprenden espesores netos porosos que varían de 1m a 126 m y en la porción norte, solamente se ha definido un canal con orientación este - oeste, de espesores netos porosos que varían de 1m a 50 m. Obteniendo como resultado del análisis y evaluación que las zonas con mejores posibilidades de contener hidrocarburos en la Calcarenita-1 (Eoceno Medio) son los intervalos con porosidades de 14% en promedio (Fig. 30) y con saturaciones de agua de 17% en promedio (Fig. 31), los cuales se consideran como Reservas Probadas, como las que se observaron en el pozo Cantarell-2196 y el pozo Cantarell-2095. Para el caso de la Calcarenita-2, del Paleoceno Superior - Eoceno Inferior, se tienen clasificadas como reservas probadas a los intervalos con porosidades que varían de 12 a 20 % y saturaciones de agua de 11% (Fig. 32), los cuales han tenido producción en los pozos Cantarell-2003, Cantarell-2013, Cantarell-2035, Cantarell-19 y Cantarell-71, e impregnación de aceite en los núcleos cortados en los pozos Cantarell-1006 y Cantarell-9D

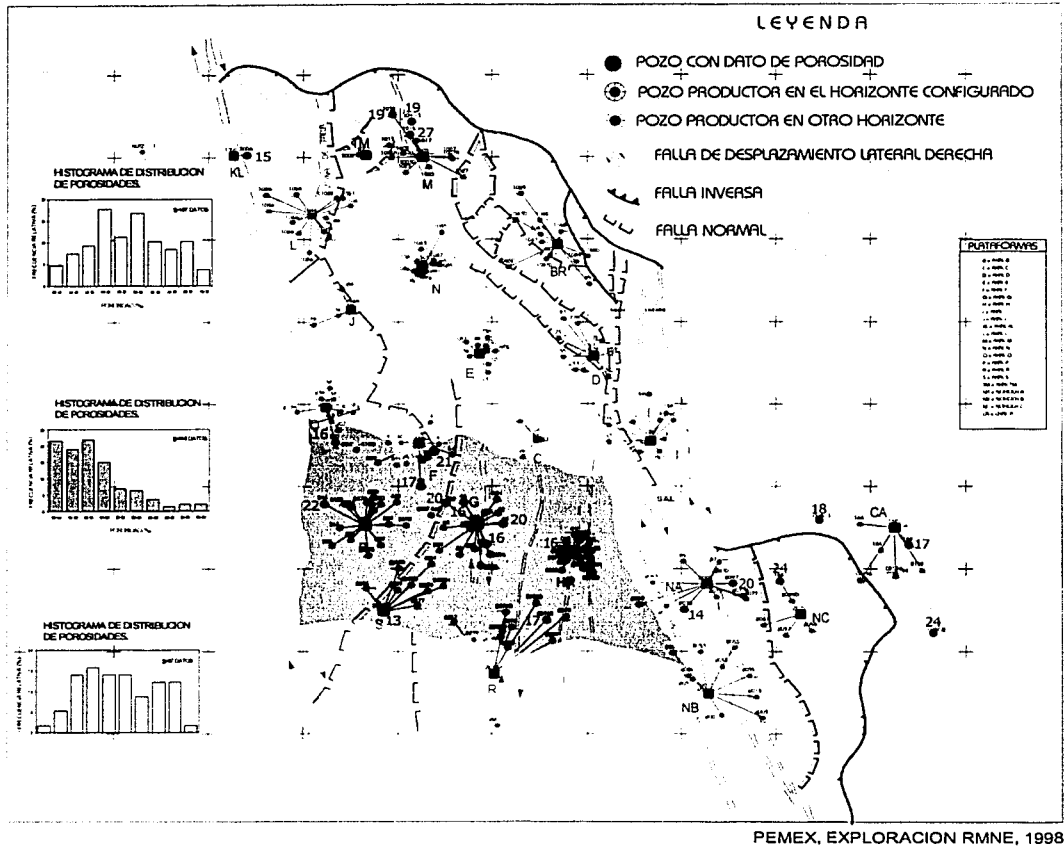
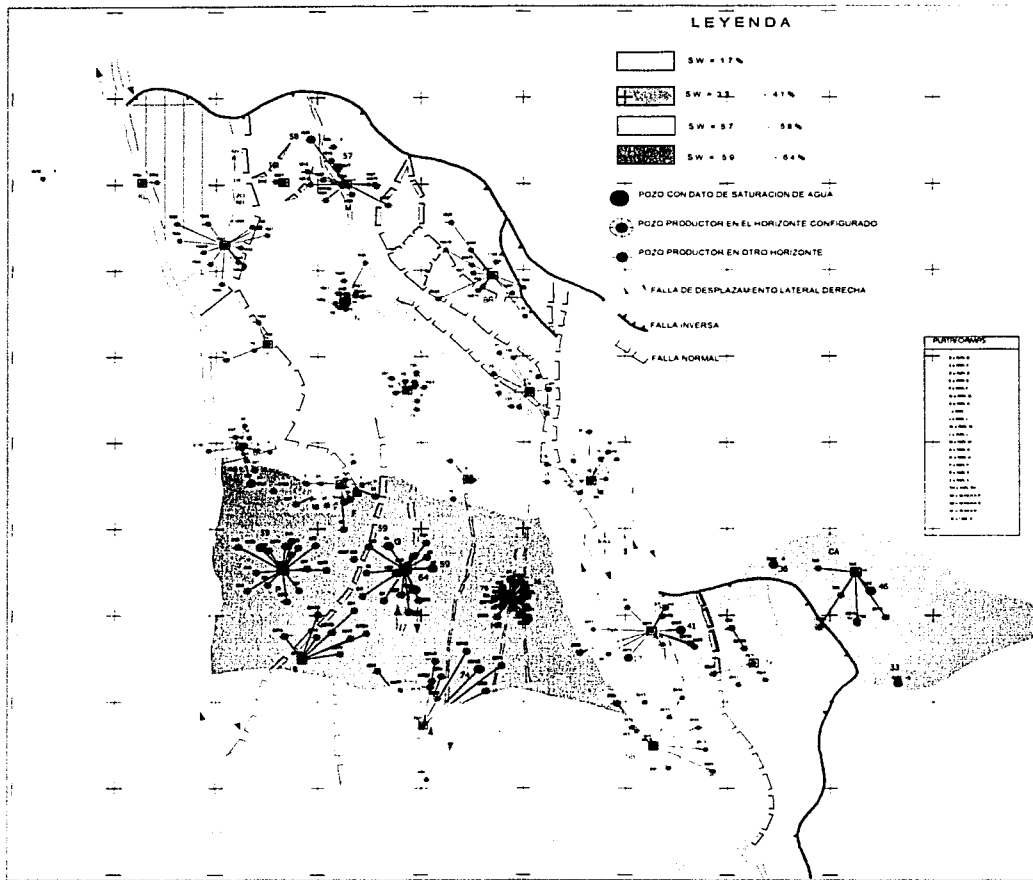


Figura 30.- Distribución de porosidad del cuerpo de la Calcarenita-1 del Eoceno Medio, en el Campo Cantarell.



PEMEX, EXPLORACION RMNE, 1998

Figura 31.- Plano de distribución de la saturación de agua de la Calcarenita-1 del Campo Cantarell.

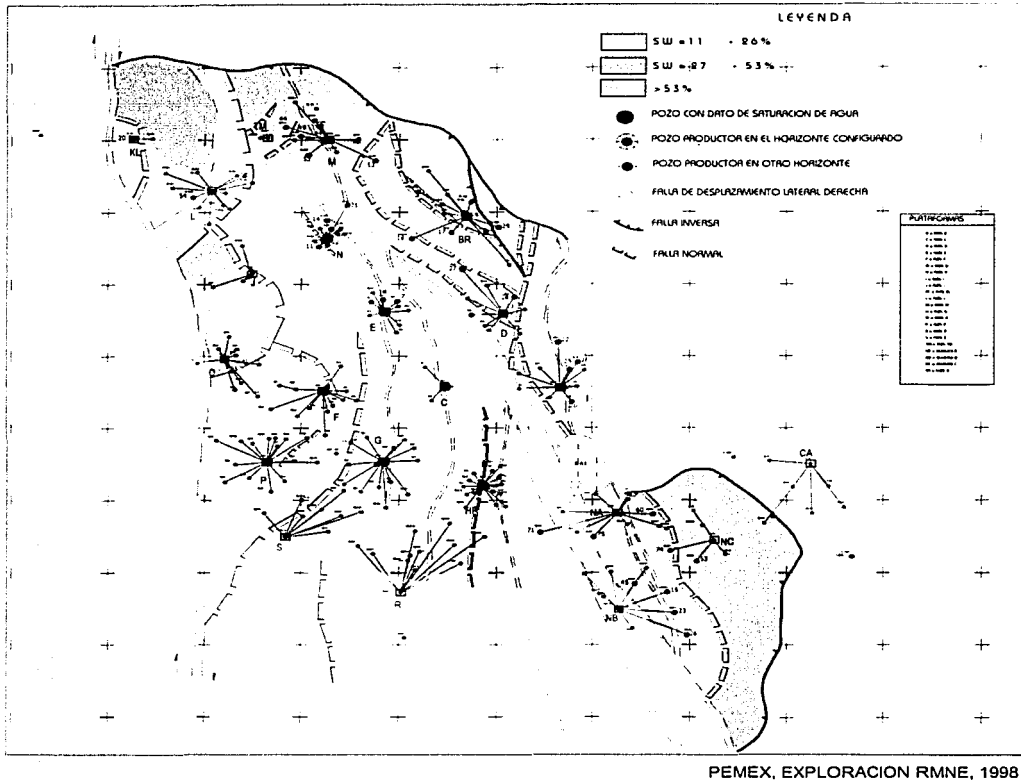


Figura 32.- Mapa de distribución de saturación de agua de la Calcarenita-2 del Campo Cantarell.

En el plano de isopacas del Campo Cantarell, los espesores netos porosos de la Calcarenita-2 (Fig. 33), se observan distribuidos prácticamente en toda la región, pero el 60% del área contiene espesores menores a 20m, con un canal principal en la porción noreste del campo, el cual tiene una extensión aproximada de 12 Km de largo por 2.5 Km de ancho. En el sur se tiene otros dos canales, uno muy pobre y pequeño en el Bloque Chac y otro en el Bloque Nohoch con una orientación noroeste - sureste, de una forma más compleja y menor desarrollo de espesores, mostrando dos depocentros con espesores que varían de 7 m a 49 m.



De la zona con calcarenitas cuyas porosidades promedio varían de 15-24% y saturaciones de agua altas de 27-53%, se han considerado como reservas probables a las Calcarenitas cuyas porosidades varían de 12-25% y saturaciones de agua mayores de 53% se han clasificado como reservas posibles.

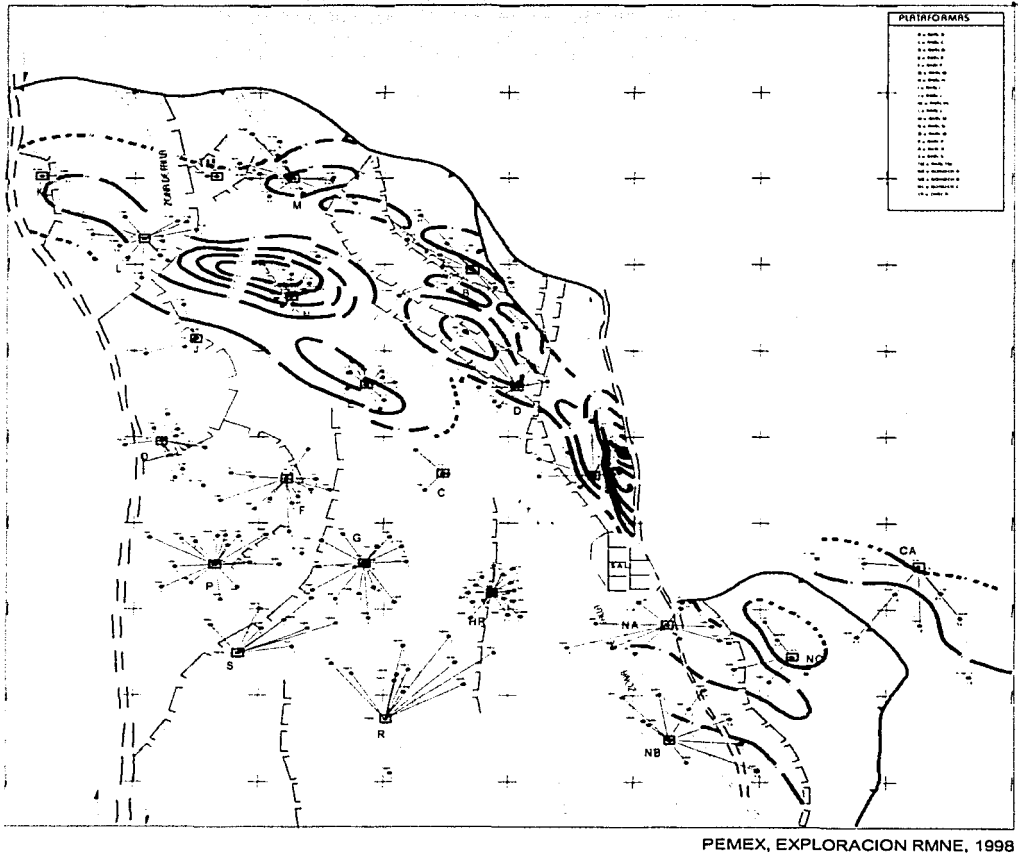


Figura 33.- Plano de espesores netos porosos de la Calcarenita-2 del Campo Cantarell.



6.1.2. Reservas evaluadas en las Calcarenitas del Campo Cantarell para el intervalo Paleoceno – Eoceno.

Los estudios más recientes tienen establecido que para las Calcarenitas del Campo Cantarell se han incorporado un total de 132 mmbpce como reservas probadas, 119 mmbpce como reservas probables y 150 mmbpce como reservas posibles sumando un gran total de 401 mmbpce (Fig. 34).

Por otra parte, en el caso particular de los campos Ku – Zaap –Maloob, se ha comprobado la acumulación comercial de hidrocarburos tanto en la Calcarenita-1 como en la Calcarenita-2. Aunado a que se tienen grandes posibilidades de que pozos ya perforados en ambos campos sean reevaluados en la franja del Paleógeno, ya que existen muy buenas evidencias de impregnación de hidrocarburos en los núcleos cortados en este intervalo

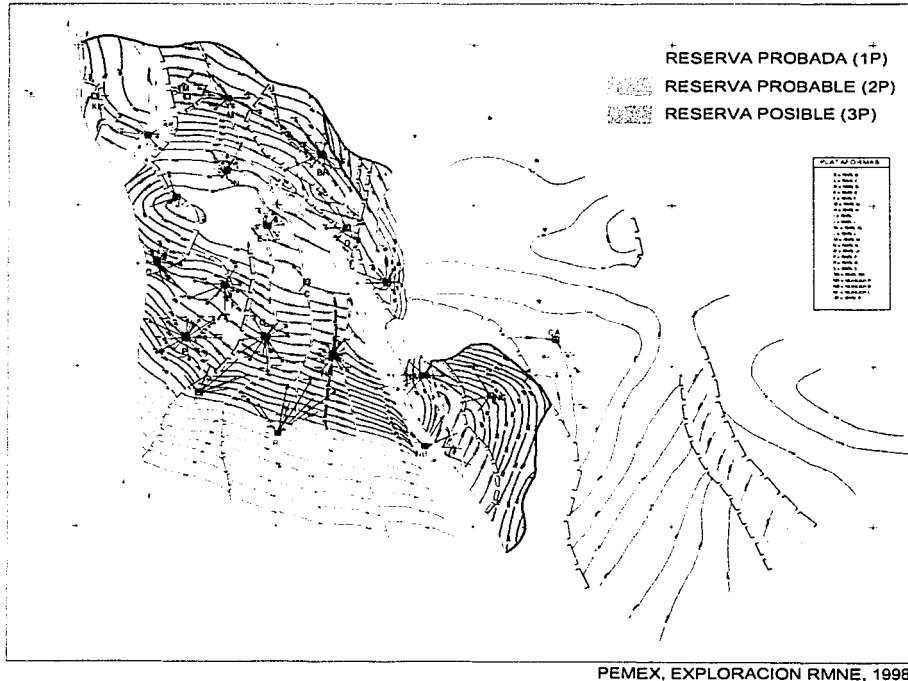


Figura 34 .- Plano que muestra las áreas de las reservas 1P, 2P y 3P del Eoceno Inferior –Paleoceno.



6.1.3. Potencial petrolero de las Calcarenitas del Paleógeno en la Sonda de Campeche y regiones cercanas.

Con base en la información obtenida de todos los pozos productores de la Sonda de Campeche para el intervalo Paleoceno – Eoceno, en este trabajo se elaboraron una serie de gráficas de tendencias probabilísticas de la relación espesor neto / bruto (Fig. 35), del espesor neto poroso (Fig. 36), de la porosidad (Fig. 37), de la saturación de hidrocarburos (Fig. 38) y de la recuperación de hidrocarburos final estimada (Fig. 39), en donde se sintetizan las características principales de estos yacimientos en la región, a la vez que se abre una puerta muy grande a futuras exploraciones para el Paleógeno en la Sonda de Campeche, y en regiones geológicas cercanas con características similares de edad, geológicas y de producción.

21 Puntos (Min: ,240 Max: ,850)	
Resultados	
P90	0,34
P10	0,80
P99	0,24
Moda	0,46
P50	0,52
Media (promedio)	0,54
P1	1,00

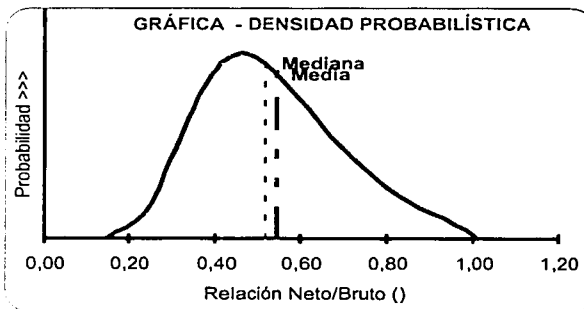


Figura 35.- Relación neto/bruto de la calcarenita en los pozos productores de la Región Marina Noreste

26 Puntos (Min: ,30 Max: 96,930)	
Resultados	
P90	2,06
P10	110,5
P99	0,41
Moda	1,35
P50	15,10
Media (promedio)	40,49
P1	560,29

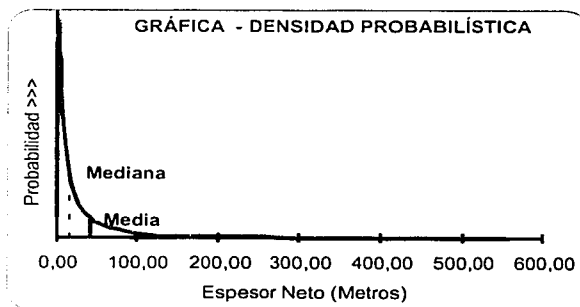


Figura 36.- Gráfica que muestra la distribución probabilística de los espesores netos porosos de las Calcarenitas de los pozos productores de la Región Marina Noreste.



27 Puntos (Min: 3,50 Max: 21,50)	
Resultados	
P90	8,28
P10	23,89
P99	5,38
Moda	11,86
P50	14,07
Media (promedio)	15,09
P1	36,81

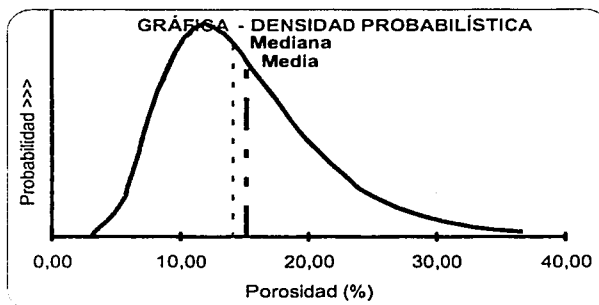


Figura 37.- Gráfica que muestra la distribución probabilística de los porcentajes de porosidad de las Calcarenitas de los pozos productores de la Región Marina Noreste.

27 Puntos (Min: 60,0 Max: 88,0)	
Resultados	
P90	65,97
P10	87,09
P99	58,91
Moda	74,91
P50	75,80
Media (promedio)	76,05
P1	97,53

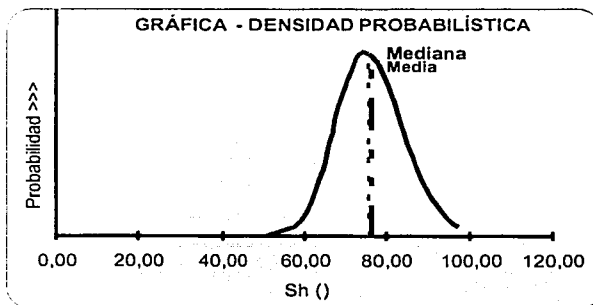


Figura 38.- Gráfica que muestra la distribución probabilística de la saturación de hidrocarburos de las Calcarenitas de los pozos productores de la Región Marina Noreste.

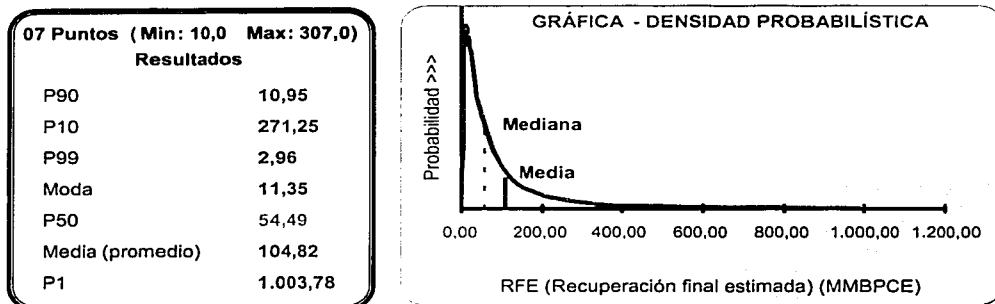


Figura 39.- Gráfica que muestra la distribución probabilística de la recuperación final estimada de hidrocarburos en las Calcarenitas de los pozos productores de la Región Marina Noreste

Finalmente, de acuerdo a las características geológicas, petrofísicas y de reservas evaluadas de los yacimientos calcareníticos y brechosos del Eoceno Medio en los campos Cantarell y Ku – Zaap - Maloob de la Sonda de Campeche, la Formación Soyaló, en la Sierra de Chiapas, el Campo Agave y el Campo Perdiz ubicados en las Cuencas Terciarias del Sureste de México, se observa que las principales facies sedimentarias en donde se tiene producción de hidrocarburos son las facies de canal dentro de un ambiente de abanico submarino. En este trabajo se plantea la posibilidad de que se estudien, se interpreten y se haga un esfuerzo por definir mejor cada una de las facies sedimentarias que constituyen a los mismos abanicos submarinos (por ejemplo, las planicies y los frentes lobulares), los cuales dentro del registro bibliográfico también representan buenas fuentes potenciales de hidrocarburos. Aunado a esto y comparando la paleogeografía del Cretácico Superior, el cual ha sido uno de los mejores horizontes productores del Golfo de México (Fig. 40; Proyecto de los sistemas petroleros en las cuencas petroleras de México, en edición) y el esquema idealizado de la paleogeografía para el Paleoceno - Eoceno planteada en este trabajo (Fig. 41), se puede observar que las características geológicas presentan muy buenas similitudes, lo que genera perspectivas futuras optimistas en lo que corresponde al Paleógeno en toda el área.



PEMEX, EXPLORACION RMNE, 1999

Figura 40.- Plano paleogeográfico del Cretácico Superior (Proyecto de los sistemas petroleros en las cuencas petroleras de México, en edición). (Ver anexo 5)

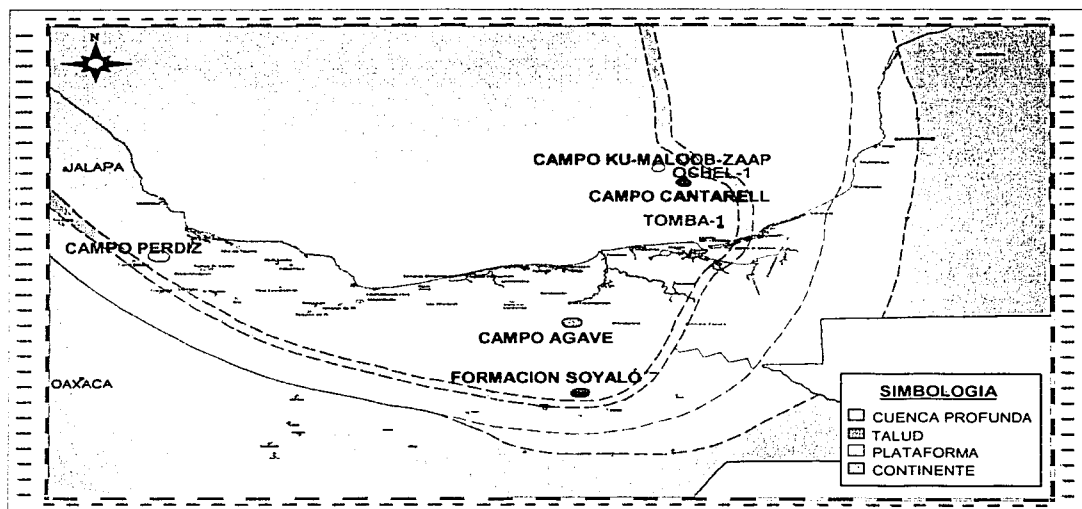


Figura 41.- Plano hipotético de distribución de litofacies de las brechas y Calcarenitas del Paleógeno. (Ver anexo 6)



7.1. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Se concluye que el ambiente de depósito de las Calcarenitas del Eoceno, corresponde a facies de abanicos submarinos.
2. Las facies de mayor importancia económico - petrolero corresponden a las facies de canal y de frente de abanico.
3. El mejor desarrollo de porosidad se tiene interpretado en las facies de abanico en los lóbulos y en la facies de canal, con una porosidad de 20% y 15% respectivamente en los campos Ku - Zaap y Cantarell.
4. Los espesores netos evaluados de las Calcarenitas son de 40 metros en promedio.
5. La distribución areal de las Calcarenitas del Paleoceno - Eoceno, por sus características geológicas y analogías con otros campos, se considera que tiene distribución regional, asociadas al talud del borde de la plataforma.
6. La reserva media recuperada en las Calcarenitas del Eoceno - Paleoceno en los campos de la Sonda de Campeche, corresponden a 104 MMBPCE, que sería el volumen que se espera recuperar en otros yacimientos que se descubran en el área, bajo las mismas condiciones geológicas. En los campos Ku - Maloob - Zaap, se considera que el mayor potencial de hidrocarburos se encuentra en el Campo Ku, estimándose un volumen recuperable de 68.5 MMBPCE.
7. Las características geológicas que presentan las Calcarenitas del Paleoceno - Eoceno de la Sonda de Campeche y su similitud con otros campos, las constituyen en uno de los "Plays" más importantes para su exploración petrolera, en los años futuros dentro de la industria. Se recomienda que con la perforación de pozos de desarrollo en los campos Ku - Maloob - Zaap, se continúen evaluando los cuerpos de Calcarenitas para cuantificar su reservas potenciales.
8. Se recomienda continuar con estudios geológicos y adquisición sísmica con el objeto de delimitar las facies productoras del Paleógeno y su potencial petrolero en el área.



BIBLIOGRAFÍA

- ANGELES AQUINO, F., 1996. Monografía Petrolera de la Zona Marina. Pemex Exploración y Producción. Inédito.
- BAÑUELOS, O., 1993. Roca almacén del Mioceno Plio – Pleistoceno en la Sonda de Campeche. Pemex Exploración y Producción, Inédito.
- CAMARGO, A. Y QUEZADA, J. M., 1991. Análisis geológico – económico de las áreas del Golfo de México con posibilidades petroleras. Bol. AMGP, Vol. XLI, Num. 2, p. 1-32.
- CANPETRO, 1997. KU – MALOOB – ZAAP, Estudio Integrado de Yacimientos. Pemex, Exploración y Producción, Exploración, RMNE, (Inédito).
- COORDINACIÓN DE DELIMITACIÓN DE CAMPOS Y CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS, EXPLORACIÓN, RMNE, 1998. Pozo Delimitador Zaap – 101. Pemex, Exploración y Producción, Exploración, RMNE, (Inédito).
- COORDINACIÓN DE DELIMITACIÓN DE CAMPOS Y CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS, EXPLORACIÓN, RMNE, 1998. Evaluación de Reservas de las Calcarenitas del Campo Cantarell. Pemex, Exploración y Producción, Exploración, RMNE, (Inédito). APE/CDCCY/RMNE/TEC/004/98.
- COORDINACIÓN DE INCORPORACIÓN DE RESERVAS, 1997. Estudio de Interpretación Geofísica – Geológica, Ku, Localización Ku-501. Pemex, Exploración y Producción, Exploración, RMNE, (Inédito).
- CRUZ, H. P., ET ALL, 1998. Pemex plots ambitious E&D spending increase. Oil and Gas journal, June, p86.
- DE LA CRUZ RIVERA, V., 2001. "Campo Agave". Comunicación Personal. Información extraída de su trabajo inicial de tesis.
- FROST, S. H., y Lagenheim, 1974. Cenozoic reef biofacies (Tertiary larger Foraminifera and Scleractinian corals from Chiapas, Mexico. Ed. Northern Illinois University press.
- FUENTES, F., 1996. Petroleum systems of the southeast Tertiary basins and Marbella area, southeast Mexico. AAPG Bulletin v80:8, p1291b.
- GALEA-ÁLVAREZ, F., 1985. Biostratigraphy and depositional environment of the Upper Cretaceous – Eocene, Santa Anita Group (North Eastern Venezuela). Free University Press, p115.



- GEORGE, B., 1996. Mexico's basins could provide niches for various sized firms. Oil and Gas Journal, Nov 18, p53.
- HERNANDEZ-GARCIA, S., 1990. Estudio de Campos con Reserva Probada no Desarrollada (Documento Justificativo), Campo Ku (Brecha Eoceno). Pemex, Exploración y Producción, Región Marina, Gerencia Regional de Exploración, (Inédito).
- HERNANDEZ-GARCIA, S., 1991. Prospecto Norte y Oriente del Campo Ku. Pemex, Exploración y Producción, Región Marina, Gerencia Regional de Exploración, (Inédito).
- HERNANDEZ-GARCIA, S., 1992. Localización Zaap-1001. Pemex, Exploración y Producción, Región Marina, Gerencia Regional de Exploración, (Inédito).
- HERNANDEZ-GARCIA, S., 1992. Localizaciones para Desarrollar en el Campo Ku (Terciario). Pemex, Exploración y Producción, Región Marina, Gerencia Regional de Exploración, (Inédito).
- HERNANDEZ-GARCIA, S., ET ALL, 1995. Informe preliminar del proyecto Eoceno Medio "Calcarenitas". Pemex, Exploración y Producción, Región Marina, Gerencia Regional de Exploración, (Inédito).
- HERNANDEZ, S., ET ALL, 1996. Posibilidades del contenido de hidrocarburos en el área Cantarell a nivel Cenozoico. Pemex, Exploración y Producción, Región Marina, Gerencia Regional de Exploración, (Inédito).
- KLEMME, D. H., 1975. Types of Petroliferous Basins. Can. Petroleum Geol. Bull., 23, No. 1.
- KLIGER, I. A., 1992. Exploratory, development problems in Paleogene claystone oil fields, central Pre - Caucasian basin. Oil and Gas Journal, v 90, n29, p120.
- MANDUJANO, J., 1993. Curso Análisis de Cuencas. Instituto Mexicano del Petróleo, (Inédito).
- MASCLE, A., et all, 1997. Surveys suggest strong hydrocarbon potential at Caribbean/ Atlantic overlap. Offshore, v 57, n1, p38.
- MENESES-ROCHA, J.J., 2001. Tectonic evolution of the Ixtapa Graben, an example of a strike-slip basin of Southeastern Mexico: Implications for regional petroleum systems. AAPG, Memoir 75, p. 183-216.
- PEMEX, 1974. Pozo Kukulcan - 1. Subgerencia de Exploración Zona Marina, Gerencia Regional de Exploración, (Inédito).



PEMEX, 1979. Pozo Ixim - 1. Subgerencia de Exploración Zona Marina, Gerencia Regional de Exploración, (Inédito).

PEMEX, 1985. Pozo Kay - 1. Subgerencia de Exploración Zona Marina, Gerencia Regional de Exploración, (Inédito).

PEMEX, 1985. Pozo Pech - 1. Subgerencia de Exploración Zona Marina, Gerencia Regional de Exploración, (Inédito).

PEMEX, 1986. Monografía Petrolera de la Zona Marina. Subgerencia de Exploración Zona Marina, Gerencia Regional de Exploración, (Inédito).

PEMEX, 1995. Pozo Zaap - 1001. Pemex, Exploración y Producción, Región Marina, Gerencia Regional de Exploración, (Inédito).

PEMEX, 1997. Pozo Nix - 1. Pemex, Exploración y Producción, Exploración, RMNE, (Inédito).

PEMEX, 1997. Visión Exploratoria y Perspectivas de la Región Sur. Pemex, Exploración y Producción, Región Sur, (Inédito).

PEMEX, 1998. Pozo Delimitador Zaap - 101. Pemex, Exploración y Producción, RMNE, (Inédito).

PEMEX, 1999. Estudio de interpretación Geológica - Geofísica para la generación de las localizaciones Malah-1 y Nukuk-1. Pemex, Exploración y Producción, Evaluación del Potencial de la RMNE, (Inédito). RMNE/EP/0005/99.

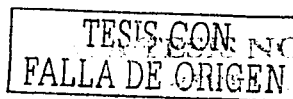
PEMEX, 2001. Compilación de la Información del Campo Agave. Activo Reforma Comalcalco. Exploración y Producción, Región Sur.

PEMEX, 2001. Compilación de la Información del Campo Poza Rica. Activo Poza Rica. Exploración y Producción, Región Norte.

PEMEX, 2001. Proyecto de los sistemas petroleros en las cuencas petroleras de México. Pemex, Exploración y Producción, Coordinación de Estrategias de Exploración, en edición.

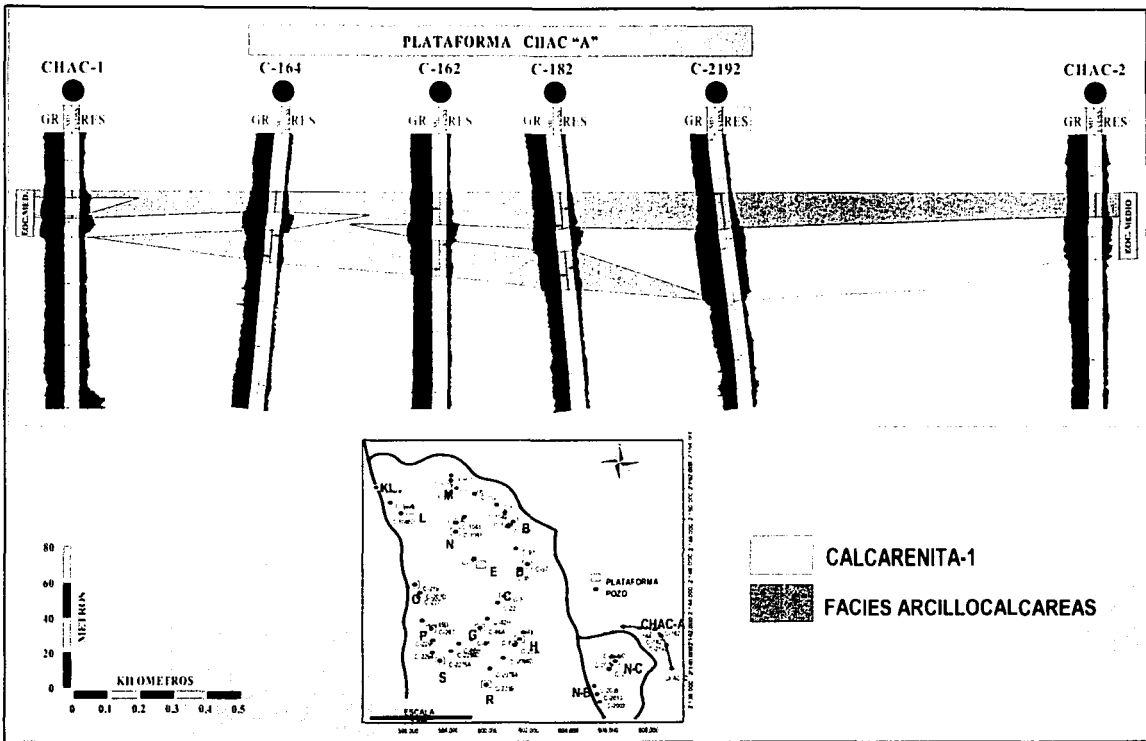
POMAR, L. y TROMPEANO, M., 2001. The calcarenite di Gravina Formation in Matera (southern Italy): New insights for coarse-grained, large-scale, cross-bedded bodies encased in offshore deposits. AAPG, Bull., v. 85, No. 4 (April 2001), pp. 661-689.

READ, J. F., 1985. Carbonate Platform Facies Models. AAPG, bulletin, v69, N1, p1-21.





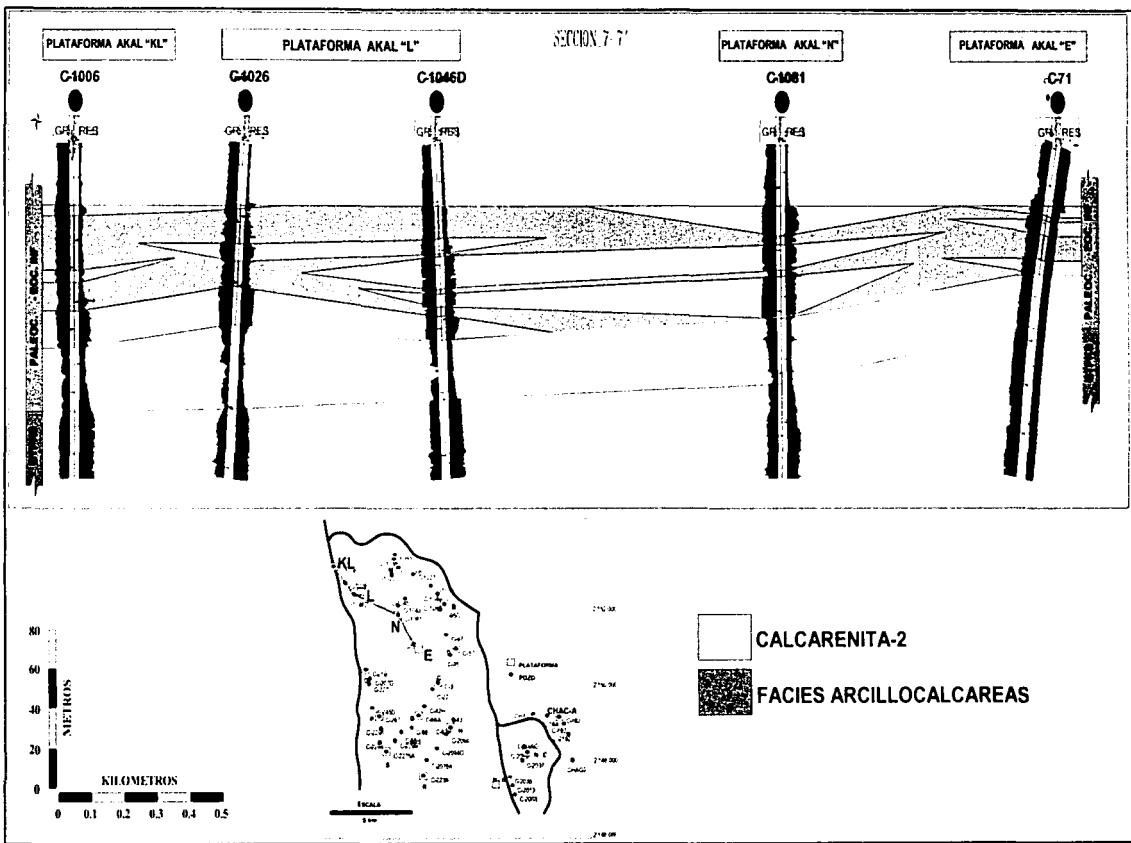
- ROHR, G. M., 1991. Exploration Potential of Trinidad and Tobago. *Journal and Petroleum Geology*, V 14(3), p343.
- ROMERO, P. R., VALLADARES, M. R. y LANDON, R. E., 2002. Estudio sedimentológico enfocado a la caracterización de las Calcarenitas del Campo Ku-Maloob-Zaap. PEMEX Exploración y Producción: Trabajo de Especialidad en sedimentología de siliciclasticos, reporte interno (planos).
- ROJAS-ROSAS, R., 2001. Hipótesis sobre el desarrollo de la neotectónica en el sur del Golfo de México y sureste de México. *Jornadas técnicas. Pemex, Exploración y Producción, RMNE.*
- ROSENFELD, J. Y PINDELL, J., 2002. "US Gulf' early isolation from ocean hypothesis for sea base level fall", *Offshore. Ed. Tectonic Analysis, Ltd. p.p. 47*
- SALMERÓN, P., 1982. Estudio Bioestratigráfico de Pozos en Rocas Carbonatadas del Mesozoico y Terciario del Área Marina de Campeche. (Proyecto C – 1110), Instituto Mexicano del Petróleo (Inédito).
- SÁNCHEZ, B. L., 1990. Why wells have failed in southern Belize area, (Oil exploration). *Oil and Gas Journal*, v 88, n34, p97.
- SCOFFIN, T. P., 1987. An introduction to carbonate sediments and rocks. Ed. Blackie & Son Limited. London. p.p. 274
- SCOTT, T., 1990. A brief overview of Miocene lithostratigraphy – northern Florida and Eastern Georgia. Ed. Florida Geological Survey, Tallahassee, Florida. p. 5
- SHANMUGAM, G, ET AL, 1995. Basin – floor fans in the North Sea: sequence stratigraphic models vs. Sedimentary facies. *AAPG Bulletin*, V 79, N4, p477-512.
- SHEEHAN, C., ET AL, 1990. Costa Rica geologic basins lure wildcatters (petroleum exploration). *Oil and Gas Journal*, v88, n18, p73, (6).
- TUCKER, M. E., 1990. Carbonate sedimentology. Ed. Blackwell Science. p.p. 321
- VARELA SANTAMARÍA MIGUEL, 1995. Una Plataforma Aislada en el Sureste de México. Trabajo de tesis de maestría, UNAM. Inédito. p.p. 95
- WILSON, J. L., 1975. Carbonate facies in geology history. Ed. Springer Verlag. p.p. 630.
- WILSON, H. H., 1993. The age of salt in the Gulf of Mexico Basin. *Journal of Petroleum Geology*, V 16(2), p125.



PEMEX, Exploración RMNE, 1998

Anexo 1



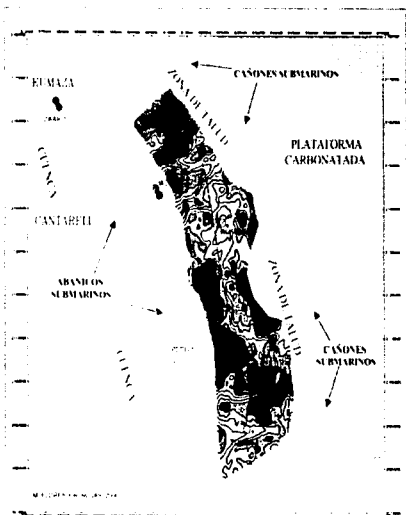


PEMEX, Exploración RMNE, 1998

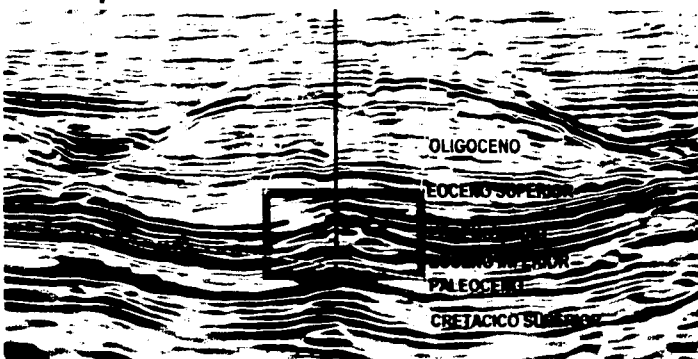
Anexo 2

El Potencial Petrolero de las Calcarenitas del Paleógeno en la Sonda de Campeche





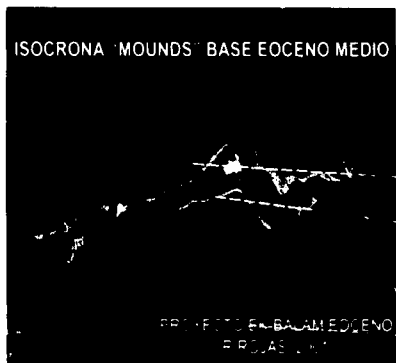
Oportunidad Exploratoria



Rojas R., R. 2001



ATRIBUTO AMPLITUD ABSOLUTA
PROMEDIO

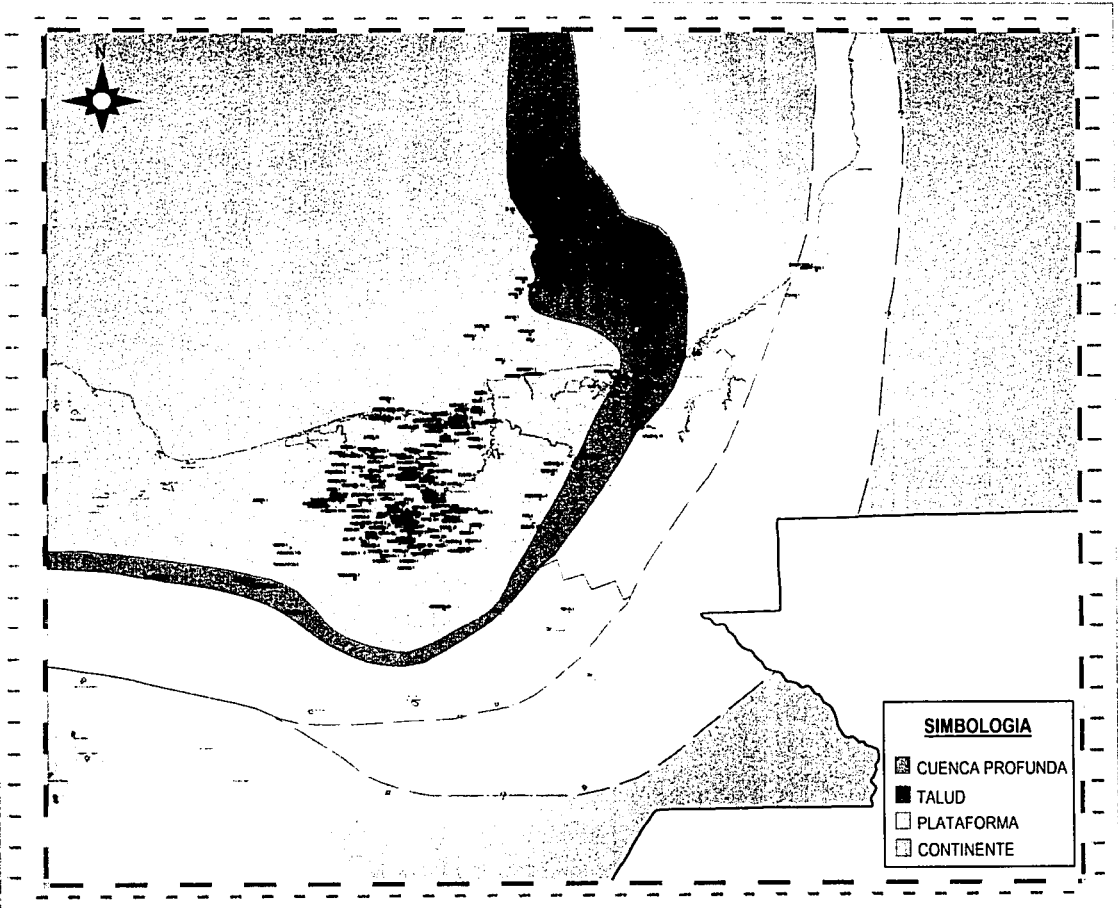


ISOCRONA MOUNDS BASE EOCENO MEDIO

PROYECTO EN BALAM EOCENO
PROYECTO EN BALAM EOCENO

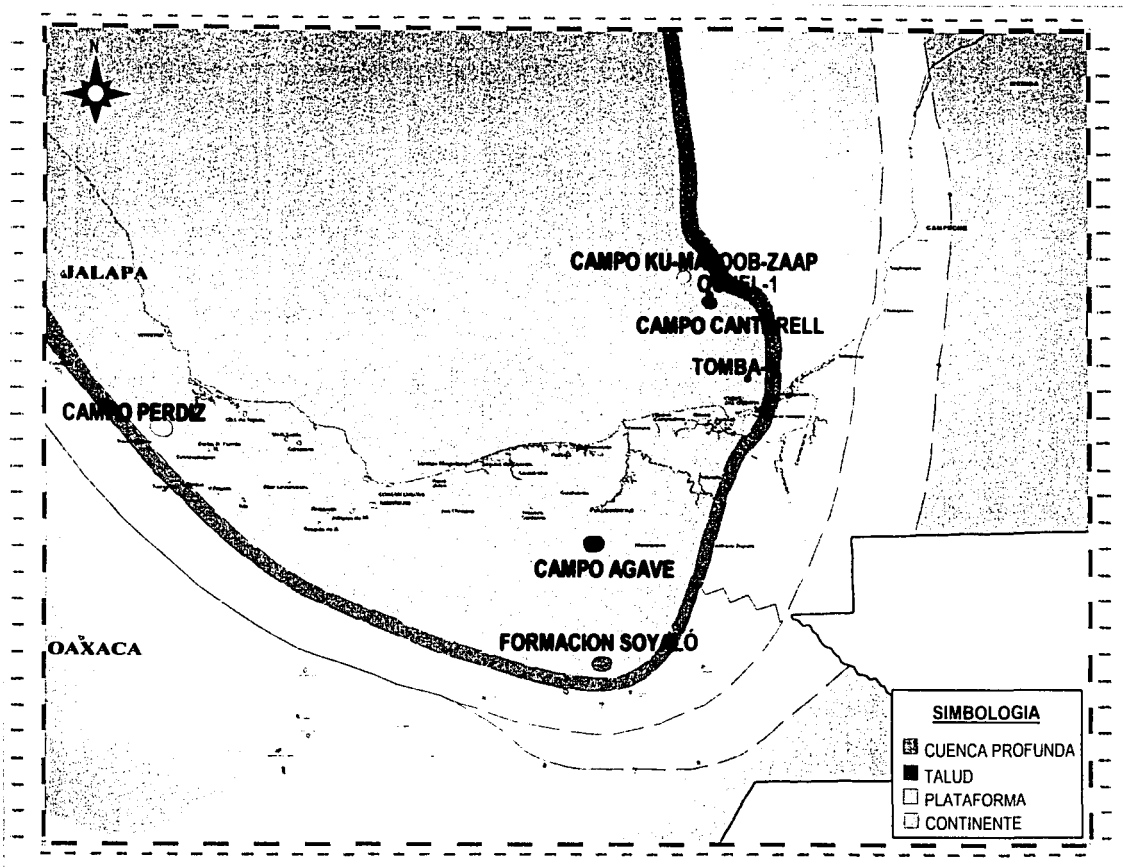
Anexo 4





PEMEX, Exploración RMNE, 1999

ANEXO 5



PEMEX, Exploración RMNE, 1999

Anexo 6