



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
División de Estudios de Postgrado

T E S I S

Caracterización de la Roca Almacén de Edad Cretácico Superior, para la evaluación de los elementos del play brecha-cretácico superior, usando la metodología de plays fairway.

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA PETROLERA
(EXPLORACIÓN Y GAS NATURAL)

P R E S E N T A :

HERACLIO MELÉNDEZ ARRIAGA

Director de tesis:

DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ

NOVIEMBRE 2008



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

A ese ser supremo que cada uno llevamos en nuestro interior, y que nos da la fortaleza y la fuerza interna para lograr lo que nos proponemos.

A la Empresa The Mudlogging Co. México, que me brindó esta invaluable oportunidad de crecimiento personal y de actualización en la rama de la exploración petrolera, al Ing. Luis H. Ferran, Ing. Fernando Anaya, Lic. José María Parra, a ellos mi mas profundo agradecimiento, y muy en especial al Ing. Aurelio Vázquez B., que confió en mi para la realización de este proyecto, le agradezco sinceramente la oportunidad brindada y su apoyo para que ésta tesis de maestría llegara a buen término.

Agradesco especialmente a mi director de Tesis, Dr. Ricardo Jose Padilla y Sánchez, y a mis sinodales Dr. Joaquín Eduardo Aguayo C., Ing. Felipe Jaime Leon Islas, M. C. Miguel Juárez Casas y M. C. Noel Holguín Quiñones, por sus consejos y atinadas observaciones en el desarrollo de éste trabajo.

A las autoridades de PEMEX, particularmente al Ing. Marco Antonio Flores Flores, de la Coordinación de Plays Establecidos, quién contribuyó de manera muy significativa para la elaboración de ésta Tesis, mi más sincero agradecimiento.

A los catedráticos de la División de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería (DEPFI), por compartir sus valiosos conocimientos.

A todos mis compañeros de generación de la maestría también mi agradecimiento, en especial al Ing. Enrique Trejo Vázquez, gracias por su valiosa colaboración y apoyo.

DEDICATORIA

A mi adorada esposa Ma. Angelina, la mujer que hace que mi vida sea maravillosa, por su sincero amor y comprensión, por su inquebrantable apoyo, confianza y comprensión.

A mis hijos Paola Montserrat (+) y Mauricio de Jesús por su paciencia y tolerancia, con cariño.

A mis padres Exiquio y Juana por su gran amor, su buen ejemplo, sus sabios consejos y sus enseñanzas de la vida.

A mis compañeros Manuel, Ignacio y José Luis, con los cuales compartimos innumerables momentos de charlas, anécdotas y debates durante el tiempo que estuvimos en la maestría.

CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS

RESUMEN.....	1
INTRODUCCION.....	2
Capitulo 1.- GENERALIDADES.....	3
1.1 Ubicación del área de estudio	3
1.2 Antecedentes	4
1.2.1 Datos disponibles	5
Capitulo 2.- MARCO TEÓRICO	7
2.1 Planteamiento del problema.....	7
2.2 Justificación del problema	7
2.3 Objetivo	8
2.3.1 Objetivo Conjunto	8
2.3.2 Objetivo Particular	8
2.4 Metodología de Plays Fairway	9
2.4.1 Definición de Plays Fairway	10
2.4.2 Análisis de Plays Fairway	11
2.4.3 Mapas de Play Fairway	12
2.4.3.1.- Mapas de riesgo	13
2.4.3.2.- Elaboración de mapas	14
2.5 Elementos del Play en el Área de estudio	16
2.5.1.- Roca Almacén	16
2.5.2.- Procesos de Carga	18
2.5.3.- Roca Sello	20
2.5.4.- Geometría y Trampa	22
Capitulo 3. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	24
3.1 Evolución tectónica	24
3.2 Geología estructural	27
3.3 Estratigrafía	30
Capitulo 4. CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA ALMACEN DEL PLAY BRECHA - CRETÁCICO SUPERIOR Y ROCA SELLO	35
4.1 Roca Almacén Cretácico Superior	35
4.1.1 Análisis de información de pozos	36
-Espesores	37
-Porosidades	37
-Facies	38
-Paleoambientes	38
4.1.2 Secciones estratigráficas	40
4.1.3 Modelo Sedimentario	49

4.1.4 Construcción de mapas de isopropiedades	54
-Mapa de Isopacas	54
-Mapa de isoporosidades	57
-Mapa de facies	58
-Mapa de ambientes	58
4.1.5 Generación de mapas de plays	59
-Presencia	60
-Efectividad	61
-CRS Roca Almacén	62
4.2 Roca Sello Paleoceno	63
4.2.1 Generación de mapas de plays	66
-Presencia	68
-Efectividad	69
-CRS Roca Sello	70
Capitulo 5. RESULTADOS	72
5.1 Resultados particulares	72
5.1.1 Secciones	72
5.1.2 Modelos	73
5.1.3 Mapas	78
5.2 Integración de resultados	85
5.2.1 Características de carga	85
5.2.2 Características del sello	87
5.2.3 Características estructurales	88
5.2.4 Riesgo geológico.....	92
5.2.5 Mapa resumen	94
5.2.6 Mapa de semáforo	97
5.3 Estimación volumétrica del play	99
5.4 Evaluación de recursos	101
5.4.1 Delineación del play	101
5.4.2 Evaluación del riesgo geológico del play	104
5.4.3 Tolerancia de pozos secos	109
5.4.4 Nivel de actividad en caso de éxito	109
5.4.5 Valor mínimo de recursos en trampas	110
5.4.6 selección de tamaño de campo	110
5.4.7 Resultados de la evaluación y jerarquización de oportunidades	112
Capitulo 6- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	115
6.1 Conclusiones	115
6.2 Recomendaciones	119
REFERENCIAS	120

RESUMEN :

La necesidad cada vez mayor de Petróleos Mexicanos de incorporar reservas petrolíferas, ha motivado el estudio de modelos sedimentarios que permitan explicar la migración y acumulación de hidrocarburos con el propósito de aplicarlos a la exploración en áreas potencialmente productoras de aceite y gas.

El presente es un trabajo que describe el Play Brecha-Cretácico Superior en la zona marina de Campeche, presenta la integración e interpretación de los elementos del sistema petrolero en el área del cubo sísmico "KH-Tupilco Transicional", cuyo objetivo es la construcción de los Mapas de Riesgo mediante el análisis de Play Fairway para generar oportunidades exploratorias y apoyar a la evaluación de los plays mesozoicos, al mismo tiempo que se tiene un mejor conocimiento y evaluación de los principales factores de riesgo.

Este trabajo está basado en información obtenida de pozos exploratorios, después de haber realizado la caracterización con base en la integración y análisis de información Geológica y Geofísica del área ya existente.

INTRODUCCIÓN:

Gran parte de las reservas de hidrocarburos en México provienen de los yacimientos que se encuentran asociados con rocas carbonatadas naturalmente fracturadas, así como flujos calcáreos que son excelentes rocas almacén. El concepto de Play involucra la identificación, delimitación y descripción cualitativa de cuerpos de rocas genéticamente relacionados y que contienen un potencial de acumulación de hidrocarburos. En general un Play es un grupo de acumulaciones que comparten una historia de generación, acumulación y entrapamiento común.

En este trabajo se describe el Play Brecha-Cretácico Superior en el área KH-Tupilco, con base en la integración y análisis de información geológica y geofísica del área, utilizando datos disponibles tales como registros geofísicos, informes litológicos, apéndices paleontológicos y descripción de núcleos.

Para lograr tal objetivo se ha seguido una metodología sistemática apoyada en las principales disciplinas de la geología y de la geofísica, tales como: Estratigrafía, Paleontología, Sedimentología, Geología Estructural y Sismología entre otras.

Geológicamente hablando, el sureste mexicano se ha visto afectado por eventos tectónicos de tipo extensivo y salino. Los eventos regionales se encuentran relacionados con la apertura del golfo y el movimiento lateral de las micro placas en la margen del Pacífico.

En el caso del área de estudio KH-Tupilco, ésta se encuentra afectada principalmente por tectónica local asociada a cuerpos salinos del Jurásico, la cual da origen a diversas estructuras que involucran rocas mesozoicas.

Capítulo 1.- GENERALIDADES

1.1.- UBICACIÓN DEL AREA DE ESTUDIO:

El área de estudio KH-Tupilco cuenta con la unión ("Merge") de 3 cubos sísmicos; los cubos sísmicos marinos Nich-Kinil, KH-Tupilco y un estudio sísmico transicional llamado Puerto Ceiba Transicional.

Se encuentra localizado en las inmediaciones de las poblaciones de Paraíso y Tupilco en el estado de Tabasco, internándose 40 kilómetros mar adentro, teniendo un tirante de agua que varía de 0 a 70 metros. Su localización esta comprendida entre la siguientes coordenadas: $18^{\circ} 21' N$ y $93^{\circ} 31' W$ a $18^{\circ} 47' N$ y $93^{\circ} 02' W$, y cubre un área aproximada de 1200 km^2 (Fig. 1.1).

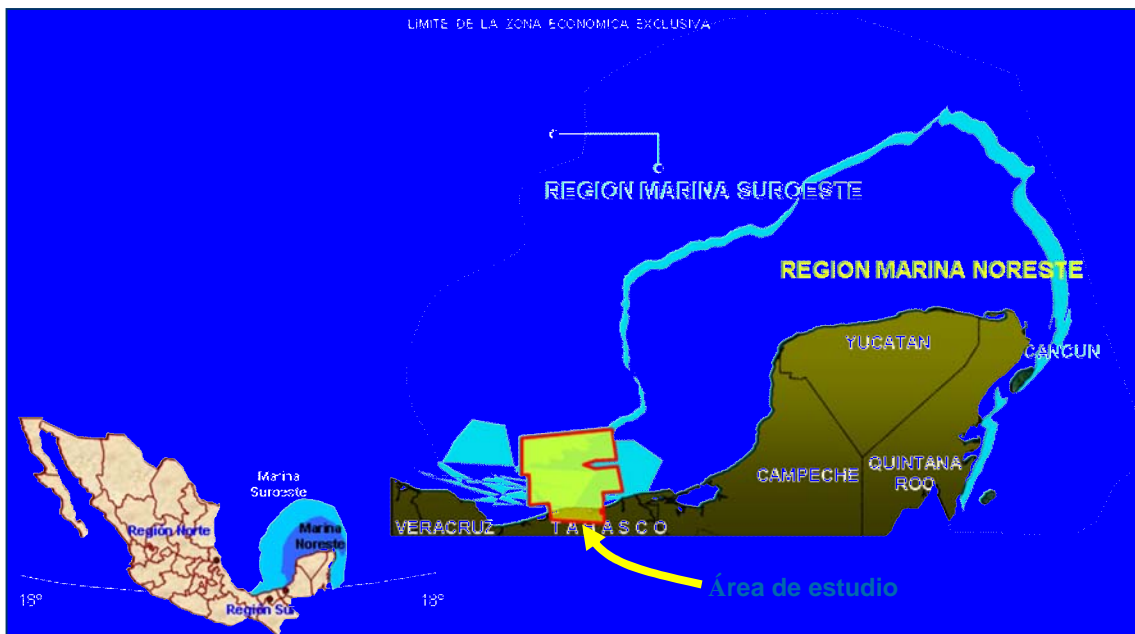


Fig. 1.1 Mapa donde se muestra la localización del área de estudio KH-Tupilco en la porción Sureste del Golfo de México, en la sonda de Campeche. (Tomado de CPE, 2006).

1.2.- ANTECEDENTES:

La exploración geológica en la Sonda de Campeche se remonta a los años 70's cuando existían en ella importantes manifestaciones de hidrocarburos, las cuales dieron pauta a la exploración geofísica iniciada en 1972 con trabajos simultáneos de sismología de reflexión y refracción, gravimetría y magnetometría, cuyos objetivos fueron la definición de la estratigrafía y estructuras del Terciario y Mesozoico (Meneses, 1980). Los hidrocarburos que esta región del país aporta a la producción nacional la colocan en una posición preponderante, con la contribución de aproximadamente el 70% de la producción nacional de aceite y gas, dicha producción es aportada por los "Plays" del Jurásico Superior y el Cretácico Superior-Paleoceno Inferior (Brecha).

Debido a la complejidad geológica en la zona KH-Tupilco, se decidió hacer la unión de los cubos sísmicos Nich-Kinil, KH-Tupilco y Puerto Ceiba, obteniéndose un cubo migrado postapilamiento, al que se identificará en los capítulos consecuentes como "KH-Tupilco". Con la unión de los cubos antes mencionados se logró mejorar la imagen geológica general del área. En el año de 1988 fue hecho el estudio sísmico KH-Tupilco, dicho estudio se tomó mediante tendidos de OBC, de la cual se obtuvieron un total de 450 000 trazas, teniendo un bin de entrada de 50 x 50 m cubriendo un área de 584 km². El levantamiento sísmico Puerto Ceiba Transicional se llevó a cabo durante el año 2002 teniéndose un bin de salida de 25 x 25 m y un área de 377 km². Finalmente el levantamiento sísmico Nich-Kinil con un bin de salida de 12.5 x 25 m, y un área de 1280 km², siendo este último estudio del que se tomaron los parámetros para llevar a cabo la unión de los cubos restantes, con lo cual se logró una cobertura de 2010 km² (Fig. 1.2).

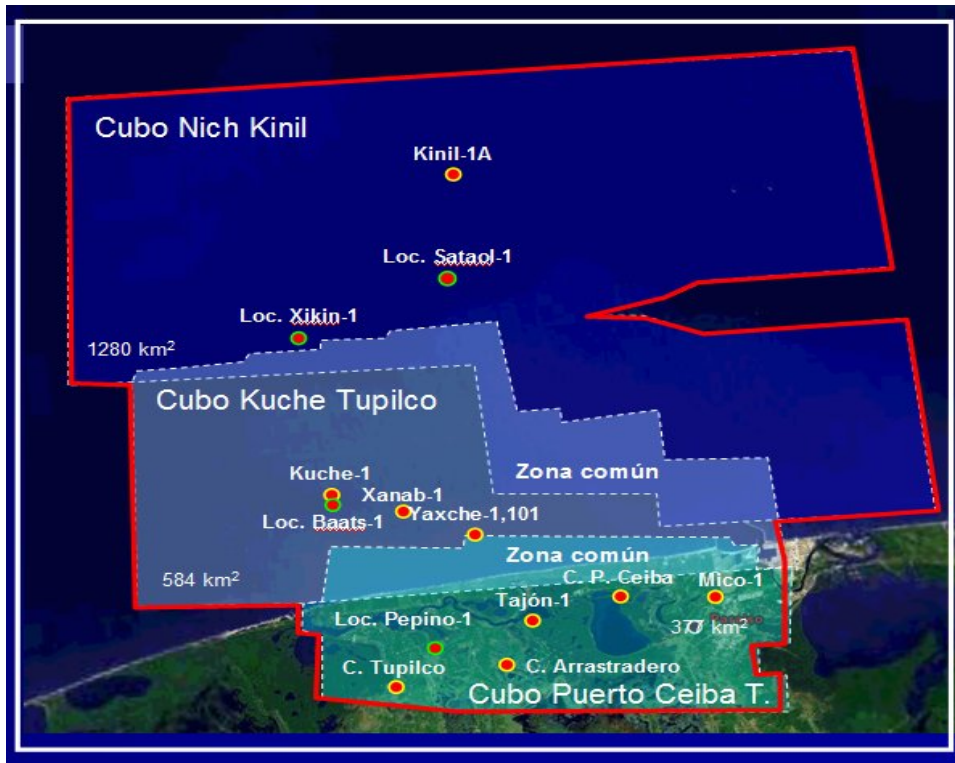


Fig. 1.2 Diagrama que muestra la ubicación de los cubos sísmicos Nich-Kinil, KH-Tupilco y Puerto-Ceiba, así como los pozos existentes, en la Región Sureste del Golfo de México, en la sonda de Campeche. (Tomado de CPE, 2006)

1.2.1.- Datos disponibles

El conjunto de datos con que se cuenta esta integrado por información de 8 pozos, un cubo sísmico, y por estudios previos.

En total se contó con la información de 6 campos productores, 4 de ellos son campos terrestres (Puerto Ceiba, Arrastradero, Mayacaste y Tupilco) y 2 marinos (Xanab y Yaxche). A lo anterior se le suma la información de dos pozos que resultaron improductivos por diversas razones, pero que, proporcionan información valiosa para la elaboración del presente estudio, éstos pozos son KH-1 y KN-1A (Fig. 1.3).

El Cretácico Superior tiene una amplia distribución en el área de estudio, sus espesores fluctúan de 60 a >450 m, engrosándose hacia el norte y al sur. Los valores de porosidad promedio para esta porción son de 3-4%. El

área de estudio se encontraba en un paleo ambiente de aguas profundas de cuenca-mar abierto, en donde se tienen margas con globotruncanas, brechas calcáreas, lutita, mudstone arcilloso ligeramente dolomitizado, mudstone de bio-intraclastos, horizontes de bentonita y diversa fauna. Hacia la porción Este, se tiene la influencia de flujos submarinos de mudstone, wackestone de bio-intraclastos y exoclastos, microbrecha calcárea, mudstone dolomitizado, packstone de intraclastos, bioclastos y exoclastos.

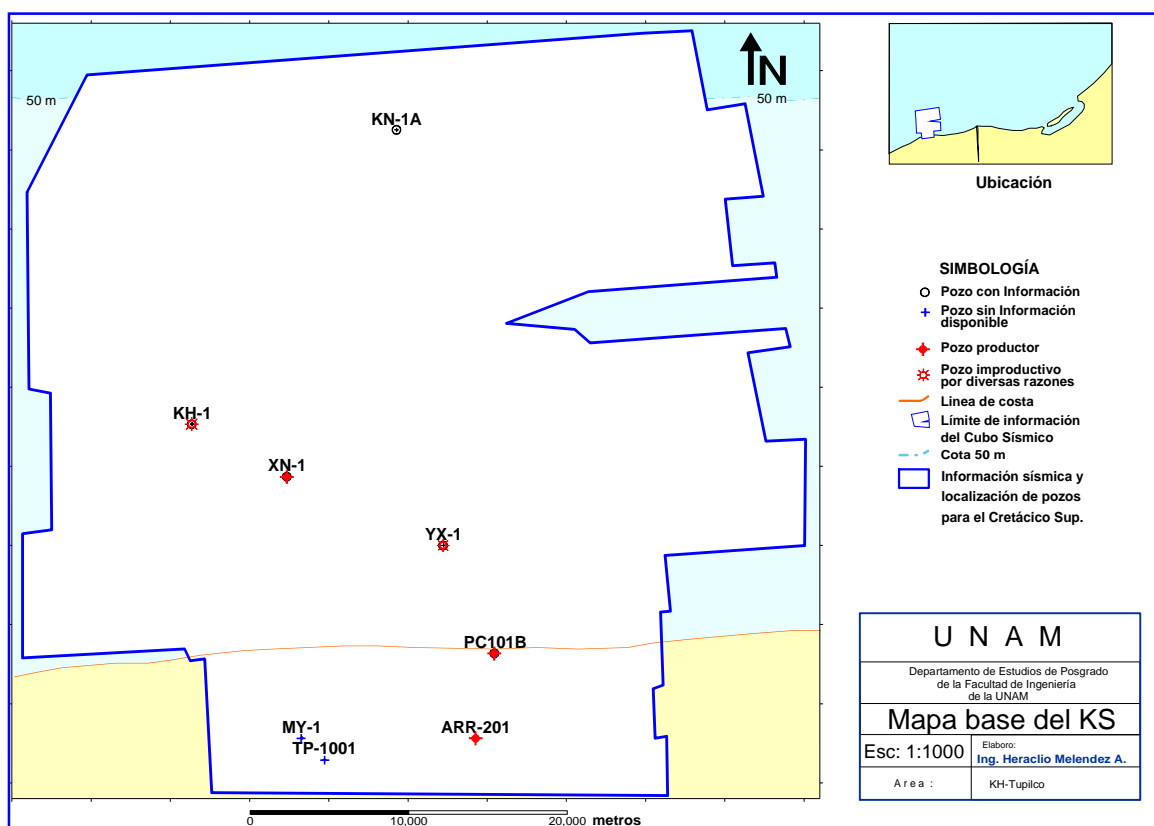


Fig. 1.3 Mapa base donde se muestra el área de estudio con información sísmica (polígono azul), así como la información disponible en cada uno de los pozos señalados para el Play Brecha de Cretácico Superior y para la Roca Sello del Paleoceno en el área KH-Tupilco.

Capítulo 2.- MARCO TEÓRICO

2.1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA:

La exploración de hidrocarburos requiere de la participación de equipos interdisciplinarios para obtener mejores resultados. Bajo este concepto se desarrolló la metodología de Análisis de Plays Fairway, misma que se basa en el estudio simultáneo de la carga de la roca almacén, Sello y Trampa.

Para poder ofrecer dichas opciones es necesario llevar a cabo una serie de estudios exploratorios, complejos y multidisciplinarios, la cual requiere un análisis temporal y espacial de los elementos físicos-químicos-termodinámicos que unidos, constituyen el "sistema petrolero" (Oviedo, A, 1999), mismos que deben estudiarse en ciclos interactivos conforme se integran nuevos datos y tecnología; partiendo de la escala a nivel de cuenca, hasta la escala a nivel del yacimiento.

2.2.- JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA:

La metodología de plays fairway esta orientada a analizar cada uno de los elementos por separado y en conjunto, para posteriormente plasmarlos en forma gráfica y tener los elementos técnicos - económicos que apoyen en la toma de decisiones acerca de las futuras perforaciones.

En el presente trabajo se muestra el uso y resultados obtenidos para el área de estudio KH - Tupilco.

2.3.- OBJETIVOS

2.3.1.- OBJETIVO PARTICULAR:

Integrar e interpretar la información en el área KH-Tupilco, para evaluar las características geológicas y volumétricas del Play Brecha - Cretácico Superior, seleccionar las áreas de los plays a explorar y apoyar las áreas de prospección actuales.

La caracterización de la roca almacén y sello se hará en forma conjunta con el análisis de información de pozos y estudios previos (Caracterización Geológica), y con la información obtenida a partir de estudios sísmicos y de registros geofísicos de pozos.

2.3.2.- OBJETIVO CONJUNTO:

Al utilizar la metodología de Análisis de Plays Fairway, se analizaron los elementos geológicos del sistema petrolero en forma conjunta. Para la roca almacén y para la roca sello, se definieron la presencia y efectividad mediante la generación de los modelos de depósito que permiten comprender y establecer la génesis de la roca, tipos de porosidad y permeabilidad, los paleo ambientes de depósito y facies características, con lo cual se obtuvo un mapa de riesgo compuesto tanto para la roca almacén como para la roca sello.

A partir de lo anterior se desprenden una serie de resultados conjuntos, producto de la combinación de cada uno de los mapas anteriormente mencionados, con los que se generó el mapa de riesgo combinado, en el cual se resaltarán las zonas con riesgo alto medio y bajo.

2.4.- METODOLOGÍA DE PLAYS FAIRWAY:

White (1988), señala que un play es un grupo de prospectos, geológicamente relacionados, con condiciones similares de roca generadora, almacenadora y trampa. Allen y Allen (1990), dicen que un play es una percepción, o modelo, de cómo una roca almacén productora, un sistema de carga petrolero, un sello regional y trampas pueden combinarse para producir acumulaciones de petróleo.

Magoon and Dow (1994), señalan que un prospecto es una trampa potencial que se debe evaluar para ver si contiene cantidades comerciales de hidrocarburos, y que un Play es uno o más prospectos; en esta evaluación se incluye la presencia de roca almacén, roca sello, volumen de la trampa, carga de hidrocarburos y sincronía. De esta forma, la definición de prospecto y play, incluye el potencial exploratorio actual para acumulaciones comerciales de aceite y gas no descubiertas.

Netherland (1998), menciona que la exploración de hidrocarburos está basada en áreas con características geológicas comunes conocidas como plays y que dicha exploración no es un juego con iguales posibilidades.

Prospecto.- Un prospecto es una trampa perforable dentro de un play; es una trampa bien definida con dos o más líneas sísmicas que se crucen, se considera que los elementos y procesos del sistema petrolero están presentes.

2.4.1.- DEFINICION DE PLAY FAIRWAY:

Un play fairway esta definido cómo el área máxima actual donde se tiene presencia de roca almacenadora potencial con posibilidades de tener sello regional y que haya sido cargada con hidrocarburos. Una roca almacén es aquella que tiene las características apropiadas de porosidad y permeabilidad para almacenar y ceder petróleo. Una carga efectiva de petróleo involucra la existencia de roca generadora que haya expulsado petróleo y la presencia adecuada de patrones de migración de la roca generadora hacia el play. Un sello regional efectivo se refiere a la presencia y capacidad de sello regional cubriendo el play, a éste nivel no se incluye la trampa porque no representa un criterio para la definición de play fairway. Las características de la trampa están evaluadas hasta la etapa de definición de los diferentes plays dentro del play fairway y los riesgos inherentes a éste nivel deben ser agregados a los riesgos definidos para el play.

Es importante señalar que el análisis de play fairway busca identificar el riesgo y jerarquizar las áreas donde, de acuerdo al modelo geológico propuesto, una roca potencialmente almacenadora, una roca generadora y un sello, pueden conformar un play efectivo. El análisis de plays proporciona los fundamentos técnicos para la toma de decisiones y de hecho, representa el primer nivel de enfoque del negocio durante el proceso de evaluación de un área, definiendo la estrategia exploratoria de acuerdo a los riesgos identificados.

2.4.2.- ANALISIS DEL PLAY FAIRWAY:

El análisis del play fairway incluye varios pasos:

1.- El play fairway está definido por un modelo geológico para la máxima extensión posible de la roca almacén. La confianza de éste modelo geológico varía, dependiendo en la cantidad de datos sísmicos, de pozos y de las condiciones propias de las facies. Esto se refleja en los mapas resultantes.

2.- El riesgo generado en el análisis del play fairway se subdivide en tres elementos principales:

- a) La presencia y efectividad de la roca almacén.
- b) La presencia de roca generadora y la efectividad de un sistema de migración.
- c) La presencia de un sello superior efectivo.

Estos tres elementos de riesgo se ilustran en mapas separados en donde a cada elemento se le asigna un riesgo bajo, medio y/o alto.

3.- Los mapas de cada elemento se combinan para producir planos de riesgo compuesto. De ésta forma se ilustra la variación en el riesgo del play fairway.

4.- El análisis de pozos no productores se usa para entender los elementos del play. Por ejemplo, se puede determinar cuál es el factor que falló, que puede ser, la trampa, la roca generadora, la roca almacén, etc. En áreas nuevas con poca información de pozos, la presencia de la roca almacén puede ser el principal factor de riesgo.

5.- El riesgo para los prospectos se puede calibrar usando porcentajes de éxito en pozos perforados para el play.

2.4.3.- Mapas de Plays Fairway

Un mapa de play integra cada aspecto crítico de la roca almacén, sello, roca generadora, migración, trampa y preservación (White, 1988). Cada uno de estos elementos debe operar en forma coordinada siguiendo una secuencia espacial y temporal para producir acumulaciones de hidrocarburos.

El análisis de la roca almacén inicia con el mapa de espesores de las facies del yacimiento, conocido como GDE "gross depositional environment" (Tooby, 2006), los cuales representan una primer ruta de migración debido a que los hidrocarburos siguen las facies de la roca almacén (Baker et al, 1986). El mapa de espesores netos puede ser usado directamente con el mapa de porosidad para definir la efectividad de la roca almacén. Y la permeabilidad puede estimarse en forma indirecta a partir del análisis de facies.

El análisis del sello incluye el espesor, la litología de la cima, y las barreras laterales (White, 1988).

El análisis de la roca generadora proporciona los factores que determinan las cantidades de hidrocarburos generados y expulsados (White, 1988).

Los factores mapeables de la trampa son los cierres estructurales y el tiempo en que se desarrollaron (White, 1988).

El análisis de migración se enfoca en la migración secundaria, se agregan posibles rutas de migración y barreras interpretadas a partir del mapa de contornos estructurales (White, 1988).

La preservación y el factor de recuperación controlan la retención natural en la trampa después de la acumulación, así como la habilidad de llevar el hidrocarburo a la superficie (White, 1988).

La combinación de todos estos factores controla la distribución de los hidrocarburos. Finalmente deben añadirse las estructuras probadas, las que están sin perforar, y secciones que ilustren el tipo estructural y estratigráfico característico del play.

2.4.3.1.- Mapas de Riesgo

El análisis de riesgo realizado se basa en la presencia y efectividad de la roca almacén, la presencia y efectividad de un sello lateral y vertical, y en la presencia de la roca generadora así como en la efectividad de su sistema de migración (García Esparza, 1999). Estos tres elementos de riesgo son plasmados en mapas llamados de riesgo común (Tooby, 2006); el riesgo se divide en alto, medio y bajo, utilizándose los colores rojo, amarillo y verde para representarlos, y se calibran en función del porcentaje de éxito de pozos perforados para el play. El alto riesgo corresponde al color rojo, el riesgo medio corresponde al amarillo y el riesgo bajo se representa con el color verde. Finalmente se utiliza el color blanco para resaltar zonas en las cuales hay pruebas de la no existencia de algún elemento (Fig. 2.1).

Figura 2.1 Niveles de Riesgo utilizados en la Coordinación de Plays Establecidos en la Región Marina Sur-Oeste. Los rangos de riesgo se dividen en 3 niveles, alto de 45 a 100%, moderado de 20 a 45 y de bajo riesgo de 0 a 20%. Cuando hay evidencia de ausencia de algún elemento, se utiliza el color blanco. (Modificada de PEMEX-CPE, 2007)

2.4.3.2.- Procedimiento para la elaboración de los mapas de plays.

La metodología de Análisis de Plays Fairway, analiza los elementos geológicos del sistema petrolero en forma conjunta y se lleva a cabo en 4 etapas (Akbar, et al. 2001).

a).- Se inicia verificando y validando la información disponible, proveniente de pozos, información sísmica y estudios previos principalmente.

b).- La segunda etapa corresponde con la definición de la sedimentología y estratigrafía del sistema para la roca generadora, roca almacén y la roca sello. La información se divide en información de sedimentología e información petrofísica. La información estratigráfica es la correspondiente a la litología y contenido fosilífero. La información petrofísica es la relacionada con los espesores netos y porosidad efectiva. A partir de la información litológica se obtiene el mapa de facies, de la información de fósiles se obtiene el mapa de paleoambiente, de los espesores se obtiene el mapa de isopacas y de la porosidad efectiva se obtiene el mapa de isoporosidades.

La combinación de los mapas de facies, paleoambientes e isopacas produce el mapa de presencia o GDE (por sus siglas en inglés gross depositional environment), mientras que de la combinación del mapa de isopacas e isoporosidades se obtiene el mapa de efectividad y este es el primer resultado (Fig. 2.2).

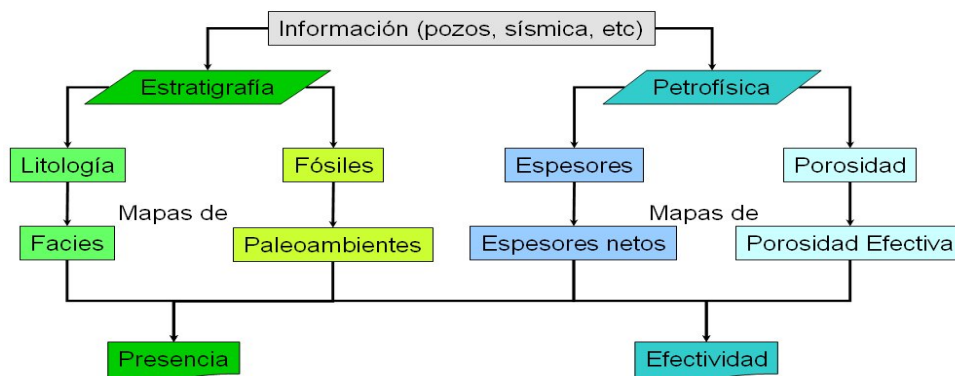


Fig. 2.2 Metodología general empleada para la elaboración de los mapas de Play Fairway de la roca almacén, sello y roca generadora. Modificado de (Tooby, 2006). Nótese que falta integrar el elemento trampa.

c).- En la tercera etapa se combinan los mapas de presencia y efectividad de cada elemento, con lo cual se forman los mapas de riesgo común o CRS (por sus siglas en inglés common risk segments) para la roca almacén, para el sello y para la roca generadora. A continuación se combinan los tres mapas CRS y se obtiene el mapa de riesgo común combinado o CCRS (por sus siglas en inglés combined common risk segment) (Fig. 2.3).

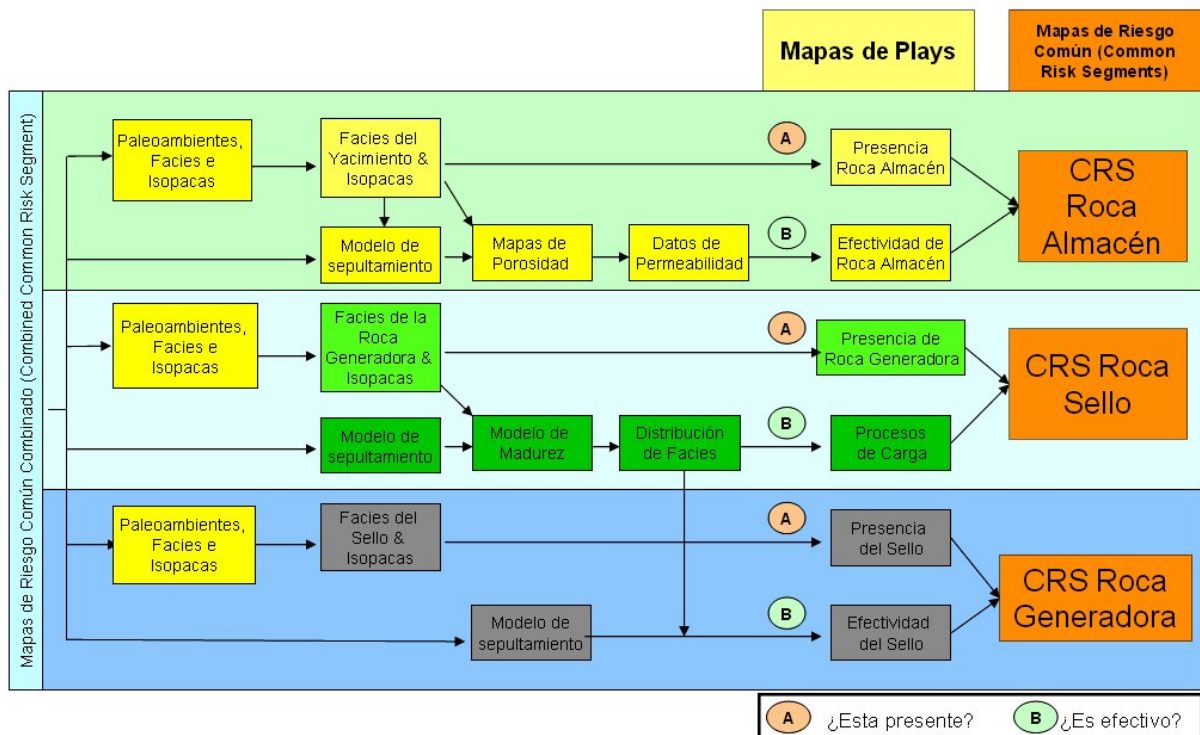


Fig. 2.3 Proceso para la generación de mapas de plays de riesgo común. (Modificado de Tooby, 2006) Nótese que solo se incluye la parte correspondiente a la roca almacén, sello y roca generadora, el elemento trampa se agregará posteriormente.

d).- Finalmente en la cuarta etapa se agrega el componente estructural, mostrando así las áreas prospectivas. Obteniéndose el mapa resumido de play fairway (Fig. 2.4).

Fig. 2.4 Proceso integrado para obtener el Mapa Resumido de Play Fairway. Nótese que es hasta esta parte del proceso en donde se incluye el elemento estructural (Modificado de Tooby, 2006). El mapa Resumen contiene la relación espacial y temporal de los elementos del Play.

2.5.- Elementos del Play en el área de estudio KH Tupilco.

La información de cada elemento del play Cretácico Superior proviene del estudio "Evaluación de los elementos del Play Brecha - Cretácico Superior en el área de estudio KH-Tupilco, mediante el uso de la metodología de análisis de Plays Fairway" realizado por Enrique Trejo-Vázquez, Heraclio Meléndez Arriaga, Jorge González Rincón, José Luis Monroy Espinosa, como parte de su tesis para obtener el grado de Maestría en Ingeniería.

2.5.1.- Roca Almacén

Tres aspectos fundamentales determinan el comportamiento de la roca almacén. El primero es su ambiente sedimentario, el que a su vez nos define la geometría y distribución espacial; la calidad de la roca

almacén queda determinada por sus constituyentes principales los cuales están controlados por la fuente de aporte; finalmente las propiedades que las caracterizan como sistema roca-fluido.

Roca Almacén del Play Brecha del Cretácico Superior

El Cretácico Superior tiene una amplia distribución en el área de estudio, sus espesores fluctúan de 60 a >460 m, engrosando hacia el norte (KN-1A) y también al sur (MY-1, TP-1001, ARR-201). Los valores de porosidad promedio para esta porción son de 3-8%, el área se encontraba en un paleoambiente de aguas profundas de cuenca-mar abierto, con predominio de rocas carbonatadas y con influencia de flujos submarinos de mudstone, wackestone de bio-intraclastos y exoclastos, microbrecha calcárea, mudstone dolomitizado, packstone de intraclastos, bioclastos y exoclastos (Fig. 2.5).

La caracterización de esta roca, se abordará con mas detalle en el capítulo 4.

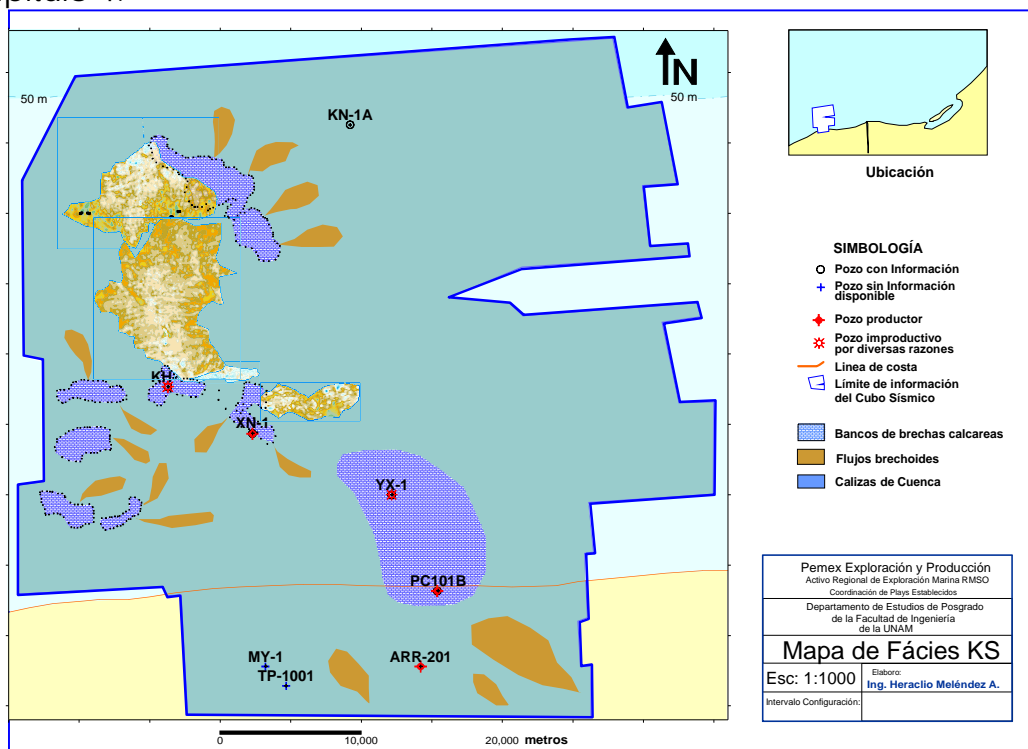


Fig. 2.5 Mapa donde se muestran la distribución de facies para el Cretácico Superior en el área KH Tupilco.

2.5.2.- Procesos de Carga (Roca Generadora).

A partir de las características geoquímicas de las rocas de los pozos perforados en la sonda de Campeche, se infiere que el Jurásico Superior Tithoniano tiene las rocas con el mejor potencial generador de hidrocarburos. El kerógeno presente es de tipo IIS, lo cual indica que existe la posibilidad de generar tanto hidrocarburos líquidos como gaseosos.

Actualmente se considera que las rocas del Jurásico Superior-Tithoniano y Oxfordiano son las únicas rocas con potencial generador que han entrado en la ventana del petróleo en la Sonda de Campeche, [Romero et al., 1996, in J. P. Castillo, et al., (1997)], aunque no se descartan algunos cuerpos de calizas arcillosas de color oscuro, carbonosas dentro del Cretácico (Medrano-Morales, 2005). La materia orgánica puede ser principalmente de origen algáceo en menor proporción, de tipo leñoso, por lo que puede generar aceite y gas.

Las facies de cuenca tienen una amplia distribución para la edad del Jurásico Superior-Tithoniano. Con base en las descripciones litológicas en el pozo YX-1, el Jurásico Superior-Tithoniano es representado por calizas y lutitas bituminosas con abundante contenido de materia orgánica.

La riqueza orgánica original de las rocas del Tithoniano es considerada buena de 4% en promedio de Carbón Orgánico Total (COT); finalmente la calidad de la materia orgánica, es establecida por los altos valores del Índice de Hidrógeno (IH = 650) y bajos valores del Índice de Oxígeno (IO = 20) (García Jaramillo et al, 2003).

Se ha determinado la presencia de la Roca Generadora en el área de estudio, así como sus características geoquímicas con base en los análisis realizados en las muestras de canal del pozos YX-1, así como en estudios geoquímicos realizados para las rocas del intervalo 6250-6350 y 6500 m del Pozo ARR-201, determinandose al mudstone arcilloso del

Tithoniano como potencialmente generador de hidrocarburos líquidos, conteniendo del 25-35% de materia orgánica de tipo algáceo, carbonoso y leñoso, débil a moderadamente madura. (M. L. Ayala , Nieto, 1986). Por otra parte el intervalo 5550-5600 m localizado en carbonatos del Cretácico Medio, presentan un promedio de materia orgánica de 20% de tipo algáceo y leñoso, moderadamente madura para la generación de hidrocarburos líquidos.

En el caso del área cercana al campo Tupilco se ha encontrado mudstone arcilloso del Jurásico Superior-Tithoniano con un espesor promedio de 300 m y una distribución regional (CPE, 2006). (Figs. 2.6 y 2.7)

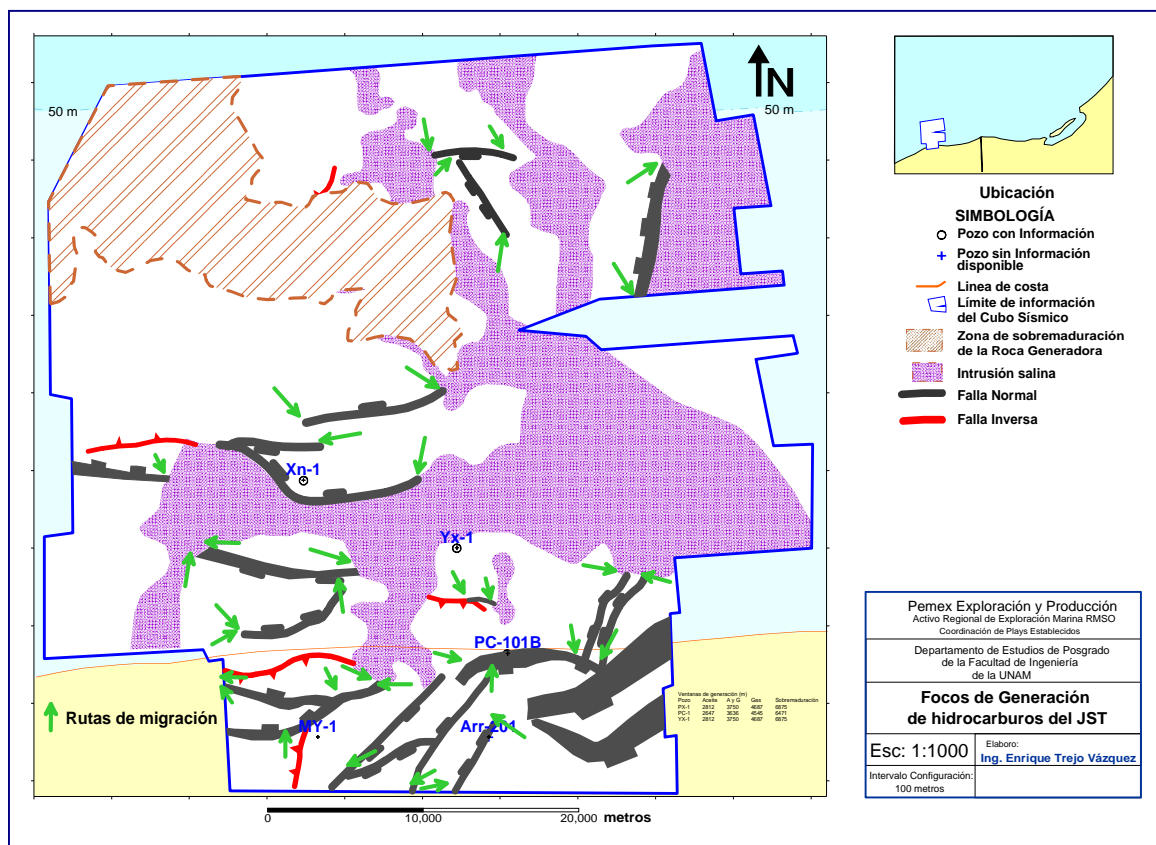


Fig. 2.6 Mapa de focos de generación de hidrocarburos para rocas del Jurásico Superior Tithoniano. Se interpretó que el Jurásico Superior Tithoniano se encuentra entre 5300 y 7750 m de profundidad, de las graficas de sepultamiento se observa que la ventana de generación de hidrocarburos se encontraba de 3000 a 7200 m de profundidad; por lo cual se tiene generación en ese intervalo de profundidad. Para profundidades mayores a 7200 m, la roca generadora presentará condiciones de sobremaduración, señaladas en el mapa (Tomado de E. Trejo, 2008, en proceso).

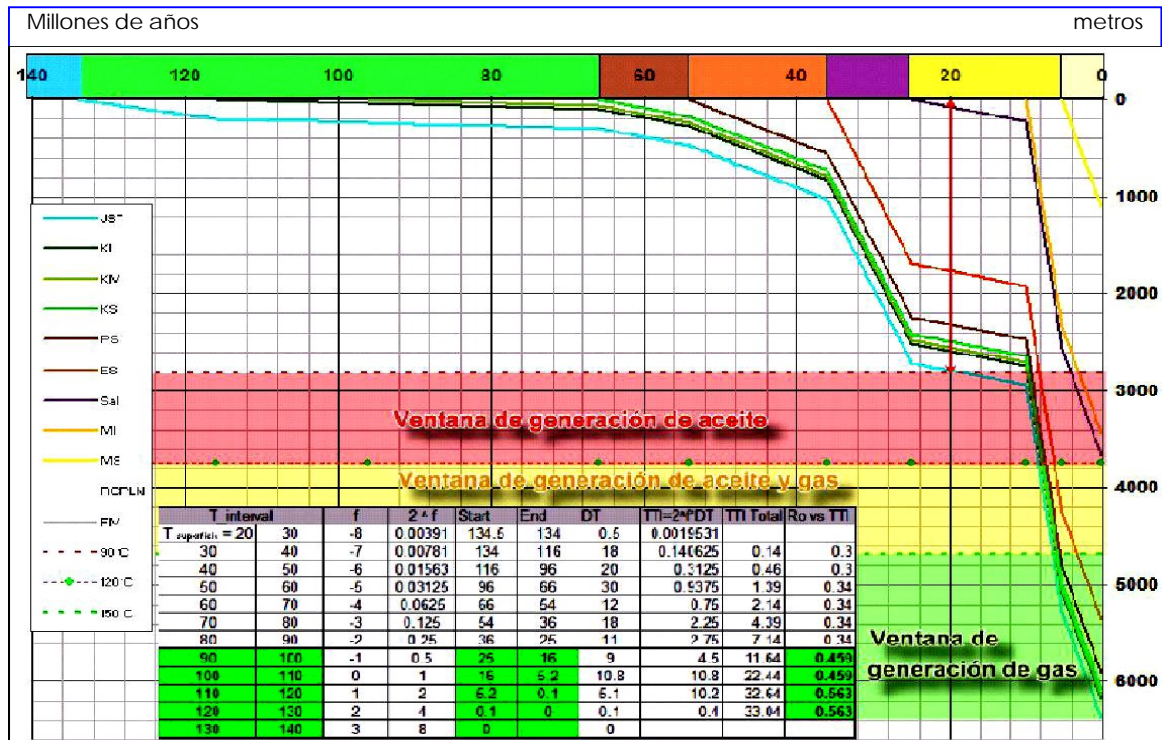


Fig. 2.7 Gráfica de sepultamiento del Pozo YX-1. La gráfica muestra la tasa de sedimentación ocurrida para los distintos intervalos de tiempo registrados durante la perforación del pozo; se observa que la tasa de sedimentación es relativamente baja para el mesozoico, mientras que para el Oligoceno y a partir del Mioceno Medio aumenta significativamente; en la gráfica se muestran las ventanas de generación de aceite, que va de 2812 a 3750 metros de profundidad; la ventana de generación de aceite mezclado con gas, de 3750 a 4687 metros de profundidad; y la ventana de generación de gas de 4687 a 6400; finalmente se observa que la generación de los hidrocarburos inicia después del Mioceno Inferior (Tomado de E. Trejo, 2008, en proceso).

2.5.3.- Roca Sello

La roca sello para el Play Cretácico Superior, en el área de estudio, se considera que esta formada principalmente por rocas del Paleoceno, las cuales se encuentran constituidas principalmente por cuerpos de lutitas y bentonita, mismas que producen en estas rocas propiedades mecánicas que resisten el fracturamiento (Arreguín et al, 2006), y cuyos espesores varían de 40 a 470 metros. Se considera que se tiene un buen sello en la zona de estudio, aunque no se descarta que existan zonas con fracturamiento y fallas por los cuales migre el hidrocarburo hacia trampas de edad terciaria (Trejo et al., 2005).

Las rocas del Paleoceno Superior han sido cortadas por todos los pozos perforados en el área de estudio que tenían objetivos mesozoicos, con lo cual es factible obtener un mapa de isopacas tomando en cuenta principalmente los espesores encontrados en los pozos (Fig. 2.8).

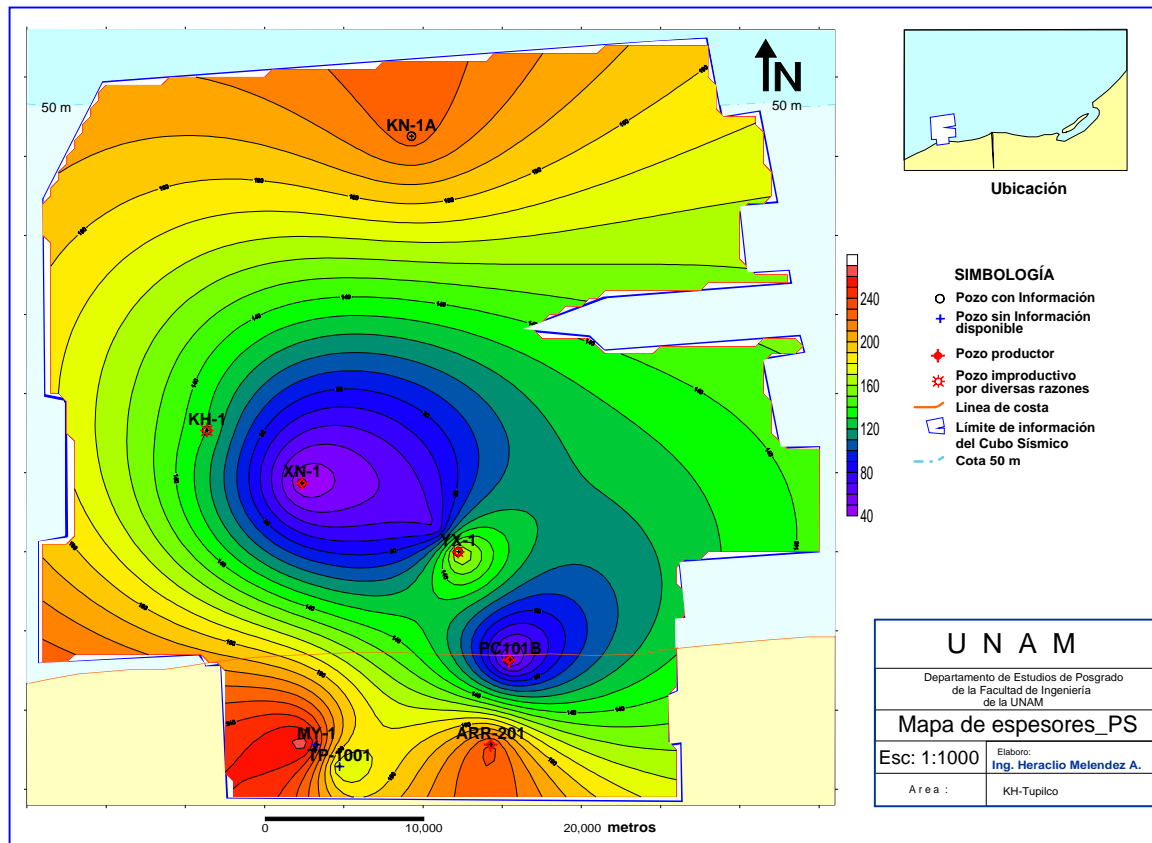


Fig. 2.8 Mapa de espesores para el Paleoceno (Roca Sello) en el área KH Tupilco.

Los mayores espesores se registran en la porción Sur y hacia el Norte, en los Pozos MY-1, TP-1001 y ARR-201 y KN-1A, mientras que los de menor espesor se encuentran hacia la zona cercana a las estructuras de los pozos PC-101B y XN-1 y YX-1.

Los sellos laterales pueden ser fallas selladas por la roca mecánicamente molida, y hasta fundida por la fricción generada por el desplazamiento de los bloques. La entrada a estos sedimentos se expresa claramente en los registros geofísicos de pozos al incrementarse bruscamente las resistividades por pasar de una roca carbonatada a sedimentos terrígenos o clásticos.

2.5.4.- Geometría y Trampa.

Hay cuatro etapas de deformación asociadas con la sal. En la primera etapa hubo fallamiento asociado con "Salt Rollers", en la que la sal autóctona del Jurásico sirvió como despegue en el principal evento compresivo del Mioceno Tardío, en esta etapa se generaron fallas de tipo normal que se deslizaban sobre los cuerpos de sal autóctona del Jurásico (A). Enseguida un crecimiento de los domos salinos en el cual la sal fue emplazada durante el Mioceno Tardío, originando acuñamientos en el Mioceno (B). Hubo una fase de estabilidad relativa, en la cual se mantuvo casi constante el espesor de los paquetes sedimentarios (C). Finalmente durante el Plioceno migró la sal, resultando en un colapso de los paquetes sedimentarios y la formación de fallas de crecimiento en la dirección en que se tiene la migración. De lo anterior se deduce que los principales tipos de trampa estructural que se tienen, van a estar estrechamente relacionados con las intrusiones salinas existentes en el área de estudio.

En este estudio la evaluación de la geometría y trampa se basó en la interpretación sísmica estructural y en la restauración de secciones (E. Trejo, 2008 en proceso). La interpretación sísmica estructural se realizó utilizando la metodología propuesta por Brown (1999) mientras que el balanceo de secciones se hizo de acuerdo a la metodología propuesta por Rowan (1993).

La metodología de restauración de secciones propuesta por Rowan (1993), se basa en calcular y eliminar los efectos de los procesos que influenciaron y controlaron la evolución de la geometría de la cuenca, durante intervalos específicos de tiempo. Con lo que las elongaciones producidas por fallas y pliegues se eliminan, restaurando las capas a la configuración que tenía previo a la deformación. (Fig. 2.9).

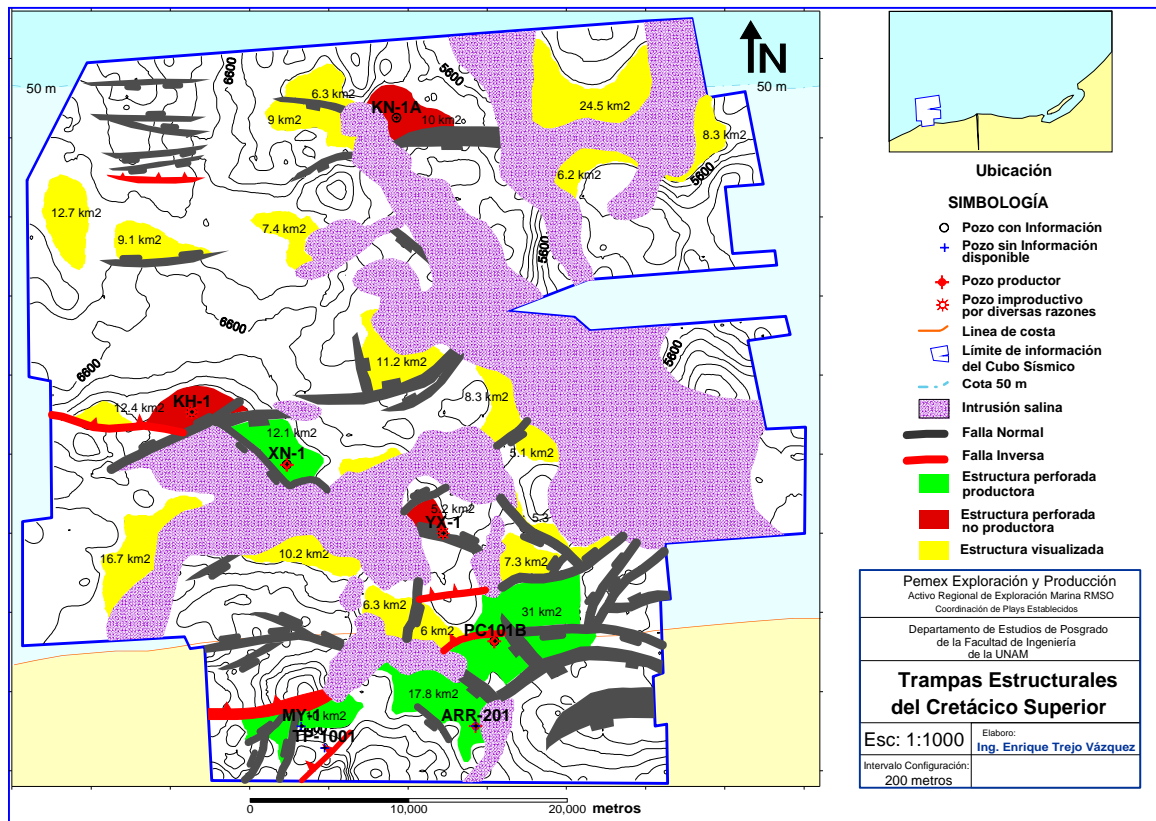


Fig. 2.9 Mapa de trampas estructurales para el Cretácico Superior en el área de KH Tupilco, se observa que la mayor parte d estructuras se localiza hacia la parte sur de la zona y se asocia con el mayor fallamiento existente que pudo servir como vías de migración para el entrapamiento de hidrocarburos (Tomado de E. Trejo, 2008, en proceso).

Finalmente una sección restaurada permite limitar las posibles interpretaciones acerca de la geometría de los cuerpos del subsuelo, determina la evolución de los pliegues y fallas a lo largo del tiempo, investiga el sepultamiento y la historia de subsidencia (Rowan, 1993), y es un apoyo en la validación de la interpretación (López, 2006).

Capítulo 3.- MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

3.1.- EVOLUCIÓN TECTÓNICA:

La Sonda de Campeche se localiza en la porción meridional de la Placa Norte Americana teniendo como rasgos tectónicos importantes a la Trinchera Mesoamericana la cual limita con la placa de Cocos, hacia el sur se encuentra el Sistema Motagua-Polochic que limita a la Placa Norteamericana con la del Caribe.

Según Meneses (1987) el sureste de México está constituido por el Bloque Chiapas-Yucatán y lo define como un elemento tectónico individual con basamento pre-Mesozoico. Durante el Cretácico, el Golfo de México entró en una franca "estabilidad" tectónica, no así la margen occidental de México. Al finalizar el Cretácico Tardío, la acreción de arcos volcánicos submarinos produjo la Orogenia Laramide que provocó un cambio en la sedimentación en el oriente de México (Coney, 1983), este evento tectónico alcanzó el área marina de Campeche modificando el régimen de sedimentación carbonatada a uno de tipo terrígeno principalmente.

El arco de las Grandes Antillas que según Coney (op. cit.) correspondía a un alineamiento de arcos que se formaron en el occidente de México, en su movimiento al noreste debido a la compresión de la Placa Farallón, entró al Proto-Caribe colisionando su porción más occidental con el borde sur del bloque Yucatán en el Campaniano y después mediante una falla de desplazamiento lateral izquierda en el límite oriental de la península, termina chocando con el gran Banco de Bahamas en el Paleoceno Tardío. Es probable que el magmatismo que produjo el Arco de las Grandes Antillas, aportara gran cantidad de material bentonítico a la secuencia del Paleógeno en la Sonda de Campeche.

Durante el Terciario Temprano, la cuenca del Golfo de México debió experimentar una mayor subsidencia tectónica como respuesta

isostática a los levantamientos ocurridos en el occidente de México, produciendo con ello mayor profundización de los ambientes de depósito en la Sonda de Campeche (Fig. 3.1).

Eventos tectónicos sedimentarios

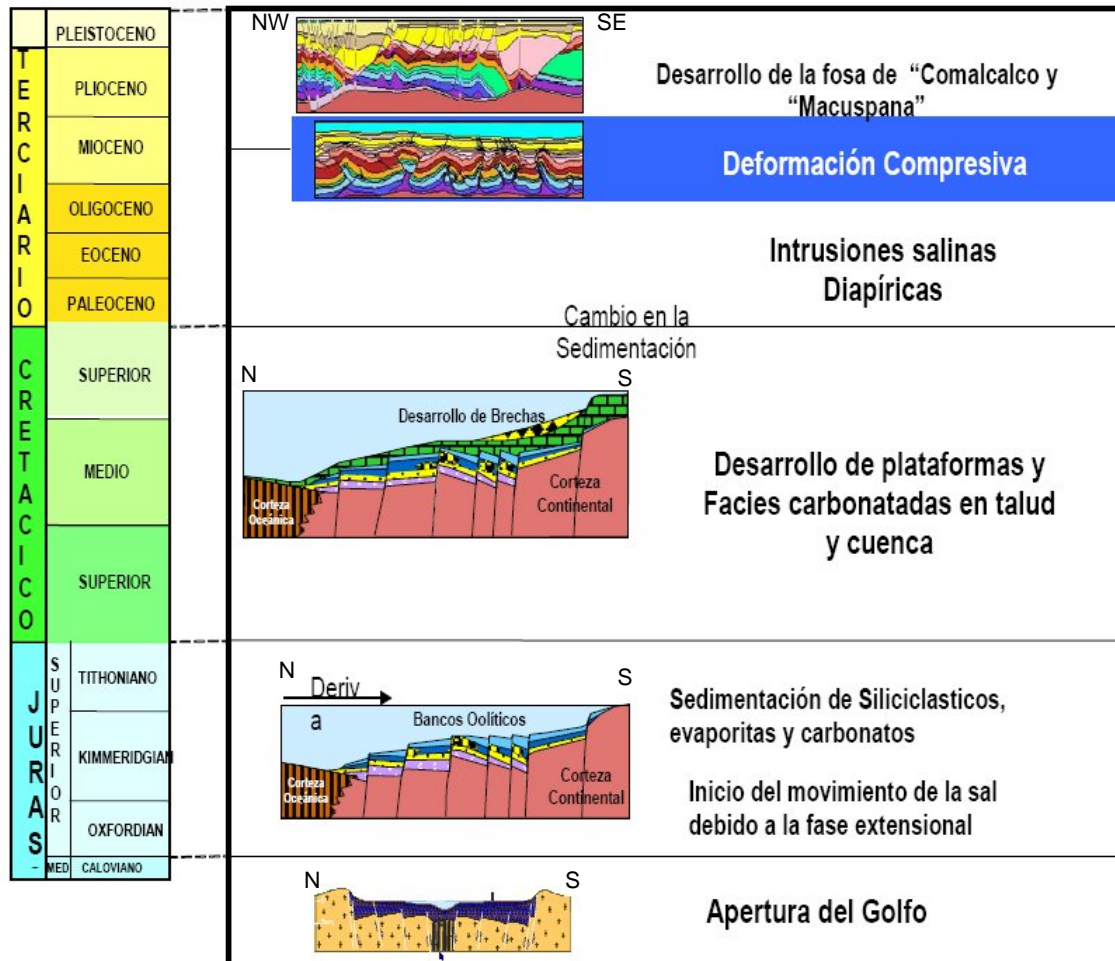


Fig. 3.1 Modelo estructural que muestra eventos tectónicos, sedimentarios y estratigráficos relacionados con la distensión del Golfo de México en la Región Marina (Arem, Cpe, 2006).

La Plataforma de Yucatán es un extenso banco carbonatado cuyo desarrollo inicia en el Mesozoico y continúa en la actualidad. Dicho banco se extiende hasta el escarpe de Campeche, en el que replegados sobre su porción occidental se encuentran grandes cuerpos deformados de sal cubiertos por sedimentos Mesozoicos y Terciarios.

La Sierra de Chiapas es el resultado de la subsidencia de la Placa de Cocos debajo de la Placa de Norteamérica así como de la Placa del Caribe respecto a la de Norteamérica a través del sistema de fallas Motagua/Polochic, los cuales conforman diferentes estilos estructurales que rigen en la Sonda de Campeche y por ende que afectan el área de estudio.

En el contexto estratigráfico – sedimentológico de la Sonda de Campeche, la secuencia sedimentaria está representada principalmente por rocas carbonatadas en el Mesozoico y terrígenas en el Terciario. Las rocas terrígenas son principalmente lutitas con intercalaciones de cuerpos delgados de arenas.

Desde los inicios del Jurásico, hacia el oriente de la Sonda de Campeche se tuvo la presencia de una Paleo plataforma (Plataforma de Yucatán) y un paleo continente (Sierra de Chiapas) al suroeste. Estos elementos constituyeron la fuente de aporte de los sedimentos depositados durante el Mesozoico Tardío y todo el Terciario en la zona de estudio.

El área de estudio "KH-Tupilco" esta afectada principalmente por tectónica local asociada a cuerpos salinos de edad Jurásica, la cual da origen a diversas estructuras que involucran tanto a rocas mesozoicas como a rocas de edad terciaria. Se identificaron varias etapas de deformación en las cuales la sal juega un papel primordial al dar origen a estructuras asociadas con "Salt Rollers", para posteriormente convertirse en el despegue de las fallas del evento compresivo del Mioceno Tardío, y finalmente su desalojo dio pauta para tener colapsos que generaron fallas de gran salto.

3.2.- GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

En el contexto estructural, la subducción de la Placa de Cocos y la Placa del Caribe en relación con la de Norteamérica, generaron en el Oligoceno esfuerzos transpresivos que plegaron la secuencia sedimentaria en forma de anticlinales alargados orientados NW – SE en la Región Marina, dando lugar al denominado evento Chiapaneco (Sánchez Montes de Oca, 1975). Como resultado de este evento, la sal plegada se inyectó a niveles superiores donde fue sepultada y posteriormente reactivada siendo expulsada formando cuencas de desalojo de sal. Como consecuencia de estos movimientos las rocas plegadas fueron erosionadas subacuáticamente constituyendo flujo de detritus y abanicos submarinos y cuya evidencia la podemos ver en todas las brechas intraformacionales de la columna Cretácica.

En resumen, en la Sonda de Campeche existen tres estilos estructurales: Uno debido a esfuerzos de distensión llevado a cabo durante el Jurásico que generó fallas normales con sensible dirección norte sur en toda la región.

Otro ocasionado por esfuerzos de compresión llevados a cabo durante el Cretácico que provocó el basculamiento de bloques y fallamiento inverso.

Un tercero llevado a cabo durante el Oligoceno-Mioceno que ocasionó deformaciones intensas con sensible dirección NW-SE, cubriendo en ocasiones los estilos anteriores y produciendo empujes salinos que inyectaron la sal a niveles superiores formando fallas radiales y fracturamiento en bloques.

Como última etapa en estos procesos diastróficos a manera de una tafrogénesis vino una etapa de relajamiento de la cubierta sedimentaria más reciente dando lugar a una gran cantidad de fallas lítricas y de

crecimiento que generaron entre otras las cuencas de Macuspana y Comalcalco entre las más importantes.

Como culminación de este ciclo tectónico durante el Mioceno-Plioceno, ocurrieron esfuerzos distensivos que dieron lugar a un sistema de fallas lítricas que delimitan la continuidad hacia el mar de las cuencas de Macuspana y Comalcalco. Esto generó una topografía muy irregular que condicionó a los depósitos que constituyen los yacimientos del Terciario Tardío. Dicha topografía dio lugar a la clasificación de La Sonda de Campeche en seis Provincias Morfoestructurales (Ángeles-Aquino, 1982) y dentro de una de las cuales está ubicada esta área en estudio:

- 1.- Antigua Plataforma de Yucatán
- 2.- Zona de Talud
- 3.- Fosa de Macuspana
- 4.- Pilar de Akal
- 5.- Fosa de Le-Acach
- 6.- Zona de Domos salinos

Estas provincias se describen brevemente a continuación y se ilustran en la figura (3.2).

Antigua Plataforma de Yucatán.- Se localiza en la porción oriental de la Sonda de Campeche. La constituyen principalmente carbonatos de plataforma

Zona de Talud.- Es la zona de transición entre la cuenca y la antigua plataforma de Yucatán. La constituyen principalmente brechas de talud.

Fosa de Macuspana.- Es la prolongación de la Cuenca de Macuspana al mar, está constituida por sal y rellenos terrígenos del Terciario Tardío.

Pilar de Akal.- Se localiza en la porción central de la Sonda de Campeche. Esta provincia es la principal productora de hidrocarburos en el Mesozoico.

Fosa de Le-Acach.- Es la prolongación de la Cuenca de Comalcalco hacia el mar, la constituyen principalmente rellenos terrigenos del Terciario Tardío.

Zona de Domos.- Se localiza en la porción occidental de la Sonda de Campeche y está constituida principalmente por domos e intrusiones salinas (Fig. 3.2).

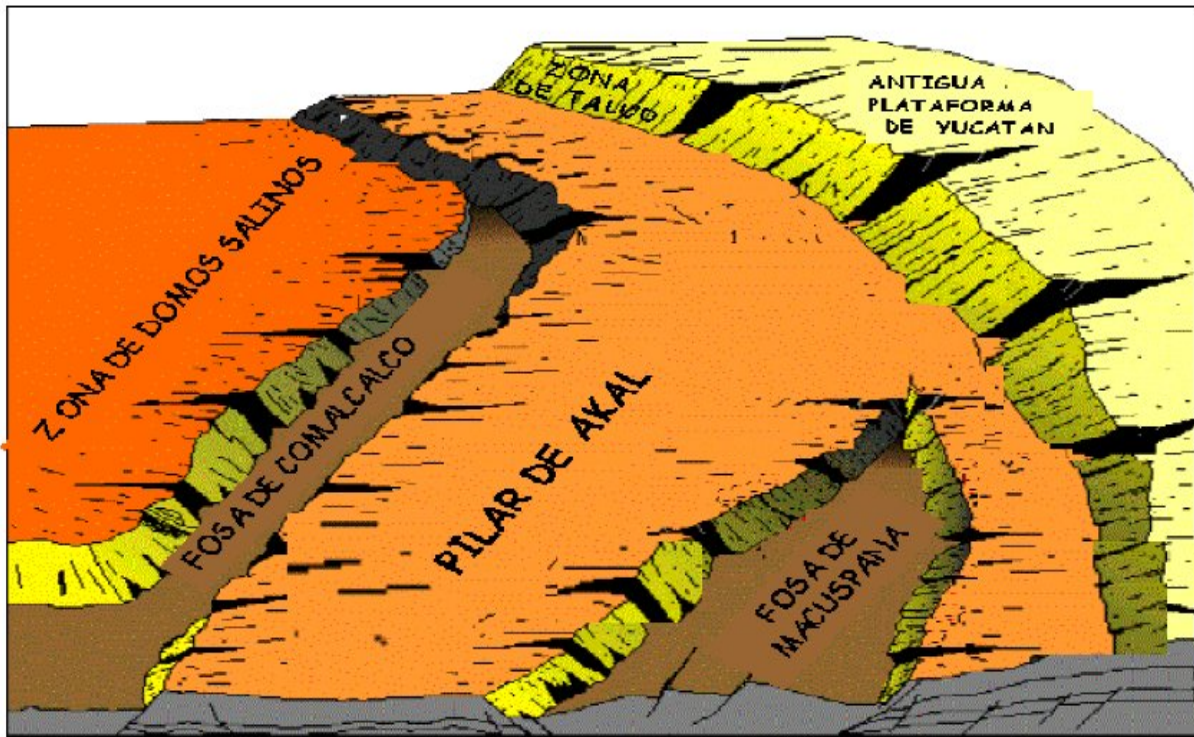


Fig. 3.2 Esquema que ilustra las provincias Morfoestructurales en que se divide la Sonda de Campeche (Arem, Cpe, 2006).

3.3.- ESTRATIGRAFÍA

La Estratigrafía de la Zona Marina de Campeche está basada en los estudios y los resultados aportados por pozos exploratorios que han cortado rocas del Jurásico Superior, Cretácico y Terciario.

Los depósitos que constituyen la columna sedimentaria desde el Terciario al Mesozoico Tardío en la Sonda de Campeche son principalmente carbonatos y terrígenos, los primeros están presentes principalmente en el Mesozoico y los segundos en el Terciario. Se menciona aparte la sal que constituye el depósito más antiguo en la Sonda de Campeche.

Se muestran las unidades cronoestratigráficas presentes en el área de estudio de la más antigua a la más reciente ubicando nuestro Play de estudio en el Cretácico Superior como se muestra en la columna siguiente (Fig. 3.3).

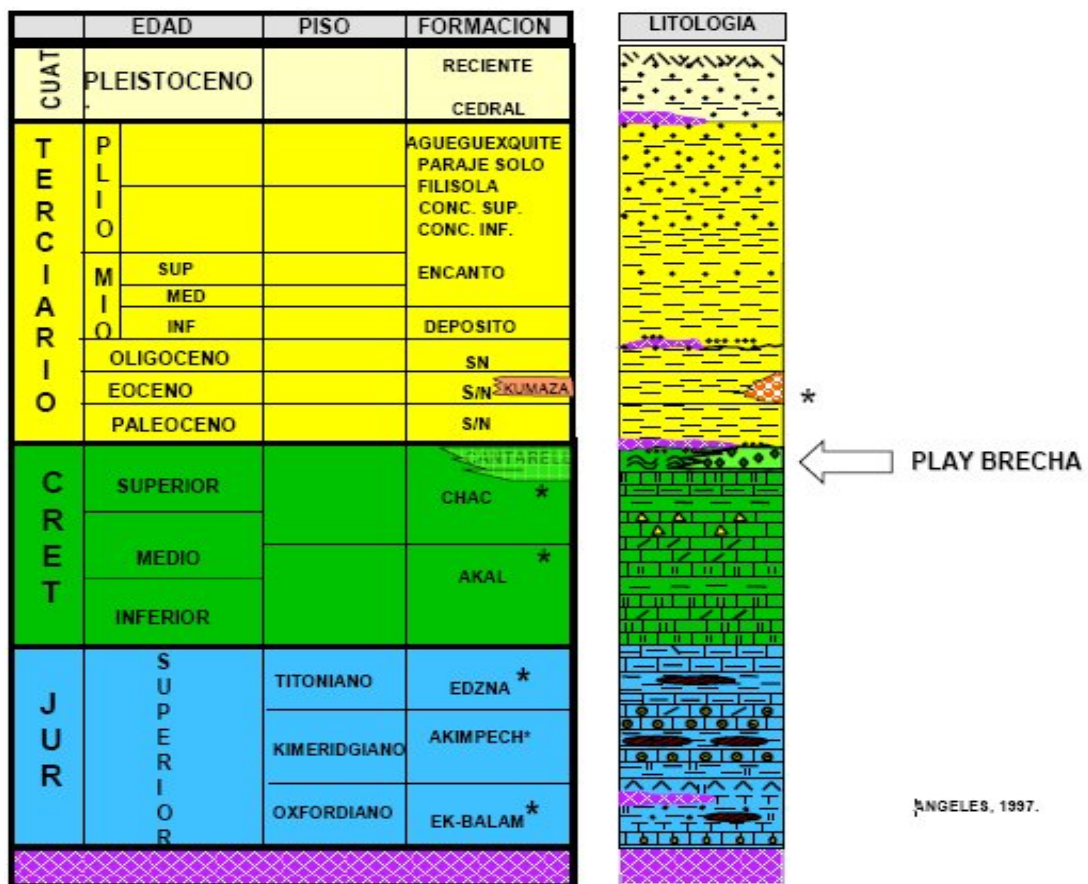


Fig. 3.3 Tabla estratigráfica de la Sonda de Campeche (Tomado de CPE, 2006).

A continuación se hace una breve descripción de estas unidades.

SAL PREJURÁSICO SUPERIOR.

La constituyen depósitos de sal cristalina translúcida y blanquizca, se observa principalmente en la porción Noreste del área en los campos Ek, Balam y Batab. Suprayace en forma discordante a los depósitos del Oxfordiano.

OXFORDIANO

Grupo Ek-Balam

Consisten de areniscas, arenas, limolitas y bentonitas de color gris olivo. Generalmente esta serie sedimentaria está acompañada con intercalaciones delgadas y aisladas de calizas arcillosas y silicificadas.

Edad. La presencia de fauna planctónica tal como *Caucasella* oxfordiana. Ornelas-Sánchez et al. (1993) la sitúan en este piso. Así mismo, su posición estratigráfica con respecto a las unidades subyacentes y suprayacentes permiten ubicarla en esta edad.

KIMMERIDGIANO

Formación Akimpech

Esta formación se encuentra ampliamente distribuida en toda el área y lo constituye una secuencia cíclica de carbonatos y terrígenos, los cuales para su estudio han sido divididos en cuatro unidades denominadas informalmente B, C, D y E.

Es el miembro "E" el más importante de este piso y está constituido por carbonatos representados por dolomías mesocristalinas y microcristalinas.

TITHONIANO

Formación Edzná

Para su estudio, el Titoniano ha sido dividido en tres miembros: "F, G y H". El primero niveló irregularidades topográficas del Kimmeridgiano y tiene la influencia carbonatada del horizonte "E". El segundo es más regular,

su extensión es muy amplia y es primordialmente arcilloso; por último, el tercero es el más distribuido y es principalmente calcáreo bentonítico. A continuación se describe cada uno de ellos.

El miembro "F", está constituido por un mudstone arcilloso de color gris claro a café claro, con abundante materia orgánica, ocasionalmente con delgadas intercalaciones de lutita limosas gris oscuro a negro. Estos sedimentos están uniformemente distribuidos en la Sonda de Campeche y de acuerdo a datos petrográficos y geofísicos marcan los límites de las unidades estratigráficas que marcan los contactos de las unidades litoestratigráficas aquí propuestas.

A grandes rasgos las rocas predominantes del miembro "G", son lutitas calcáreas arenosas, de colores gris oscuro a negro, con intercalaciones de margas y calizas arcillosas de colores oscuros. Es la unidad generadora por excelencia en la Sonda de Campeche contiene abundante materia orgánica dispersa y concentrada.

Las rocas que constituyen el miembro "H" son principalmente carbonatos arcillosos y bentoníticos (mudstones), algunas veces de aspecto cretoso, que tiende a dolomitizarse hacia la porción oriental del área.

CRETÁCICO

El Cretácico está caracterizado en la Sonda de Campeche principalmente por carbonatos propios de aguas profundas en ambientes de baja energía, es decir son calizas con baja porosidad, productoras principalmente en condiciones fracturadas.

La brecha productora se observa en la porción oriental de la Sonda en el Cretácico Superior, aunque últimamente se están encontrando en la porción occidental otras brechas con génesis diferente (pozo YX-1), en las cuales se enfoca el presente trabajo.

CRETÁCICO INFERIOR

Caracterizado por mudstone bentonítico color verde y gris olivo ligeramente dolomitizado, dolomía microcristalina; color gris verdoso, gris blanquizca y gris olivo, así como calizas cretosas color crema. Existen también horizontes arcillosos caracterizados por lutitas oscuras y bentonitas verdes. Un rasgo predominante de esta unidad es la estilolitización y micritización en algunas de sus partes. Su distribución es amplia y su espesor tiende a adelgazarse hacia el occidente de la Sonda.

CRETÁCICO MEDIO

Constituido por mudstone arcilloso, ligeramente dolomitizado y silicificado, de color gris oscuro, se observan también cuerpos de dolomía microcristalina, gris blanquizca, gris olivo; así mismo horizontes arcillosos de lutitas oscuras y bentonitas gris verdoso y verde amarillento. Como accesorios presenta abundantes nódulos de pedernal negro y pirita diseminada.

CRETÁCICO SUPERIOR

Se observan principalmente en la parte occidental de la Sonda. Está constituido por carbonatos tales como mudstone a wackestone de exoclastos, bioclastos y litoclastos ligeramente bentoníticos color crema, café y gris olivo claro que cambian lateralmente a margas de color oscuro, también contiene dolomías microcristalinas. Hacia su base se presentan calizas arcillosas de color oscuro con trazas de nódulos de pedernal negro y bentonitas.

Existe también una unidad constituida por dolomías y calizas clásticas, integrada por exoclastos del tamaño de brechas, que es desde el punto de vista económico petrolero la más importante en toda la zona marina y posiblemente en el país, ya que la máxima producción de hidrocarburos provienen de este cuerpo calcáreo, por su carácter discordante su distribución cronoestratigráfica es muy irregular, sin

embargo, se considera que gran parte de ella se encuentra enmarcada en el Cretácico Superior y en la porción Nororiental de la Sonda de Campeche, aunque últimamente se han encontrado en la porción occidental posiblemente con génesis diferente pero con buena producción de hidrocarburos como lo muestra el pozo YX-1 ubicado en la zona de KH-Tupilco, que es el área de estudio del presente trabajo.

TERCIARIO TEMPRANO

El Terciario Temprano funciona como el gran sello del Mesozoico, el Paleoceno está constituido principalmente por bentonitas verde olivo, grisáceo y lutitas bentoníticas a la que se intercalan en la porción oriental de la Sonda, brechas intraformacionales en forma esporádica.

El Eoceno igualmente es completamente arcilloso, sin embargo, es importante mencionar algunos flujos aislados de "detritus" que constituyen rocas turbidíticas de origen calcáreo conocidas como "Calcarenitas del Eoceno" que presentan buenas manifestaciones de hidrocarburos en algunos pozos del complejo Cantarell, (P. je. Ku, Maloob y Zaap); sin embargo, en el resto del área estos sedimentos no presentan estas características.

El Oligoceno de igual manera se presenta como un cuerpo arcilloso, su distribución es irregular ya que es discordante como reflejo del máximo paroxismo del evento Chiapaneco.

TERCIARIO TARDÍO

El Terciario Tardío en la sonda de Campeche ha sido atravesado por todos los pozos perforados en ella. Está constituido por lutitas bentoníticas con intercalaciones aisladas de arenas que constituyen cuerpos lenticulares empaquetados en potentes cuerpos arcillosos; estas rocas han cobrado recientemente interés en la Sonda de Campeche por los últimos descubrimientos de gas seco en el Pleistoceno, Plioceno y Mioceno abriendo un nuevo horizonte en la prospección de la Región Marina.

Capítulo 4**CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA ALMACEN DEL PLAY BRECHA - CRETÁCICO SUPERIOR Y ROCA SELLO EN EL AREA KH-TUPILCO.****4.1.- ROCA ALMACEN**

Tres aspectos fundamentales determinan el comportamiento de la roca almacén. El primero es su ambiente sedimentario, el que a su vez nos define la geometría y distribución espacial; la calidad de la roca almacén queda determinada por sus constituyentes principales los cuales están controlados por la fuente de aporte; finalmente las propiedades que las caracterizan como sistema roca-fluido. En el presente proyecto se estudió el ambiente sedimentario mediante la construcción de los modelos sedimentarios y mapas de paleoambientes y distribución de facies para el Cretácico Superior, en donde se definió la procedencia de los flujos detríticos calcáreos. Estos modelos y mapas se elaboraron basándose en los informes finales de pozos, de donde se tomó la litología, información de núcleos, datos paleontológicos y geoquímicos. Apoyados en el análisis de registros y estudios petrofísicos se definió la calidad de la roca almacén. También se generaron 4 secciones geológicas (Fig. 4.1) y mapas de isopacas que apoyaron para determinar la distribución de la roca almacén en el área de estudio.

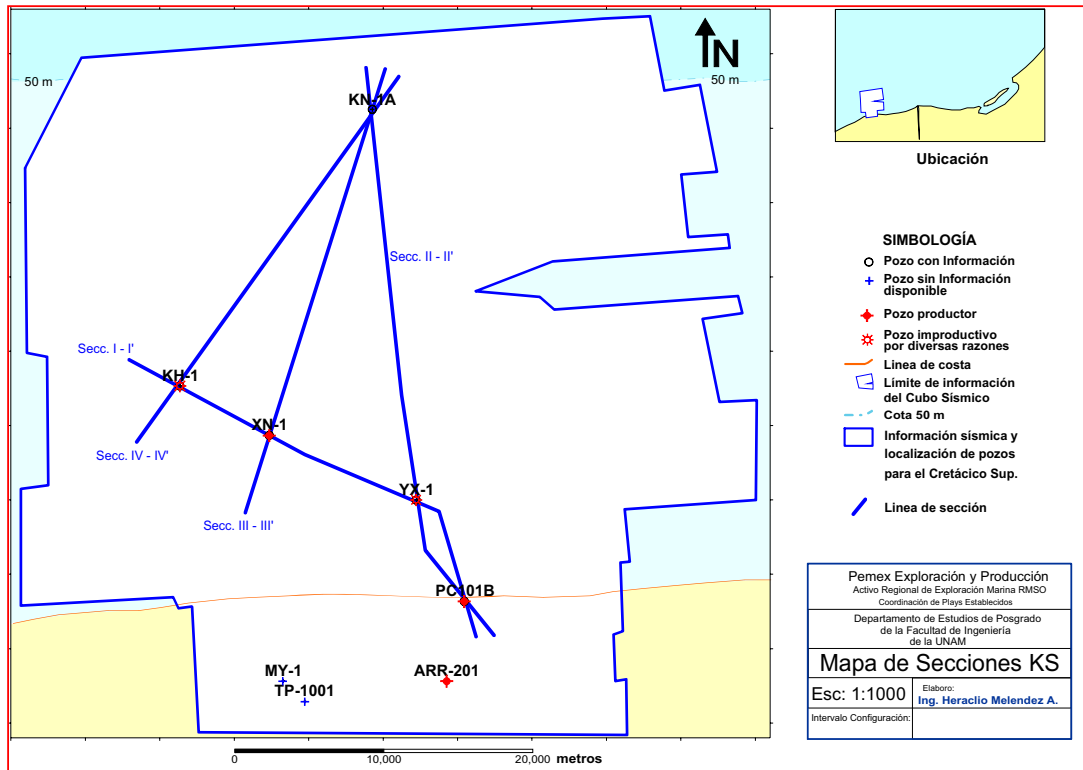


Fig. 4.1 Plano que muestra las líneas de secciones estratigráficas, las cuales fueron orientadas de Sur a Norte y la I-I' de oriente a poniente en el área KH-Tupilco.

4.1.1.- Análisis de información de pozos

En este trabajo, se tomó información ya existente, donde se hizo una recopilación, revisión, análisis y validación de la información sedimentológica, núcleos y registros geofísicos de cada uno de los pozos, generándose una base de datos que fue transferida a la plataforma de Landmark para hacer la interpretación geológica-geofísica y la generación de los modelos sedimentarios. Se definieron cuatro secciones para correlación estratigráfica en el mapa base, en el cual se estudiaron 8 pozos exploratorios para el Play Brecha Cretácico Superior en el área KH-Tupilco.

La mayor parte de la información compilada corresponde a los informes finales de cada pozo, así como informes técnicos de la zona y a la descripción de algunos núcleos y muestras de canal, así como

apéndices litológicos, manifestaciones de hidrocarburos, contactos litológicos y pruebas de producción.

Base de datos

Se recopiló de los 8 pozos ubicados en la zona de estudio, basado en informes finales, reportes paleontológicos, núcleos, registros geofísicos, así como modelos sedimentarios trabajados con anterioridad.

Pozo	Cretácico Superior m	Espesor Ks m	Espesor Brecha Ks m	Paleoceno m	Espesor net m	Porosidad Ks (%)
KN-1A	5680-6080	400	32	5205-5680	225	2 - 6
KH-1	5445-5635	190	30	5315-5445	130	6 - 9
XN-1	5580-5765	165	60	5725-5765	40	2 - 10
YX-1	6125-6185	60	51	5950-6125	175	4 - 6
YX-101	5585-5650	65	55	5515-5585	70	2 - 4
P. C. 101B	5300-5383	83	58	5255-5300	45	4 - 8
ARR-201	5054-5519	465	25	4820-5054	234	2 - 4
TP-1001	5605-5944	339	18	5437-5605	168	2 - 4

-Espesores: El Cretácico Superior tiene una amplia distribución en el área de estudio sus espesores fluctúan de 60 a 465 m, engrosando hacia el norte (KN-1A) y también al sur (TP-1001, ARR-201), mientras que en la parte central se observa un adelgazamiento posiblemente debido a intrusiones salinas.

-Porosidades: Es evidente que en un yacimiento carbonatado puedan existir diferentes tipos de porosidad, desde el nivel microscópico hasta el tamaño de la cavidad, lo que hace que la estimación de la porosidad y la permeabilidad y el cálculo de las reservas sean una tarea extremadamente difícil. En el área de KH-Tupilco el tipo de porosidad es primaria tipo intercrystalina e intergranular y secundaria en fracturas; en

menor proporción en cavidades por disolución. Los valores de porosidad varían de 2-10%.

Dada la heterogeneidad de los carbonatos, no es sorprendente que la producción de los mismos a partir de estas formaciones, a menudo está fuertemente influenciada por la presencia de fallas y fracturas, particularmente en los yacimientos más antiguos del Mesozoico.

-Paleoambientes y Litofacies: El marco del depósito mesozoico en el área de estudio es carbonatado, presentándose en menor proporción un dominio terrígeno evaporítico. Estas rocas fueron depositadas en un marco transgresivo, desarrollándose diferentes ambientes sedimentarios, durante el Jurásico Superior fueron someros y de plataforma, cambiando a talud y cuenca en el Cretácico, y cubriendo a esa última, se presenta un cambio de sedimentación de régimen carbonatado a uno principalmente de tipo terrígeno.

Los márgenes continentales y cuencas desde el punto de vista sedimentológico constituyen áreas donde se acumulan importantes volúmenes de sedimento cuyo estudio aporta información sobre las variaciones relativas del nivel del mar, de la tectónica o del aporte sedimentario a lo largo del tiempo.

Los sistemas sedimentarios desarrollados en los márgenes y cuencas han contribuido al conocimiento sobre su estructura, formación y evolución. Asimismo, la existencia de numerosos estudios geológicos de los sistemas sedimentarios: fluvial, deltáico y turbidítico; realizados con múltiples disciplinas, tales como: estructural, sedimentológica, sismo-estratigráfica y paleoclimática; han contribuido a explicar el desarrollo de estos sistemas en cada provincia fisiográfica, como son las de plataforma, talud, base de talud, y cuenca.

La distribución general de litofacies en la Región Marina, para la cima del Cretácico Superior se muestra en la figura (Fig. 4.2). El área de estudio esta indicada por el recuadro en verde, y comprende tres tipos

de facies: facies de margas, facies de mudstone arcilloso y, las facies de brechas calcáreas del Cretácico Superior. En el área de estudio existen flujos detríticos compuestos por brechas y flujos calcáreos, en los pozos KH-1, XN-1, YX-101 y YX-1, con facies de wackestone arcilloso, lutita calcárea, marga, mudstone arcilloso, mudstone-wackestone de litoclastos y bioclastos, wackestone-packstone de bio-litoclastos, escaso grainstone de miliólidos y de pedernal y pirita. Hacia el norte del área de estudio, se tienen flujos calcáreos en el Pozo KN-1A: lutita, marga, mudstone-wackestone de intraclastos, wackestone-packstone dolomitizado con intraclastos y una delgada capa de arenisca de grano fino a medio.

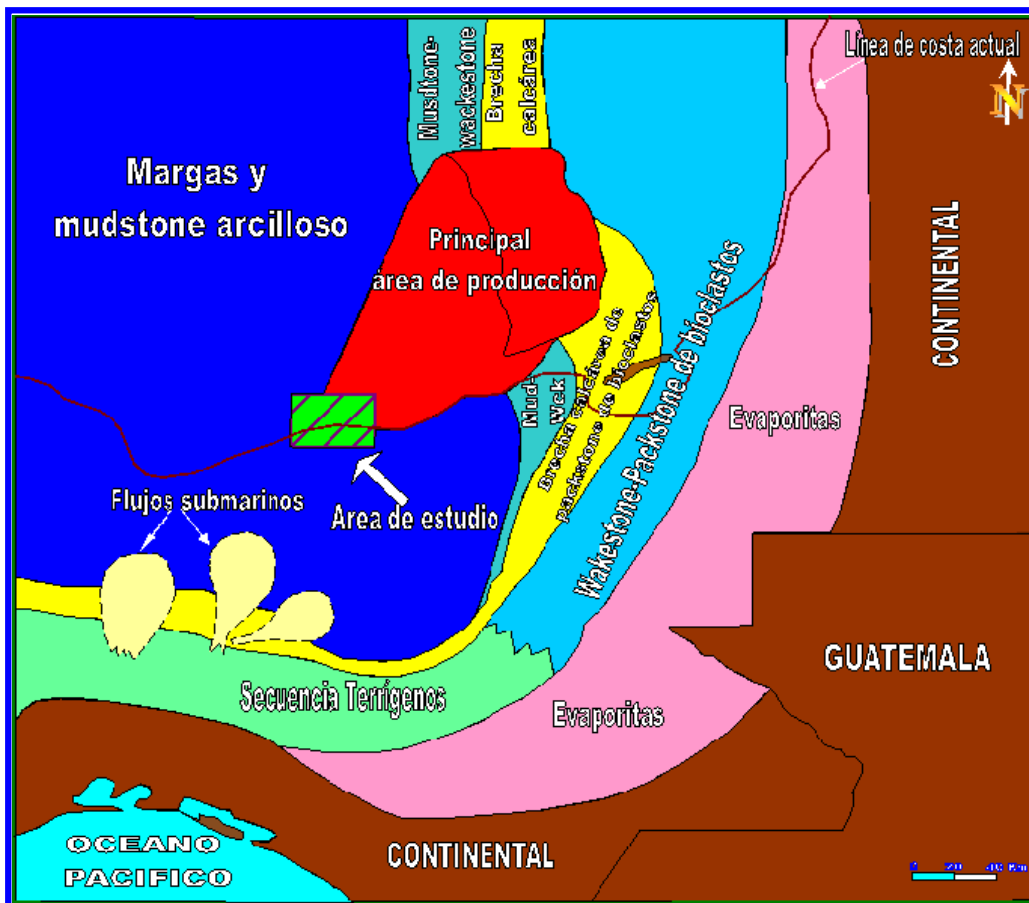


Fig. 4-2 Mapa regional de distribución de paleoambientes y litofacies de la cima del Cretácico Superior. El área de estudio se representa por el rectángulo verde (CPE, et al., 2006)

Para el presente proyecto se generaron los mapas de paleoambientes y distribución de litofacias para los horizontes estratigráficos del Cretácico Superior, que se muestran mas adelante.

4.1.2.- SECCIONES ESTRATIGRAFICAS

En el área de estudio, se elaboraron cuatro secciones estratigráficas con base en la información de litología, núcleos, petrografía y registros geofísicos. El criterio empleado para determinar la cima de cada una de las unidades cronoestratigraficas: Paleoceno Superior, Cretácico Superior, Cretácico Medio, Cretácico Inferior, Jurásico Superior-Tithoniano y Jurasico Superior-Kimeridgiano se basó básicamente, en lo establecido en las columnas geológicas reportadas en los informes finales de pozos. Algunas de las cimas fueron ajustadas con apoyo de la correlación de electrofacies. El paleambiente que prevaleció en el área KH-Tupilco para el Cretácico Superior fue de cuenca (batial inferior).

NW	SECCION I-I'	ÁREA KH-Tupilco	SE	
KH-1	XN-1	YX-101	YX-1	PC 101-B

POZO KH-1.

La cima del Cretácico Superior se definió a 5445 m, se asignó por correlación eléctrica.

Litología: Lutita calcárea café rojizo y café claro, marga café rojiza y gris oscura compacta, hacia la parte media mudstone blanco a crema arcilloso, y/o cretoso, microbrecha calcárea, pseudo-conglomerado, lutita carbonosa, fragmento de pedernal.

Núcleo-1.- 5603-5603.5 m, lutita gris oscura carbonosa, intercalaciones de mudstone.

Paleoambiente: Cuenca de agua profunda (batial inferior)

POZO XN-1.

La cima del Cretácico Superior se encuentra a 5775 m.

Litología: Constituida hacia la cima por margas gris claro y café rojizo, inmediatamente después, mudstone-wackestone de bioclastos, crema claro y gris claro, con intercalaciones de lutita y mudstone arcillosos gris claro a blanco; su parte inferior está representada por: wackestone-packstone de bioclastos (brecha), color crema y café claro, con algunas cavidades de disolución, e intercalaciones de delgados horizontes de mudstone blanco a crema claro parcialmente dolomitizado, con nódulos de pedernal biógeno gris oscuro y ámbar. La cima de este intervalo se determinó por la primera aparición de los fósiles *Globotruncana Linneiana*, *Globotruncana Arca*, *Golobotruncana Hilli* y *Heterohelix Globulosa* y se corroboró por marca eléctrica de pozos de correlación.

Núcleo-1.- 5892-5895 m (Cretácico Superior). Parte superior: wackestone de intraclastos, nódulos de pedernal, gradúa a mudstone-wackestone; fauna de *globigerinas*. Parte inferior: wackestone-packstone de bioclastos, nódulos de pedernal, gradúa a mudstone-wackestone.

Paleoambiente: Cuenca de agua profunda (batial inferior).

POZO YX-1.

La cima del Cretácico Superior [6125 m] (brecha) se determinó tanto por litología como por su contenido fosilífero (*Globotruncanas sp*), y se ajustó mediante registros geofísicos. Se encuentra subyaciendo discordantemente al Paleoceno y sobreyace concordantemente al

Cretácico Medio. Produce en el Cretácico Superior en el intervalo 6155-6180 m en la Brecha.

Litología: Wackestone-packstone de exoclastos y bioclastos (brecha) gris claro, crema y café claro por impregnación de aceite ligero; compuesto por fragmentos subangulosos y subredondeados, con porosidad primaria intergranular y secundaria en fracturas y cavidades de disolución.

Núcleo-1.- 6141-6143.5 m. Parte superior: Wackestone-packstone de brechas. Parte media: Mudstone-wackestone. Parte inferior: Wackestone.

Paleoambiente: Cuenca de agua profunda (batial inferior).

POZO YX-101.

La cima del Cretácico Superior [5601 m] se definió por marca eléctrica.

Litología: mudstone-wackestone de litoclastos café claro a crema, de aspecto cretoso, trazas de lutita y limolita calcárea, esporádicos fragmentos de bentonita gris verdoso. En la base predomina el mudstone arcilloso con lutita calcárea.

Paleoambiente: Cuenca de agua profunda (batial inferior)

POZO PC-101B.

La cima del Cretácico Superior (Formación San Felipe, 5305 m), se fijó mediante estudios paleontológicos y litológicos, ajustándose eléctricamente. El Cretácico Superior está afectado por dos discordancias, una de ellas provoca la ausencia de la Formación Méndez; La segunda discordancia eliminó los sedimentos de la Formación Agua Nueva y del Cretácico Medio.

Litología: marga color café rojizo con trazas de mudstone, fragmentos esporádicos de bentonita y calcita, mudstone bentonítico con trazas de marga, caliza bentonítica en la columna estratigráfica. En el intervalo

5250 a 5325 m se tiene abundante fauna bentónica: *Usbekistania c.*, *Ammodiscus c.*, *Anomalina Bathysiphon a.*, *Gaudryna*, *Bulimina m.*
 Paleoambiente: Cuenca de agua profunda (batial inferior).

SECCION I-I'

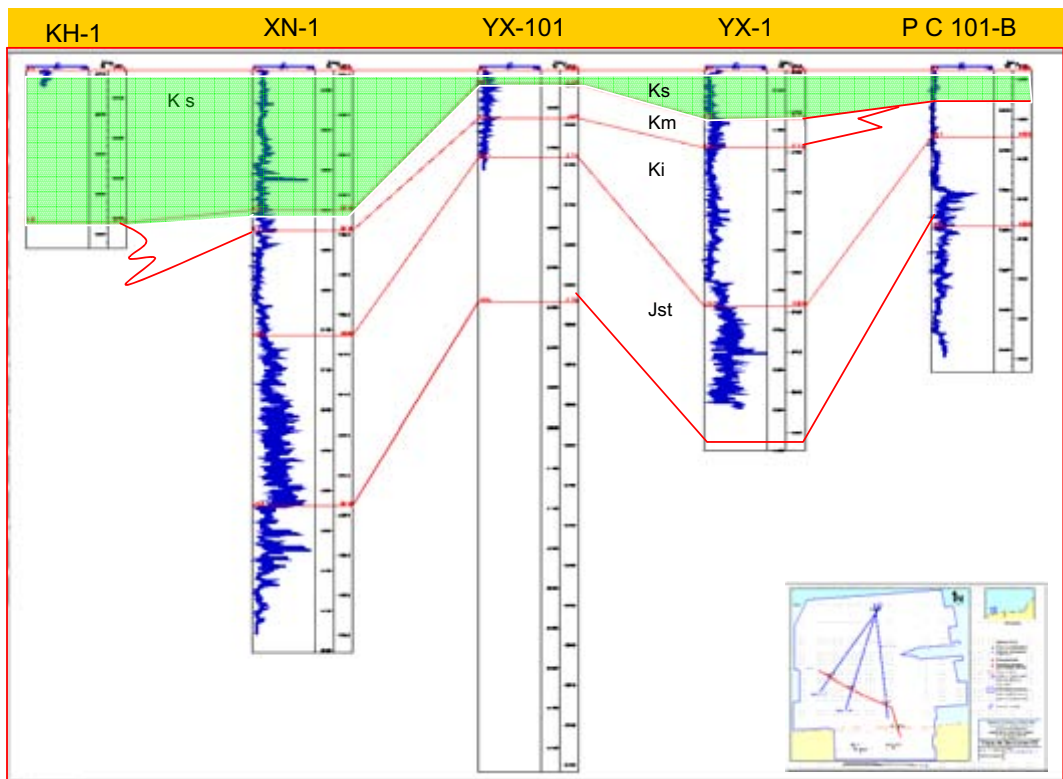


Fig. 4.3 Sección I-I' del área de KH-Tupilco. Pozos Kuche-1, Xanab-1, Yaxche-101, Yaxche-1 y Puerto Ceiba-101B. Orientadas NW-SE. Incluye tres pozos productores. El Pozo Kuche-1 solo penetra 33 m del Cretácico Medio

Análisis Sección Estratigráfica I-I': La sección se horizontalizó en la cima del Cretácico Superior (Fig. 4.3), hay dos altos a nivel del Mesozoico en YX-101 y PC-101B, con dos bajos en áreas adyacentes, en XN-1 y YX-1. Sobre los altos, el espesor del Cretácico se adelgaza por la existencia de intrusiones salinas. En estos altos, faltó espacio de acomodación, y en los flancos hubo desarrollo de cuerpos potentes de rocas de edad cretácica. Los Pozos XN-1 y YX-1 producen en el Cretácico Superior-Medio. El nivel estratigráfico productor en el Pozo Puerto Ceiba 101B es el Kimmeridgiano.

S	SECCION II-II'	ÁREA KH-Tupilco	N
PC 101-B	YX-1	YX-101	KN 1-A

KN-1A.

La cima del Cretácico Superior [5680 m], se determinó por paleontología, por medio del conjunto faunístico índice: *Globo truncana elevata*, *Globo truncana contusa* y *Globo truncana linneiana*.

Litología: en la parte superior, lutita café rojizo a marga con menor porcentaje de mudstone arcilloso ligeramente dolomitizado, trazas de bentonita, mudstone a wackestone de intraclastos. En la parte baja se presenta wackestone-packstone dolomítico de intraclastos intercalado con delgadas areniscas color gris de grano fino a medio, cemento arcillo-calcáreo.

Paleoambiente: Cuenca de agua profunda (Batial Inferior).

La perforación del pozo KN 1-A solamente penetra 326 m en el Cretácico Medio Cenomaniano.

Las descripciones de los Pozos: PC 101-B, YX-1 y YX-101, se mencionaron en párrafos anteriores correspondientes a la secciones I-I'.

SECCION II – II'

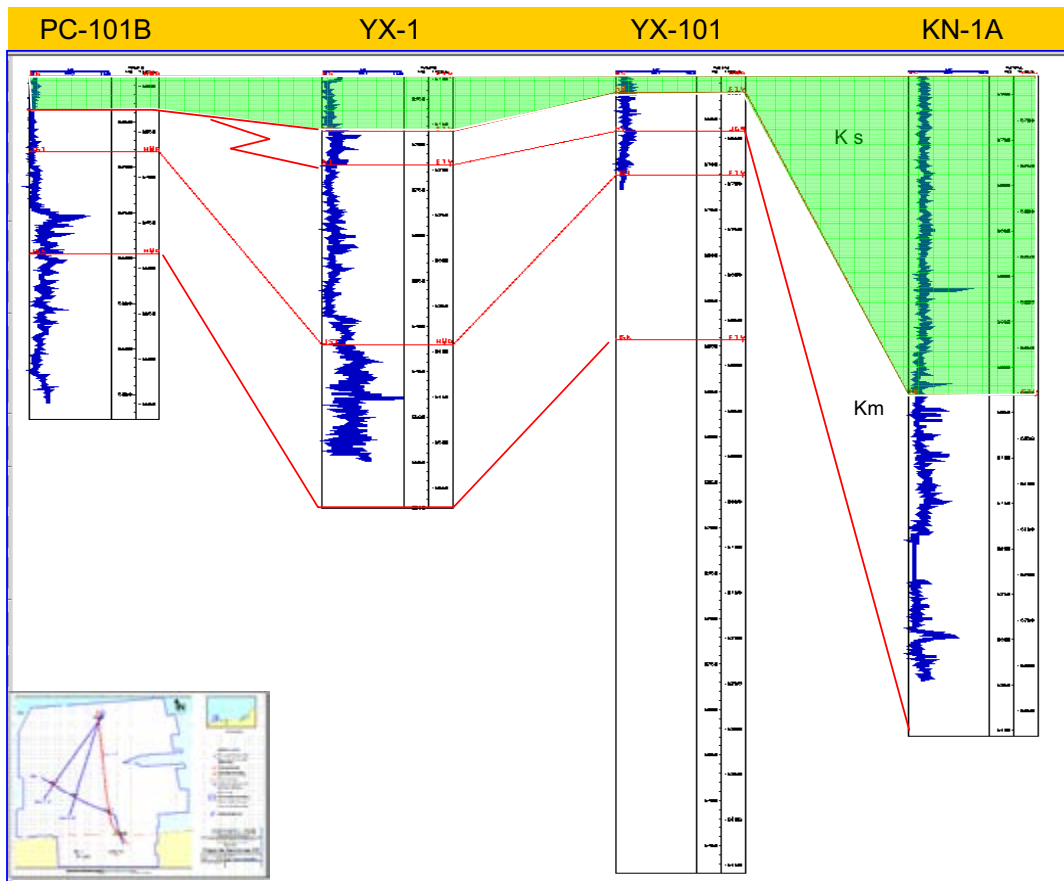


Fig. 4.4 Sección II-II' del área de KH-Tupilco. Pozos P. C. 101B, Yaxche-1, Yaxche-101, Kinil-1A. Orientadas S-N Incluye tres pozos productores. El Pozo Kinil-1A solo penetra 326 m del Cretácico Medio.

Análisis Sección Estratigráfica II-II': La sección se horizontalizó en la cima del Cretácico Superior (Fig. 4.4). En el pozo KN-1A se presenta un potente espesor de 400 m para el Cretácico Superior en comparación con los demás pozos de la presente sección, lo cual indica que la zona norte del área permitió un mayor depósito de material calcáreo, pero desde el punto de vista económico petrolero, estos sedimentos carbonatados se presentan arcillosos, compactos y poco permeables. Hacia los otros pozos, el espesor del Cretácico se adelgaza por la existencia de intrusiones salinas.

S	SECCION III-III'	ÁREA KH-Tupilco	N
	XN - 1	KN 1-A	

Las descripciones de estos pozos, ya se mencionaron en párrafos anteriores para las secciones I-I' Y II-II'

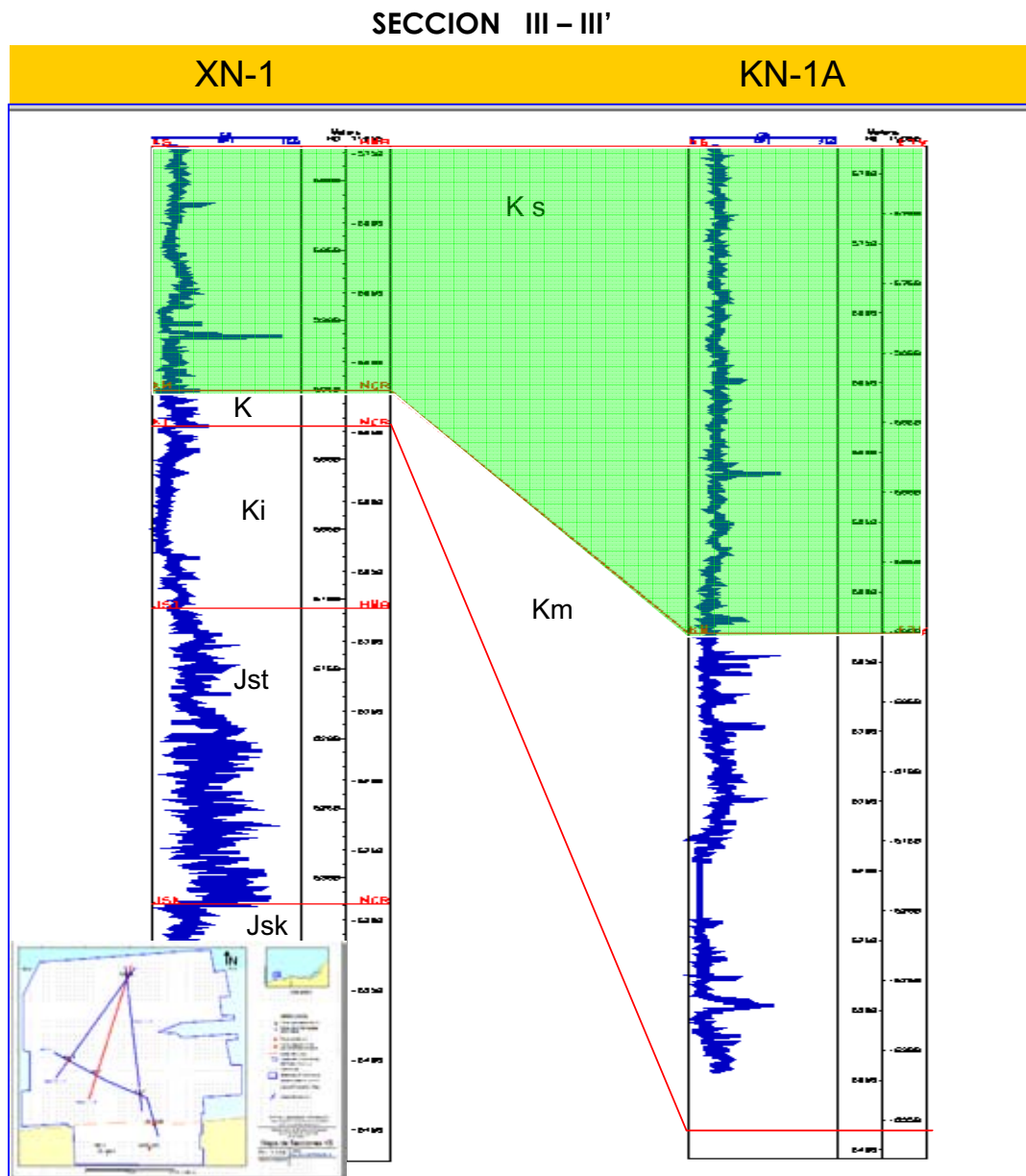


Fig. 4.5 Sección III-III' del área de KH-Tupilco. Pozos XN-1 y KN-1A. Orientadas S - N. El Pozo KN-1A solo penetra 326 m del Cretácico Medio.

Análisis Sección Estratigráfica III-III’: Esta sección también está aplanada a la cima del Cretácico Superior (Fig. 4.5). Hacia el centro de la zona de estudio el espesor para el Cretácico Superior en el pozo XN-1, es menor que en el pozo KN 1-A, lo que indica que hacia la parte norte el acomodo de sedimentos carbonatados permitió un mayor espesor siendo ésta una parte estructuralmente más baja; desafortunadamente este paquete de rocas carbonatadas se presenta arcilloso, compacto y poco permeable, y al menos en el Cretácico no resultó productor pues el pozo únicamente llegó al Cretácico Medio. Los altos estructurales observados en los pozos KH-1, XN-1 y YX 1 y 101, pueden ser producto de las intrusiones salinas.

S	SECCION IV-IV’	ÁREA KH-Tupilco	N
	KH – 1		KN 1 – A

El pozo **KH-1** se localiza según la interpretación estructural que se tenía a la fecha de perforación, ligeramente desplazado hacia el noreste de la culminación de una estructura cómica, afectada en su parte norte por una probable intrusión salina y una falla inversa en sus flancos sur y este y convergencia del plano de falla hacia el Noroeste, fue perforado hasta una profundidad vertical de 4216 m; fue desviado por problemas mecánicos y, se perforó un segundo pozo hasta 5668 m. que penetró solo 33 m del Cretácico Medio.

El pozo **KN 1-A** también llegó únicamente hasta el Cretácico Medio, perforando 326m del mismo, y por problemas mecánicos no alcanzó el objetivo programado de llegar al Jurásico. Los sedimentos carbonatados del Cretácico Superior son arcillosos, compactos y poco permeables.

SECCION IV - IV'

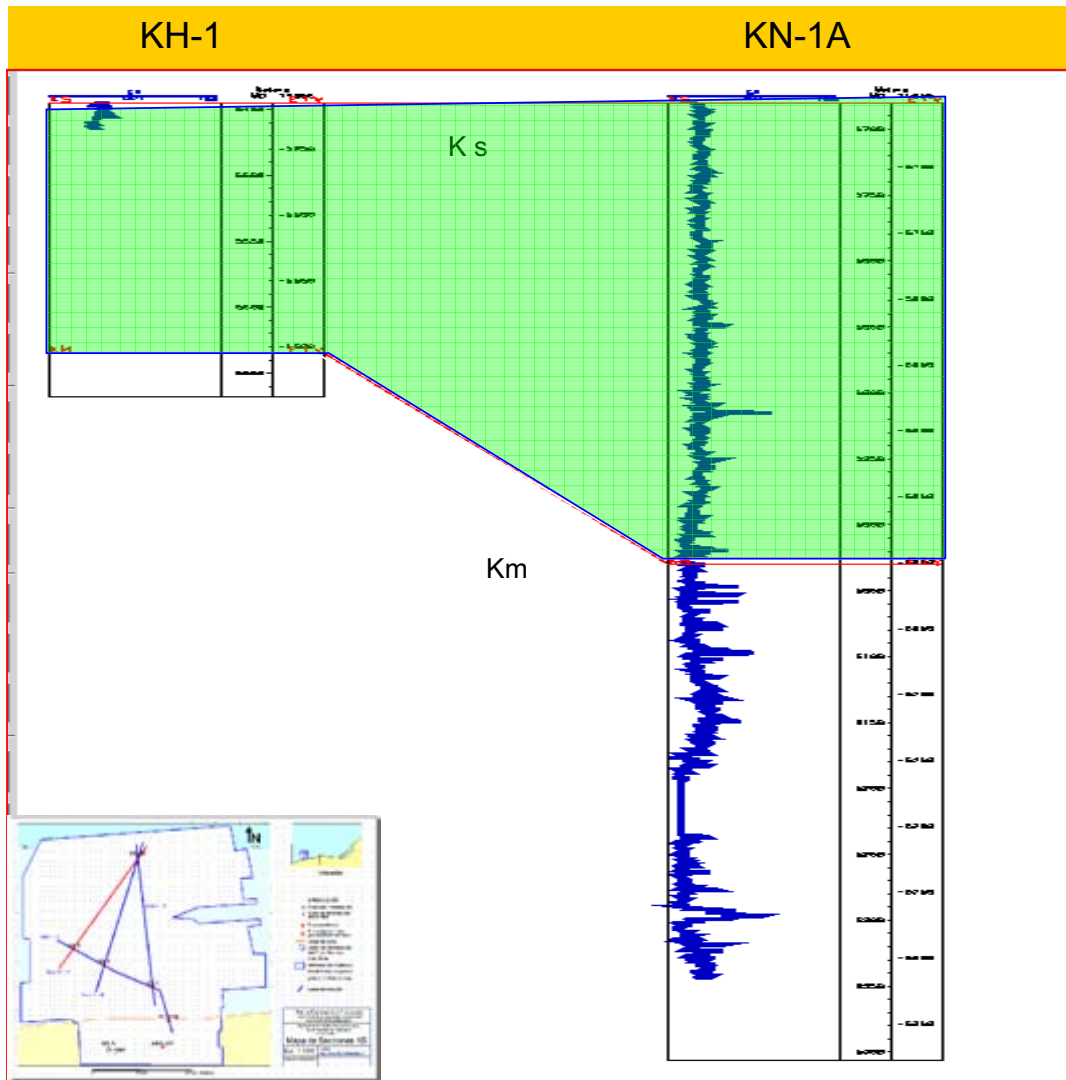


Fig. 4.6 Sección IV-IV' del área de KH-Tupilco. Pozos KH-1 y KN-1A. Orientadas S - N. Ambos Pozos solo alcanzaron el Cretácico Medio y ninguno de los dos produce en este intervalo.

Análisis Sección Estratigráfica IV-IV': La sección fue aplanada al cretácico superior (Fig. 4.6), el pozo KH-1 se encuentra con un espesor sedimentológico menor que el observado en el pozo KN-1A, como se ha observado en las anteriores secciones, hacia el centro del campo, los Pozos PC 101-B, YX-101, YX-1, XN-1 y KH-1 se encuentran sobre un alto estructural con un consiguiente espesor reducido del Cretácico, en

contraste con el desarrollo del gran espesor del intervalo Cretácico Superior en los pozos al suroeste en ARR-201 y MY-1 y al Noreste en el pozo KN 1A. El espesor del Cretácico en el área de PC a XN varía entre 60 m a 150 m aproximadamente, en tanto que en ARR-201 y MY-1 son 1050 m y 1125 m respectivamente y en KN 1A de 400m. Estos altos estructurales deben ser producto de las intrusiones salinas presentes en la zona.

Los intervalos productores en brechas del Cretácico Superior se presentan en los pozos XN-1, YX-1 y YX-101. El pozo PC 101-B produce en el Jurásico Sup. Kimeridgiano.

4.1.3.- MODELO SEDIMENTARIO

Para la construcción de los modelos sedimentarios del área KH-Tupilco, se seleccionaron las secciones estratigráficas I-I', II-II', III-III y IV-IV', trabajos previos del área de estudio e información de pozos, como litología, información de núcleos, datos paleontológicos y geoquímicos.

Las rocas sedimentarias calcáreas se diferencian de las rocas sedimentarias terrígenas (siliciclasticas y calcáreas alóctonas) de varias maneras. Las terrígenas se forman a partir de la acumulación, compactación y cementación de partículas y fragmentos de rocas provenientes de fuentes externas a la cuenca final de su depósito. Estos sedimentos se originan mediante procesos de meteorización física o química, generalmente son exógenas. Por otro lado, la mayor parte de los carbonatos se desarrollan a partir de los sedimentos autóctonos biógenos formados por actividad biológica, como la creación de arrecifes y restos de organismos en el fondo marino, depositándose en la cuenca en donde se originan. Otros tipos se forman a medida que el agua se evapora de las cuencas poco profundas o como precipitación de aguas marinas. Normalmente los fragmentos que componen la mayor parte de los carbonatos son autóctonos y los sedimentos

terrígenos son alóctonos. (M. Abkar et al., 2001). En el área de estudio existen los dos tipos de rocas sedimentarias: terrígenas como lutitas calcáreas y bentoníticas y areniscas; así como, y en mayor proporción, rocas carbonatadas.

Las rocas carbonatadas están compuestas de un grupo de constituyentes químicos, sedimentarios y biogénicos muy limitado en comparación con las terrígenas: calcita, dolomita, anhidrita, minerales de arcilla, pedernal, pirita, fauna de foraminíferos planctónicos y bentónicos, radiolarios, tintínidos, bioclastos y restos de plantas (algas).

Es evidente que en un yacimiento carbonatado puedan existir diferentes tipos de porosidad, desde el nivel microscópico hasta el tamaño de la cavidad, lo que hace que la estimación de la porosidad, la permeabilidad y el cálculo de las reservas sean una tarea extremadamente difícil.

En el área de KH-Tupilco el tipo de porosidad es primaria intercrystalina e intergranular, y secundaria en fracturas; en menor proporción en cavidades por disolución. Los valores de porosidad varían de 2-8%.

Dada la heterogeneidad de los carbonatos, no es sorprendente que la producción de los carbonatos a partir de estas formaciones, a menudo esté fuertemente influenciada por la presencia de fallas y fracturas, particularmente en los yacimientos más antiguos del Mesozoico.

Para el Cretácico Superior, el modelo sedimentario interpretado está regido por los procesos tectónicos que se presentan cuando culmina la etapa de deriva del bloque de Yucatán, alcanzando la posición relativa actual y comienzan a desarrollarse las plataformas carbonatadas. Las facies de cuenca fueron depositadas como consecuencia de un levantamiento del nivel del mar que "ahogó" el borde de la plataforma

carbonatada, lo que originó un cambio en el carácter de los flujos de escombros de grano fino a clastos margosos.

Los sedimentos del Cretácico Superior están asociados al desarrollo y crecimiento de la plataforma carbonatada que contiene material transportado caracterizando diferentes facies. Parece ser que el origen de estos sedimentos se depositaron a manera de flujos en tres modalidades (CPE, 2006): (1) Como pequeños flujos de escombros originados a lo largo del margen de la plataforma que actuaba como la parte alimentadora durante el crecimiento y exposición del arrecife y que pudo haber formado un apron. (2) Durante la exposición del margen de la plataforma, erosión y karsticidad como resultado de colapso en el talud y del depósito de una compleja masa transportada a la base del talud y sobre el piso de cuenca. (3) Ausencia en el margen del arrecife que pudo alargar los cañones actuando como puntos de alimentación, rellenando complejos abanicos submarinos que se extienden hasta el piso de la cuenca.

El Cretácico Superior tiene una amplia distribución en el área de estudio sus espesores fluctúan de 60 a >465 m, engrosando hacia el norte (KN-1A) y también al sur (MY-1, TP-1001, ARR-201). Los valores de porosidad promedio para esta porción son de 3-4%, mientras que para el área de KN-1A la porosidad es >4%. El área de KH-TP se encontraba en un paleoambiente de aguas profundas de cuenca-mar abierto, en donde se tienen margas con globotruncanas, brechas calcáreas, lutita, mudstone arcilloso ligeramente dolomitizado, mudstone de bio-intraclastos, horizontes de bentonita y fauna que incluye *Globigerinoides sp.*, *Sigalia sp.*, *Heteroelix globosa*, *Abatomphalus*, *Usbekistania c.* *Ammodiscus*, *radiolarios*, entre otras. Hacia la porción central, se tiene la influencia de flujos submarinos de mudstone, wackestone de bio-intraclastos y exoclastos, microbrecha calcárea, mudstone dolomitizado, packstone de intraclastos, bioclastos y exoclastos (Fig. 4.7).

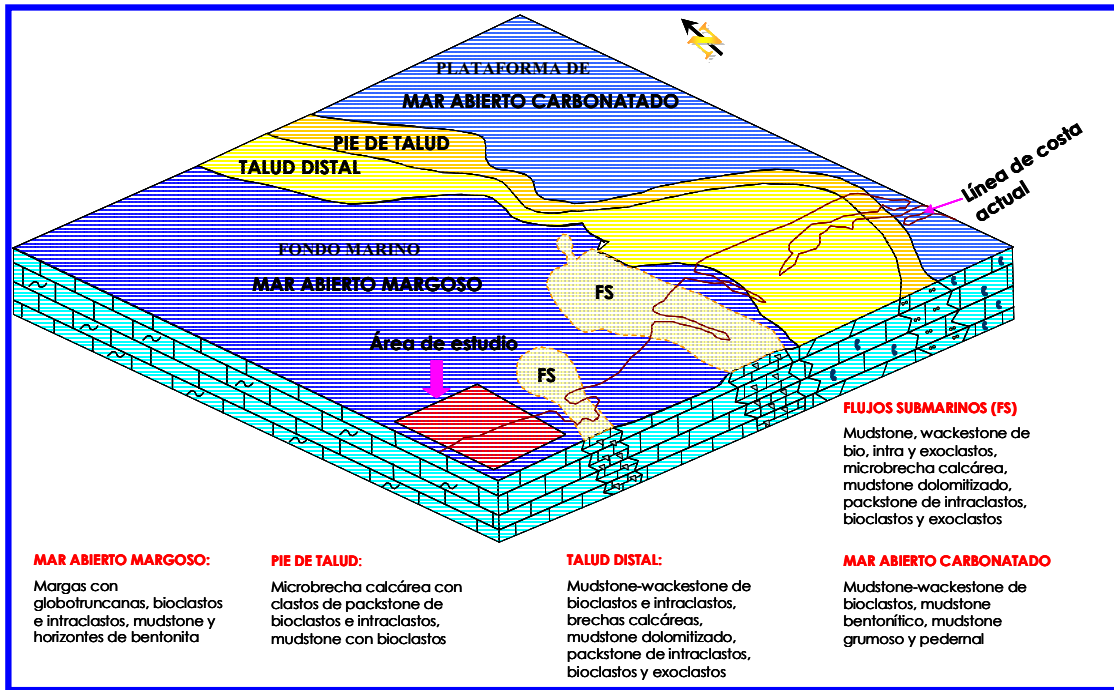


Fig. 4.7 Modelo sedimentario regional de la cima del Maestrichtiano en donde se muestra el Área de KH-Tupilco en el rectángulo rojo (Tomado de CPE, 2006).

Pasando de lo regional a lo local, se observó que para el periodo del Cretácico Superior se tiene una zona de brechas y flujos calcáreos que engloba a los Pozos KH-1, XN-1, YX-101 y YX-1, brecha (wackestone packstone de exoclastos y bioclastos, lutita calcárea, marga, escasa pirita, cavidades de disolución, grainstone de miliólidos), en donde es posible que hubo dos direcciones de flujo una del Sur y otra del Este (Fig. 4.8). También durante el Cretácico se generaron esfuerzos compresivos que tienen relación con los eventos tectónicos producidos por la colisión entre la microplaca de Chortis con Chiapas (Oviedo, 1996). Como consecuencia de estos movimientos las rocas plegadas fueron erosionadas subacuáticamente constituyendo flujos turbidíticos y de escombros en forma de abanicos submarinos y cuya evidencia se puede interpretar en todas las brechas intraformacionales de la columna cretácica.

Hacia la porción de KN-1A, se distingue una zona de flujos calcáreos (lutita calcárea, marga, mudstone-wackestone de intraclastos, wackestone-packstone dolomitizado con intraclastos y capas de areniscas delgadas) (Fig. 4.8).

Para este periodo prevaleció el ambiente batial.

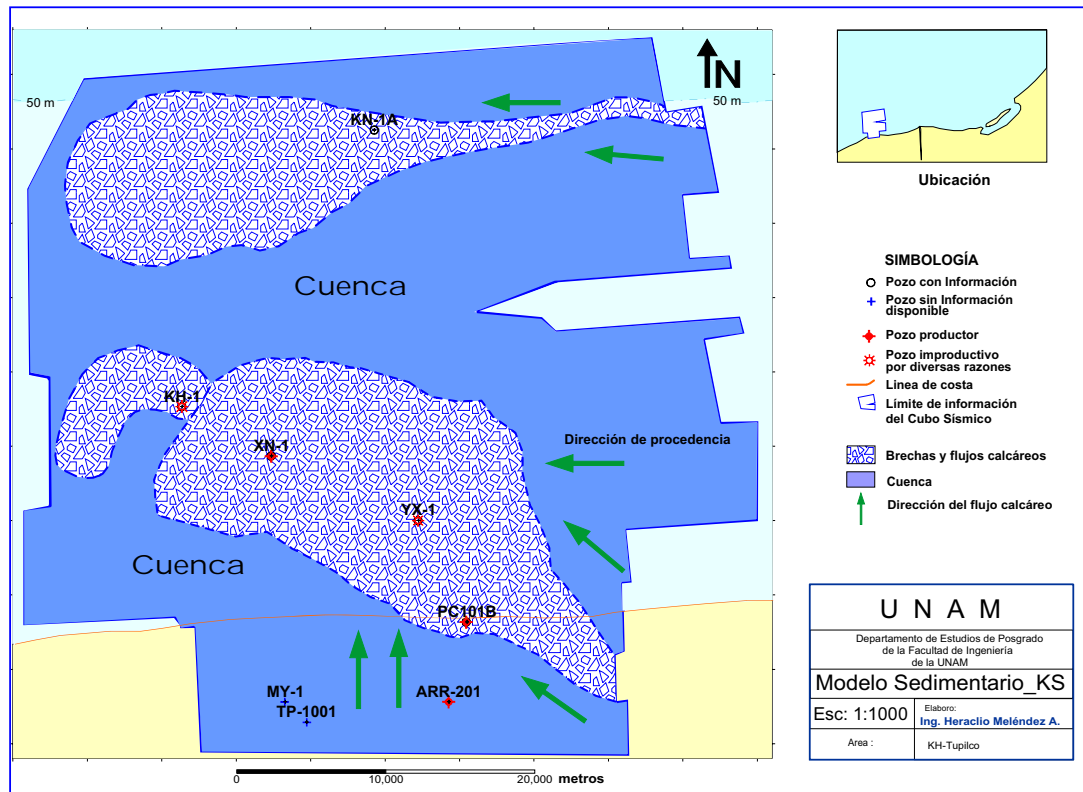


Fig. 4.8 Modelo sedimentario cima del Cretácico Superior, área de KH-Tupilco. El polígono azul representa un área de brechas y flujos calcáreos con dos posibles direcciones de aporte, una de ellas del Este y otra del Sur. Hacia el Norte en el Pozo Kinil-1A, se tiene un área de flujos calcáreos cuya posible dirección de aporte provenga del Este.

4.1.4.- CONSTRUCCION DE MAPAS DE ISOPROPIEDADES

De acuerdo con la metodología de **play fairway** utilizada para este proyecto, la construcción de mapas de **isopropiedades** para la roca almacén, se basa en la verificación y validación de la información disponible, proveniente de pozos, información sísmica y estudios previos principalmente, con el análisis de esta información se elaboraron los mapas que a continuación se describen.

-Mapa de isopacas

El mapa de isopacas de la Brecha del Cretácico Superior en el área KH-Tupilco, se elaboró basándose en las cimas de las columnas geológicas de los pozos existentes en el área de estudio.

Los espesores generales para el **Cretácico Superior** varían de 60 hasta 465 m. Los mayores espesores se registraron hacia el sur en los Pozos ARR-201, TP-1001 y MY-1 y al norte en el Pozo KN-1A. Este mapa confirma el alto en el área de XN-1 y YX-1, como se observa en las secciones II-II" a la IV-IV".

Se obtuvieron los espesores netos de la brecha observados en los 8 pozos exploratorios ubicados en el área de estudio, con apoyo de registros geofísicos, utilizando la respuesta de la curva de Rayos Gamma, Resistividad, Densidad y Neutron, pero principalmente con los datos de las descripciones litológicas y de núcleos. (Fig. 4.9).

El comportamiento general de los espesores en el área de estudio, indican que los mayores espesores de la brecha se localizan en la zona centro sur: pozos XN-1, YX-1, YX-101 y PC-101B; y hacia la región noroeste también se presentan espesores mayores de 40 metros considerados buenos como roca almacén.

En las zonas aledañas hacia los pozos My-1, TP-1001 y ARR-201, la presencia de brechas para el Cretácico Superior no esta bien reconocida ya que los objetivos al perforar estos pozos fueron otros. Hacia la parte oriente no se tienen datos de brechas posiblemente por la existencia de domos salinos.

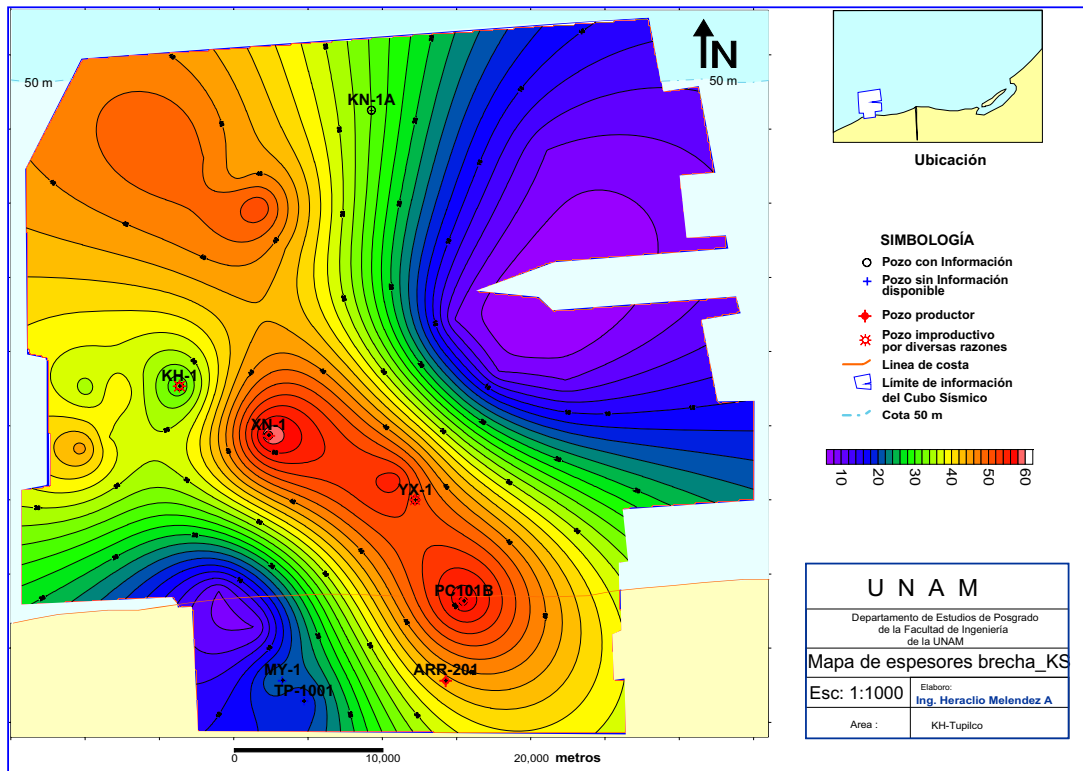


Fig. 4.9 Mapa de espesores para las Brechas del Cretácico Superior en el área KH-Tupilco. Los espesores más potentes los encontramos hacia la parte Centro-Sur y Nor-Oeste.

En México se conoce la existencia de depósitos salinos en varias partes del país, entre las que destacan los del sureste de México, siendo los depósitos del norte del Istmo de Tehuantepec, los de mayor importancia económica petrolera y los mejor conocidos. Hoy en día se conocen en el sureste un gran número de estructuras salinas, algunas someras en la cercanía de Coatzacoalcos y muchas otras profundas, en el sureste de Veracruz, en Tabasco y Chiapas (L. Benavides-García, 1983).

En el área de estudio, mediante interpretación sísmica, se identifican estructuras salinas hacia la parte oriente y en menor proporción en la parte sur-poniente como se indica en la figura 4.10 (E. Trejo, 2008 en proceso).

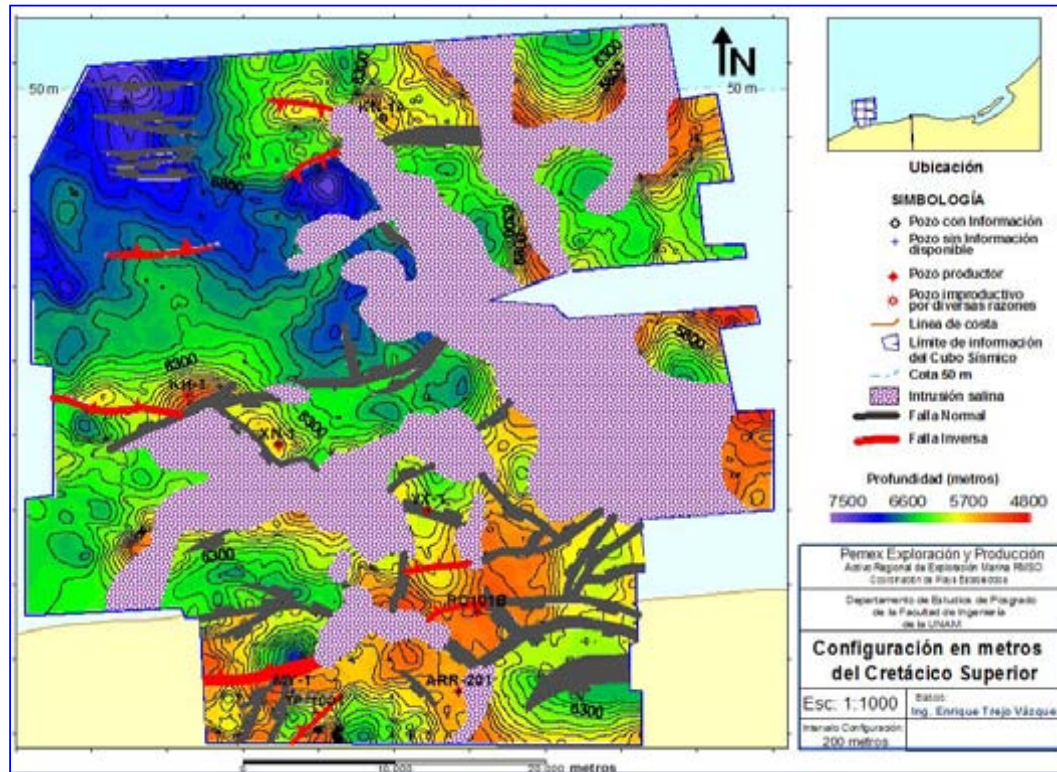


Fig. 4.10. Mapa de configuración en profundidad de la cima del Cretácico Superior. En el que se observan los altos estructurales, fallas normales e inversas, e intrusiones salinas. (Tomado de E. Trejo, 2008 en proceso)

El mapa de isopacas con apoyo de la sísmica nos proporciona mayor información del comportamiento de la sedimentación mesozoica presente en esta zona.

Con los resultados obtenidos se observa que la parte predominante de los espesores más altos de la brecha se encuentra en la parte central principalmente del estudio así como hacia la parte noroeste en color café, como se muestra en la figura 4.11.

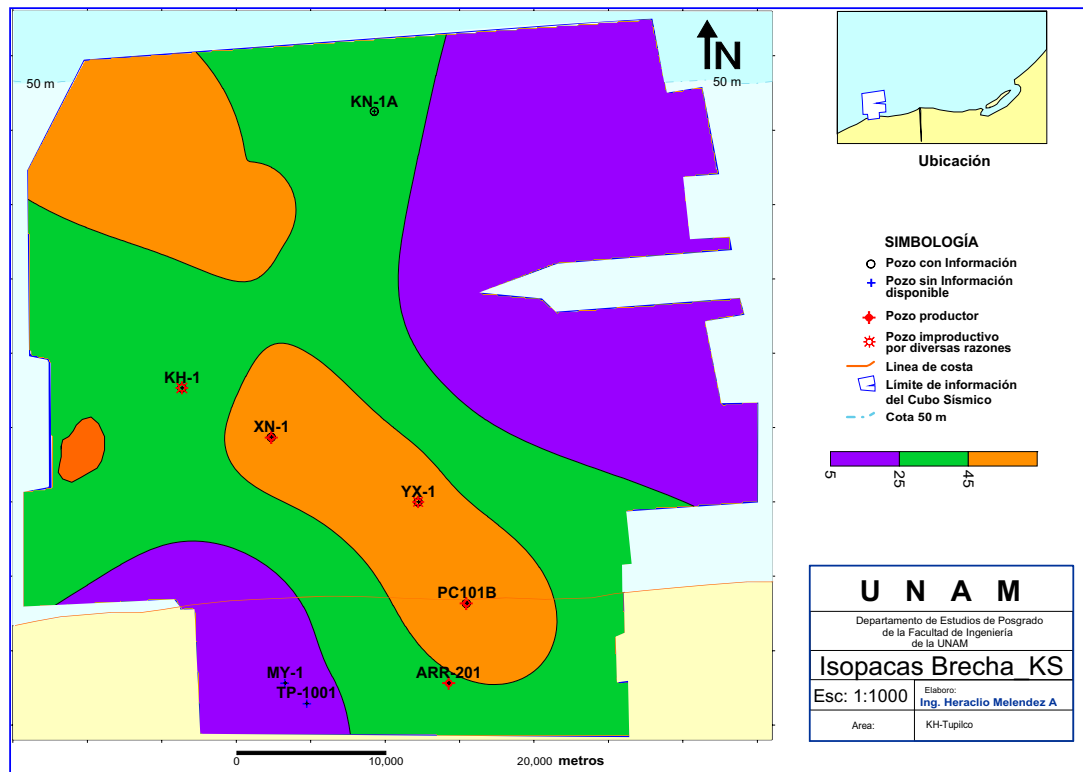


Fig. 4.11 Mapa de isopacas para las Brechas del Cretácico Superior en el área KH-Tupilco. Los espesores más potentes los encontramos hacia la parte Centro-Sur y Nor-Oeste.

-Mapa de isoporosidades

Una característica importante para evaluar la calidad de la roca almacén es su atributo petrofísico de porosidad. Para la elaboración de éste mapa, se tomó el promedio de la porosidad total del espesor de la brecha de cada pozo, estos valores se vaciaron en un plano base, que muestra que los valores encontrados son de 2-6%, mientras que para el área central particularmente en los pozos KN-1 y YX-1, donde se presenta el mayor aporte de flujos de brechas calcáreas, la porosidad pudo llegar hasta 10% (Fig. 4.12).

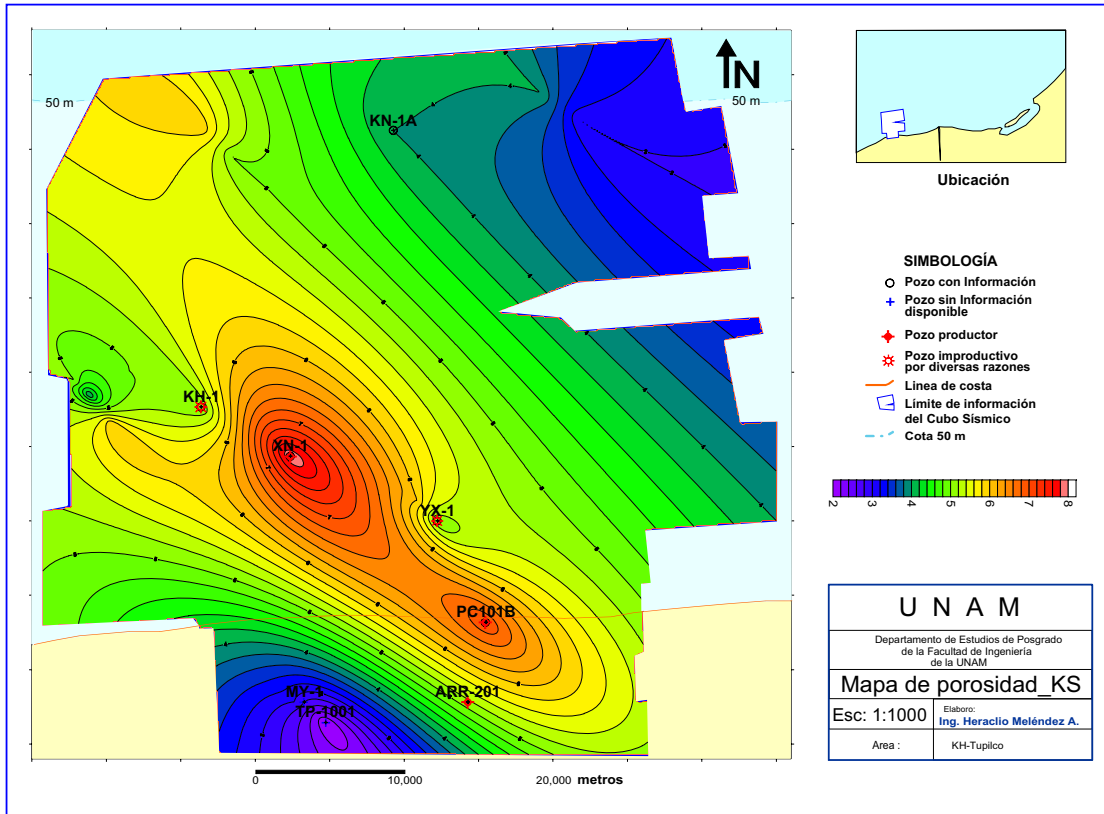


Fig. 4.12 Mapa de isoporosidades para el Cretácico Superior en el área KH-Tupilco. La porosidad mas alta se observa en la zona central sobre los pozos XN-1 y YX-1 que contienen los flujos de brecha calcárea.

-Mapa de paleoambientes y litofacies

En un ámbito local, la distribución de litofacies para este estudio se observa en la figura 4.13. En general se caracterizan por ser facies de margas, mudstone, lutitas, brechas y flujos de wackestone-packstone dolomítico; todos de origen de agua profunda (batial Inferior). En la zona central del área de estudio se tienen las facies de wackestone-packstone, brechas, lutitas calcáreas y margas. Hacia el Norte, en el Pozo Kinil-1A, se encuentra la facies de wackestone-packstone dolomítico de intraclastos. Las facies predominantes al sur del área de estudio, son las margas y mudstone bentonítico con fauna de foraminíferos planctónicos y radiolarios.

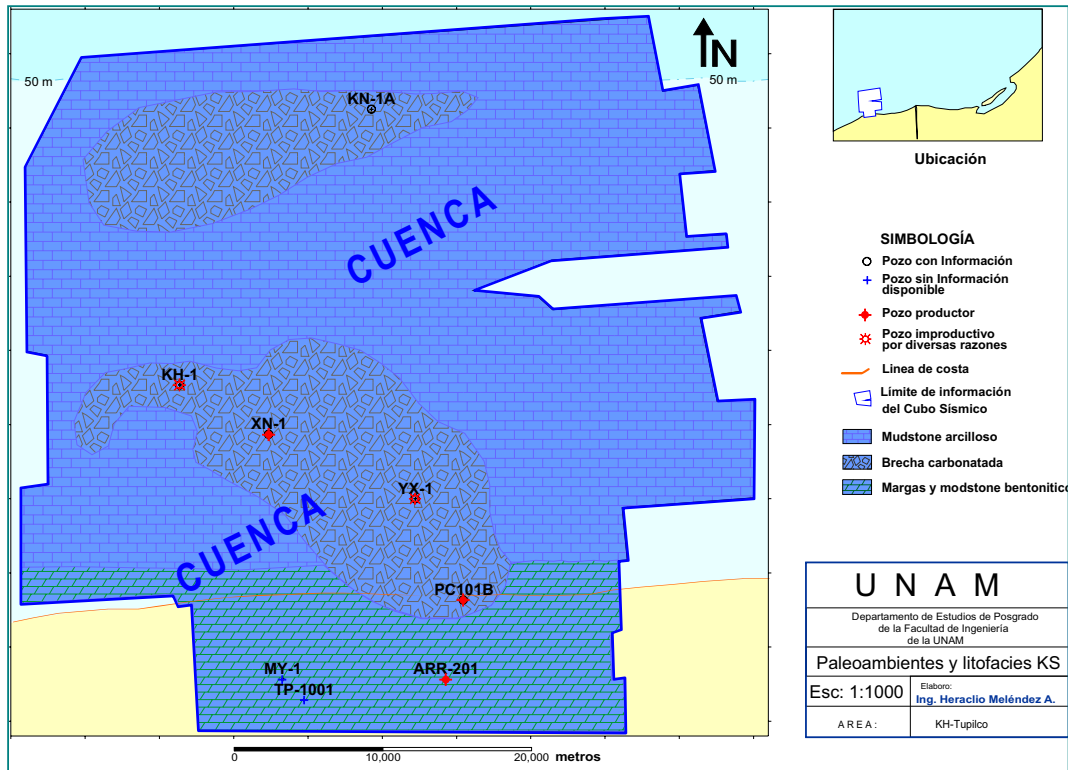


Fig. 4.13 Mapa de paleoambientes y litofacies del Cretácico Superior en el área KH-Tupilco. El paleoambiente es de cuenca y las facies son mudstone arcilloso, brechas calcáreas de wackestone packstone de intraclastos y bioclastos, y margas con mudstone bentonítico.

4.1.5.- GENERACIÓN DE MAPAS DE PLAYS

Uno de los objetivos primordiales de este trabajo, es evaluar la presencia y la efectividad del play brecha así como su delimitación, y conocer el riesgo relacionado al almacén y sello superior; para tal fin, se siguió la metodología del análisis de *Play Fairway*. El concepto de play involucra la identificación, delineación y la descripción cualitativa de un cuerpo de rocas genéticamente relacionadas y que contienen un potencial de acumulación de hidrocarburos. Es decir, un *play* es un grupo de acumulaciones que comparten una historia de generación, migración, acumulación y entrapamiento comunes.

- Mapa de presencia de la roca almacén del play brecha en el área KH-Tupilco.

El mapa de presencia de la roca almacén está íntimamente relacionado al ambiente de depósito, se generó a partir de los mapas de facies y paleoambientes del Play Brecha (Fig. 4.14).

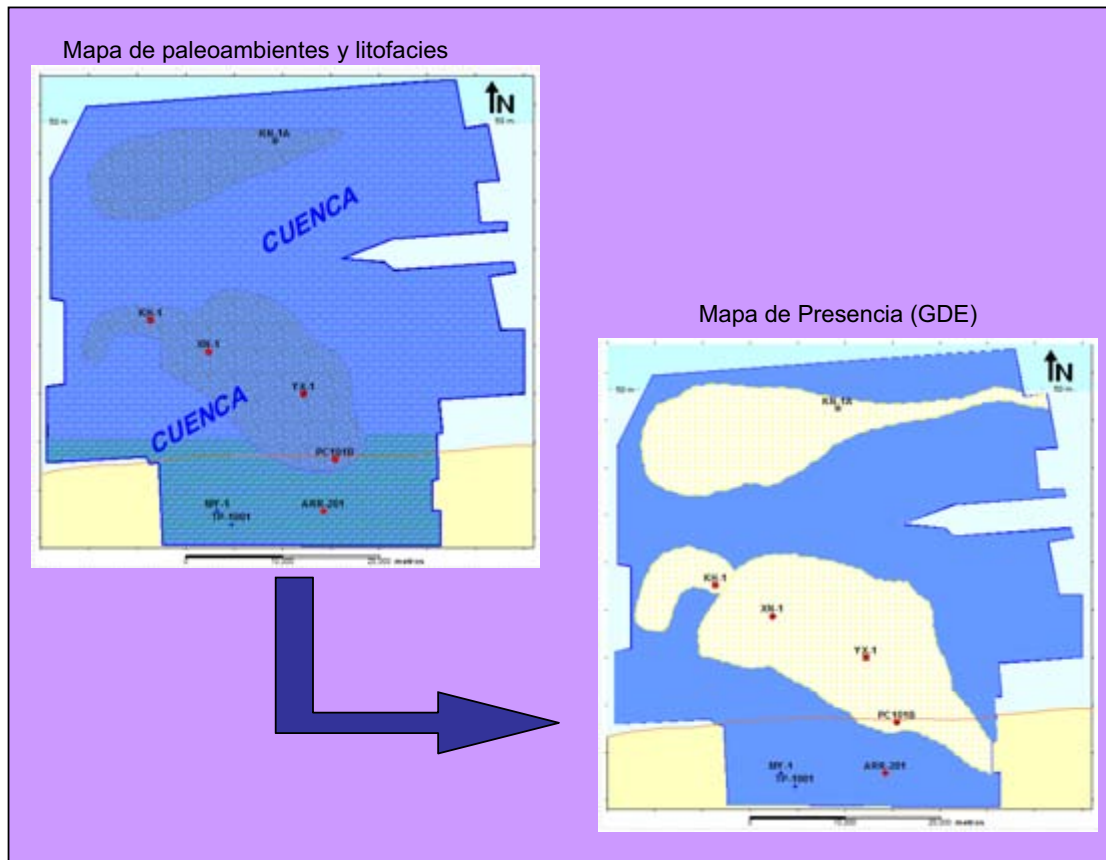


Fig. 4.14 Mapa de presencia de la roca almacén para el play-brecha del Cretácico Superior en el área KH-Tupilco, construido de la combinación de los mapas de fácies y paleo-ambientes.

- Mapa de efectividad de la roca almacén del play-brecha en el área KH-Tupilco.

El mapa de efectividad de la roca almacén se generó a partir de los mapas de isoporosidad y de isopacas del play-brecha, estos valores se obtuvieron de los pozos exploratorios, cuyos espesores en el área de brechas son mayores de 40 metros (color azul) y con porosidades por arriba de 5% (Fig. 4.15).

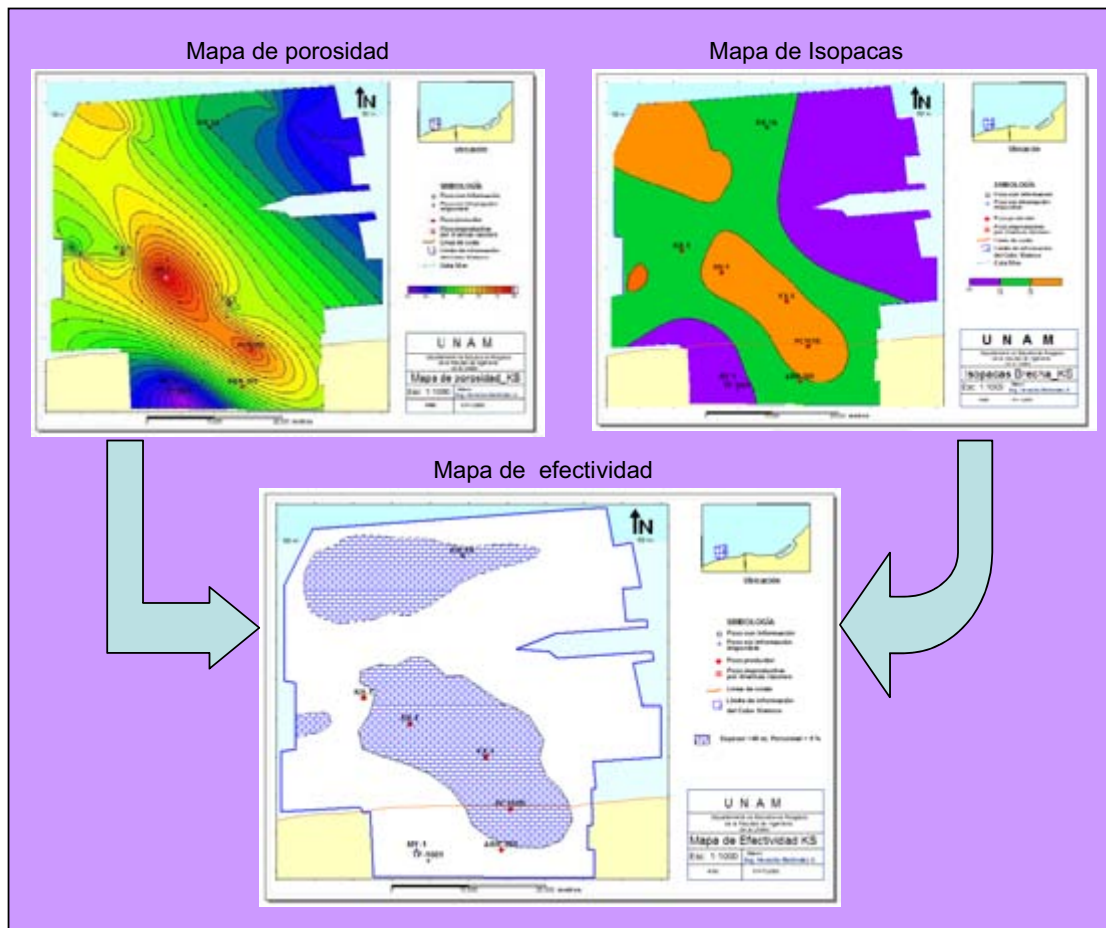


Fig. 4.15 Mapa de efectividad de la roca almacén para el play brecha del Cretácico Superior en el área KH-Tupilco, construido de la combinación de los mapas de porosidad y de isopacas.

- Mapa CRS (common risk segments) de la roca almacén del play-brecha en el área KH-Tupilco.

El siguiente proceso, teniendo los mapas de presencia y de efectividad de la roca almacén, se combinan ambos mapas obteniéndose el mapa de Segmento de Riesgo Común CRS (por sus siglas en inglés, *common risk segments*) de la roca almacén del Play Brecha (Fig. 4.16).

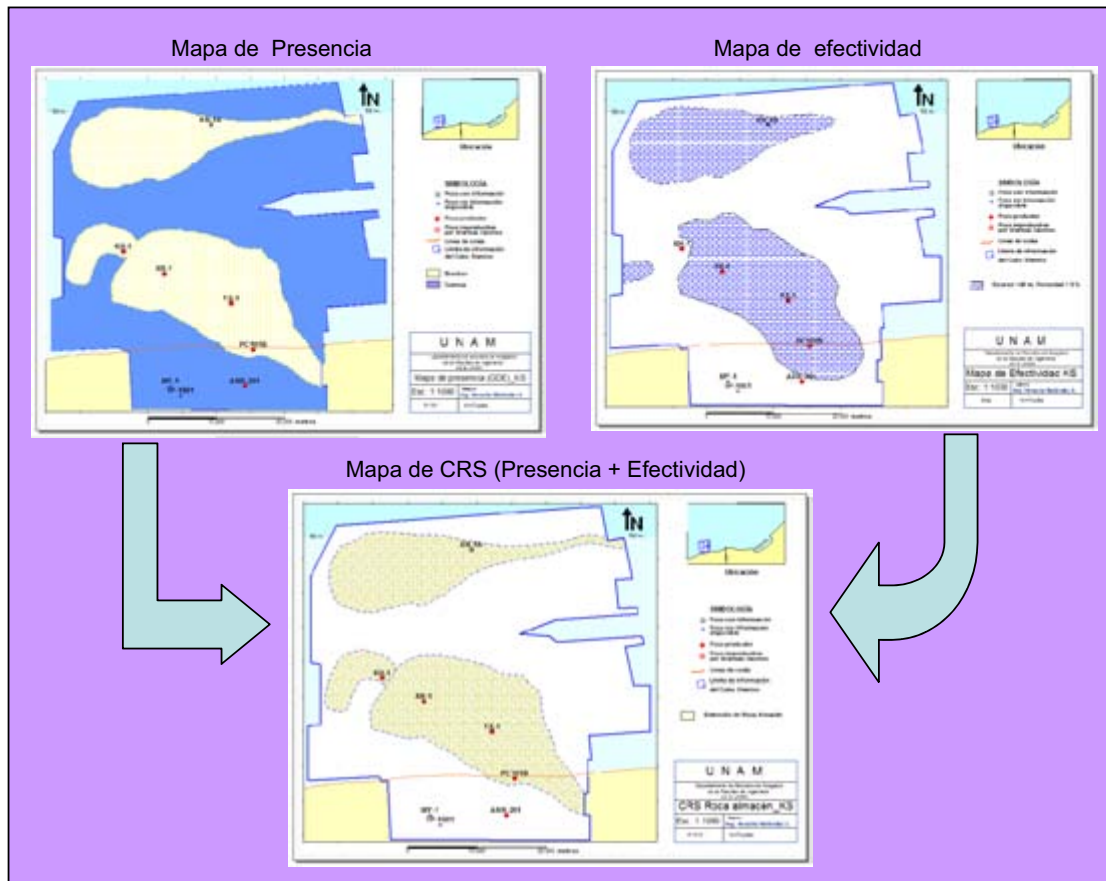


Fig. 4.16 Mapa de CRS (common risk segment) de la roca almacén para el play brecha del Cretácico Superior en el área KH-Tupilco, generado de la combinación de los mapas de presencia y efectividad.

4.2.- ROCA SELLO PARA EL PLAY BRECHA DEL CRETACICO SUPERIOR EN EL ÁREA DE ESTUDIO KH-TUPILCO.

La roca sello es otro de los principales atributos a considerar en la evaluación de un play, su estudio está fundamentado en el análisis de "Play Fairway" para evaluar el riesgo de la presencia y efectividad de ésta roca con características potenciales para impedir la migración secundaria de los hidrocarburos fuera de la trampa. Por lo cual, se compiló, analizó e interpretó información paleontológica, petrográfica y registros geofísicos de pozos.

El sello es una roca cuyas propiedades petrofísicas de impermeabilidad, impiden la migración lateral o vertical del hidrocarburo. Puede ser regional, cuando se trata de lutitas marinas como en el caso del área de estudio, o local, como en el caso de las lutitas lacustres; típicamente está formado por lutitas, evaporitas, carbonatos y arenas altamente cementados (Tooby, 2006).

Las fallas también pueden funcionar como sello. Por ejemplo en caso de que la falla ponga en contacto la roca sello y la roca almacén, a lo largo del plano de falla; cuando el movimiento de la sal remineraliza el plano de falla, principalmente con minerales arcillosos, como montmorillonita y solo en caso de que la falla no se vuelva a reactivar. Aunque comúnmente se considera que la capacidad de una falla para actuar como sello varía a lo largo de la misma (Tooby, 2006).

La roca sello en el área de estudio, se considera que está constituida principalmente por rocas del Paleoceno, con espesores que varían de 40 a 234 m.

Ángeles Aquino (1985) en la Monografía Petrolera de la Zona Marina, establece que los sedimentos del Paleoceno sobreyacen en forma normal a los carbonatos mesozoicos, donde el Paleoceno Inferior, está representado por una brecha con fragmentos de mudstone dolomitizados; el Paleoceno Superior, está representado por sedimentos

térigenos, lutitas, con intercalaciones de mudstone, estos sedimentos se depositaron en un ambiente de aguas profundas.

En el área de estudio, el ambiente sedimentario del Paleoceno corresponde principalmente a depósitos de cuenca, representados por litofacies de lutitas, parcialmente calcáreas, con alto contenido de bentonita y con intercalaciones de mudstone-wackestone de lito y bioclastos semicompactos, en partes recristalizado. La cima de este tipo de rocas se determina paleontológicamente con las primeras apariciones de los fósiles *Globorotalia velascoensis*, *Globigerina velascoensis*, y *Globorotalia pseudomenardii*.

Las rocas del Paleoceno Superior han sido atravesadas en todos los pozos perforados en el área de estudio que tenían objetivos mesozoicos, con lo cual, es factible obtener un mapa de isopacas tomando en cuenta los espesores determinados en los pozos (Fig. 4.17).

En general se observa que la mayor parte del área de la brecha del Cretácico Superior muestra bajo riesgo de presencia y efectividad de la roca sello.

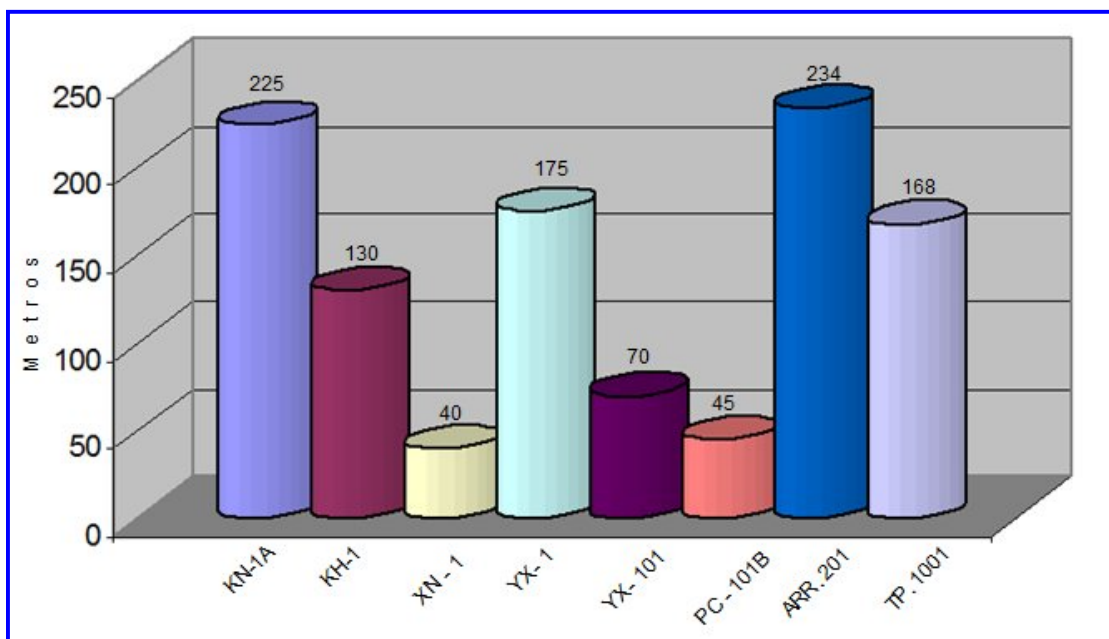


Fig. 4.17 Valores de espesor del Paleoceno Superior, atravesado por los pozos en el área de estudio.

Se considera que se tiene un buen sello en la zona de estudio, aunque no se descarta que existan zonas con fracturamiento y fallas por los cuales migre el hidrocarburo hacia trampas de edad terciaria (Trejo-et al., 2005).

Para el Paleoceno Superior, los espesores de la columna estratigrafica varían de 40 hasta 234 m. Los mayores espesores se registran en la porción sur, en los Pozos My-1, Tp-1001 y Arr-201, mientras que los de menor espesor se encuentran hacia la zona cercana a las estructuras de los pozos PC 101-B y XN-1 (Fig. 4.18). Al norte el Pozo KN-1 A, se observa un espesor de 225 m

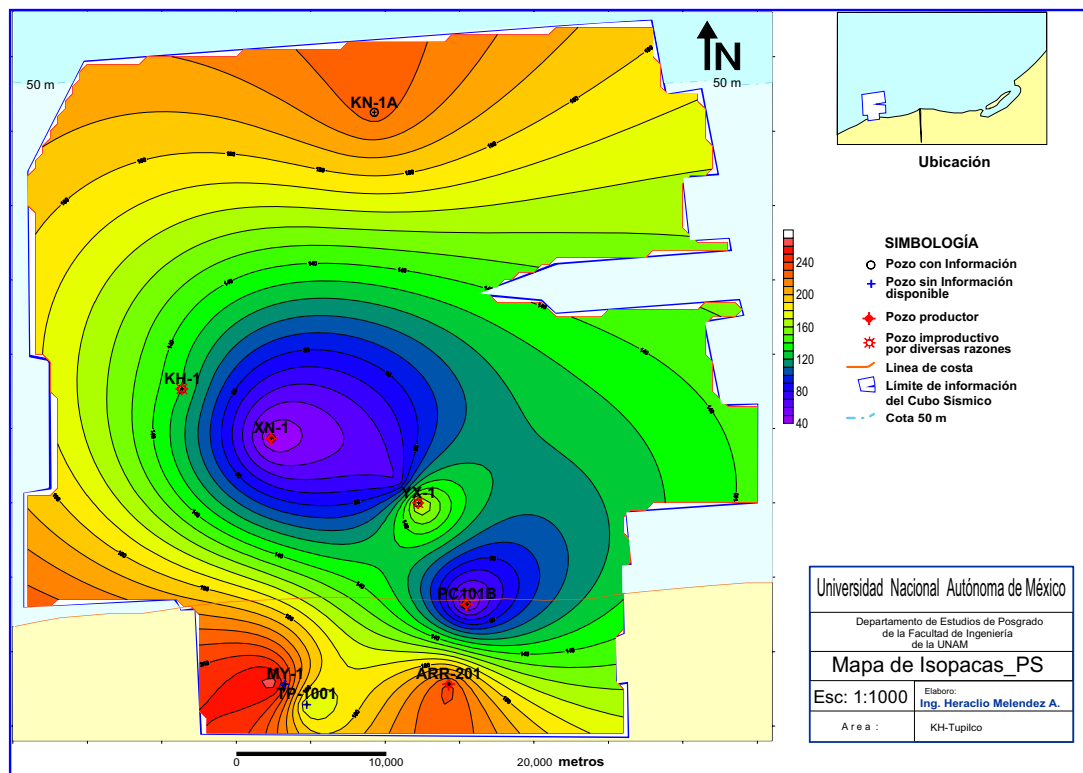


Fig. 4.18 Mapa de Isopacas para el Paleoceno Superior en el área KH-Tupilco, tomando como base los espesores atravesados en los pozos presentes en el área.

La caracterización del sello se realiza tomando como base los mapas de presencia y efectividad del sello.

4.2.1.- GENERACION DE MAPAS DE PLAYS

La presencia del sello está en función de las facies y el ambiente de depósito en el área de estudio. Las facies se determinaron mediante la litología cortada por los pozos, la cual está constituida por cuerpos de lutitas ligeramente calcáreas con intercalaciones de lutitas bentoníticas; dando como resultado facies de lutitas con bentonitas y margas, y facies de lutitas con mudstone y wackestone de bioclastos (Fig. 4.19).

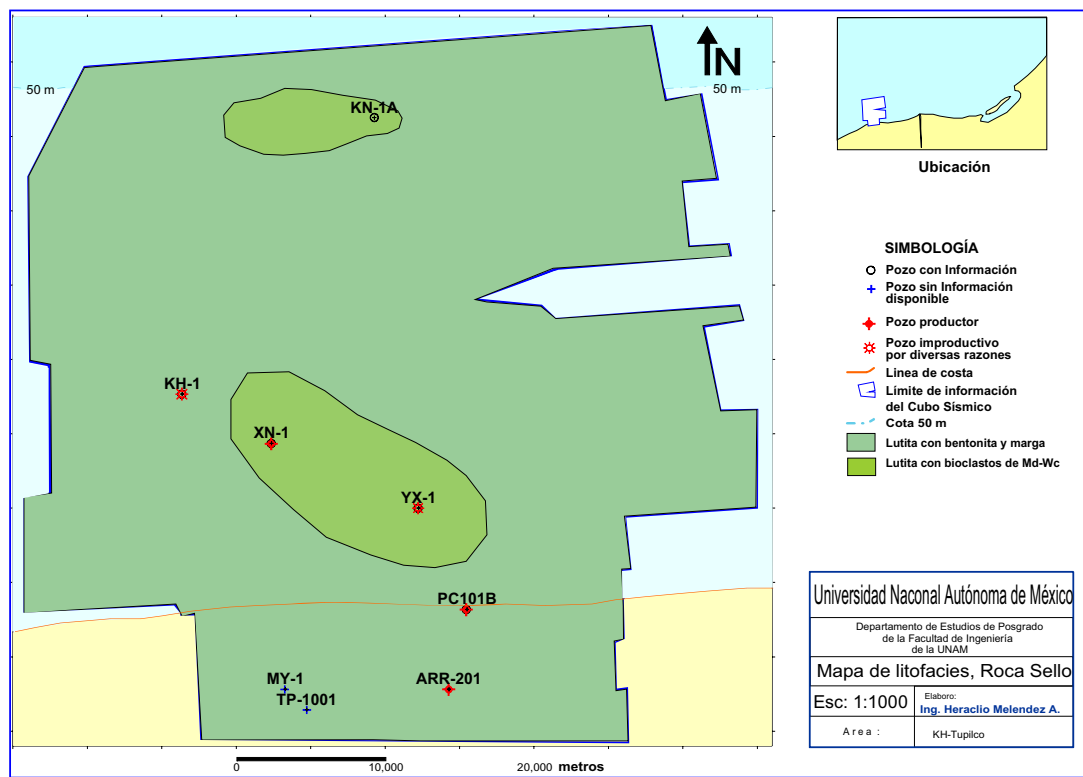


Fig. 4.19 Mapa de litofacies de la roca sello del Paleoceno Superior en el área KH-Tupilco, donde se observan facies de lutita y lutitas con mudstone-wackestone de bioclastos.

Los paleoambientes se interpretaron a partir del contenido faunístico identificado durante la perforación de los pozos, conteniendo principalmente *globorotalia velascoensis*, *globigerina velascoensis*, y *globorotalia pseudomenandii*, el ambiente determinado para la roca sello es de cuenca (Fig. 4.20).

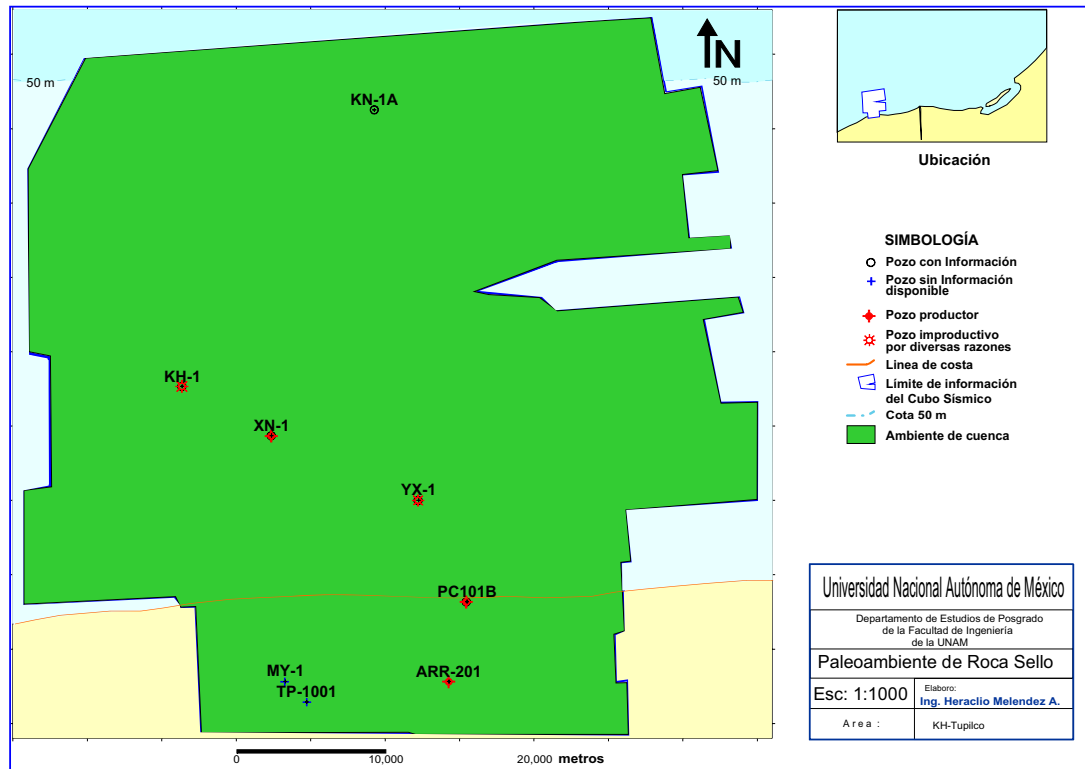


Fig. 4.20 Mapa de paleoambientes de la roca sello del Paleoceno Superior en el área KH-Tupilco, en el cuál de acuerdo al contenido faunístico se interpreta un ambiente de cuenca.

Mapa de efectividad de roca sello.

El mapa de efectividad de la roca sello, se construye a partir del mapa de espesores y porosidades del Paleoceno, estos valores se obtuvieron de los pozos exploratorios. Las lutitas cuentan con buena porosidad pero mala permeabilidad, debido a la estrecha relación que guarda ésta última con el tamaño del grano de la roca (Dewan, 1983); por lo cual en este caso solo se tomará en cuenta el espesor de la roca sello como criterio de efectividad. El criterio utilizado en este trabajo es el propuesto por Tooby (2006), el cual considera que el sello es efectivo en lutitas con espesores mayores a 20 metros. Tomando en cuenta que en el área de estudio los espesores mínimos de roca sello se encuentran por arriba de 40 metros, consideramos que en toda el área existe un sello efectivo (Fig. 4.22).

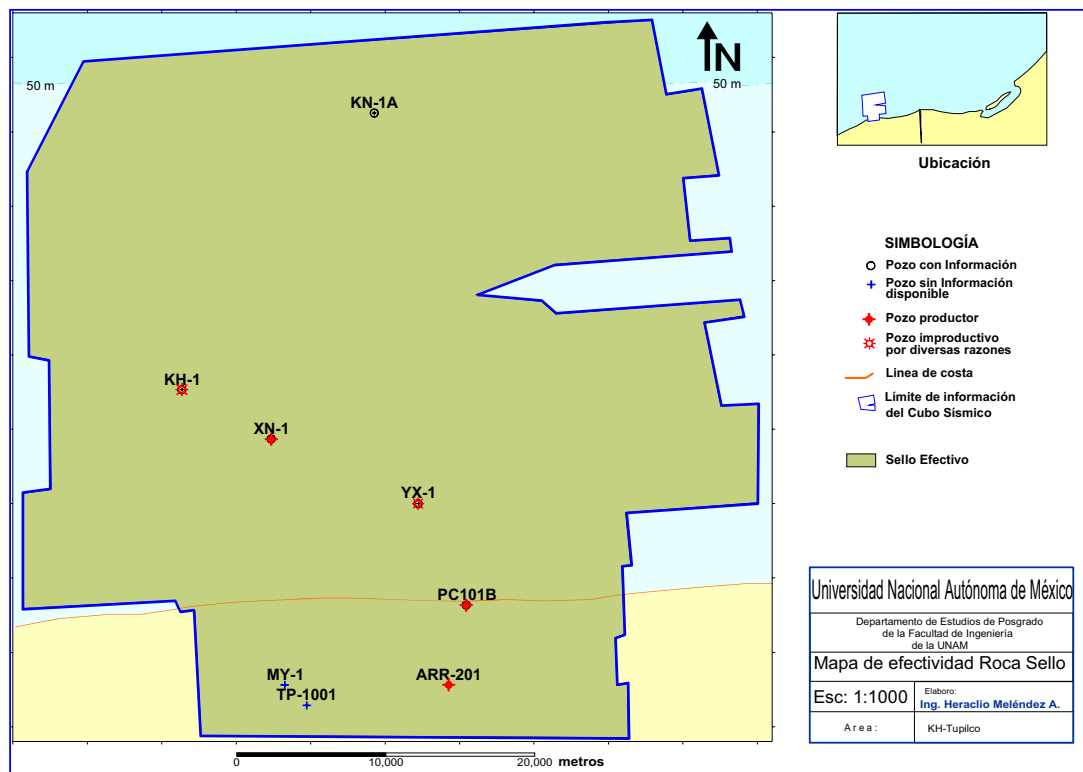


Fig. 4.22 Mapa de efectividad del Paleoceno Superior en el área KH-Tupilco, los menores espesores en el área, son de 40m y se considera que con mas de 20m de material impermeable como las arcillas, puede funcionar como un buen sello.

Mapa de Segmento de Riesgo Común CRS (common risk segments) de la roca sello en el área KH-Tupilco.

Con los mapas de presencia y efectividad de la roca sello, se hace una combinación de ambos, obteniendo un producto que es el mapa de Segmento de Riesgo Común C R S (Common Risk Segments), el cual resalta la posible extensión de roca sello del Paleoceno (Fig. 4.23).

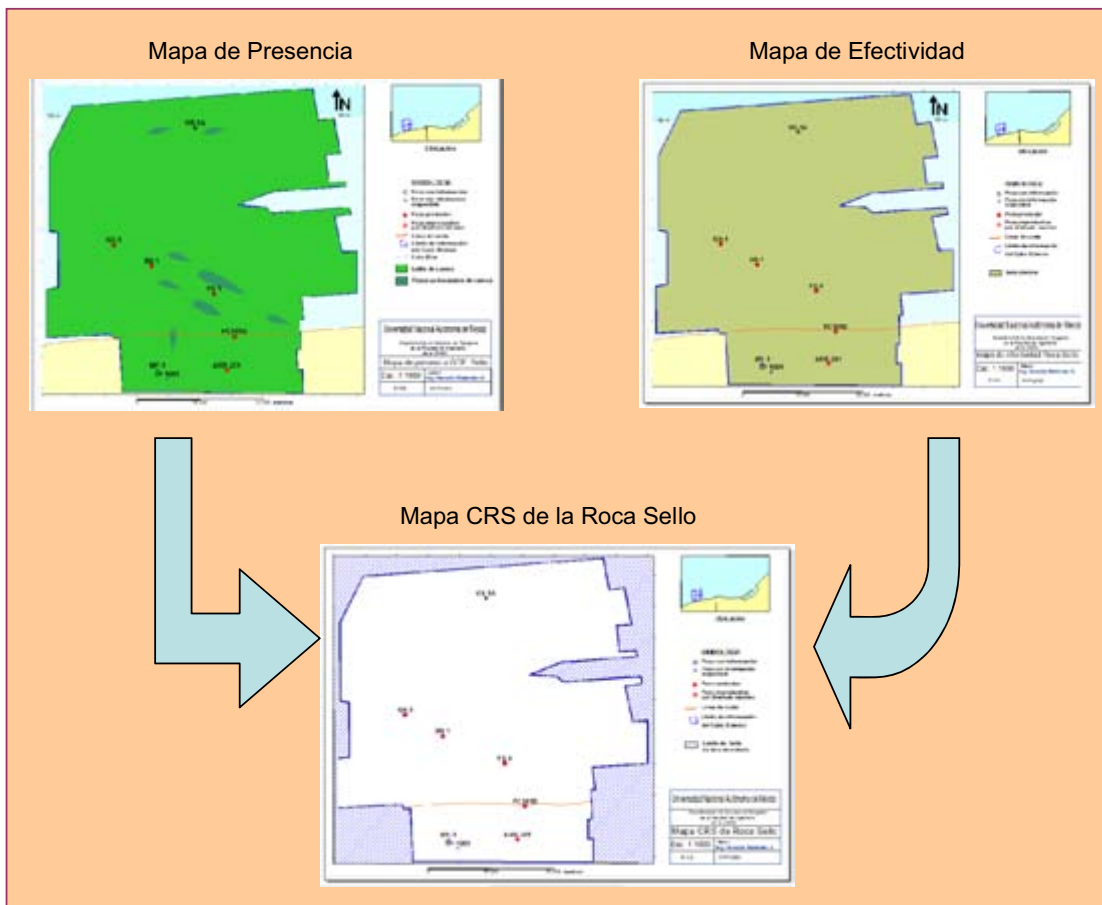


Fig. 4.23 Mapa CRS (common risk segment) del Paleoceno Superior en el área KH-Tupilco, que se construye por la combinación de los mapas de presencia y Efectividad de la Roca Sello.

El mapa CRS (Fig. 4.24) para la roca sello en el área de estudio KH-Tupilco muestra que existe un bajo riesgo en cuanto al sello se refiere,

pues en toda la zona hay espesores considerables (40 a 234 m) de roca arcillosa constituida principalmente por lutitas bentonificas y margas, con algunas intercalaciones de lutitas con bioclastos de mudstone – wackestone. Estas rocas se consideran buen sello, aunque no se descarta que puedan existir zonas con fracturamiento y fallas por las cuales logre migrar el hidrocarburo hacia trampas de edad terciaria (Trejo - et al., 2005).

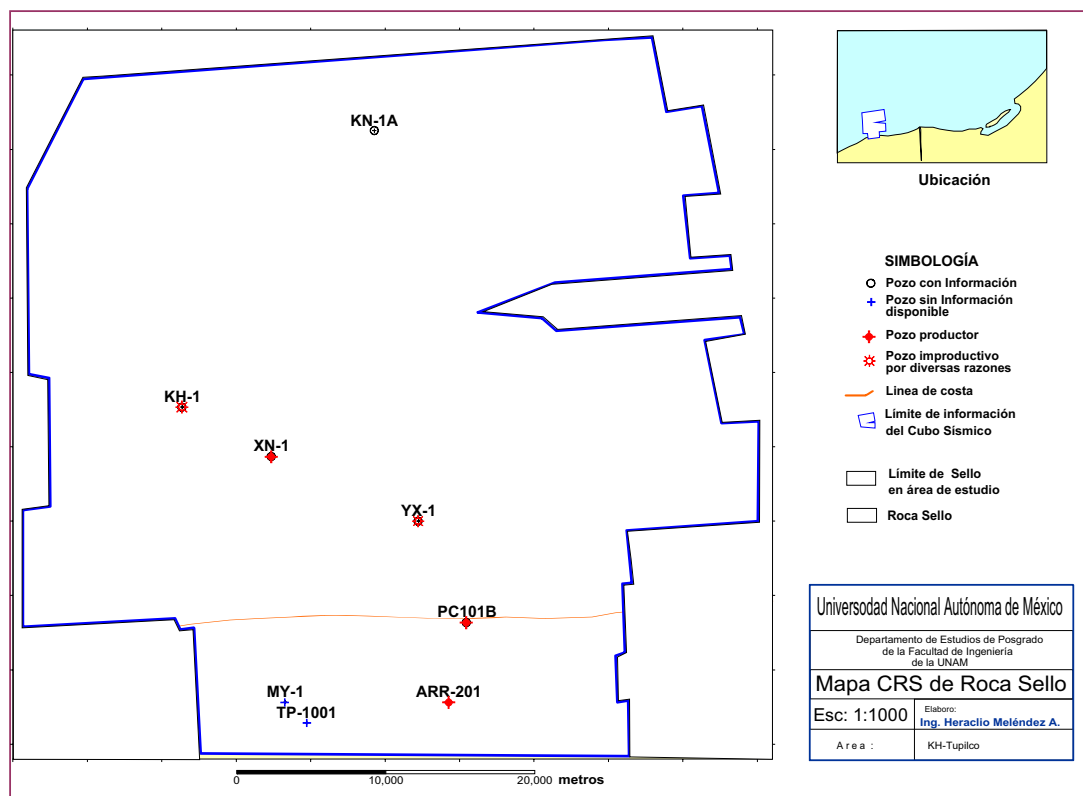


Fig. 4.24 Mapa CRS (common risk segment) del Paleoceno Superior en el área KH-Tupilco, el cual muestra que en toda el área de estudio hay rocas con altas posibilidades de formar buen sello.

Capítulo 5

RESULTADOS

En este capítulo se mencionaran los resultados obtenidos de la información estudiada en párrafos anteriores.

5.1.- RESULTADOS PARTICULARES

Las secciones estratigráficas, modelos sedimentarios y elaboración de mapas tanto para la roca almacén como para la roca sello, arrojan los siguientes resultados:

5.1.1.- SECCIONES ESTRATIGRAFICAS

Los resultados obtenidos de las secciones estratigráficas (I-I', II-II', III-III', Y IV-IV') mostradas en el capítulo 4, Fig. 4.1, para el Cretácico Superior, indican que en el área centro de KH-Tupilco, se presentan altos estructurales en los pozos YX-101, YX-1 y PC-101B con bajos en áreas adyacentes en KH-1 y XN-1; sobre los altos, el espesor del Cretácico se adelgaza, posiblemente por la existencia de intrusiones salinas. En estos altos faltó acomodación, y en los flancos hubo desarrollo de cuerpos más potentes de rocas durante este intervalo de tiempo.

Hacia la parte Norte en el pozo KN-1 A, se presenta un mayor espesor de estratos del Cretácico Superior (400 metros), lo cual indica que hacia esta parte de la zona de estudio, hay un mayor depósito de material calcáreo, aunque desde el punto de vista económico petrolero, estos sedimentos carbonatados, presentan arcillosidad y son compactos y poco permeables.

En la zona Sur-Oeste, el pozo MY-1 también presenta un potente espesor del Cretácico Superior de más de 1000 metros, en contraste con los 120 metros del pozo YX-101; pero el primero, es productor de hidrocarburos en calizas fracturadas del Cretácico Medio y presenta escasos flujos de brechas calcáreas; sin embargo, se observa que hacia esta parte se incrementa considerablemente su espesor.

Los pozos que producen en brechas del Cretácico Superior XN-1, YH-1 y YX.101, se encuentran en la zona central del área, justo donde se tienen los altos estructurales y por lo tanto es menor el espesor del Cretácico, el cual tiene un espesor entre 50 y 170 metros.

La litología de la brecha en estos pozos, está formada por mudstone, wackestone y packstone de exoclastos y bioclastos (brecha) gris claro, crema y café claro; se observa impregnación de aceite ligero, la roca está compuesta por fragmentos subangulosos y subredondeados, con escasos cristales de pirita diseminada, fragmentos clásticos de caliza parcialmente dolomitizada o bien sin dolomitizar, algunos fragmentos de biógenos principalmente corales, bivalvos, gasterópodos, entre otros y con escasos rasgos de disolución. En general se presentan delgadas intercalaciones de bentonita gris verdosa.

5.1.2 MODELOS SEDIMENTARIOS

Para el Cretácico Inferior (Aptiano), el modelo sedimentario interpretado está regido por los procesos tectónicos que se presentan cuando culmina la etapa de deriva del bloque Yucatán, alcanzando la posición relativa actual y comienzan a desarrollarse las plataformas carbonatadas.

Con la presencia de la Plataforma y la formación de cañones, se tiene un aporte de sedimentos que hicieron que la cuenca subsidiera rápidamente por procesos térmicos de enfriamiento y carga de sedimentos.

La variación en espesores cortados por los pozos sugiere que la sal sufre desestabilización por diferencias de densidad, afectando a la sedimentación. Debido a la pendiente de la Plataforma se formó un talud por donde cae todo el material erosionado hasta llegar al pie de

talud y forma a los Abanicos distales. Ya en una etapa de calma se tiene el depósito de material fino de baja energía (Figura 5.1).

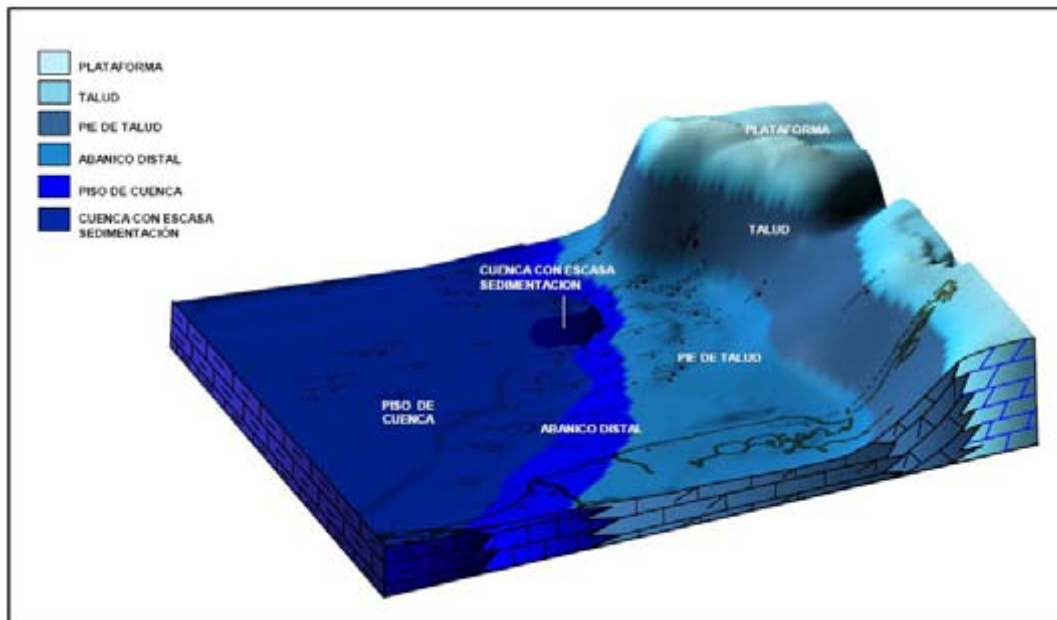


Fig. 5.1 Modelo de evolución sedimentológica durante el Cretácico Inferior (Tomado de CPE, 2006).

Para el Cretácico Medio (Cenomaniano), se desarrollaron potentes espesores de sedimentos carbonatados y evaporíticos en la Plataforma de Yucatán. Aparentemente el basamento subside para dar espacio a los grandes espesores de rocas evaporíticas-carbonatadas. Se presenta un ascenso del nivel del mar continuo y sostenido, que es lo que se puede interpretar en la superficie de máxima inundación MFS (*maximum flooding surface*) encontrada durante la entrada del Cretácico Medio (Figura 5.2).

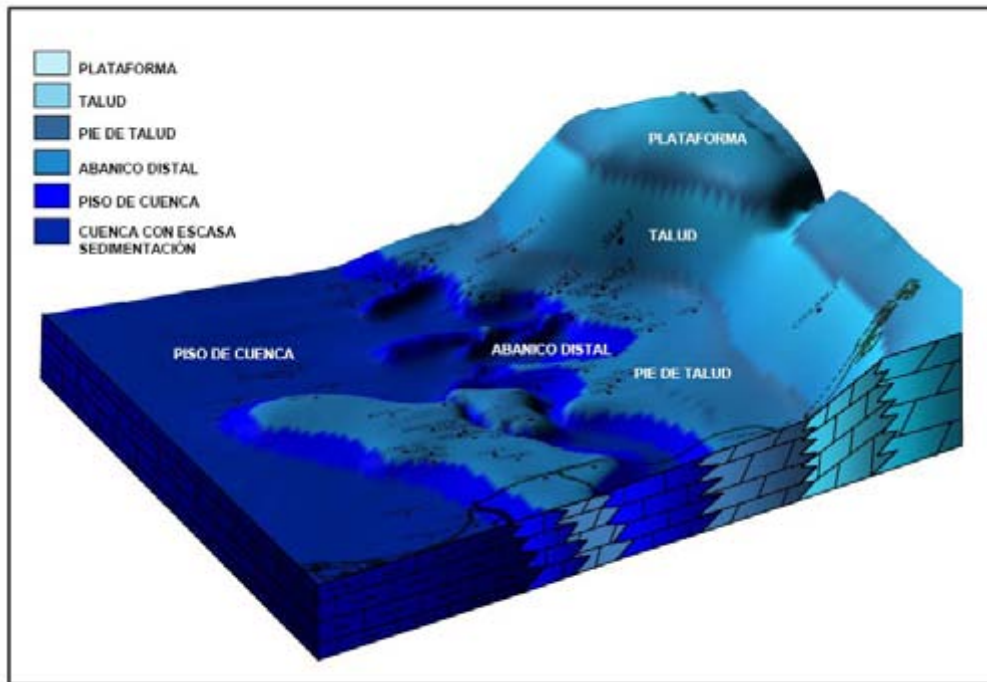


Fig. 5.2 Modelo de evolución sedimentológica durante el Cretácico Medio (Tomado de CPE, 2006).

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

Es importante señalar que aunque en la mayoría de los sedimentos se presentan microfósiles de ambientes de cuenca, éstos se encuentran mezclados con flujos de escombros alóctonos, depositados en un sistema de canales y lóbulos de abanicos carbonatados.

Los sedimentos del Cretácico Superior están asociados al desarrollo y crecimiento de la plataforma carbonatada que contiene material alóctono caracterizando diferentes facies. Parece ser, que el origen de

estos sedimentos se depositaron a manera de flujos en tres modalidades: (1) Como pequeños flujos de escombros originados a lo largo del margen de la plataforma, que actuaba como la parte alimentadora durante el crecimiento y exposición del arrecife y que pudo haber formado un “apron”. (2) Durante la exposición del margen de la plataforma, erosión y karsticidad, como resultado del colapso en el talud y del depósito de una compleja masa transportada a la base del talud y sobre el piso de cuenca. (3) Ausencia en el margen del arrecife que pudo alargar los cañones actuando como puntos de alimentación, rellenando complejos abanicos submarinos que se extienden hasta el piso de la cuenca. De tal manera, la localización y extensión del complejo de abanicos submarinos es de interés económico para la exploración petrolera debido al número de campos desarrollados en estas acumulaciones de flujos; así mismo, la interpretación de la sísmica para delimitar la arquitectura de este sistema de depósito es igualmente importante. (Figura 5.3)

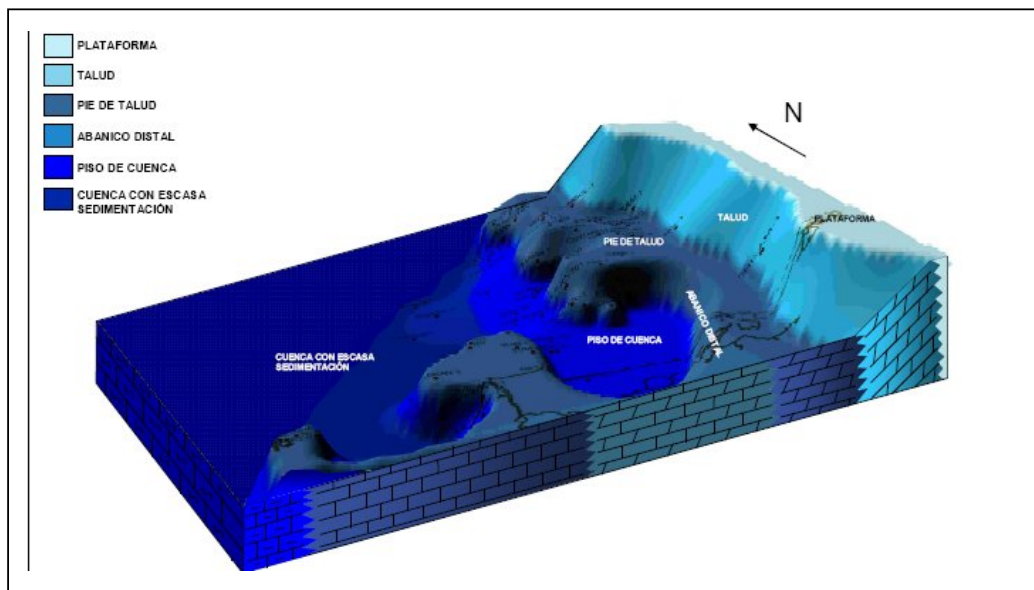


Fig. 5.3 Modelo de evolución sedimentológica durante el Cretácico Superior (Tomado de CPE, 2006).

Pasando de lo regional a lo local en el área KH-Tupilco, se observó que durante el periodo del Cretácico Superior se depositaron zonas de brechas y de flujos calcáreos que comprenden los pozos KH-1, XN-1, YX-101 y YX-1; las facies principales identificadas son: brecha, wackestone arcilloso, lutita calcárea, marga, escasa pirita, cavidades de disolución, bentonita y grainstone de miliólidos; donde probablemente provinieron de dos fuentes cuyas direcciones de flujo fueron una del Sur y otra del Este. Hacia la porción de KN-1, se distingue una zona de flujos de lutita calcárea, marga, mudstone-wackestone de intraclastos, wackestone-packstone dolomitizado con intraclastos y capas de areniscas delgadas de ambiente batial profundo (Fig. 5.4).

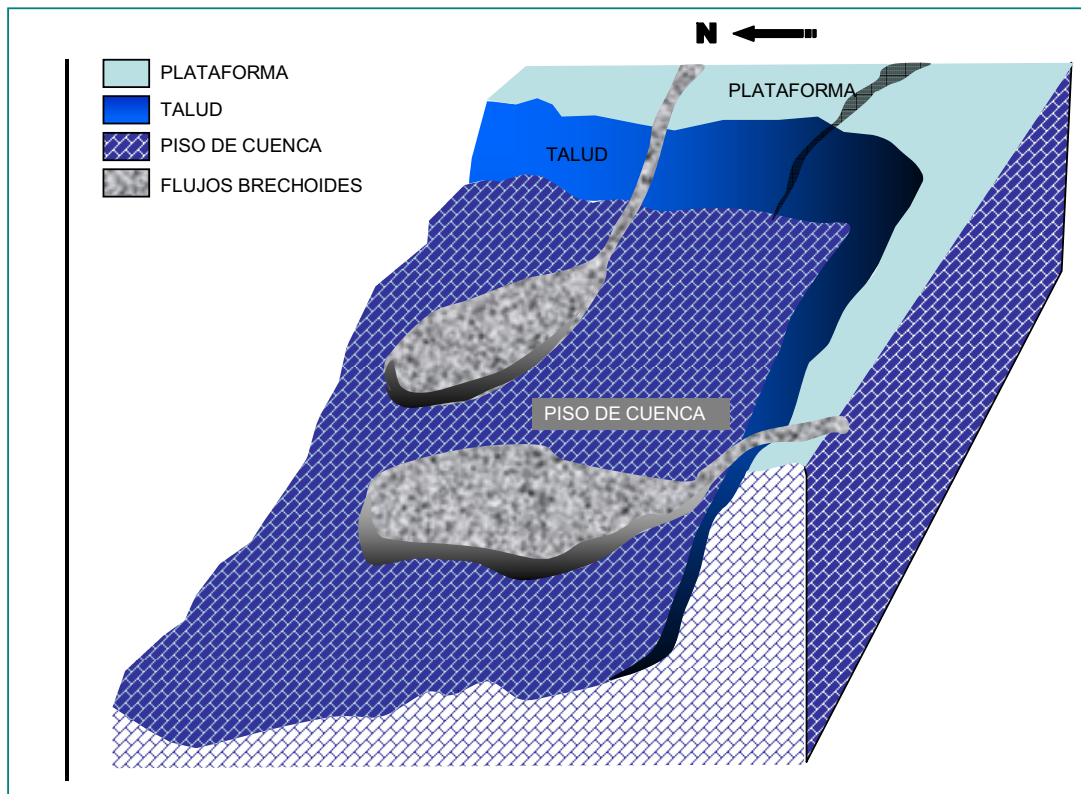


Fig. 5.4 Modelo sedimentario, cima del Cretácico Superior en el área KH-Tupilco. Se observan flujos calcáreos con dos posibles direcciones de aporte, una del Este y otra del Sur en un ambiente de piso de cuenca.

5.1.3 MAPAS

La construcción de mapas de isopropiedades de la roca almacén en el área KH-Tupilco elaborados con base en la información de pozos disponible en el área de estudio, indica los siguientes resultados:

Mapa de isopacas.- Los espesores para el Cretácico Superior varían de 60 hasta 465 m. Los mayores espesores se registraron hacia el sur en los pozos ARR-201, TP-1001 y MY-1 y al norte en el Pozo KN-1A. En la zona centro se presentan mas reducidos, lo que confirma el alto en el área de Xanab-1 y Yaxche, como se deduce de las secciones II-II" a la IV-IV", presentadas en el capítulo anterior.

En cuanto a la brecha, el comportamiento general indica que los mayores espesores se localizan en la zona centro-sur pozos XN-1, YX-1, YX-101 y PC-101B, con espesores promedio de 50 a 60 metros y hacia la zona nor-oeste en el pozo KN-1A disminuye con promedio de 30 metros. En las zonas aledañas hacia los pozos My-1, TP-1001 y ARR-201, la presencia de brechas para el Cretácico Superior no está bien reconocida, ya que los objetivos al perforar estos pozos fueron otros.

Hacia la parte Oriente no se tienen datos de brechas, posiblemente por la existencia de domos salinos.

El mapa de isopacas (Fig. 5.5) nos indica que en la zona centro-sur y nor-oeste (color café claro) se encuentran los mejores espesores de brechas con mas de 45 metros, en color verde se tienen de 25 a 45 metros y en color morado se observan las áreas con menos posibilidades de encontrar brechas como roca almacén, ya que de acuerdo a los informes litológicos de los pozos My-1, TP-1001 y ARR-201 no se reporta presencia de brechas en el Cretácico Superior y, hacia la parte oriente, no hay datos como se mencionó con anterioridad.

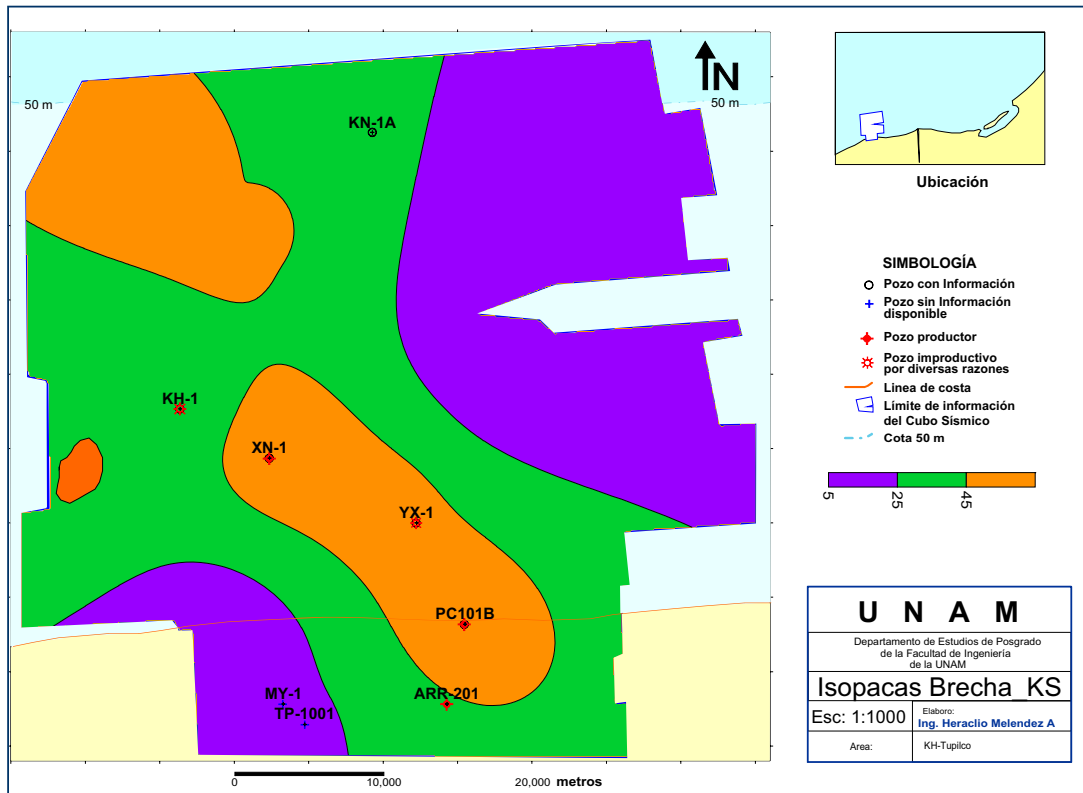


Fig. 5.5 Mapa de isopacas de la brecha del Cretácico Superior en el área KH-Tupilco, basado en los espesores cortados en los pozos existentes con apoyo de datos de las descripciones litológicas y de núcleos.

Mapa de isoporosidades.- La capacidad de almacenamiento, está estrechamente ligada a la porosidad de la roca, principalmente en su forma primaria como porosidad intergranular. Para rocas carbonatadas el rango de porosidad suele estar entre un 1 y 8%. Las rocas carbonatadas se clasifican principalmente en calizas y dolomías, las dolomías han sido afectadas por un proceso que ha dado como resultado una porosidad mayor a las calizas; el rango de porosidad de estas es entre 4 y 8%, mientras que la de las calizas varía entre 2 y 5%; por lo que, la capacidad de almacenamiento de las dolomías es más alto que el de las calizas. Sin embargo, la capacidad de flujo resulta inversa, las calizas son más frágiles y tienden a fracturarse más que las dolomías.

En el Cretácico Superior hay brechas calcáreas constituida por dolomías y calizas clásticas integrada por exoclastos del tamaño de brechas, que es desde el punto de vista económico petrolero, importante en toda la zona marina y posiblemente en todas las provincias petroleras del país, ya que la máxima producción de hidrocarburos provienen de estos cuerpos calcáreos; se considera que gran parte de ella se encuentra enmarcada en el Cretácico Superior y en la porción Nororiental de la Sonda de Campeche, en la zona de KH-Tupilco, los valores de porosidad promedio son de 2 a 6%, mientras que para el área central particularmente en los pozos KN-1, XN-1, YX-1 y YX-101 donde se presenta el mayor aporte de flujos de brechas, la porosidad puede llegar hasta 10% (Fig. 5.6).

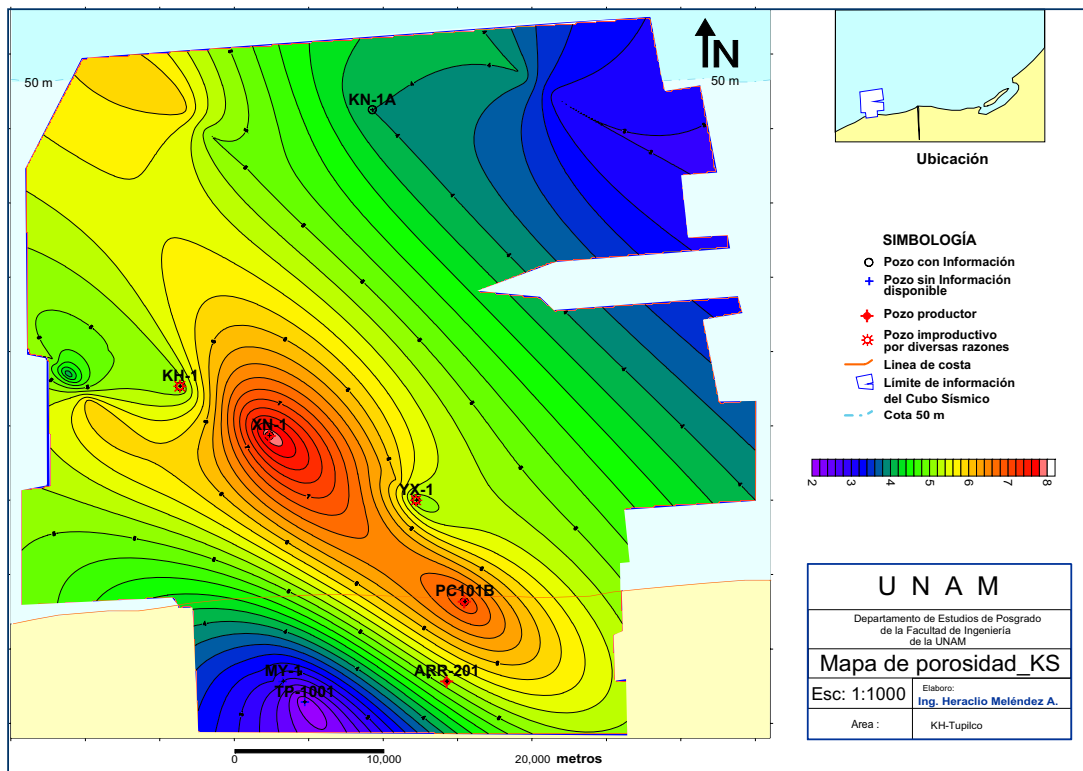


Fig. 5.6 Mapa de porosidad para el Cretácico Superior en el área KH-Tupilco. La porosidad mas alta se observa en la zona central sobre los pozos XN-1 y YX-1 que contienen flujos de brecha calcárea.

Mapa de paleoambientes y litofacies.- La distribución de litofacies en el área de estudio se observa en la figura 5.7. En general se caracteriza por litofacies de marga, mudstone, y flujos brechoides de wackestone-packstone dolomítico; todos de origen de aguas profundas (batial inferior). En la zona central del área de estudio hay facies de wackestone-packstone, brechas, lutitas calcáreas y marga. Hacia el Norte, en el pozo KN-1A, se encuentra la facies de wackestone-packstone dolomítico de intraclastos. Las facies predominantes al sur del área de estudio, son las margas y mudstone bentonítico con fauna de foraminíferos planctónicos y radiolarios.

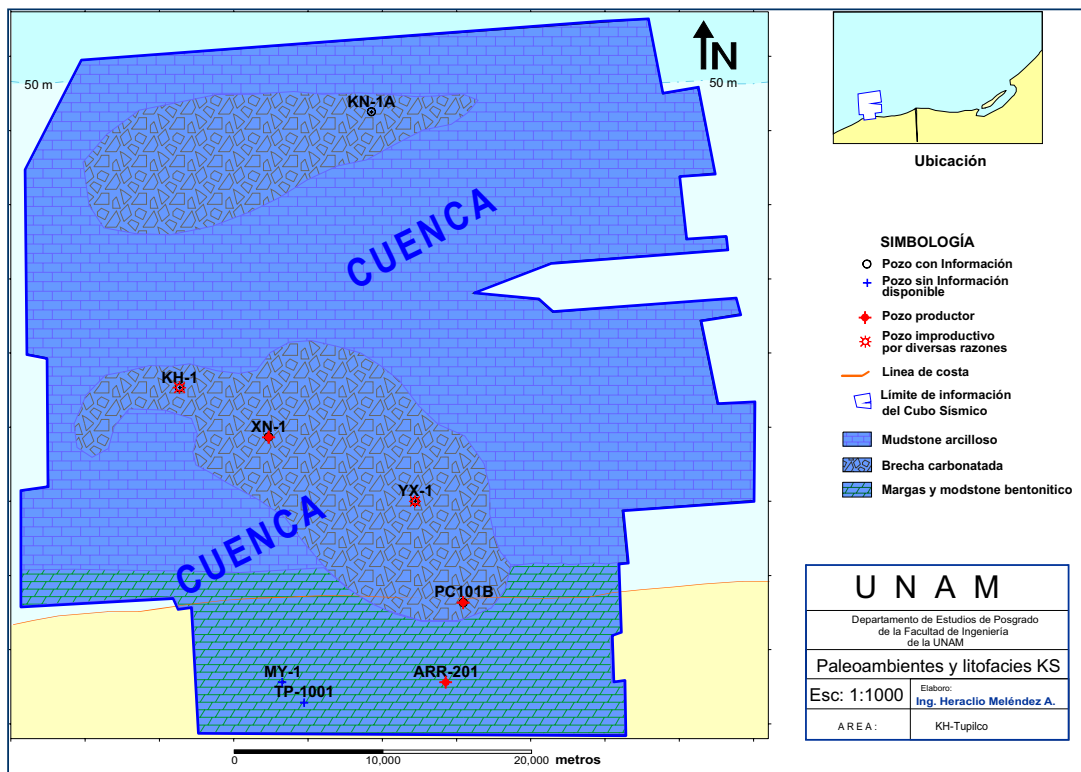


Fig. 5.7 Mapa de paleo ambientes y litofacies del Cretácico Superior en el área KH-Tupilco. El paleoambiente es de cuenca y las facies son mudstone arcilloso, brechas calcáreas de wackestone packstone de intraclastos y bioclastos, y margas con mudstone bentonítico.

Mapa de Presencia.- El mapa de presencia (figura 5.8) muestra hacia la zona centro-sur y nor-oeste en color amarillo claro, las mejores condiciones para encontrar flujos de brecha calcárea, que se definen como una excelente roca almacén con espesores que varían entre 30 y 60 metros y se depositaron en un ambiente de cuenca.

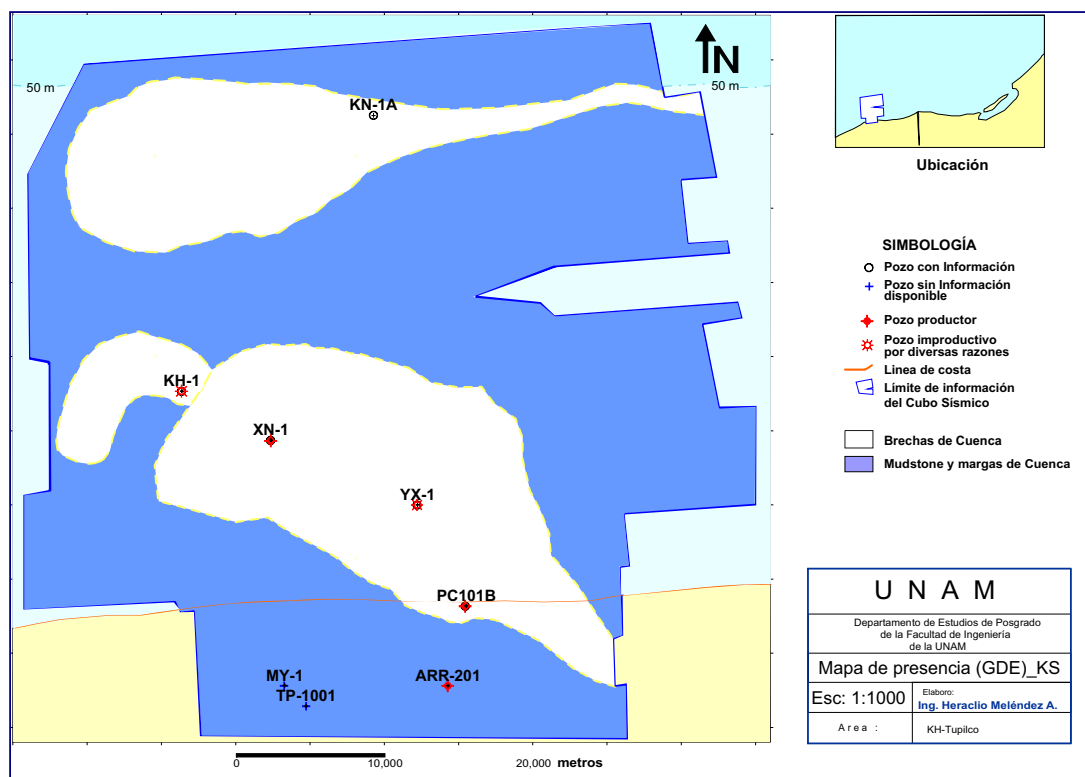


Fig. 5.8 Mapa de presencia de la roca almacén (brecha) del Cretácico Superior en el área KH-Tupilco.

Mapa de Efectividad.- El mapa de efectividad muestra en color azul el área de brechas calcáreas en la zona de estudio, los mayores rangos de porosidades observados principalmente en informes de pozos, se presentan hacia la parte centro-sur concretamente en el de los pozos XN-1, y YX-1, y YX-101 los cuales pueden llegar hasta 10% , por lo tanto, una alta probabilidad de encontrar roca almacén efectiva, hacia la parte nor-oeste se tienen pocos datos de porosidad pero se estima que sean del orden de 2 a 5%, se puede considerar con probabilidad regular de ser roca almacén efectiva. (Figura 5.9)

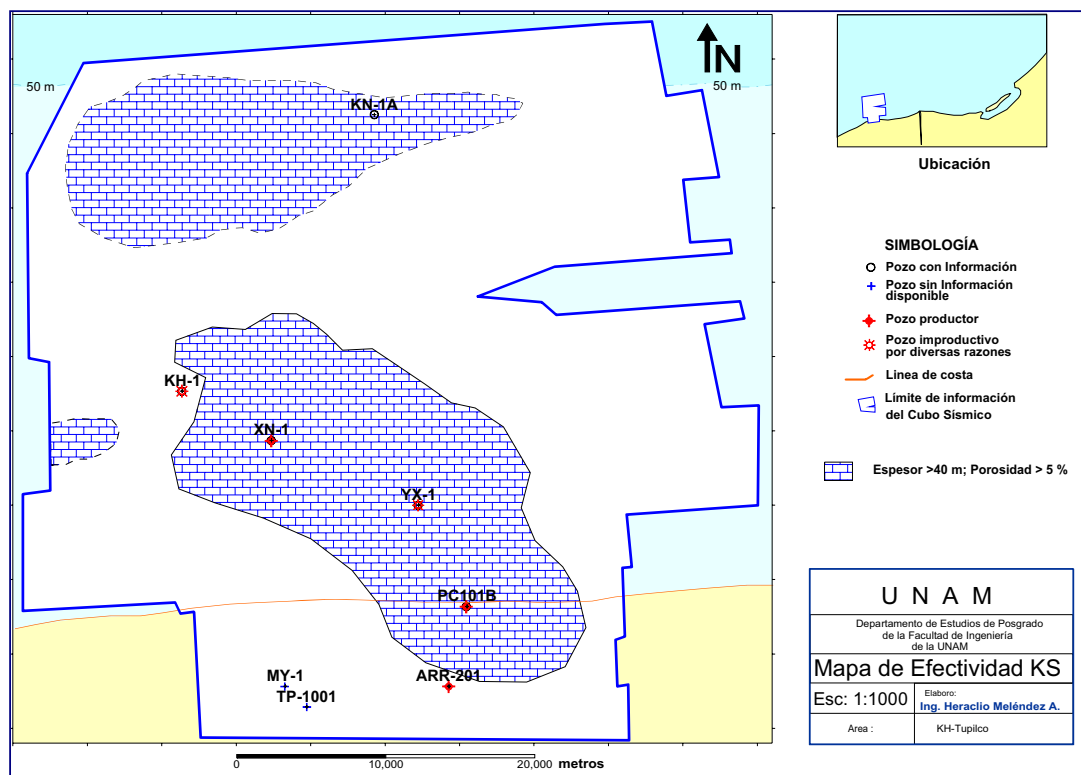


Fig. 5.9 Mapa de efectividad de la roca almacén (brecha) del Cretácico Superior en el área KH-Tupilco.

MAPA DE SEGMENTO DE RIESGO COMUN (CRS).- El mapa de segmento de riesgo común (CRS), es la combinación del mapa de presencia y efectividad de la roca almacén; indicando en color café las áreas con mejores espesores y mayores porosidades; en consecuencia hay un bajo riesgo de encontrar roca almacén y que esta sea efectiva. (Figura 5.10)

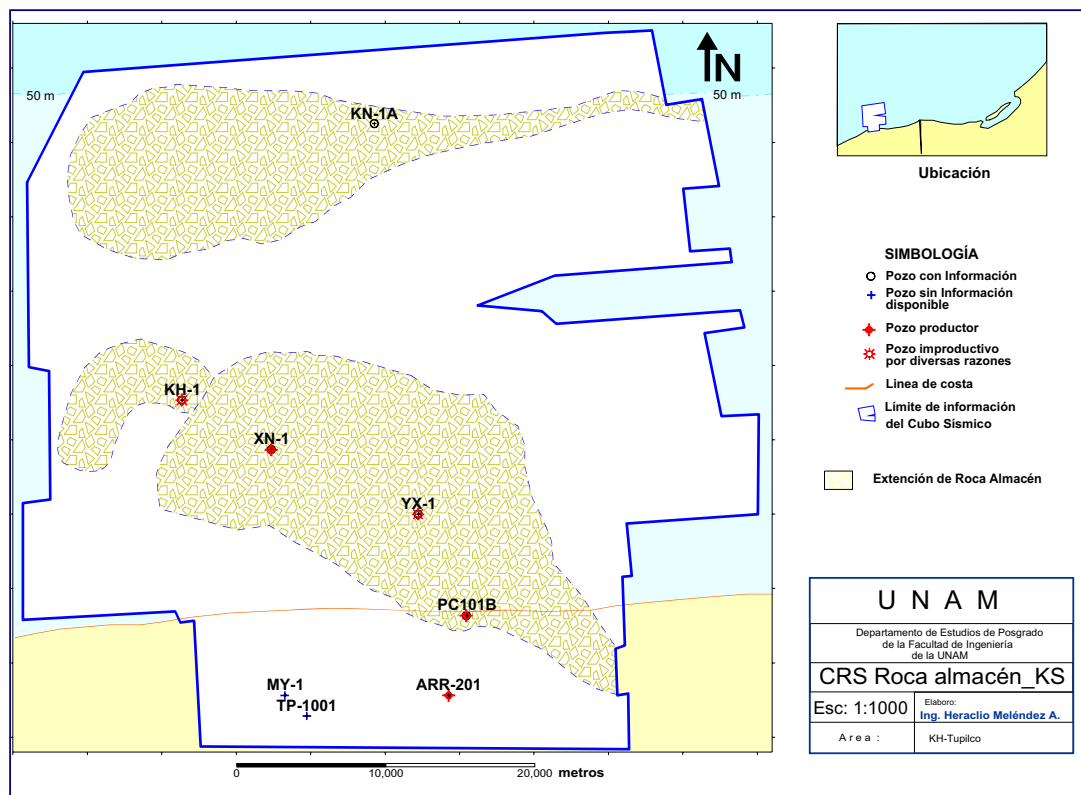


Fig. 5.10 Mapa de segmento de riesgo común CRS de la roca almacén (brecha) del Cretácico superior en el área KH-Tupilco.

5.2 INTEGRACION DE RESULTADOS

De los diferentes elementos que constituyen el play brecha del Cretácico Superior, se derivan los siguientes resultados:

5.2.1 CARACTERISTICAS DE CARGA

La presencia de la Roca Generadora en el área de estudio, así como sus características geoquímicas, se determinaron con base en los análisis realizados en muestras de los pozos YX-1, YX 101, ARR-201, KH-1, XN-1, PC-101A y KN-1A; dando como resultado que el mudstone arcilloso contenido en rocas del Jurásico Superior-Tithoniano, tiene el mejor potencial generador de hidrocarburos (Medrano-Morales 2005).

En el caso del área cercana al campo Tupilco se ha encontrado mudstone arcilloso del Jurásico Superior-Tithoniano con un espesor promedio de 300 m y una distribución regional. El tipo de materia orgánica es Kerógeno tipo II (algáceo-leñoso-carbonoso), con un contenido de materia orgánica de 20% (análisis óptico). Grado de maduración en el foco de generación de +3.0 a -3.0 IAT, de 0.67 a 0.77% de Ro. La edad de la generación fue en el Mioceno y el índice de potencial generador (SPI) de 3.35 tons. Hcs/m² (datos Chevron). Los tipos de hidrocarburos dentro el área de estudio son aceite y gas de 32 a 35 °API.

Basándonos en las configuraciones realizadas por Luis Medrano-Morales (2005), el contenido de carbono orgánico total (COT) de las rocas del Tithoniano, para el área de KH-Tupilco va de alto (1-2%) a muy alto (2-4%), presentándose los valores más bajos en los Pozos ARR-201 y TP-1001 mientras que los valores de (COT) de 2-4 corresponden a los pozos KH-1, XN-1, YX-101, YX-1 y P.C.-101A. El Pozo KN-1A presenta un contenido alto de carbono orgánico total de 1-2%.

Para modelar el grado de madurez de la roca generadora del Jurásico Superior-Tithoniano en el área de estudio, se consideraron las

características litológicas y térmicas del pozo YX-1. A partir de lo anterior se obtuvieron las características geoquímicas de las rocas del Tithoniano; permitiendo determinar que la roca generadora en el área de estudio se encuentra en una etapa de madurez media a tardía, por lo que se pronostica la presencia de hidrocarburos ligeros (García Jaramillo et al, 2003).

Se elaboró el Mapa CRS (*segment risk common*) para la roca generadora (figura 5.11), considerando que existe en toda el área de estudio; no obstante hacia la parte nor-oeste presenta una pequeña porción en la que puede ser que dicha roca haya entrado en una fase de sobremaduración, debido principalmente a la profundidad en que se encuentra y al gradiente geotérmico (Trejo, 2008 en proceso).

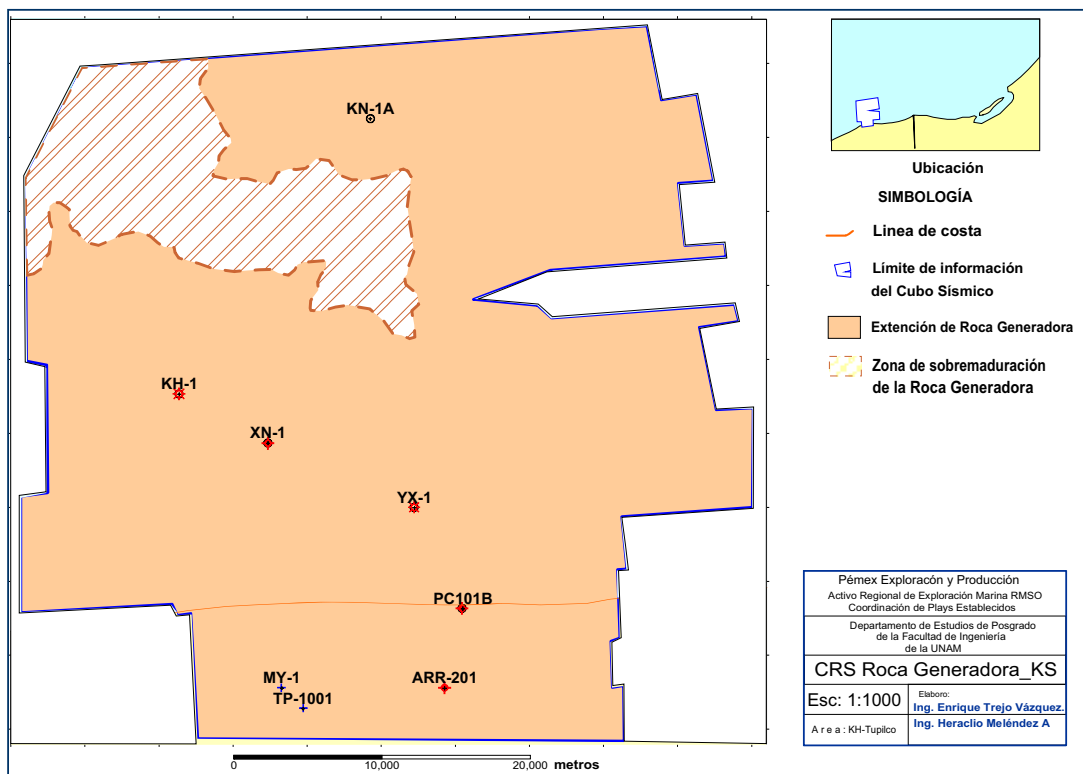


Fig. 5.11 Mapa CRS (*segment risk common*) para la roca generadora del play brecha del Cretácico Superior en el área KH-Tupilco (Trejo, 2008 en proceso).

5.2.2 CARACTERISTICAS DE ROCA SELLO

El sello del play Cretácico Superior, en el área de estudio, se considera que está formado principalmente por rocas del Paleoceno, con propiedades físicas resistentes al fracturamiento (Arreguín et al, 2006). Se considera que se tiene un buen sello en la zona de estudio, aunque no se descarta que existan zonas con fracturamiento y fallas por los cuales migren los hidrocarburos hacia trampas terciarias (Trejo, et. al, 2005).

La presencia del sello esta en función de las facies y el ambiente de depósito en el área de estudio. Las facies se determinaron mediante la litología atravesada por los pozos, la cual esta constituida en su mayoría por cuerpos de lutitas ligeramente calcáreas con intercalaciones de lutitas bentoníticas; dando como resultado facies de lutitas con bentonitas y margas, y facies de lutitas con mudstone y wackestone de bioclastos. Mientras que los paleoambientes se interpretaron a partir del contenido faunísticos identificado durante la perforación de los pozos, estando integrado principalmente por *globorotalia velascoensis*, *globigerina velascoensis* y *Globorotalia pseudomenandii*, de paleoambiente de cuenca.

Durante el Paleoceno Superior los espesores varían de 40 a 234 metros. Los mayores espesores se registran en la porción sur, en los pozos MY-1, TP-1001 y ARR-201, mientras que los de menor espesor se encuentran hacia la zona cercana a las estructuras de los pozos PC 101-B, y XN-1 (Fig. 4.16).

5.2.3 CARACTERÍSTICAS ESTRUCTURALES

Las estructuras presentes en el área de estudio son producto de la actividad tectónica registrada en el Golfo de México por esfuerzos distensivos desde su apertura a partir del Jurásico Superior, generando bloques escalonados que giraron en sentido paralelo al bloque de Yucatán dando lugar a fallas normales escalonadas sensiblemente verticales que afectan los niveles estratigráficos más bajos incluyendo la sal y el basamento. Dichos bloques escalonados fueron rellenados posteriormente por sedimentos más recientes producto de la erosión de rocas preexistentes. Pero fue hasta el Neógeno cuando se desarrolló el cinturón de pliegues y cabalgaduras; el origen de esta deformación estructural tiene relación con los eventos tectónicos producidos por la colisión entre la microplaca de Chortis con Chiapas a partir del Cretácico Tardío y que culminó en el plio-pleistoceno (Oviedo, 1996).

Durante el Cretácico se esta caracterizado por esfuerzos compresivos que alabieron estos bloques plegando los sedimentos alojados entre los bloques y reinyectando la sal a niveles superiores. Como consecuencia de estos movimientos, las rocas plegadas fueron erosionadas subacuaticamente constituyendo abanicos submarinos por flujos de detritus y cuya evidencia la podemos ver en todas las brechas intraformacionales de la columna cretácica.

El Mioceno Inferior y Oligoceno Superior están caracterizados por un movimiento transgresivo, consecuencia del evento chiapaneco, que dio como consecuencia el plegamiento de toda la secuencia sedimentaria y reinyectando la sal a niveles superiores, generando fallas transcurrentes que, a su vez, ocasionaron grandes cabalgamientos.

Por último, durante el Mioceno Medio al Reciente, como conclusión de estos eventos ocurrió una tafrogénesis, marcada por una perdida de volumen que dio lugar a una serie de fallas de crecimiento y que dieron lugar, entre otras a las fosas de Macuspana y Comalcalco, así mismo a las fallas de gravedad (ístricas) observadas en el área.

Evolución estructural, tabla de eventos tectonoestratigráficos y sincronía

La evolución estructural del área de estudio KH-Tupilco se dividió en tres etapas.

La primera etapa se caracterizó por presentar alargamiento en los estratos más superficiales y se llevó a cabo en dos fases; la fase inicial se relaciona con el final de la apertura del golfo, en tanto que la fase subsecuente con la tectónica de prerrafting que originó intensa actividad salina en el área de estudio. La fase inicial se desarrolló durante el final de la apertura del golfo del Calloviano al Oxfordiano (Padilla, 2007), y se caracteriza porque se formaron grabens y semigrabens, como consecuencia de la extensión, que a su vez permitieron el desarrollo de la fase de tectónica de prerrafting, la cual va del Kimmeridgiano al Oligoceno. Durante el Kimmeridgiano inició una etapa reactiva de formación de diapiros y almohadillas, siendo posteriormente tomados como superficies de despegue por las fallas, favoreciendo el movimiento de los bloques de piso en dirección a la cuenca; posteriormente del Tithoniano al Cretácico Superior, hubo una etapa activa de formación de diapiros, durante la cual continuó el desplazamiento de los bloques e inició la rotación de los mismos finalizando en el Paleoceno. Finalmente es importante recalcar que a lo largo de esta primera etapa de deformación, fue cuando se originaron las trampas estructurales mesozoicas asociadas con fallas normales e intrusiones salinas.

La segunda etapa fue de acortamiento y ocurrió del Oligoceno al Mioceno. Durante el Oligoceno cesa la etapa activa de formación de diapiros e inicia una etapa dominada por esfuerzos compresivos que reactivan a las fallas mesozoicas ubicadas en la porción central de la minicuenca.

Posteriormente durante el Mioceno Superior se generan fallas normales en las rocas terciarias. La importancia de esta segunda etapa de deformación es que fue en ella cuando se originaron las trampas estructurales asociadas con fallas inversas.

Finalmente ocurrió una nueva etapa de alargamiento que inició desde el Plioceno hasta la actualidad, durante la cual se rellenaron las cuencas originadas por los procesos anteriores.

La **Figura 5.12** muestra el diagrama de eventos del sistema petrolero, en los cuales se aprecia la relación temporal que tienen los elementos del sistema petrolero que componen el Play Brecha del Cretácico Superior.

La secuencia en la que se desarrolló el play se describe a continuación: Inicialmente se depositaron durante el Tithoniano las calizas arcillosas que forman la roca generadora; posteriormente se depositó la brecha en el Cretácico Superior que constituye la roca almacén, después, se depositó la roca sello en el Paleoceno Superior, durante el intervalo comprendido entre el Oxfordiano y hasta fines del Oligoceno se formaron las trampas asociadas a fallas normales e intrusiones salinas, mientras que en el Mioceno Inferior se formaron las trampas asociadas con fallas inversas; al mismo tiempo durante el Mioceno Inferior la roca generadora entraba a la ventana de generación de hidrocarburos, para que posteriormente los hidrocarburos comenzaran a migrar hacia las trampas geológicas.

En general se considera que la migración de los hidrocarburos en el área de estudio, se llevó a cabo en forma vertical a través de zonas de debilidad en las proximidades de las fallas y fracturas o por el contacto entre la roca generadora con los intervalos cretácicos almacenadores más permeables y con menores presiones, además se considera que existieron las condiciones para que el aceite se preservara.

La conjunción de los eventos anteriormente mencionados permite observar que el sistema petrolero se llevó a cabo en sincronía, permitiendo que el play tenga mayor probabilidad de contener hidrocarburos.

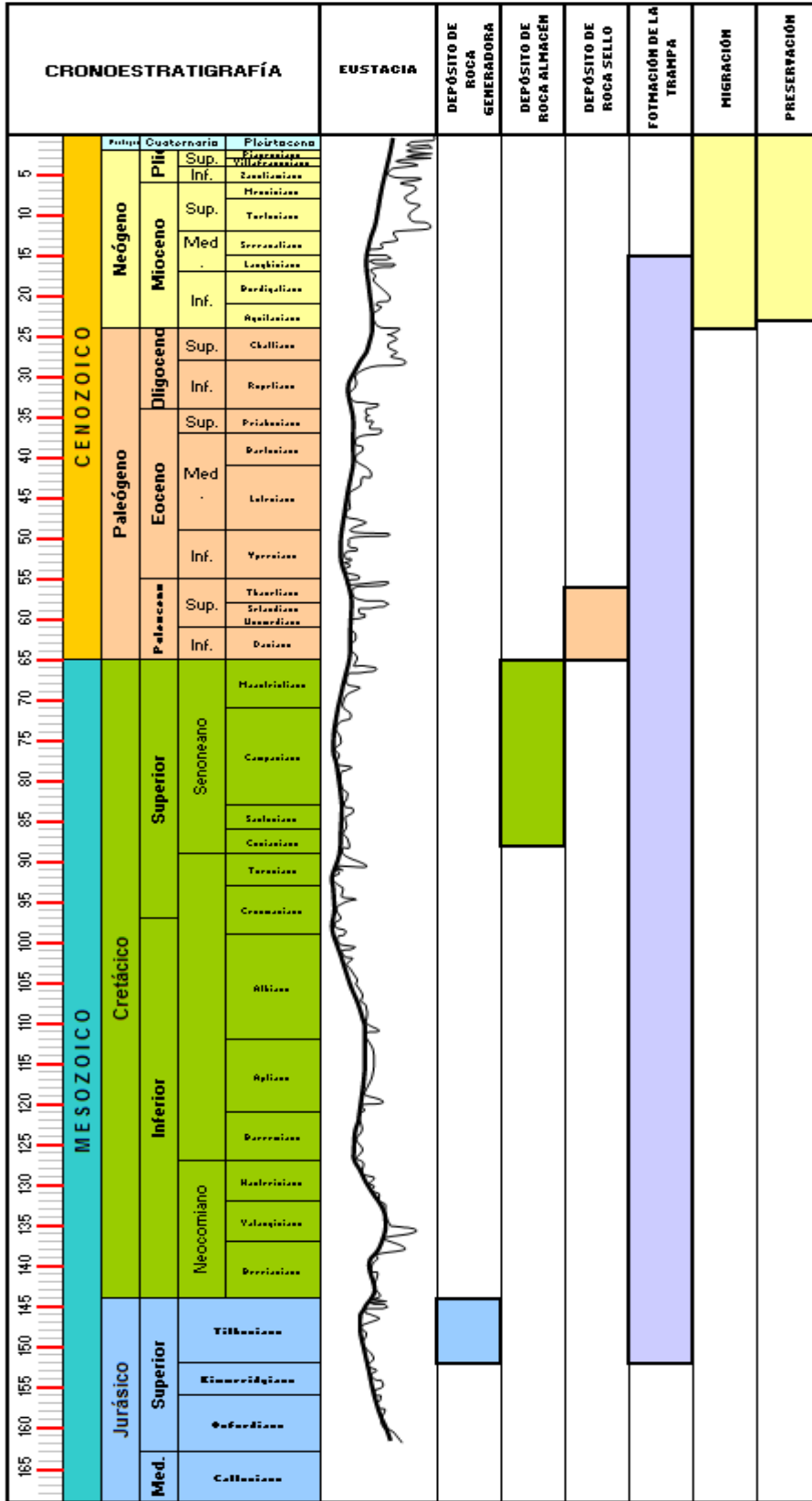


Fig. 5.12 Diagrama de eventos del play Brecha del Cretácico Superior. Nótese la relación temporal que guardan los elementos del play en el área de estudio, observando que se llevan en sincronía con posibilidad de poder almacenar hidrocarburos.

5.2.4 RIESGO GEOLOGICO DEL PLAY BRECHA, CRETÁCICO SUPERIOR

La metodología de análisis de **Play Fairway** se fundamenta mediante el análisis y evaluación del riesgo de la presencia y efectividad de los elementos del play, como son la roca generadora, almacén y sello; la geometría y trampa se evalúan en función del tipo de información sísmica disponible, su procesado e interpretación geológica.

Considerando lo anterior debe generarse el **mapa combinado de riesgo** del Play Brecha **CCRS** (figura 5.13), el cual se construye integrando los mapas de riesgo de presencia y efectividad de la roca almacén, los mapas equivalentes de roca sello y de la carga (roca generadora).

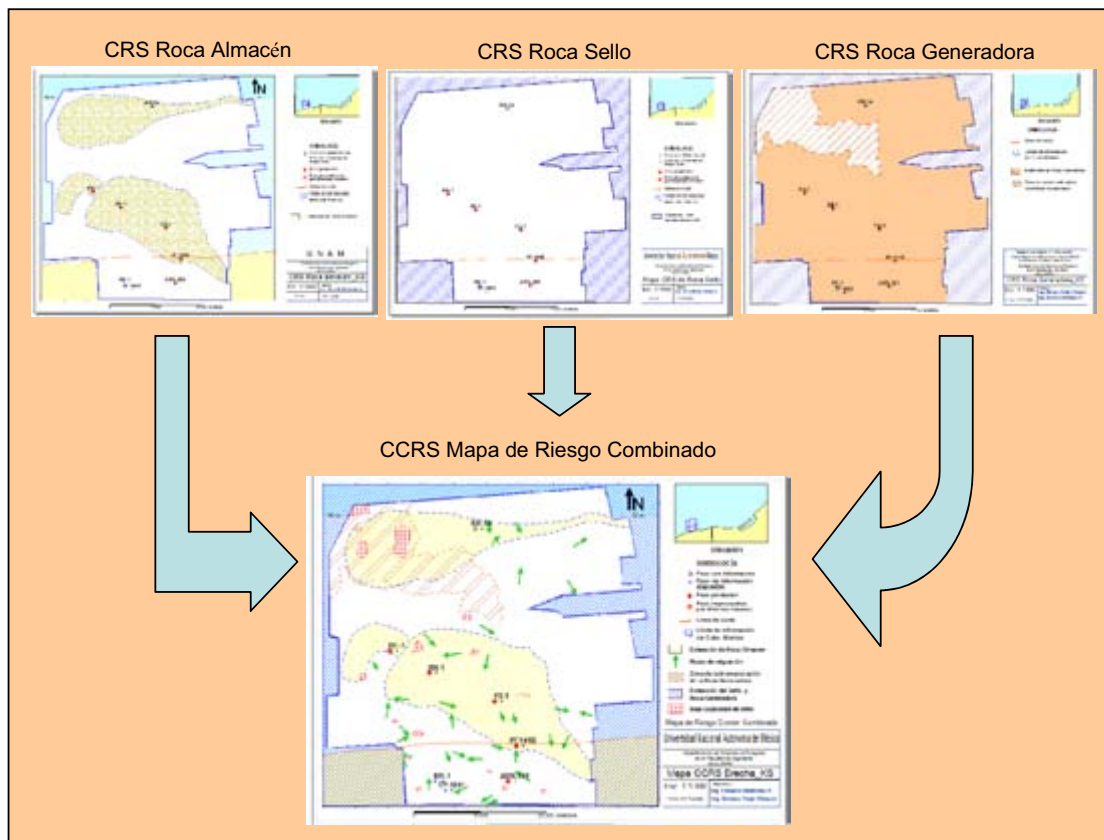


Fig. 5.13 Mapa de Segmento de Riesgo Común Combinado (CCRS) del play brecha del Cretácico Superior en el área KH-Tupilco.

Los propósitos fundamentales de estos mapas (fig. 5.13) son: la identificación de las áreas con menor riesgo para orientar la exploración; establecer la jerarquización de prospectos identificados en

la cuenca; proponer trabajos adicionales para la adquisición de datos con el fin de reducir el riesgo exploratorio, y brindar apoyo en la toma de decisiones gerenciales.

En el mapa CCRS del play Brecha del Cretácico Superior (fig. 5.14), destacan las zonas donde se propone encontrar la roca almacén, representada por un par flujos de brecha calcárea provenientes del Sur y del Este en el área de estudio. Se estima que la roca sello esta presente en toda la zona y solo puede estar limitada en las partes de los extremos de las fallas. La roca generadora también esta presente en forma generalizada, aunque existe una porción hacia la parte nor-oeste (color rojo achurado) donde existe la posibilidad de que dicha roca se encuentre en una fase de sobremaduración debido principalmente a la profundidad y al gradiente geotérmico.

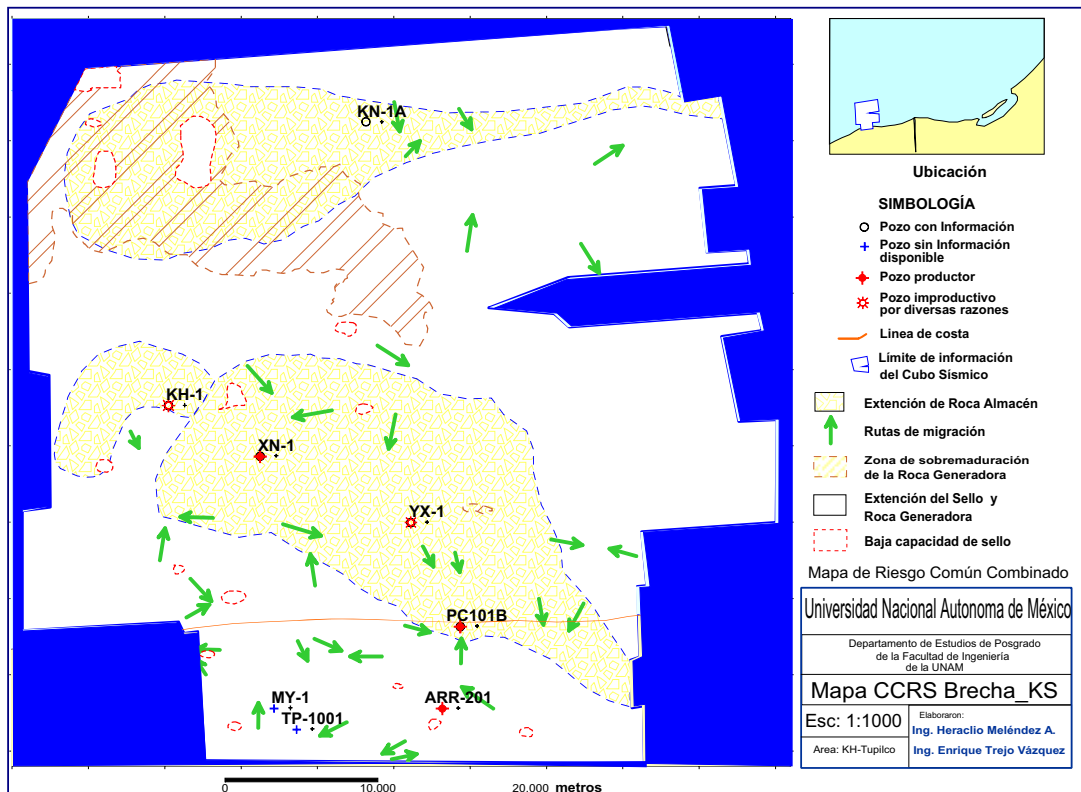


Fig. 5.14 Mapa de Segmento de Riesgo Común Combinado (CCRS) del play brecha del Cretácico Superior en el área KH-Tupilco.

5.2.5 MAPA RESUMEN DEL PLAY BRECHA CRETÁCICO SUPERIOR

Por último, en el mapa resumen del play brecha del cretácico superior, se encuentran plasmados todos los elementos del sistema petrolero, iniciando con la roca generadora, roca almacén, roca sello, las rutas de migración y se agregan las trampas estructurales perforadas y las trampas estructurales visualizadas mediante la interpretación sísmica estructural (E. Trejo, 2008 en proceso). En el mapa también aparecen las trampas que han sido perforadas, tanto productoras en color verde como las que no lo fueron por diversas razones en color rojo, y las oportunidades visualizadas en color amarillo. También contiene una sección estructural restaurada al Mioceno Inferior, una sección estratigráfica y la gráfica de sincronía del sistema petrolero de tal forma que en este mapa resumen se observa la relación espacial y temporal que guardan en la actualidad cada uno de los elementos del play (figura 5.15).

En total se observaron 18 oportunidades, señaladas en color amarillo y con dos nomenclaturas.

La primera nomenclatura se refiere al grupo de oportunidades que solo cuentan con un objetivo en el Cretácico Superior y se identificaron como KS-1, KS-2, . . . KS-12; la segunda nomenclatura se refiere al grupo integrado por las trampas que cuentan con objetivos en el Cretácico Superior y en el Jurásico, y se identificaron como KS-A, KS-B, . . . KS-F.

Las trampas corresponden con altos estructurales y se clasificaron en 5 grupos (E. Trejo, 2008 en proceso). El primer grupo corresponde a las trampas con cierre estructural, y en éste se encuentra únicamente la oportunidad KS-4. En el segundo grupo están las trampas con cierre contra falla normal y contra sal, es decir, las oportunidades KS-7, KS-8, KS-9, KS-10, KS-11, KS-F.

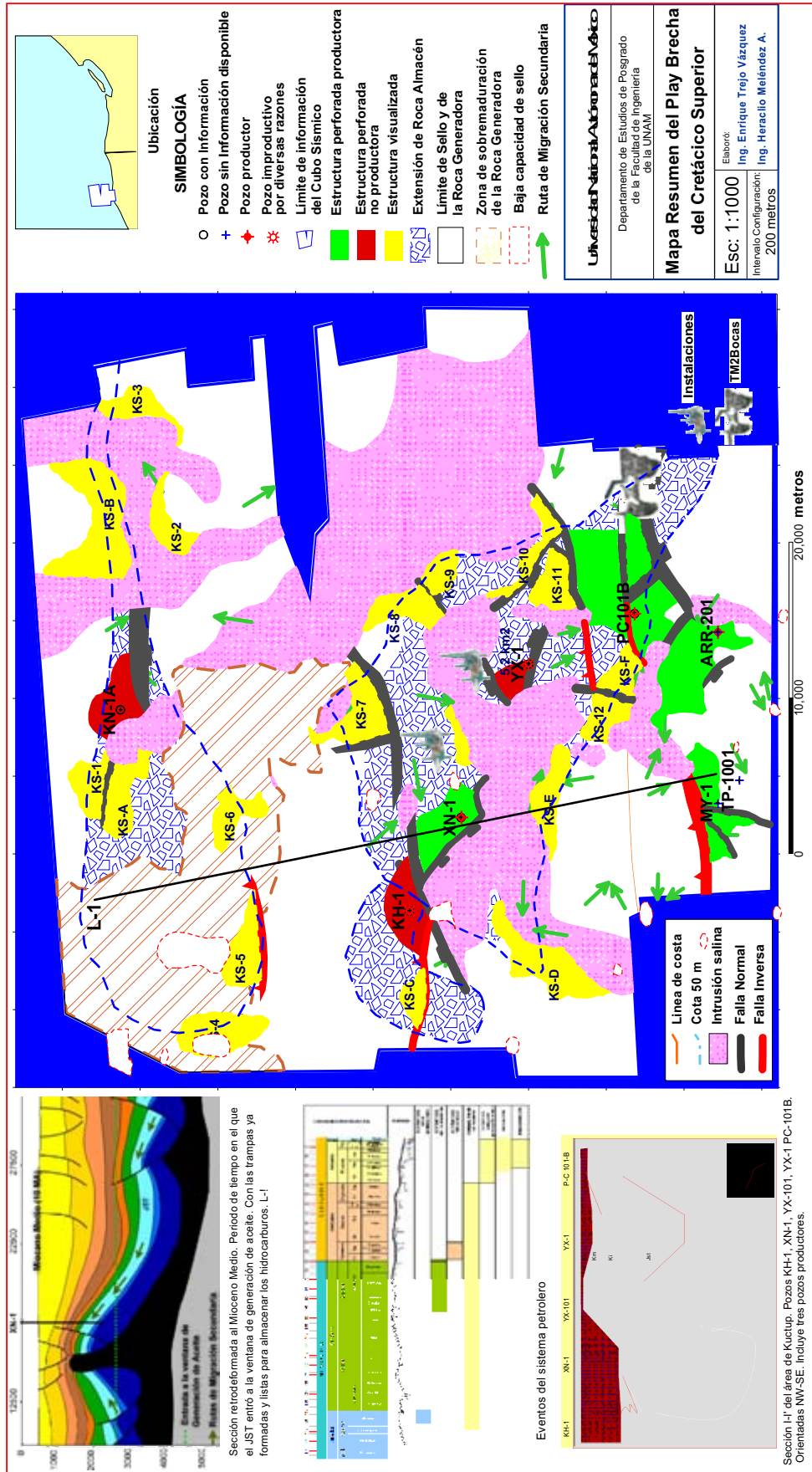


Fig. 5.15 Mapa resumen del play brecha del Cretácico Superior, en el cual se encuentran presentes todos los elementos del sistema petrolero.

5.2.6 MAPA DE SEMAFORO O DE RIESGO

El análisis de riesgo estudiado se basa en la presencia y efectividad de la roca almacén, la presencia y efectividad de un sello lateral y vertical y en la presencia de la roca generadora así como en la efectividad de su sistema de migración (García Esparza, 1999).

El riesgo se divide en alto, medio y bajo, utilizando los colores rojo, amarillo y verde para representarlos y, se calibra en función del porcentaje de éxito en los pozos perforados en el play.

Con base en la información obtenida y restringiéndose al área de distribución del play brecha del Cretácico Superior en el área KH-Tupilco, se obtiene el mapa de semaforo (figura 5.17).

La zona con riesgo bajo es de 0 a 20% (color verde) y se ubica hacia la parte central de los pozos XN-1, YX-1, YX-101 y PC-101B, siendo definida por la presencia y efectividad tanto de la roca sello como de la almacén.

El riesgo medio es de 20 a 45%, se ubica en las partes de color amarillo, las cuales se localizan hacia la zona norte y oeste de los pozos KH-1 y KN-1; en estas zonas existe presencia de roca almacén y sello, con la posibilidad de que la roca generadora se encuentre en un estado de sobremaduración y que las trampas visualizadas hacia estas áreas, tengan un mayor porcentaje de riesgo.

En color rojo se indica un alto riesgo de 45 a 100%, en estas zonas no se tiene clara la presencia de roca almacén (brecha calcárea) y sí la posible existencia hacia la parte Este, de domos salinos. Esto no quiere decir que las posibilidades de encontrar acumulaciones de hidrocarburos en estas zonas sean totalmente nulas, lo que indica es

que no se tienen suficientes datos y, por lo tanto, el riesgo geológico es alto. Sin embargo estas condiciones pueden variar conforme se va ampliando la exploración y los datos que se obtengan en futuros estudios pueden ir modificando las diferentes zonas de riesgo.

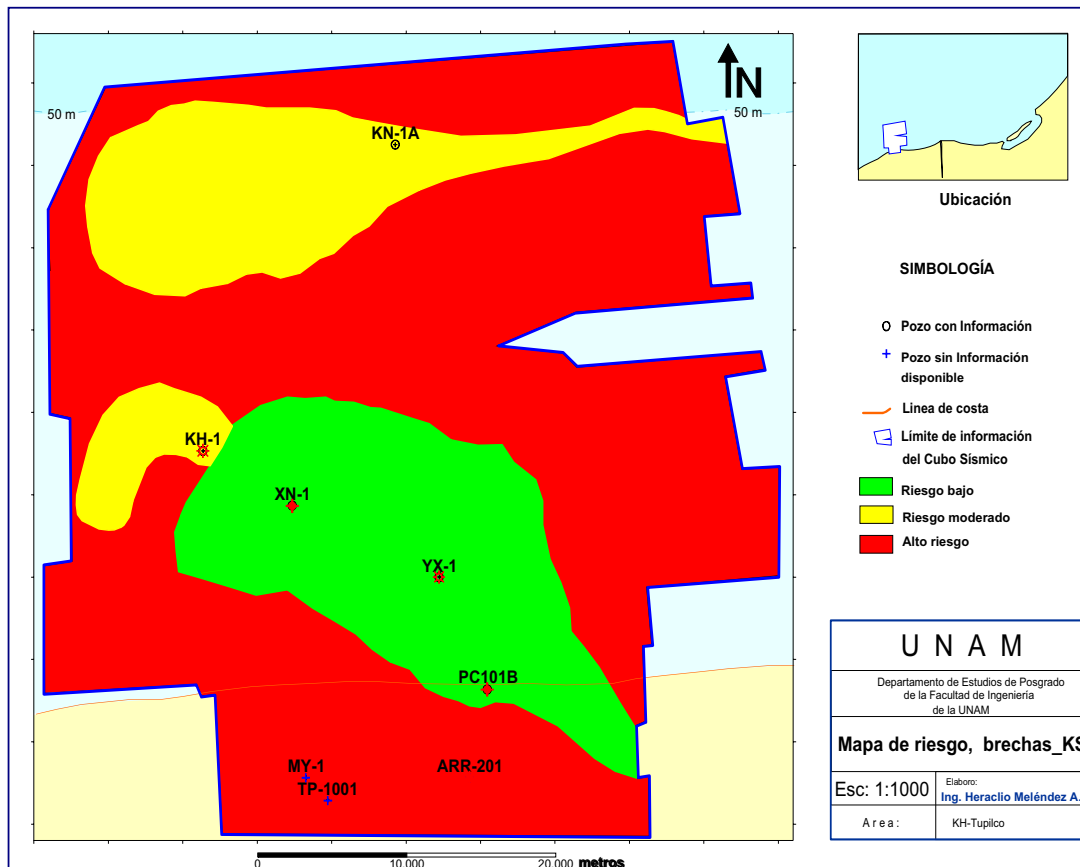


Fig. 5.17 Mapa de semáforo del Cretácico Superior, en el área KH-Tupilco, nos muestra las zonas con bajo, medio, y alto riesgo.

5.3 ESTIMACION VOLUMETRICA DEL PLAY

La evaluación volumétrica del Play, se obtiene de la suma de los recursos petroleros calculados para cada prospecto, mediante el uso de la simulación "Montecarlo", la cual es un método para analizar el comportamiento de algunas actividades que incluyan al riesgo (Fig. 5.18).

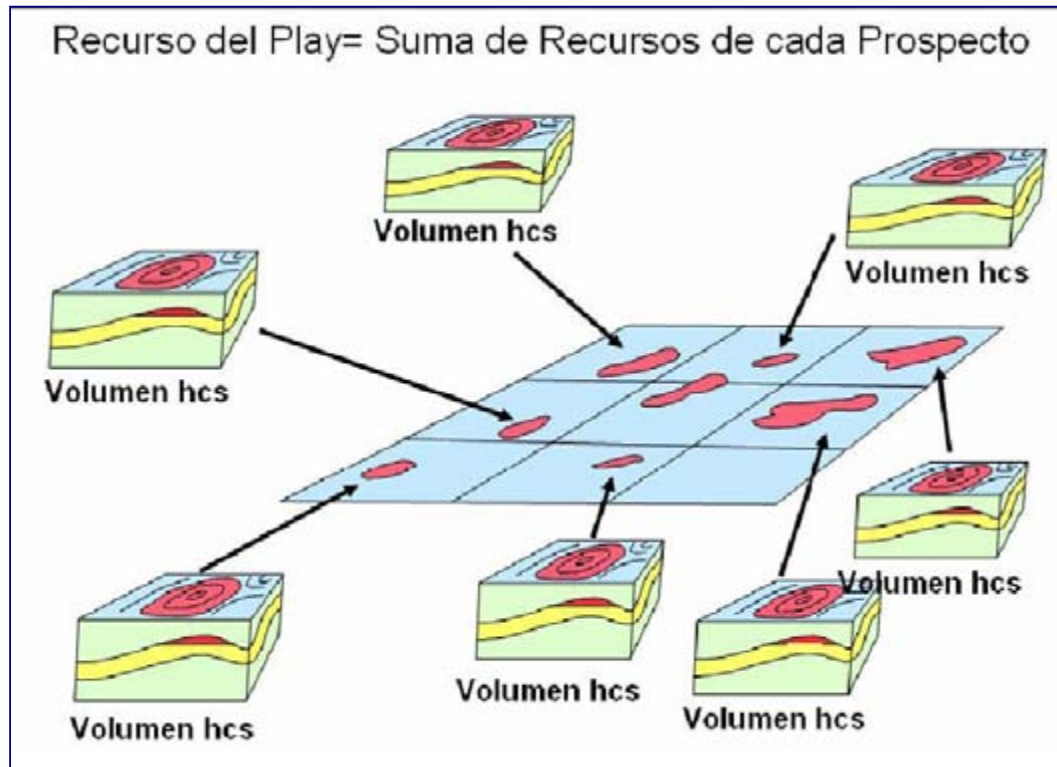


Fig. 5.18 Cálculo de los recursos del Play. El cual esta integrado por la suma de los recursos de cada prospecto (Modificado de Navarro Baca, 2007).

El Recurso Petrolero es la cantidad de hidrocarburos estimada inicialmente en el subsuelo a condiciones de superficie; puede asociarse al gas o con aceite, como el caso del presente estudio.

A la parte recuperable se le denomina *recurso prospectivo*, *recursos contingentes* o *reservas*. Para calcularlo se utiliza la herramienta CEROE's (Cedula de Evaluación de Registro de Oportunidades Exploratorias, ©PEMEX), y se hace a partir de las siguientes fórmulas (Treviño, 2007):

$$R_{\text{Recursos Potenciales de Aceite}} = \frac{\text{área} \times h \times F_G \times Q_e \times S_{\text{Hidrocarburos}}}{B_{oi}} \dots \dots \dots (3.1)$$

$$R_{\text{Reservas Prospecto}} = R_{\text{Recursos Potenciales de Aceite}} \times F_R \dots \dots \dots (3.2)$$

Donde **área** es la extensión en planta del yacimiento; **h** es el espesor neto; **FG** es el factor geométrico y se trata de un factor de corrección, debido a que la geometría real de la trampa solo se aproxima a formas cilíndricas o esféricas; **Qe** es la porosidad efectiva; **Sh** es la saturación de hidrocarburos; **Boi** es el factor de volumen del aceite, que se define como la relación del volumen de aceite en el yacimiento con respecto al que se medirá en la superficie; y **FR** es el factor de recuperación.

La determinación de las reservas es un proceso probabilístico (García Esparza, 1999); es decir, que los valores de cada uno de los factores que intervienen en la ecuación (3.1), se manejan en función de rangos obtenidos por medio de una distribución log-normal, a los cuales se les ha asignado valores de probabilidad que van de P1 a P99, y que se describen a continuación:

- P1 es el Máximo valor Posible, refleja el mejor de los escenarios pero es extremadamente improbable, probabilidad de 1 en 100.
- P10 es el Máximo valor Razonable, cuya Probabilidad es de 10 en 100.
- P50 es el valor que tiene la mitad de valores por abajo y mitad por arriba.
- P90 es el valor Mínimo Razonable, su Probabilidad es de 90 en 100.
- P99 se define como tan pequeño como pudiera ser, y refleja el peor de los escenarios posibles y cuenta con gran probabilidad de ocurrir, su probabilidad es de 99 en 100.
- Pm - Media es el valor esperado (promedio), truncada en P1, es el valor que mejor representa la distribución.
- Distribución Log-normal es la que se produce como resultado de multiplicar variables aleatorias independientes.

Posteriormente, las reservas calculadas para cada prospecto se multiplican por el riesgo asignado (compartido y local), se suman cada uno de estos valores y es así como se obtiene la estimación volumétrica del play (Ecuación 3.3) (García Esparza, 1999).

$$R_{Reservas\ Play} = \sum_{i=1}^n (R_{Reservas\ Prospectos\ i} \times R_{Riesgo\ i}) \dots \dots \dots (3.3)$$

5.4 EVALUACIÓN DE RECURSOS DEL PLAY BRECHA DEL CRETÁCICO SUPERIOR EN EL AREA KH-TUPILCO.

Para evaluar los recursos potenciales de los plays se utilizó la metodología propuesta por Brown y Rose (2001), la cual consiste en los seis pasos mostrados en la figura 5.19.

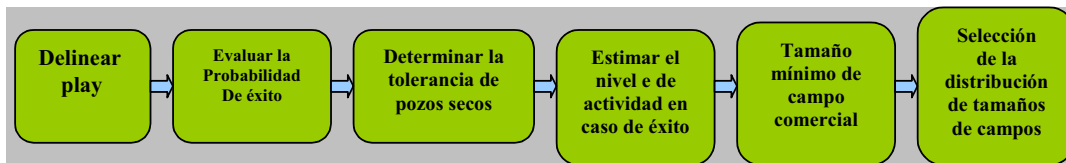


Fig. 5.19 Metodología propuesta por Brown y Rose (2001), para la evaluación de los recursos potenciales de un play.

5.4.1.- DELINEACIÓN DEL PLAY BRECHA DEL CRETÁCICO SUPERIOR

La delimitación del play, se llevó a cabo usando los mapas de riesgo común combinado y el mapa resumen del play.

En la Figura 5.20 se muestra el mapa de Riesgo Común Combinado del Play Brecha del Cretácico Superior. Destacan las zonas en que se espera encontrar la roca almacén, representada por un par de flujos provenientes de la porción oriental del área de estudio; se observa que el sello está presente en el área de estudio y solo va a presentar “fuga” en las partes correspondientes a los extremos de las fallas. Se muestra

también que la roca generadora está presente en toda el área de estudio; no obstante ésta presenta una pequeña porción en la que está latente la posibilidad de que dicha roca generadora haya entrado a una fase de sobremaduración, debido principalmente a la profundidad en que se encuentra y al gradiente térmico.

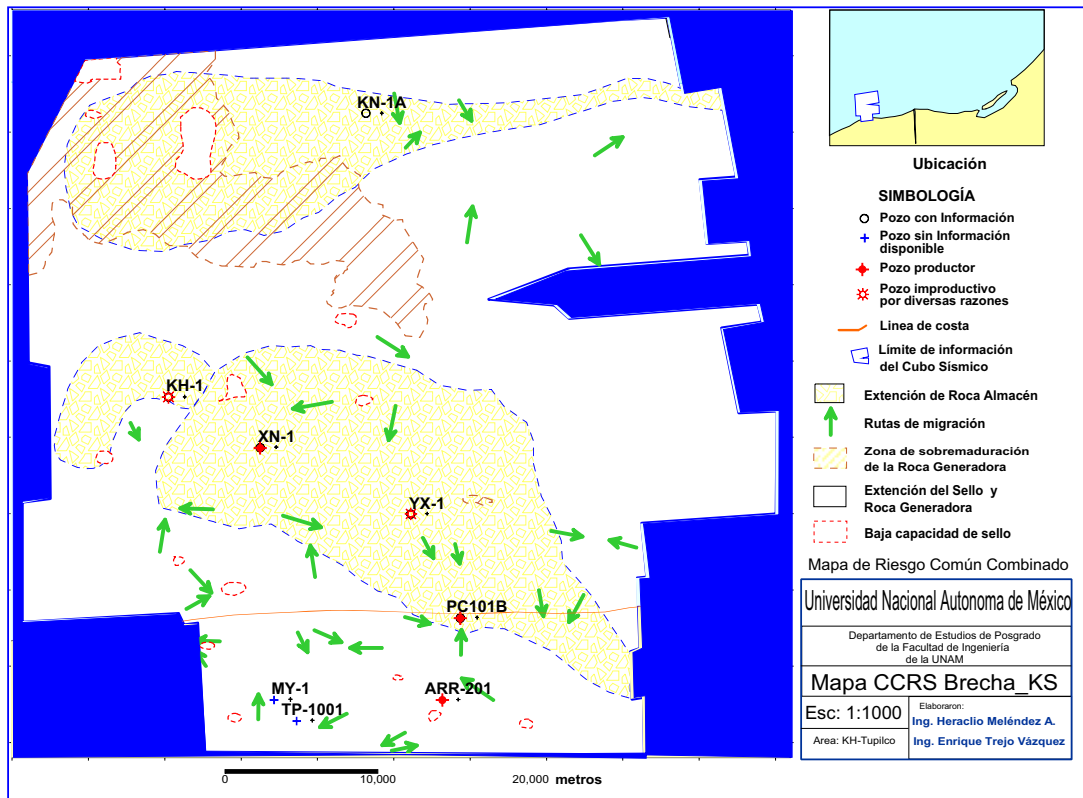


Figura 5.20. Mapa de Riesgo Común Combinado del Cretácico Superior. Nótese que se encuentran presentes 4 elementos del sistema petrolero: iniciando con la roca almacén, el sello, la roca generadora y las rutas de migración.

Para obtener el mapa resumen del play se agregaron las trampas visualizadas al mapa CCRS, las componentes estructurales y las instalaciones existentes. Adicionalmente, para tener una mejor idea del play, se insertó una sección estructural restaurada al Mioceno Inferior, una sección estratigráfica y la gráfica de sincronía de elementos del sistema petrolero. De tal forma que en el mapa resumen de play se

5.4.2.- EVALUACION DEL RIESGO GEOLOGICO DEL PLAY BRECHA DEL CRETÁCICO SUPERIOR.

El play cuenta con dos componentes de riesgo, un componente local y un componente de riesgo compartido (Baker, 1988). Para hacer la medición del riesgo y de la volumetría a nivel local, se utilizó la Cedula de Evaluación y Registro de Oportunidades Exploratorias (CEROE v3.0 © PEMEX); mientras que para la evaluación del riesgo compartido se utilizó la Cédula de Evaluación y Registros de Plays (CERPlay v3.1 © PEMEX).

La CEROE es un programa en Excel, desarrollado para la Coordinación de Estrategias Exploratorias de PEMEX - Exploración y Producción, compuesta por 12 hojas de cálculo, mediante el cual se calcula en forma probabilística, los recursos asociadas a una oportunidad. Para el presente trabajo se utilizaron principalmente 2 de las 12 hojas; correspondientes al cálculo de volumetría, y para la determinación de la Probabilidad Geológica.

En la hoja de volumetría se evaluó cada una de las oportunidades que conforman el Play. En dicha hoja se introdujeron los rangos P10, P90 correspondientes a datos de área, espesor neto, factor geométrico, porosidad, saturación de hidrocarburos, factor volumétrico de formación, factor de recuperación esperado y el % de volumen de aceite (Figura 5.22); mismos que fueron obtenidos en las etapas anteriores del estudio.

CEROE v3.0

2.1 VOLUMETRIA

Nombre Borrar Datos de Entrada Opcional

Nombre del Objetivo (Play)

Parámetros Lognormal

	P99	P90	P50	Mean	P10	P1	
Área	0.5	1.0	2.5	3.2	6.5	13.9	km2
Espesor Neto	12.4	20.0	35.8	39.2	64.0	102.8	m
Factor Geométrico		0.99			0.94		Fracción
Volumen de Roca Neto	12.2	29.6	88.0	120.2	261.3	634.6	km2-m
Volumen de Roca Bruto							km2-m
Relación Neto a Bruto					0.50		Fracción
Llenado de Trampa							Fracción
Volumen de Roca Neto							km2-m
Volumen de Roca Neto Entrada							km2-m
Porosidad	0.04	0.05	0.07	0.07	0.10	0.13	Fracción
Saturación de Hidrocarburos	0.53	0.60	0.63	0.70	0.80	0.90	Fracción
Factor Volumétrico de Formación (Boi)	1.139	1.300	1.530	1.542	1.800	2.055	m3 CY/m3 CA
Factor de Recuperación de Aceite (FRA)	0.17	0.20	0.24	0.25	0.30	0.35	Fracción
Riqueza Volumétrica - Aceite	21,545	31,258	49,341	52,179	77,886	113,002	Barriles/km2-m
Riqueza Volumétrica - Aceite (Entrada)							Barriles/km2-m
Relación Gas-Aceite (RSI)				393.00			m3g/m3a
Factor Volumétrico de Formación (Bgi)							
Factor de Recuperación de Gas (FRG)							
Riqueza Volumétrica - Gas							
Riqueza Volumétrica - Gas (Entrada)							
Riqueza de Condensado (MPMM)							
% de Volumen de Aceite				100%			% de volumen de
Recursos Potenciales de Aceite	0.51	1.33	4.34	6.26	14.13	36.99	MMb
Recursos Potenciales de Condensado	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Recursos Potenciales de Gas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Recursos Potenciales de Gas Asociado	1.12	2.94	9.58	13.81	31.18	81.62	MMMpc
Recursos Potenciales de Aceite (Entrada)							
Recursos Potenciales de Gas (Entrada)							
Recursos Pot. de Aceite Equivalente	0.73	1.92	6.26	9.02	20.37	53.32	MMb

Fig. 5.22. Hoja de cálculo de volumetría de la CEROE (© PEMEX) de la oportunidad KS-1. En las pestañas de color verde se muestran los datos de entrada para hacer la evaluación de los recursos, mientras que en las pestañas azules se muestran los resultados.

A continuación, en la hoja de Probabilidad Geológica, Enrique Trejo V. y el autor, evaluaron el riesgo asociado a cada componente del sistema petrolero, basándose en la información generada en los procesos anteriores; obteniendo el porcentaje de la probabilidad de éxito geológico, el factor de riesgo geológico y el elemento de riesgo geológico principal (Figura 5.23). Lo anterior se llevó a cabo para cada oportunidad que compone al play.

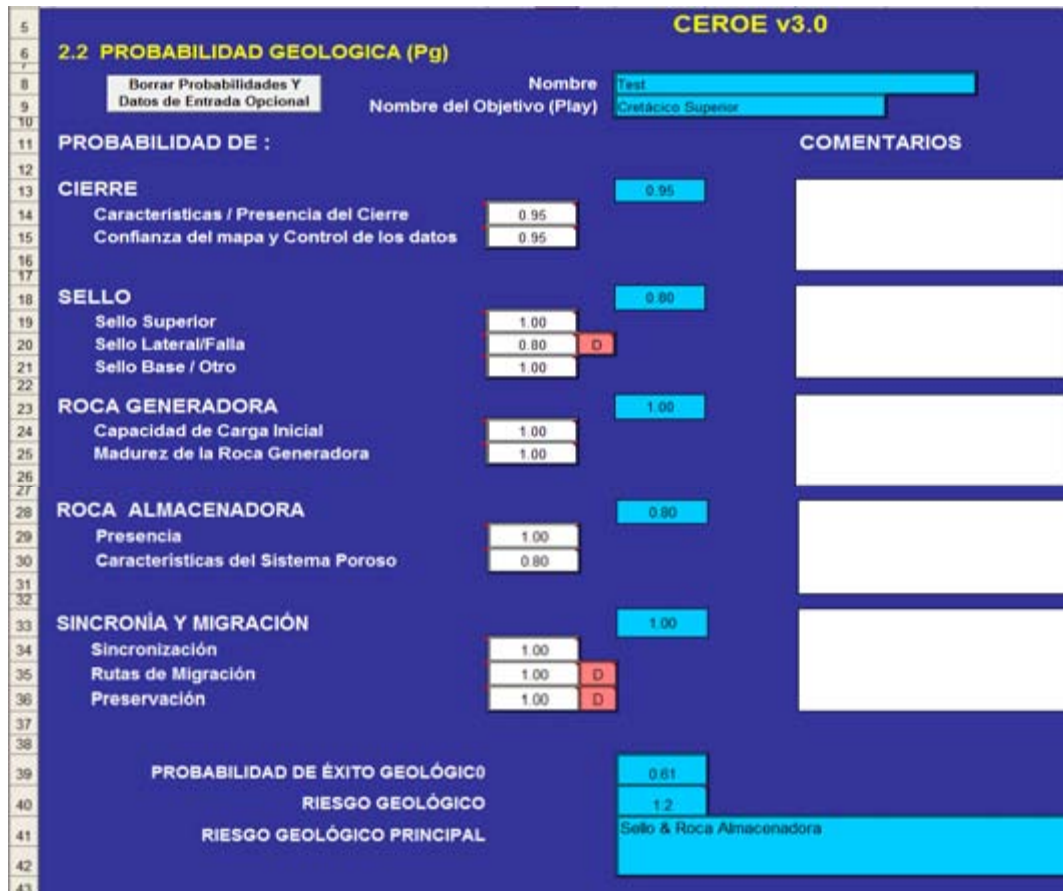


Fig. 5.23 Hoja de cálculo de probabilidad geológica de la CEROE (© PEMEX) de la oportunidad KS-1. En las pestañas de color blanco se muestran los datos de entrada para hacer la evaluación de los recursos, mientras que en las pestañas azules se muestran los resultados.

Para evaluar la probabilidad del play, se introdujeron la probabilidad de elementos compartidos y la probabilidad de elementos locales en la hoja de Probabilidad de Éxito de la CERPlay (Figura 5.25). La CERPlay es un programa en Excel, desarrollado para la Coordinación de Estrategias Exploratorias de PEMEX - Exploración y Producción, compuesta por 15 hojas de cálculo, mediante el cual se calcula en forma probabilística, los recursos potenciales de un play.

Para la evaluación de la probabilidad geológica, Enrique Trejo Vázquez y el autor, evaluaron la probabilidad de los elementos compartidos, a

partir del análisis del mapa resumen del Play Brecha del Cretácico Superior. En tanto que para la probabilidad de elementos locales, se introdujeron los valores de probabilidad geológica obtenidos en el proceso anterior, para cada oportunidad que conforma el play (Fig. 5.24)

Nombre	PG-Sello	PG-Geometría de la Trampa (Cierre)	PG-Roca Generadora	PG-Roca Almacenadora	PG-Sincronía y Migración	Probabilidad de Éxito Geológico (Pg)	Tipo de roca	Edad geológica
KS-1	0.8	0.95	1	0.8	1	0.61	Brecha	Cretácico Sup
KS-2	0.8	0.95	1	0.5	1	0.38	Brecha	Cretácico Sup
KS-3	0.8	0.95	1	0.7	1	0.53	Brecha	Cretácico Sup
KS-4	0.8	0.95	0.3	1	0.7	0.16	Brecha	Cretácico Sup
KS-5	0.8	0.95	0.3	1	1	0.23	Brecha	Cretácico Sup
KS-6	0.8	0.95	0.3	1	1	0.23	Brecha	Cretácico Sup
KS-7	0.8	0.95	1	0.7	1	0.53	Brecha	Cretácico Sup
KS-8	0.8	0.95	1	0.8	1	0.61	Brecha	Cretácico Sup
KS-9	0.8	0.95	1	0.6	1	0.46	Brecha	Cretácico Sup
KS-10	0.8	0.95	1	0.8	1	0.61	Brecha	Cretácico Sup
KS-11	0.8	0.9	1	1	0.8	0.58	Brecha	Cretácico Sup
KS-12	0.8	0.95	1	0.8	0.8	0.49	Brecha	Cretácico Sup
KS-A	0.8	0.95	1	0.8	0.8	0.49	Brecha	Cretácico Sup
KS-B	0.8	0.95	1	0.6	0.8	0.36	Brecha	Cretácico Sup
KS-C	0.8	0.95	1	0.8	0.8	0.49	Brecha	Cretácico Sup
KS-D	0.8	0.95	1	0.7	0.8	0.43	Brecha	Cretácico Sup
KS-E	0.8	0.95	1	0.7	0.8	0.43	Brecha	Cretácico Sup
KS-F	0.8	0.95	1	0.8	0.8	0.49	Brecha	Cretácico Sup

Fig. 5.24 Tabla de datos de probabilidad geológica obtenidos a partir de la evaluación hecha mediante la CEROE, para cada una de las oportunidades que conforman el play.



Fig. 5.25 Hoja de Probabilidad de Éxito (© CERPLAY). En la parte izquierda se muestra la evaluación de los elementos de riesgo compartido, asociado al play; en la parte derecha se encuentran los elementos de riesgo local, obtenido a partir de la evaluación hecha para cada oportunidad, mediante la CEROE, cuyos datos se muestran en la parte superior.

5.4.3.- TOLERANCIA DE POZOS SECOS

Se refiere al número de pozos secos que han sido perforados, bajo los cuales hay que tomar la decisión de abandonar un play por no haber descubrimientos que sean de interés económico. En este caso se considera que se perforan únicamente pozos secos en forma consecutiva, y no se tienen ningún descubrimiento durante esta etapa, y aplica tanto en plays hipotéticos como en plays probados.

En PEMEX - Exploración y Producción la tolerancia máxima de pozos secos, más comúnmente usada es 4 (Navarro-Baca, 2007); el mínimo es de 2 pozos, en tanto que el mejor estimado se considera de 3 pozos secos (Figura 4.26).

2.2 Tolerancia de Pozos Secos en un Escenario Mínimo

NOTAS DE AYUDA

¿Cuál es el número **MÍNIMO** de pozos **SECOS** en los que participaría Exploración antes de abandonar el play? Pozo(s)

¿Cuál es el número **MÁXIMO** de pozos **SECOS** que Exploración toleraría? Pozos

Finalmente, ¿cuál es tu **MEJOR ESTIMADO** del número de pozos **SECOS** que se perforarían? Pozos

Fig. 5.26 Tolerancia de pozos secos plasmados en la hoja de CERPLAY. En PEMEX el mejor estimado es 3 pozos.

5.4.4 ESTIMACION DEL NIVEL DE ACTIVIDAD EN CASO DE ÉXITO

El nivel de actividad esta dado en función del número total de oportunidades visualizadas con probabilidad de perforarse. En el caso del Play Brecha del Cretácico Superior se visualizaron 18 oportunidades, siendo este número el nivel de actividad en caso de éxito; el número mínimo se definió en 5 prospectos y finalmente el mejor estimado quedó en 10 prospectos (Figura 5.27).

2.4 Escenario Exploratorio del Caso con Éxito

NOTAS DE AYUDA

DADO EL ÉXITO, ¿cuál sería el número MÍNIMO de prospectos que se perforarían en la duración del escenario?

5 Prospectos

¿Cuál es el MÁXIMO que se perforarían?

18 Prospectos

Finalmente, ¿cuál es el MEJOR ESTIMADO que se perforarían?

10 Prospectos

¡Estos valores lógicamente deberán ser mayores a los estimados para el Programa Mínimo!

NOTAS DE AYUDA
(Proyección del área mapeada)

Área Total del Play:	377 km ²	Número extrapolado de Oportunidades	"NÚMERO ESTIMADO DEL ANALISTA"	MIN
Área a evaluar del Play:	377 km ²			
Número min. de oportunidades:				MÁX
Número máx. de oportunidades:				Mejor estimado
Número Mejor estimado:				

Fig. 5.27 Escenario exploratorio del caso con éxito plasmados en la hoja de CERPLAY, para este caso el mejor estimado es de 10 prospectos.

5.4.5. VALOR MÍNIMO DE RECURSOS EN TRAMPAS.

El valor mínimo de recursos en las trampas esta definido, por los lineamientos de PEMEX Exploración y Producción (PEMEX, SECTER, 2007), en un mínimo de 10 MMBPCE.

5.4.6. SELECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE TAMAÑOS DE CAMPO.

Para la distribución de los tamaños de campo se consideraron los 3 casos mostrados en la Figura 5.28. En la línea roja se muestran los volúmenes encontrados hasta el momento; en la línea verde se muestran los descubrimientos más recientes y se observa que se ha reducido el nivel de incertidumbre en cuanto a los recursos a encontrar; finalmente, en la línea azul se observa la distribución de los posibles volúmenes a encontrar, en este caso la línea presenta una pendiente mayor, debido a que se redujo la incertidumbre de los volúmenes a encontrar, ya que se sabe que los volúmenes a encontrar son en su mayoría pequeños, oscilando entre los 10 y 20 mmbpce.

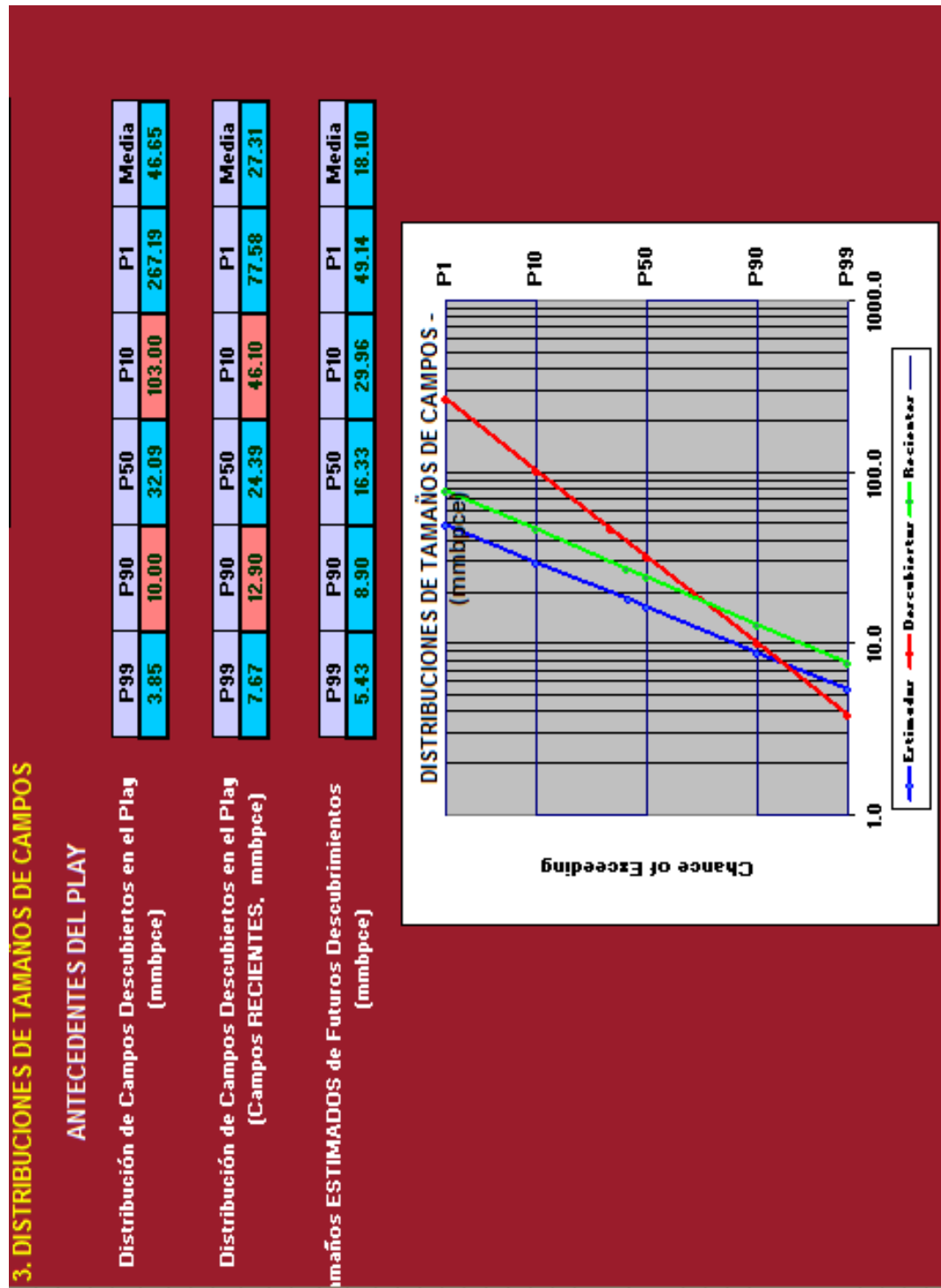


Fig. 5.28 Distribución de los campos encontrados y los campos a encontrar en el Play Brecha del Cretácico Superior.

5.4.7. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN Y JERARQUIZACIÓN DE OPORTUNIDADES DEL PLAY BRECHA DEL CRETÁCICO SUPERIOR.

Todos los datos mencionados con anterioridad, fueron introducidos en las hojas del CERPlay, y posteriormente con todos ellos se hizo una simulación Montecarlo; la cual se basa en la generación de múltiples intentos para determinar el valor esperado de una variable aleatoria (Metrópolis & Ulam, 1949), que en este caso fue para determinar los recursos petroleros a encontrar en el play. El resultado de la simulación “Montecarlo” es la estimación de los volúmenes totales que puede contener el play, además de su valor económico, eficiencia, probabilidad geológica y económica, considerando inversiones con riesgo; para el presente trabajo se presenta el escenario mínimo de éxito económico, asociado a la probabilidad más alta de éxito (Figura 5.29).

Los resultados más relevantes son los siguientes: se espera un total de 5 descubrimientos comerciales, con un tamaño de 18 mmbpce, un valor monetario esperado de \$121 130 000 000 000.00, una eficiencia de inversión de 3.4 y un costo de descubrimiento de 3.83 \$/bpce.

La jerarquización consistió en determinar las oportunidades que tienen alta probabilidad de convertirse en localizaciones exploratorias susceptibles de perforarse.

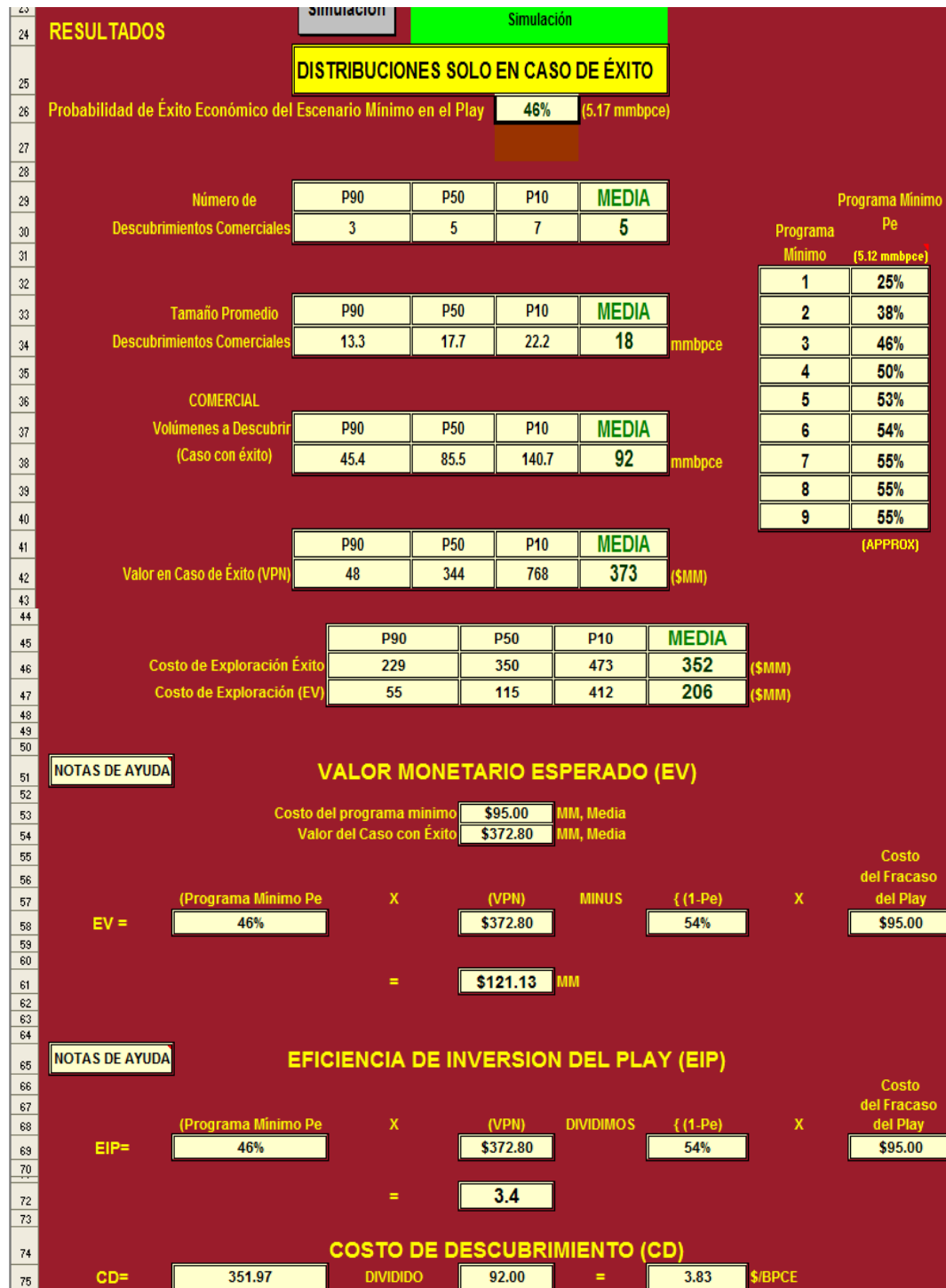


Fig. 5.29 Resultados de la simulación Montecarlo. Para la evaluación monetaria se considera una tasa de cambio de 11.2 pesos mexicanos por cada dólar, y un VPN/Barril=19.33.

Capítulo 6.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

El marco del depósito mesozoico en la zona de estudio es carbonatado, presentándose en menor proporción un dominio terrígeno-evaporítico. Estas rocas fueron depositadas en un marco transgresivo, desarrollándose diferentes ambientes sedimentarios; durante el Jurásico Superior fueron someros y de plataforma, cambiando a talud y cuenca en el Cretácico y, se presenta un cambio de sedimentación de tipo carbonatado a uno principalmente de tipo terrígeno durante el terciario.

En el Cretácico Superior se depositó una zona de brechas con flujos calcáreos que engloba a los pozos KH-1, XN-1, YX-101 y YX-1 (brecha, wackestone packstone de exoclastos y bioclastos, lutita calcárea, marga, escasa piritita, y grainstone de miliólidos con cavidades de disolución), en donde es posible que hubiera dos direcciones de flujo, una del Sur y otra del Este. El paleoambiente corresponde a cuenca de aguas profundas (batial inferior).

También en el Cretácico Superior sobre la parte norte del área de estudio, se distinguen flujos calcáreos sobre el pozo KN-1A (mudstone-wackestone de intraclastos, wackestone-packstone dolomitizado con intraclastos y capas delgadas de arenisca, marga y lutita calcárea). Para este periodo prevaleció el ambiente de cuenca (batial).

Hay dos altos a nivel Cretácico en los pozos YX-1 y PC-101B, con dos bajos en áreas adyacentes, sobre los altos el espesor del Cretácico Superior e Inferior, se adelgaza posiblemente por la existencia de intrusiones salinas. En estos altos falta espacio de acomodación, y en los

flancos hubo desarrollo de cuerpos potentes de rocas carbonatadas (secciones I'-I' y II'-II).

La distribución general de litofacies para la cima del Cretácico Superior en el área de estudio se caracteriza por ser facies de marga, mudstone, y flujos brechoides de wackestone-packstone dolomítico, todos de origen de agua profunda (batial). En la zona central del área de estudio hay flujos detríticos compuestos por brechas y flujos calcáreos. En los pozos KH-1, XN-1, YX-1 y YX-101 se tienen las facies de brecha, wackestone packstone de exoclastos y bioclastos, lutita calcárea y marga. Hacia el Norte, en el Pozo KN-1 se encuentran facies de wackestone-packstone dolomitizado, con capas delgadas de arenisca, marga y lutita calcárea. Las facies predominantes al Sur del área de estudio, son de margas y mudstone bentonítico con fauna de foraminíferos planctónicos y radiolarios.

En el área KH-Tupilco la porosidad es primaria de tipo intercrystalina e intergranular y, secundaria en fracturas; en menor proporción en cavidades por disolución. Los valores promedio de porosidad varían de 2 a 10%.

Dada la heterogeneidad de los carbonatos, la producción está fuertemente influenciada por la presencia de fallas y fracturas, particularmente en los yacimientos más antiguos del Mesozoico.

De los pozos perforados en el área de estudio, se infiere que el mudstone arcilloso del Jurásico Superior-Tithoniano es la roca con el mejor potencial generador de hidrocarburos. El kerógeno presente es del tipo II, con un contenido de materia orgánica de 20% (análisis óptico). La materia orgánica puede ser principalmente de origen algáceo y en menor proporción de tipo leñoso, por lo que puede generar aceite y gas esperándose encontrar hidrocarburos ligeros de 32

a 35 °API. La edad de generación fue en el Mioceno y el índice de potencial generador (SPI) es de 3.35 tons. Hcs/m² (datos Chevron).

En el área de estudio se considera que el sello está constituido principalmente por rocas del Paleoceno, las cuales se encuentran formadas principalmente por cuerpos de lutitas semiduras ligeramente calcáreas, lutitas con bentonita y con intercalaciones de mudstone-wackestone de lito y bioclastos, semicompacto.

El área de estudio esta afectada principalmente por tectónica local, asociada a cuerpos salinos de edad jurásica, la cual da origen a diversas estructuras que involucran rocas mesozoicas y terciarias. Se identificaron varias etapas de deformación en las cuales la sal juega un papel importante, al dar origen en un principio, a estructuras asociadas con "Salt Rollers", para convertirse posteriormente en el despegue de las fallas del evento compresivo del Mioceno Tardío, posteriormente la intrusión de cuerpos salinos dio origen a la variación de espesores en el área de estudio, y finalmente la expulsión de los mismos, dio pauta para tener colapsos y generar estructuras tipo "tortuga" en el Terciario.

Se presentan principalmente dos zonas de flujos de brechas calcáreas, una al centro sur del área (pozos KH-1, XN-1, YX.1 y YX.101) y otra al Norte (pozo KN-1A). En relación con estos flujos, se identificaron 18 oportunidades exploratorias, las cuales muestran características favorables para contener hidrocarburos comercialmente explotables, ya que en ellas se concentran todos los elementos del sistema petrolero.

Se interpreta en este trabajo que la migración de los hidrocarburos, se dio en una primera fase a lo largo del fracturamiento, posteriormente viajar a través de fallas hasta llegar a las rocas donde se almacenó. Se considera que todos los eventos se dieron con las características

adecuadas para tener buenas condiciones de sincronía, tal como lo demuestran los múltiples campos productores de la zona.

El presente trabajo, se desarrolló usando la metodología de plays, donde se incluyen los factores que afectan la exploración y explotación de los hidrocarburos. Esta es una buena herramienta, que se basa en la integración de la información en mapas, permitiendo una visión integral de los elementos que conforman un play, dando así la posibilidad de planear y tomar decisiones.

RECOMENDACIONES:

Dado que no se cuenta con una conversión a profundidad confiable, se recomienda continuar con la conversión de tiempo a profundidad de la sísmica de KH-Tupilco. Con esta conversión se tendría mejor control del comportamiento de los espesores y la distribución de facies del Mesozoico del área en cuestión y, por ende, saber a que profundidades podremos encontrar nuestros intervalos con objetivos económicos en las oportunidades propuestas.

Recabar la información de los estudios realizados en los activos integrales sobre fracturamiento y microfracturamiento, para evaluar el efecto de la permeabilidad de la matriz y las tendencias de esos fracturamientos y su importancia y efecto en la porosidad.

Para tener mejor certidumbre sobre la calidad de la roca almacén, se recomienda continuar con un estudio a detalle de las evaluaciones petrofísicas, que permitan identificar los intervalos con mejor capacidad de flujo y almacén y, mediante la correlación de los mismos, disminuir la incertidumbre sobre la calidad y distribución areal de la porosidad y permeabilidad en las oportunidades propuestas.

Complementar y validar la base de datos de información de yacimientos para reducir la incertidumbre del mapa de efectividad de la roca sello.

Bibliografía

Bibliografía consultada

Activo Regional de Exploración, Coordinación de Plays Establecidos (CPE), 2005, Informe Final Kuche-Kinil, Región Marina, Petróleos Mexicanos (reporte interno).

Aguayo-Camargo J. E., 2005, Neotectónica y facies sedimentarias cuaternarias en el suroeste del Golfo de México, dentro del marco tectono-estratigráfico regional evolutivo del Sur de México: Ingeniería, investigación y Tecnología, Facultad de Ingeniería de la UNAM, v. 1 p. 19-45.

Akbar, M. Vissapragada, B., Alghamdi, A. H., Ellen, D. Herron, M., Carnegie, A.; Dutta, D., Olesen H. L., Chourasiya, R. D., Logan, D., Stief, D., Netherwood R., Rusell, S. D., y Saxena, k., 2001, "Evaluación de Yacimientos Carbonatos"; Oilfield Review. p. 20-43.

Allen, P.A. and Allen, Jr., 1990, Basin Analysis Principles and Applications. Oxford., Blackwell Scien. Pub.

Ángeles-Aquino, F. J., 1985, Monografía petrolera de la zona marina: Gerencia de Exploración Zona Marina, Petróleos Mexicanos, (reporte interno).

Arreguín L., M. A., Sánchez R. Heredia C., E., Gheno J. M. A., Salomón M., L., 2006, "Manual técnico de procedimientos para el análisis de trampa y sello", Pemex Exploración y Producción Sector. Pág. 8 - 37.

Ayala Nieto M. L., (1986). Estudio Óptico de Muestras de Canal del Pozo Arrastradero-201". Instituto Mexicano del Petroleo.

Baker, R.A., H. M. Gehman, W. R. James, D. A. White, 1986, "Geologic Field Number and Size Assessment of Oil and Gas Plays, in Oil and Gas Assessment: Methods and Applications": AAPG Studies in Geology No. 21, p. 25 - 31.

Baker, R.A., 1988, "When is a prospec or Play played out" Jan Oil and Gas Journal p. 77-80.

Benavides García L. (1983). Domas Salinos del Sureste de México: Origen, Exploración, Importancia Económica. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, p. 9-34.

Bird D. E, Burke K., Hall S. A., and Casey J. F., 2005, Gulf of Mexico tectonic history: Hotspot tracks, crustal boundaries, and early salt distribution, American Association of Petroleum Geologist Bull., v. 89, p. 311-328.

Brown, A. R., 1999, "Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data" AAPG Memoir 42. SEG investigations in Geophysics No. 9. 5th ed. p. 55-97.

Brown, P.J., Rose, P.R., 2001 "Plays and Concessions –A Straightforward method for assessing volumes, value and chance- Adapted for Online presentation from poster session presented al AAPG Annual Meeting" Denver.

<<http://www.searchanddiscovery.net/documents/brown/index.htm>> Accesado Abril, 2008.

Bufler, R. T. and Sawyer D. S., 1985, Distribution of crust and early history, gulf of Mexico basin, Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, v. 35, pp. 333-344.

Busby, C.J., Ingersoll, R.V., 1995, Tectonics of sedimentary Basins; Edited by Busby and Ingersoll, Blackwell Science Publications. Chapter 1.

Bibliografía

Castillo Zavala J. P., Tenorio Lavín, J. L., García Jaramillo, A., Ángeles Aquino, F. J., Durán González, F., Pliego Vidal, E., y Toledo Bante, C. (1997). "Estudio Kinil: Proposición de localizaciones Yaxche-101 y Xanab-1". Gerencia de Exploración R.M.S.O., Activo Litoral, Subgerencia de Incorporación de Reservas.

Coney P. J., 1983, Un modelo tectónico de México y sus relaciones con América del Sur y el Caribe. *Revista del Instituto Mexicano del Petróleo*, Vol. 15, No. 1, pp. 6-15.

Coordinación de Plays Establecidos (CPE), 2006, Informe Final Plays Cretácicos (KI, KM, KS), Región Marina, Petróleos Mexicanos (reporte interno).

Coordinación de Plays Establecidos (CPE), 2006, Roca Sello Play Brecha KS, Región Marina, Petróleos Mexicanos (reporte interno).

Coordinación de Plays Establecidos (CPE), 2006, Informe Final del Play Brecha KS, Petróleos Mexicanos (reporte interno).

Coordinación de Plays Establecidos (CPE), 2006, Informe Sísmico Final Brecha KS, Región Marina, Petróleos Mexicanos (reporte interno).

Dewan, J. T., 1983 "Essentials of Modern Open Hole Interpretation" Penwell Books. Tulsa Oklahoma, p 6.

Dixon, John M., 2004, Physical (Centrifuge) Modeling of Fold-thrust Shortening Across Carbonate Bank Margins-Timing, Vergence, and Style of Deformation, *AAPG Memoria* 82, p. 223 - 238.

Duval, B., C. Cramez, y M. P. A. Jackson, 1992, Raft tectonics in the Kwanza Basin, *Angola: Marine and Petroleum Geology*, v. 9, p. 389- 404.

Fillon, Richard H., 2005, A Planetary View of Mesozoic Plate Tectonics in the Gulf of Mexico, *Search and Discovery Article #30032*, Earth Studies Group, New Orleans, LA 70131.

García Esparza, J., 1999, Caracterización Geológica-Geofísica y evaluación económica del play frío del Oligoceno en la Cuenca de Burgos: Tesis Facultad de Ingeniería UNAM (inédito).

García Esparza, J., 2007, Notas del curso CEROE Evaluación de Recursos Potenciales y Probabilidades de Éxito de Oportunidades y localizaciones Exploratorias; División de Estudios de Postgrado Facultad de Ingeniería UNAM - Subdirección Técnica de Exploración. Pémex Exploración y Producción (inédito).

García Jaramillo., A., Trejo Vázquez, E. 2003, "Informe Final de las Localizaciones Teekit-101 y Komo-1 en el Proyecto Terciario de Oeste de Yaabkan". Coordinación de Incorporación de Reservas. Activo de Exploración Litoral. Región Marina Suroeste. Pemex Exploración y Producción (reporte interno).

Garduza Rueda, V. M., 1985, Informe Final del Pozo Kuche-1 Pémex, Coordinación Regional de Exploración Zona Marina (reporte interno).

Goldhammer, R.K., y Johnson, C. A., 2001, Middle Jurassic-Uper Cretaceous Paleogeographic Evolution and Sequence Stratigraphic Framework of the northwest Gulf of Mexico rim: in C. Bartolini, T. Buffler, and A. Cantu-Chapa (eds). *The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins and petroleum systems: AAPG Memoir* 75, p. 45-81.

Bibliografía

Grando Gianluca, McClay Ken, 2004, Structural evolution of the Frampton growth fold system, Atwater Valley-Southern Green Canyon area, deep water Gulf of Mexico, Marine and Petroleum Geology; Geology Department, Royal Holloway University of London, pp. 889-910.

Halbouty, M. T., Salt Domes Gulf Region; United States Mexico, Second edition, Gulf Publishing Company Book Division Houston, London, Paris, Tokyo.

Hongwei Yin and Richard H. Groshong Jr., 2007, A three-dimensional kinematic model for the deformation above an active diapir: AAPG Bulletin, v. 91, p. 343-363.

Informe de descripción litológica del Pozo Xanab-1 (2005). Activo Regional de Exploración Marina; Coordinación de Operaciones Exploratorias. Superintendencia de Operación Geológica (reporte interno).

Informe de descripción litológica del Pozo Yaxche-101 (2005). Activo Regional de Exploración Marina; Coordinación de Operaciones Exploratorias. Superintendencia de Operación Geológica (reporte interno).

Informe final de Petrofísica del Pozo Xanab-1, Núcleo-1 (2004). Activo Regional de Exploración-Región Marina Suroeste. AGAT Laboratorios Ltd.

Informe final del Pozo Arrastradero-201, (1986). PETROLEOS MEXICANOS, Superintendencia General de Distritos de Exploración; Zona Sureste-Superintendencia de Exploración distrito Comalcalco, Tab. (reporte interno).

Informe final del Pozo Kinil-1A, (1983). PETROLEOS MEXICANOS, Superintendencia General de Distritos de Exploración; Zona Marina-Superintendencia de Exploración distrito Cd. del Carmen Camp. (reporte interno).

Informe final del Pozo Kuche-1, (1985). PETROLEOS MEXICANOS, Superintendencia General de Distritos de Exploración; Zona Marina-Gerencia de Exploración Petrolera, distrito Cd. del Carmen Camp. (reporte interno).

Informe final del Pozo Puerto Ceiba-101A, (1985). PETROLEOS MEXICANOS, Superintendencia General de Distritos de Exploración; Zona Sureste-Superintendencia de Exploración distrito de Comalcalco, Tab. (reporte interno).

Informe final del Pozo Yaxche-1, (1993). PETROLEOS MEXICANOS, Subdirección de Exploración-Producción; Región Marina-Subgerencia de Control Geológico de la perforación Exploratoria, Cd. del Carmen Camp. (reporte interno).

Iturralde-Vinent M. A., 2004-2005, La Paleogeografía del Caribe y sus implicaciones para la biogeografía histórica, Revista del Jardín Botánico Nacional, Museo Nacional de Historia Natural, Cuba. pp. 49-78.

López C., H. G. 2006, "Análisis estructural del Play Paleoceno Wilcox, Área China-Barilete, Nuevo León, México" Tesis de Maestría, División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, Pág. 71-90 (reporte inédito).

López Infasón, M., 1986, Petrología y Radiometría de Rocas Igneas y Metamórficas de México: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, v. XXXVIII, p. 59-99.

Magoon, L. B., and W. G. Down, 1994, The Petroleum System, in L. B. Magoon ed, The Petroleum System-From Source to Trap: AAPG Memoir 60, p. 3-24.

Bibliografía

Medrano Morales, L. 2005, "Carbono Orgánico Total del Tithoniano" Coordinación de Plays en Áreas Frontera. Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Suroeste. Pemex Exploración y Producción (reporte interno).

Meneses de Gyves J. 1980, Geología de la Sonda de Campeche. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. XXXIX, No. 2, p. 1-26.

Meneses - Rocha J. 1987, Marco tectónico y paleogeografía del Trásico Tardío-Jurásico en el Sureste de México: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. XXXIX, No. 12, p. 3-69.

Metropolis, N. and Ulam, S., 1949, The Monte Carlo Method; Journal of American Statistics Association V44, p. 335-341.

Morán-Zenteno, D. J., Cerca M., Duncan, K. J., 2005, La evolución tectónica y magmática cenozoica del suroeste de México: avances y problemas de interpretación; Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Tomo LVII, núm. 3, p. 319-341.

Natherland Sewell Associate, Inc., 1998, Taller de Análisis Económico de hidrocarburos, México D. F., (Inédito).

Navarro - Baca, F. 2007, Notas del curso Evaluación de Recursos Potenciales y Probabilidades de Éxito de Plays: CERPLAY; División de Estudios de Postgrado Facultad de Ingeniería UNAM - Subdirección Técnica de Exploración. Pemex Exploración y Producción (inédito).

Oviedo-Perez, A. E., 1996, Evolución neógena de las Cuencas Terciarias del Sureste; Tesis de Maestría, División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México (inédito).

Oviedo-Perez, A. E. 2007 "Play Analysis: A Systematic Approach in Pemex" E&P <http://www.searchanddiscovery.net/documents/2007/07018annual_abs_lngbch/abstracts/lbOviedo.htm> Accesado Abril, 2008.

Padilla y Sanchez, R.J., 1986, Post-Paleozoic tectonics of Northeast Mexico and its role in the evolution of the Gulf of Mexico: Geofísica Internacional, v. 25, p. 157-206.

Padilla y Sánchez, R.J., 2004, Cadenas Plegadas y Cabalgadas del Oeste del Golfo de México, Centenario de la Sociedad Geológica Mexicana, Universidad Nacional Autónoma de México (resúmen).

Padilla y Sánchez, R.J., 2007, Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Tomo LIX, p. 19-42.

Pemex, Subdirección Técnica de Exploración (SECTER), 2007 <<http://142.63.2.2/html/principal.htm>> Accesado Mayo, 2008

Pérez-Bautista J. M., 2006, Interpretación sismoestratigráfica de la distribución de las arenas de la Formación Midway (Paleoceno Inferior), en el Campo Velero, Cuenca de Burgos, NE de México., Tesis Facultad de Ingeniería UNAM (inédito).

Pessagno, E. A. Jr., C. Martin, 2003, Tectonostratigraphic Evidence for the Origin of the Gulf of Mexico; AAPG Memoria 79, p. 46-74.

Bibliografía

Pindell James and Kennan Lorcan, 2001, Kinematic Evolution of the Gulf of Mexico and Caribbean, Dept. Earth Science, Rice University, Houston, Texas, USA. p. 193-220.

Rowan, M. G., 1993, "A systematic technique for the sequential restoration of salt structures" *Tectonophysics* 228 (1993) p. 331-348.

Rowan M. G., Jackson Martin P. A., and Trudgill Bruce D., 1999, Salt-Related Fault Families and Fault Welds in the Northern Gulf of Mexico, *American Association of Petroleum Geologist Bull.*, v. 83, p. 1454-1484.

Rowan M. G., Ratliff R. A., rudgill B. D., and Barcelo´ Duarte J., 2001, Emplacement and evolution of the Mahogany salt body, central Louisiana outer shelf, northern Gulf of Mexico, *American Association of Petroleum Geologist Bull.*, v. 85, p. 947-969.

Salvador, A., 1987, Late Triassic-Jurassic paleogeography and origin of Gulf of Mexico basin: *American Association of Petroleum Geologist Bulletin.*, v. 71, p. 419-451.

Sánchez-Montes de Oca, 1980, *Geología petrolera de la Sierra de Chiapas: Asoc. Méx. Geol. Petrol.*, V. 31, Nos. 1-2, p. 76-77.

Stover S. Cheree, Ge Shemin, Weimer Paul, and McBride Barry C., 2001, The effects of salt evolution, structural development, and fault propagation on Late Mesozoic-Cenozoic oil migration: A two-dimensional fluid-flow study along a megaregional profile in the northern Gulf of Mexico Basin. *American Association of Petroleum Geologist Bull.*, v. 85, pp. 1945-1966.

Tooby, K, 2006, Notas del Curso de Plays Fairway impartido por personal de la Cia. Fugro Robertson limitado a personal de Pemex Exploración y Producción; Subdirección de la Coordinación Técnica de Exploración. Pemex Exploración y Producción. Chapter 2. (reporte interno).

Trejo-Vázquez E., Ramírez-Suárez G., Tenorio-Lavín J., (2006), Evaluación de los Elementos del Sistema Petrolero para El Cretácico Superior en el área de estudio Kuche-Tupilco; Simposium de Plays AMGP (resúmen).

Trejo Vázquez E., 2008, Caracterización tectónica-estructural en el área de estudio Kuctup, para la evaluación de las trampas estructurales del play brecha del Cretácico Superior y del play bancos oolíticos del Jurásico Superior Kimeridgiano mediante la metodología de plays fairway; Tesis de Maestría, División de Estudios de Postgrado, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México (en proceso).

Treviño, A. F. 2007, "Notas del curso CEREX. Cedula de Evaluación de Riesgo Exploratorio" División de Estudios de Postgrado Facultad de Ingeniería UNAM - Subdirección Técnica de Exploración. Pemex Exploración y Producción (reporte interno).

Viniegra O., Francisco, 1971, Age and Evolution of Salt Basins of Southeastern Mexico: *American Association of Petroleum Geologist Bull.*, v. 55, p. 478-494.

White, D. A., 1988, Oil and Gas Play Maps in Exploration and Assessment; *AAPG Bulletin* v. 72 p. 944-949.

White, D.A., 1992, Selecting and assessment Plays (In): R. Steinmetz (Ed.). *The business of petroleum exploration; AAPG Treatise of Petroleum Geology Handbook of Petroleum Geology.* p. 87-93.

Bibliografía

Wilson, H. H., 1993, The age of salt in the Gulf of Mexico Basin; *Journal of Petroleum Geology*, vol. 16 (2), p. 125-152.

Winker, C. D. and Buffler, R. T., 1988, Paleogeographic evolution of Early Deep-Water Gulf of Mexico and Margins, Jurassic to Middle Cretaceous (Comanchean): *American Association of Petroleum Geologist Bull.*, v. 72, p. 318-346.