



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA.**

Facultad de Ingeniería

**CARACTERIZACIÓN TECTÓNICA – ESTRUCTURAL
EN EL ÁREA DE ESTUDIO KUCHE TUPILCO, PARA
LA EVALUACIÓN DE LAS TRAMPAS
ESTRUCTURALES DEL *PLAY* BRECHA DEL
CRETÁCICO SUPERIOR Y DEL *PLAY* BANCOS
OOLÍTICOS DEL JURÁSICO SUPERIOR
KIMMERIDGIANO, MEDIANTE LA METODOLOGÍA DE
PLAYS FAIRWAY.**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

**MAESTRO EN INGENIERÍA PETROLERA
EXPLORACIÓN Y GAS NATURAL**

P R E S E N T A

ENRIQUE TREJO VÁZQUEZ

DIRECTOR DE TESIS

DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SANCHEZ



2008

Jurado asignado:

Presidente:

Dr. Aguayo Camargo Joaquín Eduardo

Secretario:

Dr. Mortera Gutiérrez Carlos

Vocal:

Dr. Padilla Y Sánchez Ricardo J.

1er. Suplente:

Dr. Bandy William Lee

2do. Suplente:

Ing. León Islas Felipe Jaime

Facultad de Ingeniería, UNAM. México. D.F.

TUTOR DE TESIS

Dr. Padilla Y Sánchez Ricardo J.

FIRMA

A Mónica y Maximiliano

Agradecimientos

Agradezco a todas las autoridades de Petróleos Mexicanos por la invaluable oportunidad brindada de continuar con mi preparación y actualización, mediante la realización de esta maestría.

Especialmente agradezco al Ing. Marco Flores Flores el respaldo incondicional, tanto a nivel profesional como ahora a nivel académico para la elaboración de esta tesis. Así como al Ing. Arturo Soto Cuervo por la oportunidad que me brindó para cursar la maestría.

Al Ing. Manuel Terán García por todas las facilidades prestadas y por permitirme el acceso a la información para la elaboración de esta tesis.

A todos mis compañeros de la Coordinación de Plays Establecidos del Activo Regional de Exploración Marina de la Región Marina Suroeste, en particular al Ing. Silvestre González Blanco, por apoyarme desde el Activo a lo largo de toda la maestría.

A los Ing. Fernando López Arriaga e Ing. Fernando Navarro Baca por el respaldo dado para el uso de paquetes institucionales, que contribuyeron a enriquecer y mejorar el presente trabajo.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme ofrecido los medios para mi formación personal y profesional. A todos mis maestros de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería y del Instituto Mexicano del Petróleo.

Al Dr. Ricardo Padilla y Sánchez, quiero agradecerle nuevamente el que dispusiera parte de su tiempo para este proyecto, por los consejos y apoyo brindado, durante el desarrollo de esta tesis.

De igual manera deseo agradecer al Dr. Eduardo Aguayo Camargo, Ing. Jaime León Islas, Dr. Carlos Mortera Gutiérrez y Dr. William L. Bandy por el tiempo, entusiasmo, interés y dedicación que tuvieron para con el presente trabajo.

A mis compañeros Manuel Camargo Rojas, Heraclio Meléndez Arriaga, Gerardo Sánchez Dávila, Jorge González Rincón, por el ánimo y perseverancia prestadas a lo largo de este proyecto.

A mi madre y mis hermanos.

A la luz que ilumina mi camino: Mónica y a nuestro hijo Maximiliano.

| | |
|--|----|
| Contenido. | |
| Capítulo 1. Introducción. | 1 |
| 1.1 Planteamiento del Problema y Objetivos. | 1 |
| 1.1.1. Objetivo General. | 2 |
| 1.1.2 Objetivo Particular. | 2 |
| 1.2. Ubicación. | 2 |
| 1.3. Infraestructura e instalaciones. | 3 |
| 1.4. Datos disponibles. | 4 |
| 1.5. Estudios Previos . | 6 |
| Capítulo 2. Marco Geológico. | 7 |
| 2.1. Triásico a Jurásico Medio (Etapas de Rift). | 7 |
| 2.2. Jurásico Medio a Cretácico Superior (Inicio de etapa de pre-rafting). | 9 |
| 2.3. Cretácico Superior al Reciente. | 12 |
| Capítulo 3. Metodología de Plays. | 15 |
| 3.1. Riesgo en Plays. | 16 |
| 3.2. Análisis de Plays Fairway. | 16 |
| 3.3. Mapas de Plays Fairway. | 17 |
| 3.4. Procedimiento para la elaboración de los mapas de plays. | 18 |
| 3.5. Evaluación de Plays. | 21 |
| 3.5.1. Delimitación del play. | 21 |
| 3.5.2. Estimación del Riesgo Geológico. | 21 |
| 3.5.3. Tolerancia de pozos secos. | 21 |
| 3.5.4. Estimación Volumétrica del Play. | 21 |
| 3.6. Elementos del Play en el área de estudio Kuche Tupilco. | 23 |
| 3.6.1. Roca almacén. | 23 |
| 3.6.1.1. Roca almacén del play Brecha del Cretácico Superior. | 24 |
| 3.6.1.2. Roca almacén del play Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano. | 29 |
| 3.6.2. Sello. | 35 |
| 3.6.2.1. Sello del Cretácico Superior. | 36 |
| 3.6.2.2. Sello del Kimmeridgiano. | 39 |
| 3.6.3. Procesos de Carga. | 42 |
| 3.6.4. Geometría y Trampa. | 46 |
| Capítulo 4. Caracterización Tectónica – Estructural. | 49 |
| 4.1. Interpretación sísmica estructural. | 49 |
| 4.1.1. Generación de Sismogramas sintéticos. | 50 |
| 4.1.2. Identificación del patrón de fallamiento. | 55 |
| 4.1.3. Interpretación regional. | 57 |
| 4.1.4. Interpretación de Fallas y Horizontes | 67 |
| 4.1.5. Conversión a profundidad | 73 |
| 4.1.6. Mapas en profundidad del Paleoceno, Cretácico Superior, Tithoniano y Kimmeridgiano. | 73 |
| 4.2. Definición del Marco Estructural. | 76 |
| 4.2.1. Construcción de Secciones estructurales | 76 |
| 4.2.2. Restauración de secciones estructurales | 79 |
| Capítulo 5. Resultados. | 87 |
| 5.1. Resultados de la Caracterización Tectónico – Estructural. | 87 |
| 5.1.1. Visualización de Oportunidades exploratorias. | 87 |
| 5.1.1.1. Trampas visualizadas en el Cretácico Superior. | 87 |
| 5.1.1.2. Trampas visualizadas en el Kimmeridgiano. | 89 |
| 5.1.2. Determinación del origen de las oportunidades exploratorias | 90 |
| 5.1.2.1. Clasificación de la cuenca | 90 |

| | |
|---|-----|
| 5.1.2.2. Origen de las fallas mesozoicas. | 91 |
| 5.1.2.2.1. Evaluación de la capacidad de sello en fallas | 92 |
| 5.1.2.3 Evolución de la sal calloviana | 96 |
| 5.1.2.5 Evolución estructural, tabla de eventos Tectonoestratigráficos y sincronía | 98 |
| 5.2. Evaluación de recursos del Play Brecha del Cretácico Superior. | 102 |
| 5.2.1. Delineación del Play Brecha del Cretácico Superior. | 102 |
| 5.2.2 Evaluación del Riesgo Geológico del Play Brecha del Cretácico Superior. | 106 |
| 5.2.3 Tolerancia de pozos secos | 109 |
| 5.2.4. Estimación de nivel de actividad en caso de éxito | 110 |
| 5.2.5. Valor mínimo de recursos en trampas | 110 |
| 5.2.6. Selección de Distribución de tamaños de campo | 110 |
| 5.2.7. Resultados de la evaluación y jerarquización de oportunidades del Play Brecha del Cretácico Superior. | 111 |
| 5.3. Evaluación de los recursos del Play Bancos Oolíticos del JSK. | 113 |
| 5.3.1. Delineación del Play Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano. | 113 |
| 5.3.2. Evaluación del Riesgo Geológico del Play Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano. | 117 |
| 5.3.3. Tolerancia de pozos secos. | 117 |
| 5.3.4. Estimación del nivel de actividad en caso de éxito. | 118 |
| 5.3.5. Valor mínimo de recursos en trampas. | 118 |
| 5.3.6. Selección de Distribución de tamaños de campo | 118 |
| 5.3.7. Resultados de la Evaluación del Play y Jerarquización de Oportunidades del Play Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano | 119 |
| Capítulo 6. Conclusiones y Recomendaciones | 123 |
| 6.1. Conclusiones de la Caracterización Estructural | 123 |
| 6.2. Conclusión de la evolución estructural y su relación con el Sistema petrolero | 124 |
| 6.3. Conclusiones de la evaluación del Play Brecha del Cretácico Superior | 125 |
| 6.4. Conclusiones de la evaluación del Play Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano | 125 |
| 6.5. Conclusiones de las ventajas del uso de la metodología de plays en la exploración de hidrocarburos. | 126 |
| 6.6 Recomendaciones | 126 |
| Referencias Citadas | 127 |
| Anexos | |

Tabla de anexos.

- Anexo 1.** Figura 1.3. Mapa Base.
- Anexo 2.** Figura 2.8. Resumen cronológico de eventos tectono-estratigráficos.
- Anexo 3.** Figura 3.26. Mapa de foco de generación de hidrocarburos.
- Anexo 4.** Figura 4.11. Línea regional 1.
- Anexo 5.** Figura 4.12. Línea regional 2.
- Anexo 6.** Figura 4.12. Línea regional 3.
- Anexo 7.** Figura 4.12. Línea regional 4.
- Anexo 8.** Figura 4.20. Mapa de configuración en profundidad del Paleoceno.
- Anexo 9.** Figura 4.20. Mapa de configuración en profundidad del Cretácico Superior.
- Anexo 10.** Figura 4.21. Mapa de configuración en profundidad del Tithoniano.
- Anexo 11.** Figura 4.21. Mapa de configuración en profundidad del Kimmeridgiano.
- Anexo 12.** Figura 4.22. Mapa de estilos estructurales del Cretácico Superior.
- Anexo 13.** Figura 4.22. Mapa de estilos estructurales del Kimmeridgiano.
- Anexo 14.** Figura 5.1. Mapa de trampas del Cretácico Superior.
- Anexo 15.** Figura 5.2. Mapa de trampas del Kimmeridgiano.
- Anexo 16.** Figura 5.12. Tabla de eventos tectonoestratigráfico.
- Anexo 17.** Figura 5.13. Sección restaurada al Mioceno Inferior.
- Anexo 18.** Figura 5.14. Diagrama de eventos del Play.
- Anexo 19.** Figura 5.16. Mapa de Riesgo Común Combinado del Cretácico Superior.
- Anexo 20.** Figura 5.17. Mapa Mapa resumen del Play Brecha del Cretácico Superior.
- Anexo 21.** Figura 5.26. Mapa de Riesgo Común Combinado del Kimmeridgiano.
- Anexo 22.** Figura 5.27. Mapa Mapa resumen del Play Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano.

Resumen.

La presente tesis es parte de una serie de trabajos enfocados a evaluar el *Play Brecha* del Cretácico Superior y el *Play Bancos Oolíticos* del Kimmeridgiano en el área de estudio Kuche Tupilco, ubicada en una zona transicional entre el Litoral de Tabasco y el Golfo de México, frente a costas del estado de Tabasco.

En particular, en la elaboración de esta tesis se empleó la caracterización tectónica – estructural, para resolver cuatro objetivos que son piezas clave en el proceso de evaluación de los *plays*. Dichos objetivos consistieron en: (1) identificar las estructuras con potencial para almacenar hidrocarburos y su origen; (2) determinar el comportamiento de las fallas en el sistema petrolero, ya sea como sello o como ruta de migración; (3) identificar los efectos producidos por el desplazamiento de volúmenes de sal o de arcillas en las estructuras; y (4) finalmente correlacionar el tiempo de formación de las estructuras con el tiempo de expulsión de hidrocarburos.

La caracterización tectónica - estructural se realizó en dos etapas: en la primera se hizo la interpretación estructural de los datos sísmicos y en la segunda se hizo una reconstrucción de dos secciones que mostraban mejor la deformación.

A partir de la interpretación estructural se observaron treinta y dos oportunidades exploratorias de las cuales dieciocho tienen su objetivo en el Cretácico Superior y las catorce restantes en el Kimmeridgiano, resaltando el hecho de que únicamente seis oportunidades resultaron con objetivos en ambos *plays*. Los datos anteriores fueron introducidos al Paquete CERPlay (®Pemex) para calcular la volumetría, mostrando que el *Play Brecha* del Cretácico Superior cuenta con una probabilidad del 46% de encontrar al menos cinco descubrimientos comerciales con un recurso de 92 mmbpce y un costo de descubrimiento de \$3.83 dls/bl; en tanto que para el *Play Bancos Oolíticos* del Kimmeridgiano existe una probabilidad del 43% de encontrar al menos cinco yacimientos comerciales con recursos por 49 mmbpce y un costo de descubrimiento de \$6.38 dls/bl.

A partir de la reconstrucción de secciones se definieron tres etapas de deformación. La primera etapa fue de alargamiento, ocurrió desde fines del Calloviano hasta el Oligoceno, y durante esta se formaron las trampas asociadas con intrusiones salinas y fallas normales. La segunda etapa se definió como una etapa de contracción, se desarrolló durante el Mioceno, durante este intervalo se formaron las trampas asociadas con fallas inversas y la roca generadora entró a la ventana de generación de hidrocarburos. Finalmente, la tercera y última etapa, fue de relajación y alargamiento, ocurriendo del Plioceno a la época actual, durante la cual inició la migración de hidrocarburos de la roca generadora a las trampas.

Capítulo 1. Introducción.

Mediante la Caracterización Tectónica - Estructural del área de estudio Kuche - Tupilco, se busca identificar, definir y establecer los principales aspectos que controlaron la génesis, tiempo y secuencia de formación de las trampas estructurales susceptibles de contener hidrocarburos, para el *Play Brecha del Cretácico Superior* y para el *Play Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano*; con la finalidad de evaluar su potencial.

El estudio se expone en 5 capítulos. En el Capítulo 1, se detalla el planteamiento del problema, infraestructura en el área de estudio, los datos utilizados, y estudios previos. En el Capítulo 2, se resumen los eventos tectónicos y sedimentarios más trascendentes ocurridos en el área de estudio. En el Capítulo 3, se describe en que consiste el análisis de *Plays*, y los elementos del *Play Brecha del Cretácico Superior* y del *Play bancos oolíticos del Kimmeridgiano*. En el Capítulo 4, se explica el desarrollo de la metodología del Análisis de *Plays*, iniciando con la carga y validación de los datos, la interpretación sísmica estructural de horizontes y fallas, la definición del marco estructural y la visualización de oportunidades. En el Capítulo 5, se presentan los resultados particulares de la Caracterización Tectónica – Estructural; y se integra la información generada para la carga, roca almacén y sello del *Play Brecha del Cretácico Superior* y del *Play Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano*. Finalmente en el Capítulo 6, se presentan las Conclusiones y Recomendaciones.

1.1 Planteamiento del Problema y Objetivos.

El objetivo principal de la Exploración Petrolera es descubrir y restituir reservas de hidrocarburos, y apoyar su óptima explotación (Pemex SECTER, 2007). Lo anterior implica un reto al cual hay que enfrentarse día con día, y consiste en responder *¿donde hay que perforar el siguiente pozo productor?* A lo anterior no existe una respuesta única, ya que la respuesta esta en función de los requerimientos de la industria, destacando entre otros:

- El volumen de reservas a incorporar.
- El tipo de hidrocarburos que se van a encontrar
- El riesgo geológico – técnico – económico – e inclusive político, ligado a la perforación de un nuevo pozo.
- La infraestructura disponible para la explotación en caso de éxito; etc.

Para poder ofrecer una gama completa de opciones es necesario llevar a cabo una serie de estudios exploratorios, complejos y multidisciplinarios. Requiriendo un análisis temporal y espacial de los elementos físicos – químicos - termodinámicos que unidos constituyen el “Sistema Petrolero”

(Oviedo, A, 2007). Mismos que deben estudiarse en ciclos iterativos conforme se integran nuevos datos y tecnología; partiendo de la escala a nivel de cuenca hasta la escala a nivel del yacimiento.

La metodología de *Plays Fairway* esta orientada ha evaluar los elementos del Sistema Petrolero, para posteriormente plasmarlos en forma gráfica y tener los elementos técnicos económicos que apoyen la toma de decisiones acerca de las futuras perforaciones.

1.1.1. Objetivo General.

Integrar e interpretar la información en el área de la unión del cubo sísmico Kuche-Tupilco, para evaluar las características geológicas, volumétricas y económicas del *Play* Brecha – Cretácico Superior y del *play* Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano.

1.1.2 Objetivo Particular.

El objetivo de la Caracterización Estructural del área de estudio Kuche Tupilco, es obtener información que permita entender y describir cinco puntos fundamentales concernientes con las estructuras geológicas existentes en el área:

- Identificación de las estructuras con potencial para almacenar hidrocarburos.
- El origen de las estructuras existentes, tales como pliegues, intrusiones, fallas y fracturas.
- La función de las fallas en el sistema petrolero, ya sea como sello o como ruta de migración.
- Identificación de los efectos producidos por las intrusiones salinas – arcillosas en las estructuras.
- Correlación del tiempo de formación de las estructuras y el tiempo de expulsión de hidrocarburos.

1.2. Ubicación.

El área de estudio Kuche-Tupilco se sitúa en una zona transicional entre el Litoral de Tabasco y el Golfo de México (Figura 1.1). La porción terrestre se ubica en las inmediaciones de la Terminal Marítima de Dos Bocas y la población de Tupilco, en el estado de Tabasco; para posteriormente internarse 40 kilómetros en aguas territoriales, dentro del Golfo de México, con un tirante de agua que va de 0 a 70 m. El área de estudio se encuentra comprendida entre 18° 21' N y 93° 31' W a 18° 47' N a 93° 02' W, y cubre un área aproximada de 1200 km².

Tectónicamente, el área se localiza en la porción occidental de la cuenca de Comalcalco y se adentra un par de kilómetros en la cuenca Salina del Istmo.



Figura 1.1 Mapa en el que se muestran las provincias tectónicas de la porción sureste del Golfo de México y del Sureste de México. En este mapa se muestra también localización del área de estudio, con un rectángulo azul (Mapa ligeramente modificado de García-Molina, 1994).

1.3. Infraestructura e instalaciones.

El área de estudio se encuentra en las inmediaciones de la Terminal Marítima de Dos Bocas. En el parte marina se encuentran dos equipos de perforación en el desarrollo de los campos YX y XN, mientras que en la parte terrestre se encuentra la infraestructura de los campos TP, MY, TJ, PC y ARR (Figura 1.2).



Figura 1.2 Mapa en el que se aprecia la ubicación de los principales campos con instalaciones en el área de estudio y la Terminal Marítima de Dos Bocas (TM2B). Debido a reglas de confidencialidad de Pemex Exploración y Producción, no es posible detallar la información referente a coordenadas e información completa de las instalaciones.

1.4. Datos disponibles.

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

En total se contó con la información de ocho pozos; seis corresponden a pozos hechos en campos productores y dos corresponden a pozos improductivos por diversas razones. Los campos productores son cuatro en tierra (PC, ARR, MY y TP) y dos mar adentro (XN y YX). Los pozos improductivos, pero con información son los pozos KH-1 y KN-1A (Figura 1.3 y Figura 1.4).

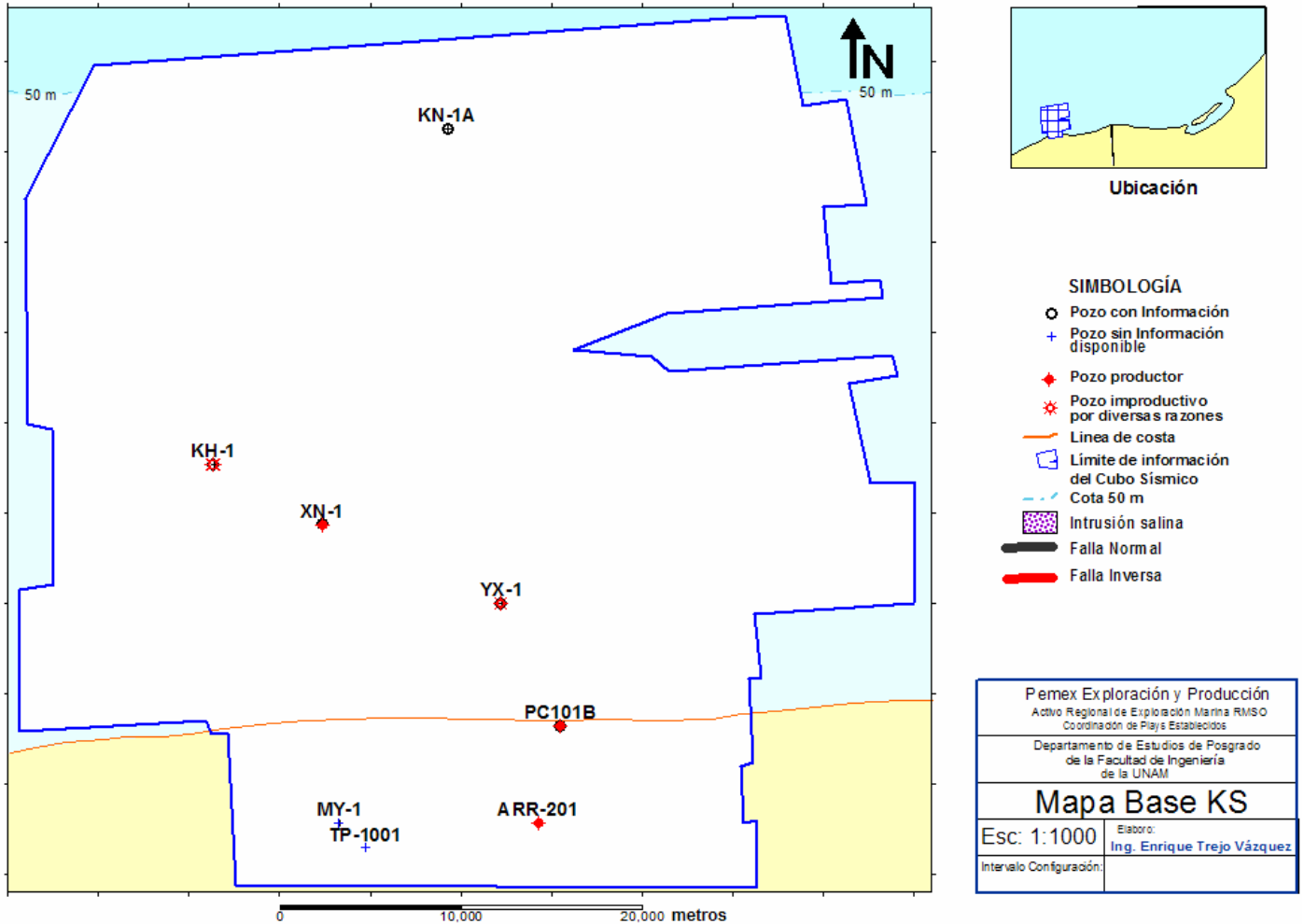


Figura 1.3. Mapa base mostrando el área que cuenta con información sísmica (dentro del polígono azul), los pozos utilizados, así como el tipo de información disponible para cada pozo para el Cretácico Superior. Ver Anexo 1.

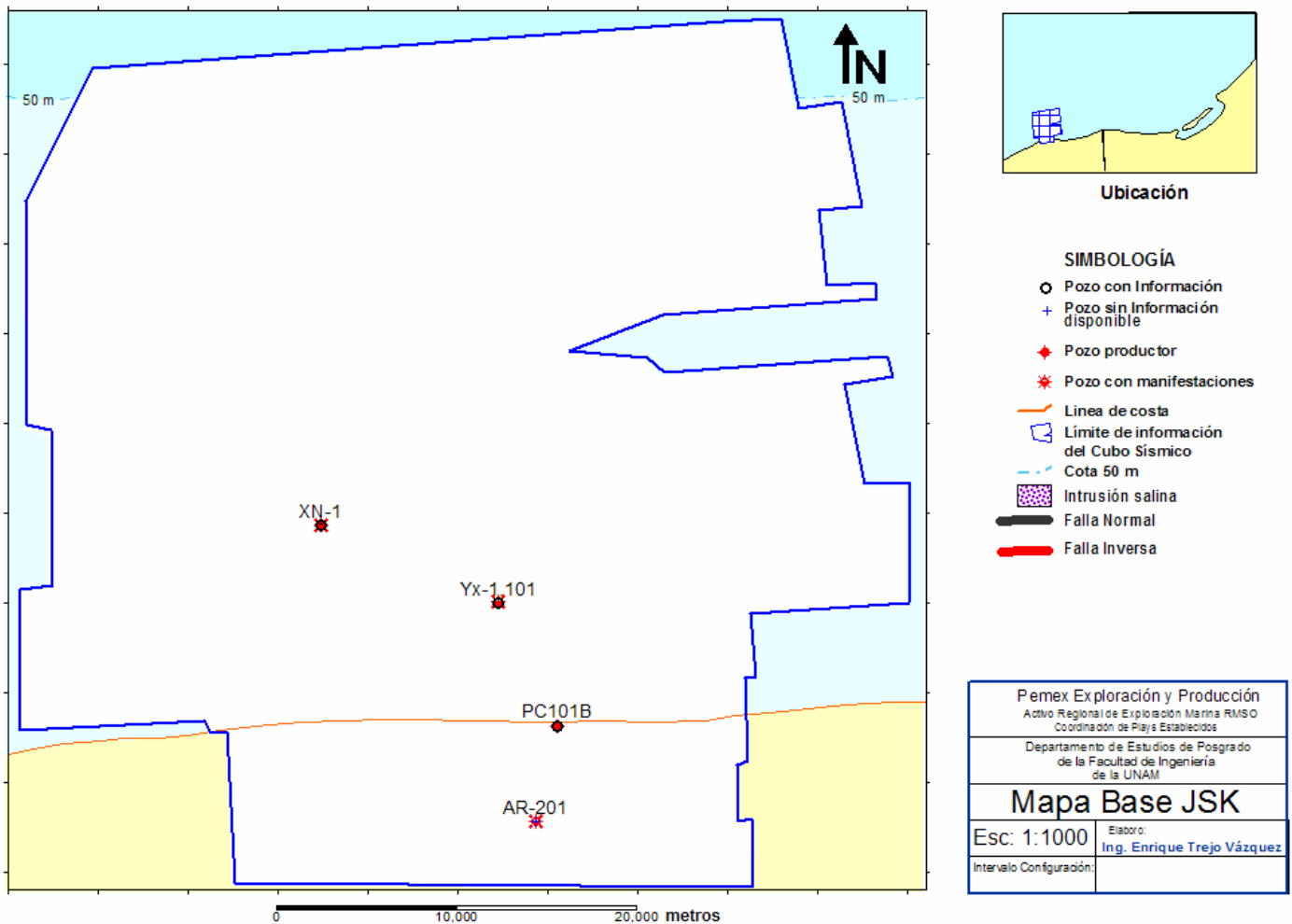


Figura 1.4. Mapa base mostrando el área que cuenta con información sísmica (dentro del polígono azul), los pozos utilizados, así como el tipo de información disponible para cada pozo para el Kimmeridgiano.

El cubo sísmico, llamado Unión de Kuche Tupilco, es resultado de la unión de los cubos Nich-Kinil, Kuche-Tupilco y Puerto Ceiba Transicional . El estudio sísmico Kuche Tupilco fue hecho en el año de 1998 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 (Pemex CNPS, 1999). El levantamiento sísmico Puerto Ceiba Transicional se llevo a cabo durante el año 2002 teniendo un *bin* de salida de 25 x 25 m y un área de 377 km² (Pemex CNPS, 2003). 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 una cobertura de 2010 km² (Pemex CNPS, 2004). La versión utilizada fue migrada postapilamiento sin filtro ni ganancia.

1.5. Estudios Previos.

Los estudios previos se tratan básicamente de tesis de grado (Gómez-Cabrera, 2003; Oviedo-Pérez 1996), estudios hechos para localizaciones (Gheno, 2003), reportes de Pozos (Castillo Celestino, 1993; Garduza Rueda, 1985; Mejía Daut, 1983); y estudios de carácter regional (Ángeles, 2003; Trejo *et al.*, 2006).

Capítulo 2. Marco Geológico.

La evolución estructural del área de estudio es consecuencia directa de eventos tectónicos regionales y locales (Gómez-Cabrera, 2003). Los eventos regionales están asociados con la apertura del Golfo de México y con movimientos de microplacas, mientras que los eventos locales se asocian con el movimiento de cuerpos salinos.

Los eventos tectónicos regionales en el sureste de México, para el Mesozoico y Cenozoico, pueden agruparse en las siguientes tres fases (Oviedo, 1996):

2.1. Triásico a Jurásico Medio (Etapa de Rift).

Al final del Triásico, las masas continentales formaban un supercontinente llamado Pangea, el cual estaba rodeado por un océano de distribución mundial llamado Panhalassa, (Bullard *et al.*, 1965). Bajo estas condiciones inició el fracturamiento y dispersión de Pangea, en dos continentes: Laurasia en las tierras del norte y Gondwana en las tierras del sur (Figura 2.1); separados por el mar de Tethys, que se fue expandiendo paulatinamente hacia el oeste hasta que se comunicó con el océano pacífico durante el Oxfordiano (Iturralde, 2005; Salvador, 1991).



Figura 2.1. Mapa paleogeográfico del planeta durante el Oxfordiano. En el cual se aprecia la separación de Pangea en Laurasia y Gondwana, la cual dio pauta para la generación del Golfo de México (Tomado de Illustrated Dictionary of Earth Science, 2004b).

El mecanismo para la apertura del Golfo fue la separación del bloque, o microplaca, de Yucatán de la placa de Norteamérica, misma que ocurrió en dos fases. La primera fase fue extensiva, ocurrió desde el Jurásico Inferior hasta el Jurásico Medio, a través de fallas de bajo ángulo, en dirección WNW-ESE a lo largo de la Megacizalla de Sonora – Mojave (Manspeizer, 1988). En la segunda fase, la península rotó desde un polo localizado al SW de Florida (Pindell y Kennan, 2001), y ocurrió desde el Calloviano Medio Tardío hasta el Oxfordiano. La separación se originó a lo largo de un “HotSpot Tract” (Figura 2.2) que fue provocado por una pluma ascendente entre la Placa

Norteamericana y el bloque formado por la Península de Yucatán (Bird *et al.*, 2005), y culminó con el depósito de dos grandes cuerpos evaporíticos de edad Calloviano: la Sal Louann y la Sal Challenger (Salvador, 1987).

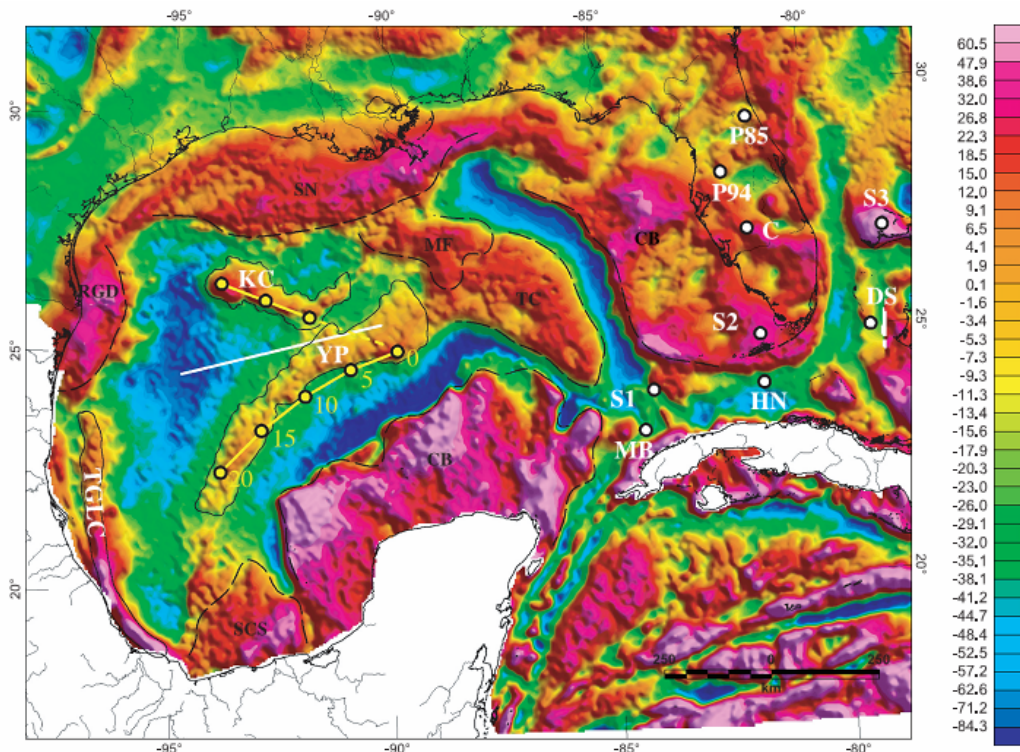


Figura 2.2 Anomalías gravimétricas regionales en el Golfo de México. Los puntos blancos unidos por las líneas amarillas muestran la distribución de *hotspot tracks* interpretados a partir de los datos gravimétricos, en tanto que la línea blanca muestra la posible ubicación a partir de la cual se separa el Bloque de Yucatán de la Placa Norteamericana durante la apertura del Golfo (tomado de Bird *et al.*, 2005). Los datos están disponibles en la dirección http://topex.ucsd.edu/marine_grav/mar_grav.html; de la *Society of Exploration Geophysicists*, En colaboración con *U.S. Department of Commerce, National Oceanic and Atmospheric Administration* y *Nacional Geophysical Data Center*.

Conforme el bloque de Yucatán se movía hacia el sur, la corteza se adelgazo más hacia la parte central del Golfo que en la periferia (Figura 2.3), creando una zona de corteza transicional que dio pauta para la formación de altos y bajos en el basamento, otorgando a la cuenca la configuración que en la actualidad aún es posible observar (Buffler, 1985).

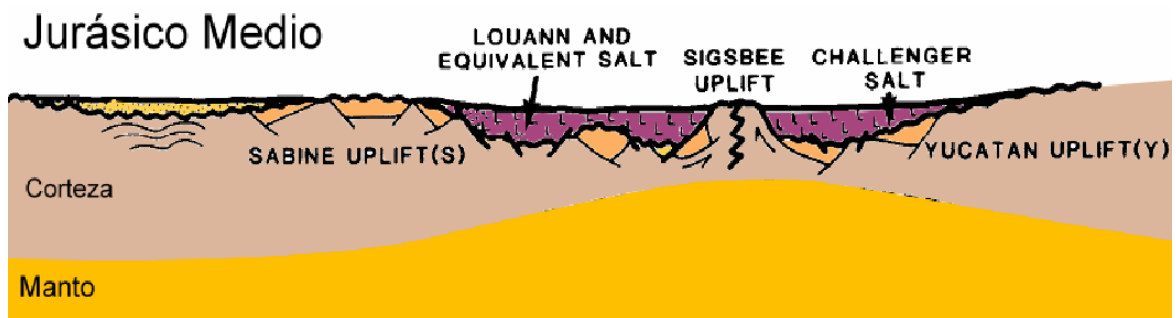


Figura 2.3 Diagrama esquemático del Calloviano, en el cual se muestran los altos y bajos formados por el adelgazamiento de la corteza hacia la parte central de la cuenca. (Tomado de Buffler, 1985).

2.2. Jurásico Medio a Cretácico Superior (Inicio de etapa de pre-rafting).

El proceso tectónico de *rifting* continuó en la parte central del Golfo de México (Figura 2.4), durante la parte inicial del Jurásico Medio, concluyó hacia el final del Calloviano (Padilla, 2007; Buffler, 1985), y se caracterizó por el depósito de los principales cuerpos de sal autóctona.

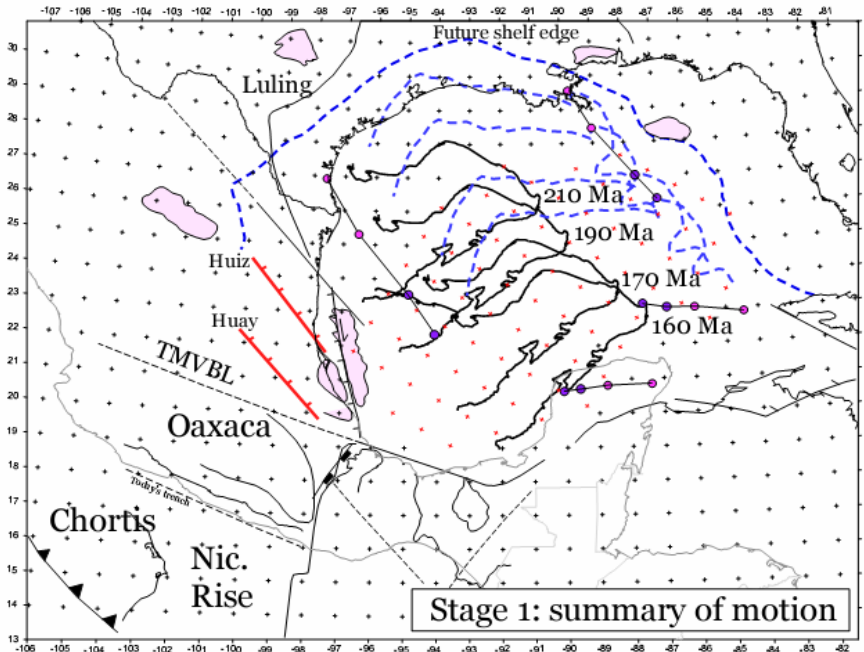


Figura 2.4. Mapa con la trayectoria seguida por la península de Yucatán, durante la apertura del Golfo de México. La reconstrucción llega hasta el Calloviano. En líneas azules se muestran las líneas de costa, avanzando del centro de la cuenca hacia la actual costa. Tomado de Pindell *et al.*, 2002.

Existen un par de postulados con respecto al depósito de la sal calloviana en el Golfo de México.

El primero considera que la sal fue depositada como un solo cuerpo, siendo separado posteriormente como secuencia del proceso de *rifting* (Buffler *et al.*, 1980; Buffler, 1984).

El segundo postulado considera que la sal en el Golfo de México fue depositada durante la expansión del fondo oceánico, en una etapa posterior al *rift*; en los horsts y grabenes remanentes del proceso del *rifting* (Hall, 2002; Buffler 1985), los cuales a su vez controlaron el espesor y el depósito de la sal; siendo depositada por separado en la parte norte y en la parte sur del Golfo de México.

Dichos cuerpos salinos fueron depositados en un lapso de aproximadamente cinco millones de años con una tasa de sedimentación de 1 metro / 25 años (Wilson, 1993), siendo posible suponer que la paleogeografía correspondió con un relieve suave y una subsidencia lenta, lo cual contrasta con un movimiento horizontal muy rápido (Padilla, 2007).

Durante esta etapa inició un proceso de tectónica de *pre-rafting*. La tectónica de *raft* es la traslación de bloques rígidos de material, a lo largo de una superficie de despegue, comúnmente sal, (Dutton *et al.*, 2003); se trata de la forma más extrema de la extensión superficial, logrando extenderse hasta dos o tres veces su longitud original debido al fallamiento normal, en tanto que el basamento conserva su longitud (Duval, *et al.*, 1992). Cuando los bloques, separados por fallas, dejan

de estar en contacto, se forman balsas o *rafts* (Reyes Tovar, 2006; Duval, *et al.*, 1992); en el caso de que la extensión sea menor, los bloques permanecen en contacto, y se denominan *prerafts* (Figura 2.5).

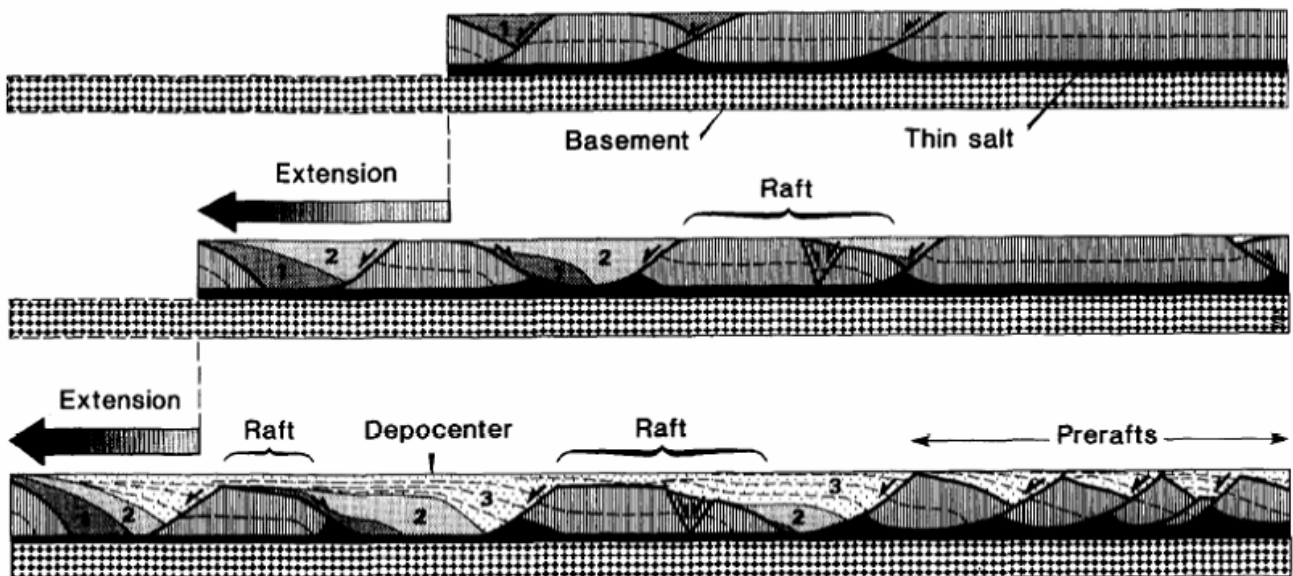


Figura 2.5. Tectónica de *raft* durante extensión superficial. Los bloques de piso y techo, permanecen en contacto durante el *pre-raft*, en tanto que en la etapa de *raft* dicho contacto se pierde. (Tomado de Duval *et al.*, 1992; modificado de Jackson y Talbot, 1993).

Los depósitos más antiguos encontrados en la zona marina corresponden al Oxfordiano, consisten principalmente de sedimentos detríticos producto de la desintegración de rocas preexistentes en el continente y emisiones ígneas en el mismo, representados por arenas, limos, bentonitas y areniscas con escasas intercalaciones de carbonatos y sulfatos (yeso y anhidrita). Los sedimentos encontrados en el área marina son equivalentes a los lechos rojos de la formación Todos Santos (Viniegra, 1992) localizados en el continente; sin embargo, estos sedimentos son depositados en un ambiente marino epicontinental con una topografía muy irregular. Durante esta época la separación de los continentes continúa, generando una serie de fallas de normales y fracturas que con el paso del tiempo formarán fosas (Ángeles, 2003).

Durante el Kimmeridgiano el mar se retira, dando lugar a la formación de bancos oolíticos observados invariablemente en la mayoría de los pozos que han cortado este nivel estratigráfico (Ángeles, 2003). Dichos banco oolíticos fueron formados en planicies de inundación con tirantes de agua relativamente someros (Viniegra, 1992).

Durante el Tithoniano, se encuentra casi formado el Golfo de México, y sus aguas, alimentadas por el Océano Pacífico, invaden el continente hasta la latitud de Chihuahua y Coahuila siguiendo una dirección de Sur a Norte (Figura 2.6). Dando lugar a cuencas con condiciones anóxicas en las que predominaron los depósitos calcáreo-arcillosos, que posteriormente serían las fuentes de generación de petróleo (Viniegra, 1992).

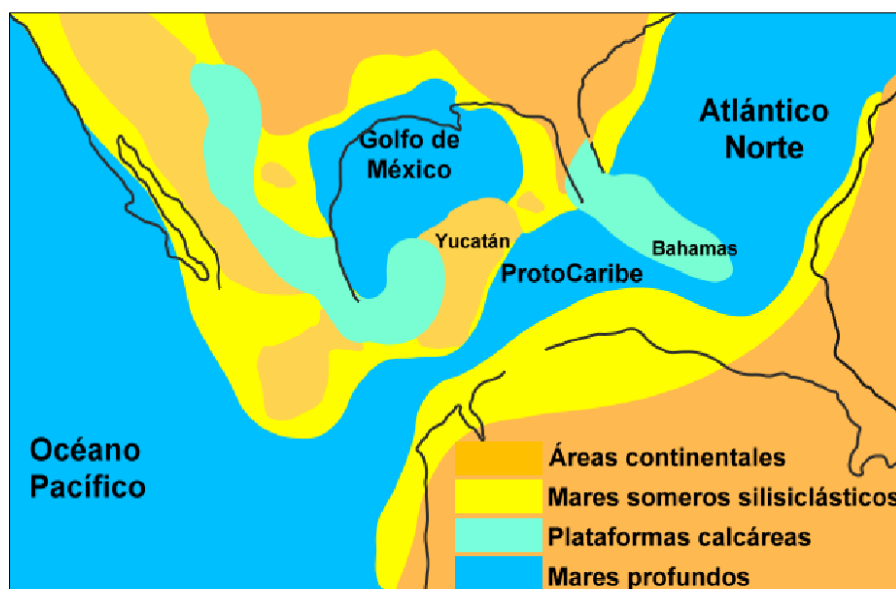


Figura 2.6. Mapa de Paleogeografía del Tithoniano, en el cual se aprecia el desarrollo de las plataformas calcáreas de la Sonda de Campeche y la distribución de los mares someros (Tomado de Iturralde, 2005).

En general el Jurásico Superior se comportó como una rampa, teniendo su parte correspondiente a la cuenca en lo que hoy es la zona marina. Se considera que se ha comportado como un elemento rígido, cuya configuración es similar a la actual; que desde su génesis se ha comportado como un banco calcáreo, semejante a una isla con algunas tierras emergidas (Ángeles, 2003); y que durante este periodo existió un basculamiento de la plataforma dando lugar regresiones locales entre el Oxfordiano y el Kimmeridgiano.

En el Cretácico Inferior la cuenca del Golfo de México se hundió y el país continuó basculándose de poniente a oriente; permitiendo a los mares provenientes del mar Atlántico transgredir sobre México, en un intervalo de tiempo que va del Neocomiano al Aptiano Superior; generando condiciones de aguas someras y agitadas por el oleaje, con temperaturas mayores a 20°C, que fueron propicias para el depósito de bancos carbonatados (Viniegra, 1992). Mientras tanto, las aguas profundas del Golfo de México fueron rodeadas por plataformas carbonatadas y cuencas evaporíticas, que fueron ahogadas y posteriormente cubiertas por yesos, lutitas y arcillas calcáreas (Worrall y Snelson, 1989). Al final del Cretácico Inferior, durante el Hauteriviano-Barremiano, aumentó la subsidencia de las plataformas que rodeaban al Golfo de México; propiciando el depósito de cuerpos carbonatados, con espesores mayores a 1500 m, y reduciendo la cantidad de lutitas. En la zona de cuenca los depósitos fueron delgados, mientras que en los bordes de las plataformas se formaron franjas de arrecifes compuestos en su mayoría por rudistas (Padilla, 2007).

En el Cretácico Medio hubo un nuevo periodo de trasgresión, cuya inundación cubrió hasta un 80% del actual territorio mexicano (Viniegra, 1992), produciendo secuencias de talud y de cuenca en facies pelágicas. Aunado a lo anterior hubo un aumento en la velocidad de subsidencia que propició el aumento de intercalaciones de lutitas en secciones condensadas, sin embargo continuaron los depósitos de franjas arrecifales en las franjas preexistentes del Neocomiano (Padilla, 2007). En

algunas áreas la topografía remanente del basamento fue preservada hasta esta etapa del Cretácico, controlando el desarrollo de plataformas carbonatadas, por ejemplo el horst de Tuxpan controló el desarrollo de la plataforma de la Faja de Oro (McFerlan y Menes, 1991).

El Turoniano marca el inicio del Cretácico Superior, y se caracteriza por indicar la finalización del predominio de los depósitos carbonatados, a consecuencia de un levantamiento (Ángeles, 2003). Ya para el Coniaciano y Santoniano se aprecia un aumento en la actividad volcánica que se ve reflejada principalmente en los depósitos de la zona marina (Padilla, 2007).

Una unidad litológica de gran importancia económica es la brecha K-T, conocida internamente en Pemex como Brecha Paleoceno Cretácico Superior. Tiene carácter discordante y distribución irregular, esta constituida por flujos de detritos carbonatados provenientes de la plataforma, y esta caracterizada por wackstone de exoclastos, en una matriz calcárea, parcialmente dolomitizada (Ángeles, 2003); aunado a lo anterior se tuvieron depósitos suprayacentes de carbonatos marinos somero, evaporitas, y clásticos poco trabajados (Addy y Buffler, 1984; Salvador, 1991).

2.3. Cretácico Superior al Reciente.

Desde finales del Cretácico Superior hasta el presente el régimen de esfuerzos varió en tres fases, para el área de estudio, debido a la colisión de la placa de Chortis con el margen Pacífico de la placa Norteamericana (Gómez-Cabrera, 2003; Sedlock *et al.*, 1993).

En el Cretácico Superior inició la colisión entre ambas placas produciendo un levantamiento tectónico; que a su vez produjo un descenso del nivel del mar y que generó amplias zonas de arrecifes, cuyas facies carbonatadas se depositaron en las crestas y fueron rodeadas por cuerpos brechosos (Gómez-Cabrera, 2003; Carfantan, 1986). Durante este lapso de tiempo la forma y el tamaño de la cuenca estuvieron determinados por las plataformas carbonatadas (Figura 2.7).

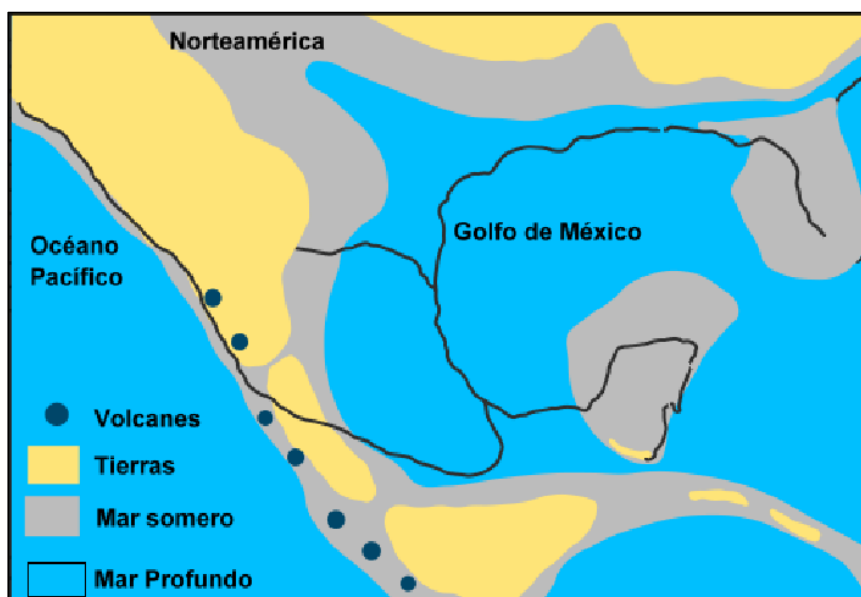


Figura 2.7. Mapa de Paleogeografía del Cretácico Superior, en el cual se aprecia el desarrollo de las plataformas calcáreas a lo largo de las tierras emergidas, y la distribución de los mares someros. (Tomado de Iturralde, 2005).

Durante la segunda colisión, a partir del Eoceno Tardío, la forma de la cuenca se vio influenciada por una gran cantidad de clásticos, empezándose a desarrollar grandes fallas lítricas asociadas a los depocentros en las cuencas de antepaís (Padilla, 2007).

En el Oligoceno ocurren dos fenómenos relacionados con los cuerpos de sal. Por un lado se tienen grandes depósitos de cuerpos de sal, debido a un cambio eustático mundial; y por el otro la sal jurásica intrusión los sedimentos del Oligoceno en forma concordante (Wilson, 1993). El mecanismo de formación de estas intrusiones se basa en la movilidad de la sal; inicialmente la sal fluye horizontalmente hacia zonas con menor gradiente de presión, en las cuales se emplaza hasta terminar formando intrusiones con geometría de diapiros (Talbot, 1993). Los empujes salinos producidos por las intrusiones, reactivaron fallas, movieron bloques y dieron origen a gran número de fallas radiales y fracturamiento en pequeños bloques (Ángeles, 2003).

Durante el Mioceno, el bloque de Chortis colisiona con mayor intensidad al Macizo de Chiapas causando el principal empuje en la zona aledaña a la Cuenca Salina del Istmo (Gómez-Cabrera, 2003; Carfantán, 1986); este último choque provoca esfuerzos de compresión formando estructuras alineadas con dirección NW-SE (Ángeles, 2003).

Finalmente para la tercera etapa el bloque de Chortis continuo moviéndose hacia el este, separándose del macizo de Chiapas. La carga isostática a lo largo del margen Pacífico declina, produciendo un nuevo levantamiento y erosión en la parte sur. Los sedimentos producidos durante esta erosión rellenarán las cuencas del Golfo de México durante el Plioceno y Reciente Pleistoceno (Gómez-Cabrera, 2003).

El resumen de las anteriores etapas, del Tríasico al Reciente Pleistoceno, queda resumido en la siguiente tabla (Figura 2.8).

| Sistema | Época | Edad (Ma) | Actividad Tectónica y orogénias | Estratigrafía | Orogenias | |
|---------------------|-------------------|-----------|--|---|--|------------|
| Cuaternario | Plistoceno | 18 | Desajollos de cuerpos salinos con levantamientos. | Ambiente de plataforma o rampa. | Cascadiana | |
| | Terciario Neógeno | Plioceno | 3.5 | Compresión | Plataforma, talud y abanicos submarinos | Cascadiana |
| Mioceno | | Superior | 5.1 | Plagamiento y compresión. | Talud, abanico submarino y cuenca | Disturbio |
| | | Medio | 10 | | | |
| Terciario Paleógeno | Oligoceno | 16 | Depósito y desajoljo de cuerpos salinos | Depósitos de clastos de abanicos submarinos. | | |
| | | 25 | | | | |
| Cretácico | Eoceno | 36 | Compresión | Cuenca | Laramide | |
| | | 54 | | Cuenca | Laramide | |
| | Paleoceno | Superior | 66 | Subsistencia térmica continua, Cesa vulcanismo | Plataforma carbonatada. Separación total América de África | Laramide |
| | | | 74 | | Vulcanismo local en la parte norte-central del Golfo de México crea una serie de islas, existen SiO ₂ y carbonatos en el este. La parte oeste del Golfo de México se conecta con el Océano Atlántico y el Protocaribe. Paleobatimetría de 1000 a 2000 m. a lo largo del eje del rift. | |
| | | | 88 | | | |
| | | | 88 | | | |
| | | | 89 | | | |
| | | | 92 | | | |
| | | | 96 | | | |
| | | | 108 | | | |
| Medio | Barrémico | 113 | Apertura de la cuenca en fase madura, con subsidencia térmica, retrada de la separación. Menor fallas despaque de fallas en los márgenes de la cuenca. La subducción continua en el SW | Desarrollo plataformas carbonatadas | | |
| | | 116 | | Golfo de México ya formado, probablemente conectado al Océano Pacífico. Depósitos delgados de siliciclastos y depósitos de carbonatos. Paleobatimetría de 1000 a 2000 m. a lo largo del eje del rift. | | |
| Inferior | Malm (Superior) | 121 | Rápida apertura de la cuenca con fallamiento a lo largo de los márgenes de cuenca. Persiste la subducción a lo largo del sistema de arco trincheira en el SW | El Golfo de México tiene condiciones similares al actual Golfo de California con depósitos delgados y locales de siliciclastos. Conectado al Océano Pacífico por medio de canales. De 500 a 1000 m. a lo largo del eje del rift | | |
| | | 128 | | 2ª etapa de rift. Mares salados someros aislados y cuencas mareas con estrechas pasajes estrechos y depósitos locales de siliciclastos. Paleobatimetría de 0 a 1000 m. a lo largo del eje del rift. | | |
| | | 134 | | Avanza el rift en el este, inicio de la separación y desarrollo de margen transformante al este. | Cuencas áridas producidas en el Valle de Rift de Yucatán. Paleobatimetría de 0 a 1000 m. a lo largo del eje del rift. | |
| | | 139 | | | Frecuentes incursiones marinas a través de pasajes estrechos, permitiendo la acumulación de evaporitas. Paleobatimetría de 0 a 1000 m. a lo largo del eje del rift. | |
| Jurásico | Superior | 146 | Primera fase de Rift y atenuación de la corteza continental. Desarrollo de un valle de Rift en Yucatán | | | |
| | | 153 | | | | |
| Triásico | Superior | 210 | | | | |
| | | | | | | |

Figura 2.8. Resumen cronológico de los principales eventos tectosedimentarios que afectaron el área de estudio. Modificado de Padilla (2007), Fillon (2005); Gómez Cabrera (2003), Viniegra 2002, Edades tomadas de Vera 1994. Ver anexo 2.

Capítulo 3. Metodología de *Plays*.

Un *Play* es un grupo de prospectos y campos, que tienen el mismo tipo de roca almacén, sello, trampas y procesos de carga (White, 1988; White, 1993). En Pemex Exploración y Producción (Pemex SECTER, 2007) se utiliza el siguiente concepto: “Grupo de prospectos de campo que comparten similitudes geológicas y donde el yacimiento y la trampa controlan la distribución del aceite y gas”.

El estudio de *plays* es el tercer proceso a realizar dentro de la cadena de valor del Proceso Exploratorio en Pemex Exploración y Producción (Figura 3.1).

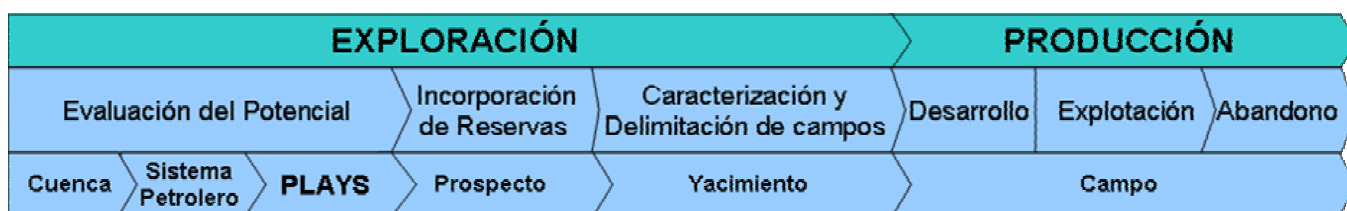


Figura 3.1 Cadena de valor del Proceso Exploratorio utilizada en Pemex Exploración y Producción. En el proceso exploratorio se considera que un *Play* hipotético es el que aún no se comprobado su existencia mediante la perforación de un pozo, mientras que un *Play* Establecido es aquel cuya existencia ya ha sido corroborada con un pozo, sin importar si el pozo resultó productor o improductivo (Pemex ®, 2003).

El análisis de *plays* es una herramienta para estimar volúmenes de hidrocarburos, y el riesgo asociado a cada elemento del *play*; permitiendo evaluar la cuenca y jerarquizar las mejores áreas (White, 1992).

Se basa en el estudio de cada uno de los elementos del Sistema Petrolero, con la diferencia de que el estudio del Sistema Petrolero se hace en función de la roca generadora (Magoon, 1987), por ejemplo, el Sistema Petrolero de las calizas arcillosas del Tithoniano, mientras que el análisis de *plays* se hace en base al estudio de la roca almacén, por ejemplo el *Play* Brechas del Cretácico Superior y el *Play* Calizas Fracturadas del Cretácico Superior, por lo que un solo Sistema Petrolero puede tener varios *Plays* (Figura 3.2).

El *play* puede tener gran cantidad de prospectos, cuyos volúmenes a encontrar convergen a la media. Y la evaluación del riesgo de cada prospecto, sustenta las estrategias exploratorias de largo plazo (Navarro Baca, 2007).

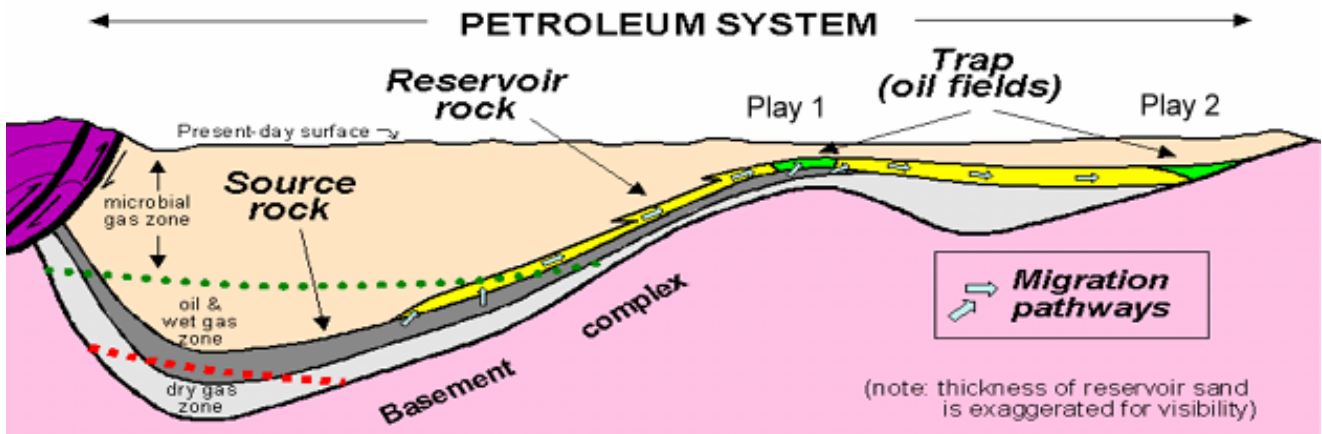


Figura 3.2. Sistema petrolero en el cual se aprecian dos *plays*. El *Play 1* se asocia con trampas a lo largo de un tren de anticlinales. El *Play 2* relaciona con trampas asociadas a un tren de acuíferos (Tomado de Magoon, 1987).

3.1. Riesgo en Plays.

El riesgo es la potencialidad de perder o no encontrar algo, y está asociado a los conceptos de incertidumbre, probabilidad y suficiencia. La incertidumbre es el rango de posibles resultados, por ejemplo los posibles resultados de lanzar una moneda son “águila o sol”, en consecuencia el rango es 2. Mientras que la probabilidad es la confianza de que algo suceda o exista (García Esparza, 2007). Finalmente la suficiencia (*Adequacy* en los textos en inglés), es la capacidad del sistema petrolero de generar al menos un campo productor en el *play* (White, 1988)

Los prospectos dentro de un *play* son interdependientes, por lo cual el *play* tiene dos componentes de riesgo: uno compartido y otro independiente o local (Baker, 1988). El riesgo compartido caracteriza al *play*, se ubica entre los prospectos, y está relacionado a las condiciones regionales del *play*; por ejemplo un ambiente con capas delgadas de roca almacén aumentará el riesgo de la existencia de la misma. Por otro lado el riesgo local es propio de cada prospecto, un ejemplo de riesgo independiente puede ser un mal sello debido a fallas en el prospecto.

3.2. Análisis de Plays Fairway.

El *Play Fairway* se define como el área máxima actual donde se tiene presencia de la roca almacenadora potencial efectiva, la cual ha sido cargada con hidrocarburos y tiene un sello regional efectivo (Tobby, 2006; García Esparza, 1999).

La principal característica del *Play Fairway* es que está definido en base a un modelo geológico en el que se muestra la máxima extensión posible de la Roca Almacén, misma que cuenta con características apropiadas de porosidad y permeabilidad para almacenar y ceder petróleo. También debe tener una carga efectiva de petróleo, que involucre la existencia de roca generadora, la expulsión del petróleo y la presencia adecuada de patrones de migración de hidrocarburos de la roca generadora hacia la roca almacén. Finalmente debe contar con un sello regional efectivo, y lo anterior

se refiere a la presencia de una roca con propiedades de baja permeabilidad que impide la migración de los hidrocarburos (García Esparza, 1999). A este nivel no se incluye la trampa por que no representa un criterio para la definición del *Play Fairway* (Figura 3.3) (Tooby, 2006).

3.3. Mapas de Plays Fairway.

El mapa de *play* integra cada aspecto crítico de la roca almacén, roca 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, roca sello y roca generadora se basa en definir su respectiva presencia y efectividad.

Para la roca almacén, la presencia se define mediante el mapa de espesores de las facies del yacimiento, conocido como GDE por sus siglas del inglés Gross Depositional Environment (Tooby, 2006); que representa una primer ruta de migración, debido a que los hidrocarburos siguen las facies de la roca almacén (Baker *et al.*, 1986). Mientras que la efectividad se define en función del espesor y la porosidad.

En cuanto al sello, su presencia se define mediante el mapa de GDE; y la efectividad se obtiene en función del espesor y la determinación de las barreras laterales (White, 1988).

El análisis de la roca generadora proporciona los factores que determinan las cantidades de hidrocarburos generados y expulsados; 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).

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

El mapa final de *Plays*, también nombrado mapa Resumen, debe contener cada uno de los elementos antes mencionados. Añadiendo también las estructuras probadas, las que están sin perforar, y secciones que ilustren el tipo estructural y estratigráfico característico del *play*.

White (1988) propuso una serie de mapas para hacer el análisis del *play*, los cuales se muestran en la Tabla 3.1.

| Factores que controlan acumulación de Hcs. | Ejemplos de posibles mapas |
|--|---|
| Roca almacén Espesores Relación Neto/Bruto Porosidad Permeabilidad | Isopacas (parte porosa) con límites bien definidos Relación Neto/Bruto con líneas de corte. Porcentaje de porosidad con línea de corte Tipos de facies apropiadas |
| Sello Espesor Litología Modificadores | Isopacas con límites bien definidos Tipos de facies, presión y ductibilidad Fallas, fracturas, sellos hidrodinámicos, diagénesis. |
| Roca generadora Espesores y área Carbono Orgánico Total (COT) Tipo de materia Orgánica Maduración Sobremaduración Combinación de las anteriores | Isopacas Porcentaje de COT y línea de corte Límites de Suficiencia (aceite-gas) Indicadores de límites de maduración Límites de generación de hidrocarburos. Volúmenes producidos de hidrocarburos |
| Trampa Altos y Áreas con cierre estructural Tiempo de formación de trampas | Contornos estructurales, acuñamientos Relación de formación de la trampa con la expulsión de hidrocarburos. |
| Migración Vías secundarias de migración | Trayectorias y diámetro de roca generadora a la trampa |
| Preservación Biodegradación Difusión Viscosidad Concentraciones insuficientes | Tipos de aguas de formación Tipos de hidrocarburos, difusión del sello Viscosidad del aceite o gravedad Barriles X Km ² |
| Combinación de los mapas anteriores Ocurrencia de Hidrocarburos. | Información utilizada Campos productores Cierres estructurales, probados y sin probar Sección estructural representativa Límites clave Áreas favorables Relación de éxito Mapa Resumen |

Tabla 3.1 Factores geológicos que controlan la acumulación de hidrocarburos y ejemplos de mapas en los que se evalúa cada elemento. (Modificada de White, 1988).

3.4. 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 cuatro etapas (Akbar *et al.*, 2001).

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

La segunda etapa corresponde con la definición de la sedimentología y estratigrafía del sistema para la roca almacén, el sello y roca generadora. La información se divide en información

estratigráfica e información petrofísica. La información estratigráfica es la correspondiente a la litología y al 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 paleoambientes, de los espesores se obtiene el mapa de isopacas y de la porosidad efectiva se obtiene el mapa de isoporosidades (Figura 3.4).

La combinación de los mapas de facies, paleoambientes e isopacas produce el Mapa de Presencia o GDE. Mientras que la combinación del mapa de isopacas e isoporosidades se obtiene el Mapa de Efectividad (Figura 3.3) y este es el primer resultado.

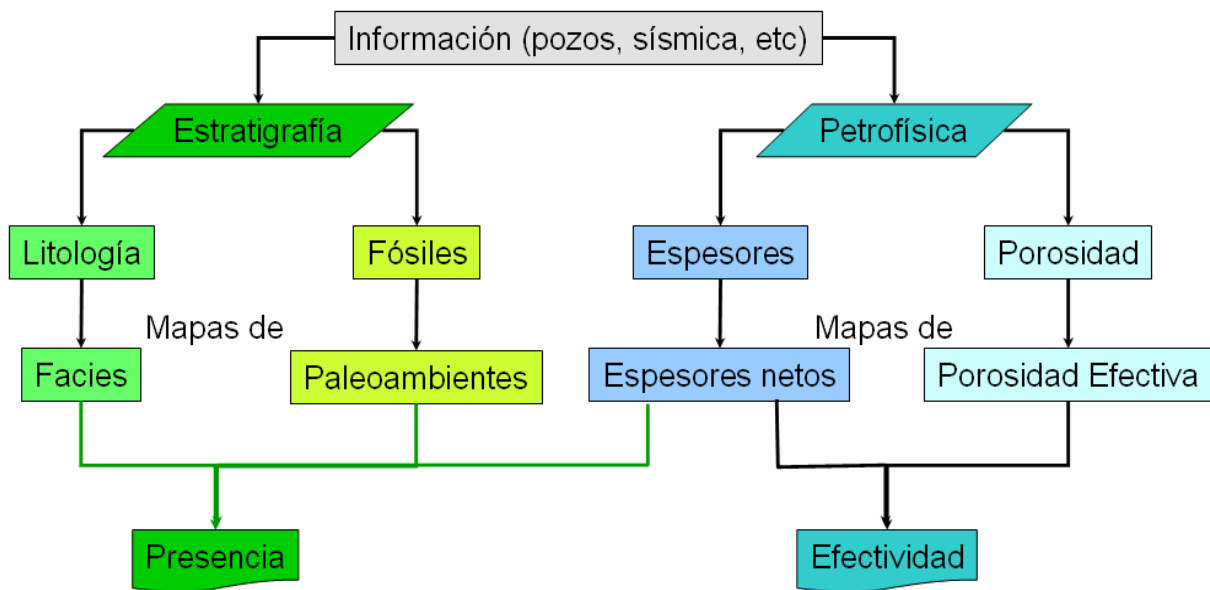


Figura 3.3. Metodología general empleada para la elaboración de los mapas de *Play Fairway* de la roca almacén, sello o de la roca generadora. Modificado de (Tooby, 2006). Nótese que falta integrar el elemento trampa.

En la tercera etapa se combinan los mapas de presencia y efectividad de cada elemento; obteniéndose los Mapas de Riesgo Común, o CRS por las siglas en inglés de *Common Risk Segments*, para la roca almacén, la roca sello y la roca generadora (Figura 3.4).

A continuación se combinan los mapas CRS de la roca almacén, CRS del sello, y CRS de la roca generadora; obteniéndose el Mapa de Riesgo Común Combinado o CCRS (por sus siglas en inglés, de *Combined Common Risk Segment*).

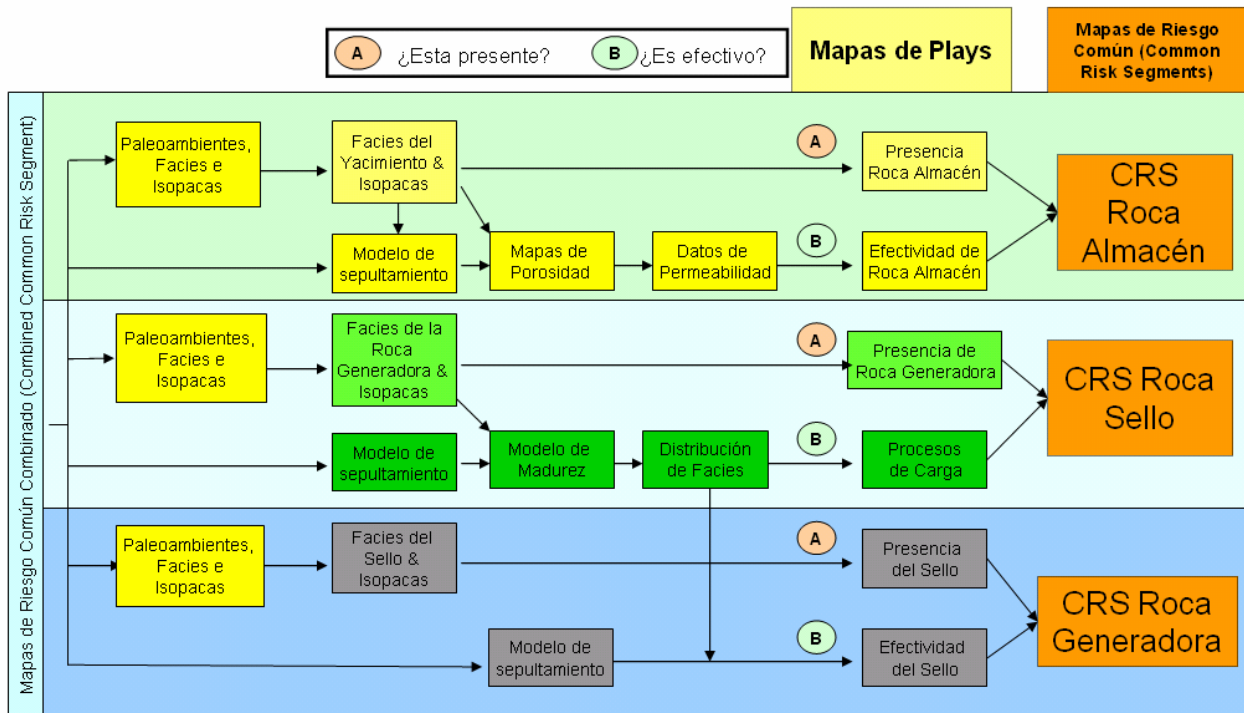


Figura 3.4. Proceso para la generación de mapas de *plays* de riesgo común. (Modificado de Tooby, 2006) Nótese que solo se incluye la parte correspondiente a la roca almacén, sello y roca generadora, el elemento trampa se agregará posteriormente.

Finalmente en la cuarta etapa se agrega el componente estructural, mostrando así las áreas prospectivas y los tiempos de generación de las trampas. Obteniéndose así el Mapa Resumen de *Play* Fairway (Figura 3.5).

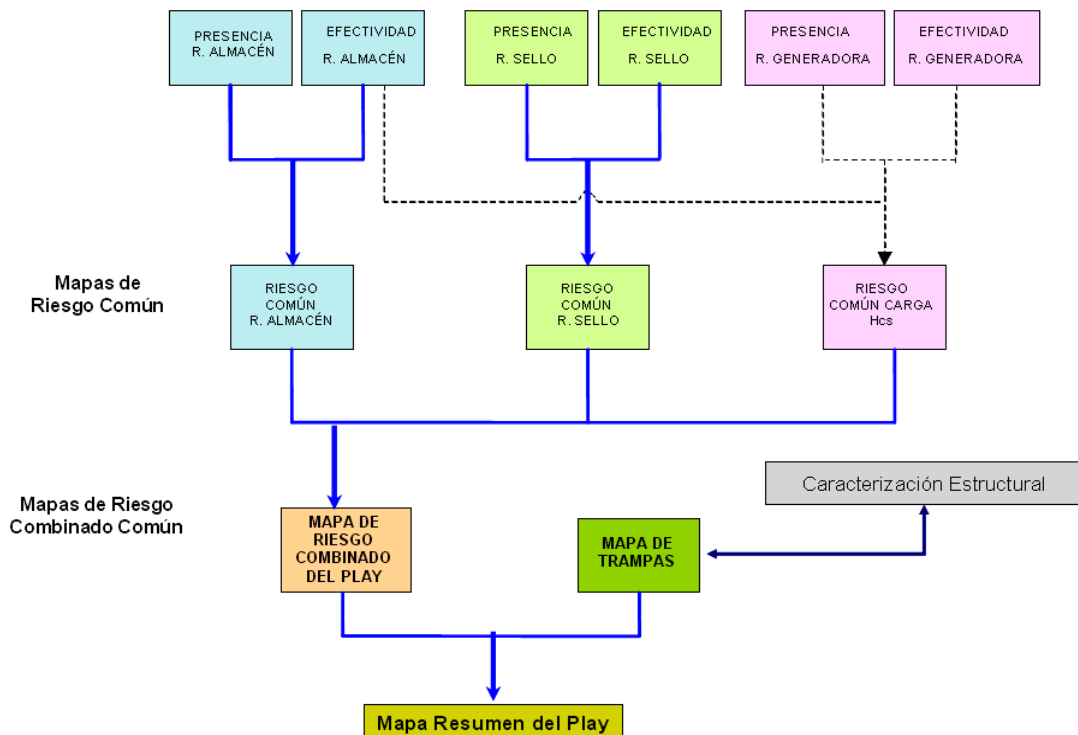


Figura 3.5. Proceso integrado para obtener el Mapa Resumido de *Play* Fairway. Nótese que hasta esta parte del proceso se incluye el elemento estructural (Modificado de Tooby, 2006). El mapa Resumen contiene la relación espacial y temporal de todos los elementos del *Play*.

3.5. Evaluación de Plays.

La evaluación volumétrica y del riesgo, se hizo con la metodología propuesta por Brown y Rose (2001) y se resume en los siguientes puntos:

3.5.1. Delimitación del *play*.

La delimitación del *play* se lleva a cabo utilizando los planos y secciones generadas (García Esparza, 1999). En los planos se mide el área de todos los prospectos interpretados en la sísmica; en las secciones estructurales, se mide el cierre y extensión de las trampas; finalmente en las secciones estratigráficas se mide el espesor de la roca almacén.

3.5.2. Estimación del Riesgo Geológico.

Consiste en evaluar el porcentaje de éxito de los elementos del sistema petrolero, en cada prospecto interpretado. Se realiza mediante el análisis y evaluación de los factores de presencia y efectividad de la roca almacén, roca sello, y roca generadora; la geometría y trampa se evalúan en función del tipo de información sísmica disponible, su procesado e interpretación; finalmente se evalúan la migración y la sincronía. A todo lo anterior se asigna un valor porcentual que determina su posible existencia y funcionamiento (Tooby, 2006).

Los valores extremos evaluados para cada elemento del sistema petrolero, proporcionaran los límites para definir la distribución de probabilidades de éxito de cada elemento del *play*.

3.5.3. Tolerancia de pozos secos.

Se refiere al número de pozos secos, que hayan sido perforados, bajo los cuales hay que tomar la decisión de abandonar el *play* por no haber descubrimientos que sean de interés económico. En este caso 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 de pozos secos, más comúnmente usada es cuatro (Navarro Baca, 2007).

3.5.4. Estimación Volumétrica 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 alguna actividad que incluya riesgo (Figura 3.6).

Recurso del Play= Suma de Recursos de cada Prospecto

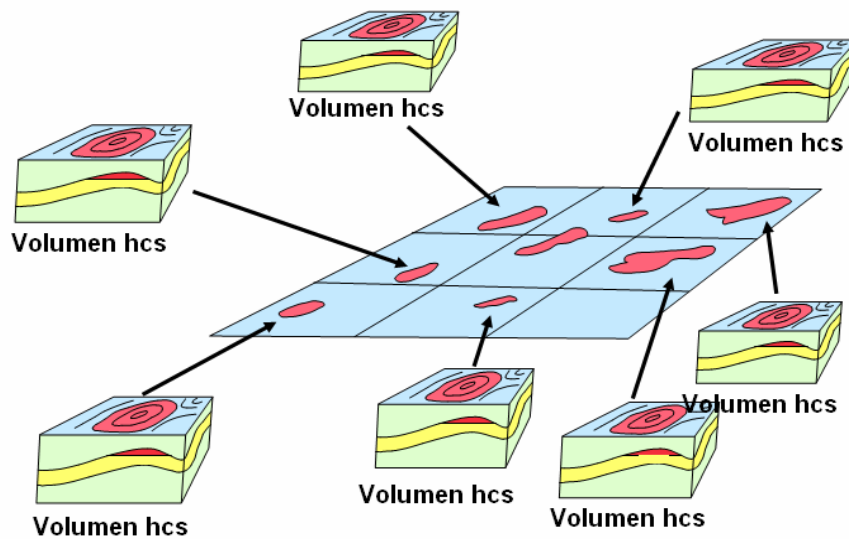


Figura 3.6. Calculo de los recursos del Play. El cual esta integrado por la suma de los recursos de cada Prospecto (Tomado de Navarro Baca, 2007).

El Recurso Petrolero es la cantidad de hidrocarburos estimada inicialmente en el subsuelo a condiciones de superficie; puede asociarse a 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 utilizará la herramienta CEROE's (Cedula de Evaluación de Registro de Oportunidades Exploratorias, ®Pemex), y se hace a partir de las siguientes fórmulas (Treviño, 2007):

$$R_{\text{recursosPotencialesdeAceite}} = \frac{\text{área} \times h \times F_G \times \phi_e \times S_{\text{Hidrocarburos}}}{B_{oi}}, \dots\dots\dots(3.1)$$

$$R_{\text{reservasProspecto}} = R_{\text{recursosPotencialesdeAceite}} \times F_R, \dots\dots\dots(3.2)$$

donde área es la extensión en planta del yacimiento; h es el espesor neto; F_G 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; ϕ_e es la porosidad efectiva; S_h es la saturación de hidrocarburos; B_{oi} 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 F_R 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 lognormal, a los cuales se les han 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 Lognormal 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* (García Esparza, 1999) usando la ecuación 3.3:

$$R_{\text{reservasPlay}} = \sum_{i=1}^n [R_{\text{reservas Prospectos}_i} \times \text{Riesgo}_i]. \dots\dots\dots(3.3)$$

3.6. Elementos del Play en el área de estudio Kuche Tupilco.

La información de cada elemento del *play* Cretácico Superior y Kimmeridgiano, proviene del estudio “Evaluación de los elementos del Play Brecha - Cretácico Superior y Bancos Oolíticos del Jurásico Superior Kimmeridgiano en el área de estudio Kuche Tupilco, mediante el uso de la metodología de análisis de Plays Fairway” realizado por los Ing. Enrique Trejo-Vázquez, Ing. Heraclio Meléndez Arriaga, Ing. Jorge González Rincón, e Ing. Manuel Camargo Rojas; como parte de su tesis para obtener el grado de Maestría en Ingeniería, en la División de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

3.6.1. Roca almacén.

El comportamiento de la roca almacén se determinan en base al estudio de tres puntos. El primero es el ambiente de depósito; el segundo esta relacionado con la geometría y distribución espacial de la cuenca receptora de los sedimentos; y el tercero es la calidad de la roca almacén, quedando determinada por sus constituyentes principales, mismos que se encuentran controlados por la fuente de aporte (Tooby, 2006).

Los modelos y mapas se elaboraron basándose en los informes finales de pozos y en la interpretación sísmica realizada en el cubo Kuche - Tupilco. De los pozos se tomo la litología, información de núcleos, datos paleontológicos y estudios de geoquímica; de la interpretación sísmica

se obtuvieron espesores y geometrías de las rocas de interés. El análisis conjunto de los datos de pozo y la información sísmica apoyó la definición de la calidad de la roca almacén.

3.6.1.1. Roca almacén del *play* Brecha del Cretácico Superior.

El Cretácico Superior tiene una amplia distribución en el área de estudio, su espesor varía de 50 a 660 m, engrosando hacia la parte central del cubo sísmico Unión de Kuche - Tupilco y adelgazándose en los altos estructurales (Figura 3.7).

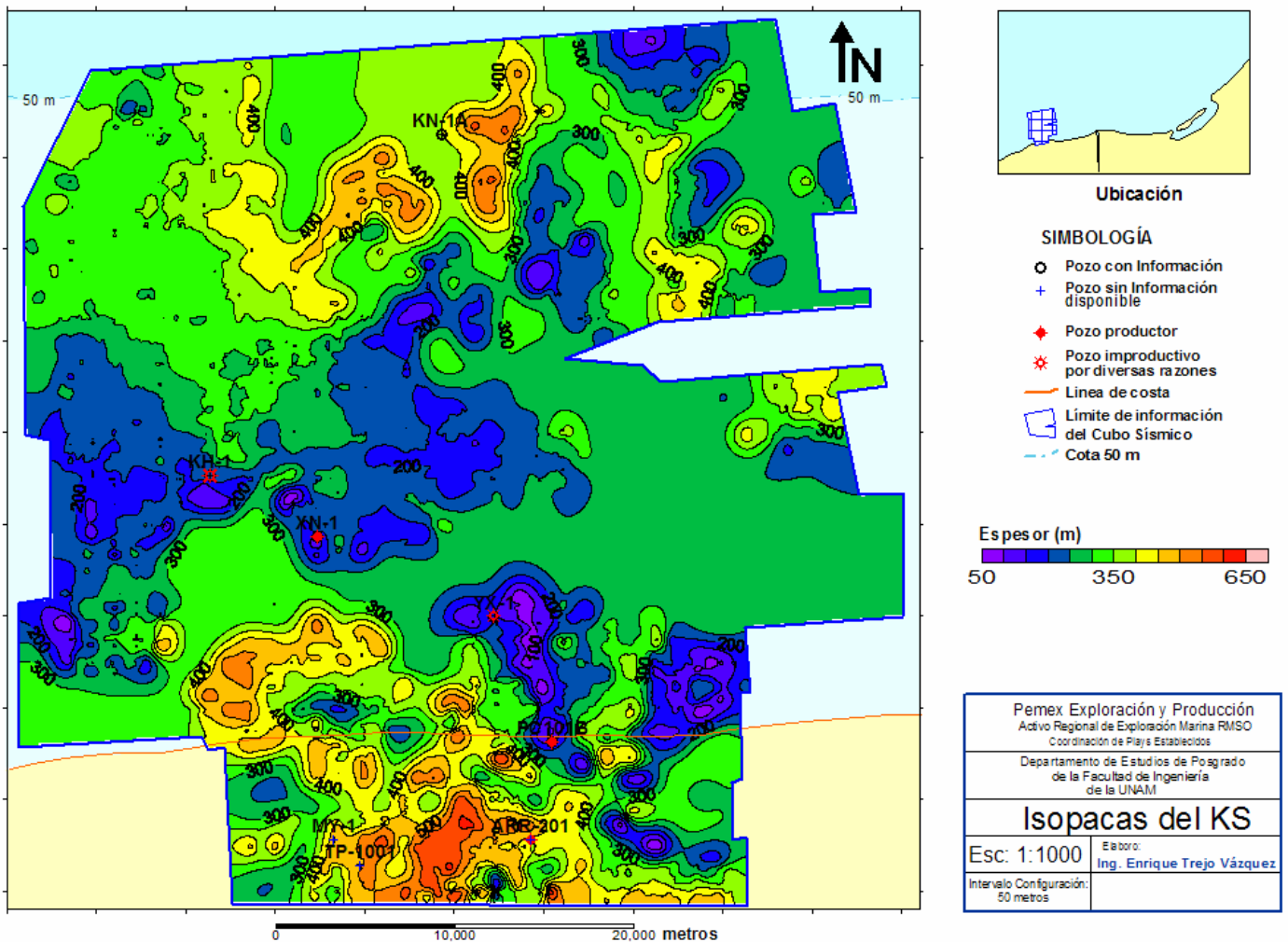


Figura 3.7. Mapa de Espesores del Cretácico Superior, obtenido de la interpretación sísmica de la cima del Cretácico Superior y la cima del Cretácico Medio convertidos a profundidad y restado el Cretácico Superior del Cretácico Medio. Nótese que los mayores espesores se encuentran en las cuencas, mientras que los altos estructurales muestran los espesores más delgados.

Tiene una zona de brechas y flujos calcáreos compuestos por wackstone de bio-intraclastos y exoclastos, microbrecha calcárea, mudstone dolomitizado, packstone de intraclastos, bioclastos y exoclastos en el área de los pozos KH-1, XN-1, YX-101 y YX-1, conteniendo brecha, wackstone arcilloso, lutita calcárea, marga, escasa pirita, cavidades de disolución, bentonita, grainstone de miliólidos (Meléndez, en preparación; Trejo *et al.*, 2006). Dando como resultado facies de bancos calcáreos, flujos brechoides y calizas. (Figura 3.8).

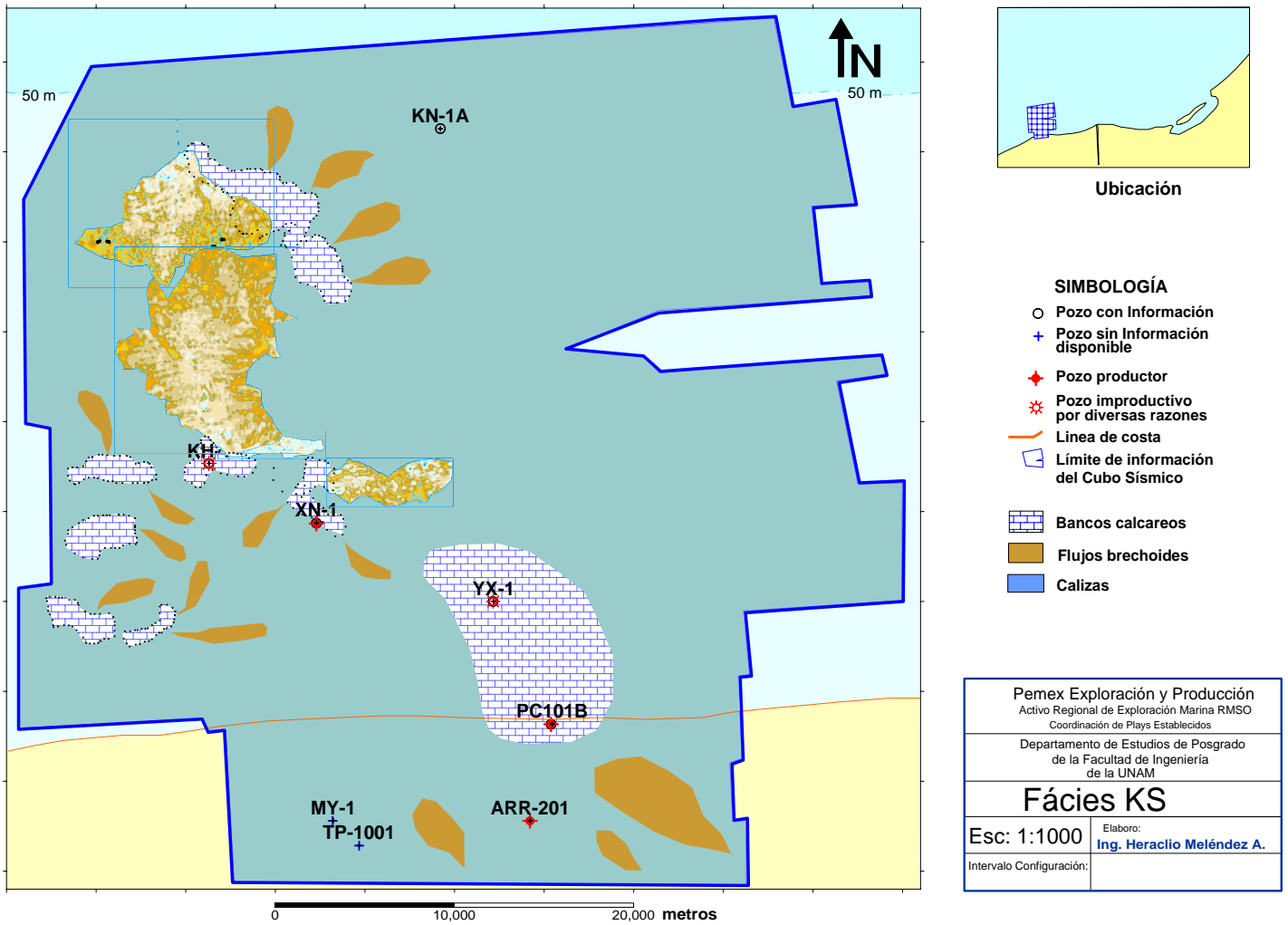


Figura 3.8. Mapa de Facies del Cretácico Superior. (Tomado de Meléndez, en preparación). En el que se distinguen los flujos brechoides, provenientes del material expuesto por los levantamientos salinos.

El área de estudio se ubicó en un paleoambiente de aguas profundas de cuenca-mar abierto (Figura 3.9), 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 (Meléndez, en preparación; Trejo *et al.*, 2006).

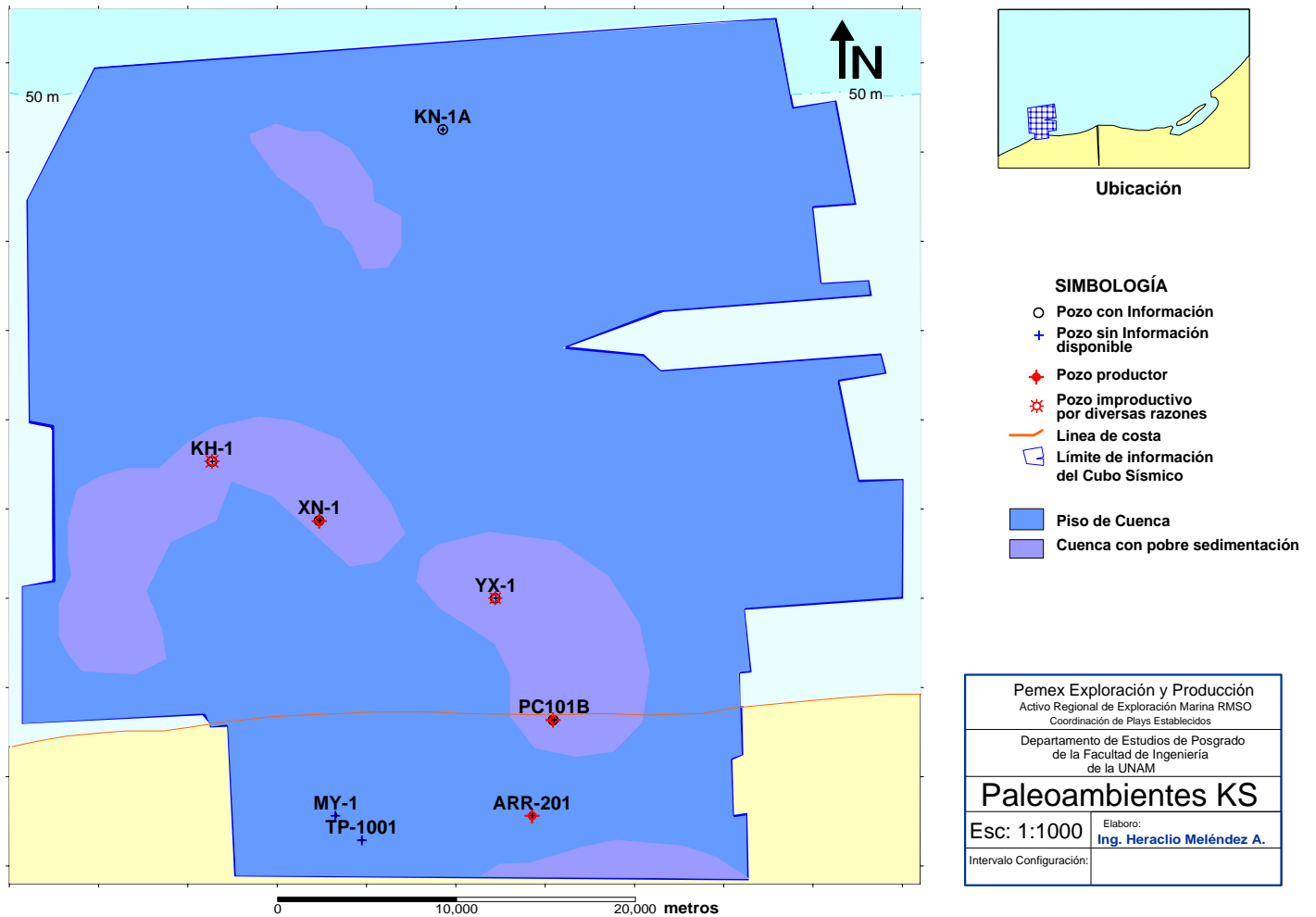


Figura 3.9. Mapa de Paleoaambientes del Cretácico Superior. (Tomado de Meléndez, en preparación). Nótese que el ambiente predominante es de Cuenca.

Las rocas son básicamente de tipo carbonatadas y en menor proporción, rocas clásticas (Figura 3.10). Los principales componentes de las rocas incluyen calcita, dolomía, anhidrita, cuarzo detrítico, pirita finamente diseminada, aceite residual en microfracturas y fracturas, pelletoides, intraclastos, oolítas, arcilla y restos de algas. Los procesos diagenéticos que sufrieron los sedimentos incluyen la compactación ligera que se encuentra evidenciada por fracturas y microfracturas; el reemplazamiento de la calcita por dolomita de manera local e incompleta. La piritización ocurre reemplazando granos y añadiendo cristales aislados dentro de la matriz, aunque en ocasiones actúa como reemplazo de fósiles.

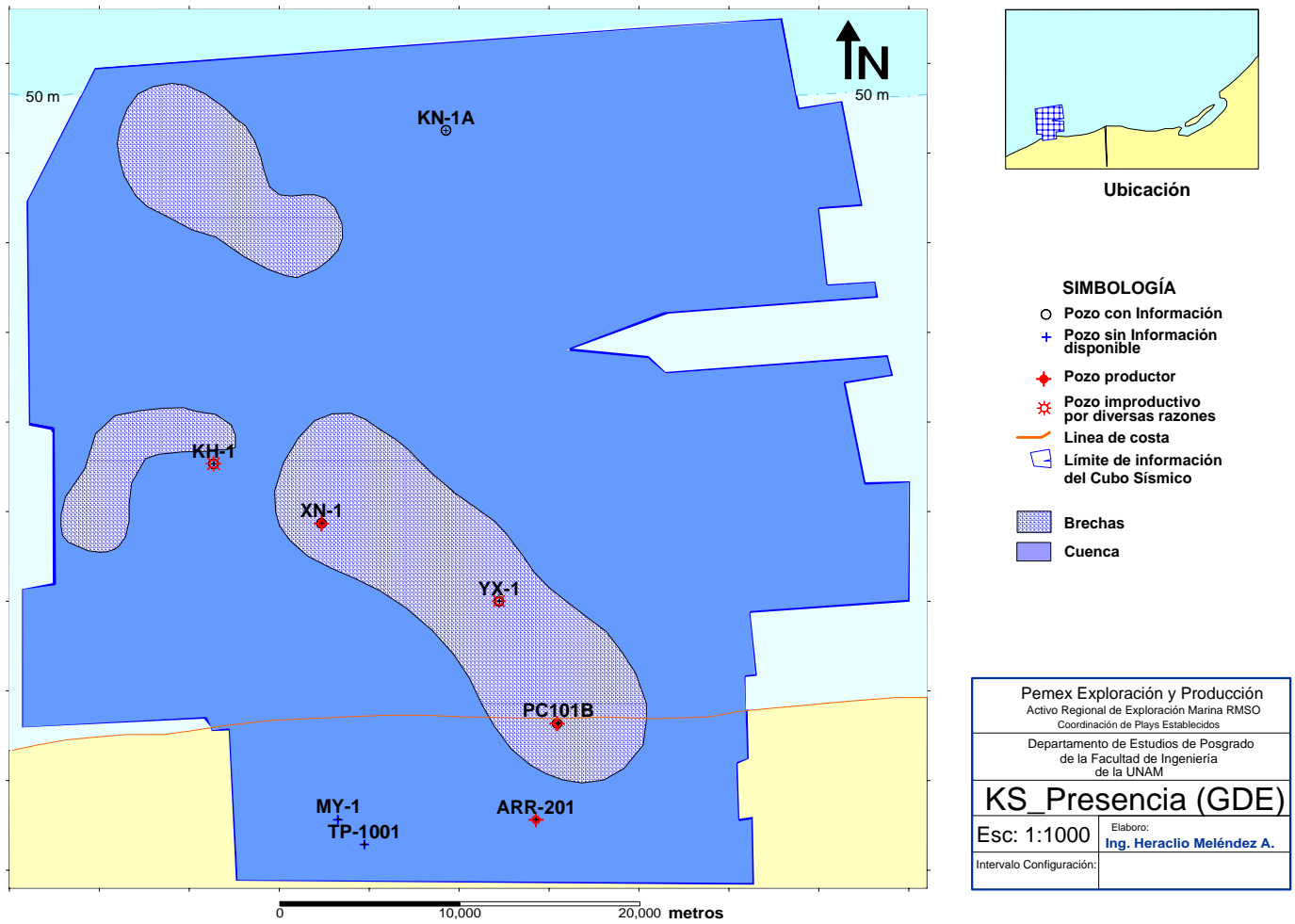


Figura 3.10. Mapas de Presencia de la roca almacén del Cretácico Superior, obtenido a partir de la combinación de los mapas de Facies, Paleoambientes y espesores. (Tomado de Meléndez, en preparación)

La compactación tardía se evidencia a través de las microestilolitas (Meléndez, en preparación; Trejo *et al.*, 2006). Presenta porosidad visible regular, intergranular, intercrystalina primaria y secundaria en fracturas con valores de 2-10% (Figura 3.11).

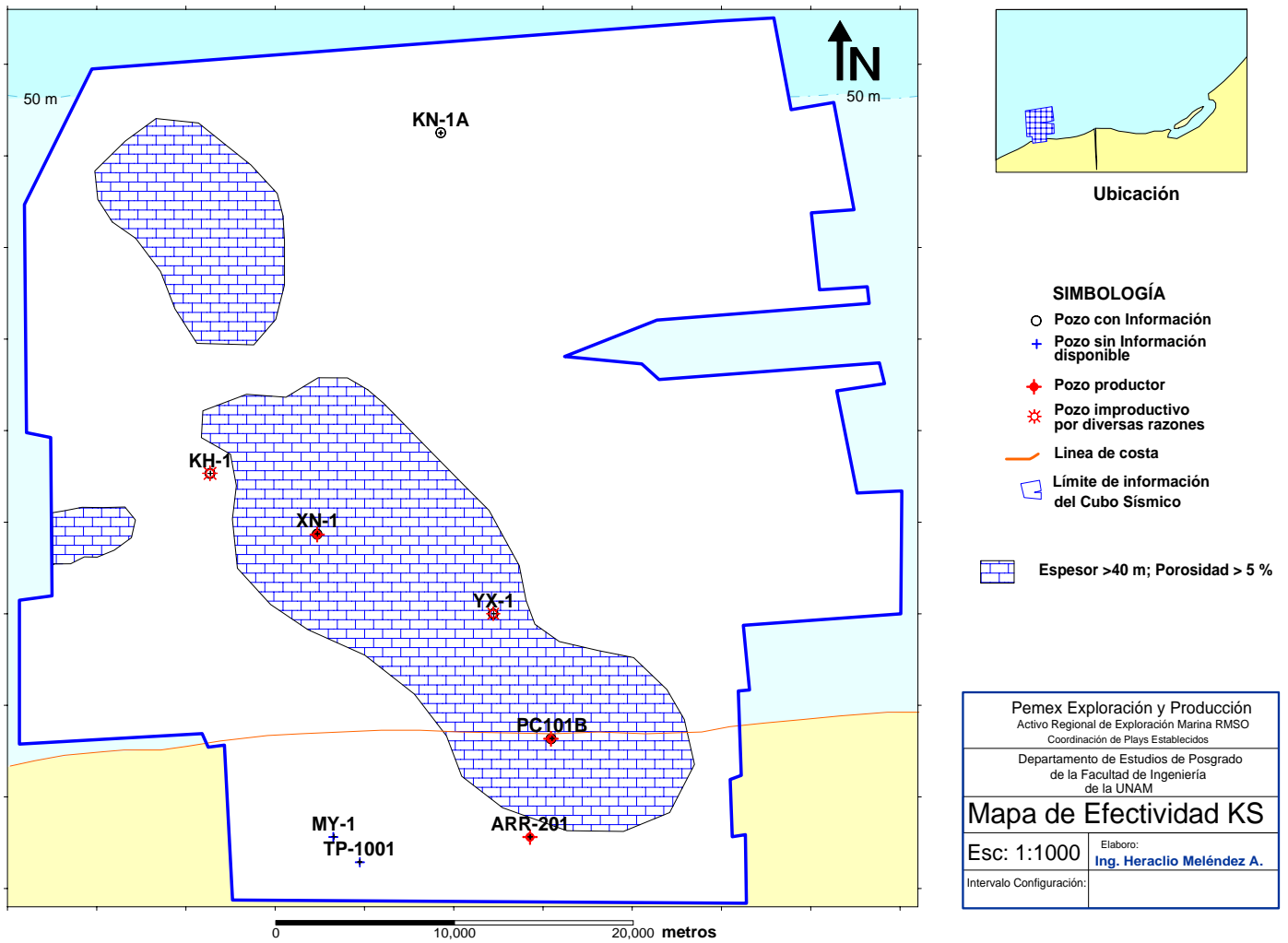


Figura 3.11. Mapas de Efectividad de la roca almacén del Cretácico Superior, obtenido a partir de la combinación de los mapas de isopacas e isoporosidades. Se considera que la roca es efectiva cuando tiene espesor mayor a 40 metros y porosidad mayor al 5% (Tomado de Meléndez, en preparación).

A partir de la combinación de los mapas de Presencia y Efectividad, se obtiene el mapa de Riesgo Común (Figura 3.12), el cual resalta la posible extensión de la roca almacén del *Play* Brechas del Cretácico Superior.

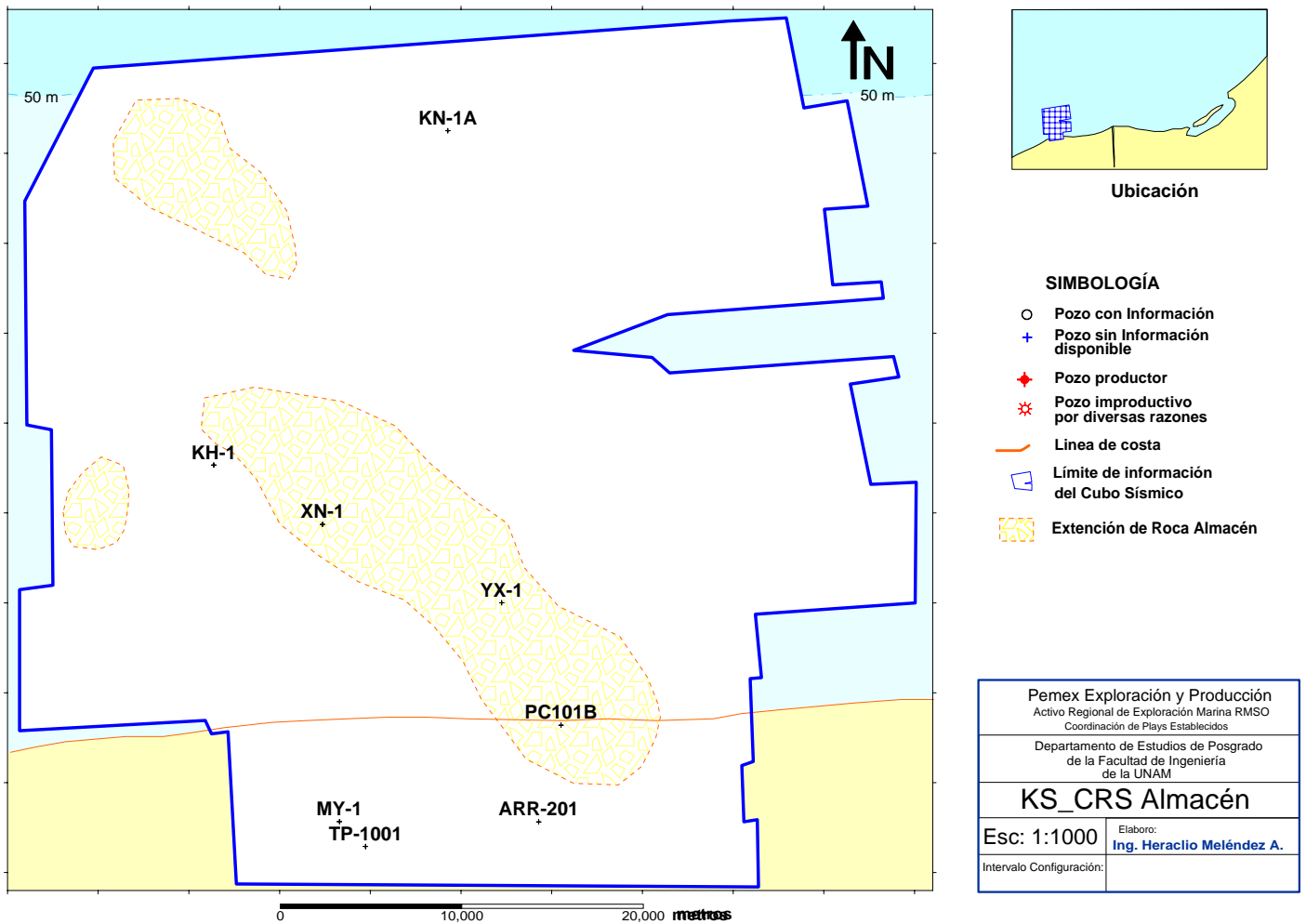


Figura 3.12. Mapas de Riesgo Común de la roca almacén del Cretácico Superior, obtenido a partir de la combinación de los mapas de Presencia y Efectividad. Debido a que el estudio se hizo con la metodología de *Play Fairway* únicamente se encuentra mapeada la extensión de la roca almacén. (Tomado de Meléndez, en preparación).

3.6.1.2. Roca almacén del *play* Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano.

El Kimmeridgiano tiene una amplia distribución en el área de estudio, su espesor varía de 50 a 180 m (Figura 3.13), engrosando hacia la parte central del cubo sísmico Unión de KH TP y adelgazándose en los altos estructurales.

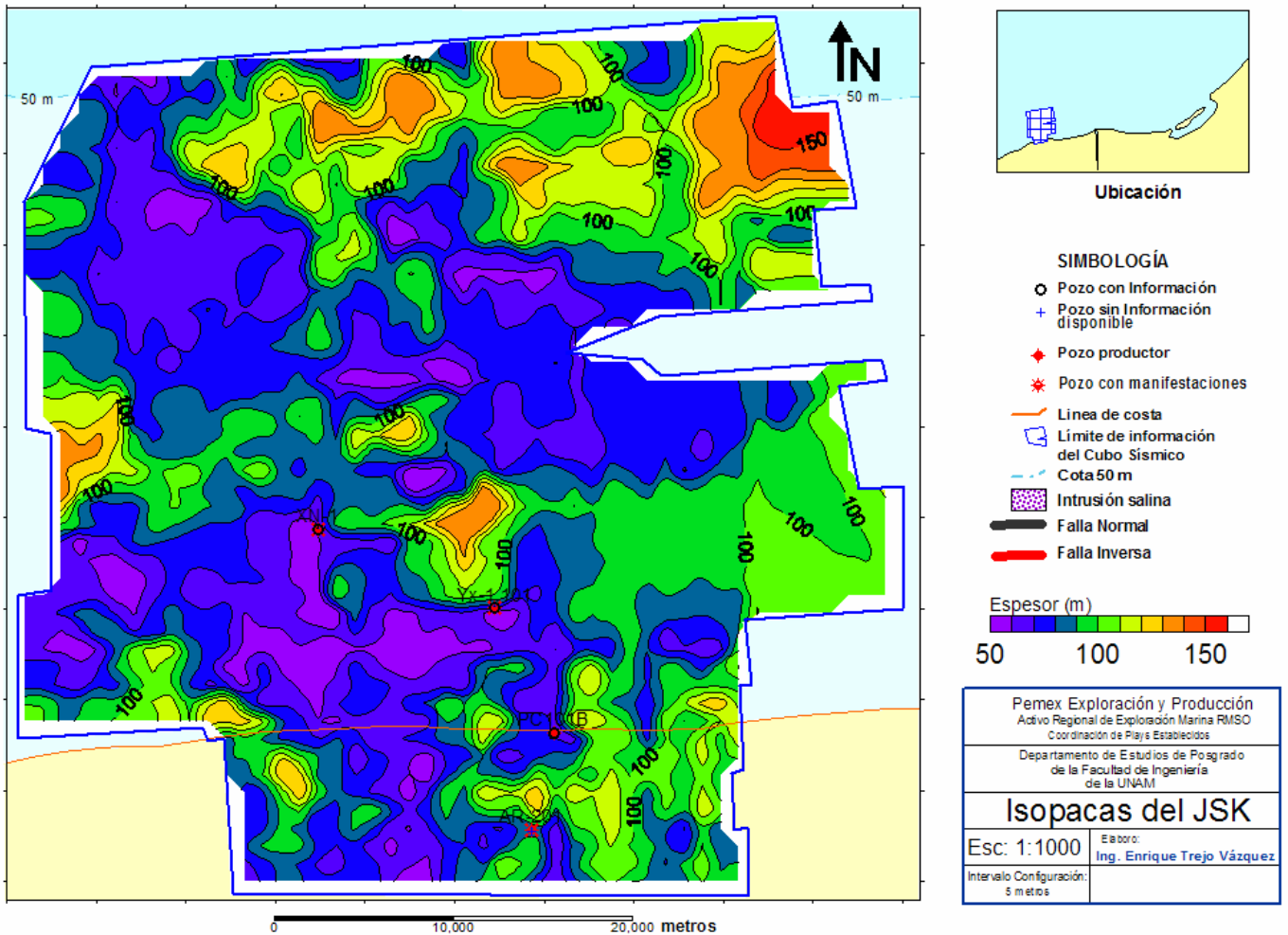


Figura 3.13. Mapa de Espesores del Kimmeridgiano, obtenido a partir de la interpretación sísmica de la cima y base del Kimmeridgiano. Nótese que los mayores espesores se encuentran en las cuencas, que los altos estructurales muestran los espesores más delgados, y que los pozos perforados no tocaron los posibles bancos oolíticos plenamente.

Los pozos perforados en el área estudio reportan litología integrada por mudstone incipientemente dolomitizado, wackstone, packstone y grainstone de bioclastos. Con la información anterior se obtuvo una distribución de litofacies dividida en cuatro porciones.

Para el extremo noroeste se interpretaron facies de cuenca (Figura 3.14). La porción occidental presenta las partes correspondientes a la rampa externa y a la rampa interna. En la parte central, se presentan condiciones lagunares. Finalmente en la porción oriental se encuentran los crecimientos de bancos de ooides; compuestos por pellets, oolitas, oncolitos y pisolitos; con desarrollo de ambientes someros y restringidos, representados por la planicie de mareas y laguna restringida (Camargo, en preparación).

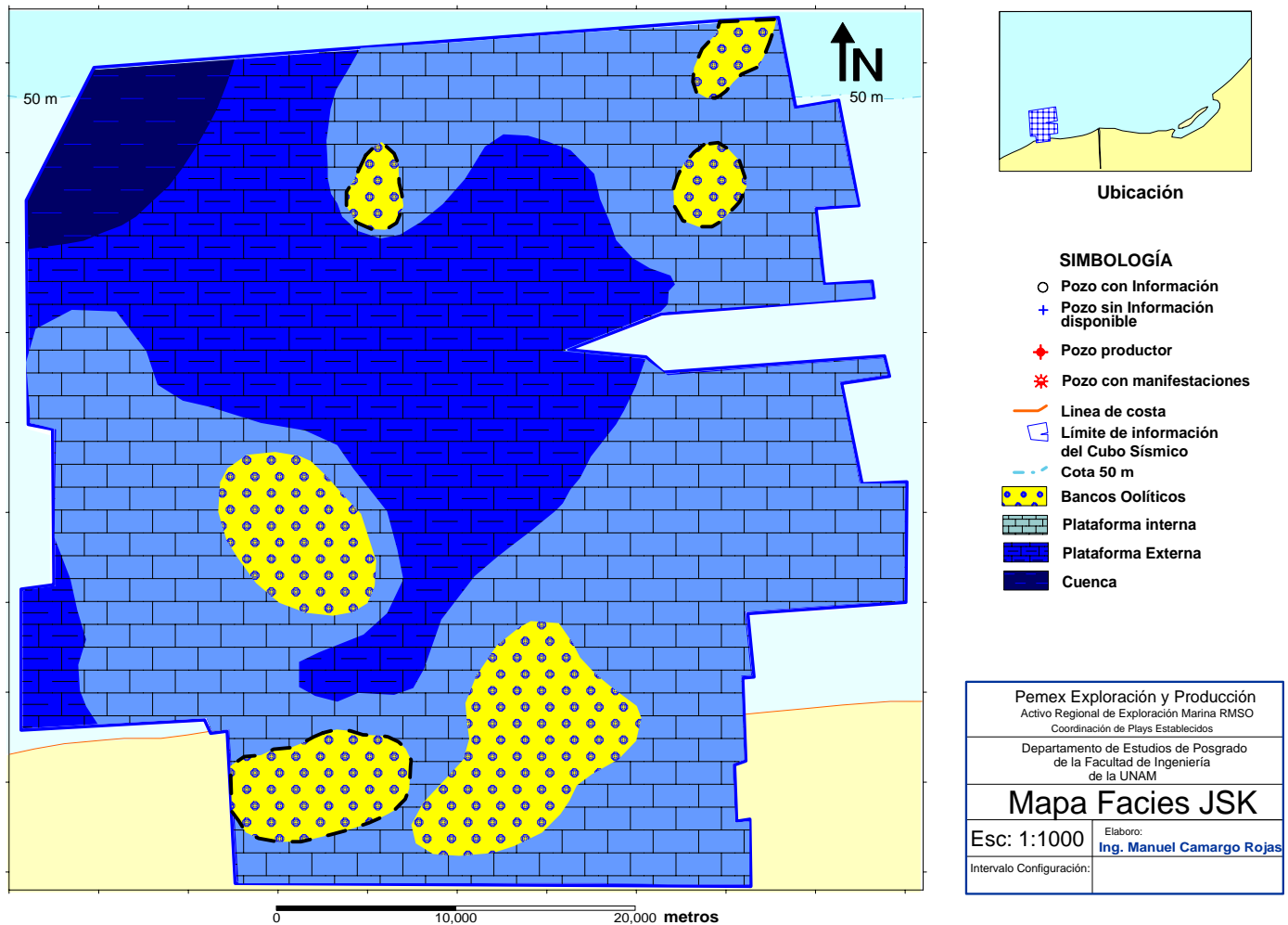


Figura 3.145. Mapa de Facies del Kimmeridgiano. (Tomado de Camargo, en preparación)

La interpretación del ambiente de depósito se hizo en base al análisis de los datos aportados por los pozos XN-1, YX-101, y PC-101A. Se observó que existen bioeventos funcionando como picos de abundancia y diversidad del conjunto orgánico, los cuales se asocian a superficies de máxima inundación. En el pozo XN-1 no se encontraron fósiles índices, mientras que la flora encontrada corresponde a algas Dacycladacea y Cayeuxiapiiae, indicando un paleoambiente de plataforma interna con escasos parches de bancos de packstone. En el pozo YX-101 se encontraron radiolarios calcificados, ostracodos, pelecípodos y restos de peces, indicando un paleoambiente de plataforma interna media (Figura 3.15). Finalmente en el pozo PC-101A se observaron packstone de peletoides y bioclastos parcialmente dolomitizados, pudiendo indicar un paleoambiente de Plataforma Media (Camargo, en preparación).

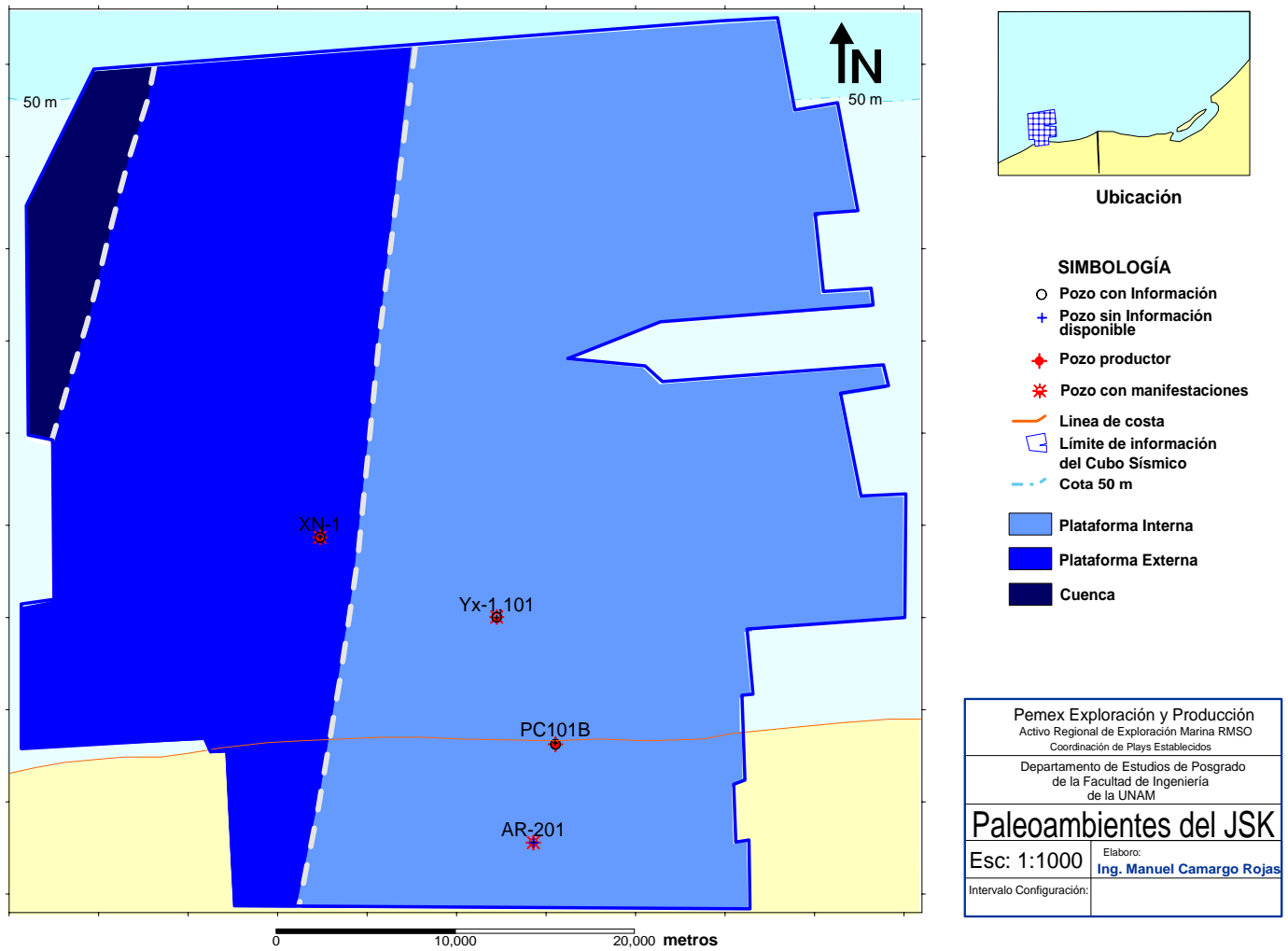


Figura 3.15. Mapa de Paleoambientes del Kimmeridgiano. (Tomado de Camargo, en preparación)

Se interpretó que la roca almacén fue depositada en un marco transgresivo, en diferentes ambientes sedimentarios marinos y de plataforma (Figura 3.16), caracterizándose por presentar desarrollo de bancos oolíticos (Camargo, en preparación; Castillo *et al.* 1997).

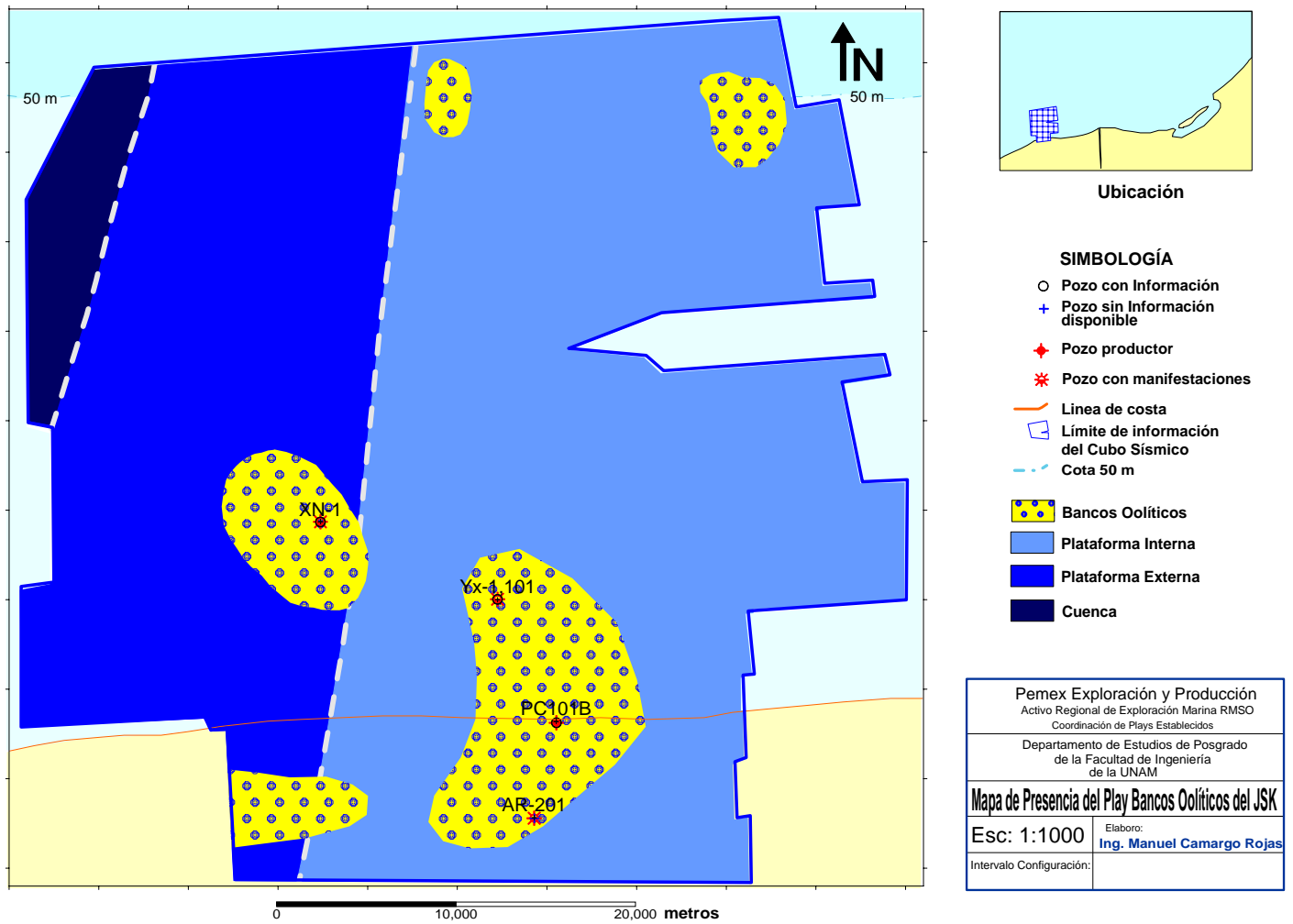


Figura 3.16. Mapas de Presencia de la roca almacén del Kimmeridgiano, obtenido a partir de la combinación de los mapas de Facies, Paleoambientes y espesores. (Tomado de Camargo, en preparación)

En el núcleo 2 del YX-101, se observó laminación, flujos, estilolitas y fracturas (fuerte, principalmente vertical) presenta procesos diagenéticos: compactación, estilolitización, cementación, disolución, recristalización y fracturamiento, lo cual le da a la roca almacén buenas características para contener hidrocarburos (Figura 3.17).

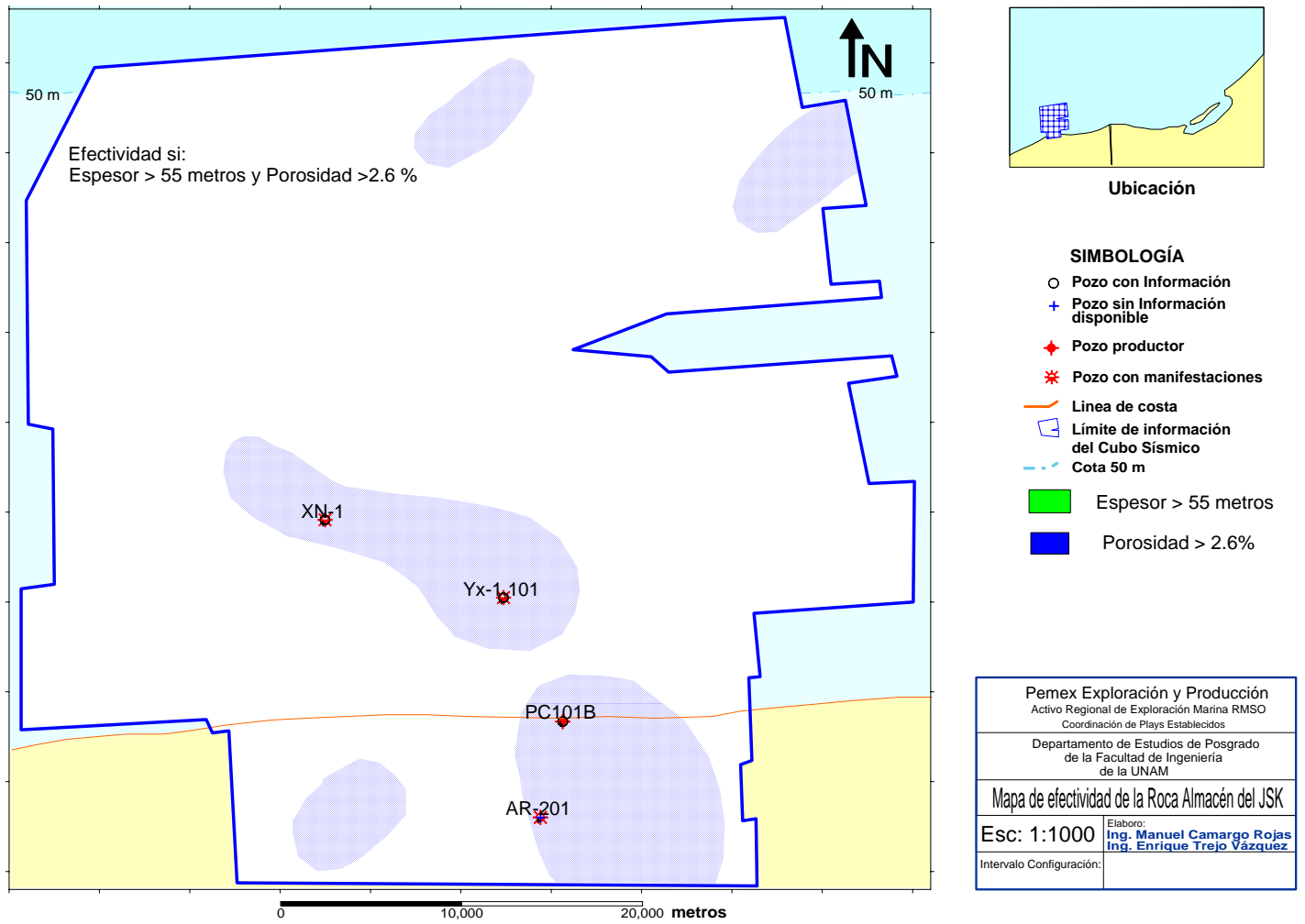


Figura 3.17. Mapa de Efectividad del Kimmeridgiano. (Tomado de Camargo, en preparación).

A partir de la combinación de los mapas de Presencia y Efectividad, se obtiene el mapa de Riesgo Común (Figura 3.18), en el cual se puede apreciar la posible extensión de la roca almacén del *Play Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano*.

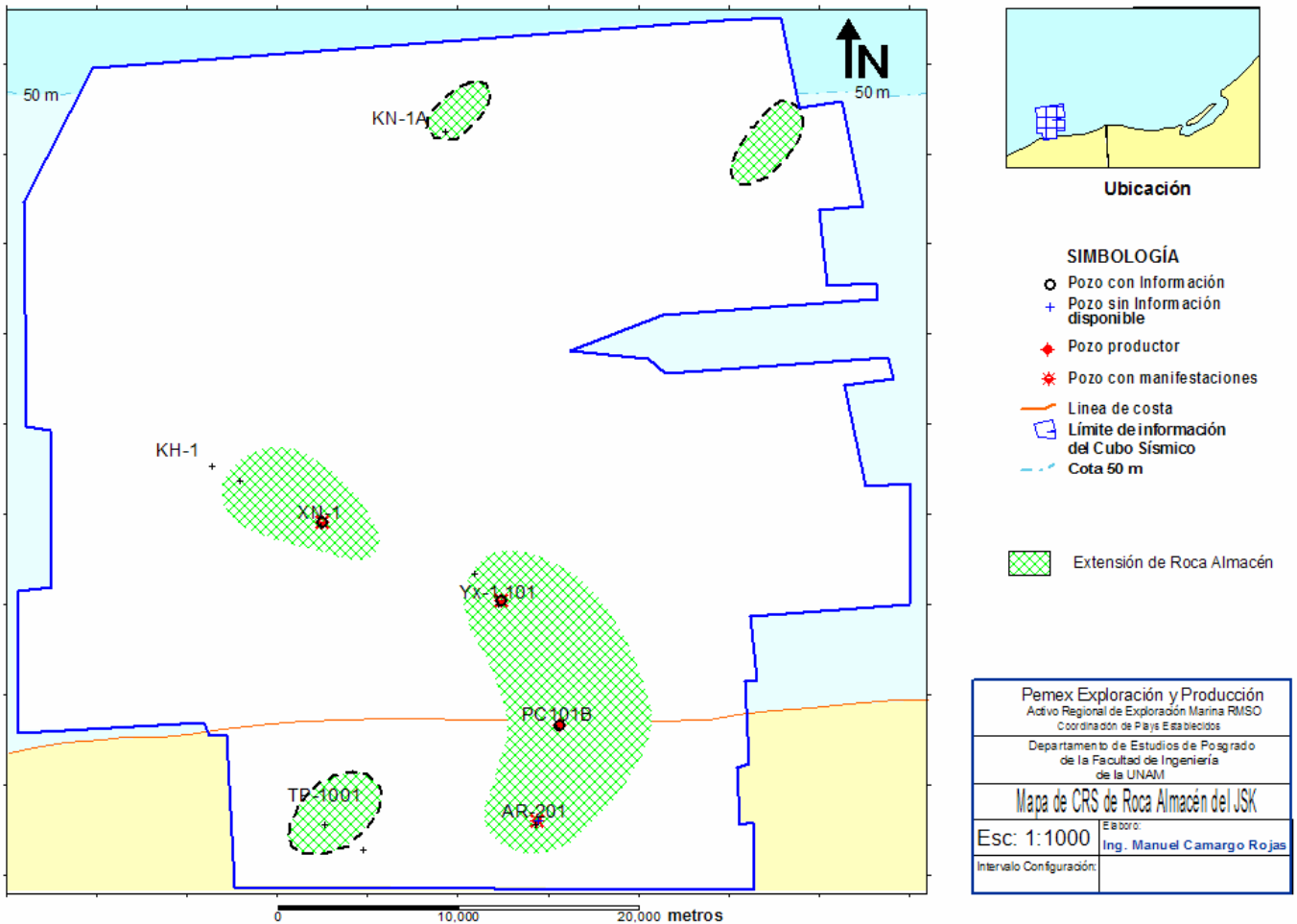


Figura 3.18. Mapas de Riesgo Común de la roca almacén del Kimmeridgiano, obtenido a partir de la combinación de los mapas de Presencia y Efectividad. Debido a que el estudio se hizo con la metodología de *Play Fairway* únicamente se encuentra mapeada la extensión de la roca almacén. (Tomado de Camargo, en preparación).

3.6.2. Sello.

El sello es una roca cuyas propiedades petrofísicas impiden la migración lateral o vertical del hidrocarburo (Illustrated Dictionary of Earth Science, 1999); 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 esta formado por lutitas, evaporitas, o por 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 la montmorilonita; y 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).

En el siguiente capítulo se abordará este tópico con mayor detalle, para las fallas del Cretácico Superior y del Kimmeridgiano.

3.6.2.1. Sello del Cretácico Superior.

El sello del *play* Cretácico Superior, en el área de estudio, se considera que esta formado principalmente por rocas de edad Paleoceno, con propiedades mecánicas que resisten al fracturamiento (Arreguín *et al.*, 2006), y cuyos espesores varían de 50 a 750 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 Suárez, Tenorio; 2006).

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

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 cortada 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 wackstone de bioclastos (Meléndez, en preparación). Mientras que los paleoambientes se interpretaron a partir del contenido faunísticos identificado durante la perforación de los pozos, estando integrado principalmente por *Globorotalia velascoensis* y *Globorotalia pseudomenandii*, las cuales dan como resultado paleoambientes de cuenca (Meléndez, en preparación) (Figura 3.19)

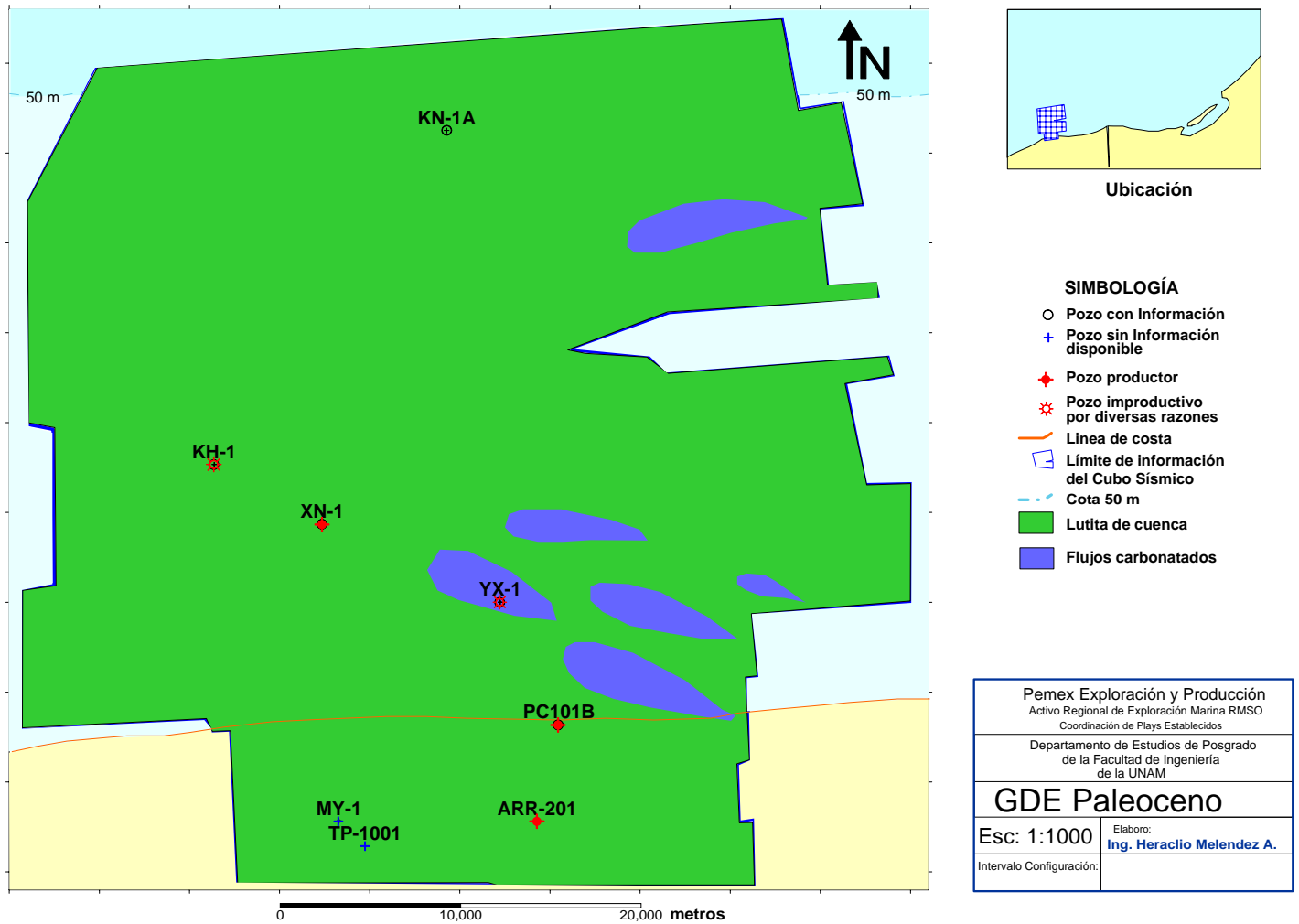


Figura 3.19. Mapa de presencia del sello, obtenido a partir de los mapas de facies y de paleoambientes. (Tomado de Meléndez, en preparación)

La efectividad de la roca sello se define en base al espesor y a la porosidad. Sin embargo, las lutitas cuentan con buena porosidad pero mala permeabilidad, debido a la estrecha relación entre esta última con el tamaño de grano de la roca (Dewan, 1983); por lo cual solo se tomará en cuenta el espesor de la roca sello como criterio de efectividad (Figura 3.20). 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.

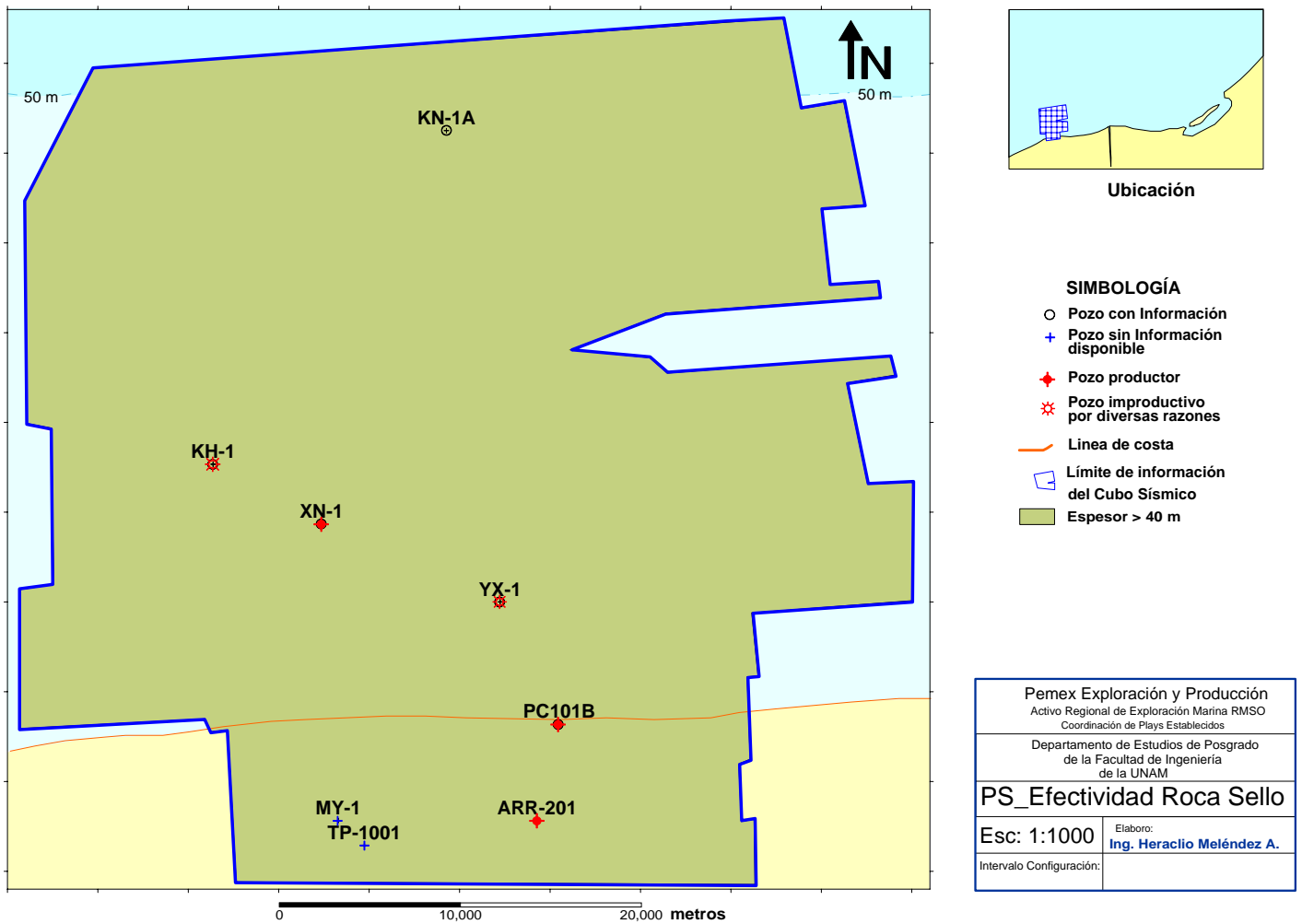


Figura 3.20. Mapa de efectividad del sello, obtenido a partir de los valores de espesores obtenidos de la interpretación sísmica de la cima del Paleoceno y la cima del Cretácico Superior. (Tomado de Meléndez, en preparación)

Finalmente a partir de la combinación de ambos mapas, se obtuvo el mapa de Riesgo Combinado del Sello (Figura 3.21).

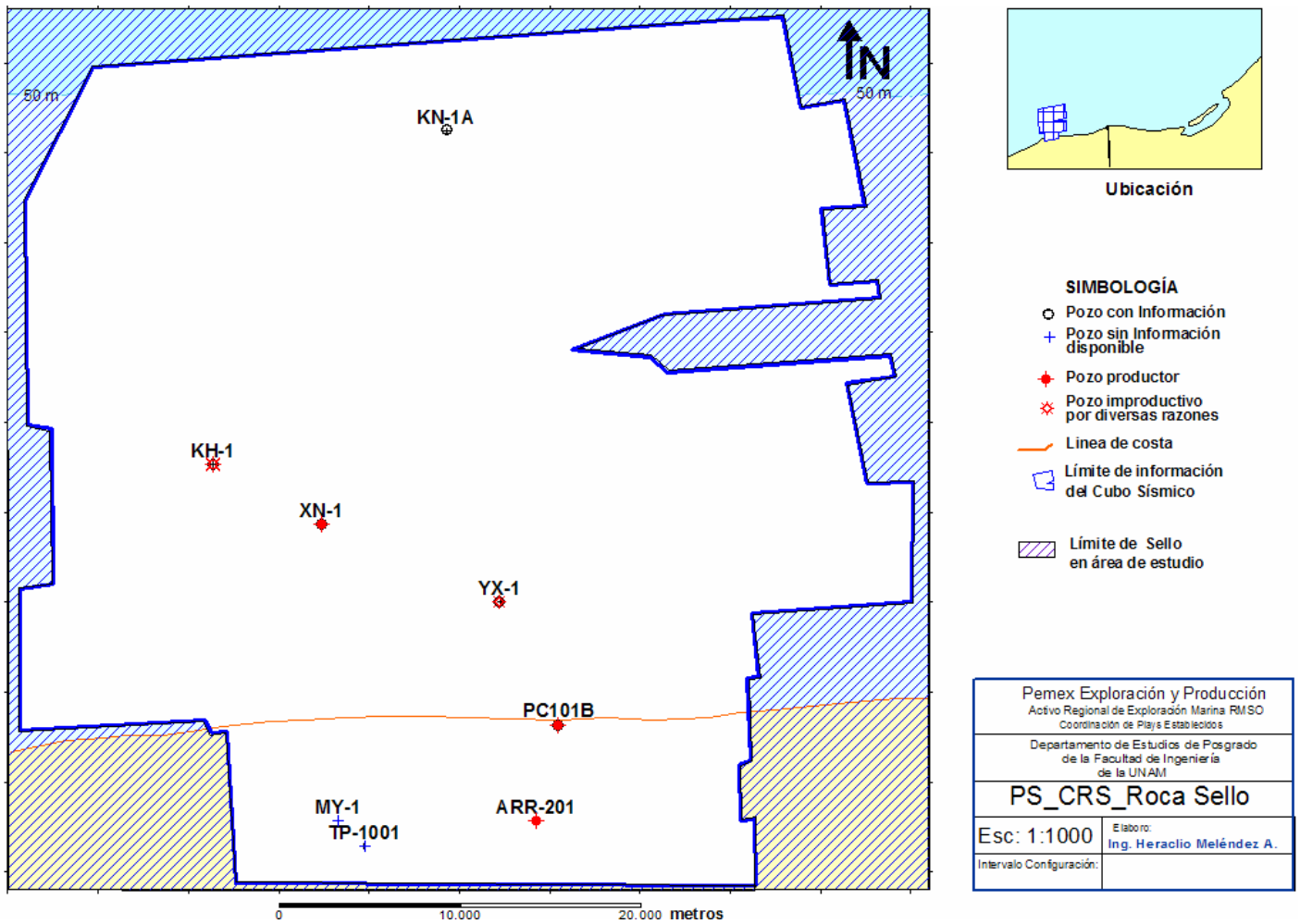


Figura 3.21. Mapa de Riesgo Común del sello (Tomado de Meléndez, en preparación), obtenido a partir de la combinación de los mapas de Presencia y Efectividad mostrados en las Figuras 3.19 y 3.20 respectivamente. Debido a que la extensión del sello es regional, en el área de estudio; únicamente se dibujó el límite de la extensión superficial del sello.

3.6.2.2. Sello del Kimmeridgiano.

El sello del *play* Kimmeridgiano, en el área de estudio, está constituido principalmente por rocas de edad Tithoniano. Sus espesores van de los 20 a los 500 metros (Figura 3.22), se define que las rocas del Tithoniano actúan como un buen sello del Kimmeridgiano; sin embargo se espera que en algunas partes las fallas funcionen como ruta de migración.

Al igual que en caso anterior la caracterización del sello se realiza en base a los mapas de presencia y efectividad del sello.

La presencia se definió combinando los mapas de facies y paleoambientes (Figura 2.19). El mapa de facies se realizó en base a la litología del Tithoniano, obtenida durante la perforación de los pozos en el área de estudio, la cual está compuesta principalmente por mudstone arcilloso y capas de mudstone – wackstone, las cuales dieron como resultado facies de bancos oolíticos, plataforma interna, plataforma externa y cuenca (Camargo, en preparación). El mapa de paleoambientes se definió en base al contenido faunístico determinado durante la perforación de los pozos en el área de

estudio, y se caracteriza por encontrar Crassicolaria, saccocomas y radiolarios calcificados, lo cual dar como resultado un ambiente de plataforma y cuenca (Camargo, en preparación).

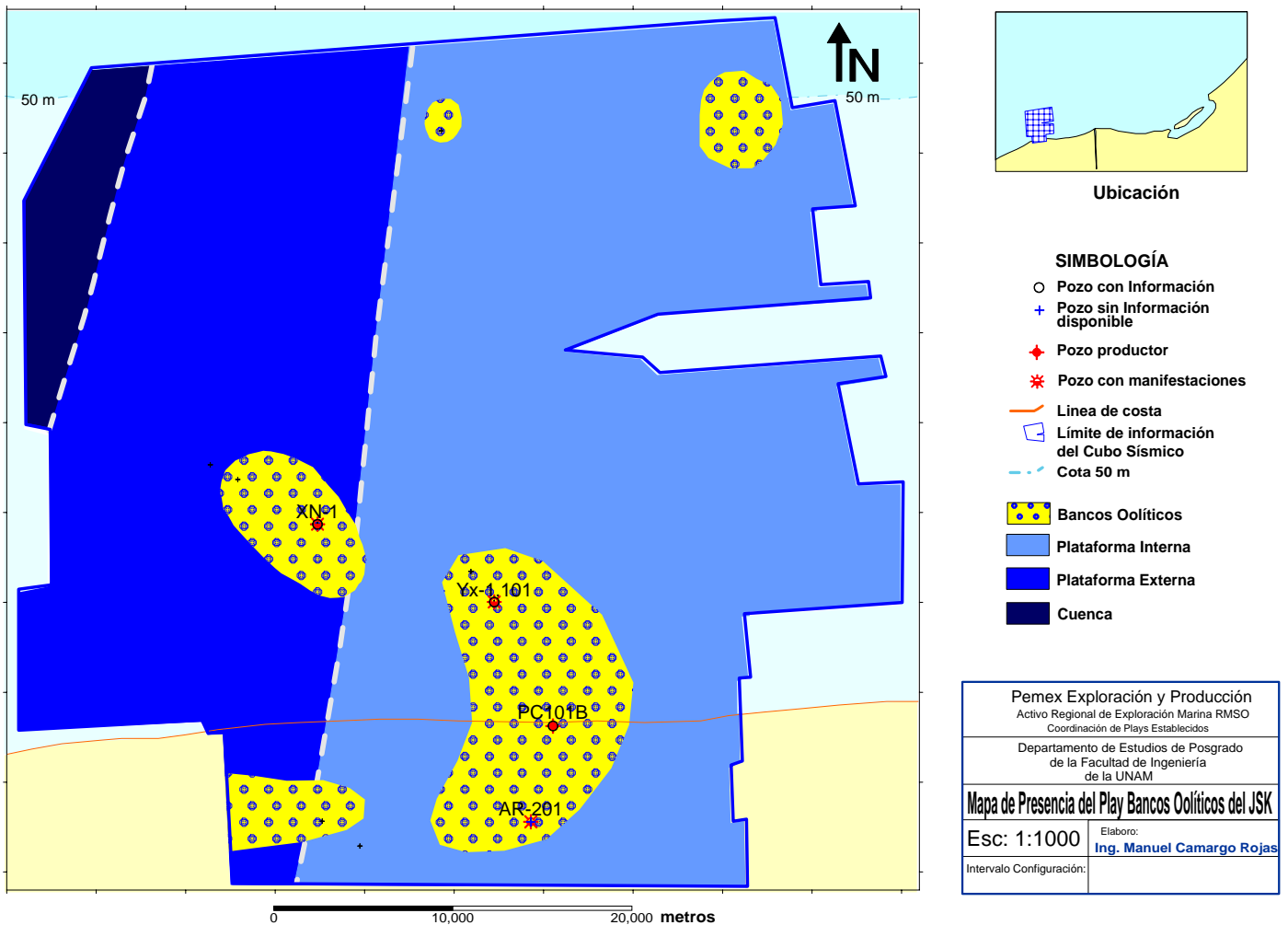


Figura 3.22. Mapa de presencia del sello, obtenido a partir de los mapas de facies y de paleoambientes. (Tomado de Camargo, en preparación).

Al igual que en el caso del sello del Cretácico Superior, la efectividad del sello del Tithoniano se determinó en función del espesor de la roca sello, considerando que se tiene un buen sello para rocas con espesor mayor a 20 metros (Figura 3.23).

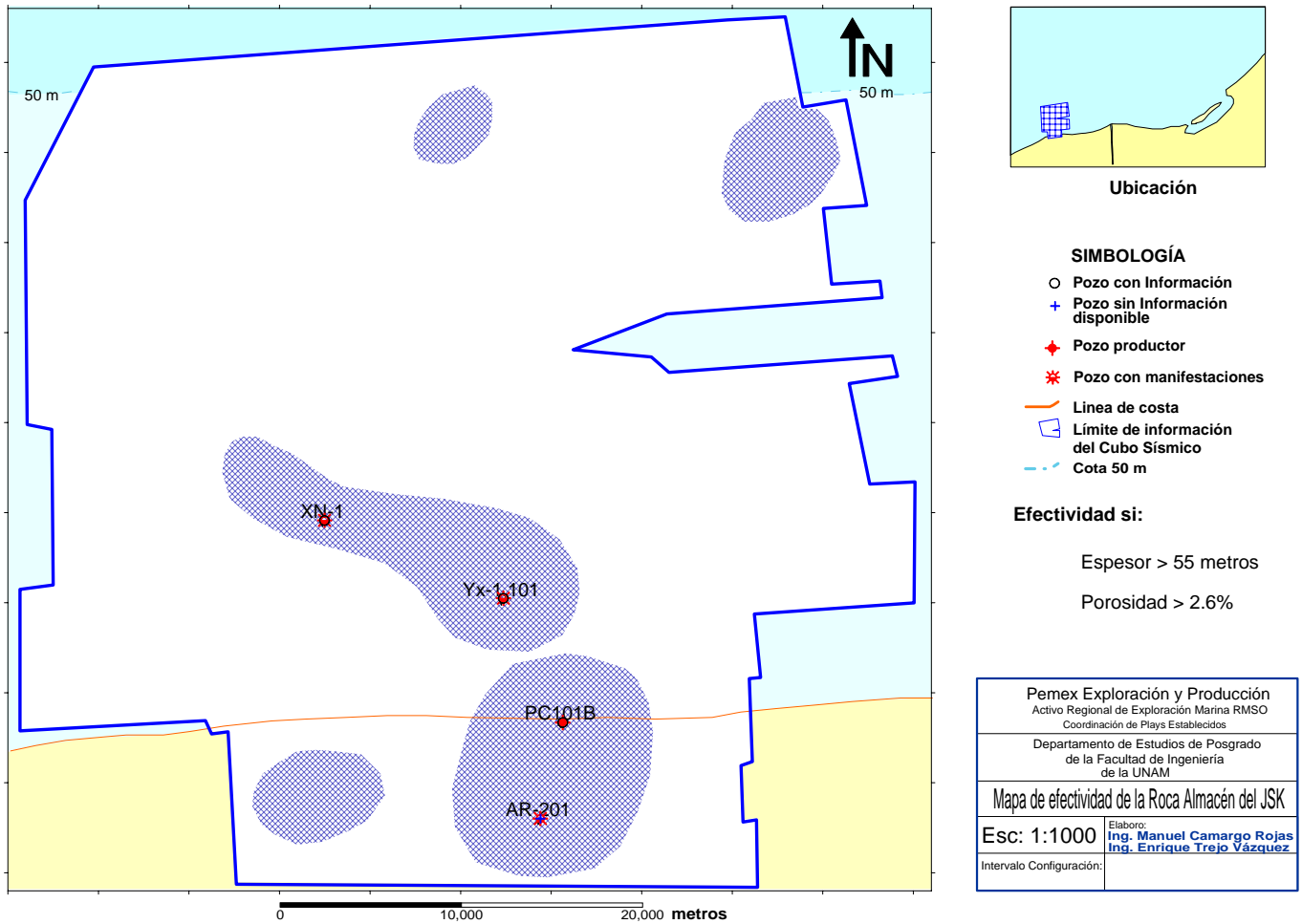


Figura 3.23 Mapa de efectividad del sello, obtenido a partir del mapa de espesores obtenido de la interpretación sísmica de la cima del Tithoniano y la cima del Kimmeridgiano. (Tomado de Camargo, en preparación).

A partir de la combinación de los mapas de presencia y efectividad se obtuvo el mapa de Riesgo Común del sello del Kimmeridgiano (Figura 3.24).

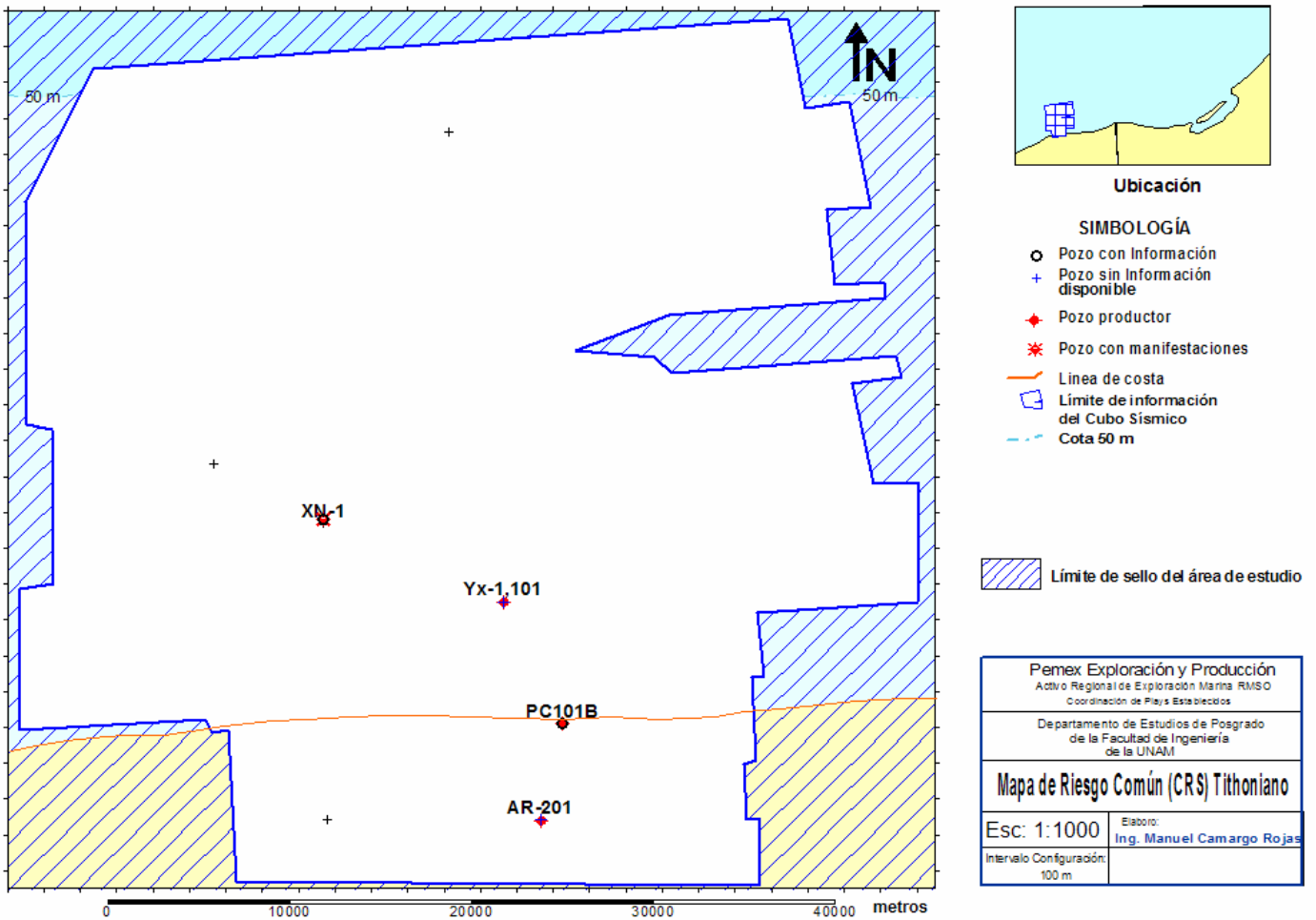


Figura 3.24. Mapa de Riesgo Común del sello (Tomado de Camargo, en preparación), obtenido a partir de la combinación de los mapas de Presencia y Efectividad mostrados en las Figuras 3.19 y 3.20 respectivamente. Debido a que la extensión del sello es regional, en el área de estudio; únicamente se dibujó el límite de la extensión superficial del sello.

3.6.3. Procesos de Carga.

La presencia de la Roca Generadora en el área de estudio, así como sus características geoquímicas, se determinaron en base a 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 las rocas Tithoniano, tiene el mejor potencial generador de hidrocarburos (Medrano-Morales, 2005).

La materia orgánica puede ser principalmente de origen algáceo, cuyo contenido varía del 25 al 35%; incluye materia orgánica de tipo carbonoso y leñoso, que permite generar aceite y gas; y su estado es moderadamente maduro (Medrano-Morales, 2005).

Las facies de cuenca tienen una amplia distribución para el Tithoniano, produciendo que la roca generadora cuente con buenas condiciones para la generación de hidrocarburos. Por un lado, el kerógeno presente es de tipo IIS, indicando que es posible generar hidrocarburos líquidos o gaseosos; la riqueza orgánica original de las rocas del Tithoniano es considerada buena, teniendo 4% de COT

en promedio (Figura 3.25); 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).

Actualmente se considera que las rocas del Tithoniano y Oxfordiano son las únicas rocas con potencial generador que han entrado en la ventana del petróleo en la Sonda de Campeche, (Ángeles, 2003; Castillo, *et al.*, 1997). Aunque no se descartan otros horizontes, tal es el caso de algunos cuerpos de calizas arcillosas de color oscuro, carbonosas dentro del Cretácico (Medrano Morales, 2005).

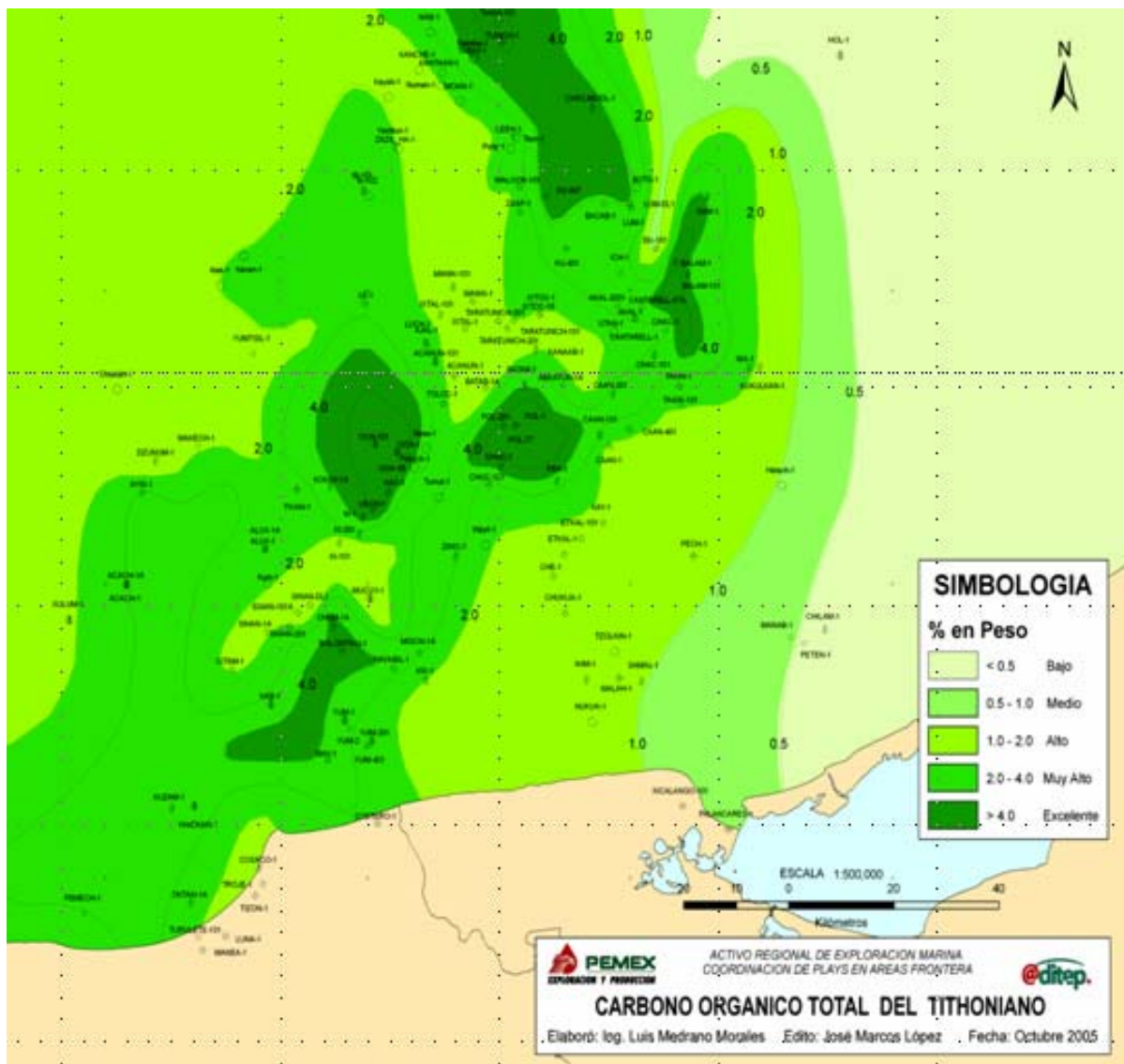


Figura 3.25. Mapa en el que se muestran los valores de Carbono Orgánico Total (COT) para toda la región marina. El COT varía de niveles pobres (COT < 0.5 %) a niveles excelentes (COT > 4%). (Mapa tomado de Medrano, 2005)

Para modelar el grado de madurez de la roca generadora del 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; estas características permiten

determinar que la roca generadora 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).

El procedimiento para generar los mapas de focos de generación de hidrocarburos, consistió en calcular los Índices de Tiempo Temperatura (ITT) de cada pozo que toco el Tithoniano; para posteriormente plasmar esta información en las gráficas de sepultamiento; las cuales a su vez, indican la temperatura y tiempo de entrada de la roca generadora a la ventana de generación (Wapples, 1980) (Figura 3.26).

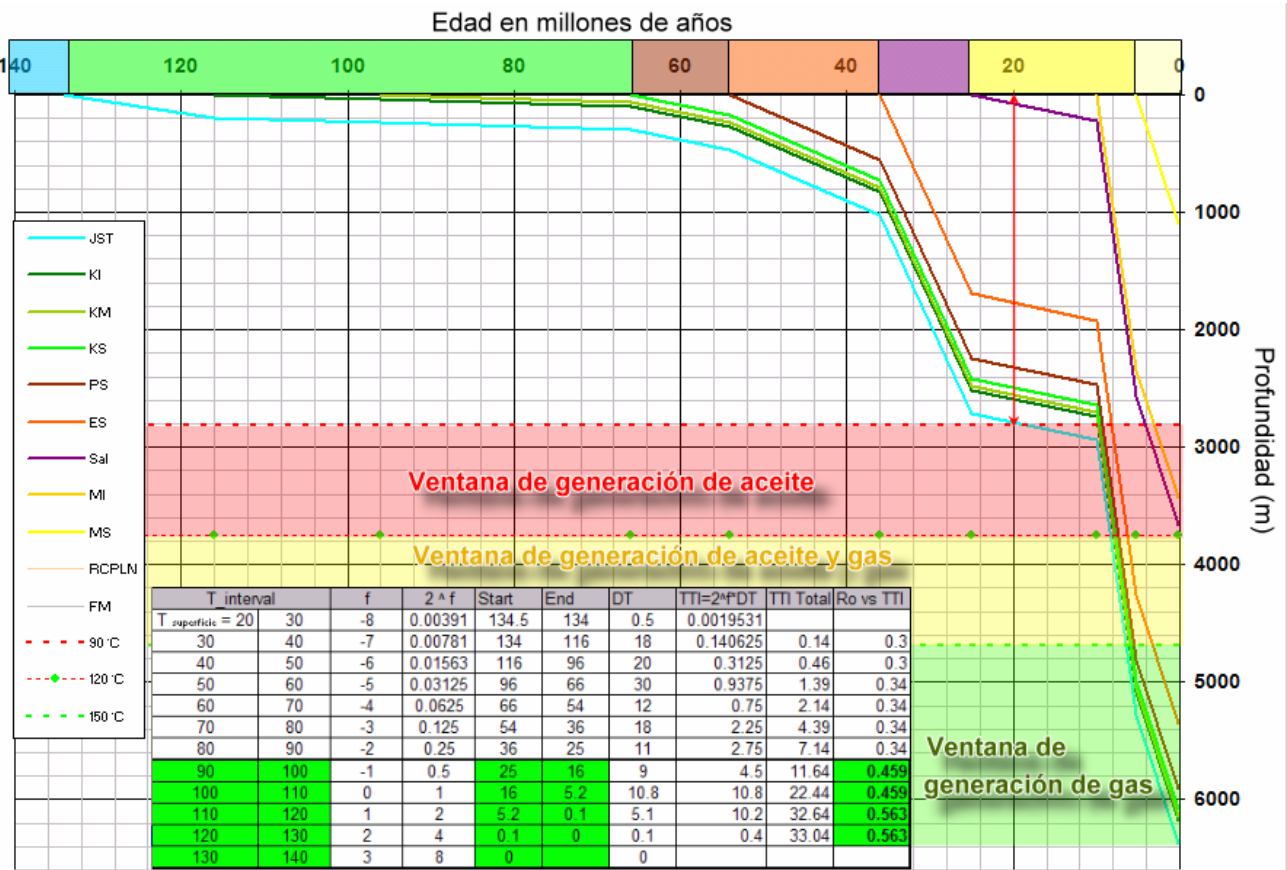


Figura 3.26. Gráfica de sepultamiento del Pozo YX-1. La gráfica muestra la tasa de sedimentación ocurrida para los distintos intervalos de tiempo registrados durante la perforación del pozo; se observa que la tasa de sedimentación es relativamente baja para el mesozoico, mientras que para el Oligoceno 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 (lo anterior considerando un gradiente lineal de 32°C/Km); finalmente se observa que la generación de los hidrocarburos inicia después del al Mioceno Inferior. Ver Anexo 3.

La información obtenida de cada gráfica de sepultamiento permitió establecer los intervalos de profundidad en los que habrá generación de hidrocarburos (Figura 3.27).

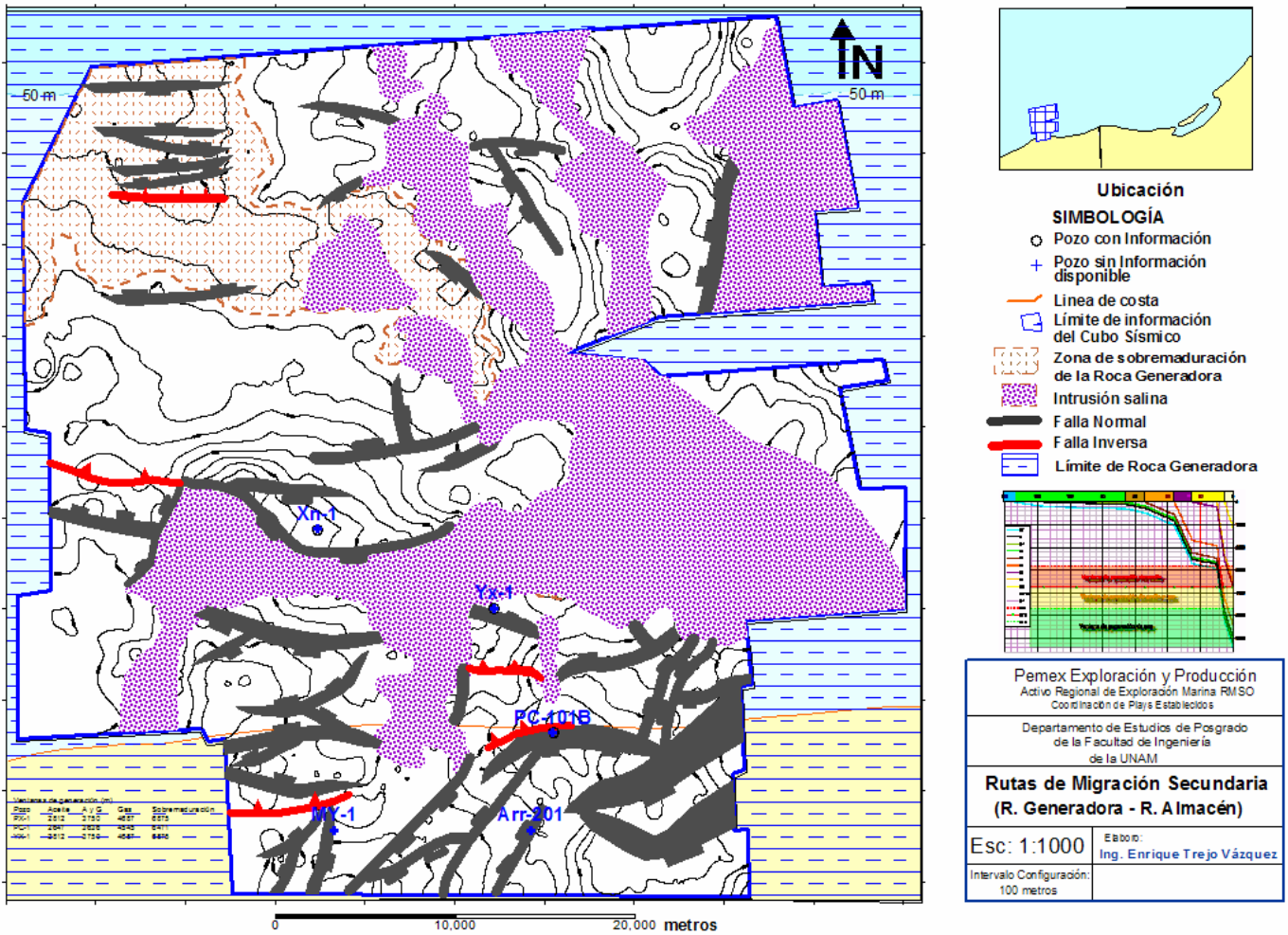


Figura 3.27. Mapa de focos de generación de hidrocarburos para rocas del Tithoniano. Se interpretó que el Tithoniano se encuentra entre 5300 y 7750 m de profundidad, de las graficas de sepultamiento se observo que la ventana de generación de hidrocarburos se encontraba de 3000 a 7200 m de profundidad; 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.

3.6.4. Geometría y Trampa.

En este estudio la evaluación de la geometría y trampa se basó en la interpretación sísmica estructural, y en la restauración de secciones. La interpretación sísmica estructural se realizó utilizando la metodología propuesta por Brown (1999) (Figura 3.28) mientras que el balanceo de secciones se hizo de acuerdo a la metodología propuesta por Rowan (1993).

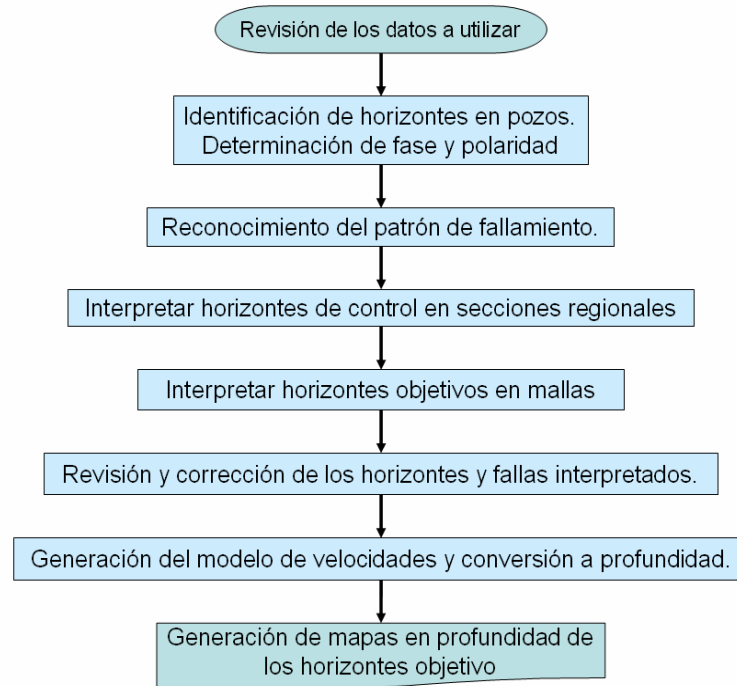


Figura 3.28. La metodología utilizada para la interpretación sísmica estructural en el área de estudio. (Modificada de Brown, 1999).

La restauración secuencial de secciones estructurales permite: determinar la evolución estructural, medir las velocidades con que se llevaron a cabo los procesos geológicos, estimar los cambios en la paleobatimetría a través del tiempo, de igual manera proporciona el sistema geométrico para la generación de hidrocarburos y estudios de migración (Rowan, 1996).

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 tenían antes de la deformación.

Para que una sección restaurada, o retrodeformada, sea válida, se requieren un par de consideraciones en su construcción: la primera es que el producto del proceso de restauración sea una sección geológica *admisible*, es decir que contenga los elementos estructurales característicos de la región (López, 2006); la segunda, se refiere a balancear el volumen de roca, desplegado como área en una sección, y que este se conserve durante el proceso de deformación, lo cual implica que el

movimiento de las rocas se realizó en dirección paralela al plano de la sección (Rowland *et al.*, 1993), aunque lo anterior no se cumple principalmente cuando hay movimiento de material, por ejemplo en caso de contar con intrusiones por diapirismo. Una sección que puede ser restaurada a una configuración previa a la deformación se considera viable. Una sección restaurada debe ser admisible y viable.

El procedimiento de restauración se basa en calcular y remover los efectos de todos los procesos que influyeron y controlaron la evolución de la geometría de la cuenca durante intervalos de tiempo especificados (Figura 3.29), dichos procesos son entre otros la sedimentación, compactación (Figuroa y Yamamoto, 1982; modificado de Marsden, 1990 y Dickinson 1956), eustasia, deformación asociada a fallas (Schultz-Ela, 1992), movimientos de sal e isostasia (Rowan, 1993).

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; Schultz-Ela, 1992), y es un apoyo en la validación de la interpretación (López, 2006).

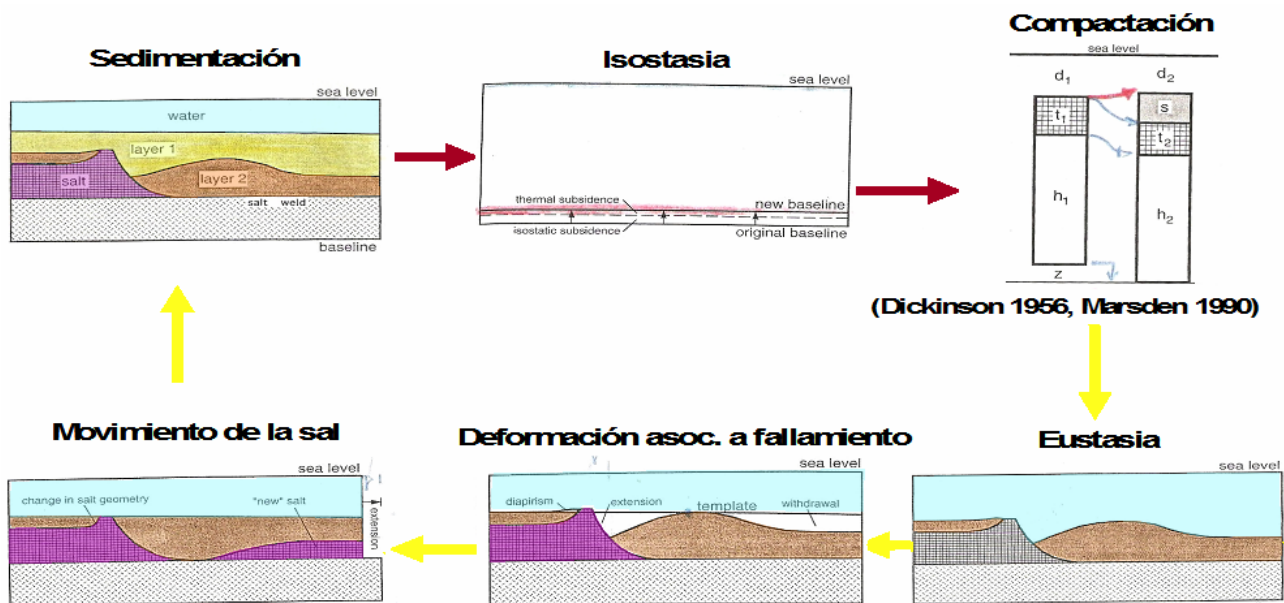


Figura 3.29. Esquema de restauración y balanceo de secciones estructurales en secciones con intrusiones salinas (Según Rowan, 1993). Se inicia con la eliminación de los efectos de sedimentación y compactación, correcciones por isostasia, eustasia, deformación asociada a fallamiento y por movimientos de sal.

Los resultados de la interpretación sísmica estructural y la restauración de secciones se discutirán en el siguiente Capítulo.

Capítulo 4. Caracterización Tectónica – Estructural.

En el presente estudio la caracterización tectónica - estructural se basó en la interpretación sísmica estructural y en la restauración de secciones.

Para la interpretación sísmica estructural se cargaron los datos sísmicos y de pozos al sistema Interactivo de interpretación de Landmark® (Halliburton Company), disponible en las estaciones de trabajo del Laboratorio de Computo Especializado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

Para la restauración de secciones se cargaron los horizontes interpretados y convertidos a profundidad, en el software-Geosec 20.

4.1. Interpretación sísmica estructural.

La interpretación sísmica estructural inició con la carga de datos en las estaciones de trabajo. Para la realización del proyecto se cargó la versión migrada postapilamiento, sin filtro ni ganancia, en el sistema interactivo Landmark.

Esta versión de la información sísmica presentó problemas en su visualización, ya que los eventos someros de alta amplitud enmascaran los eventos profundos de baja amplitud, lo cual dificulta la interpretación (Figura 4.1).

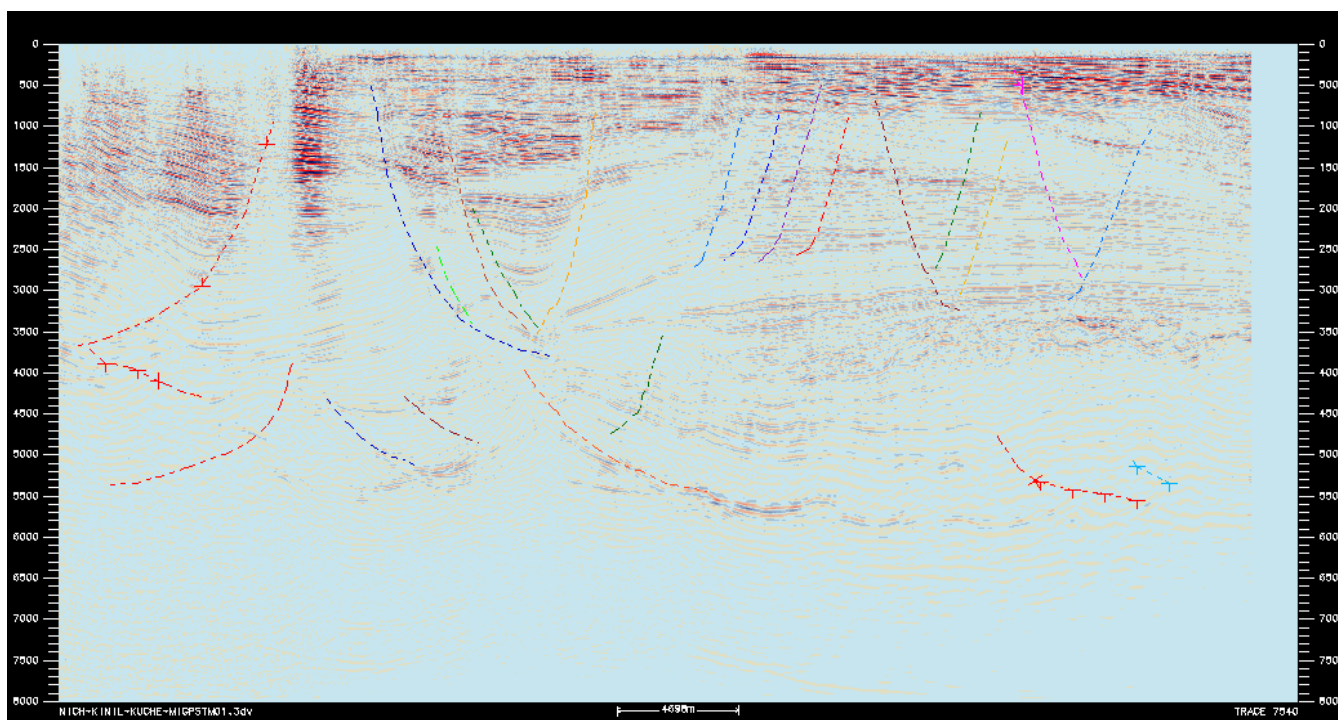


Figura 4.1. Línea 3100 desplegando información de la versión sin filtro ni ganancia del cubo Kuche Tupilco. Nótese que los eventos sísmicos someros de alta amplitud enmascaran los eventos profundos. Las líneas punteadas indican las fallas interpretadas en la sección.

Dado lo anterior se aplicó un Control Automático de Ganancia, AGC por sus siglas en inglés (Automatic Gain Control). Este proceso no afecta el contenido de frecuencias y permite observar los eventos más profundos (Figura 4.2), aunque no es recomendable hacer extracción de atributos de amplitud en este cubo, ya que solo se obtuvo para mejorar la imagen sísmica del subsuelo. Para hacer lo anterior se utilizó el programa Post PAL Stack Launcher (Landmark®).

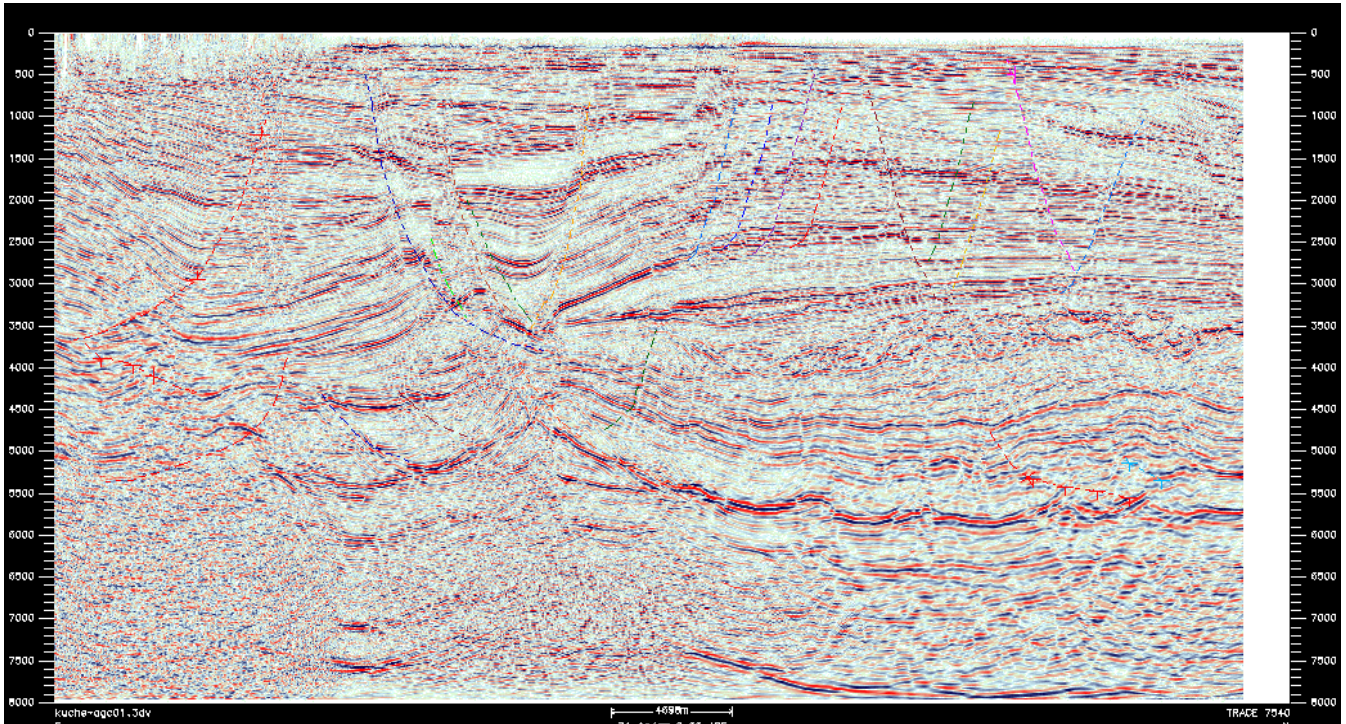


Figura 4.2 Línea 3100 desplegando información de la versión con ganancia del cubo Kuche Tupilco. Nótese que los eventos sísmicos profundos y someros visibles, facilitando la interpretación. Las líneas punteadas indican las fallas interpretadas en la sección.

4.1.1. Generación de Sismogramas sintéticos.

Brown (1999) propuso, como paso inicial en la interpretación sísmica, la identificación de horizontes y la definición de polaridad y fase. Lo anterior se logra por medio de los sismogramas sintéticos.

Los pozos que contaban con información suficiente para realizar los sismogramas sintéticos fueron el KN-1A, KH-1, XN-1, y YX-1 (Figura 4.3).

La información necesaria para poder hacer los sismogramas sintéticos es el registro de densidad, ρ ; el registro de velocidades, ya sea el VSP o el Checkshot; y el informe final de cada pozo. Los sismogramas sintéticos se hicieron en el paquete Syntool (Landmark®).

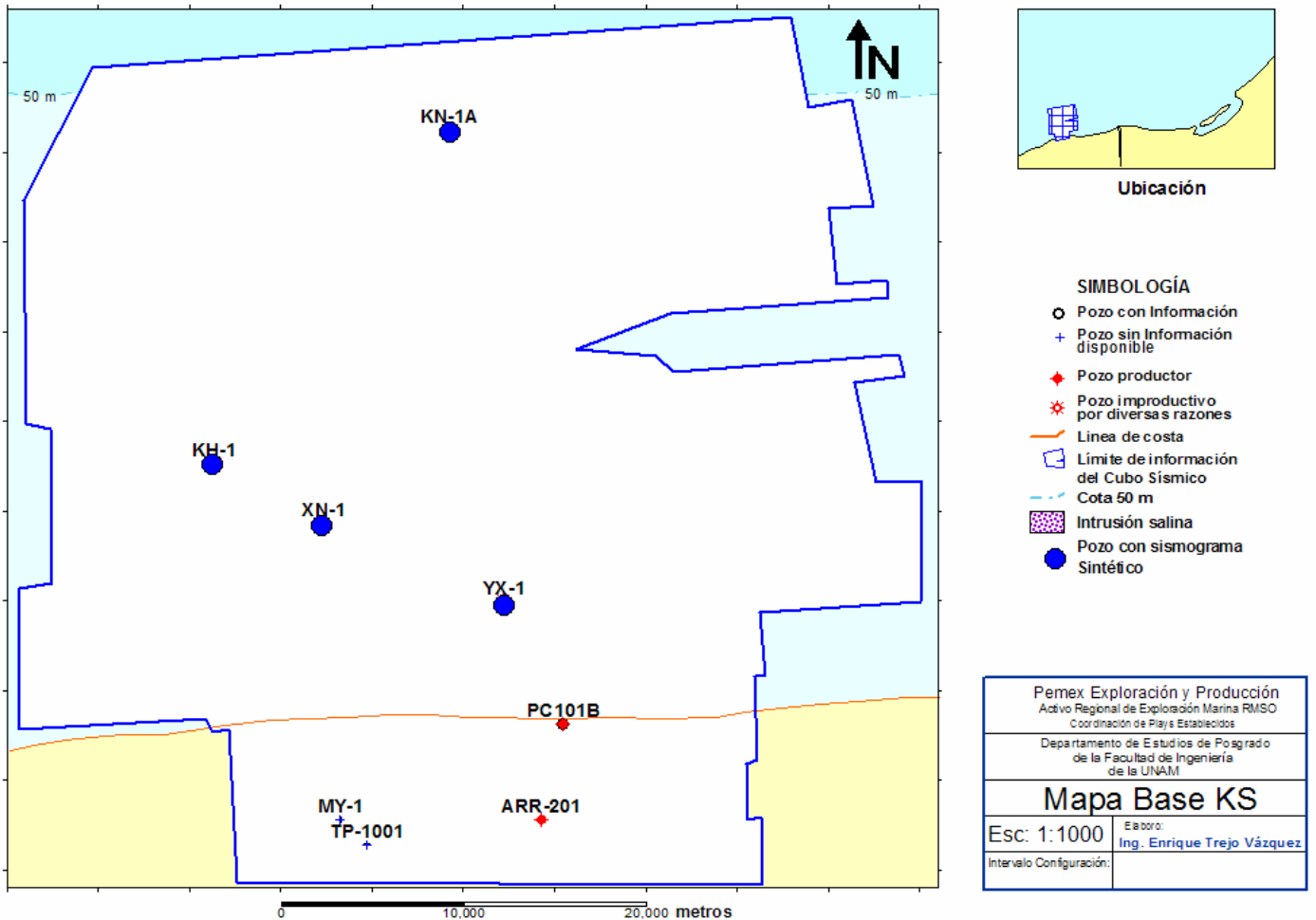


Figura 4.3 Mapa con la ubicación de los pozos, a los que se calculó el sismograma sintético, identificados con el círculo azul. Los pozos KH-1, XN-1, YX-1 y KN-1A, fueron los únicos que contaban con registros de densidad y velocidad, para poder calcular los sismogramas sintéticos.

El sismograma sintético del pozo KN-1A (Figura 4.4), ajustó satisfactoriamente para la mayoría de los eventos terciarios y mesozoicos. Siendo notorio el buen ajuste entre los reflectores sísmicos y los estratos correspondientes al Mioceno Inferior, Eoceno Superior, Paleoceno Superior y Cretácico Superior.

El sismograma sintético mostró para el Cretácico Superior que la fase se encuentra rotada 90° , y que tiene una frecuencia dominante $f_{dom} = 17$ Hz. Del registro de velocidades se obtuvo para el Cretácico Superior una velocidad de intervalo $v_{int} = 5450$ m/s.

La resolución sísmica vertical (r_v) se calcula con la siguiente fórmula (Brown, 1999):

$$r_v = \frac{\lambda}{4} = \frac{v_{int}}{4 \times f_{dom}},$$

sustituyendo valores se tiene como resultado una resolución sísmica vertical de 80 metros, cinco veces menor que el espesor de 400 m reportado para el Cretácico Superior (Mejía, 1983), por lo cual

se considera que la información sísmica tiene excelente resolución vertical, en el área cercana al pozo KN-1A.

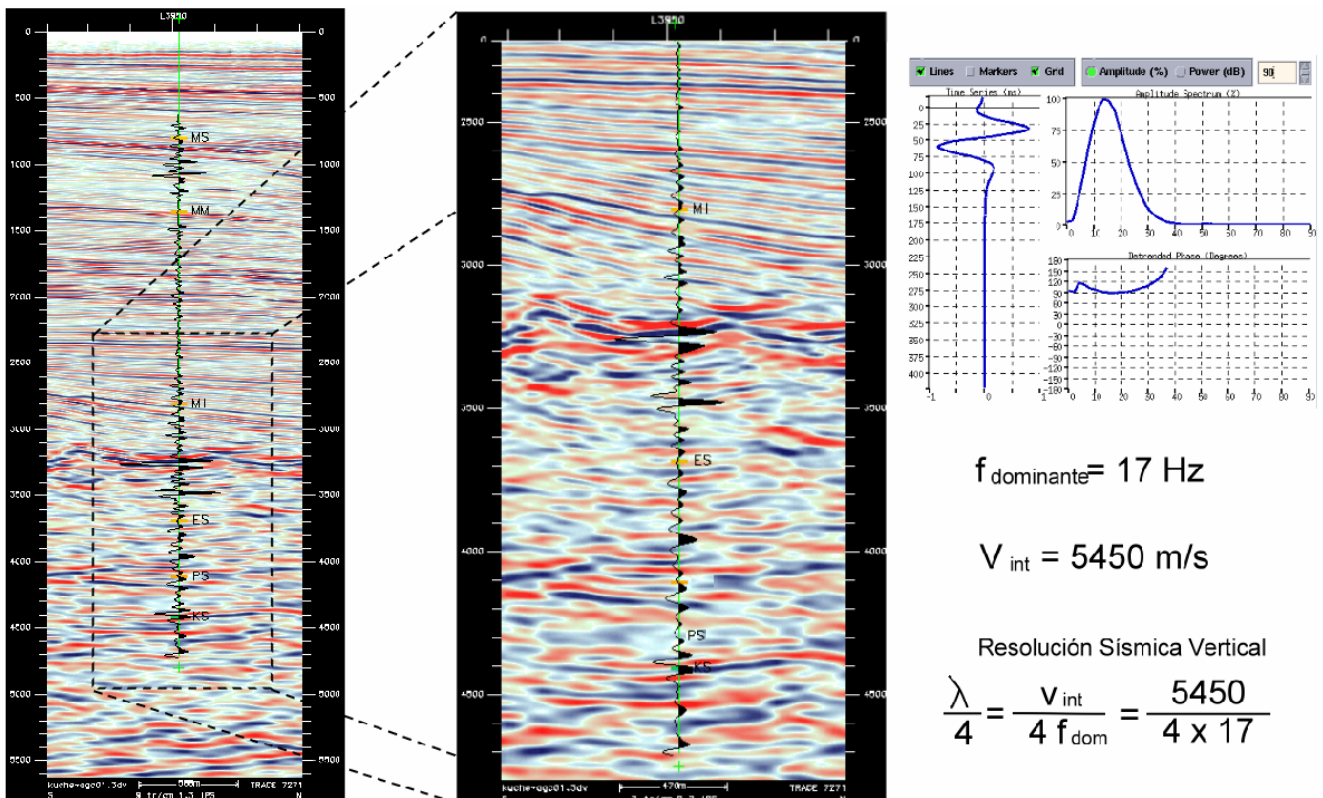


Figura 4.4 Sismograma sintético del pozo KN-1A, ubicado en la traza 7271 del cubo Kuche Tupilco, versión migrada postapilamiento, sin filtro y con ganancia. En la figura de la izquierda se aprecia que existe un buen ajuste a lo largo de la columna atravesada por el pozo. La parte central de la figura muestra el ajuste con más detalle, y se aprecia que existe un buen amarre en la parte correspondiente al Mesozoico. En la parte de la izquierda se muestra la ondícula de entrada para generar el sismograma sintético, con su espectro de amplitud (gráfica superior) y fase (gráfica inferior). En la cual se muestra una frecuencia dominante de 17 Hz y fase mínima.

El sismograma sintético del pozo KH-1 mostró muy buena correlación entre los eventos sísmicos y los estratos atravesados por el pozo. En la parte correspondiente al Mesozoico, en el Cretácico Superior, mostró un excelente amarre; lo anterior debido a la poca complejidad geológica en el área de estudio, a la alta calidad de los registros y a la buena calidad de la información sísmica en el área cercana al pozo (Figura 4.5).

El sismograma sintético mostró que la información sísmica correspondiente al mesozoico tiene una fase rotada 90°, frecuencia dominante de 15 Hz y velocidad de intervalo de 3925 m/s; resultando en un valor de resolución vertical igual a 65 m. El espesor del Cretácico Superior reportado por el pozo fue de 190 metros (Mejía, 1983), valor tres veces mayor que el valor de la resolución; por lo cual se considera que la información sísmica tiene buena resolución sísmica vertical, para el área cercana al pozo KH-1.

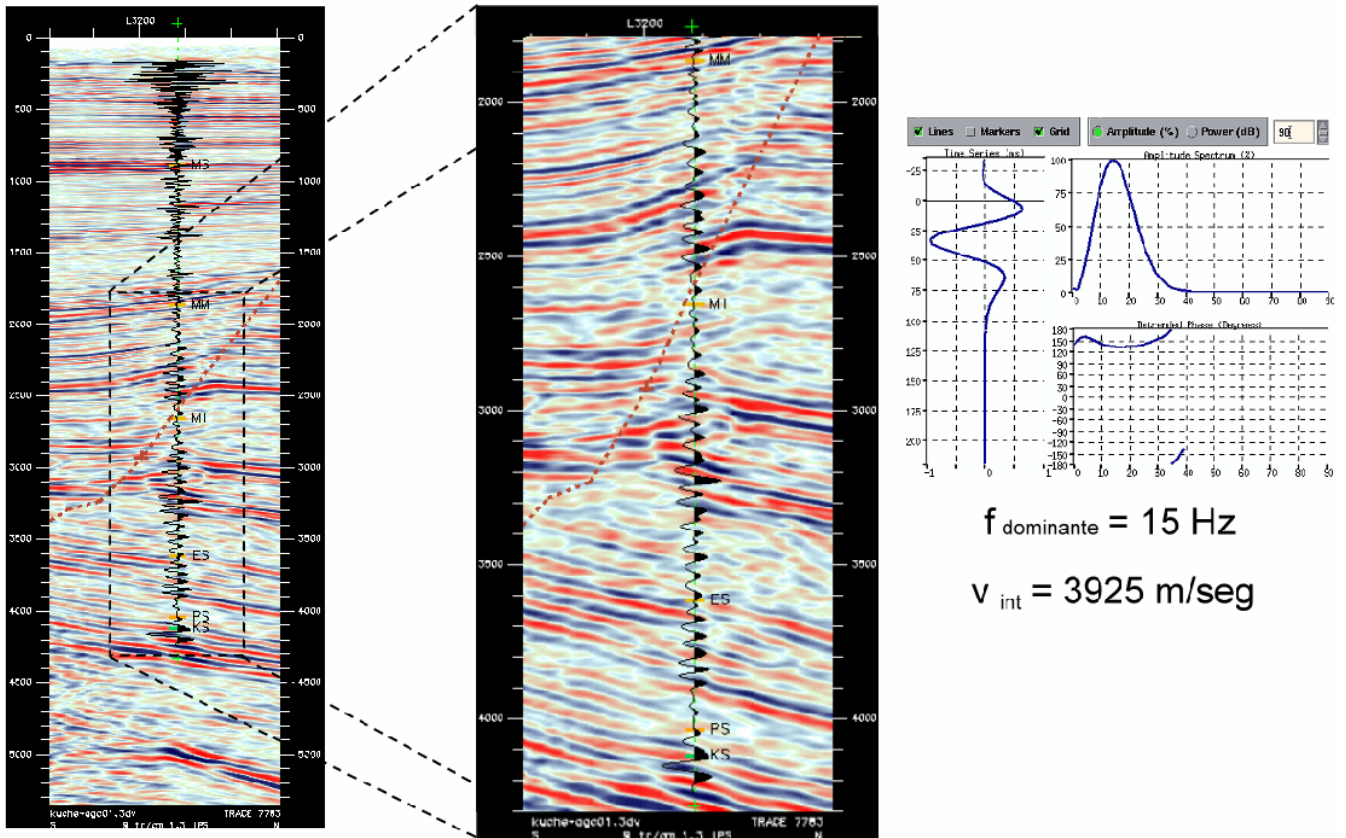


Figura 4.5 Sismograma sintético del pozo KH-1, ubicado en la traza 7703 del cubo KUCHE TUPILCO, versión migrada postapilamiento, sin filtro y con ganancia. En la figura de la izquierda se aprecia que existe un buen ajuste a lo largo de la columna atravesada por el pozo. La parte central de la figura muestra el ajuste con más detalle, y se aprecia que existe un buen amarre en la parte correspondiente al Cretácico Superior. En la parte de la izquierda se muestra la ondícula de entrada para generar el sismograma sintético, con su espectro de amplitud (gráfica superior) y fase (gráfica inferior). En la cual se muestra una frecuencia dominante de 15 Hz y fase mínima.

El sismograma sintético del pozo XN-1 presentó buen ajuste permitiendo identificar a que edad corresponde cada reflexión sísmica. En el Cretácico Superior y el Kimmeridgiano, el ajuste fue muy bueno, en parte debido a la escasa complejidad geológica en el área de estudio, así como por la buena calidad de la información sísmica (Figura 4.6). El sismograma sintético mostró que la información sísmica correspondiente a los horizontes del Mesozoico tiene la fase rotada aproximadamente 90° , frecuencia dominante de 18 Hz y velocidad intervalo de 4750 m/s; resultando en una resolución vertical de 66 m. El espesor del Cretácico Superior reportado durante la perforación fue de 35 metros (Reporte diario de perforación), valor menor que el valor de la resolución (66 metros), por lo cual se considera que la información sísmica no cuenta con la resolución suficiente para detectar correctamente los estratos mesozoicos, para el área cercana al pozo Yaxche-1.

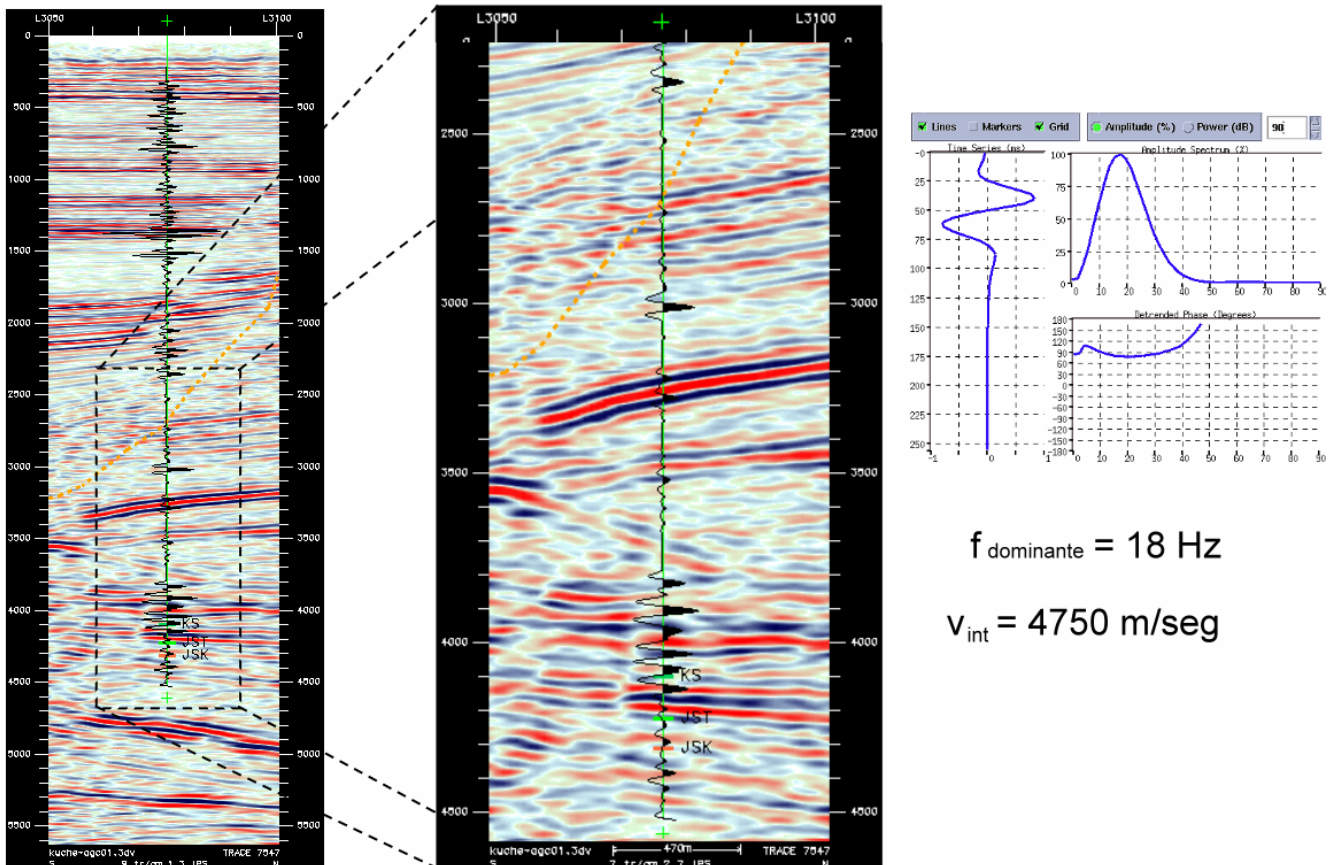


Figura 4.6 Sismograma sintético del pozo XN-1, ubicado en la traza 7503 del cubo KUCHE TUPILCO, versión migrada postapilamiento, sin filtro y con ganancia. En la figura de la izquierda se aprecia que existe un buen ajuste a lo largo de la columna atravesada por el pozo. La parte central de la figura muestra el ajuste con más detalle, y se aprecia que existe un buen amarre en la parte correspondiente al Cretácico Superior. En la parte de la izquierda se muestra la ondícula de entrada para generar el sismograma sintético, con su espectro de amplitud (gráfica superior) y fase (gráfica inferior). En la cual se muestra una frecuencia dominante de 18 Hz y fase mínima.

El sismograma sintético del pozo YX-1 ajustó regularmente en los estratos del Terciario, mientras que para el Mesozoico mostró un buen ajuste (Figura 4.7). Para el Mesozoico la información sísmica presentó fase mínima con rotación de 90° , frecuencia dominante de 17 Hz y velocidad de intervalo de 4250 m/s; con lo cual se obtuvo que la resolución sísmica vertical es de 63 m. El espesor del Cretácico Superior reportado por el pozo fue de 60 metros (Castillo Celestino, 1993), valor menor que el valor de la resolución (63 metros), por lo cual se considera que la información sísmica tiene resolución moderada a buena, para el área cercana al pozo YX-1.

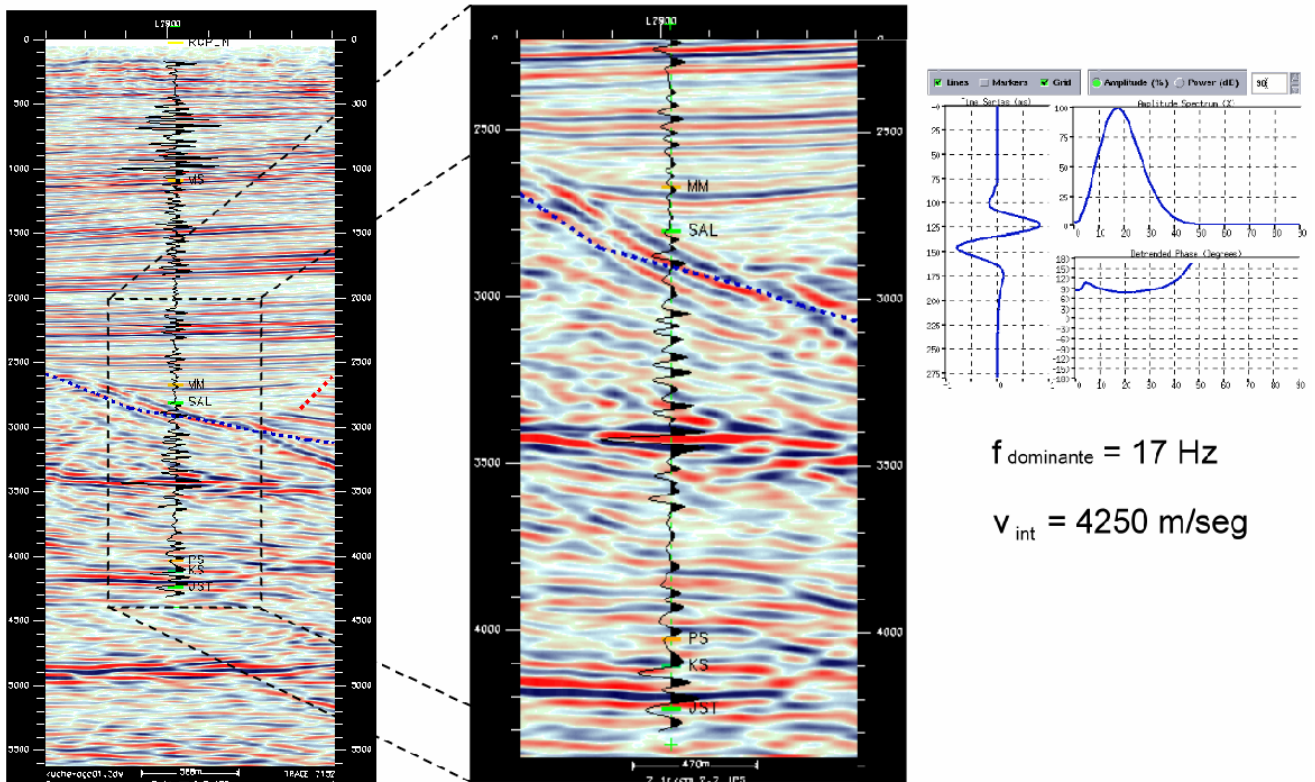


Figura 4.7 Sismograma sintético del pozo YX-1A, ubicado en la traza 7140 del cubo KUCHE TUPILCO, versión migrada postapilamiento, sin filtro y con ganancia. En la figura de la izquierda se aprecia que existe un buen ajuste a lo largo de la columna atravesada por el pozo. La parte central de la figura muestra el ajuste con más detalle, y se aprecia que existe un buen amarre en la parte correspondiente al Cretácico Superior. En la parte de la izquierda se muestra la ondícula de entrada para generar el sismograma sintético, con su espectro de amplitud (gráfica superior) y fase (gráfica inferior). En la cual se muestra una frecuencia dominante de 15 Hz y fase mínima. Resolución 63 m.

Del análisis anterior, se observó que los pozos KN-1A, KH-1 y YX-1 van a permitir una buena correlación entre la información sísmica y la información de los pozos; mientras que el XN-1 no ajustó correctamente debido a la complejidad geológica en el área de estudio.

4.1.2. Identificación del patrón de fallamiento.

Este proceso inició ubicando el área de estudio desde un contexto regional. Se observó que el área de estudio se encuentra en la porción SW de la Sonda Campeche, al Sur de la Fosa Le Akach y de la zona de intrusiones salinas del área de Bolol, al Este de los cuerpos salinos de la Cuenca Salina del Istmo, y al Norte de la Falla de Frontera (Figura 4.8), de tal forma que la zona de estudio se encuentra rodeada por intrusiones de sal en la porción Este, Norte y Oeste.

Por otra parte se observa que las fallas en el área de estudio no siguen la dirección preferencial observada en el pilar de Akal, 30° NE, sino que se encuentran casi paralelas a la línea de costa.

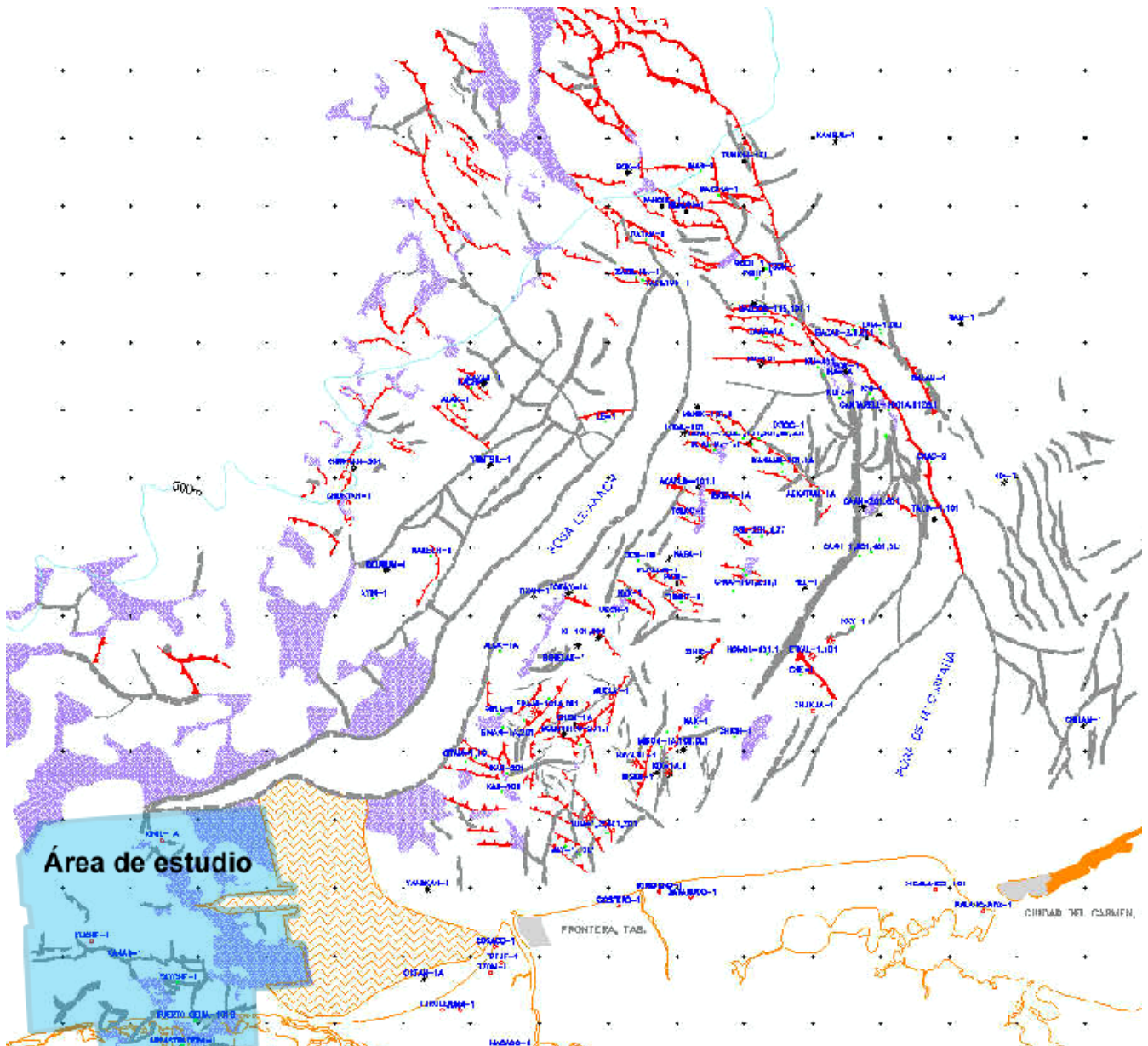


Figura 4.8. Mapa de estilos estructurales del Cretácico Superior en la Región Marina (Tomado de CPE, 2006) Las líneas grises muestran las fallas normales que cortan al Cretácico Superior, las líneas en color rojo muestran las fallas inversas, y los polígonos en morado indican las intrusiones salinas que cortan al Cretácico Superior. El área de estudio se encuentra ubicada en la porción SW de la sonda de Campeche, en una zona con abundantes intrusiones salinas; colinda al norte con la Fosa Le-Akach y al sur con los campos de tierra.

El procedimiento utilizado para identificar la dirección preferencial del patrón de fallamiento, consistió en realizar cortes en tiempo del cubo sísmico Kuche Tupilco y utilizarlo en conjunto con el atributo de similitud. Los cortes en tiempo fueron hechos desde 500 hasta 5500 ms en intervalos de 20 ms, colocando sobre ellos la información sísmica migrada postapilamiento y el atributo de similitud (Figura 4.9).

Con lo anterior se observa que el patrón de fallamiento sigue una orientación preferencial y una orientación secundaria. El patrón principal de fallamiento sigue una orientación en dirección 82° NE, se observó en las fallas de mayor extensión horizontal, y concuerda con el lineamiento regional

mostrado en la Figura 4.8. Por otra parte la orientación secundaria sigue una tendencia casi E – W, y se observa en fallas de poca extensión horizontal.

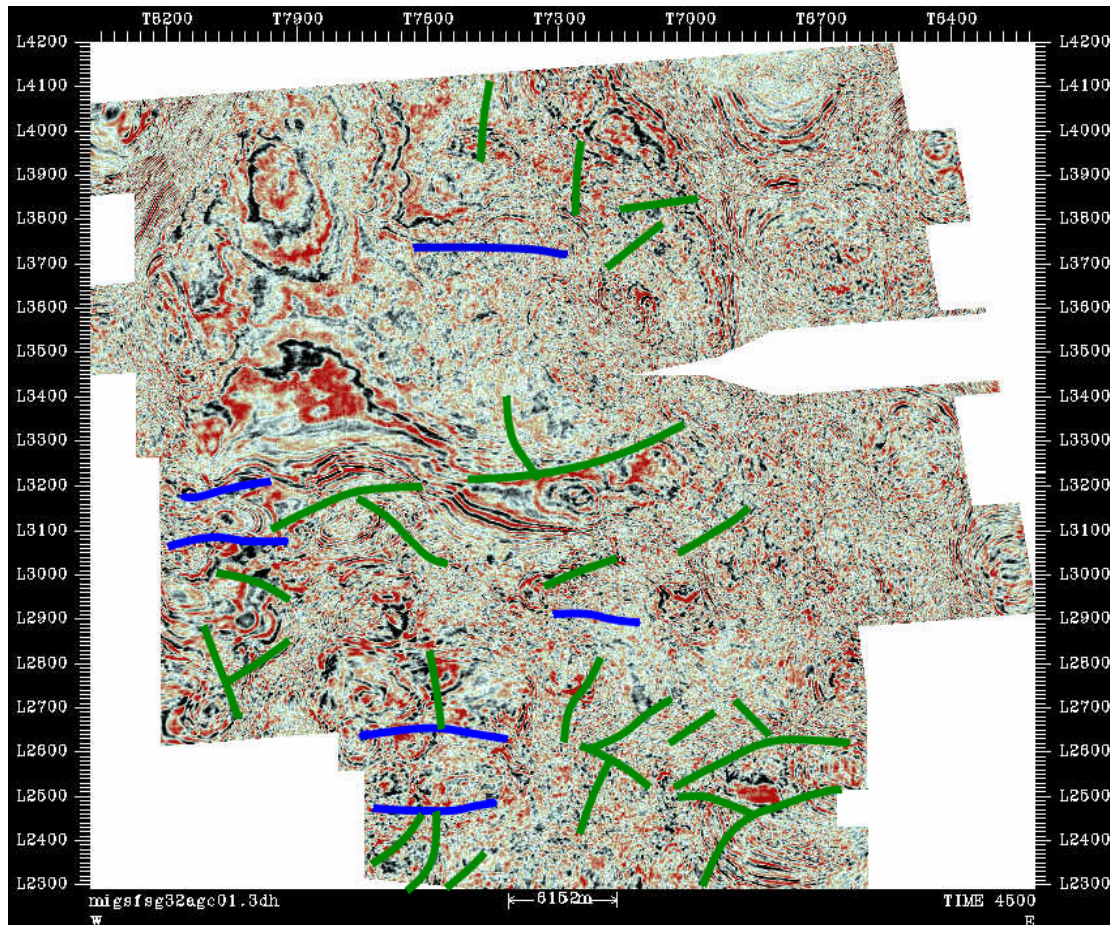


Figura 4.9. Corte en tiempo a 4500 ms del cubo KH – TP; mostrando que el fallamiento del Mesozoico, sigue una orientación preferencial (líneas verdes) y otra secundaria (líneas azules). La orientación preferencial esta en dirección ligeramente inclinada del SW al NE, y se da en las fallas de mayor extensión. La orientación secundaria se da en las fallas de menor extensión, siguiendo una orientación casi en dirección E – W.

4.1.3. Interpretación regional.

El resultado del procedimiento anterior se refleja en la generación de cuatro secciones regionales; que pasan por los pozos en el área de estudio, comprenden un intervalo en tiempo que va de 0 a 7 s., se hicieron con información del cubo sísmico Kuche Tupilco y se complementaron con información de tres cubos adyacentes: el Unión de Puerto Ceiba al sur, el Oeste de Yaabkan al Este, y el Bolol al Norte (Figura 4.10).

Las líneas regionales 1 y 2 son perpendiculares al patrón de fallamiento y siguen una orientación SE-NW. La Línea Regional 1 tiene una longitud de 73 km, y atraviesa los pozos TP-1001, MY-1, KH-1 y PX-1, este último se encuentra en perforación, aunque ya alcanzo el Cretácico Superior y el Kimmeridgiano. La Línea Regional 2 tiene una longitud de 62 km, y atraviesa los pozos ARR-201 y YX-1, aunado a la información de dichos pozos, también se les proyecto la información de los pozos PC-1, KN-1A y YX-101, este último también se encuentra en etapa de perforación.

La Línea Regional 3, inicia orientada en dirección NS y al llegar al pozo XN-1 cambia su dirección a SE-NW; atraviesa los pozos MY-1, XN-1 y KN-1A; con una longitud de 61 km.

Finalmente la línea regional 4, atraviesa el área de estudio en dirección paralela a la línea de costa, pasa por el Pozo YX-1 y tiene una longitud de 55 km.

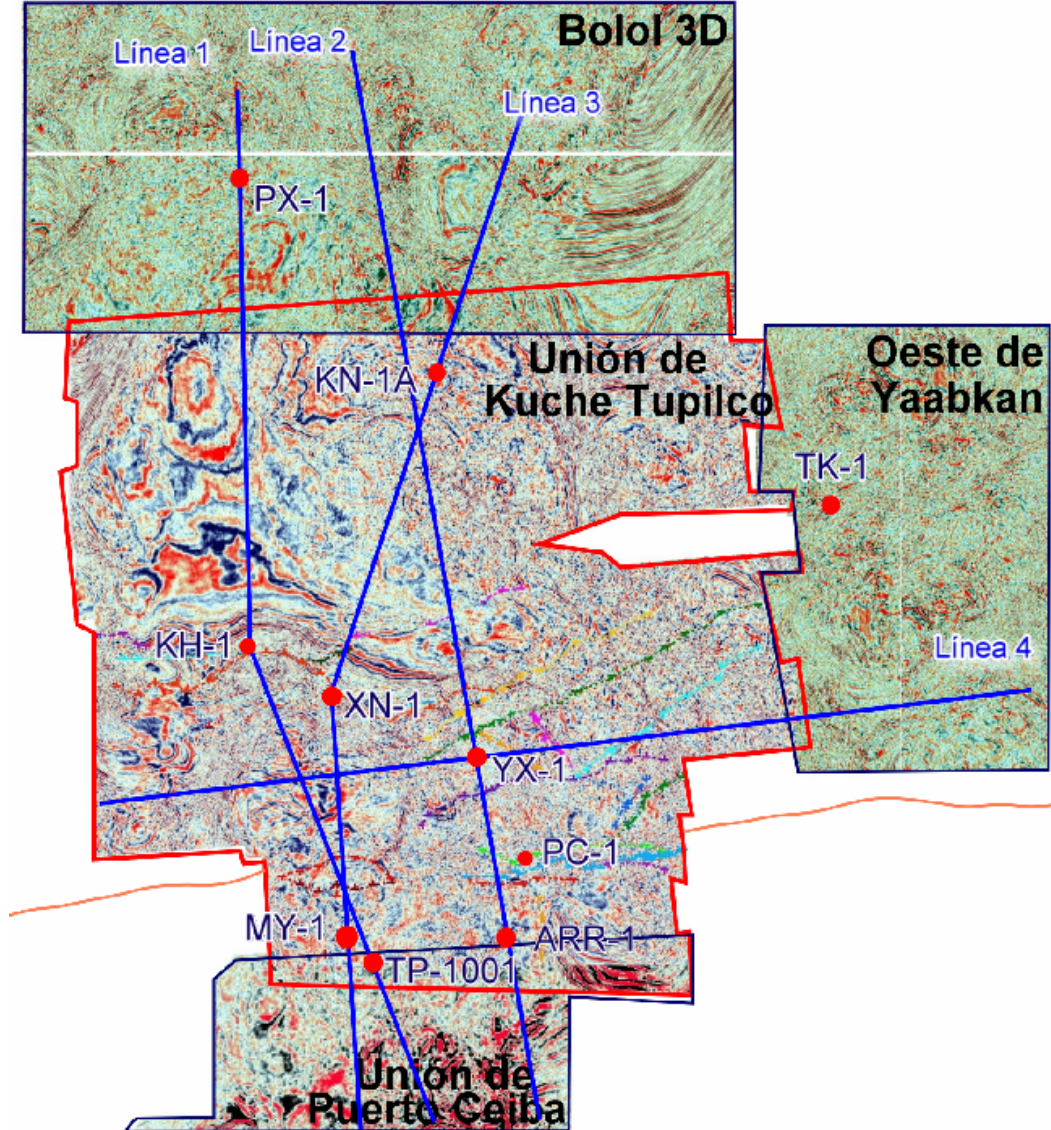


Figura 4.10. Corte en tiempo a 4500 ms del cubo KH – TP con los cubos Unión de Puerto Ceiba, Oeste de Yaabkan y Bolol 3D. Las líneas en azul muestran las secciones regionales interpretadas; tienen una orientación perpendicular al patrón de fallamiento principal; y para elaborarlas se consideró la información del cubo KUCHE TUPILCO (polígono rojo) complementándose con información de cubos adyacentes. Ninguna sección pasa por el pozo TK-1, debido a que este pozo solo perforó hasta el Plioceno. El pozo PX esta en etapa de perforación.

La interpretación de las secciones regionales inició con el reconocimiento de los principales paquetes sedimentarios, asociados a las superficies estratificadas y a las discordancias geológicas que producen las reflexiones sísmicas primarias (Brown y Fisher, 1979); es decir se trata de la identificación de *onlaps* y *toplaps*, también conocidos como terminaciones sísmicas, dentro de una secuencia depositacional (Vail *et al.*, 1977); para posteriormente interpretar las fallas y finalizar con

la interpretación de los horizontes objetivo. La descripción de cada sección inicia de los eventos profundos y termina con los eventos someros.

En las secciones se identificaron las principales secuencias, mediante el uso del código (A-B)/C (Vail *et al.*, 1977); A simboliza las terminaciones con respecto a la cima, pudiendo ser *toplap* (TP), Truncamiento por Erosión (Te) y Concordancia (C); B representa las terminaciones en la base, pudiendo ser *downlap* (Dn), Onlap (On) y Concordancia; finalmente la letra C en el denominador simboliza la geometría interna; pudiendo ser Paralela (P), Ondulada (W del inglés *wavy*), Oblicua (Ob), Sigmoidal (S) ó en Montículos (M).

La línea 1 se ubica entre la Falla Le Acach y la falla de Frontera (Figura 4.11), en ella se interpretaron dieciséis fallas terciarias, veintiuno fallas mesozoicas, y catorce horizontes.

En cada sección se inició interpretando la cima y base de la sal autóctona, e identificando las posibles intrusiones salinas, observándose que la variación de los sus espesores se comporta en forma contraria a la de las capas superiores, es decir el espesor aumenta en los altos estructurales y disminuye en las minicuecas. También se interpretó una intrusión salina de edad Oligoceno al sur del pozo PX-1 y soldaduras de sal en la cima del Mioceno inferior y en el Oligoceno.

Las fallas del Mesozoico tienen su nivel de despegue bien definido en lo que probablemente sean los cuerpos salinos de edad Calloviano, y son de tipo normal e inverso. Las fallas normales se desarrollan en torno a los altos producidos por los cuerpos salinos, formando “Salt Rollers” con dirección a las minicuecas, en ocasiones resbalan sobre fallas inversas, cortan rocas de edad Oxfordiano hasta rocas del Paleoceno, se encuentran distribuidas a lo largo de toda la sección, no presentan grandes saltos y los bloques de piso caen con tendencia hacia la una cuenca formada en la parte central de la sección. Mientras tanto, las fallas inversas se encuentran concentradas en zonas con intenso fallamiento, el bloque cabalgante se orienta en forma preferencial con dirección a la cuenca, su nivel de despegue se encuentra también sobre la sal del Calloviano y tienen una pendiente muy suave.

Las fallas del Terciario son normales y se interpretaron en dos grupos. El primer grupo de fallas tiene su despegue en el Oligoceno, corta rocas que van del Eoceno hasta el Reciente Pleistoceno, tienen su despegue en el Oligoceno y ocasionalmente presentan fallas antitéticas. El otro grupo esta formado por fallas de menor salto, caracterizadas por tener su nivel de despegue en el Mioceno medio. En ambos casos el bloque de piso cae con tendencia hacia los límites definidos por las fallas Le Acach y Frontera. El salto de las principales fallas interpretadas se mantiene en valores cercanos a los 100 metros; con excepción de las fallas FKH-1 y FKH-3 ubicadas en las inmediaciones del pozo KH-1, y de la falla FTPMY-3 en los pozos TP-1001 y MY-1, en las cuales el salto es superior a los 300 metros, formando un par de minicuecas.

El área de estudio se encuentra entre dos fallas regionales, al norte la Falla Le akach y al sur la Falla Frontera. La Falla Le Acach corta totalmente la columna terciaria y mesozoica conocida, teniendo su despegue en los cuerpos arenosos del Oxfordiano, con lo que en algunas porciones de la fosa Le Akach estarían ausentes los paquetes sedimentarios correspondientes al Jurásico Superior, Cretácico y la base del Paleógeno. Por otra parte la Falla Frontera también corta toda la columna terciaria, y parte de la mesozoica; teniendo su posible despegue en rocas del Tithoniano.

Los horizontes del Mesozoico muestran señales de haber sido sometido a esfuerzos de compresión y extensión, al mismo tiempo que eran depositados, es decir se trata de estratos de crecimiento. Los esfuerzos compresivos afectaron la zona cercana a los pozos TP-1001, KH-1 y PX-1, se manifiesta por un fuerte plegamiento y por la presencia de fallas inversas; lo cual a su vez ocasiona que el espesor de los horizontes disminuya conforme se avanza hacia los altos estructurales. En cambio los esfuerzos extensivos afectan la parte central de la sección, en las que se interpretaron minicuenas limitadas por fallas normales, en las que el espesor de los horizontes aumenta significativamente conforme se avanza hacia al centro de dicha minicuenca. Desde el punto de visita sísmico, los horizontes mesozoicos son muy continuos y heterogéneos. El Cretácico se aprecia en forma clara debido a la alta amplitud reflejada, y muestra una buena continuidad lateral. El Tithoniano muestra altas amplitudes que contrastan con las reflexiones del Kimmeridgiano, ya que son de menor amplitud. El Oxfordiano esta compuesto por cuerpos arenosos, lo cual se aprecia al tener un comportamiento similar al de los terrígenos del terciario, es decir que las reflexiones tienen poca continuidad lateral, siendo más fácil interpretarlo como paquete, sus reflexiones son de poca amplitud y presentan un buen espesor, aunque en la actualidad no ha sido perforado por ningún pozo en el área de estudio. Finalmente se tienen las rocas del Calloviano, las cuales están compuestas principalmente por sal, de tal forma que producen reflexiones de muy alta amplitud.

Los horizontes terciarios corresponden a alternancias de arenas y lutitas, manifestadas en la variación lateral que presentan las amplitudes de sus respectivas reflexiones, tienen extensiones cortas y generalmente terminan acuñaándose contra el horizonte inferior, formando estratos de crecimiento, aunque verticalmente forman gruesos paquetes, destacando los del Mioceno; los espesores suelen variar en forma considerable formando acuñaamientos; en el área ubicada entre las fallas KH-1 y KH-3, se aprecia un colapso que se ve reflejado en el incremento en el espesor del Reciente Pleistoceno.

En la sección 1 se interpretaron cuatro secuencias, dos en el Terciario y dos en el Mesozoico. La primer secuencia se encuentra en rocas Oxfordiano, se observó a lo largo de toda la sección, y muestra terminaciones de *toplaps* en la cima, *onlaps* en la base y su geometría interna es oblicua, (TP-On)/Ob. La segunda secuencia se interpretó en rocas del Cretácico Superior, cercanas al área del pozo KH-1, caracterizándose por presentar *toplaps*, *onlaps* y geometría interna sigmoidal, (TP-On)/S.

La tercer secuencia se encuentra en rocas del Eoceno, y se observa en la cuenca formada entre los pozos KH-1 y PX-1; se caracteriza por terminaciones de *toplaps* hacia la cima, concordantes en la base y por su geometría interna divergente, (TP-C)/D. Finalmente la cuarta secuencia se interpretó en rocas del Oligoceno en el área cercana la Pozo KH-1, se caracteriza por ser concordante en la cima, por presentar *onlaps* en la base y por su geometría interna paralela, (C-On)/P; llama la atención la presencia de cuerpos salinos, algunos de carácter autóctono y otros de carácter alóctono, provenientes de la sal jurásica.

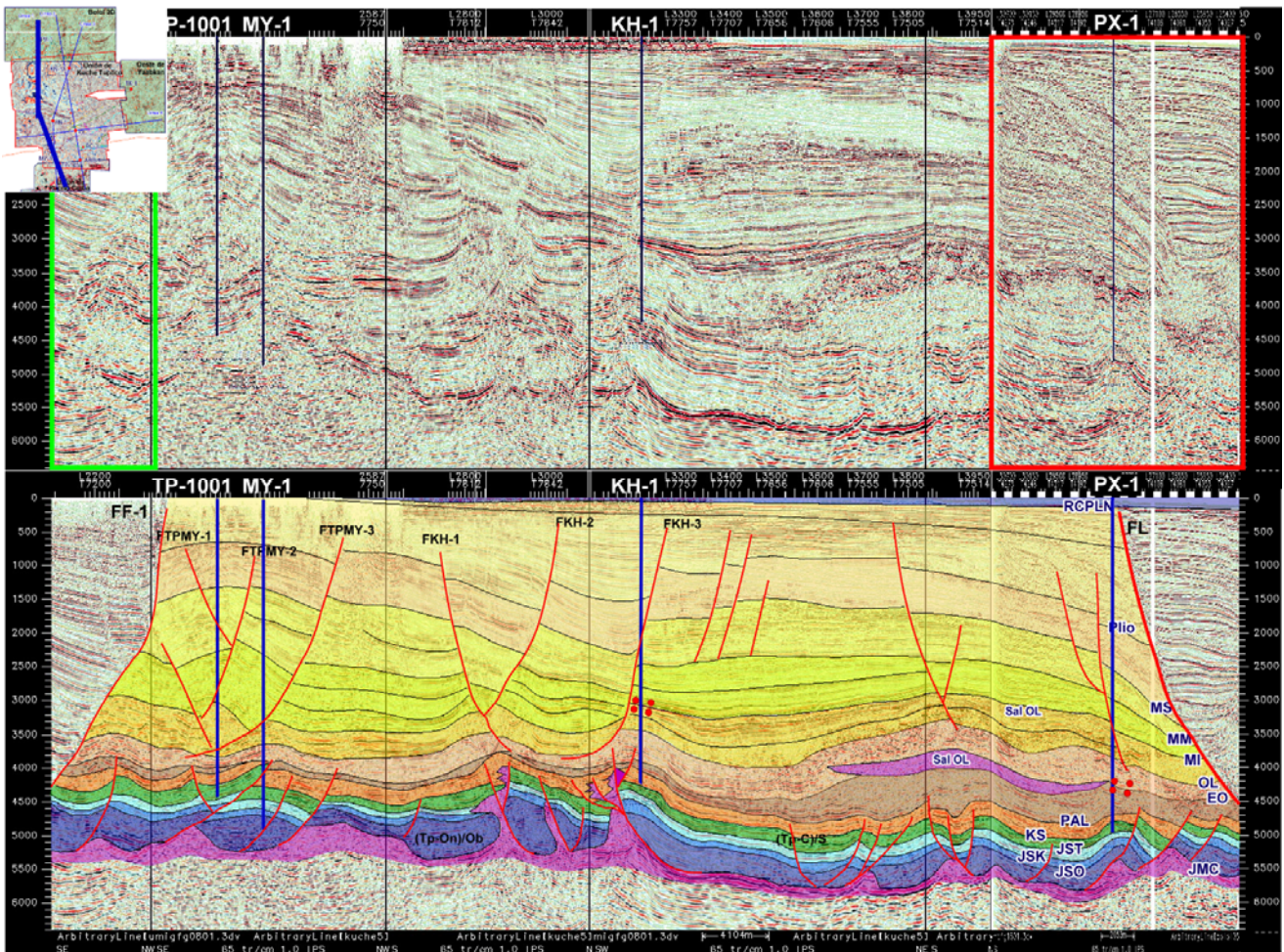


Figura 4.11. Línea Regional 1. En la parte superior se encuentra la sección original, el rectángulo verde indica información del cubo Puerto Ceiba Transicional, el rectángulo rojo señala información del cubo Bolol 3D, y en la parte superior izquierda se muestra su ubicación. En la parte inferior se encuentra la sección interpretada. En líneas rojas se encuentran interpretadas las fallas, teniendo la siguiente nomenclatura: FF-1 = Falla de Frontera, FL = Falla Le Acach, FKH-1 = Falla KH-1, FKH-2 = Falla KH-2y FKH-3 = Falla KH-3. Las Flechas verdes indican las terminaciones de las principales secuencias sísmicas y los puntos rojos muestran las soldaduras de sal. Explicación en el texto. Ver anexo 4.

La Línea Regional 2 se ubica en la porción Sur de la Fosa Le Acach (Figura 4.12), en ella se interpretaron doce fallas terciarias, once fallas mesozoicas, y catorce horizontes.

En esta sección se aprecian cuerpos de sal en dos intervalos de tiempo. En el primero la sal se ubica en el Calloviano y es tomada como despegue por las fallas del Mesozoico. En el segundo

intervalo, la sal aparece emplazada en rocas de edad Oligoceno, Eoceno, y Mioceno Medio, produciendo que dichos horizontes se acuñen en torno a la sal.

Las fallas del Mesozoico tienen su despegue en la sal de edad Calloviano y corta rocas depositadas desde el Oxfordiano hasta el Paleoceno; se trata principalmente de fallamiento normal, desarrollado en las intrusiones salinas; y los bloques de piso se movieron en dirección de las minicuenas formadas por el desalojo de la sal.

Las fallas terciarias son normales y se interpretaron en dos grupos. El primer grupo tiene su despegue en el Oligoceno y corta rocas cuya edad va del Oligoceno hasta el Reciente Pleistoceno; dentro de este grupo destacan por su extensión vertical las fallas FARR-1, FARR-3 y FYX-1, mismas que se desarrollaron en las inmediaciones de cuerpos salinos, su bloque de piso se movió en dirección de la cuenca, y tienen fallas antitéticas asociadas; por otra parte las fallas FARR-1, FARR-4 y FXN-1 muestran señales de colapso en sedimentos que van del Eoceno hasta el Plioceno. El otro grupo de fallas es de menor tamaño, tienen su despegue en el Mioceno Medio y corta rocas del Mioceno, Plioceno y Reciente Pleistoceno.

En la porción Norte de la sección se muestra nuevamente la Falla Le Akach. Se interpretó que corta la columna terciaria por completo y a rocas del Cretácico, Tithoniano y Kimmeridgiano en el Mesozoico; que su nivel de despegue se interpretó en el Oxfordiano; y que la sal del Calloviano se emplaza a lo largo del plano de falla en el bloque de piso, cortando sedimentos cuya edad va del Calloviano hasta el Mioceno Medio.

Los horizontes mesozoicos presentan características dependientes de la ubicación en que se interpreten. En las minicuenas los horizontes muestran fallamiento normal con caída hacia el centro de la minicuenca, y aumento en su espesor. En las zonas aledañas a las intrusiones salinas existe fallamiento inverso, los bloques cabalgantes se movieron en dirección hacia el centro de la cuenca; y disminuye el espesor de los horizontes. En la zona del despegue de la falla Le Akach, el espesor del Cretácico, Tithoniano y Kimmeridgiano se vuelve nulo. En la porción Sur de la sección se aprecia un acuñamiento en las rocas de edad Paleoceno en la porción sur, y finalmente el espesor de las rocas del Oxfordiano se mantiene casi constante.

Los estratos de crecimiento terciarios muestran gran variabilidad en los espesores. Los casos más notorios son el aumento de espesor de las rocas depositadas durante el Reciente Pleistoceno en el área cercana al pozo ARR-201, el engrosamiento del Plioceno en el área cercana al pozo XN-1, la variación del espesor del Mioceno Medio a lo largo de casi toda la sección, mostrando acuñamientos en ambos bordes de la cuenca; y el engrosamiento y acuñamiento del Eoceno contra el Paleoceno en la parte comprendida entre los pozos ARR-201 y XN-1.

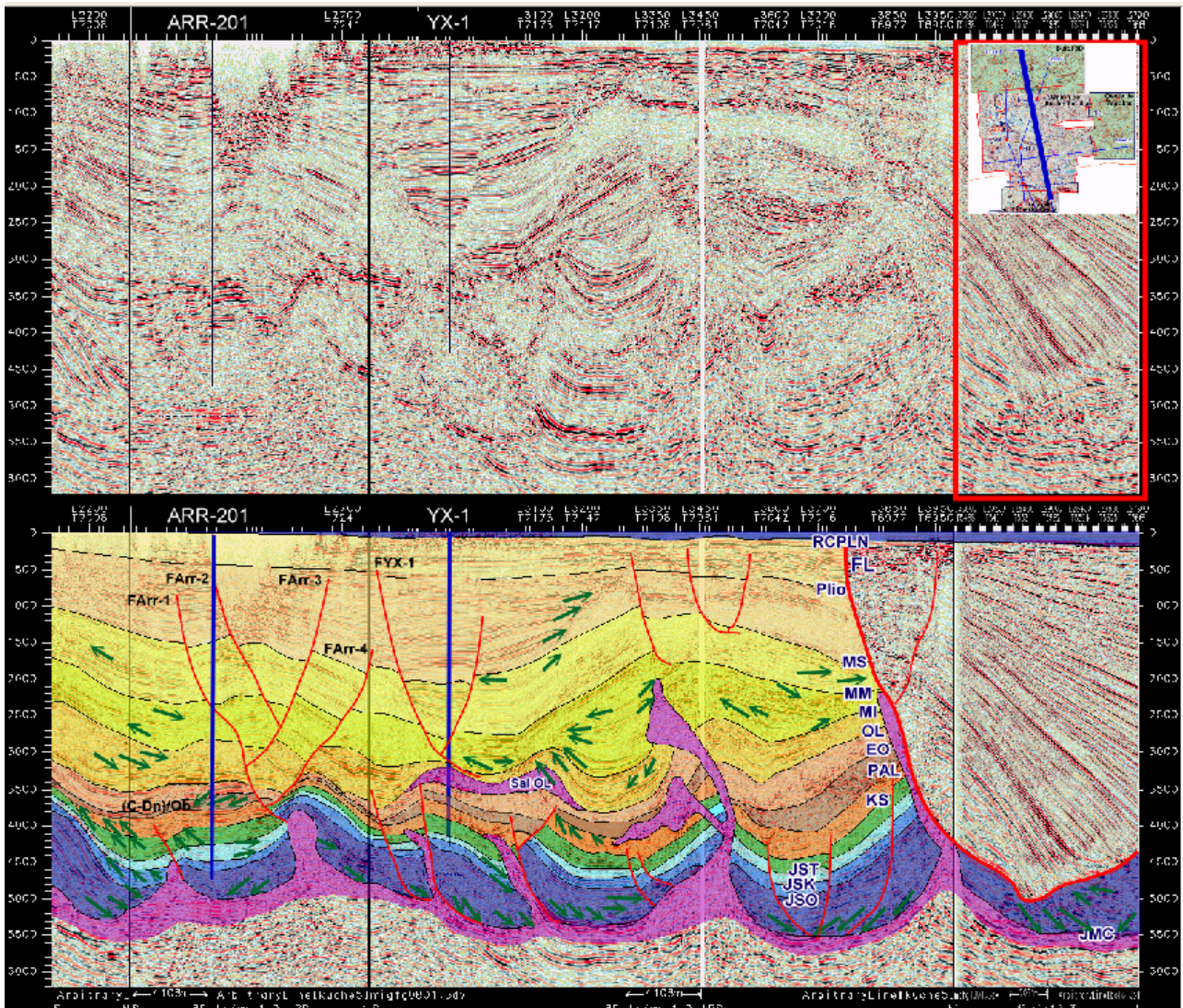


Figura 4.12. Línea Regional 2. En la parte superior se encuentra la sección original, el rectángulo rojo señala información del cubo Bolol 3D y en la parte superior derecha se encuentra su ubicación. En la parte inferior se encuentra la sección interpretada. En líneas rojas se encuentran interpretadas las fallas, teniendo para las fallas terciarias la siguiente nomenclatura: FL = Falla Le Acach, FARR-1 = Falla ARR-1, FARR-2 = Falla ARR-2, FARR-3 = Falla ARR-3, FARR-4 = Falla ARR-4 y FXN-1 = Falla XN-1. Las Flechas verdes indican las terminaciones de las principales secuencias sísmicas. Explicación en el texto. Ver anexo 5.

La Línea Regional 3 se ubica en la porción Sur de la Fosa Le Acach (Figura 4.13), está orientada en dirección de S-N en el primer tramo y SW-NE en el segundo tramo; en ella se interpretaron catorce fallas terciarias, trece fallas mesozoicas, una intrusión salina en el Oligoceno, cuatro secuencias terciarias y catorce horizontes.

En esta sección la sal se ubica en dos intervalos de tiempo; en el primero la sal autóctona está en el Calloviano, la cual es tomada como despegue por las fallas del Mesozoico; posteriormente aparece emplazada en forma alóctona en rocas de edad Eoceno, Oligoceno y Mioceno.

Las fallas del Mesozoico tienen su despegue en la sal de edad Calloviano y se observa fallamiento normal e inverso. El fallamiento normal se ubica en las partes centrales de la sección, y

en lo que es la minicuenca, desarrollándose encima de los altos estructurales formados por la sal, en algunos casos presenta geometría de fallas de crecimiento, y los bloques de piso caen con dirección hacia la cuenca. El fallamiento inverso se concentra en un tren cercano al área donde está ubicado el pozo MY-1, dichas fallas también resbalan sobre la sal del Calloviano, y los bloques cabalgantes lo hacen en dirección a la cuenca. En ambos casos las fallas cortan rocas de edad Oxfordiano hasta rocas del Paleoceno.

Las fallas terciarias son normales y se interpretaron en dos grupos. El primer grupo consiste de fallas de amplia distribución vertical, cortando rocas de edad Oligoceno, Mioceno, Plioceno y Reciente-Pleistoceno; teniendo su caída en dirección al centro de las minicuecas. El segundo grupo muestra menor extensión vertical, tienen su despegue en el Mioceno Medio y corta rocas cuya edad va del Mioceno Superior al Reciente Pleistoceno. Finalmente se aprecian colapsos ocurridos entre las fallas FARR-1 y FXN-1, debidas posiblemente al desalojo de cuerpos salinos ocurrido durante el Reciente Pleistoceno y el Plioceno.

En la Falla Le Acach, se interpretó que los sedimentos del Paleoceno han sido erosionados por el movimiento de la falla, pero en cambio se conserva parte del Kimmeridgiano y del Oxfordiano.

Los horizontes del Mesozoico tienen tres características importantes. La primera es que su geometría se encuentra fuertemente influida por la presencia o ausencia de sal: en presencia de sal disminuyen los espesores y en zonas donde la sal se desalojo aumentan los espesores, aunque también se observa que el espesor de los horizontes aumenta en el bloque de piso de las fallas existentes en las minicuecas. La segunda característica es que es posible distinguir las zonas sometidas a esfuerzos de compresión de las zonas sometidas a esfuerzos de extensión; de tal forma que las zonas sometidas a esfuerzos de compresión se encuentran en las inmediaciones del pozo MY-1, mientras que la zona de distensión se encuentra a lo largo de la minicuenca.

Los horizontes terciarios muestran gran variabilidad en lo que respecta al espesor, siendo cuatro secuencias las que llaman la atención en este sentido. La primera es la secuencia del Reciente Pleistoceno, se caracteriza por ser concordante en la cima, presenta *onlaps* en la base y su geometría interna es paralela, (C-On)/P según la terminología propuesta por Vail (1977); la secuencia es delgada en las inmediaciones del pozo MY-1; posteriormente engrosa súbitamente en el bloque de piso de la falla FYX-1, y vuelve a adelgazarse progresivamente después de pasar la falla FYX-3 en donde se acuña contra el Plioceno. La segunda secuencia de interés es el Plioceno; se caracteriza por tener *Toplaps* en la cima, por ser concordante en la base y por su geometría interna paralela, definiéndose como (TP-C)/P; el espesor de esta secuencia es potente en el área del pozo MY-1 y adelgaza conforme se avanza hacia la cuenca. La tercer secuencia corresponde al Mioceno Medio, se caracteriza por tener una gran variación de espesores entre la falla FYX-3 y la Falla Le Acach, cuenta

con *Toplaps* en la cima, *Downlaps* en la base y geometría interna Sigmoidal, (TP-On)/S, y presenta fuertes acñamientos hacia la zona donde la intrusión salina provoca un levantamiento. Finalmente la cuarta secuencia corresponde al Mioceno Inferior; se caracteriza por tener *Toplaps* en la Cima, *Downlaps* en la base y geometría interna Sigmoidal, (TP-On)/S, la cual se mantiene a lo largo de toda la sección, aunque con pequeñas particularidades; en el área cercana al pozo MY-1 tiene un gran aumento de espesor en un área muy limitadas, posteriormente en las inmediaciones de la falla FMY-2 su espesor casi desaparece para irse incrementando progresivamente conforme se acerca hacia la falla FYX-1; en el bloque caído de la falla FYX-2 disminuye considerablemente su espesor, el cual aumenta conforme se acerca a la minicuenca y nuevamente el espesor disminuye hacia el alto formado por la intrusión salina.

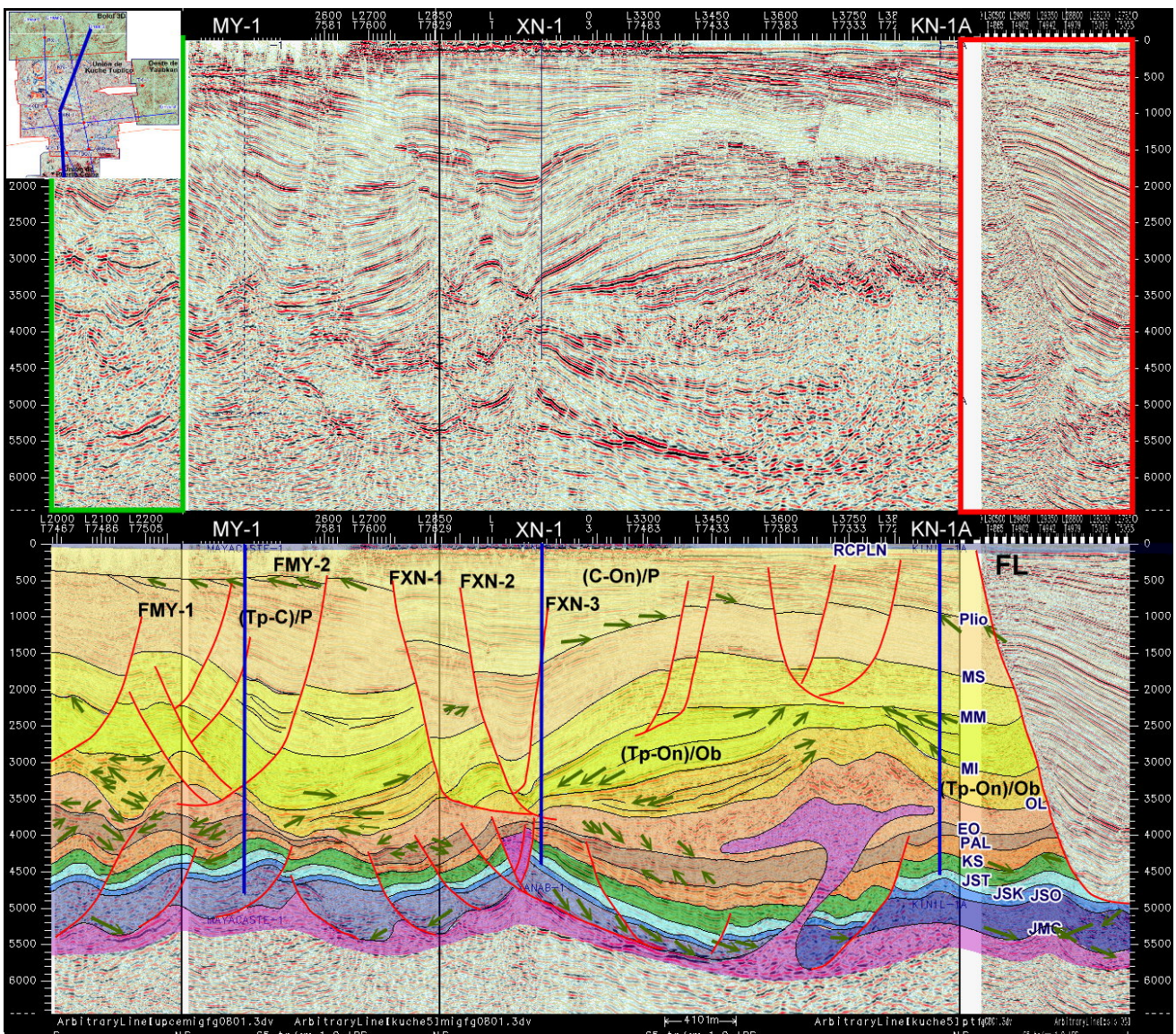


Figura 4.13. Línea Regional 3. En la parte superior se encuentra la sección original, el rectángulo verde muestra información del cubo Puerto Ceiba Transicional, el rectángulo rojo muestra información del cubo Bolol 3D y en la parte superior izquierda se muestra su ubicación. En la parte inferior se encuentra la sección interpretada. En líneas rojas se encuentran interpretadas las fallas, teniendo para las fallas terciarias la siguiente nomenclatura: FL = Falla Le Acach, FYX-1 = Falla YX-1, FYX-2 = Falla YX-2,

FYX-3 = Falla YX-3, FMY-1 = Falla MY-1 y FMY-2 = Falla MY-2. Las Flechas verdes indican las terminaciones de las principales secuencias sísmicas. Explicación en el texto. Ver anexo 6.

La Línea Regional 4 se ubica en la parte central del área de estudio KUCHE TUPILCO y corre paralela a la línea de costa, siendo paralela al patrón de fallamiento (Figura 4.14), por lo cual se dificulta la apreciación de las estructuras, no obstante proporciona información estratigráfica de interés. En esta línea se interpretaron un total de nueve fallas terciarias y ocho fallas mesozoicas, tres secuencias, y catorce horizontes.

La sal se encuentra en dos niveles. El primer nivel corresponde a la sal autóctona del Calloviano, mostrando geometrías de domos y de intrusiones concordantes. El segundo nivel corresponde tanto al emplazamiento de cuerpos de sal alóctona en rocas del Eoceno - Oligoceno como a depósitos de cuerpos salinos autóctonos durante el Oligoceno (Wilson, 1993); estos últimos cuerpos de sal distorsionan la imagen sísmica, produciendo altos estructurales falsos como consecuencia del incremento de velocidad en ella.

Las fallas del Mesozoico tienen su despegue en la sal de edad Calloviano y se desarrollan en torno a los domos; muestran fallamiento de tipo normal e inverso fuera del cubo sísmico Kuche Tupilco. Las fallas cortan rocas de edad Oxfordiano hasta rocas del Paleoceno.

Las fallas terciarias son normales, y se agrupan en dos grupos. El primer grupo está formado por fallas normales cuyo despegue se encuentra en el Oligoceno, cortan rocas que van del Oligoceno hasta el Plioceno, y tienen grandes saltos. El segundo grupo consiste de las fallas antitéticas asociadas a las fallas del primer grupo.

Los horizontes del Mesozoico en general conservan los espesores, están cortados por intrusiones salinas, y en el cubo Oeste de Yaabkan se observa que los horizontes han sido plegados.

Los horizontes terciarios muestran poca variabilidad en esta dirección, únicamente en las inmediaciones del pozo YX- se aprecia un engrosamiento en la secuencia del Plioceno. El Mioceno Medio muestra gran variación en el espesor, a lo largo de toda la sección, acuniéndose en los altos formados por las intrusiones salinas, muestra *toplaps* en la cima, es concordante en la base y con geometría interna divergente (TP-C)/Dv, de acuerdo a la nomenclatura de propuesta por Vail (1977). El Mioceno Inferior también muestra acuniamientos a lo largo de la sección. El Oligoceno está intrusionado por cuerpos salinos autóctonos, en la parte Este del cubo, resaltando la gran intrusión de sal observada en el cubo Oeste de Yaabkan. El Eoceno se acuña contra el Paleoceno, formando en algunas partes una secuencia de tipo (TP-On)/Ob, el resto mantiene un comportamiento muy parecido al de los horizontes del Mesozoico.

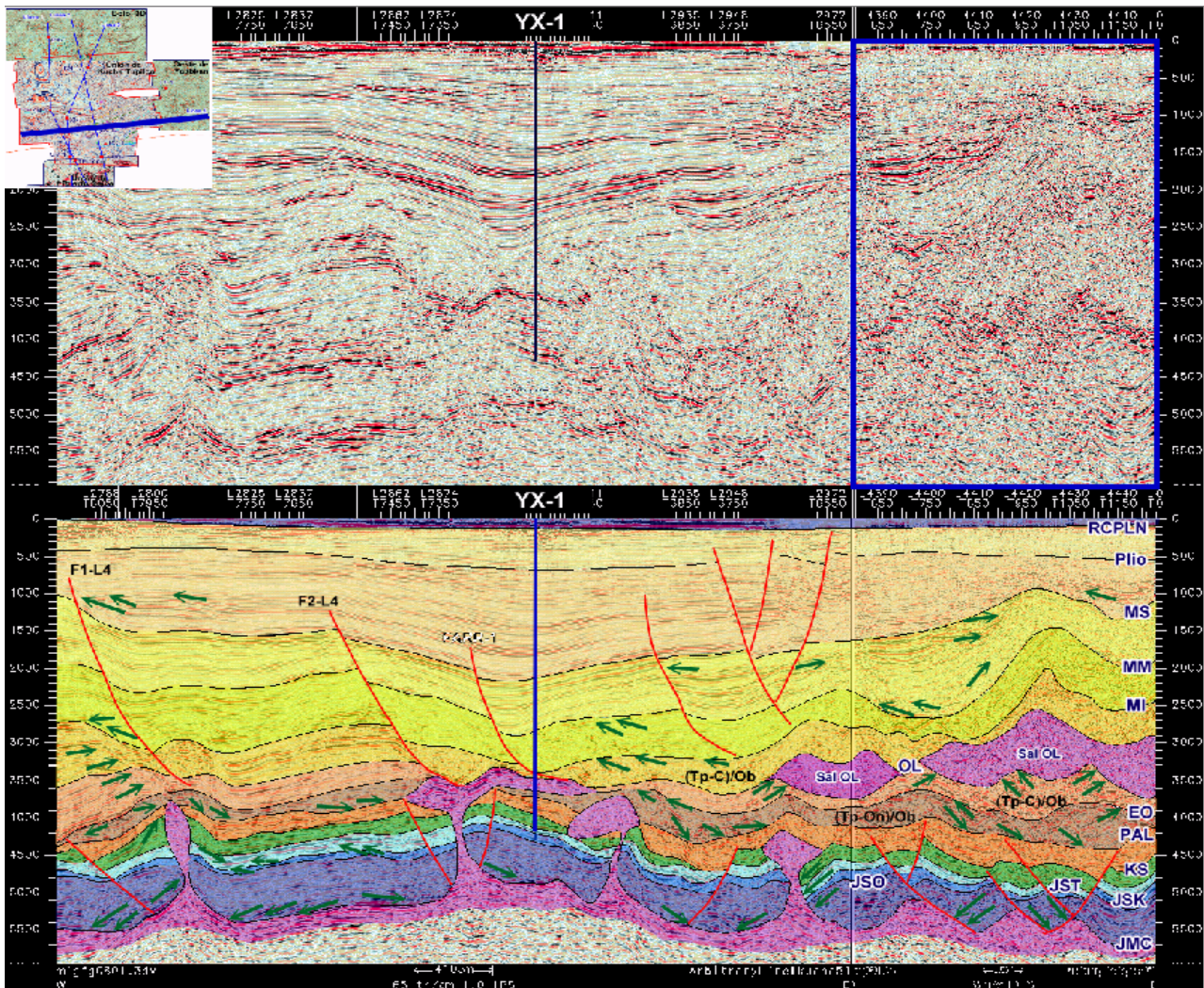


Figura 4.14. Línea Regional 4. En la parte superior se encuentra la sección original, en el rectángulo azul se muestra información del cubo Oeste de Yaabkan y en la parte superior izquierda esta su ubicación. En la parte inferior se encuentra la sección interpretada. En líneas rojas se encuentran interpretadas las fallas. Las Flechas verdes indican las terminaciones de las principales secuencias sísmicas. Explicación en el texto. Ver anexo 7.

4.1.4. Interpretación de Fallas y Horizontes.

A partir de la interpretación de las secciones regionales, se determinó que el despegue de las fallas del Mesozoico se ubica en las zonas adyacentes a los altos estructurales producidos por los cuerpos salinos del Calloviano. Con lo cual el procedimiento para interpretar los horizontes en el área de estudio inició con la interpretación del Calloviano, siguió con la interpretación de las fallas mesozoicas y terciarias, finalizando con la interpretación de los horizontes de interés.

Mediante la interpretación del Calloviano se identificaron varias tendencias producidas por los levantamientos de sal. En total se identificaron cuatro tendencias mayores (Figura 4.15): la tendencia 1 (T1) se trata de un cuerpo alargado y orientado en dirección SW-NE, que atraviesa diagonalmente la parte central del área de estudio; la tendencia 2 (T2) es mas delgada que

la anterior, se encuentra en la porción central del área de estudio, tiene una orientación en dirección SE-NW y termina contra la tendencia 1; las tendencias 3 y 4 (T3 y T4) son perpendiculares a la tendencia 1, se encuentran en la porción SW del área de estudio, y se encuentran orientadas en dirección NW-SE. Cabe mencionar que sobre la tendencia tres se encuentran ubicados los altos estructurales que propiciaron la perforación de los pozos KH-1, XN-1, YX-1 y PC-1.

Por otra parte, en la zona de estudio se interpretaron seis minicuecas. De las cuales la principal se encuentra en la porción NW del área de estudio (C1); y las cinco restantes se encuentran ubicadas entre los altos producidos por los levantamientos de sal, destacando que las minicuecas más grandes son paralelas a los trenes T1 y T2.

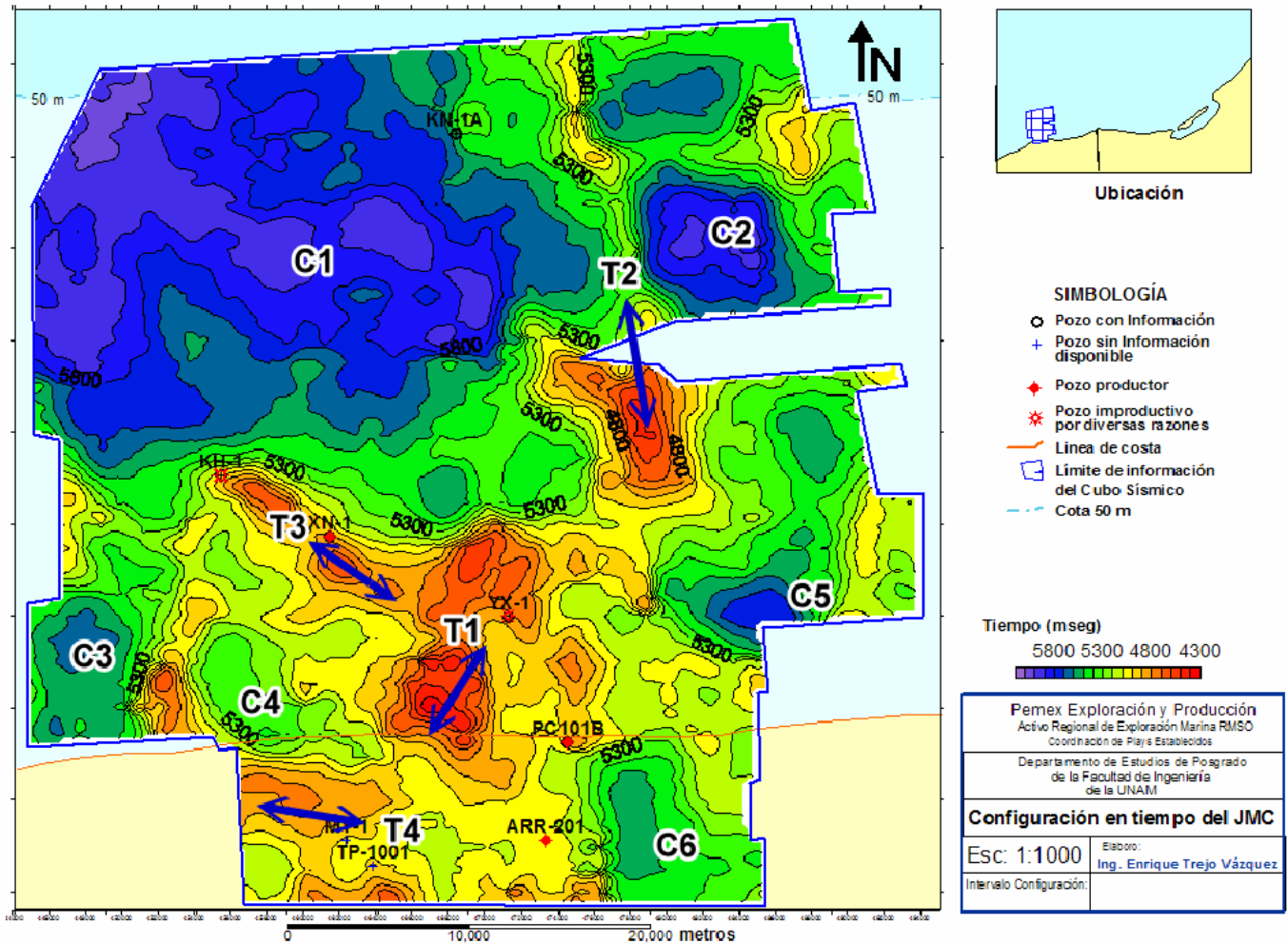


Figura 4.15. Configuración en tiempo del Calloviano. En colores rojos se muestran los altos estructurales, mientras que las tonalidades en azul muestran los valores más profundos. Las Letras C1, C2, C3, C4, C5 y C6, indican la ubicación de las minicuecas; en tanto que las flechas azules, indican la orientación de los cuerpos salinos. Explicación en el texto.

Una vez definido que el despegue de la mayoría de las fallas mesozoicas se encontraba en el Calloviano, se procedió a la interpretación en la información sísmica de estas fallas, luego siguió la interpretación de las fallas terciarias (Figura 4.16), y finalmente se interpretaron doce horizontes sísmicos.

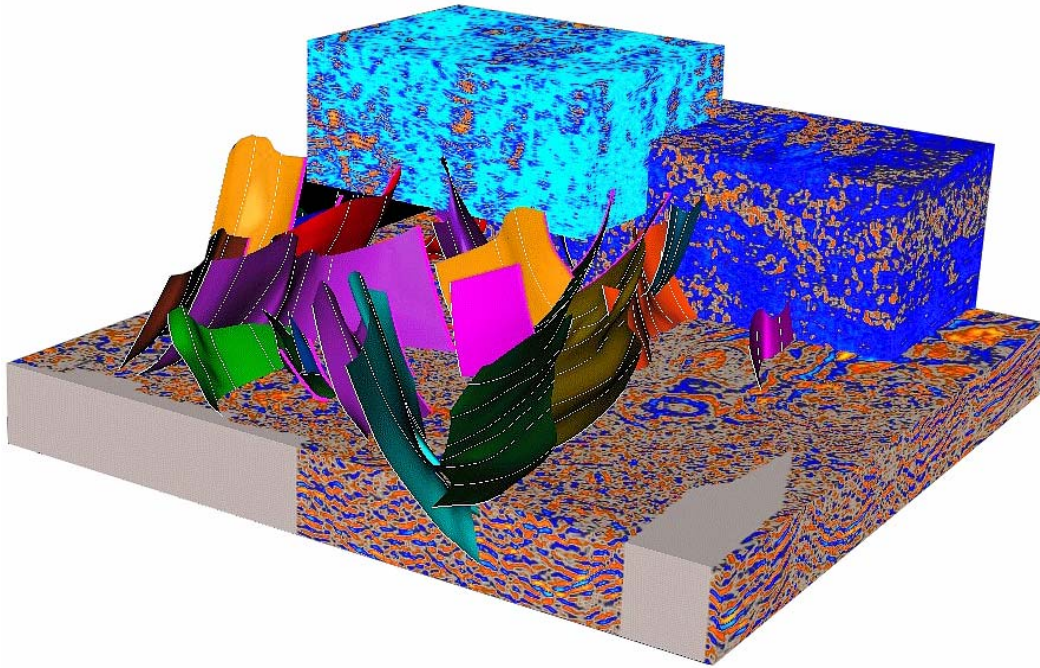


Figura 4.16 Vista tridimensional de las fallas mesozoicas interpretadas. Para la interpretación se utilizaron los antecedentes geológicos combinados con el uso de los atributos sísmicos, para determinar una interpretación más confiable.

Los horizontes de interés se interpretaron en mallas de 20 líneas por cada 20 trazas, añadiéndose al final los polígonos de falla interpretados para cada horizonte (Figura 4.17a y 4.17b).

Los horizontes interpretados son los siguientes:

1. Fondo Marino
2. Cima del Reciente Pleistoceno
3. Cima del Plioceno
4. Cima del Mioceno Superior
5. Cima del Mioceno Medio
6. Cima del Mioceno Inferior
7. Cima del Eoceno
8. Cima del Paleoceno Superior
9. Cima del Cretácico Superior
10. Cima del Kimmeridgiano
11. Cima del Tithoniano
12. Cima del Calloviano

Los movimientos de los cuerpos de sal afectaron las características estructurales del área de estudio a lo largo de tres etapas distintas.

La primera etapa se llevó a cabo del Oxfordiano al Paleoceno (Figura 4.17). Se caracteriza por que en el área de estudio se encuentran tres zonas limitadas mediante el tren formado por los altos

estructurales de KH-XN-YX, y el alto del tren NW-SE KN-1A. La primera zona se ubica al sur del tren KH-XN-YX; presenta señales de haber sido sometida a esfuerzos de compresión, evidenciados por las fallas inversas en dirección paralela al tren; y presenta también fallamiento normal. La segunda zona se ubica entre los trenes KH-XN-YX y NW-SE KN-1A, y cuenta con fallas normales cuya caída es en dirección al centro de la minicuenca. Finalmente la tercera zona se ubica al NE del tren NW-SE KN-1A; se distingue por que se observan intrusiones paralelas al tren NW-SE KN-1A, y por que las fallas son perpendiculares a dicho tren, es decir siguiendo la dirección SW-NE.

La segunda etapa ocurrió entre el Eoceno y el Mioceno Inferior. Estos intervalos muestran intrusiones salinas en casi la mitad de su extensión; el total de las fallas son normales, en dirección E-W, es decir se trata de una etapa en que dominaron los esfuerzos de extensión en dirección a la cuenca del Golfo de México; en la zona entre los campos PC y TP las fallas tienen dirección SW-NE; mientras que en las inmediaciones de los campos KH, XN y YX, se observan zonas con colapsos. Finalmente en esta etapa se interpreta el inicio de la falla regional Le Acach el NE del cubo, en la porción marina, con dirección NW-SE y caída hacia el NE; y el inicio de la falla Frontera, ubicada al SE del área de estudio, con dirección casi paralela a la línea de costa y caída del bloque de piso hacia el S-SE.

La tercera etapa se desarrolló del Mioceno Medio al Reciente Pleistoceno. Las fallas son normales, y se distinguen dos grupos, el primero tiene saltos grandes y se da en dirección E-W en las inmediaciones de los campos TP, MY, KH, XN y YX; el otro grupo muestra fallas de menor salto, y la caída de los bloques de piso se lleva a cabo en dirección a las zonas de colapso (Figura 4.18).

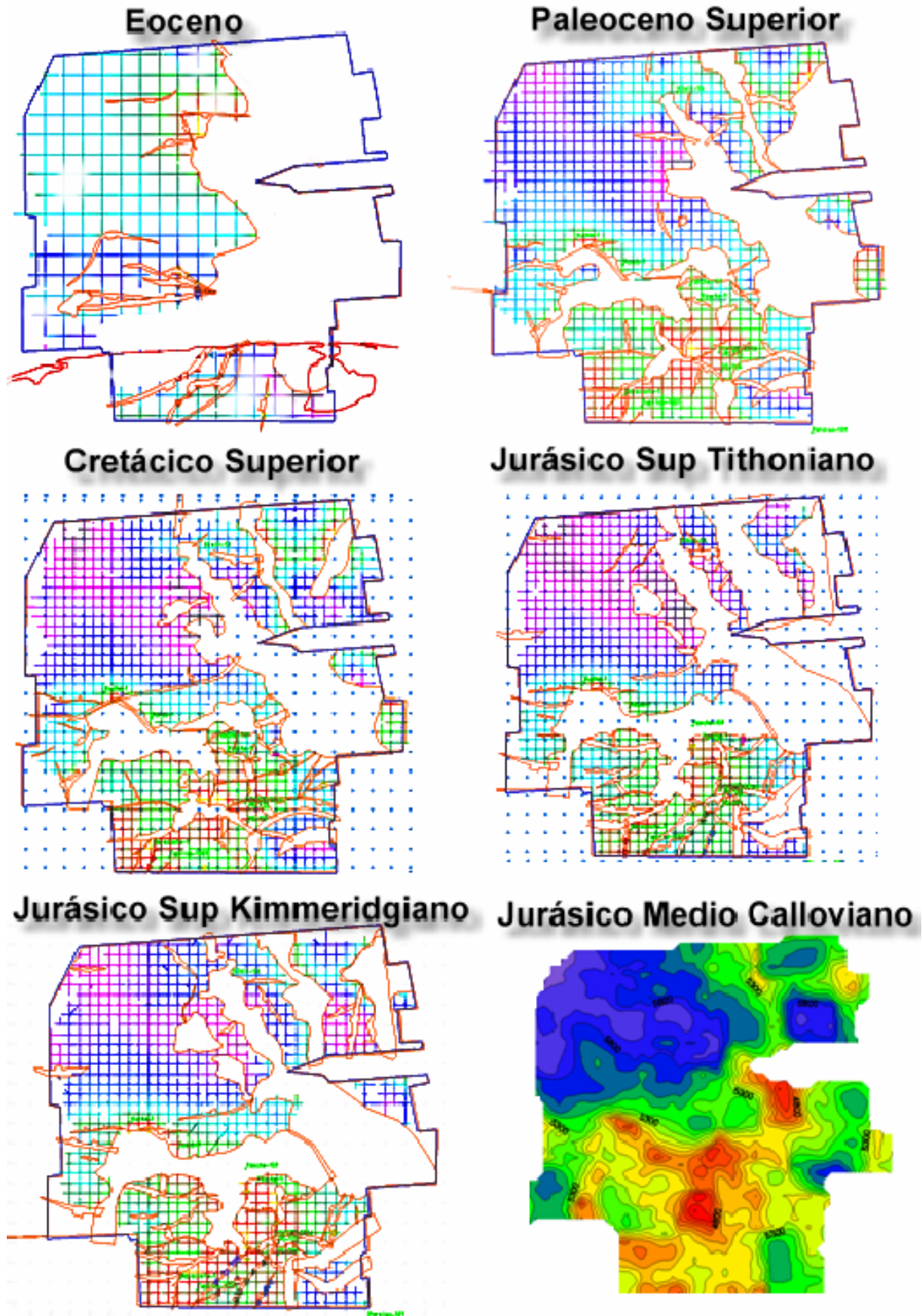


Figura 4.17. Horizontes interpretados en tiempo, en mallas de 20 líneas por 20 trazas, incluidos los polígonos de falla y los polígonos de las intrusiones salinas. Los principales rasgos mostrados son las fallas normales e inversas, y las intrusiones salinas.

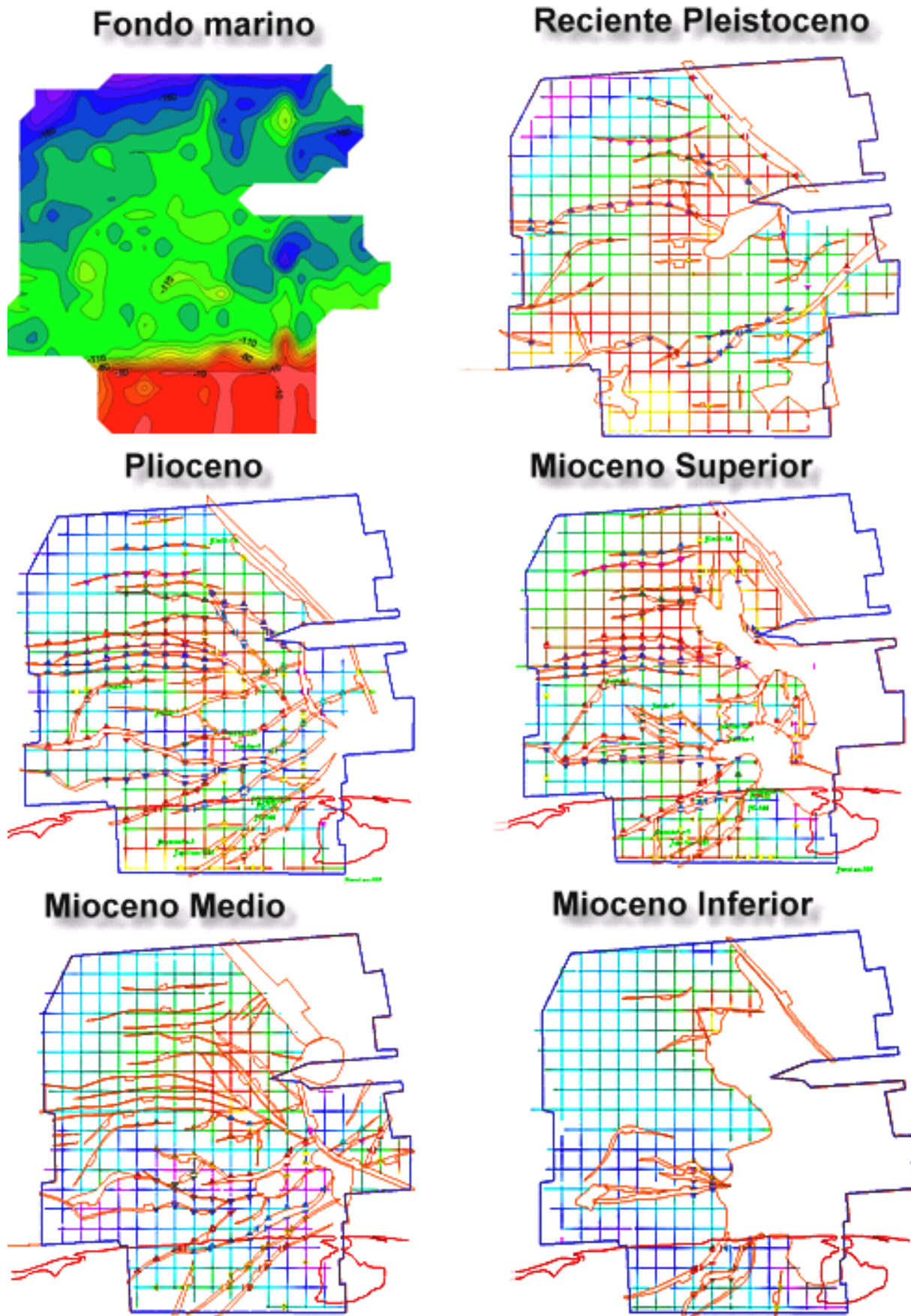


Figura 4.18. Horizontes interpretados en tiempo, en mallas de 20 líneas por 20 trazas, incluidos los polígonos de falla y los polígonos de las intrusiones salinas. Los principales rasgos mostrados son las fallas normales y las intrusiones salinas.

4.1.5. Conversión a profundidad.

La conversión a profundidad se hizo con los registros de velocidades de los pozos en el área de estudio, las velocidades con que se procesó al cubo sísmico, el conjunto de horizontes interpretados; y para llevarla a cabo se utilizó el paquete *Depth Team Explorer* (Landmark®). El proceso consistió en generar un cubo de pseudovelocidades y posteriormente calibrarlo con las velocidades de procesamiento. El cubo de pseudovelocidades se generó propagando las velocidades de intervalo, obtenidas de cada pozo, a través de los horizontes; con lo cual se dio una connotación estructural a las velocidades de los pozos (Trejo, 2005). La calibración inicia con la conversión de las velocidades de procesamiento a velocidades de intervalo mediante la ecuación de Dix; finalmente estas velocidades se comparan con las velocidades del cubo de pseudovelocidades, y mediante simples sumas y restas se calibra el modelo de velocidades (Figura 4.19).

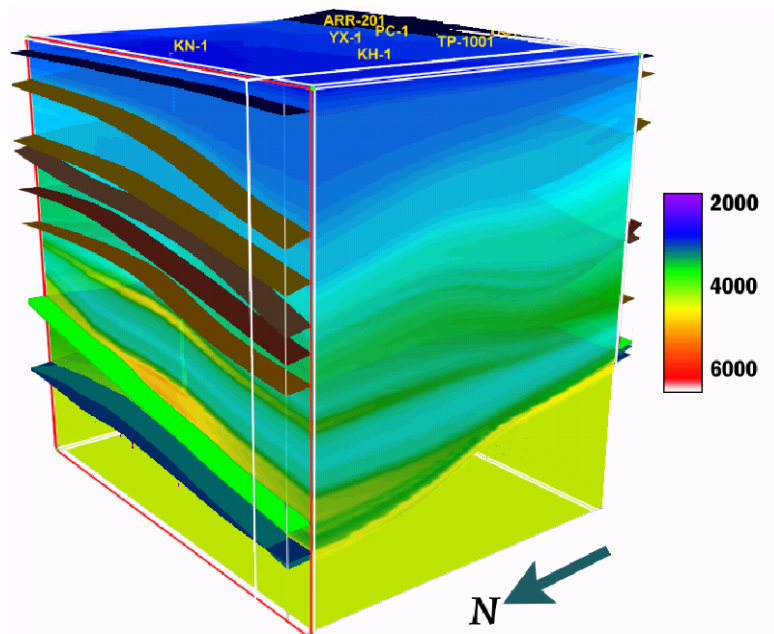


Figura 4.19. Cubo de velocidades utilizado para realizar la conversión a profundidad. En la izquierda se encuentran los valores de las velocidades de intervalo en unidades de m/s. Los colores oscuros indican velocidades bajas, mientras que las tonalidades rojizas indican los valores de velocidad más altos correspondientes a los cuerpos de sal.

4.1.6. Mapas en profundidad del Paleoceno, Cretácico Superior, Tithoniano y Kimmeridgiano.

El objetivo de generar el modelo de velocidades es convertir los horizontes interpretados en la información sísmica de tiempo a profundidad.

En el presente estudio se convirtieron a profundidad los doce horizontes interpretados en el cubo sísmico Kuche Tupilco; las fallas terciarias y las fallas mesozoicas; y se utilizaron para evaluar los recursos potenciales del *play* Brechas del Cretácico Superior y Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano.

En la evaluación del *play* Brecha del Cretácico Superior se utilizaron los horizontes del Cretácico Superior y el Paleoceno, para la roca almacén y el sello respectivamente (Figura 4.20).

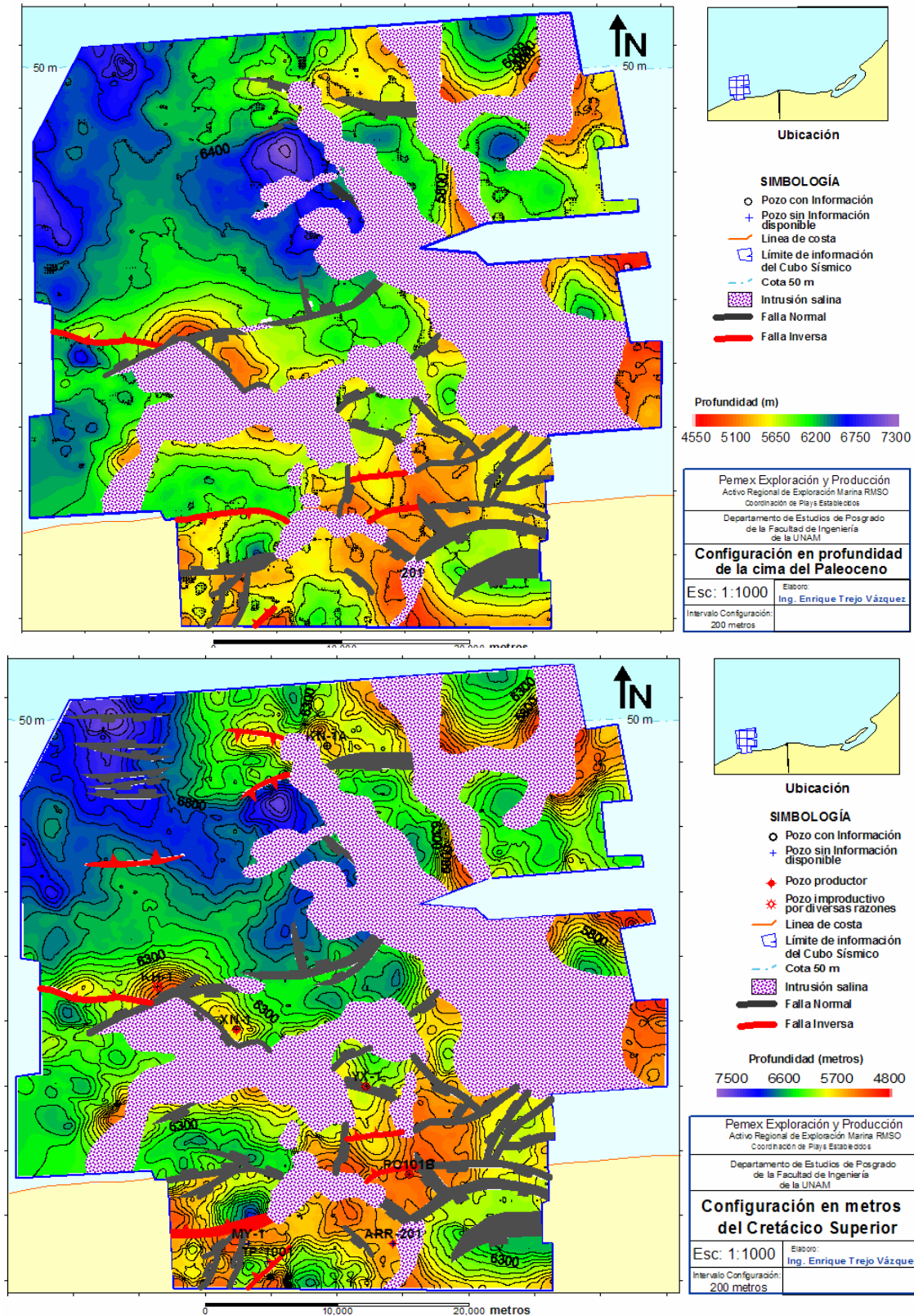


Figura 4.20. Mapa de la configuración en profundidad de la cima del Paleoceno (Parte Superior) y del Cretácico Superior (Parte Inferior). En el que se observan los altos estructurales, fallas normales e inversas, cuencas e intrusiones salinas. Ver Anexo 8 y 9.

Para evaluar el *play* Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano se utilizaron los horizontes Kimmeridgiano y Tithoniano para el almacén y el sello respectivamente (Figura 4.21).

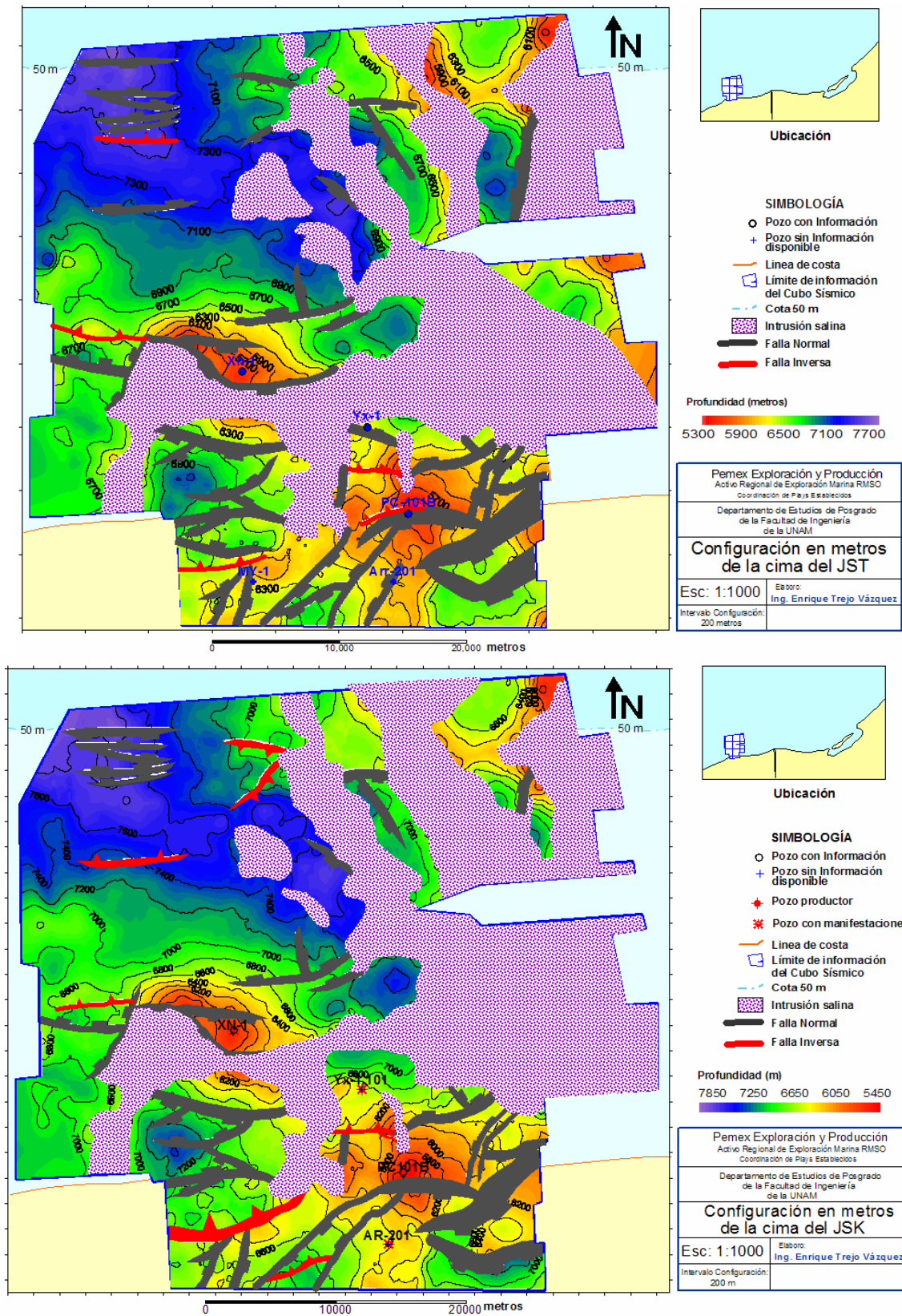


Figura 4.21. Mapa de la configuración en profundidad de la cima del Tithoniano (Parte Superior) y del K (Parte Inferior). En el que se observan los altos estructurales, fallas normales e inversas, cuencas e intrusiones salinas. Ver Anexos 10 y 11.

4.2. Definición del Marco Estructural.

Para definir el marco estructural del Mesozoico en el área de estudio se utilizaron los mapas de estilos estructurales y la restauración de secciones. Los mapas de estilos estructurales se obtienen quitando los contornos a los mapas en profundidad, con lo cual solo quedan plasmados en el mapa las intrusiones, fallas y pliegues (Tooby, 2006). Finalmente sobre estos mapas se definen las secciones estructurales que se utilizarán en la restauración de secciones.

4.2.1. Construcción de Secciones estructurales.

En los mapas de estilos estructurales del Cretácico Superior y del Kimmeridgiano (Figura 4.22), se observa que las fallas y los pliegues están afectados por las intrusiones salinas y por la formación de la minicuenca C1 (mostrada en la Figura 4.15).

Las fallas y los pliegues vinculados con las intrusiones salinas se pueden clasificar en cuatro grupos. El primer grupo de pliegues y fallas se ubica en la porción NE del cubo sísmico, y se caracteriza por estar influenciado por la intrusión salina denominada T2 (Figura 4.15); las fallas son normales a dicha intrusión; mientras que los pliegues son asimétricos, los ejes de los pliegues son paralelos a la intrusión y los altos estructurales coinciden con los levantamientos producidos por estas intrusiones salinas. El segundo grupo lo conforman las fallas y los pliegues que se encuentran sobre el tren T3; en este grupo las fallas son de tipo normal, toman la sal como despegue y tienen una orientación preferencial en dirección casi E-W; en tanto que los pliegues son paralelos a dicho cuerpo de sal, con su eje paralelo a la intrusión y su alto se encuentra en las inmediaciones del alto producido por la intrusión salina. El tercer grupo se encuentra ubicado al SW de la intrusión T3; las fallas en su mayoría son de tipo normal, existiendo únicamente un par de fallas inversas, el movimiento de los bloques es en dirección hacia la porción central del área de estudio, y las fallas tienen una orientación preferencial en dirección casi E-W y una orientación secundaria en dirección SW-NE; solo presenta un par de pliegues paralelos a las fallas inversas. El cuarto grupo de fallas y pliegues se ubica al SW del tren T3 y al E del T1; esta zona muestra mayor complejidad debido a la presencia de fallas normales e inversas en dirección E-W, el movimiento de los bloques se dirige hacia la cuenca al norte de la estructura del campo PC y al sur de dicha estructura los bloques se mueven hacia tierra, mostrando saltos de gran dimensión; en esta parte del cubo se aprecia una serie de plegamientos simétricos con ejes orientados ligeramente en dirección NW-SE, y con caídas hacia el E-W.

Por otra parte las fallas y pliegues observados en la porción central de la minicuenca C1, muestran fallas normales cuyo despegue se encuentra en la sal, tienen una orientación preferencial en dirección E-W, y solo cuentan con una falla inversa; en cuanto a los pliegues, uno es paralelo a la falla inversa y el otro es perpendicular a las fallas normales.

Tomando como base lo anterior se definieron dos secciones estructurales para realizar el restaurar de secciones.

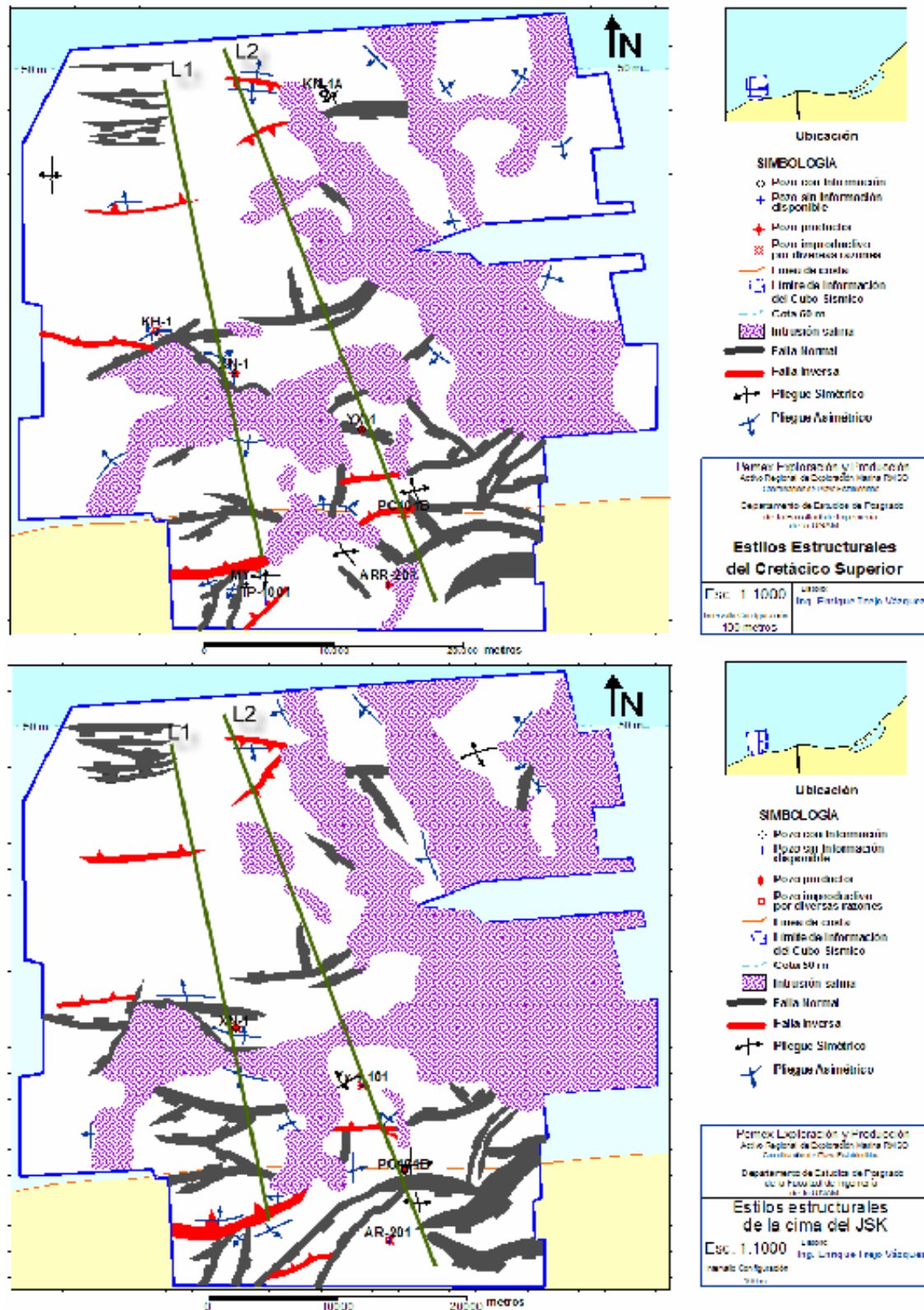


Figura 4.22 Mapas de estilos estructurales del Cretácico Superior (Parte Superior), y del Kimmeridgiano (Parte Inferior); mostrando las fallas e intrusiones interpretadas para dichos horizontes. Las líneas verdes L1 y L2, indican la ubicación de las secciones estructurales a utilizar durante la restauración de secciones. Ver Anexos 12 y 13.

La sección estructural L1 (Figura 4.23) esta orientada en dirección 13° al NW, se ubica en las inmediaciones del pozo XN-1, parte de la falla inversa localizada al sur de la línea de costa y termina donde se encuentra el límite de información del cubo sísmico.

En el eje vertical de la sección se encuentra la escala de profundidad y en el eje horizontal se encuentra la longitud de la sección, en esta caso la longitud horizontal inicia en 7500, debido a que ese fue el punto seleccionado como punto de referencia, denominado como Pin, para realizar la restauración secuencial.

La sección estructural L1 muestra los horizontes, fallas e intrusiones interpretados a partir de la información sísmica. Los horizontes se muestran como capas, destaca el Plioceno por su espesor, el Reciente Pleistoceno, el Oligoceno y el Eoceno por la variación lateral del espesor, y la intrusión del cuerpo salino de edad Calloviano. Las fallas se dividen en terciarias y mesozoicas; las fallas terciarias se dividen en las que tienen su despegue en el Oligoceno - Eoceno, tienen un salto vertical grande y cortan sedimentos que van del Reciente Pleistoceno al Oligoceno; mientras tanto las fallas mesozoicas son de naturaleza normal e inverso, el movimiento de los bloques se da hacia la parte central de la sección, con excepción de la falla localizada al N de la intrusión salina, y también cuenta con una falla inversa.

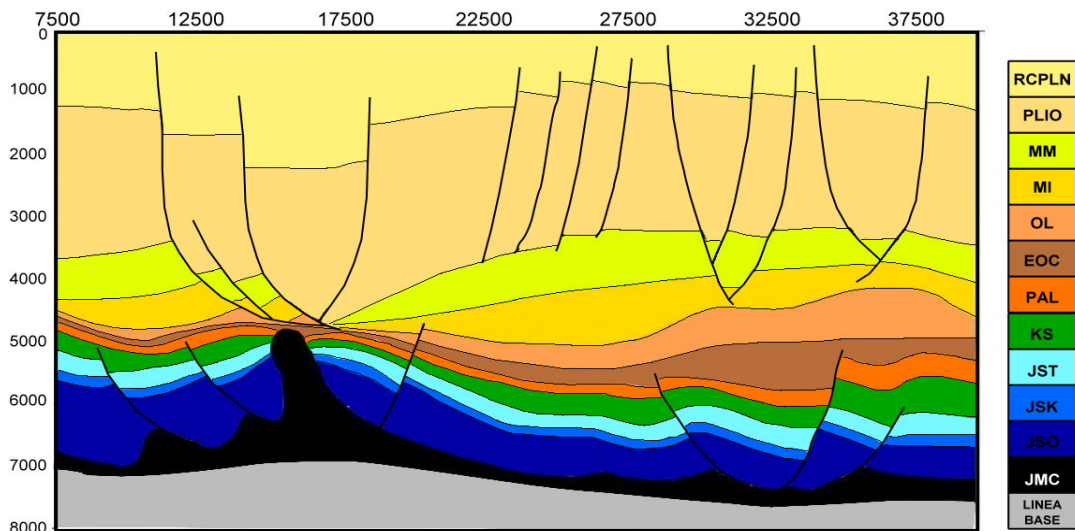


Figura 4.23. Sección estructural L1. Mostrando los horizontes, fallas e intrusiones salinas interpretados. En la parte más profunda de la sección se añadió una línea base, la cual es necesaria para realizar la restauración secuencial de la sección. Exageración vertical 1:2

La sección estructural L2 (Figura 4.24) esta orientada en dirección 23° al NW, se ubica en las inmediaciones de los pozos YX-1 y PC-101, y atraviesa la zona con información del cubo sísmico. En el eje vertical de la sección se encuentra la escala de profundidad y en el eje horizontal se encuentra la longitud de la sección.

La sección estructural L2 contiene los horizontes, fallas y las intrusiones interpretadas a partir de los datos sísmicos y de pozos. Los horizontes se muestran como capas, dentro de estas capas

destaca la correspondiente al Reciente Pleistoceno por su gran variación lateral entre los 5 y 20 km de longitud de la sección, también destacan los acuñamientos del Mioceno Inferior, Oligoceno y Eoceno, mientras que la sal del Calloviano muestra gran variación de los espesores y la formación de diapiros. Las fallas se dividen en terciarias y mesozoicas; las fallas terciarias se dividen en las que tienen su despegue sobre el Mioceno Inferior - Oligoceno con un salto vertical grande, y en fallas con despegue en el Mioceno Medio, de menor extensión y salto; en tanto, las fallas del mesozoico son de carácter normal e inverso, el movimiento de los bloques es en dirección a tierra antes de los 10 km de distancia, posteriormente hay una zona de compresión y finalmente se observa que el movimiento de los bloques se dirige hacia la parte central de la cuenca a partir de los 25 km de distancia.

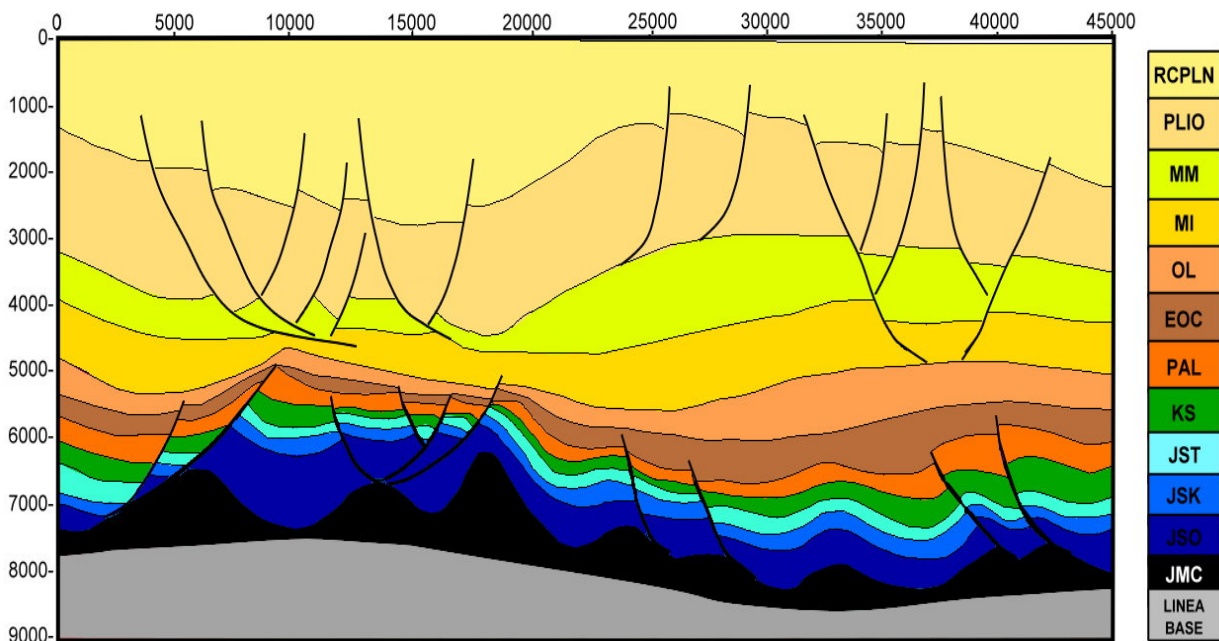


Figura 4.24. Sección estructural L2. Mostrando los horizontes, fallas e intrusiones salinas interpretados a partir de los datos sísmicos y los datos de pozos. En la parte más profunda de la sección se añadió una línea base, la cual es necesaria para realizar la restauración secuencial de la sección.

4.2.2. Restauración de secciones estructurales.

Las dos secciones estructurales convertidas a profundidad, vistas en el apartado anterior, fueron digitizadas y retrodeformadas usando el software Geosec -20.

Las restauraciones fueron hechas para diferentes horizontes estratigráficos (o intervalos de tiempo), mostrando el desarrollo y evolución de las principales estructuras, así como el comportamiento de la sal a lo largo del tiempo.

El proceso para restaurar una sección es cíclico. Inicia definiendo una línea base que se tomará como nivel de referencia a partir del cual se va a realizar la restauración (Grando, 2004), a continuación se remueve el primer horizonte, se elimina la deformación de la sección, continúa con el cálculo de la descompactación de la sección, se corrige por isostasia, se elimina la deformación por fallas y finalmente se añade el movimiento de la sal. El resultado del proceso anterior es la geometría

de la cuenca a lo largo de la línea para el tiempo en que se depositó la capa subyacente a la capa eliminada (Rowan, 1993). Finalizado lo anterior se elimina la siguiente capa, iniciando un nuevo ciclo.

La definición del nivel de referencia es necesario para modelar la evolución de los pliegues, dicho nivel separa los efectos de la subsidencia regional de los efectos producidos por la compactación y la deformación (Rowan, 1993); y se definió a partir de la interpretación sísmica, variando de 7000 a 7300 m en la sección L1 y de de 7800 a 8200 m en la L2.

El calculo de la descompactación se llevo a cabo mediante la curva propuesta por Dickinson (1953), para lutitas sobrepresurizadas y arenas del norte del Golfo de México (Figuroa y Yamamoto, 1982), disponible para el software Geosec, la cual considera que la compactación es función de la litología y de la carga a que se ve sometida la roca (Gómez Cabrera, 2003).

Las correcciones por isostasia se realizan para eliminar los efectos de la variación de cargas durante la evolución de la cuenca, mediante un modelo isostático con densidades estándar, es decir $\rho_{\text{agua}} = 1030 \text{ kg/m}^3$, $\rho_{\text{sedimentos}} = 2650 \text{ kg/m}^3$ y $\rho_{\text{sal}} = 2200 \text{ kg/m}^3$ (Rowan *et al.*, 2001)

En el presente trabajo se utilizaron dos algoritmos diferentes para restaurar las secciones, en función de los esfuerzos observados. Donde se observo deformación heterogénea, se restauró conservando la longitud de la capa; entre tanto, en las zonas donde hubo deformación homogénea, se utilizó el método de cizalla simple vertical, para modelar los horizontes a restaurar (Trudgill *et al.*, 1999). En ambas secciones se tomó como punto de referencia, llamado *Pin*, a los puntos extremos de la izquierda para restaurar la sección

Las secciones fueron retrodeformadas desde el Reciente Pleistoceno hasta el Kimmeridgiano; ya que el método podría generar artefactos en la última etapa de restauración, correspondiente con el Oxfordiano.

La restauración de la sección estructural L1 muestra tres etapas de deformación (Figura 4.25). Una primera etapa de alargamiento, seguida por una breve etapa de acortamiento, concluyendo con otra nueva etapa de alargamiento.

La primera etapa de deformación se dio entre el Kimmeridgiano y el Oligoceno, y se distinguió por estar sometida a esfuerzos de tipo extensivo.

En las etapas iniciales de este intervalo se depositaron los terrígenos del Oxfordiano, seguido del depósito de sedimentos del Kimmeridgiano (3.25.JSK); provocando movimiento en los cuerpos salinos del Calloviano. El movimiento fue horizontal al principio, sin embargo conforme aumentaba la carga litostática y la extensión, el movimiento se torno horizontal y posteriormente vertical a través de planos de debilidad (Talbot, 1993). Lo anterior formó dos paleorelieves de gran importancia en la evolución estructural; por una parte se formaron almohadillas de sal sobre las que se desarrollaron

fallas, al mismo tiempo que en los espacios dejados por el desalojo de la sal se formaron minicuevas, con lo cual se produjo que el horizonte variara su espesor en función de la posición de la sal, teniendo espesores pequeños en los altos formados por las almohadillas de sal y grandes espesores en la incipiente minicueva formada por el desalojo de sal que formó las almohadillas.

Para el Tithoniano (Figura 4.25.JST) se agregó carga litostática a la columna, produciendo que la sal siguiera con su movimiento ascendente; las fallas comenzaron a resbalar sobre la sal, separaron bloques y los rotaron, provocando extensión hacia el centro de la minicueva. Durante este intervalo de tiempo los sedimentos rellenaron el espacio disponible en las minicuevas, resultando en una paleobatimetría casi plana; lo cual se reflejó en la variación del espesor del estrato, delgado en las partes altas y grueso en la minicueva.

Durante el Cretácico Superior (Figura 4.25.KS) se observó una disminución del nivel del mar, que propició las condiciones óptimas para el depósito de potentes cuerpos carbonatados, aumentando así la carga litológica. Dicha carga litológica permitió mantener el movimiento ascendente de la sal, con lo que las almohadillas de sal aumentaron su espesor, formando un diapiro en la parte izquierda de la sección, el cual comenzó a romper los estratos del Kimmeridgiano y Tithoniano. Las fallas desarrollaron su despegue en las almohadillas de sal, mostrando geometría de fallas de crecimiento y aumentando el salto en las fallas; con lo cual desarrollaron extensión en la parte central de la minicueva.

La Figura 4.25.PAL, correspondiente a la restauración para el Paleoceno, muestra un aumento en el nivel del mar; el depósito desarrolló condiciones de ambiente profundos (batiales), y rellena las cuencas remanentes del depósito anterior generando una paleobatimetría casi plana. En cuanto a las fallas, solo las fallas asociadas al diapiro continúan activas, mientras que las restantes cesaron su actividad.

El Oligoceno (Figura 4.25.OL) presenta una notable característica en su restauración, ya que presenta alargamiento en ambos extremos de la sección, produciendo una fase compresiva en la minicueva. Dichos esfuerzos compresivos, reactivan la falla ubicada en el centro de la minicueva y el bloque de piso inicia un desplazamiento hacia el continente, regresando los bloques a una posición similar a la que tenían antes de que se formara la falla. En cuanto a la parte sedimentaria, durante este intervalo de tiempo se rellenan las paleotopografías existentes; lo cual produce variación en el espesor, teniendo acunamientos en la zona aledaña al diapiro y grandes espesores en la minicueva.

La segunda etapa de deformación se ocurrió a lo largo del Mioceno (Figura 4.25. MM), y predominaron los esfuerzos de tipo compresivo con un ligero basculamiento hacia la cuenca. La compresión afecta principalmente a las fallas del Mesozoico, produciendo un cabalgamiento en la

parte central de la sección, al mismo tiempo provoca un desplazamiento horizontal al diapiro de sal en dirección al continente, durante esta época las fallas del Mesozoico adquieren la configuración que presentan en la actualidad. Las fallas del terciario inician su formación en esta etapa, siendo posible separarlas en tres grupos, el primero se desarrolla como una familia de fallas de cresta (Rowan *et al.*, 1999), que se ubica en la cima del diapiro, y se trata de fallas producidas al colapsarse los sedimentos conforme hay expulsiones de sal proveniente del diapiro, teniendo su despegue preferencialmente en la cima del Oligoceno; el segundo grupo se forma en la porción N de la minicuenca, y comienza a desarrollar saltos, con los bloques cayendo hacia el centro de la minicuenca; finalmente se tiene en la porción N de la sección el desarrollo incipiente de fallas.

Por otra parte, el depósito de sedimentos está influenciado por la presencia o ausencia de sal subyacente. En las partes aledañas al diapiro se observan fuertes acuñamientos, mientras que en las partes cercanas a la minicuenca se tienen espesores mayores a 1500 m. En este periodo se observa que el nivel del mar descendió.

La etapa final de deformación se dio del Plioceno al Reciente Pleistoceno, y se caracteriza por estar sometida a esfuerzos de tipo extensivo.

En la sección restaurada para el Plioceno (Figura 4.25.PLIO), los efectos de la extensión están reflejados principalmente en las fallas del terciario, formando dos grupos bien definidos que se conservan hasta la época actual; el primer grupo continuó desarrollándose desde el Oligoceno hasta la cima del Plioceno, desarrollando saltos muy grandes y con caída hacia el norte; el segundo grupo está integrado por fallas de menores dimensiones e inician su desarrollo en el Mioceno Medio, y terminan en la base del Plioceno. El Mioceno es el horizonte más afectado por la extensión en la parte aledaña al diapiro, ya que presenta fallas con caída y desplazamiento horizontal amplio. En tanto que los depósitos correspondientes al Plioceno son muy potentes y están afectados por las fallas.

En la etapa final fueron depositados los sedimentos del Reciente Pleistoceno (Figura 4.25.RCPLN), hasta adquirir la configuración actual. Se observa que las fallas no llegan a la superficie y que los sedimentos fueron llenando los relieves existentes al momento del depósito.

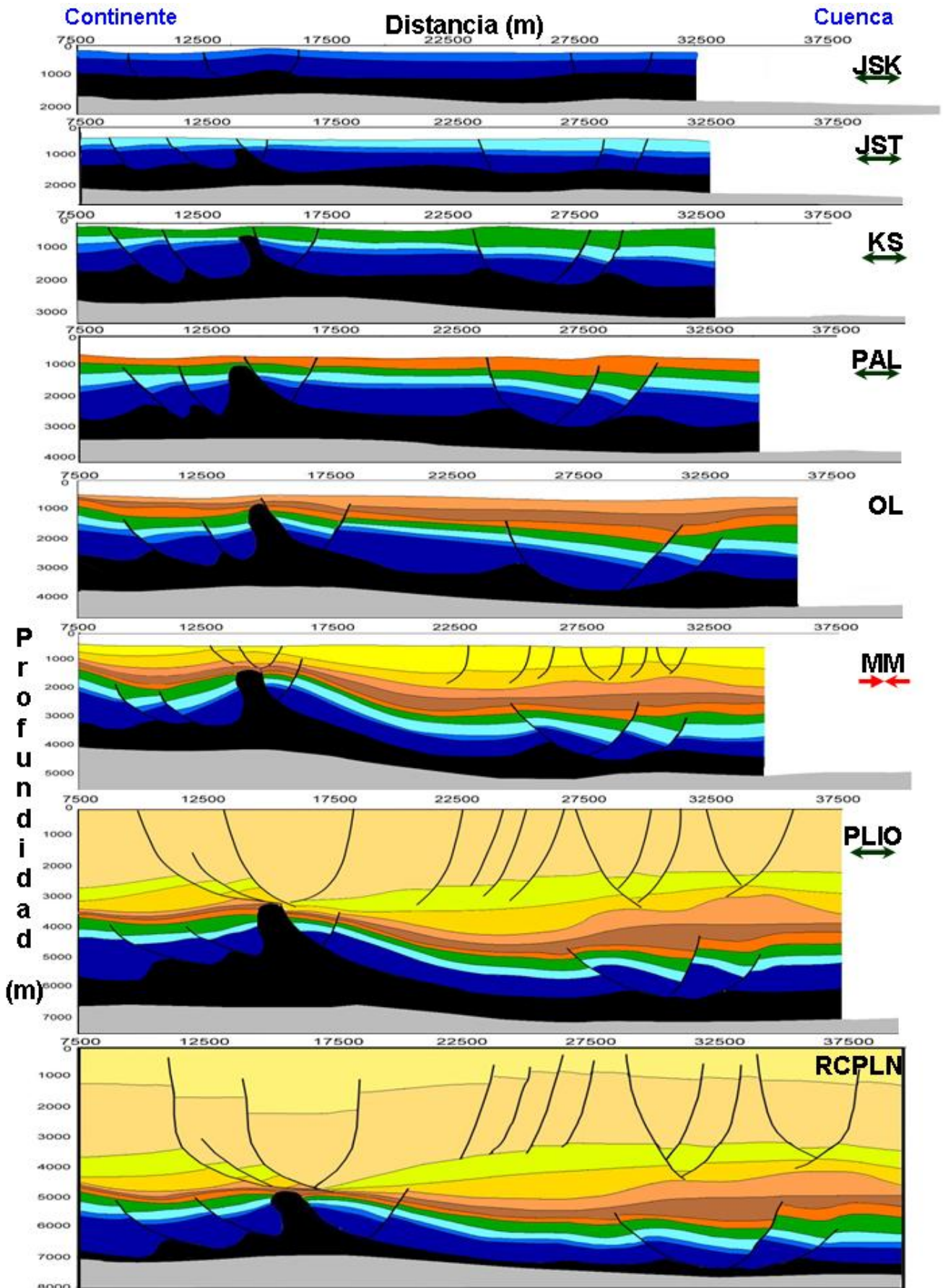


Figura 4.25. Sección estructural L1, restaurada secuencialmente al Kimmeridgiano. Las flechas verdes indican alargamiento mientras que las flechas rojas indican acortamiento. Explicación en el texto.

La restauración de la sección estructural L2 muestra las tres etapas de deformación vistas en la sección anterior, es decir una larga etapa dominada por esfuerzos de extensión, posteriormente una breve etapa dominada por esfuerzos compresivos, finalizando con otra etapa dominada por esfuerzos de extensión.

La primera etapa de deformación ocurrió en el periodo comprendido entre el Kimmeridgiano y el Oligoceno, y fue de tipo extensivo.

La restauración correspondiente al Kimmeridgiano (Figura 4.26.JSK) muestra los estratos correspondientes al Calloviano, al Oxfordiano y al Kimmeridgiano; así como las fallas presentes al momento del depósito del Kimmeridgiano. En la sección restaurada se observan almohadillas de sal bien formadas, que desarrollaron fracturas en las cimas. Mientras tanto la geometría del estrato depositado durante este intervalo de tiempo se encontró influenciada por la geometría de dichas almohadillas, exponiendo las partes altas a condiciones neríticas.

En la sección correspondiente a la restauración del Tithoniano (Figura 4.26.JST), se muestra el aumento de la carga litostática sobre la columna preexistente, permitiendo que la sal prosiga con su movimiento ascendente; durante este intervalo de tiempo las fallas desarrollaron estructuras de Salt Roller al desplazarse sobre la sal (Rowan, 1999), provocando caída de bloques y rotación de los mismos en dirección de la cuenca; las fallas son sintéticas en su mayoría, aunque cabe mencionar que se desarrolló una falla antitética al N de la intrusión salina. La geometría del estrato depositado durante este intervalo, es de espesor variable, delgado en torno a las almohadillas de sal y grueso en la porción de la minicuenca; la paleobatimetría es casi plana.

Durante el Cretácico Superior (Figura 4.26.KS) disminuyó el nivel del mar, exponiendo las partes altas a condiciones neríticas, que favorecieron las condiciones para tener gruesos depósitos de cuerpos carbonatados, que aumentaron la carga litológica; la cual a su vez continuó con su movimiento ascendente. Las fallas continúan tomando a la sal como superficie de despegue, y desarrollan geometrías correspondientes a fallas de crecimiento.

Durante el Paleoceno (Figura 4.26.PAL), hubo un aumento significativo del nivel del mar, variando entre 200 y 400 m, con lo cual el depósito desarrolla condiciones de ambiente profundos (batiales), y rellena las cuencas preexistentes, dando lugar a una paleobatimetría casi plana. En cuanto a las fallas, solo las fallas asociadas al diapiro continúan activas, mientras que las restantes cesaron su actividad.

En la sección restaurada para el Oligoceno (Figura 4.26.OL) se observa que existen dos grupos de almohadillas de sal; el primero continúa activo y se ubica entre los puntos 5000 y 16000, mientras que el otro grupo presenta geometría similar a la vista durante la reconstrucción del Paleoceno. Lo anterior define dos grupos de fallas, el primero se encuentra activo y se asocia con las

almohadillas activas, en tanto que el otro grupo cesó su actividad en rocas del Eoceno y se asocia con las almohadillas que han permanecido casi inactivas. Al N de la sección se muestra un tercer grupo, el cual se distingue por presentar una reactivación de las fallas en dirección al centro de la minicuenca, lo cual produce que los bloques regresen a una posición parecida a la que tenían antes de que se formara la falla. En cuanto al estrato depositado durante este intervalo de tiempo, muestra geometría de relleno de los relieves paleotopográficos existentes; lo cual produce variación en el espesor, teniendo acuñamientos en la zona aledaña al diapiro y gruesos espesores en la porción de la minicuenca.

La segunda etapa de deformación ocurrió desde finales del Eoceno hasta el Mioceno (Figura 4.26. MM), y estuvo sometida a esfuerzos de tipo compresivo con un ligero basculamiento hacia la parte central de la minicuenca. Este proceso compresivo afecta principalmente a las fallas ubicadas al N de la sección, desarrolladas durante el Mesozoico, produciendo un cabalgamiento en dichas fallas, siendo esta etapa en la que las fallas del Mesozoico adquieren la geometría que muestran en la actualidad. Durante este periodo las fallas terciarias inician su formación; un primer conjunto de fallas, que se ubica entre los puntos 5000 y 10000 m, distinguiéndose por tener su despegue en la cima del Mioceno Inferior y por el movimiento de sus bloques en dirección hacia la minicuenca; el otro conjunto está integrado por dos grupos de fallas, el primero presenta movimiento hacia el centro de la minicuenca y tiene su despegue en el Mioceno Inferior, y el otro grupo tiene su despegue en la cima del Oligoceno y se tomó como despegue por algunas de las fallas del primer grupo. Todas las fallas terciarias son de tipo normal y con echados mayores a 60° .

La geometría del depósito de sedimentos, durante este periodo, está plenamente influenciado por la presencia o ausencia de almohadillas de sal en la parte profunda de la sección. En caso de existencia de almohadilla de sal se presentan acuñamientos en el estrato, mientras que en el caso de la minicuenca se observa un engrosamiento del estrato. En cuanto a la paleobatimetría se observa que hubo un descenso del nivel del mar en comparación con lo observado durante el Oligoceno.

La etapa final, dominada por esfuerzos de extensión, se muestra en la sección restaurada del Plioceno (Figura 4.26.PAL). Observándose que las fallas desarrollan saltos y caída de bloques, donde los conjuntos de fallas observados en la sección del Mioceno continúan desarrollándose de la misma manera. En esta sección se observa que los depósitos correspondientes al Plioceno son muy potentes. La última sección muestra el estado actual de la sección restaurada.

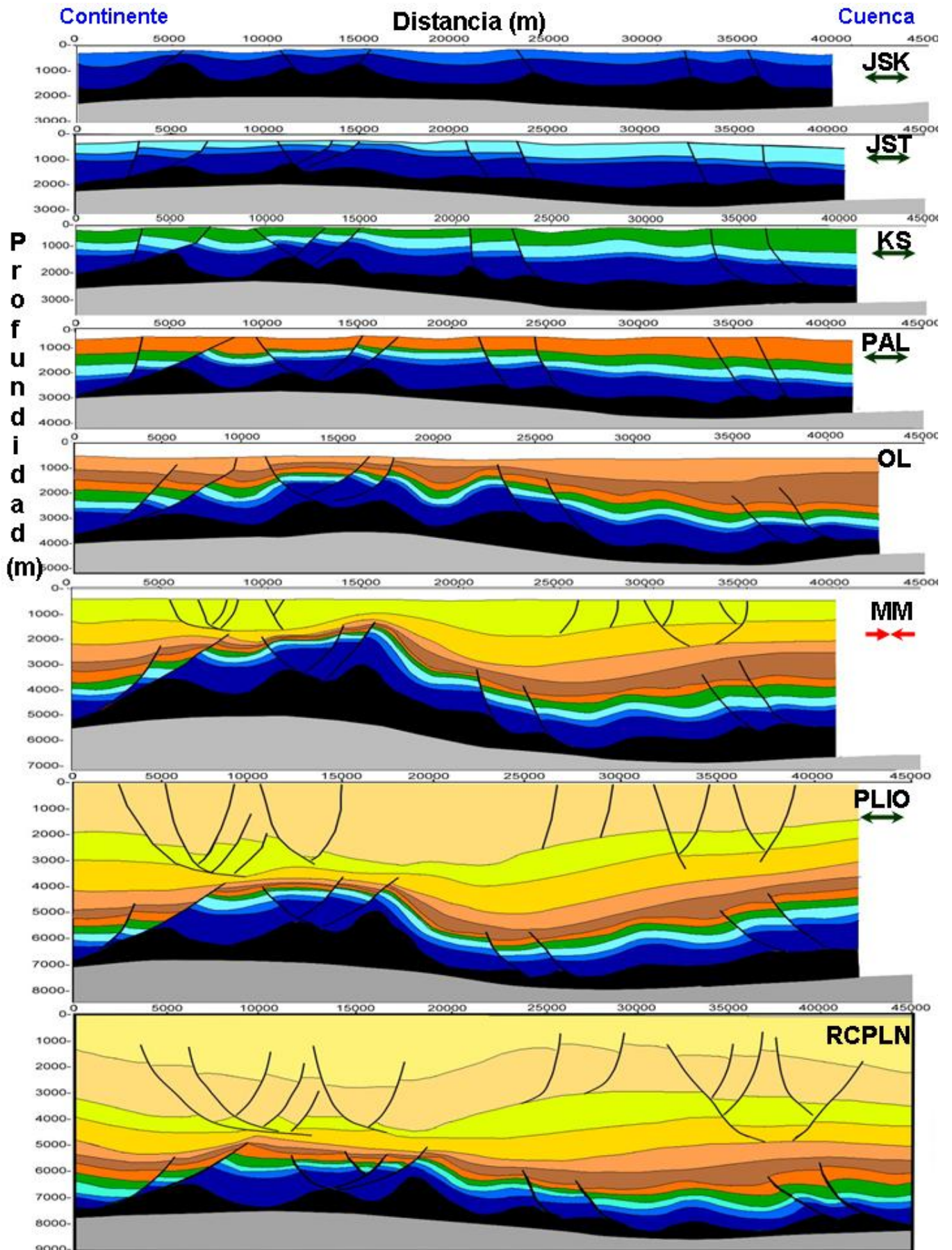


Figura 3.26. Sección estructural L2, restaurada secuencialmente al Kimmeridgiano. Las flechas verdes indican extensión mientras que las flechas rojas indican compresión. Explicación en el texto

Capítulo 5. Resultados.

En el presente capítulo se detallan los resultados obtenidos durante la etapa anterior en dos partes. La primera parte se enfoca en los objetivos particulares de esta tesis y la segunda parte se enfoca en la evaluación del *Play*.

5.1. Resultados de la Caracterización Tectónico – Estructural.

La caracterización estructural se realizó con el objetivo de visualizar oportunidades exploratorias, sus características y origen.

Las oportunidades exploratorias son las condiciones geológicas con potencial para almacenar hidrocarburos, dentro del marco de un sistema petrolero (Pemex SECTER, 2007; García Esparza, 2007), por lo cual la visualización de oportunidades exploratorias consiste en identificar dichas condiciones geológicas. A nivel exploratorio se manejan tres tipos de oportunidades: el primer tipo se distingue por que en la oportunidad predomina la componente estructural, y se conoce como trampa estructural; para el segundo tipo, en la oportunidad existe un fuerte predominio de la componente estratigráfica y se conoce como trampa estratigráfica; finalmente en el tercer tipo, la oportunidad presenta una combinación de ambas componentes, se conoce como trampas combinadas y es el caso más común en el subsuelo (Pemex SECTER, 2007; Rodríguez Santana, 1985). En el presente trabajo se trata lo referente a las trampas estructurales, en tanto que la parte sedimentaria quedo a cargo de Camargo (en preparación) y Meléndez (en preparación).

5.1.1. Visualización de Oportunidades exploratorias.

La visualización de oportunidades se llevó a cabo mediante la interpretación sísmica. En un principio las trampas se visualizaron a lo largo de las líneas y trazas sísmicas; para posteriormente confirmarse o desecharse en los mapas en profundidad.

En los estudios de *plays* se utilizan los mapas de trampas, mismos que se obtienen al configurar en planta la extensión del cierre estructural correspondiente a cada alto observado en el mapa de profundidad (Tooby, 2006).

5.1.1.1. Trampas visualizadas en el Cretácico Superior.

En el mapa de Trampas estructurales del Cretácico Superior (Figura 5.1) se observa la extensión de las trampas estructurales perforadas y de las trampas estructurales visualizadas mediante la interpretación sísmica estructural.

Las estructuras perforadas se dividen en las que resultaron productoras de hidrocarburos, señaladas en color verde; y en las que no lo fueron por diversos motivos, señaladas en color rojo.

En total se observaron dieciocho 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 es para el grupo integrado por las trampas que cuentan con objetivo 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 cinco grupos. El primer grupo corresponde a las trampas con cierre estructural, y en este grupo 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. El tercer grupo lo conforman las trampas con cierre contra falla inversa y sal; y se compone por las oportunidades KS-A, KS-1, KS-C. El cuarto grupo está grupo formado por fallas con cierre contra falla inversa; y lo integran las oportunidades KS-5 y KS-6. Finalmente hay un grupo de trampas que tienen cierre contra sal; y esta formado por las oportunidades KS-6, KS-B, KS-2, KS-3, KS-D, KS-E.

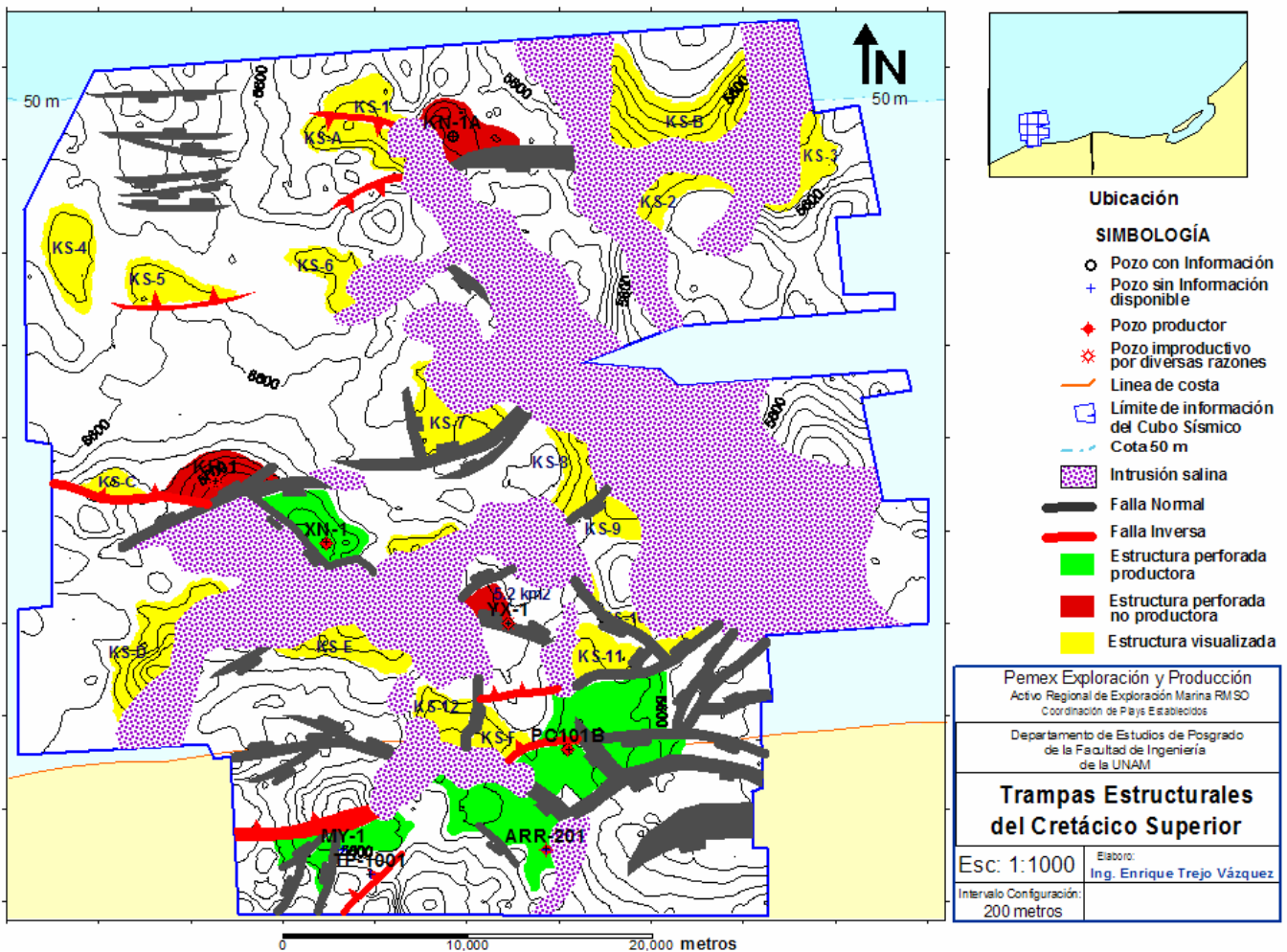


Figura 5.1 Mapa de trampas estructurales del Cretácico Superior. Obtenido a partir de la configuración en profundidad del Cretácico Superior. Ver Anexo 14.

5.1.1.2. Trampas visualizadas en el Kimmeridgiano.

En total se visualizaron catorce oportunidades para el Kimmeridgiano (Figura 5.2), señaladas en color amarillo y nuevamente se utilizó la nomenclatura anteriormente descrita, únicamente utilizando JSK en lugar de KS.

Las trampas corresponden nuevamente con altos estructurales y se clasificaron en cinco grupos. En el primer grupo están las trampas con cierre contra falla normal y contra sal, es decir las oportunidades JSK-B, JSK-KH, JSK-4, JSK-7, y JSK-F. El segundo grupo lo conforman las trampas con cierre contra falla inversa y sal; y se compone por las oportunidades JSK-A y JSK-5. El tercer grupo está formado por la oportunidad KS-5, y se trata de una oportunidad con cierre contra falla inversa. En cuarto grupo están las trampas que tienen cierre contra sal; y esta formado por las oportunidades JSK-1, JSK-2, JSK-3, JSK-D y JSK-E. El último grupo esta formado la oportunidad JSK-6, y dicha oportunidad presenta cierre contra falla inversa y falla normal.

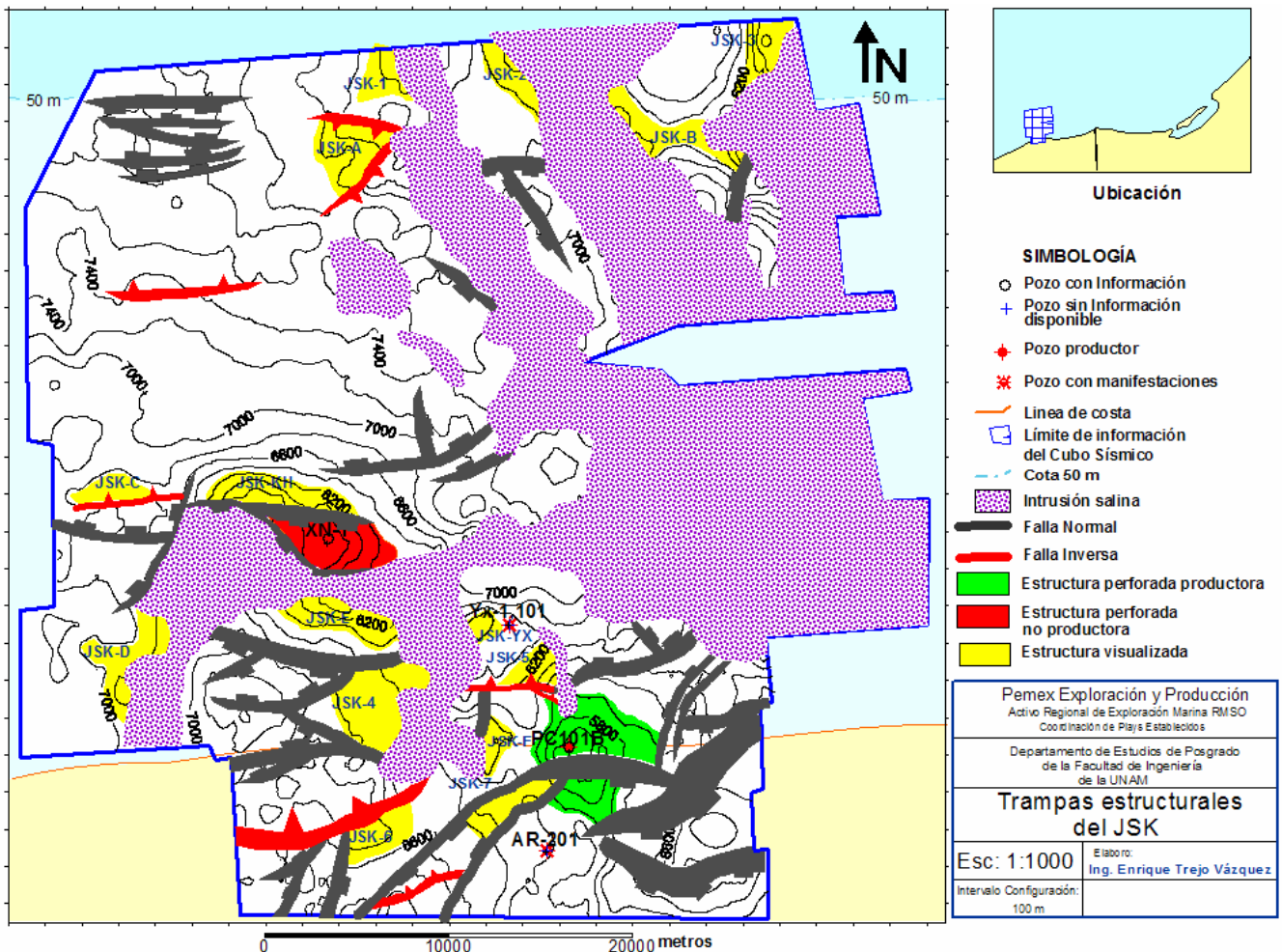


Figura 5.2. Mapa de trampas estructurales del Kimmeridgiano. Atenido a partir de la configuración en profundidad del mismo horizonte. Ver Anexo 15.

En general, las trampas son altos estructurales compuestas por pliegues armónicos abiertos y cerrados (Padilla, 1996); observándose en total seis tipos: trampas con cierre estructural (Figura

5.3.a), trampas con cierre contra falla normal y contra sal (Figura 5.3.b), trampas con cierre contra falla inversa y sal (Figura 5.3.c), trampas con cierre contra falla inversa (Figura 5.3.d), trampas que tienen cierre contra sal (Figura 5.3.e), y trampas con cierre contra falla normal y contra falla inversa (Figura 5.3.f).

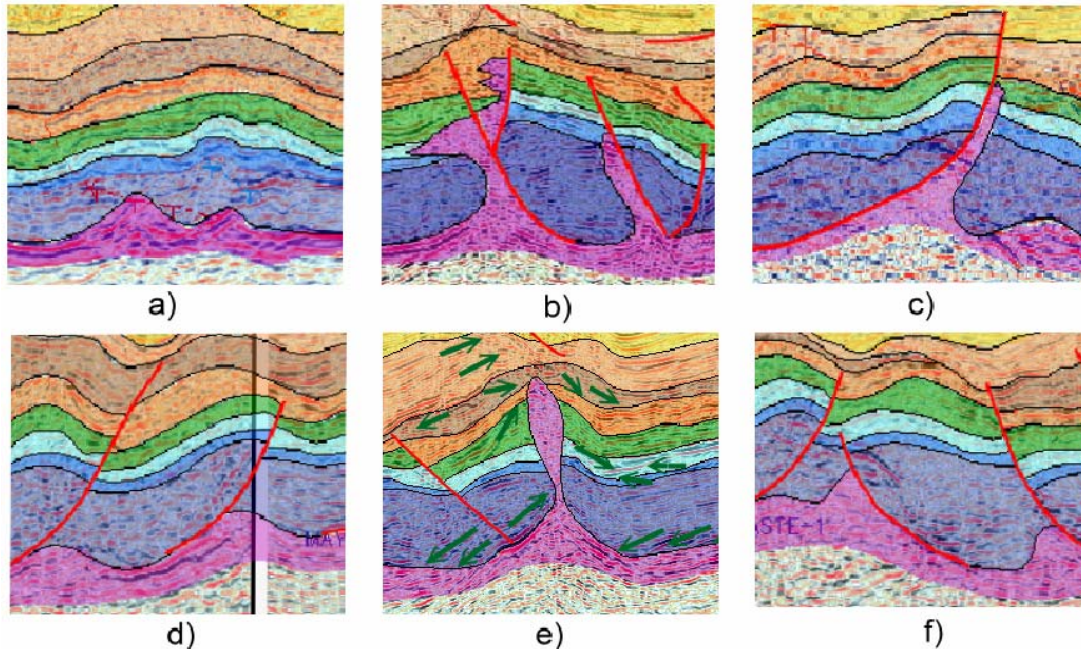


Figura 5.3 Secciones representativas de las trampas estructurales mesozoicas interpretadas en el área de estudio Kuche Tupilco.

5.1.2. Determinación del origen de las oportunidades exploratorias.

La evolución estructural se determinó en dos etapas. Durante la primera se utilizaron los conceptos expuestos por Busby e Ingersoll (1995) para ubicar el tipo de cuenca en que se encuentra el área de estudio, y luego se hizo el modelo de evolución estructural. En tanto que en la segunda etapa se integraron los resultados de la restauración de secciones y la interpretación sísmica par definir el marco tectonoestratigráfico.

5.1.2.1. Clasificación de la cuenca.

La cuenca del Golfo de México se ubica en el interior de la placa norteamericana (Busby e Ingersoll, 1995), y se definió como una cuenca oceánica durmiente, apareciendo en los textos en inglés como Dormant Ocean Basins, (Busby e Ingersoll, 1995; modificado de Dickinson, 1994).

Las cuencas oceánicas durmientes son aquellas cuyo piso se encuentra formado principalmente por corteza oceánica (Busby e Ingersoll, 1995), y que dada su ubicación cuentan con actividad de extensión moderada y nula subducción dentro de la cuenca; se forman debido a que cesa la actividad tectónica por un rearrreglo entre las placas, con lo que el principal mecanismo de subsidencia es la carga de sedimentos.

5.1.2.2. Origen de las fallas mesozoicas.

A partir de la información sísmica se interpretó la geometría de las fallas, y a partir de la restauración de secciones se interpretó la forma en que evolucionaron.

En la información sísmica se interpretó que las fallas mesozoicas son normales e inversas, tienen su despegue en los cuerpos salinos del Calloviano, y cortan rocas cuya edad varía del Oxfordiano al Paleoceno. Se interpretó que las fallas normales se relacionan con los altos producidos por el movimiento de la sal, con movimiento de los bloques de piso en dirección de la cuenca y en ocasiones se observó geometría de fallas de crecimiento. En tanto, las fallas inversas también tienen su despegue en la sal calloviana, y presentan movimiento del bloque cabalgante en dirección hacia la cuenca.

Con la restauración de secciones se observaron tres etapas claves durante la formación de las fallas mesozoicas. La primera etapa se dio durante el Oxfordiano; caracterizándose por un alargamiento, producto remanente de la apertura del golfo, que propició la generación de fracturas en las rocas existentes; a lo anterior, se agrega que inició el movimiento de la sal calloviana. Durante la segunda etapa, en el Kimmeridgiano, inició un proceso de *pre-rafting* (Duval *et al.*, 1991; Hudec y Jackson, 2004); caracterizándose por que los bloques comenzaron a resbalar y a rotar sobre la sal del Calloviano en dirección a la cuenca, formando grabenes y semigrabenes, esta etapa finalizó en el Paleoceno. En la tercera y última etapa, ocurrida el Mioceno, hubo una inversión tectónica (Davis y Reynolds, 1996), en la cual una serie de esfuerzos compresivos reactivaron las fallas mesozoicas ubicadas en el centro de la minicuenca, provocando que en algunos casos el bloque de piso comenzara a avanzar sobre el bloque de techo, haciendo que las fallas normales se volvieran fallas recurrentes.

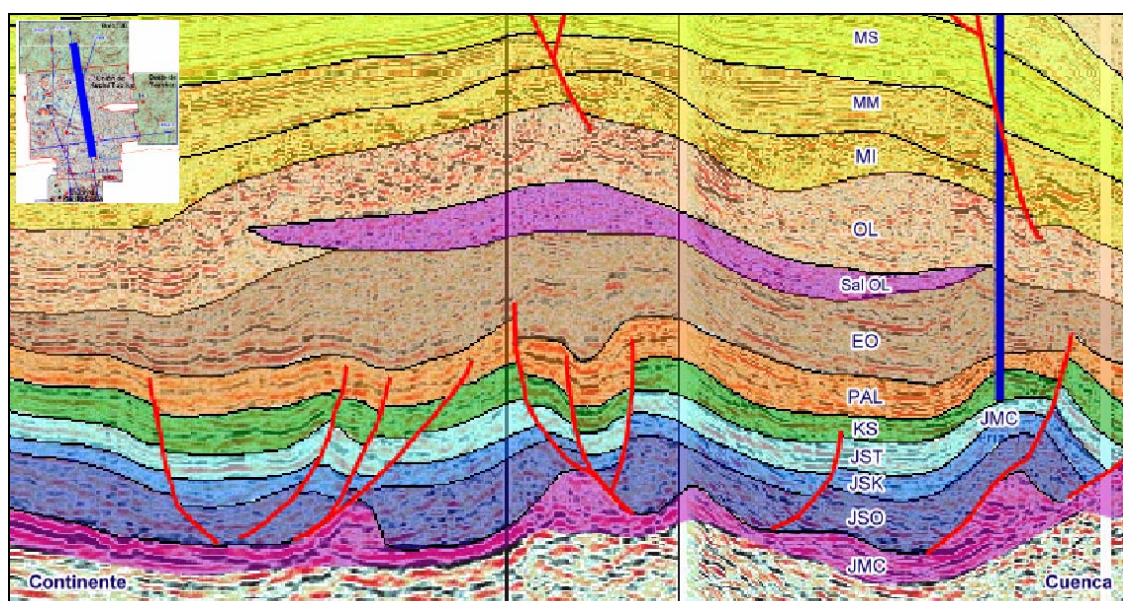


Figura 5.3 Sección con las fallas mesozoicas típicas interpretadas en el área de estudio Kuche Tupilco

5.1.2.2.1. Evaluación de la capacidad de sello en fallas.

Las fallas juegan un doble papel dentro del sistema petrolero, pudiendo funcionar como sello o como ruta de migración; sin embargo, comúnmente, la capacidad de una falla para actuar como sello o ruta de migración, varía a lo largo de su longitud (Tooby, 2006).

Se considera que una falla actúa como sello cuando no yuxtapone formaciones permeables (Allan, 1989), o en caso de que no haya sido reactivada, o bien, si el proceso de generación de la falla produjo un sello de membrana, siendo este último el que mejor funciona como barrera para impedir la migración de hidrocarburos (Doughty, 2003; Yielding *et al.*, 1997).

Se han documentado tres mecanismos responsables de la formación de sellos de membrana a lo largo de las fallas: pudiendo ser por cataclasis, que es la trituration y molienda de los granos de arena hasta producir granos muy finos por medio del movimiento de la falla, logrando así reducir la permeabilidad (Yielding *et al.*, 1997); o bien por diagénesis, la cual es producida cuando hay cementación preferencial a lo largo del plano de falla; pero el mecanismo dominante durante la formación de fallas es la extensión de la membrana de arcilla (Figura 5.4), (Doughty, 2003).

En la actualidad los tres métodos más utilizados para evaluar la capacidad de una falla como sello, en función de la membrana arcillosa en el plano de falla, son el de relación de excavación de lutitas, SGR por sus siglas del inglés *Shale Gouge Ratio* (Yielding *et al.*, 1997); el Potencial de extensión de arcillas, CSP por sus siglas en inglés de *Clay Smear Potential* (Bouvier *et al.*, 1989); y el de factor de extensión de lutitas, SSF por sus siglas en inglés de *Shale Smear Factor* (Lindsay *et al.*, 1993). Sin embargo, el empleo de estas metodologías es poco práctica para este trabajo, ya que requieren datos de presión de poro a ambos lados de las fallas, para calibrar los resultados, y dichos datos no están disponibles en este momento.

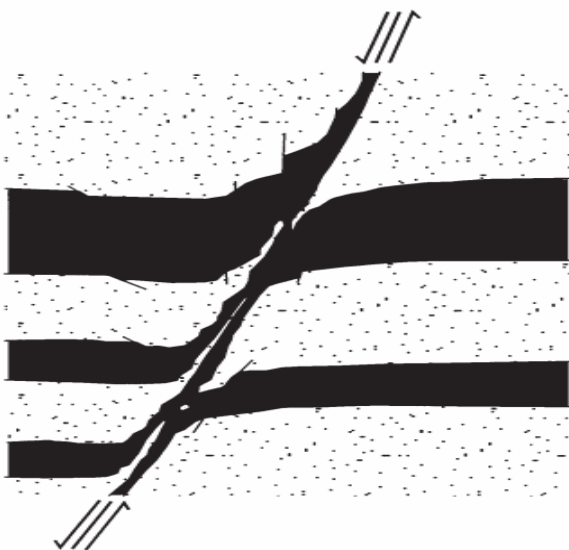


Figura 5.4 Ejemplo de campo de la extensión de la membrana de arcilla, a lo largo del plano de falla, separando formaciones porosas en las minas de Lignita en Frechen, Alemania (Modificado de Weber *et al.*, 1978)

No obstante, en el presente trabajo la caracterización del comportamiento de las fallas se hizo en base a los datos disponibles: el valor del salto, obtenido a partir del mapa en profundidad de la

roca almacén; y el valor de los espesores de la roca almacén, derivado de los mapas de espesores netos para cada roca almacén.

Esta metodología es un proceso propuesto por Murray *et al* (2005), que permite inferir el comportamiento de la falla en base a calcular la relación del salto de las fallas con respecto al espesor de la roca yacimiento (RSE). Se basa en considerar que fallas con salto menor que el espesor de la roca almacén, $RSE \leq 1$, dejan rocas permeables en contacto, lo cual produce que la roca funcione como ruta de migración (Línea 2 y Línea 3 de la Figura 5.5). En tanto que si el salto es mayor al espesor de la roca almacén, $RSE > 1$, entonces quedan en contacto rocas permeables con rocas no permeables, y en este caso la falla funciona como sello (Línea 1 de la Figura 3.28). En este método el parámetro más importante es la geometría y salto de la falla, ya que el espesor de la roca almacén presenta poca variación a lo largo de la falla.

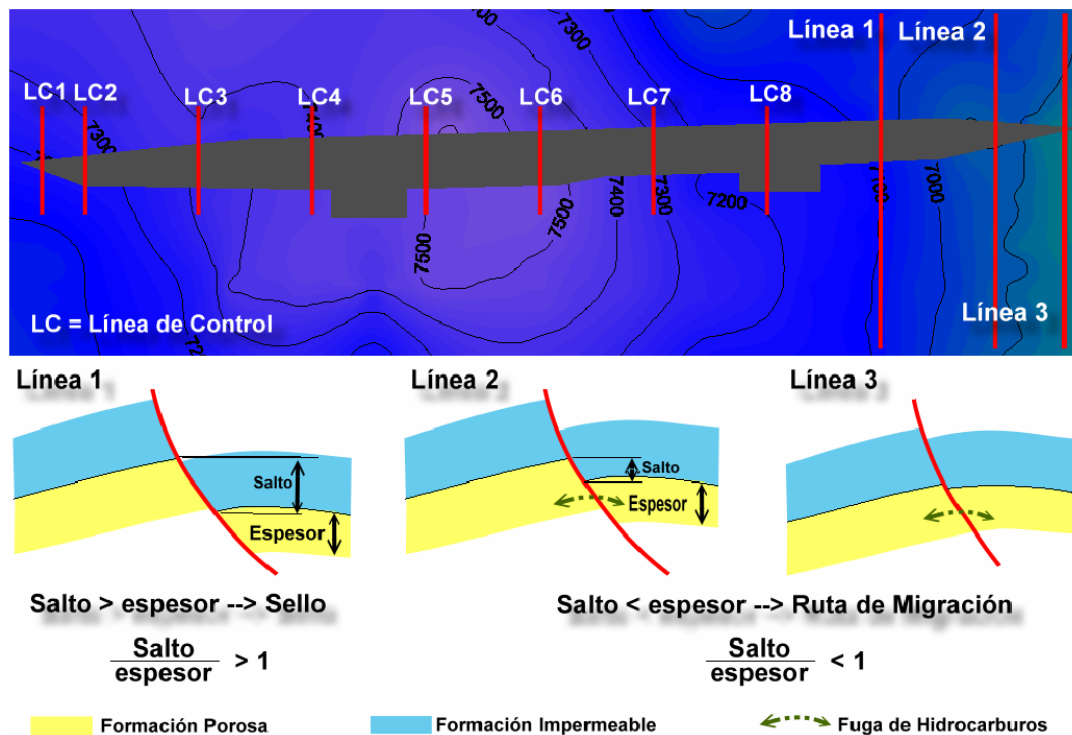


Figura 5.5. Esquema para el cálculo de posible sello en función del salto de la falla y del espesor de la capa de la roca generadora. En la porción superior se muestra una configuración en profundidad con una falla normal representada por el polígono gris; en la porción inferior se muestran tres cortes verticales mostrando la relación de espesor de la roca porosa contra el salto de la falla (Modificado de Murray *et al.*, 2005).

La metodología inicia definiendo una línea perpendicular a la falla; a continuación se mide el salto, restando a la cota del bloque de techo la cota del bloque de piso; a continuación se mide el espesor de la roca almacén en la falla y finalmente se divide el valor del salto entre el espesor.

El proceso anterior se hizo a lo largo de cada falla para once puntos distintos, primero en los extremos y luego en puntos centrales de la falla, con lo cual se obtuvo el conjunto de datos con coordenadas (X, Y, RSE), mostrado en la Tabla 4.1.

| X | Y | Cima | Base | SALTO | ESPESOR | RSE |
|--------|---------|------|------|-------|---------|-----|
| 452996 | 2071429 | 7190 | 7197 | 7.3 | 29 | 0.3 |
| 453699 | 2071393 | 7200 | 7224 | 24.0 | 30 | 0.8 |
| 454402 | 2071357 | 7356 | 7404 | 48.0 | 30 | 1.6 |
| 455105 | 2071321 | 7440 | 7497 | 57.0 | 30 | 1.9 |
| 455808 | 2071285 | 7500 | 7565 | 65.1 | 31 | 2.1 |
| 454495 | 2071294 | 7454 | 7519 | 65.1 | 31 | 2.1 |
| 453183 | 2071302 | 7315 | 7375 | 60.0 | 30 | 2.0 |
| 451870 | 2071311 | 7120 | 7174 | 54.0 | 30 | 1.8 |
| 450558 | 2071319 | 7024 | 7050 | 26.1 | 29 | 0.9 |
| 449245 | 2071328 | 6950 | 6959 | 8.7 | 29 | 0.3 |

Tabla 4.1. Valores del salto, espesor y de la relación entre el salto de la falla y el espesor de la roca almacén, para el ejemplo de la falla mostrado en la Figura 3.28.

En el mapa de capacidad de sello de las fallas del Cretácico Superior (Figura 5.6), se muestran los valores obtenidos de la relación entre el salto de la falla y el espesor del yacimiento (RSE), lo que permite inferir en que puntos una falla es susceptible de funcionar como sello o como ruta de migración. La relación salto – espesor del yacimiento se muestra en tres colores; en verde se muestran las partes con buen sello, en amarillo las partes en que inicia la fuga de hidrocarburos y en rojo las rutas de migración.

En general se observa que existe buen sello para la roca almacén del Cretácico Superior, ya que solo se tienen puntos de fuga en los extremos de las fallas. Cabe mencionar que en este mapa faltaría precisar el comportamiento de las fallas inversas.

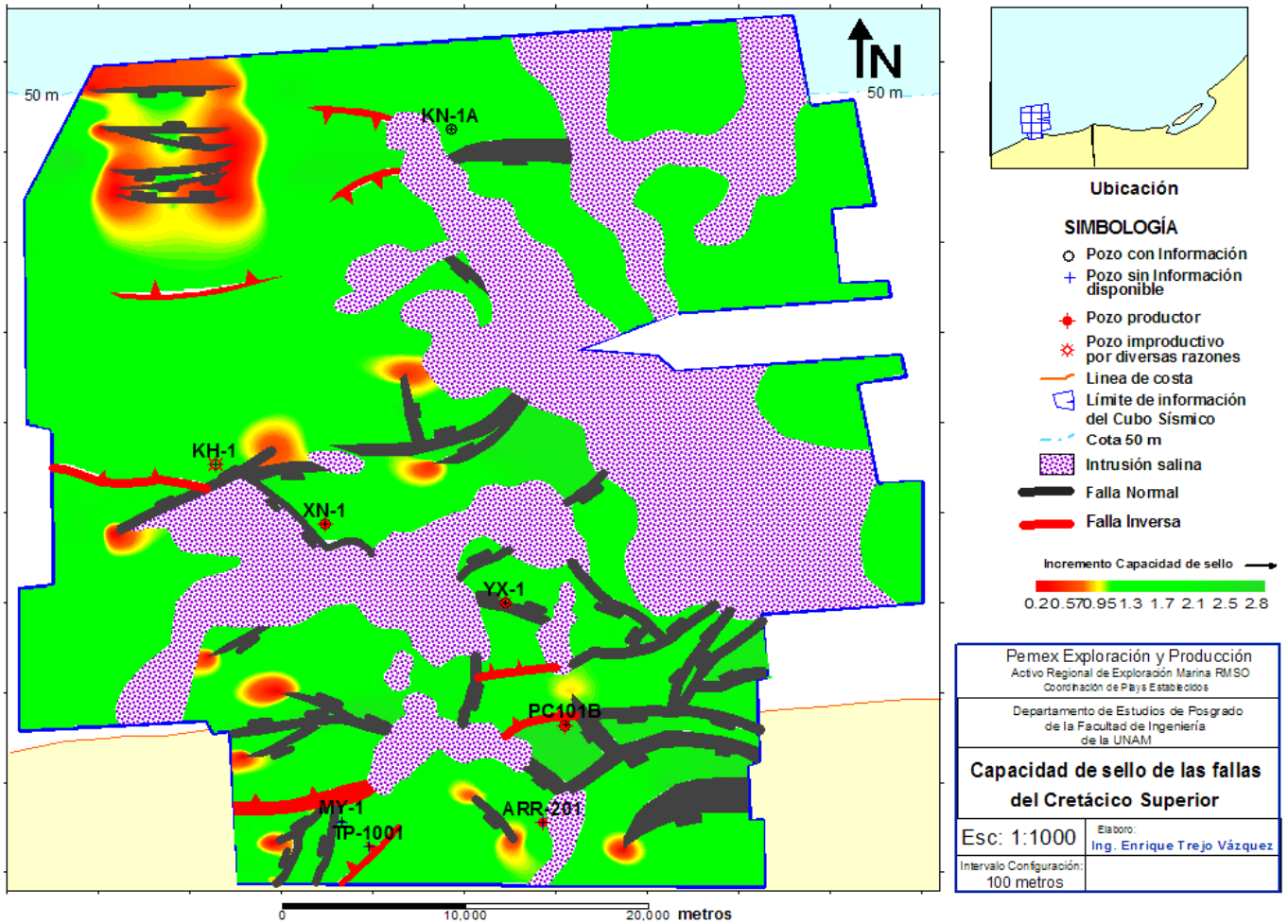


Figura 5.6. Mapa de capacidad de sello de las fallas del Cretácico Superior, calculado a partir de la relación salto de la falla entre el espesor de la roca almacén. En color rojo se muestran los puntos con posible de fuga de hidrocarburos.

En el mapa de capacidad de sello de las fallas del Kimmeridgiano (Figura 5.7), se presentan los valores de la relación entre el salto y el espesor de la roca almacén del Kimmeridgiano, permitiendo establecer los puntos en que las fallas funcionan como sello o como ruta de migración. El mapa muestra los valores de la relación salto – espesor con una escala de colores que va de rojo a verde descrita en el apartado anterior.

En general se observa que existe buen sello para la roca almacén del Kimmeridgiano, y solo hay migración de hidrocarburos en los extremos de las fallas. Cabe mencionar que en este mapa faltaría precisar el comportamiento de las fallas inversas.

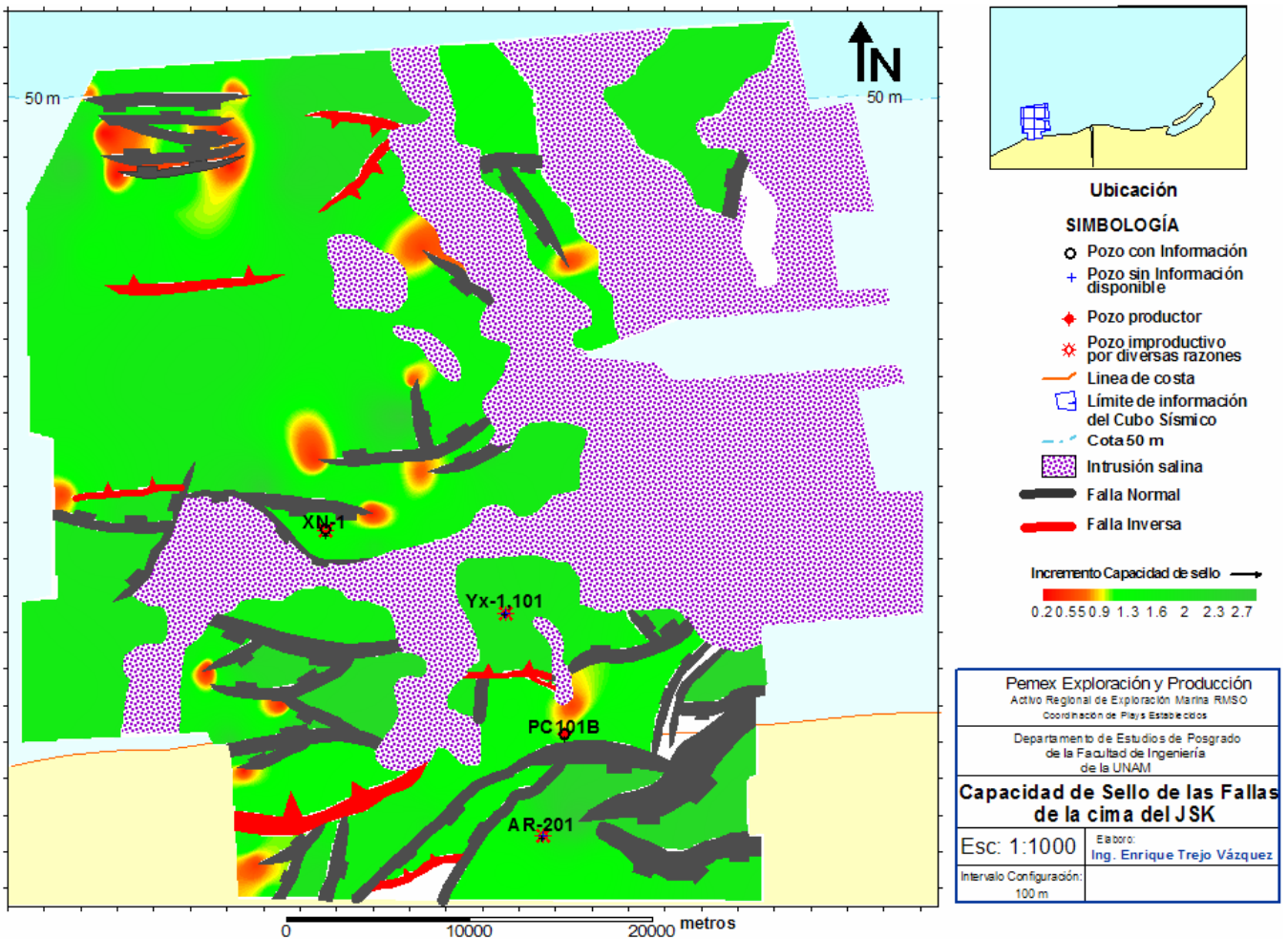


Figura 5.7. Mapa de capacidad de sello de las fallas del Cretácico Superior, calculado a partir de la relación salto de la falla entre el espesor de la roca almacén. En color rojo se muestran los posibles puntos donde hay fuga de hidrocarburos.

5.1.2.3 Evolución de la sal calloviana.

El modelo de evolución de la sal calloviana, se basó en el modelo de desarrollo de diapiros y almohadillas, desarrollado bajo esfuerzos superficiales extensivos, propuesto por Vendeville y Jackson (1992), el cual se presenta en tres etapas: reactiva, activa y pasiva (Figura 5.8).

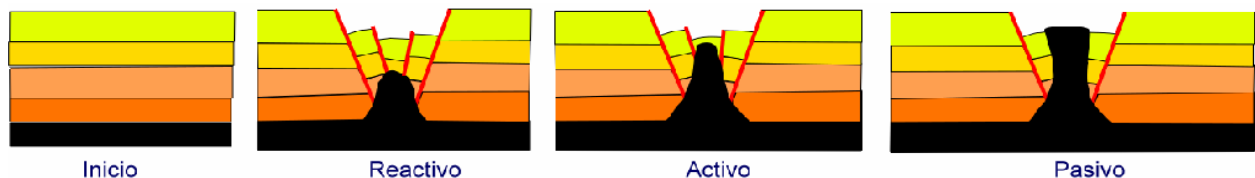


Figura 5.8. Etapas de ruptura de un diapir durante la extensión de capas suprayacentes (Tomado de Vendeville y Jackson, 1992)

De acuerdo con la restauración de secciones, la formación de diapiros y almohadillas inicia con una etapa reactiva, posterior al *pre-rafting* iniciado durante el Kimmeridgiano.

En esta etapa, existe extensión en las capas superiores, lo cual produce semigrabenes que son aprovechados por la sal para intrusionarse bajo ellos (Vendeville y Jackson, 1992a), es decir que el

diapirismo reactivo es consecuencia de la existencia del graben, no la causa (Vendeville y Jackson, 1992b). A continuación inicia el crecimiento del diapiro en función de la extensión regional, y de que la capa de sal contenga al menos 0.01% de agua (Talbot, 1993; Urai *et al.*, 1986); produciendo paredes de sal controladas por las fallas y normales a la pendiente (Figura 5.9). Conforme continúa la extensión de las capas suprayacentes, se forman nuevas fallas en la cresta, produciendo fallas más jóvenes y bloques más pequeños en la cima. El proceso finaliza cuando la sal llega a un nivel en que encuentra condiciones de equilibrio.

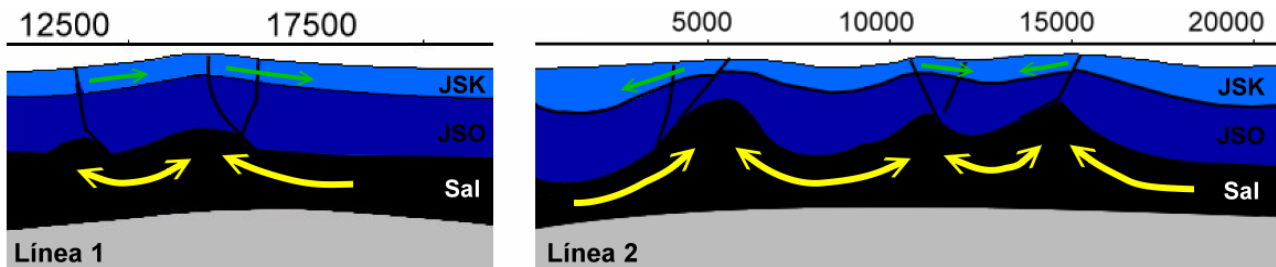


Figura 5.9. Proceso de reactivación de diapiros ocurrida en el Kimmeridgiano en el área de estudio Kuche Tupilco. Las flechas verdes indican la extensión superficial ocurrida durante la etapa de *pre-rafting*; en tanto que las flechas amarillas indican la dirección del flujo de la sal, en dirección de la cuenca a los diapiros.

La etapa activa del desarrollo de diapiros ocurrió del Tithoniano al Eoceno (Figura 5.10); se caracteriza por que el diapiro se acerca a la superficie, es independiente de la extensión regional, es una etapa gobernada esencialmente por esfuerzos locales, aunque regionalmente sigue ocurriendo el *pre-rafting* y por que el diapiro presenta baja viscosidad (Vendeville y Jackson, 1992a). Inicia debido a que la presión en la cresta del diapiro es tal que permite continuar el crecimiento, ruptura, y rotación en el horizonte que cubre la sal, produciendo un adelgazamiento en la zona del diapiro. El diapiro se desarrolla por medio de fallas, emergiendo a la superficie y posteriormente termina engrosándose.

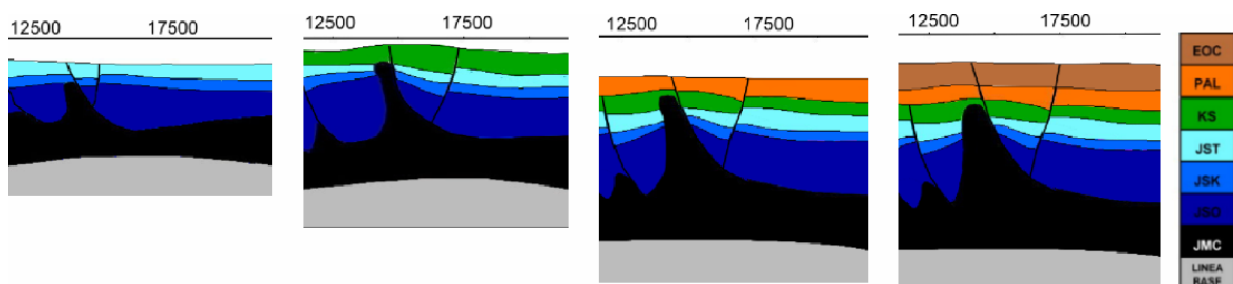


Figura 5.10. Etapas de evolución activa de un diapiro, formado posteriormente a la etapa de *pre-rafting*, en el área de estudio Kuche Tupilco, ocurrida del Tithoniano al Eoceno.

La etapa final de la evolución del diapiro, se considera pasiva e inicia cuando dicho diapiro alcanza la superficie (Vendeville y Jackson, 1992). El crecimiento se da mediante un proceso denominado *Downbuilding*, y consiste en que la cresta del diapiro permanece cercana a la superficie, engrosándose debido a que existe suministro continuo de sal. En caso de ser sepultada nuevamente entra en fase activa.

El desarrollo de las anteriores etapas permite establecer el modelo de evolución salina que desemboca en la actual posición de los cuerpos de sal en el área de estudio. Permitiendo establecer que en un principio la sal se depositó como una capa (Figura 5.11.A), la cual debido a la extensión remanente por la apertura del golfo y el desarrollo del *pre-rafting*, inició con una etapa reactiva de formación de diapiros (Figura 5.11.B). Acto seguido, hubo una etapa activa (Figura 5.11.C), en la cual se desarrollaron completamente los diapiros y almohadillas. Seguido de una etapa pasiva, hasta alcanzar al estado actual observado mediante la interpretación sísmica (Figura 5.11.D y Figura 5.11E).

Finalmente para el Terciario el modelo de evolución salino se desarrolló en etapas pasivas que originaron grandes colapsos en las zonas aledañas a los diapiros.

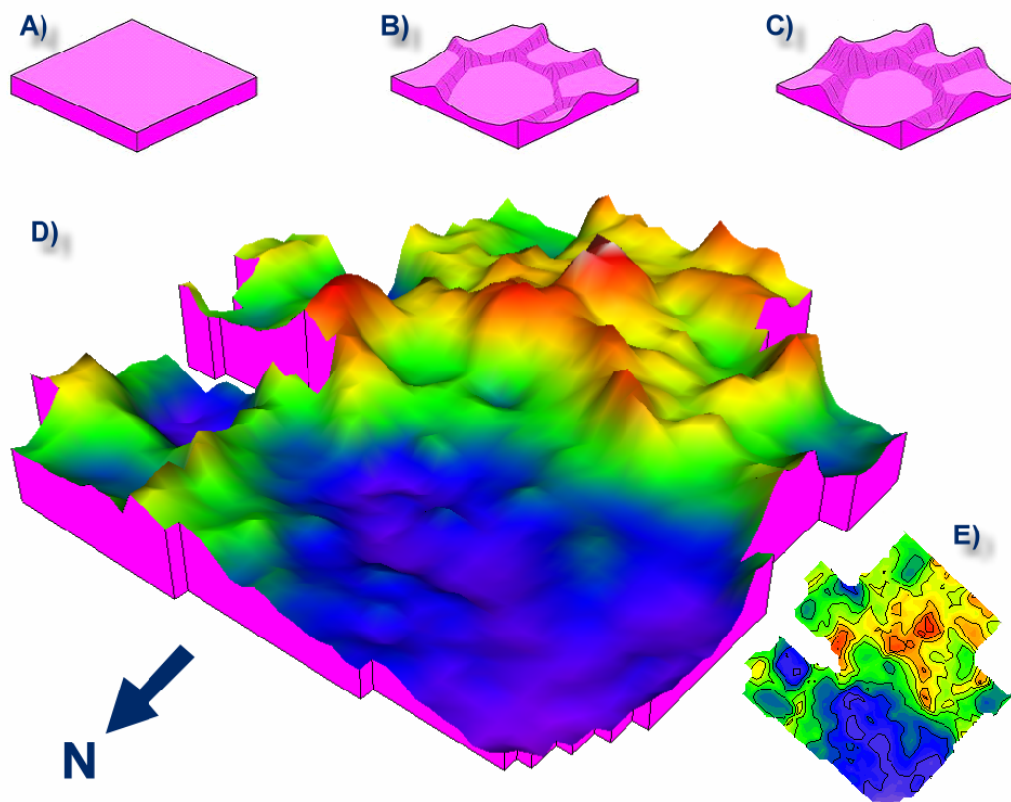


Figura 5.11. Evolución tridimensional de las almohadillas y diapiros de sal calloviana en el área de estudio Kuche Tupilco. Modificado de Vendeville y Jackson (1992).

5.1.2.5 Evolución estructural, tabla de eventos Tectonoestratigráficos y sincronía.

La evolución estructural del área de estudio Kuche 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 se relaciona con la tectónica de *pre-rafting* 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 por que se formaron grabenes y semigrabenes, como consecuencia de la extensión, que a su vez permitieron el desarrollo de la fase de tectónica de *pre-rafting*, 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 Medio inició una etapa pasiva de formación de diapiros combinada con el desalojo de cuerpos de sal autóctona que fue depositada durante el Oligoceno (Wilson, 1993); al mismo tiempo continuó la compresión, propiciando que las fallas reactivadas durante el Oligoceno se tornen en fallas inversas. Finalmente durante el Mioceno Superior se generan fallas normales en las rocas terciarias. La importancia de esta segunda etapa de deformación es que fue en esta etapa 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 dejadas por los procesos anteriores.

A partir de los puntos descritos anteriormente se obtuvo la tabla de eventos tectonoestratigráficos (Figura 5.12) en la que se muestran los resultados de la caracterización estructural en el área de estudio Kuche Tupilco.

| | | Cuenca | | | | | | | | | | | |
|-----------------|---|-----------------------------|--|---|--|---|--------------------------------------|--|---|--|---|---|--|
| | | Tectónica | | | | | | | | | | | |
| | | Estratigrafía de secuencias | | | | | | | | | | | |
| | | Paleobatimetría | | | | | | | | | | | |
| | | Sedimentología | | | | | | | | | | | |
| | | Continente | | | | | | | | | | | |
| | | Cuenca | | | | | | | | | | | |
| Edad | Sedimentología | Paleobatimetría | Estratigrafía de secuencias | Esfuerzos | Marco Tectónico | Eventos | Evolución sal | Formación trampas | | | | | |
| | | | (A-B)C | Ambientes Asociados Tomado de Brown & Fisher (1979) | | | | | | | | | |
| CENOZOICO | Cuaternario | RCPLN | Ambiente Nerítico (sublitoral) | (C-On)P | Talud, asociado con plataformas progradantes | Extension | Orogenia Cascadiana (Viniëgra, 1992) | Relleno de cuenca | | | | | |
| | | Plioceno | Ambiente litoral | (TP-C)P | Plataforma | | | | | | | | |
| | | Mioceno Sup. | Altemancias de Arenas y lutitas | | | | Compresión | Bloque de Chortis choca con el macizo de Chiapas produciendo compresión (Viniëgra, 1992; Angeles, 2003)) | Generación fallas terciarias | | | | |
| | Terciario | Mioceno Med. | Altemancia de arenas y lutitas, con emplazamiento de sal autóctona | Talud continental | (TP-On)S, (TP-C)Dv | Prodelta, talud asociado con plataformas arrecifales neríticas | | | Generación de las fallas inversas mesozoicas | Etapa Pasiva | | | |
| | | Mioceno Inf. | | Talud continental | (TP-On)S | Prodelta, talud asociado con plataformas arrecifales neríticas | | | | Finaliza desalojo sal terciaria | | | |
| | | Oligoceno | Emplazamientos de sal y depósitos de sal autóctona | Batial | (C-On)P | Abánico submarino | | | Colapsos en el Terciario Reactivación de algunas fallas normales mesozoicas | Cesa etapa activa de Formación de Diapiros | | | |
| | MESOZOICO | Eoceno | | | (TP-C)D | Abánico submarino | Extension | | | Asociadas a sal y fallas normales | | | |
| | | | Paleoceno | | Batial | (TP-On)Ob | | | | | Talud, asociado con plataformas neríticas progradantes | | |
| | | Cretácico Sup | Depósito de la Brecha | Litoral a Nerítico | (TP-On)S | Prodelta y/o talud asociado con margen de plataformas arrecifales | | | | | Etapa de tectónica de Preraffing, asociado con intensa actividad salina | Continúa movimiento de los bloques de piso hacia la cuenca | Etapa activa de Formación de Diapiros |
| | | | Depósito de las calizas arcillosas. | Batial | | | | | | | | Desplazamiento y rotación de los bloques de piso en dirección a la cuenca | Etapa Reactiva de Formación de Diapiros y Almohadillas |
| | | J.S. Tithoniano | | litoral-nerítico | | | | | | | | | |
| | | J.S. Kimmeridgiano | Depósito de Bancos Oolíticos | Litoral | (TP-On)Ob | Prodelta, talud asociado con plataformas progradantes | | | | | Fin apertura del Golfo (Padilla, 2007; Bufler, 1985) | Inicia el movimiento de bloques a lo largo de las fracturas | |
| J.S. Oxfordiano | Posibles depósitos de cuerpos de arenas | | | | Formación de Grabens y semigrabens | | | | | | | | |
| J.M. Calloviano | Grandes depósitos de sal autóctona | | | | | | | | | | | | |

Figura 5.12. Tabla de eventos tectonoestratigráfico del área de estudio Kuche Tupilco. Explicación en el texto. Ver Anexo 16.

Una vez definido el origen de las trampas estructurales es necesario situarlas en el contexto de un sistema petrolero para observar sus relaciones con los otros elementos del sistema petrolero. Para lo cual se utilizó una sección reconstruida para el Mioceno Inferior (Figura 5.13), ya que de acuerdo a lo visto en la sección 2.3.3, es la época en que las calizas arcillosas del Tithoniano entraron a la ventana de generación de aceite. En esta sección, la línea verde punteada indica la profundidad calculada, considerando un gradiente geotérmico de 32 °C/1000 m (Medrano, 2005), a partir de donde las rocas del Tithoniano entran a la ventana de generación de aceite.

La siguiente sección muestra tres puntos importantes para el correcto funcionamiento del sistema petrolero. El primero consiste en ubicar los focos de generación de aceite en el centro de la minicuenca. El segundo muestra las rutas de migración, a través de las cuales el aceite generado migró hacia los yacimientos mesozoicos; aunado a lo anterior se observa que las fallas ponen en contacto a las rocas del Tithoniano con las del Kimmeridgiano, mostrando la forma en que el aceite generado en una roca joven migra hacia una roca más vieja. El último punto está relacionado con la sincronía, y se observa que las trampas estructurales, roca almacén y sello, estaban formadas cuando las rocas del Tithoniano entraron a la ventana de generación de aceite.

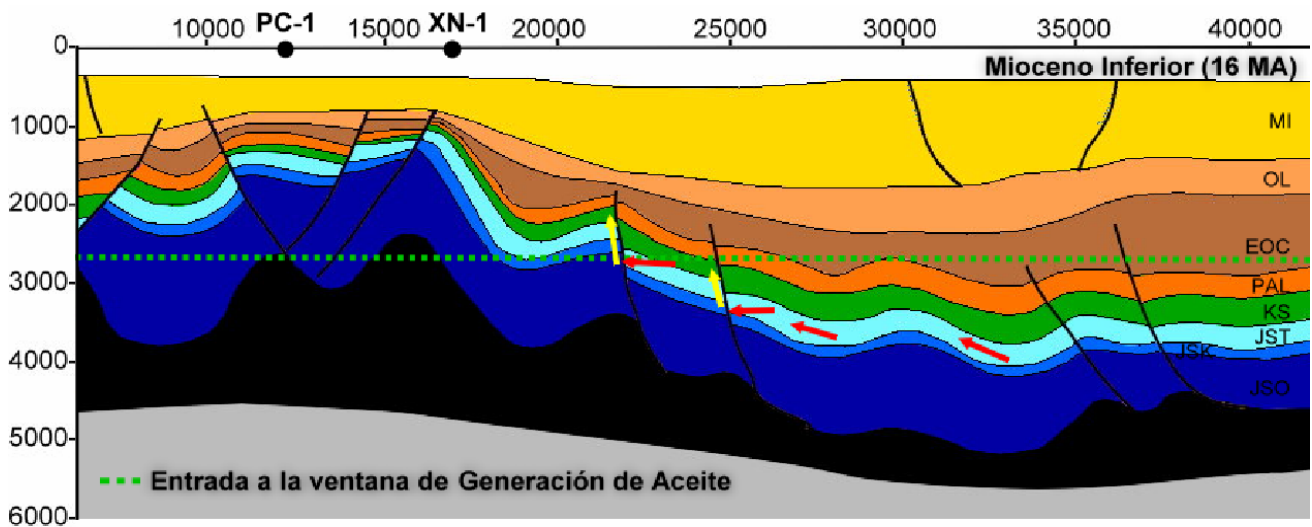


Figura 5.13. Sección restaurada al Mioceno Inferior. Nótese que el Mioceno Inferior las rocas del Tithoniano entraron a la ventana de generación de aceite; a continuación, el aceite creado migra primero a través de la misma roca generadora (flechas rojas) y posteriormente por las fallas (flechas amarillas) hasta llegar a la roca almacén con su respectivo sello, en una trampa ya formada. Ver Anexo 17.

Finalmente en la Figura 5.14 se 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* y el *Play Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano*.

La secuencia en que se desarrollaron ambos *plays* se describe a continuación. Inicialmente se depositaron los bancos oolíticos que constituyen la roca almacén durante el Kimmeridgiano y posteriormente la brecha del Cretácico Superior; posteriormente se depositó el sello de cada roca

almacén; en el Tithoniano se depositaron las calizas arcillosas que componen a la roca generadora; 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 durante 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 estructurales, finalmente se considera que existieron las condiciones para que el aceite se preservara. La conjunción de los eventos anteriormente mencionados nos permiten observar que el sistema petrolero se llevo a cabo en sincronía, permitiendo que los *plays* tengan mayor probabilidad de contener hidrocarburos.

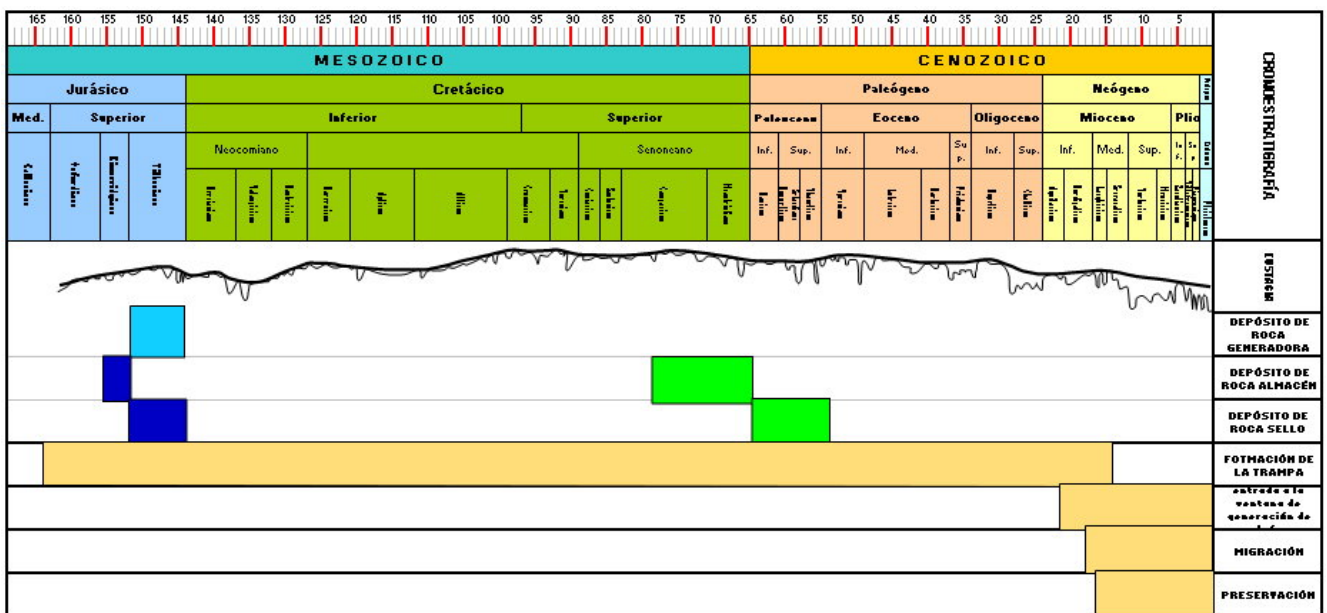


Figura 5.14 Diagrama de eventos del *Play*. Nótese la relación temporal que guardan los elementos del *Play* Cretácico Superior y Kimmeridgiano en el área de estudio. Modificado de Camargo (en preparación) y Meléndez (en preparación). Ver Anexo 18.

5.2. Evaluación de recursos del *Play* Brecha del Cretácico Superior.

Para evaluar los recursos potenciales de los *plays* se utilizó la metodología propuesta por Brown y Rose (2001) consistente de los seis pasos mostrados en la Figura 5.15.

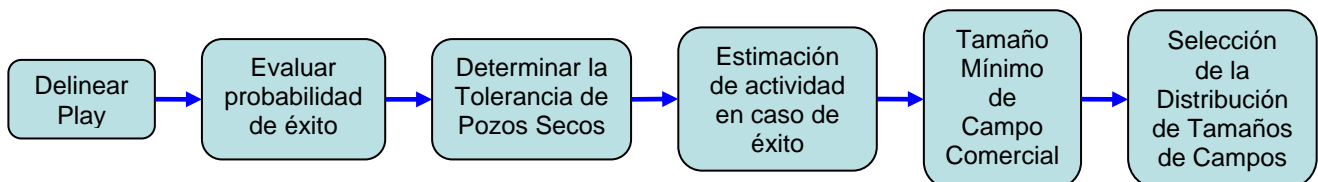


Figura 5.15. Metodología propuesta por Brown y Rose (2001) para la evaluación de los recursos potenciales de un *play*.

5.2.1. Delineación del *Play* Brecha del Cretácico Superior.

La delineación del *play* se llevó a cabo usando los mapas de Riesgo Común Combinado y el mapa Resumen del *Play*.

En la Figura 5.16 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 esta 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 esta presente en toda el área de estudio, no obstante presenta una pequeña porción en la que esta 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.

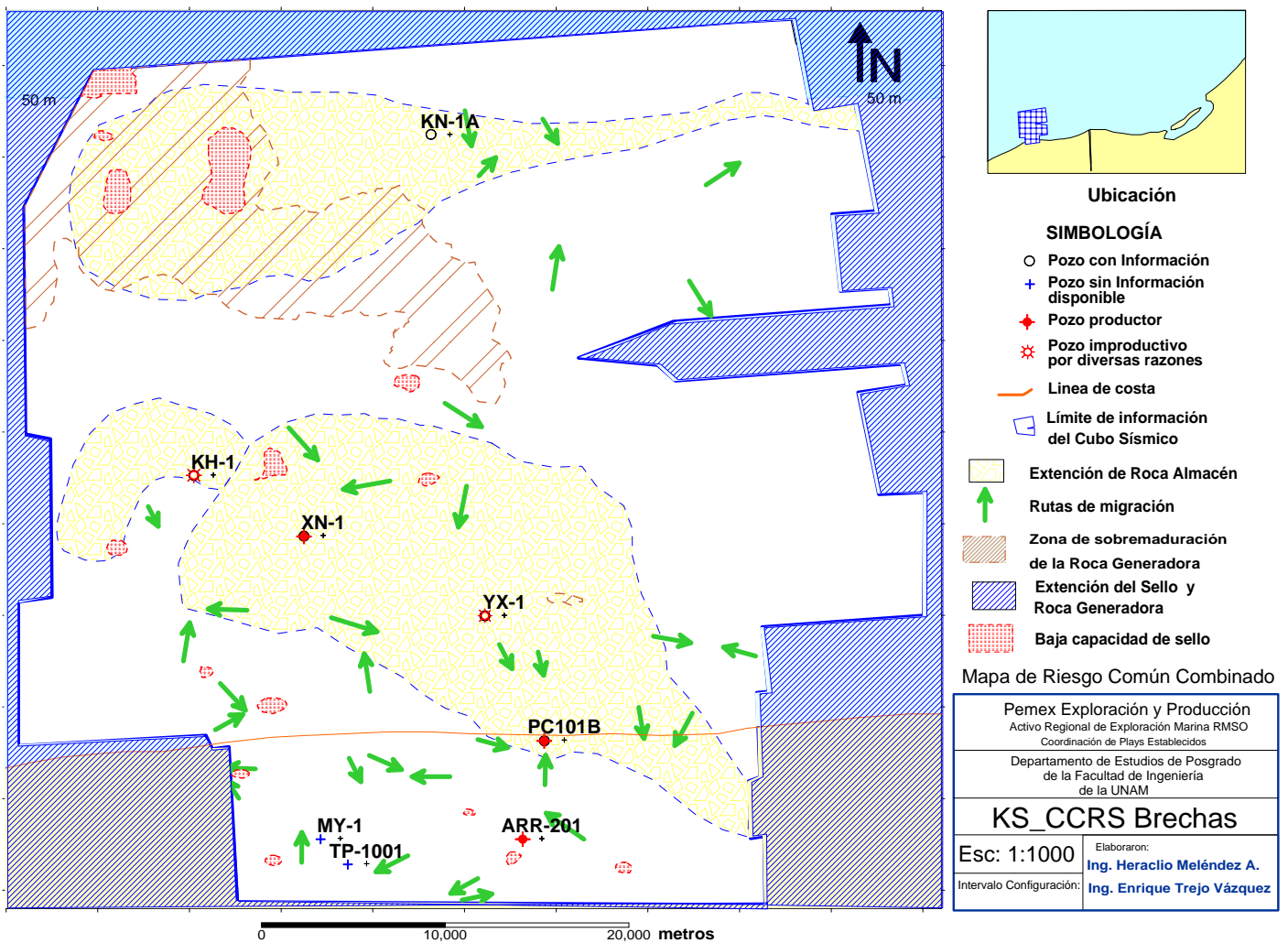


Figura 5.16. Mapa de Riesgo Común Combinado del Cretácico Superior. Nótese que se encuentran presentes cuatro elementos del sistema petrolero: iniciando con la roca almacén, el sello, la roca generadora y las rutas de migración. Ver Anexo 19.

Finalmente 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 grafica de sincronía de elementos del sistema petrolero (Figura 5.15), de tal forma

que en el mapa resumen de *play* se observa la relación espacial y temporal que guardan en la actualidad cada una de los elementos del *play*.

De acuerdo al Mapa Resumen del *Play* Brecha del Cretácico Superior, mostrado en la Figura 5.17, se observan los componentes del *play* descritos con anterioridad más la información de las trampas. En cuanto a la geometría de las trampas, se aprecian los seis tipos de trampa descritos con anterioridad, y se observan las rutas de migración a partir de las cuales se llenaron las trampas con hidrocarburos provenientes de la roca generadora; en el mapa también aparecen las trampas que han sido perforadas, tanto productoras como las que no lo fueron por diversas razones.

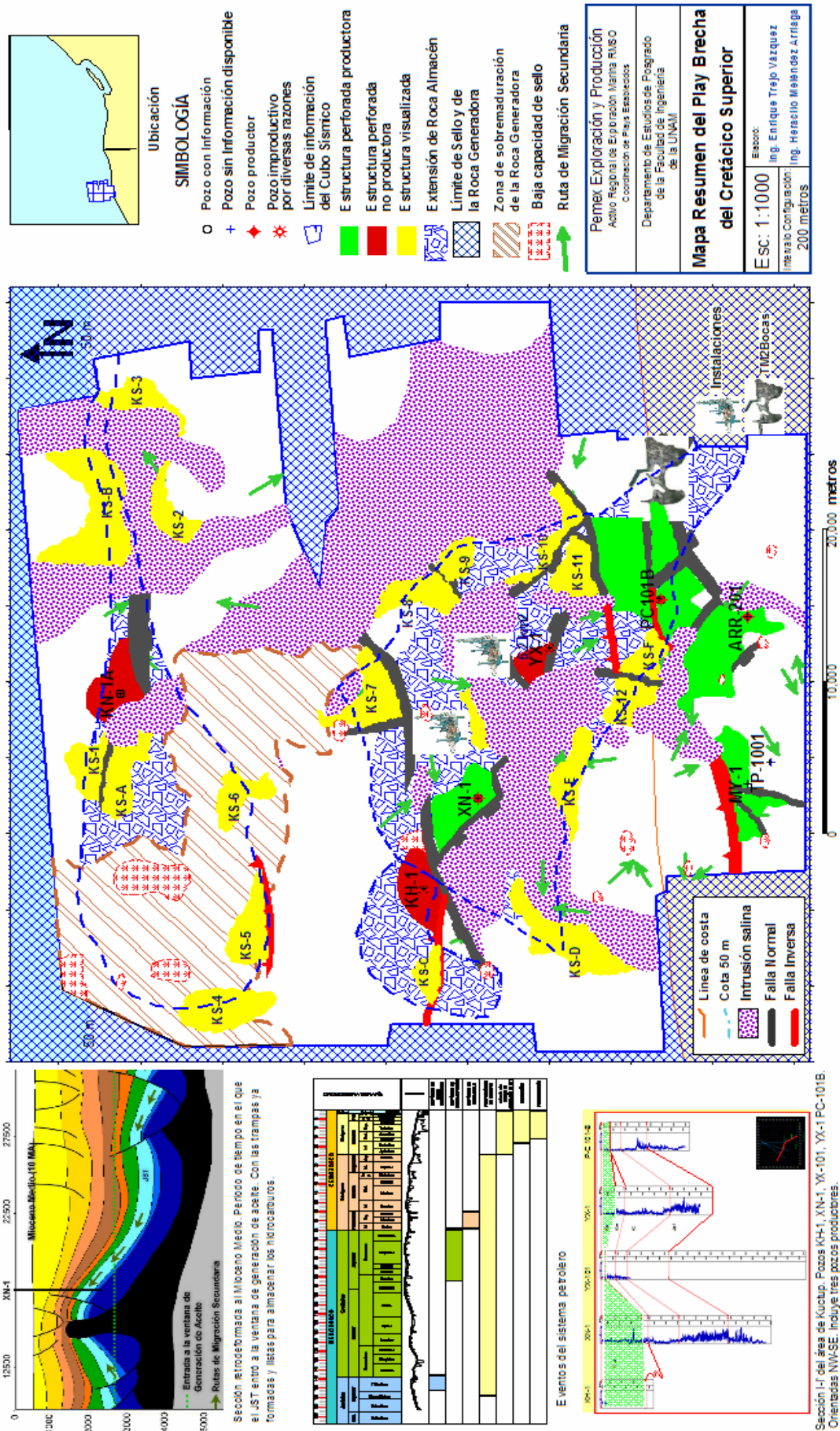


Figura 5.17. Mapa Resumen del Play Brecha del Cretácico Superior. Anexo 20. Ver Figura 5.16.

5.2.2 Evaluación del Riesgo Geológico del *Play* Brecha del Cretácico Superior.

El *play* cuenta con dos componentes de riesgo una componente local, y una componente de riesgo compartida (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 hacer 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 doce hojas de cálculo, mediante el cual se calculan en forma probabilística los recursos asociadas a una oportunidad. Para el presente trabajo se utilizaron principalmente dos de las doce hojas; correspondientes al cálculo de volumetría, y a 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 P_{10} , P_{90} 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 5.18); mismos que fueron obtenidos en las etapas anteriores del estudio. Lo anterior se lleva a la ecuación (2.1) y (2.2), resultando en los recursos estimados para cada prospecto.



**Cédula de Evaluación y Registro
de Oportunidad Exploratoria
Coordinación de Estrategias de Exploración
CEROE v3.0**

2.1 VOLUMETRIA

| | | | | | | |
|--|---------------------------------|---------|--------|-------------|---------|----------------------------------|
| Nombre | Test | | | | | Borrar Datos de Entrada Opcional |
| Nombre del Objetivo (Play) | | | | | | |
| Parámetros Lognormal | | | | | | |
| | P99 | P90 | P50 | Mean | P10 | P1 |
| Area | 0.5 | 1.0 | 2.5 | 3.2 | 6.5 | 13.9 |
| Espesor Neto | 12.4 | 20.0 | 35.8 | 39.2 | 64.0 | 102.8 |
| Factor Geométrico | | 0.99 | | | 0.94 | |
| Volumen de Roca Neto | 12.2 | 29.6 | 88.0 | 120.2 | 261.3 | 634.6 |
| Volumen de Roca Bruto | | | | | | |
| Relación Neto a Bruto | | | | | 0.50 | |
| Llenado de Trampa | | | | | | |
| Volumen de Roca Neto | | | | | | |
| Volumen de Roca Neto Entrada | | | | | | |
| Porosidad | 0.04 | 0.05 | 0.07 | 0.07 | 0.10 | 0.13 |
| Saturación de Hidrocarburos | 0.53 | 0.60 | 0.69 | 0.70 | 0.80 | 0.90 |
| Factor Volumétrico de Formación (Boi) | 1.139 | 1.300 | 1.530 | 1.542 | 1.800 | 2.055 |
| Factor de Recuperación de Aceite (FRA) | 0.17 | 0.20 | 0.24 | 0.25 | 0.30 | 0.35 |
| Riqueza Volumétrica - Aceite | 21,545 | 31,258 | 49,341 | 52,179 | 77,886 | 113,002 |
| Riqueza Volumétrica - Aceite (Entrada) | | | | | | |
| Relación Gas-Aceite (R SI) | | | | 393.00 | | |
| Factor Volumétrico de Formación (Bgi) | | 0.00300 | | | 0.00340 | |
| Factor de Recuperación de Gas (FRG) | | 0.50 | | | 0.70 | |
| Riqueza Volumétrica - Gas | | | | | | |
| Riqueza Volumétrica - Gas (Entrada) | | | | | | |
| Riqueza de Condensado (MPMM) | | | | | | |
| % de Volumen de Aceite | | | | 100% | | |
| Recursos Potenciales de Aceite | 0.51 | 1.33 | 4.34 | 6.26 | 14.13 | 36.99 |
| 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 |
| 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 |
| Indicador del nivel de Incertidumbre (P10/P90) | P10/P90 categoría | | | Ratio Rango | | |
| Cálculo de incertidumbre P10/P90 | Delimitador/Análogo en el Trend | | | 11 | | |
| Incertidumbre inicial estimada P10/P90 | Frontera 120 - 650 | | | | | |

Figura 5.18. 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 se presenta la hoja de Probabilidad Geológica de la CEROE, que fue llenada junto con Heraclio Meléndez Arriaga para evaluar el riesgo asociado a cada componente del sistema petrolero, con base en la información generada en los procesos anteriores (Figura 5.19). Lo anterior se llevó a cabo para cada oportunidad que compone al *play*.

2.2 PROBABILIDAD GEOLOGICA (Pg)

| Nombre | | KS-1 | | | |
|---|--|-------------------------------|---------------------------|--|--|
| Nombre del Objetivo (Play) | | Brecha del Cretácico Superior | | | |
| PROBABILIDAD DE : | | | COMENTARIOS | | CONGRUENCIA DE LA INFORMACIÓN |
| CIERRE | | | | | P90 Área = 1.00 km ² |
| Características / Presencia del Cierre | | 0.95 | 0.95 | | |
| Confianza del mapa y Control de los datos | | 0.95 | | | |
| SELLO | | | | | |
| Sello Superior | | 1.00 | 0.80 | | |
| Sello Lateral/Falla | | 0.80 | D | | |
| Sello Base / Otro | | 1.00 | | | |
| ROCA GENERADORA | | | | | P90 Riqueza Volumétrica (Aceite) = 031,258 Barriles/km ² -m |
| Capacidad de Carga Inicial | | 1.00 | 1.00 | | |
| Madurez de la Roca Generadora | | 1.00 | | | |
| ROCA ALMACENADORA | | | | | P90 Espesor Neto = 20.00 m |
| Presencia | | 1.00 | 0.80 | | |
| Características del Sistema Poroso | | 0.80 | | | |
| SINCRONÍA Y MIGRACIÓN | | | | | |
| Sincronización | | 1.00 | 1.00 | | |
| Rutas de Migración | | 1.00 | D | | |
| Preservación | | 1.00 | D | | |
| PROBABILIDAD DE ÉXITO GEOLÓGICO | | | 0.81 | | |
| RIESGO GEOLÓGICO | | | 1.2 | | |
| RIESGO GEOLÓGICO PRINCIPAL | | | Sello & Roca Almacenadora | | |

Figura 5.19. Hoja de calculo de la Probabilidad Geológica de la CEROE (® PEMEX) de la oportunidad Cretácico Superior-1. En las pestañas de color verde se muestran los datos de entrada para hacer calcular el riesgo, y en las pestañas azules se muestran los resultados.

Para evaluar 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 5.20). La CERPlay es un programa en Excel, desarrollado para la Coordinación de Estrategias Exploratorias de Pemex Exploración y Producción, compuesta por quince hojas de cálculo, mediante el cual se calcula en forma probabilística, los recursos potenciales de un *play*.

La evaluación de la probabilidad geológica se realizó con Heraclio Meléndez Arriaga para calcular la probabilidad de los elementos compartidos, a partir del análisis del mapa resumen del *Play* Brecha del Cretácico Superior. En tanto, 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*.

| Nombre Oportunidad | 0.8 | 0.95 | 0.88 | 0.78 | 0.89 | 0.45 | Tipo de roca | Edad geológica |
|--------------------|----------|------------------------------------|--------------------|----------------------|--------------------------|--------------------------------------|--------------|----------------|
| | PG-Sello | PG-Geometría de la Trampa (Cierre) | PG-Roca Generadora | PG-Roca Almacenadora | PG-Sincronía y Migración | Probabilidad de Éxito Geológico (Pg) | | |
| KS-1 | 0.8 | 0.95 | 1 | 0.8 | 1 | 0.61 | Brecha | Cretácico Supr |
| KS-2 | 0.8 | 0.95 | 1 | 0.5 | 1 | 0.38 | Brecha | Cretácico Supr |
| KS-3 | 0.8 | 0.95 | 1 | 0.7 | 1 | 0.53 | Brecha | Cretácico Supr |
| KS-4 | 0.8 | 0.95 | 0.3 | 1 | 0.7 | 0.16 | Brecha | Cretácico Supr |
| KS-5 | 0.8 | 0.95 | 0.3 | 1 | 1 | 0.23 | Brecha | Cretácico Supr |
| KS-6 | 0.8 | 0.95 | 0.3 | 1 | 1 | 0.23 | Brecha | Cretácico Supr |
| KS-7 | 0.8 | 0.95 | 1 | 0.7 | 1 | 0.53 | Brecha | Cretácico Supr |
| KS-8 | 0.8 | 0.95 | 1 | 0.8 | 1 | 0.61 | Brecha | Cretácico Supr |
| KS-9 | 0.8 | 0.95 | 1 | 0.6 | 1 | 0.46 | Brecha | Cretácico Supr |
| KS-10 | 0.8 | 0.95 | 1 | 0.8 | 1 | 0.61 | Brecha | Cretácico Supr |
| KS-11 | 0.8 | 0.9 | 1 | 1 | 0.8 | 0.58 | Brecha | Cretácico Supr |
| KS-12 | 0.8 | 0.95 | 1 | 0.8 | 0.8 | 0.49 | Brecha | Cretácico Supr |
| KS-A | 0.8 | 0.95 | 1 | 0.8 | 0.8 | 0.49 | Brecha | Cretácico Supr |
| KS-B | 0.8 | 0.95 | 1 | 0.6 | 0.8 | 0.36 | Brecha | Cretácico Supr |
| KS-C | 0.8 | 0.95 | 1 | 0.8 | 0.8 | 0.49 | Brecha | Cretácico Supr |
| KS-D | 0.8 | 0.95 | 1 | 0.7 | 0.8 | 0.43 | Brecha | Cretácico Supr |
| KS-E | 0.8 | 0.95 | 1 | 0.7 | 0.8 | 0.43 | Brecha | Cretácico Supr |
| KS-F | 0.8 | 0.95 | 1 | 0.8 | 0.8 | 0.49 | Brecha | Cretácico Supr |



Figura 5.20. 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.

5.2.3 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 el 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 cuatro (Navarro Baca, 2007); el mínimo es de dos pozos, en tanto que el mejor estimado se considera de tres pozos secos (Figura 5.21).

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

Figura 5.21. Tolerancia de Pozos secos introducidos en la hoja de CERPlay.

5.2.4. Estimación de 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 dieciocho oportunidades, siendo este número el nivel de actividad en caso de éxito; el número mínimo se definió en cinco prospectos y finalmente el mejor estimado quedó en diez prospectos (Figura 5.22).

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? Prospectos

¿Cuál es el MÁXIMO que se perforarían? Prospectos

Finalmente, ¿cuál es el MEJOR ESTIMADO que se perforarían? 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: | <input type="text" value="377"/> | km ² | Número extrapolado de Oportunidades | "NÚMERO ESTIMADO DEL ANALISTA" | MÍN |
| Área a evaluar del Play: | <input type="text" value="177"/> | km ² | | | |
| Número mín. de oportunidades: | <input type="text"/> | | <input type="text"/> | <input type="text"/> | MÁX |
| Número máx. de oportunidades: | <input type="text"/> | | <input type="text"/> | <input type="text"/> | |
| Número Mejor estimado: | <input type="text"/> | | <input type="text"/> | <input type="text"/> | Mejor estimado |

Figura 5.22. Escenario Exploratorio del Caso con Éxito introducido en la hoja de CERPlay

5.2.5. 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.

5.2.6. Selección de Distribución de tamaños de campo.

Para la distribución de los tamaños de campo se consideraron los tres casos mostrados en la Figura 5.23. 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.

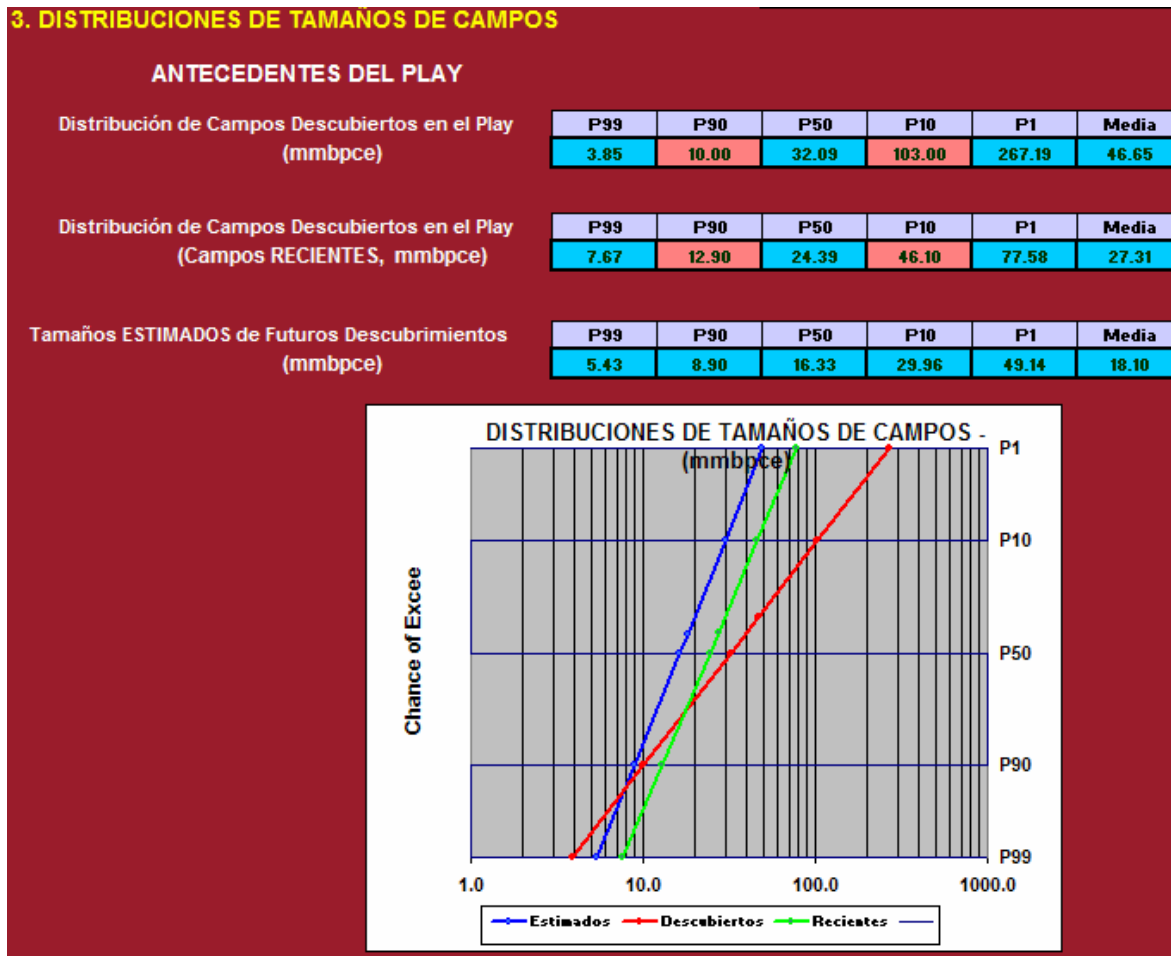


Figura 5.23. Distribución de los campos encontrados y los campos a encontrar en el Play Brecha del Cretácico Superior.

5.2.7. 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 de la 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 (Metropolis y Ulam, 1949), en este caso 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, su eficiencia, su 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 5.24).

Uno de los indicadores económicos más significativos es la Eficiencia de Inversión del Play (EIP). El EIP es un indicador económico que evalúa la eficiencia del Play, en función de la viabilidad

de la operación del mismo. Se calcula efectuando un balance de la probabilidad sopesada del caso de éxito menos la probabilidad sopesada en caso de falla (Brown y Rose, 2001). Se espera encontrar valores mayores a 3.

Los resultados más relevantes son los siguientes: se espera un total de cinco 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.

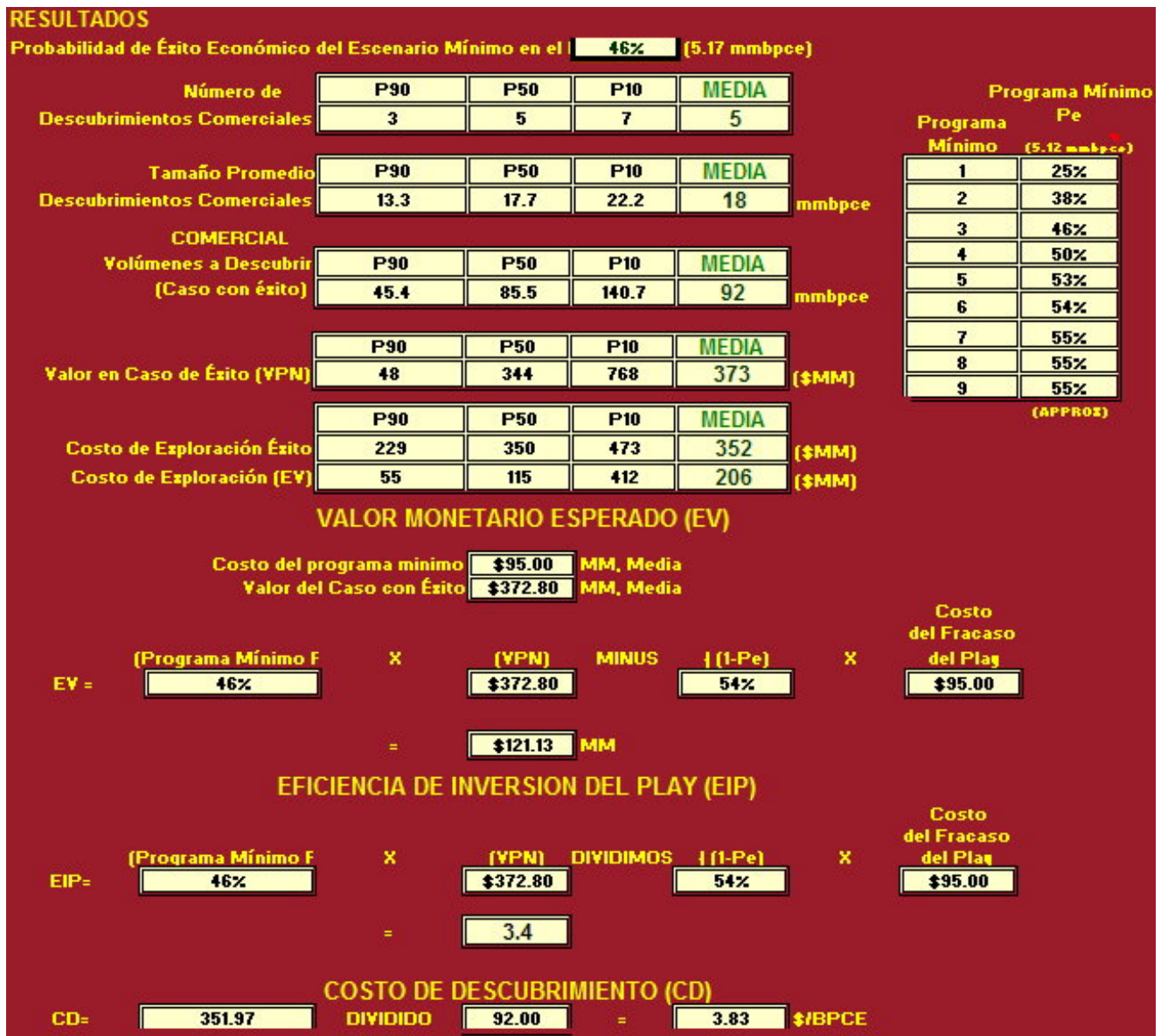


Figura 5.24. Resultados de la simulación Montecarlo. Para la evaluación monetaria se considera una tasa de cambio de 11.2 pesos mexicanos por cada dólar, y un VPN/Barril=19.33.

La jerarquización consistió en determinar las oportunidades que tienen alta probabilidad de convertirse en localizaciones exploratorias susceptibles de perforarse. El proceso consistió en hacer una gráfica de Riesgo VS Recursos P_{media} , mostrada en la Figura 5.25. De la cual se puede apreciar que la gran mayoría de las oportunidades se encuentran en zonas de riesgo alto y moderado; cuyos

recursos oscilan principalmente entre los 10 y 20 MMMBPC, pudiendo considerarse como oportunidades con bajo volumen de recursos.

Las oportunidades de riesgo moderado se ubican principalmente en porciones aledañas a los campos PC, YX, y XN. En cambio, las oportunidades con mayor riesgo se ubican en porciones dispersas en el área de estudio; dentro de estas oportunidades resalta la oportunidad KS-B, debido a su alto volumen de recursos.

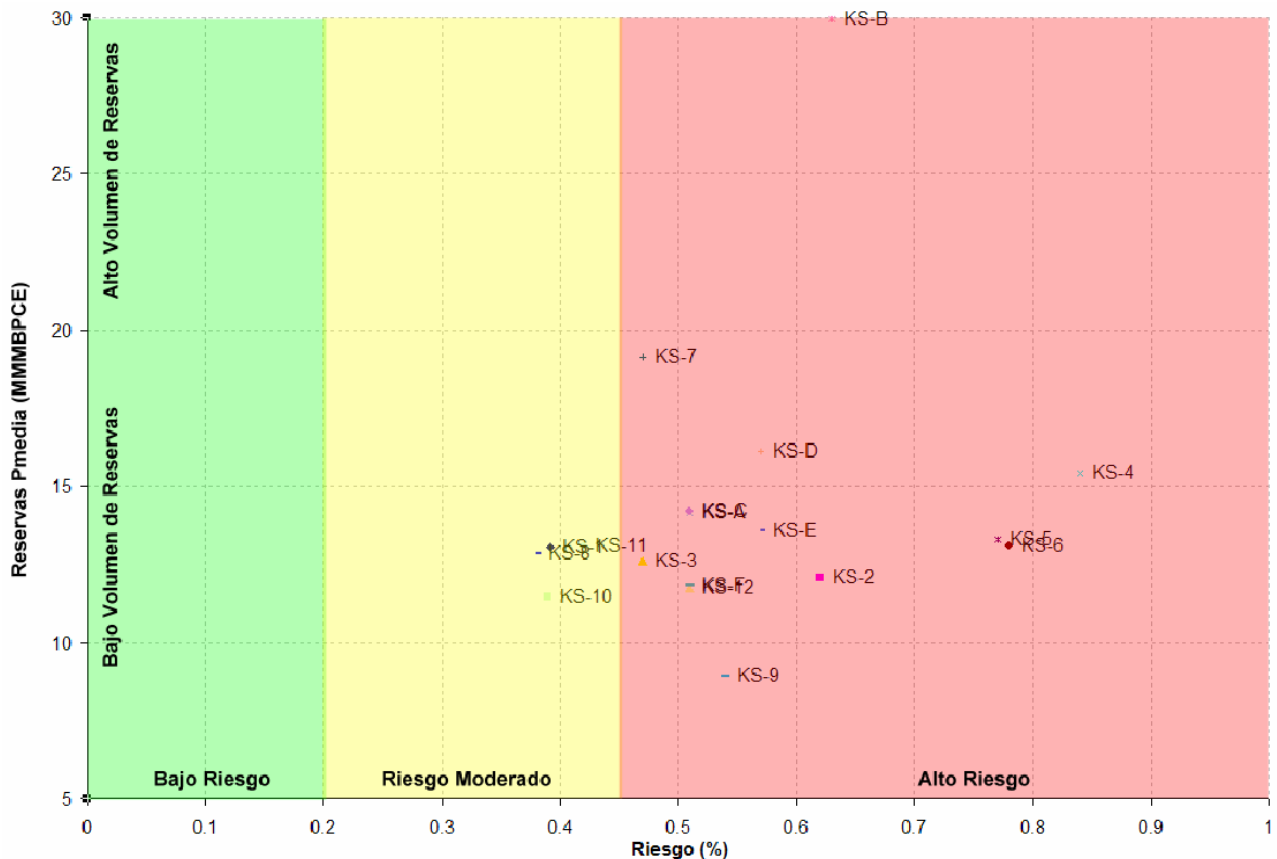


Figura 5.25. Gráfica de Riesgo vs. Recursos P_{media} (MMMBPCE) con la escala de semáforo para indicar riesgo bajo, medio y alto; en color verde, amarillo y rojo respectivamente. De acuerdo a la escala propuesta en la Coordinación de Plays Establecidos (2007b), el bajo riesgo se ubica entre 0 y 20 % el riesgo moderado esta en el rango de 21 a 45 %, mientras que el riesgo alto es mayor a 46 %.

5.3. Evaluación de los recursos del Play Bancos Oolíticos del JSK.

Para la evaluación de los recursos del Play Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano, se utiliza el mismo esquema mostrado en la evaluación del Play Brecha del Cretácico Superior.

5.3.1. Delineación del Play Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano.

Para la delineación del Play Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano se utilizaron los mapas de Riesgo Común Combinado y el mapa resumen.

En la Figura 5.26 se muestra el mapa de Riesgo Común Combinado del Play Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano, destacan las zonas en que se espera encontrar la roca almacén, representada por

una serie de depósitos de bancos oolíticos que siguen una tendencia SW-N, concordantes con la tendencia regional observada por estudios anteriores (CPE, 2006b); se observa que el sello esta presente en la zona, aunque tiene puntos de fuga en los extremos de las fallas. La roca generadora se observa en toda el área de estudio; no obstante, tiene una porción con altas probabilidades de estar en una profundidad a la que la roca generadora entrará a la etapa de sobremaduración.

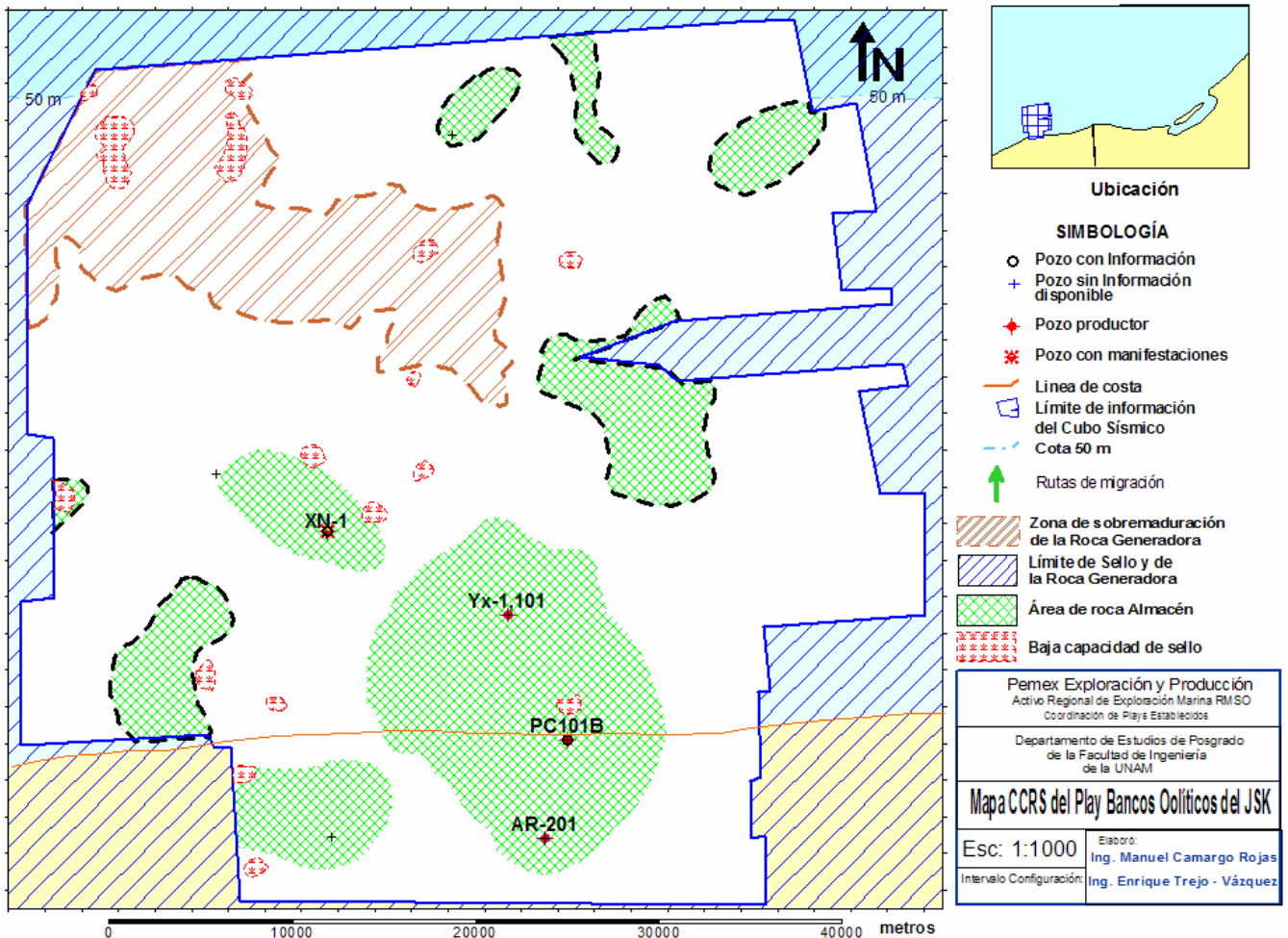


Figura 5.26. Mapa de Riesgo Común Combinado del Kimmeridgiano. Nótese que se encuentran presentes cuatro elementos del sistema petrolero: iniciando con la roca almacén, el sello, la roca generadora y las rutas de migración. Ver Anexo 21.

El mapa resumen del *Play* Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano (Figura 5.27), en el área de estudio, muestra la relación espacial y temporal que guardan entre sí los elementos que conforman al *play*.

En el mapa resumen se observan los elementos del *play* descritos en el apartado anterior aunado a las características de las trampas estructurales; de las cuales se aprecian los seis tipos de trampa descritos en el apartado 4.1.1.2, las fallas, intrusiones salinas, y rutas de migración. En el mapa también aparecen las trampas que han sido perforadas, tanto productoras como las que no lo fueron por diversas razones. Finalmente se observa que hay buenas rutas de migración para cargar la roca almacén.

Adicionalmente, en la porción izquierda se muestran tres puntos importantes del *play*. En la parte superior se muestra la sección restaurada al Mioceno Inferior, en la parte central esta la tabla de eventos cronológicos, y en la parte inferior se encuentra la sección estratigráfica típica donde se muestran los desarrollos de los bancos oolíticos, todas ellas explicadas en apartados anteriores.

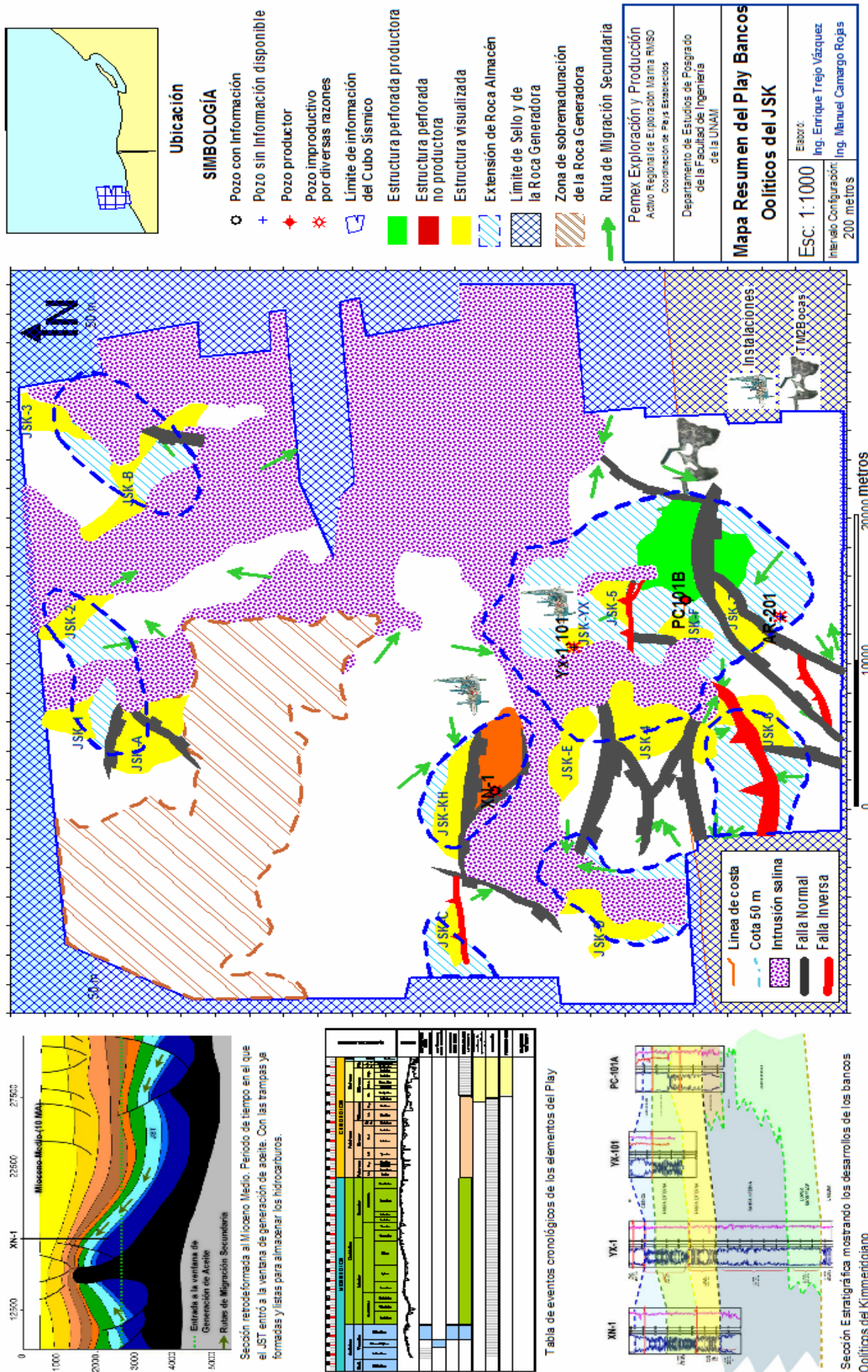


Figura 5.27. Mapa Resumen del Play Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano. Ver Anexo 22.

5.3.2. Evaluación del Riesgo Geológico del *Play* Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano.

La evaluación del riesgo geológico, fue realizada por el Ing. Manuel Camargo Rojas y el autor, mediante la hoja de Probabilidad de Éxito de la herramienta CERPlay (® PEMEX), mostrada en la Figura 5.28.

En la parte izquierda de la hoja de cálculo, se introdujeron los datos correspondientes a la probabilidad compartida, obtenidos a partir de los mapas de *plays*. Mientras tanto, en la parte derecha se muestran las probabilidades del *play*, asociadas a los elementos locales, obtenidas a partir de la integración de los datos proporcionados por la CEROEs, durante la evaluación de las oportunidades que conforman el *play*.



Figura 5.28. Resultados de la simulación Montecarlo realizada por la CERPlay (® PEMEX). Para la evaluación monetaria se considera una tasa de cambio de 11.2 pesos mexicanos por cada dólar, y un VPN/Barril=19.33.

5.3.3. Tolerancia de pozos secos.

Nuevamente se considera un máximo de cuatro pozos secos, un mínimo es de dos pozos secos, en tanto que el mejor estimado se considera de tres pozos secos (Navarro Baca, 2007) (Figura 5.29).

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

Figura 5.29. Tolerancia de Pozos secos introducidos en la hoja de CERPlay (® PEMEX).

5.3.4. Estimación del nivel de actividad en caso de éxito.

Igual que en la evaluación del *play* anterior, el nivel de actividad esta dado en función del número total de oportunidades con probabilidad de perforarse. En el caso del *Play Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano* se visualizaron catorce oportunidades, siendo este número el máximo nivel de actividad en caso de éxito; el número mínimo se definió en cinco prospectos y finalmente el mejor estimado quedó en diez oportunidades (Figura 5.30).

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? Prospectos

¿Cuál es el **MÁXIMO** que se perforarían? Prospectos

Finalmente, ¿cuál es el **MEJOR ESTIMADO** que se perforarían? 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: | <input type="text" value="377"/> | km ² | Número extrapolado de Oportunidades | "NÚMERO ESTIMADO DEL ANALISTA" | MÍN | | |
| Área a evaluar del Play: | <input type="text" value="177"/> | km ² | | | | | |
| Número mín. de oportunidades: | <input type="text"/> | | | | | <input type="text"/> | MÁX |
| Número Máx. de oportunidades: | <input type="text"/> | | | | | <input type="text"/> | Mejor estimado |
| Número Mejor estimado: | <input type="text"/> | | <input type="text"/> | | | | |

Figura 5.30. Escenario Exploratorio del Caso con Éxito introducido en la hoja de CERPlay (® PEMEX).

5.3.5. 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.

5.3.6. Selección de Distribución de tamaños de campo.

Para la distribución de los tamaños de campo se consideraron únicamente los casos de los descubrimientos realizados y de los volúmenes a encontrar (Figura 5.31), ya que no se cuenta con información de descubrimientos recientes. En la línea roja se muestran los volúmenes encontrados hasta el momento, y corresponden al campo PC. En la línea azul se muestra la distribución de los posibles volúmenes a encontrar, en este caso la línea presenta una pendiente mayor, debido a que se

tiene mayor certeza de encontrar volúmenes de hidrocarburos muy pequeños, rebasando apenas el valor mínimo descrito en el apartado 4.3.5.

3. DISTRIBUCIONES DE TAMAÑOS DE CAMPOS

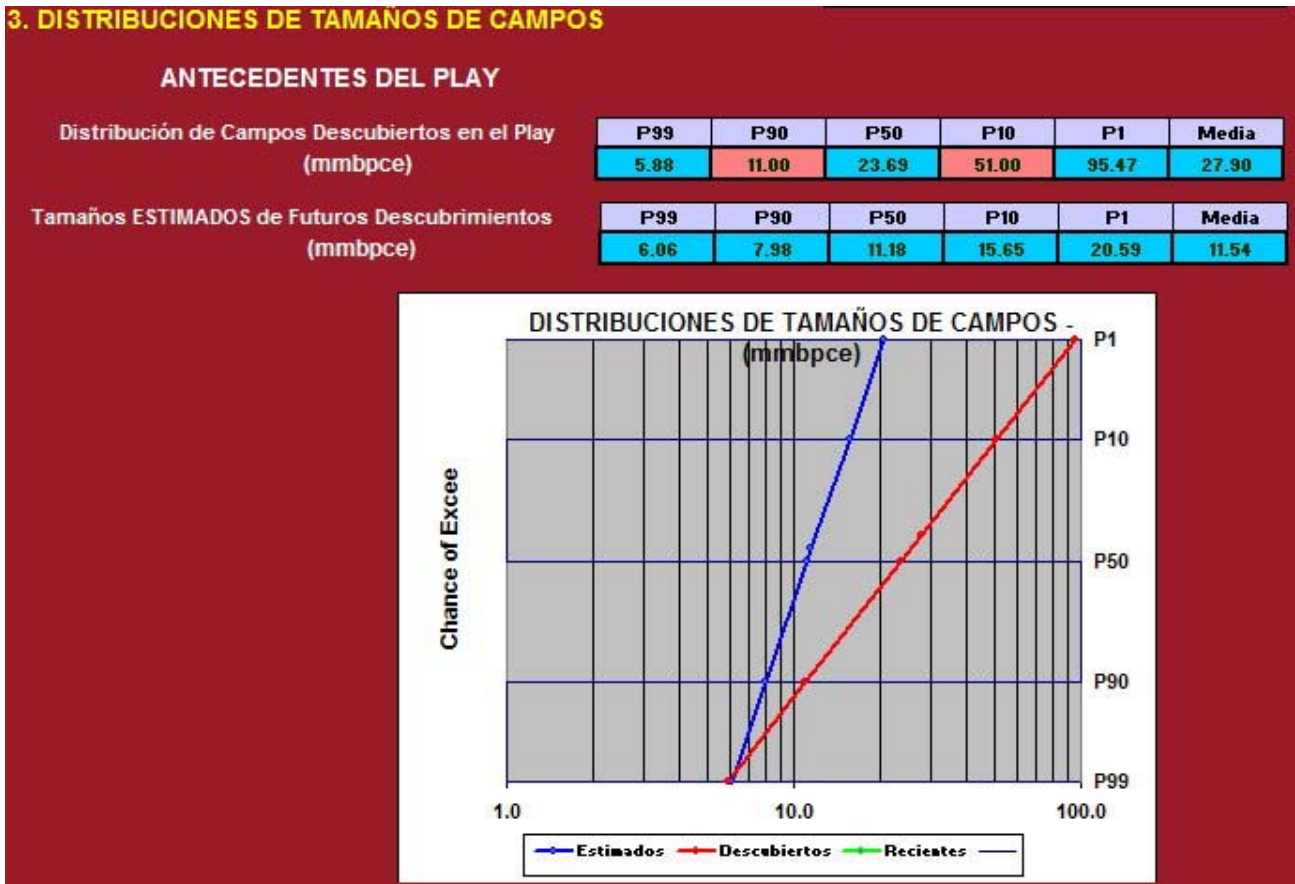


Figura 5.31. Distribución de los campos encontrados y los campos a encontrar en el *Play* Brecha del Cretácico Superior en la hoja de CERPlay (® PEMEX).

5.3.7. Resultados de la Evaluación del *Play* y Jerarquización de Oportunidades del *Play* Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano.

Los datos anteriormente descritos, se introdujeron en las hojas de la CERPlay, para realizar la simulación montecarlo; que permitió determinar los recursos petroleros a encontrar en el *play*, su valor económico, su eficiencia, su 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 5.32).

Finalmente, la simulación arroja como resultado que se espera un total de cuatro descubrimientos comerciales, con un tamaño de 11 mmbpce, dando un volumen de 49 mmbpce en el *play*, un valor monetario esperado de \$108 580 000 000 000.00, una eficiencia de inversión de 3.0 y un costo de descubrimiento de 6.38 \$/bpce.

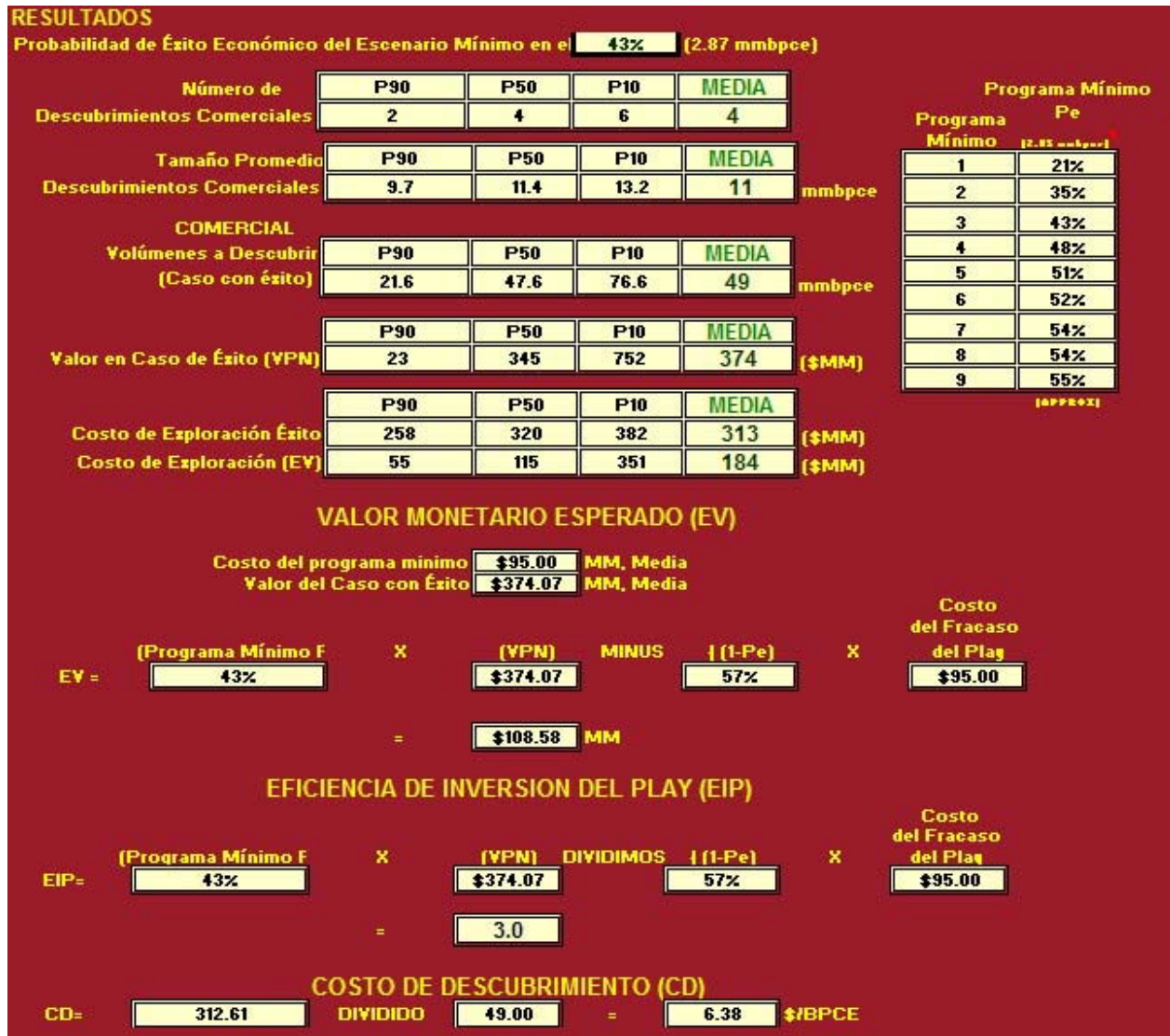


Figura 5.32. Resultados de la simulación Montecarlo. Para la evaluación monetaria se considera una tasa de cambio de 11.2 pesos mexicanos por cada dólar, y un VPN/Barril=19.33.

La jerarquización de las oportunidades con mejor probabilidad de convertirse en localizaciones exploratorias se hizo por medio de la gráfica de Riesgo VS Recursos P_{media} , mostrada en la Figura 5.33. De la cual se puede apreciar que la gran mayoría de las oportunidades se encuentran en zonas de alto riesgo y pocos recursos.

Dentro de este cúmulo de oportunidades, destacan la JSK-4 y la JSK-B, por ser las que cuentan con mayor volumen de recursos, no obstante ambas son de alto riesgo.

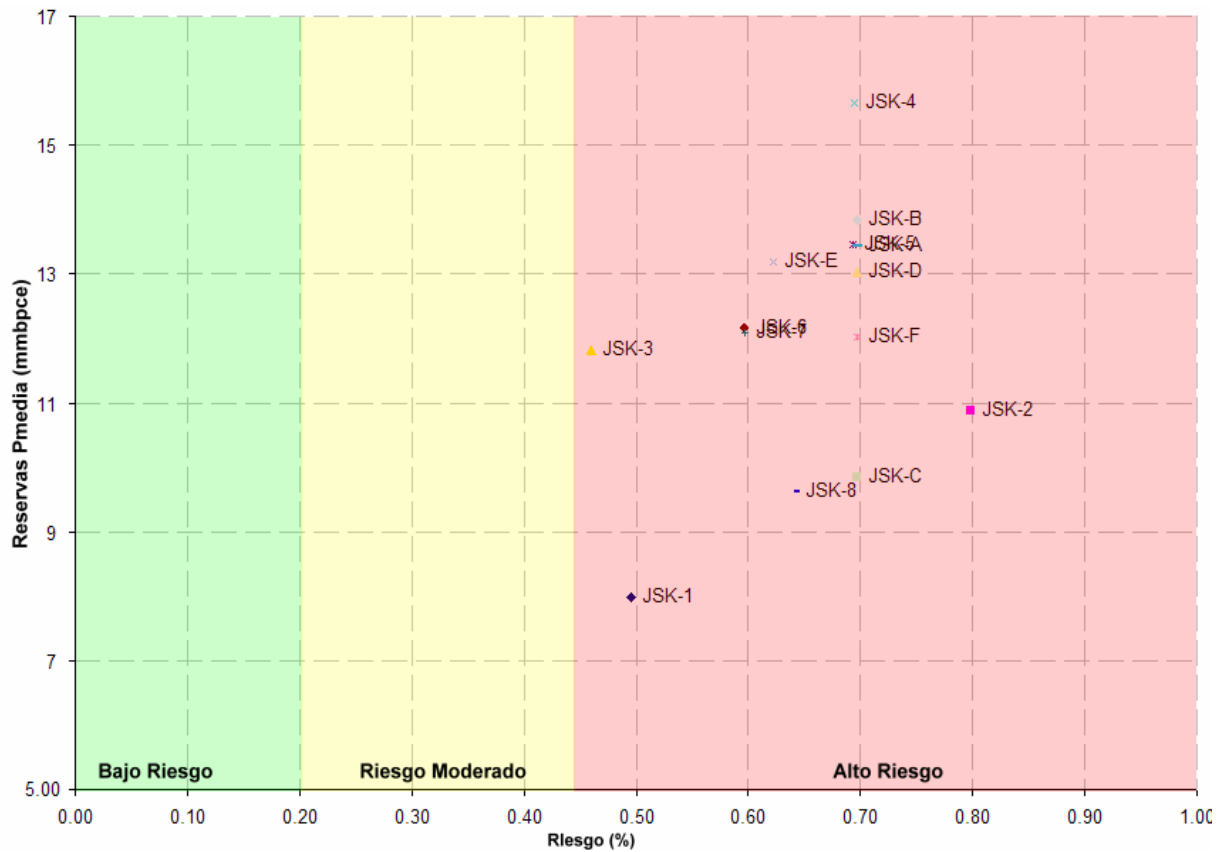


Figura 5.33 Gráfica de Riesgo vs. Recursos P_{media} (MMBPCE). La escala de colores está definida como verde para indicar riesgo bajo, entre 0 y 20%, amarillo para el riesgo moderado, es decir el riesgo varía 21 y 45%; en tanto que el color rojo indica alto riesgo, es decir riesgo mayor a 46%, (Pemex CPE, 2007b)

Capítulo 6. Conclusiones y Recomendaciones.

En el presente capítulo se exponen las conclusiones y recomendaciones, obtenidas a partir de los resultados descritos en el capítulo anterior. En primer lugar se mencionan las conclusiones referentes a los objetivos particulares de esta tesis, es decir en la caracterización estructural; acto seguido, se mencionan las conclusiones obtenidas para el objetivo general, que es la evaluación de cada *play*, finalizando estas conclusiones con las ventajas observadas en el uso de la metodología de *plays fairway*. En la última parte se hacen las recomendaciones que se consideran pertinentes para llevar a buen término el proyecto.

6.1. Conclusiones de la Caracterización Estructural.

De acuerdo con los resultados obtenidos, la evolución estructural se definió en tres etapas de deformación. La primera etapa fue de alargamiento, como consecuencia de que el área estuvo sometida a esfuerzos extensivos, asociados con el fin de la apertura del Golfo de México y a una etapa tectónica de *pre-rafting*, que culminó en una intensa actividad salina. La segunda etapa se definió como una etapa de contracción, debido a esfuerzos compresivos, posiblemente provocadas por el choque del bloque de Chortis con el Macizo de Chiapas. Finalmente, la tercera y última etapa, fue de relajación y alargamiento; durante la cual, principalmente se rellenó la cuenca.

La primera etapa de alargamiento se llevó a cabo en dos fases.

La fase inicial se asoció con el fin de la apertura del golfo, ocurrió desde fines del Calloviano hasta el Oxfordiano, y se caracterizó por que comenzaron a desarrollarse una serie de fallas que posteriormente originarían una serie de grabenes y semigrabenos.

La siguiente fase, se asocia con la tectónica de *pre-rafting* que ocurrió del Kimmeridgiano al Oligoceno, y sus principales efectos se observan en las fallas y en las intrusiones salinas. Para el Kimmeridgiano, los bloques de piso asociados a los grabenes y semigrabenos desarrollados en la fase anterior, incrementaron su movimiento a lo largo de las fallas, en dirección hacia el centro de la cuenca, manteniendo estas condiciones hasta el Cretácico Superior; cesando su actividad en el Paleoceno; finalmente durante el Oligoceno existió una nueva reactivación de las fallas, ubicadas en el centro de la cuenca.

En cuanto a la sal, durante el Kimmeridgiano inició su movimiento, en forma reactiva, hacia zonas de menor gradiente de presión; posteriormente del Tithoniano al Paleoceno, la sal se desarrolló en forma activa, en diapiros y almohadillas que tienden a acercarse a la superficie, provocando mayor desplazamiento y rotación en los bloques de piso; esta etapa fue independiente de la extensión regional, siendo de mayor importancia los efectos producidos por los esfuerzos locales; finalmente,

para el Oligoceno, cesó la etapa activa de formación de diapiros. Es importante mencionar que durante esta etapa se formaron las trampas asociadas con intrusiones salinas y fallas normales.

La siguiente etapa fue de contracción y se desarrolló desde finales del Oligoceno hasta el Mioceno; sus efectos se observaron en las fallas, la sal y los horizontes depositados.

Este periodo es de gran importancia para las fallas inversas y para las fallas terciarias. Durante este periodo se formaron las fallas inversas; inicialmente durante el Oligoceno las fallas ubicadas en el centro de la cuenca fueron reactivadas, produciendo que los bloques separados, retornaran a una posición similar a la que tenían originalmente. Posteriormente durante el Mioceno, la contracción continuó, produciendo que las fallas reactivadas en el centro de la cuenca, se volvieran inversas.

El punto más relevante es que durante este intervalo se formaron las trampas asociadas con fallas inversas.

Al mismo tiempo durante este intervalo de tiempo, inició el desarrollo de dos grupos de fallas normales en el Terciario; el primero se movió hacia el centro de la minicuenca, teniendo su despegue en el Mioceno Inferior; en tanto que otro grupo tuvo su despegue en la cima del Oligoceno y fue tomado como despegue por algunas de las fallas del primer grupo.

En cuanto a la sedimentología a partir del Mioceno se tienen depósitos de sedimentos muy potentes con acuñamientos en los lugares donde hubo sal.

La segunda etapa de alargamiento inició durante el Plioceno y se mantiene hasta nuestros días. Se caracteriza por que existe un importante sepultamiento debido que crece la carga de sedimentos, compuestos principalmente por terrígenos. En tanto que las fallas terciarias cesaron casi toda actividad durante el Reciente Pleistoceno.

6.2. Conclusión de la evolución estructural y su relación con el Sistema petrolero.

El sistema petrolero, del Mesozoico, en el área de estudio funciona de la siguiente manera:

La roca almacén esta formada por la brecha del Cretácico Superior y los bancos oolíticos del Kimmeridgiano; teniendo como sello al Paleoceno y al Tithoniano respectivamente.

Las trampas son de tipo combinado, es decir estratigráfico y estructural, dividiéndose en seis tipos, de acuerdo a sus componentes estructurales: trampas con cierre estructural, con cierre contra falla normal y contra sal, con cierre contra falla inversa y sal, con cierre contra falla inversa, con cierre contra sal, y finalmente trampas con cierre contra falla normal y contra falla inversa; dichas

trampas se formaron del Kimmeridgiano al Oligoceno. En total se visualizaron treinta y tres oportunidades exploratorias; dieciocho para el Cretácico Superior y quince para el Kimmeridgiano.

La roca generadora esta formada por calizas arcillosas del Tithoniano, mismas que entraron a la ventana de generación de hidrocarburos en el Mioceno Inferior.

La migración se dio a través de los extremos de las fallas, que permitieron el contacto entre formaciones porosas, por las cuales fluyó el hidrocarburo.

Los cinco elementos del sistema petrolero, mencionados en el párrafo anterior, se desarrollaron en sincronía; teniendo su momento crítico posterior al Mioceno Inferior, ya que cuando inició la migración primaria de hidrocarburos, los receptáculos que se convertirían en yacimientos, ya estaban listos.

6.3. Conclusiones de la evaluación del Play Brecha del Cretácico Superior.

De la evaluación de los recursos realizada con la herramienta CERPlay (® PEMEX), destaca que existe una probabilidad del 46% de encontrar al menos un volumen de 5.17 mmbpce, se espera tener una media de cinco descubrimientos comerciales, cuyos tamaños van a tener 18 mmbpce, y una volumetría en caso de éxito de 92 mmbpce, siendo el principal factor de riesgo la presencia de la roca almacén.

En cuanto a los indicadores económicos, se espera un EIP = 3.4 que indica que el *play* es viable de operar y un costo de descubrimiento de \$3.83 dls/bl, lo cual esta por debajo de la media nacional, establecida en \$4.00 dls/bl.

En cuanto a las oportunidades con mayor oportunidad de seguir desarrollándose en el proceso exploratorio esta la oportunidad KS-B, debido a que cuenta con el mayor volumen de recursos, aunque no hay que olvidar que cuenta con un riesgo alto. Por otra parte pueden ser interesantes las oportunidades KS-8, KS-9, KS-10 y KS-11, debido a que cuentan con un riesgo moderado, no obstante el volumen de recursos a encontrar es bajo.

6.4. Conclusiones de la evaluación del Play Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano.

A partir de la evaluación de recursos realizada con la herramienta CERPlay (® PEMEX), se concluye que hay una probabilidad de 43% de encontrar al menos un volumen de 2.87 mmbpce, adicionalmente se espera encontrar una media de cinco yacimientos comerciales, con tamaños de 11 mmbpce, y una volumetría de 49 mmbpce en caso de éxito, siendo el principal factor de riesgo la presencia de la roca almacén.

En cuanto a los indicadores económicos, se espera un EIP = 3.0 que indica que el *play* es viable de operar y un costo de descubrimiento de \$6.38 dls/bl, lo cual muy esta por encima de la media nacional, establecida en \$4.00 dls/bl.

Respecto a las oportunidades visualizadas, y en comparación con las del *Play Brecha del Cretácico Superior*, todas son de alto riesgo y de pocos recursos. No obstante dentro de las oportunidades visualizadas, se puede continuar el proceso de la oportunidad JSK-B, que es la que presenta mayor volumetría, y puede aportar una buena cantidad de recursos en virtud de que también muestra un intervalo de interés en el Cretácico Superior. Por otra parte, del resto de oportunidades destaca la JSK-4 por sus recursos y por su ubicación pegada a la línea de costa, pero sin dejar de lado que es de alto riesgo; y otra oportunidad de interés puede ser la JSK-3, por su bajo riesgo, pero con el inconveniente de que no aporta muchos recursos y que se encuentra muy aislada.

6.5. Conclusiones de las ventajas del uso de la metodología de plays en la exploración de hidrocarburos.

La época en que se encontraba fácilmente el petróleo ya terminó, por lo cual es necesario el uso de metodologías que incluyan a los factores que afectan la exploración y a la producción, para la toma de decisiones.

A lo largo del desarrollo del presente proyecto se encontró que la metodología de *plays* es una buena herramienta que permitió lo anterior, basándose en la integración y concentración de la información en mapas que permitieron una visión integral de los elementos que conforman al *play*, dando así la posibilidad de planear y tomar decisiones.

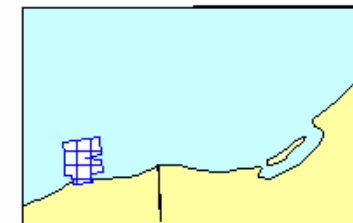
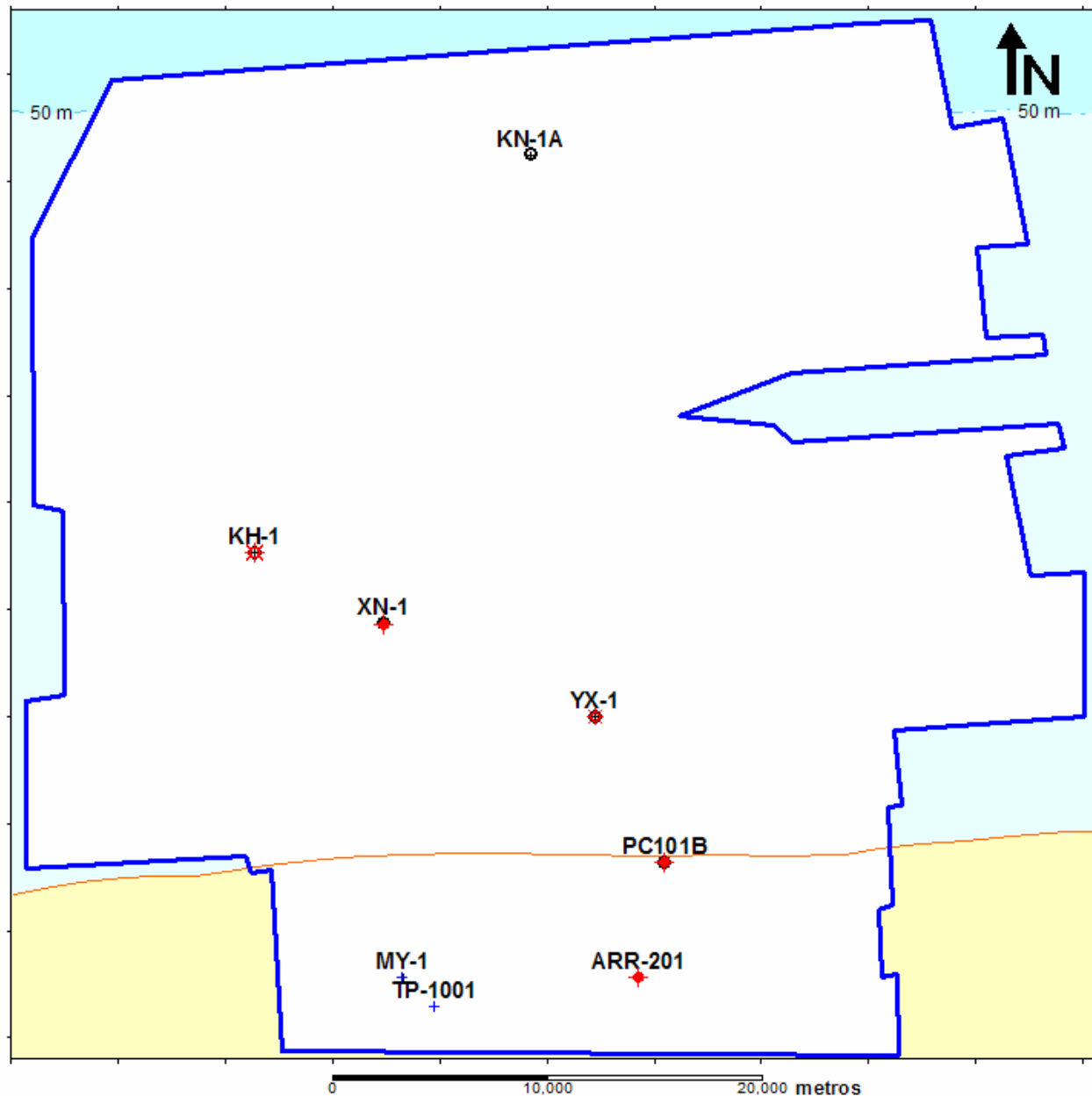
6.6 Recomendaciones.

Se recomienda integrar información de yacimientos, tales como presión de poros y estudios de fracturas, para realizar un estudio en donde se reduzca la incertidumbre en cuanto al sello.

También se recomienda hacer una restauración tridimensional, con la finalidad de saber hacia donde fluyó la sal

La evaluación del *Play Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano*, mostró que cuenta con pocos recursos, por lo cual es recomendable que se trabajen prioritariamente, los prospectos que también tengan objetivos en el *Play Brecha del Cretácico Superior*

Finalmente es necesario correr ambos *plays* evaluados en un proceso de portafolio, para compararlos con otras áreas y así determinar su viabilidad.


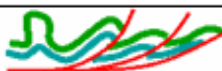




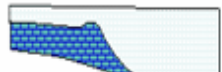

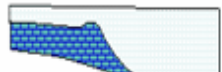




SIMBOLOGÍA

- Pozo con Información
- + Pozo sin Información disponible
- ◆ Pozo productor
- ✱ Pozo improductivo por diversas razones
- Línea de costa
- Límite de información del Cubo Sísmico
- - - Cota 50 m
- Intrusión salina
- Falla Normal
- Falla Inversa

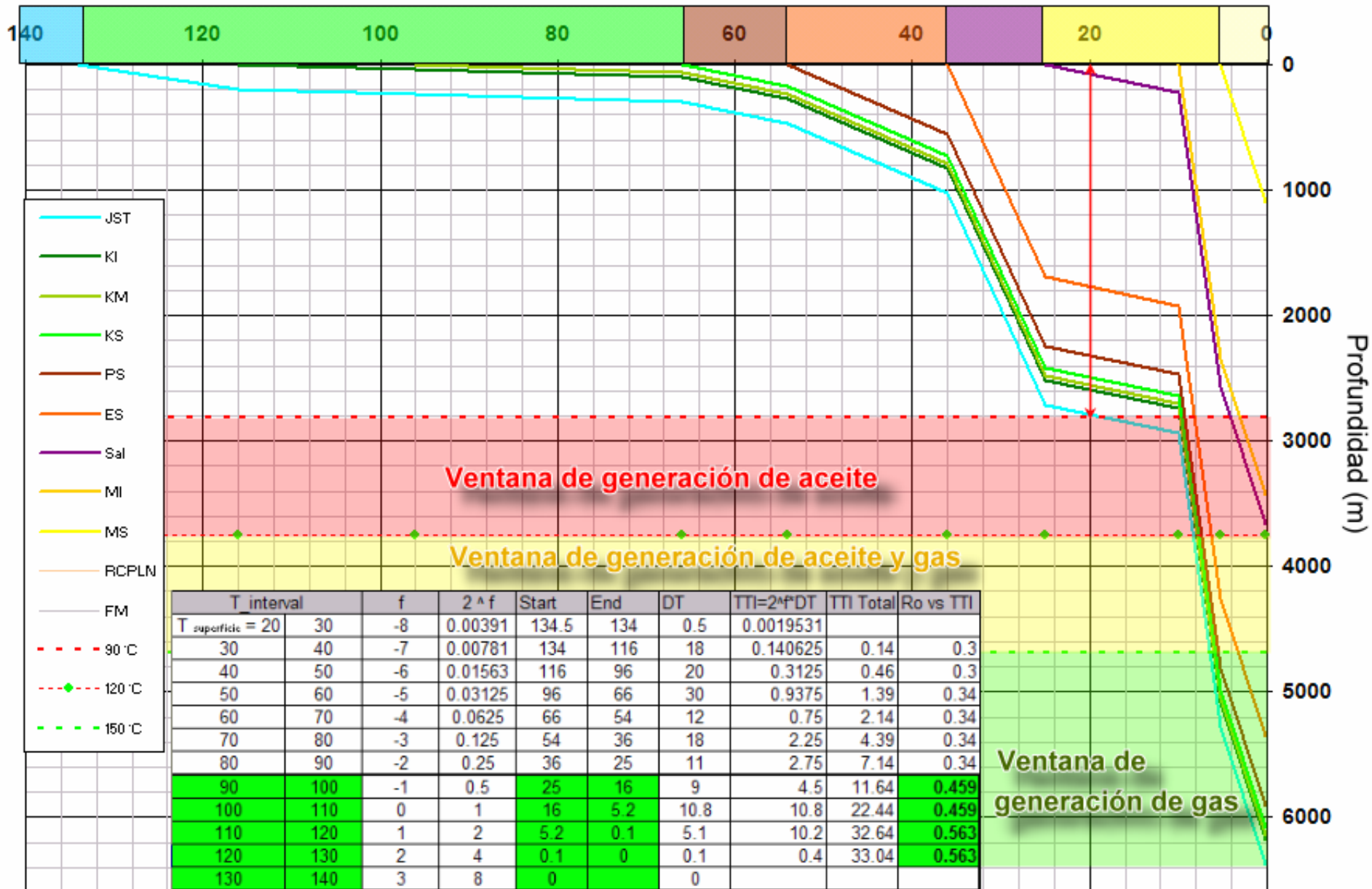
| | |
|--|--|
| Pemex Exploración y Producción | |
| Activo Regional de Exploración Marina RMSO | |
| Coordinación de Playas Establecidas | |
| Departamento de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM | |
| Mapa Base KS | |
| Elaboro: | |
| Ing. Enrique Trejo Vázquez | |
| Intervalo Configuración: | |

Anexo 1. Figura 1.3. Mapa Base.

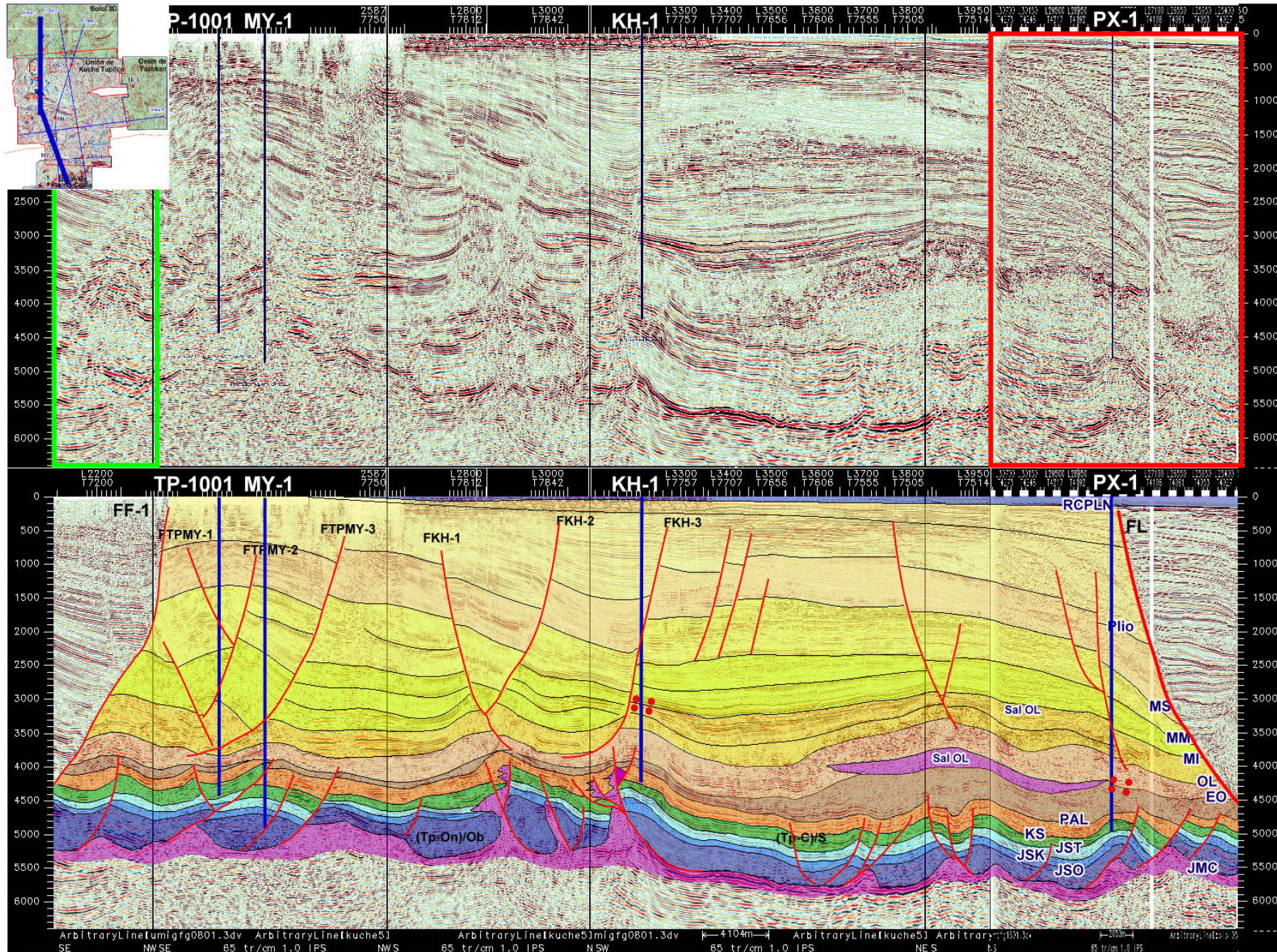
| Sistema | Época | | Edad (Ma) | Actividad Tectónica y orogenias | Estratigrafía | Orogenias | |
|---------------------|-----------------|----------------|---|--|--|---|---|
| Cuaternario | Pleistoceno | | 1.8 | Desalojos de cuerpos salinos con levantamientos. | Ambiente de plataforma o rampa. | Cascadiana |  |
| Terciario Neógeno | Plioceno | | 3.5 | Compresión | Plataforma, talud y abanicos submarinos | Cascadiana |  |
| | Mioceno | Superior | 5.2 | | Talud, abanico submarino y cuenca | |  |
| | | Medio | 10 | Plegamiento y compresión. | | Disturbio |  |
| | | Inferior | 16 | | | |  |
| Terciario Paleógeno | Oligoceno | | 25 | Depósito y desalojo de cuerpos salinos | Depósitos de clastos de abanicos submarinos. | |  |
| | Eoceno | | 36 | | Cuenca | Laramide |  |
| | Paleoceno | | 54 | Compresión | Cuenca. | Laramide |  |
| Cretácico | Superior | Méxicoense | 66 | Subsidencia térmica continua, cesa vulcanismo | Plataforma carbonatada. Separación total América de África | Laramide | |
| | | Campaniano | 74 | | | | |
| | | Santoniano | 83 | | | | |
| | | Coniaciano | 83 | | | | |
| | | Turoniano | 89 | | | | |
| | Cenomaniano | 92 | | | | | |
| | Medio | Albiano | 96 | | Desarrollo plataformas carbonatadas | |  |
| | | Aptiano | 108 | Apertura de la cuenca en fase madura, con subsidencia térmica, retirada de la separación. Menor fallas despegue de fallas en los márgenes de la cuenca. La subducción continua en el SW | Golfo de México ya formado, probablemente conectado al Océano Pacífico. Depósitos delgados de siliciclastos y depósitos de carbonatos. Paleobatimetría de 1000 a 2000 m. a lo largo del eje del rift. | |  |
| | | Berriaciano | 113 | | | | |
| | Inferior | Hauteriviense | 116 | Rápida apertura de la cuenca con fallamiento a lo largo de los márgenes de cuenca. Persiste la subducción a lo largo del sistema de arco trinchera en el SW | El Golfo de México tiene condiciones similares al actual Golfo de California, con depósitos delgados y locales de siliciclastos. Conectado al Océano Pacífico por medio de canales. De 500 a 1000 m. a lo largo del eje del rift | | |
| Valangeniense | | 121 | | | | | |
| Berriaciano | | 128 | Inicia la separación en la cuenca oeste, con fallas de crecimiento en sedimentos jurásicos a lo largo de los márgenes de la cuenca. | 2ª etapa de rift. Mares salados someros aislados y cuencas marinas con estrechas pasajes estrechos y depósitos locales de siliciclastos. Paleobatimetría de 0 a 1000 m. a lo largo del eje del rift. | |  | |
| Jurásico | Malm (Superior) | Tetoniense | 134 | | | | |
| | | Kimmeridgiense | 139 | | | | |
| | | Oxfordiano | 146 | Avanza el rift en el este, inició de la separación y desarrollo de margen transformante al este. | Cuencas áridas producidas en el Valle de Rift de Yucatán. Paleobatimetría de 0 a 1000 m. a lo largo del eje del rift. | | |
| | Dodger (medio) | Calloviano | 152 | | Frecuentes incursiones marinas a través de pasajes estrechos, permitiendo la acumulación de evaporitas. Paleobatimetría de 0 a 1000 m. a lo largo del eje del rift. | | |
| Triásico | Superior | | 210 | Primera fase de Rift y atenuación de la corteza continental. Desarrollo de un valle de Rift en Yucatán | Clima árido, cuencas de Rift, con lagos hipersalinos. Paleobatimetría de 0 a 1000 m. a lo largo del eje del rift. | | |

Anexo 2. Figura 2.8. Resumen cronológico de eventos tectono - estratigráficos.

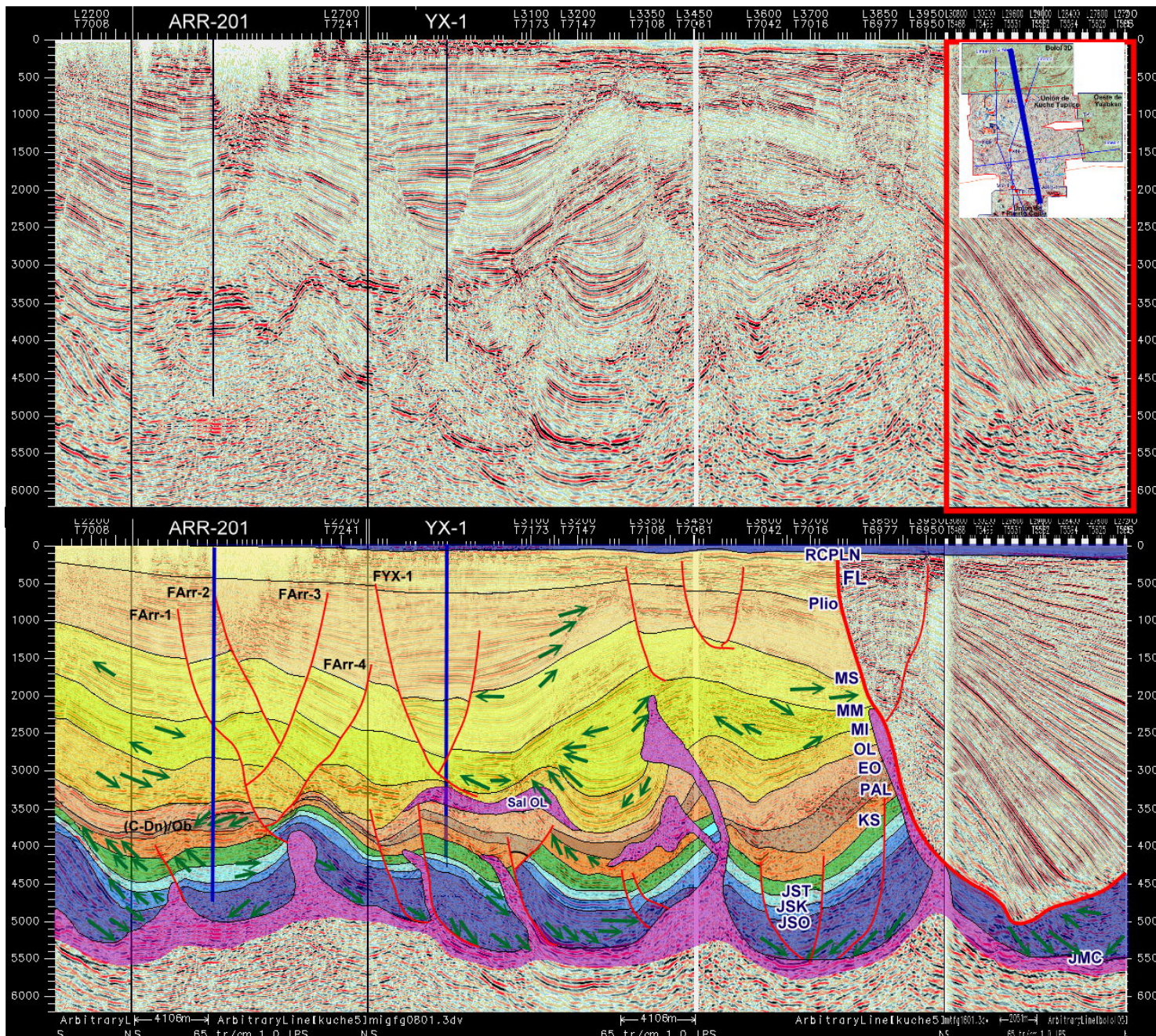
Edad en millones de años



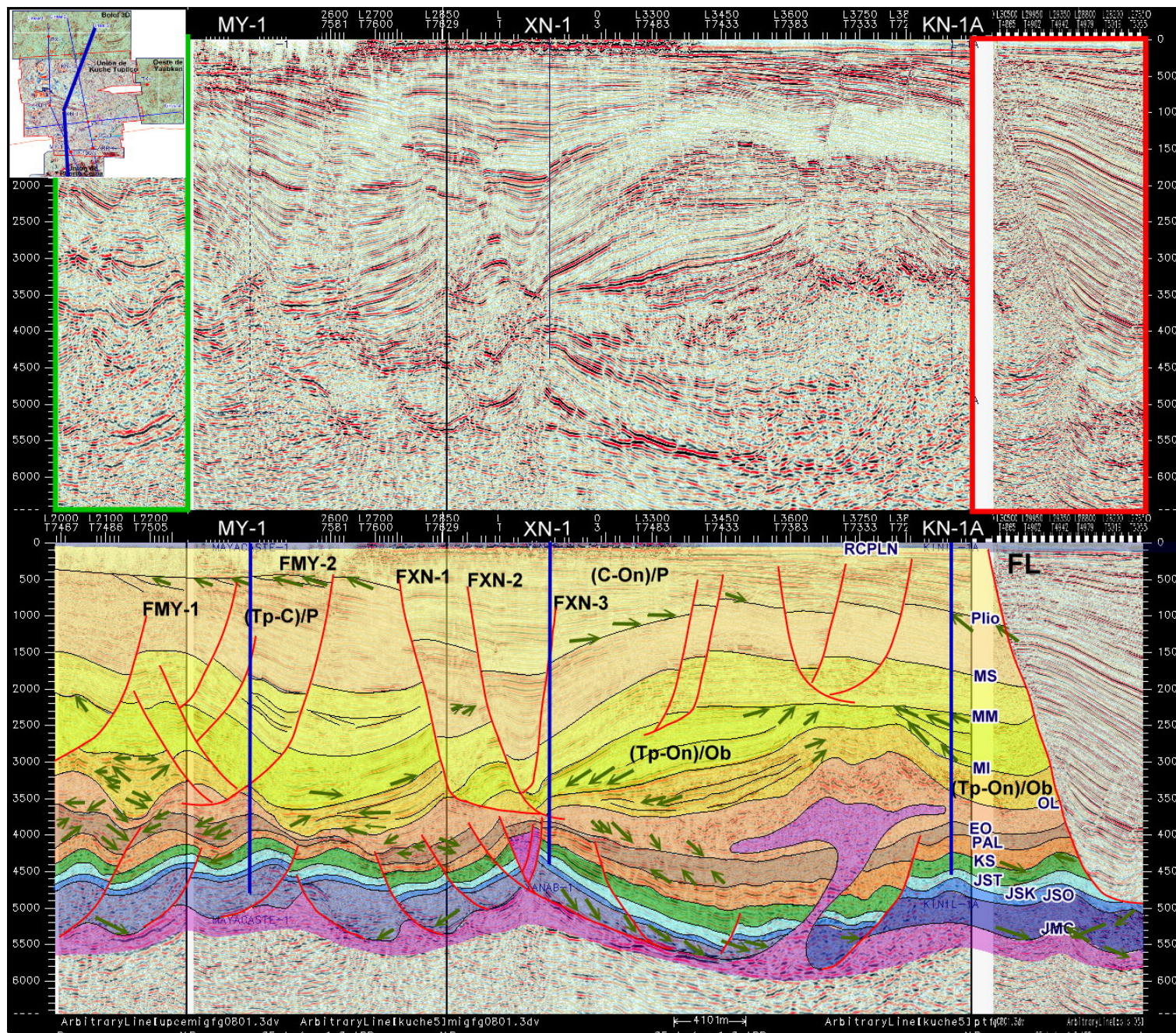
Anexo 3. Figura 3.26. Mapa de foco de generación de hidrocarburos.



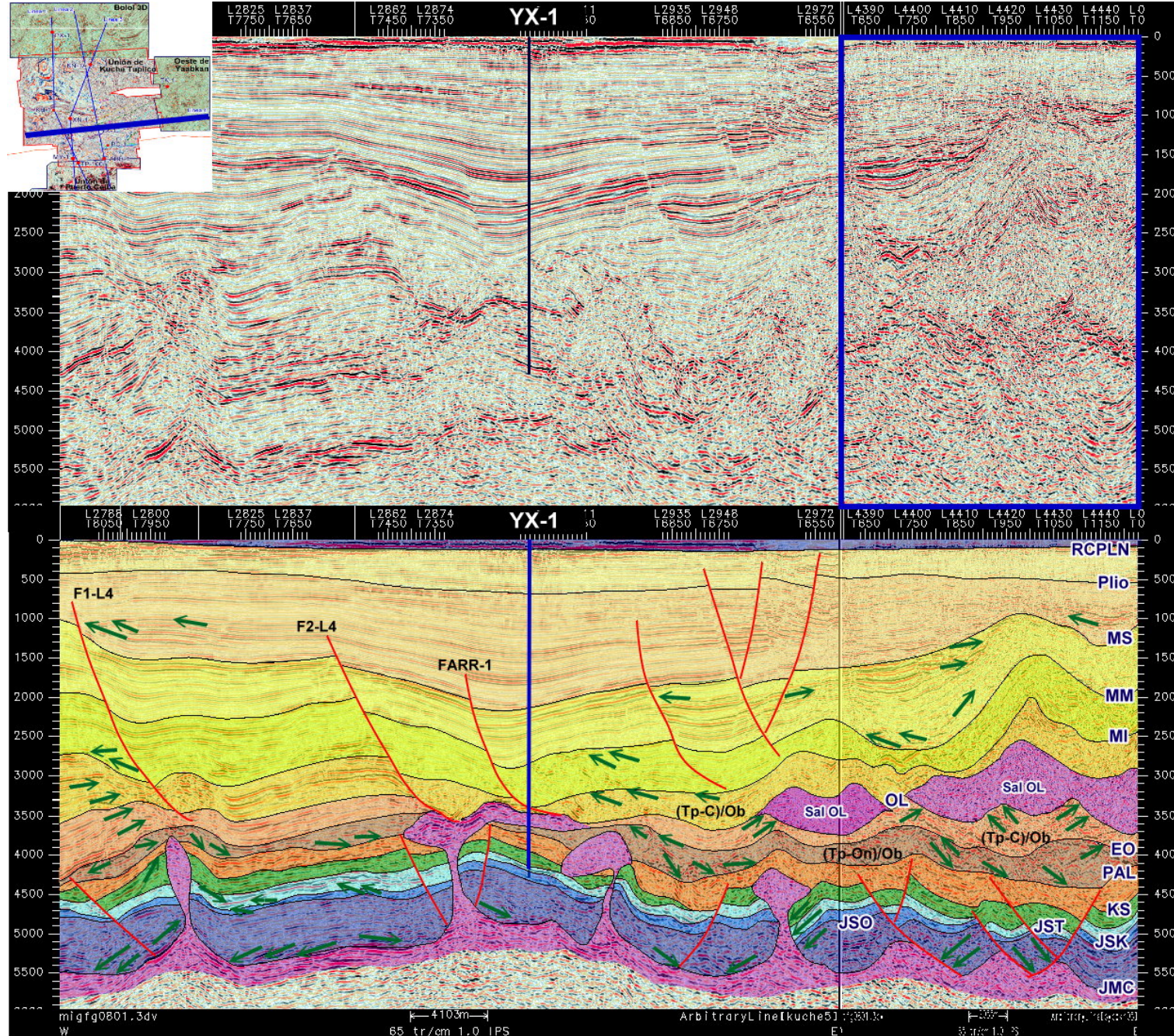
Anexo 4. Figura 4.11. Línea regional 1.



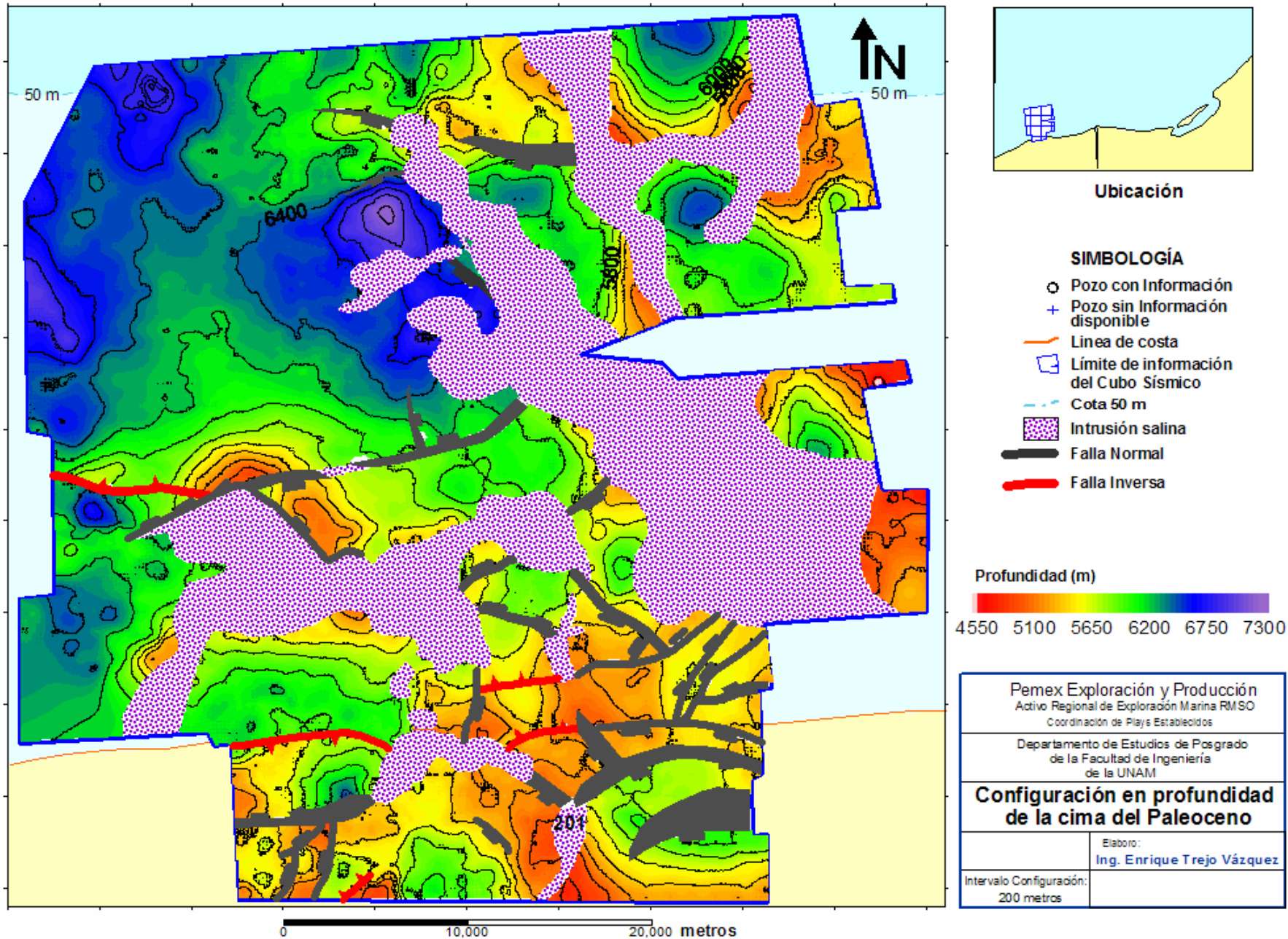
Anexo 5. Figura 4.12. Línea regional 2.



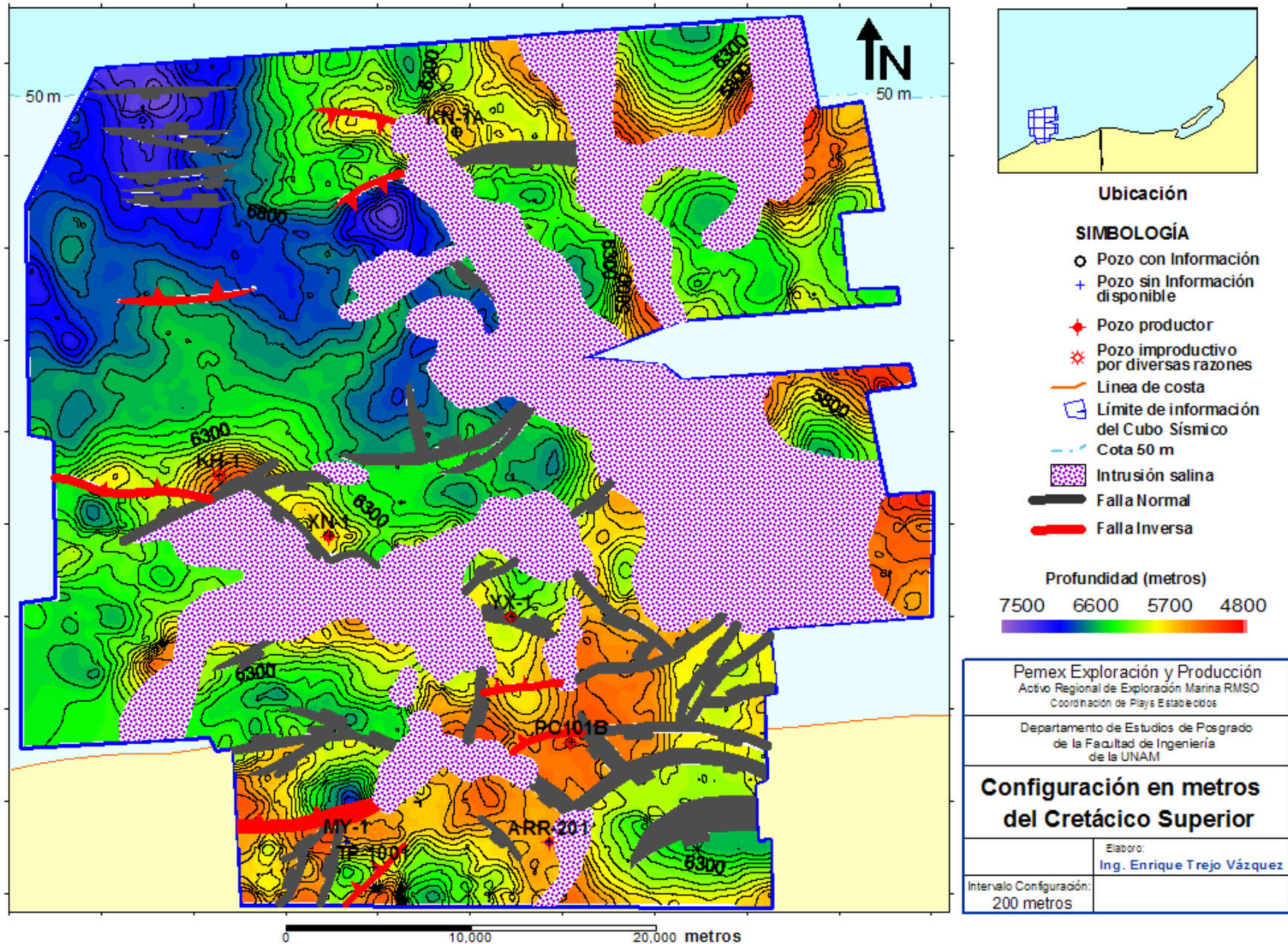
Anexo 6. Figura 4.12. Línea regional 3.



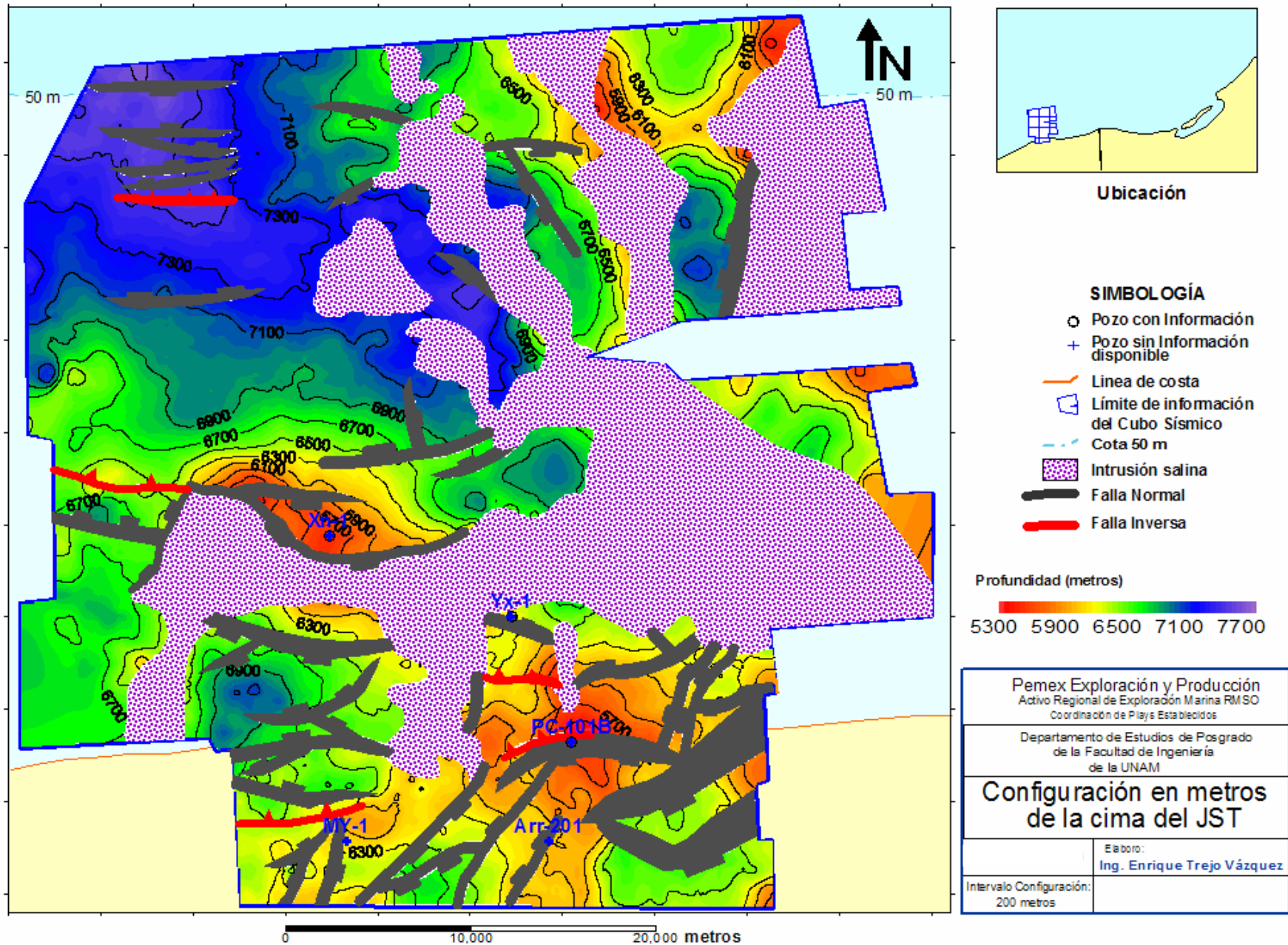
Anexo 7. Figura 4.12. Línea regional 4.



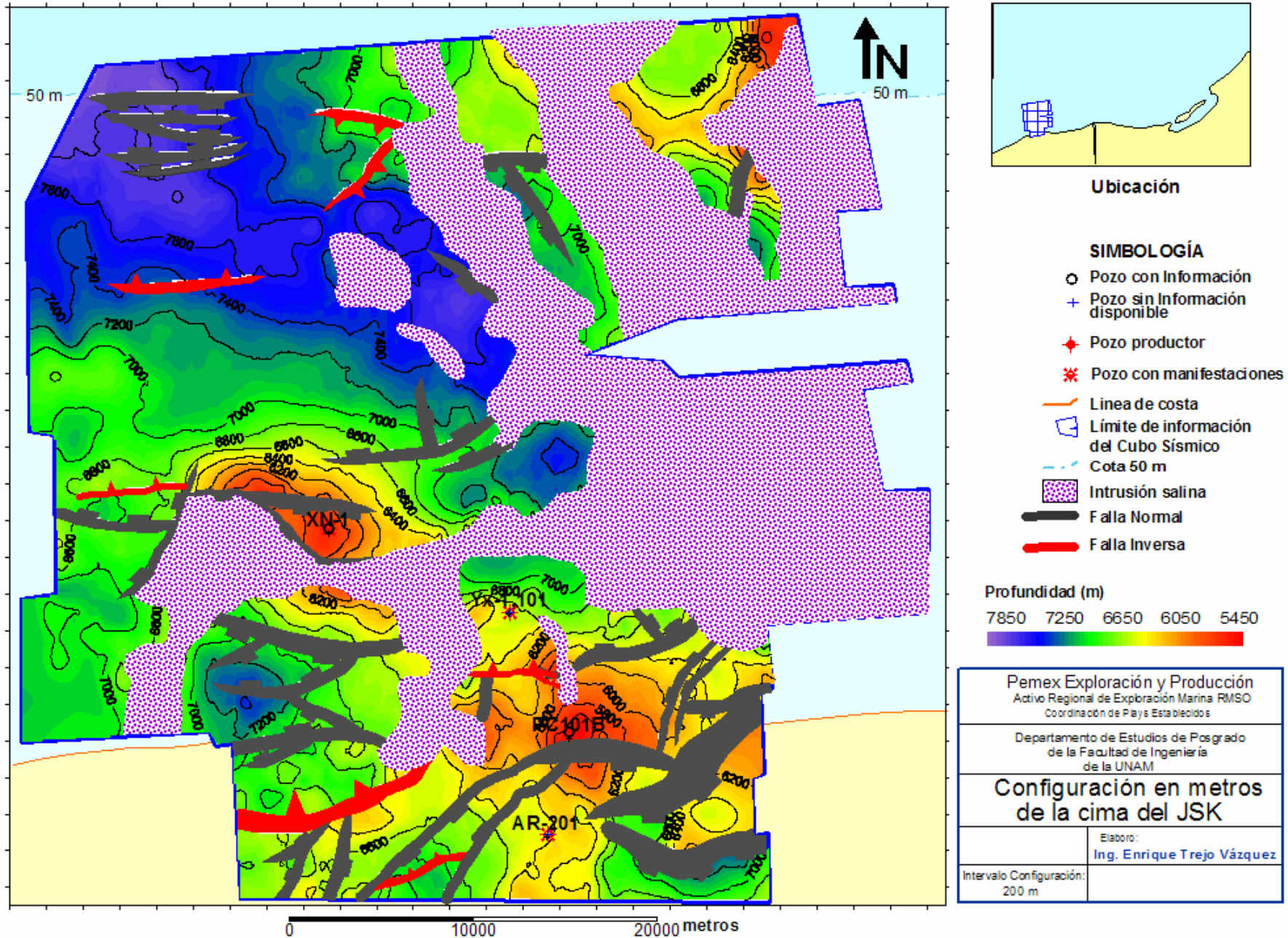
Anexo 8. Figura 4.20. Mapa de configuración en profundidad del Paleoceno.



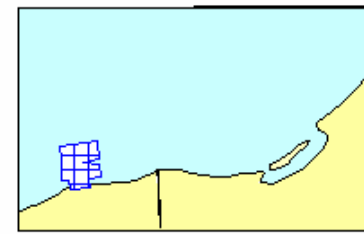
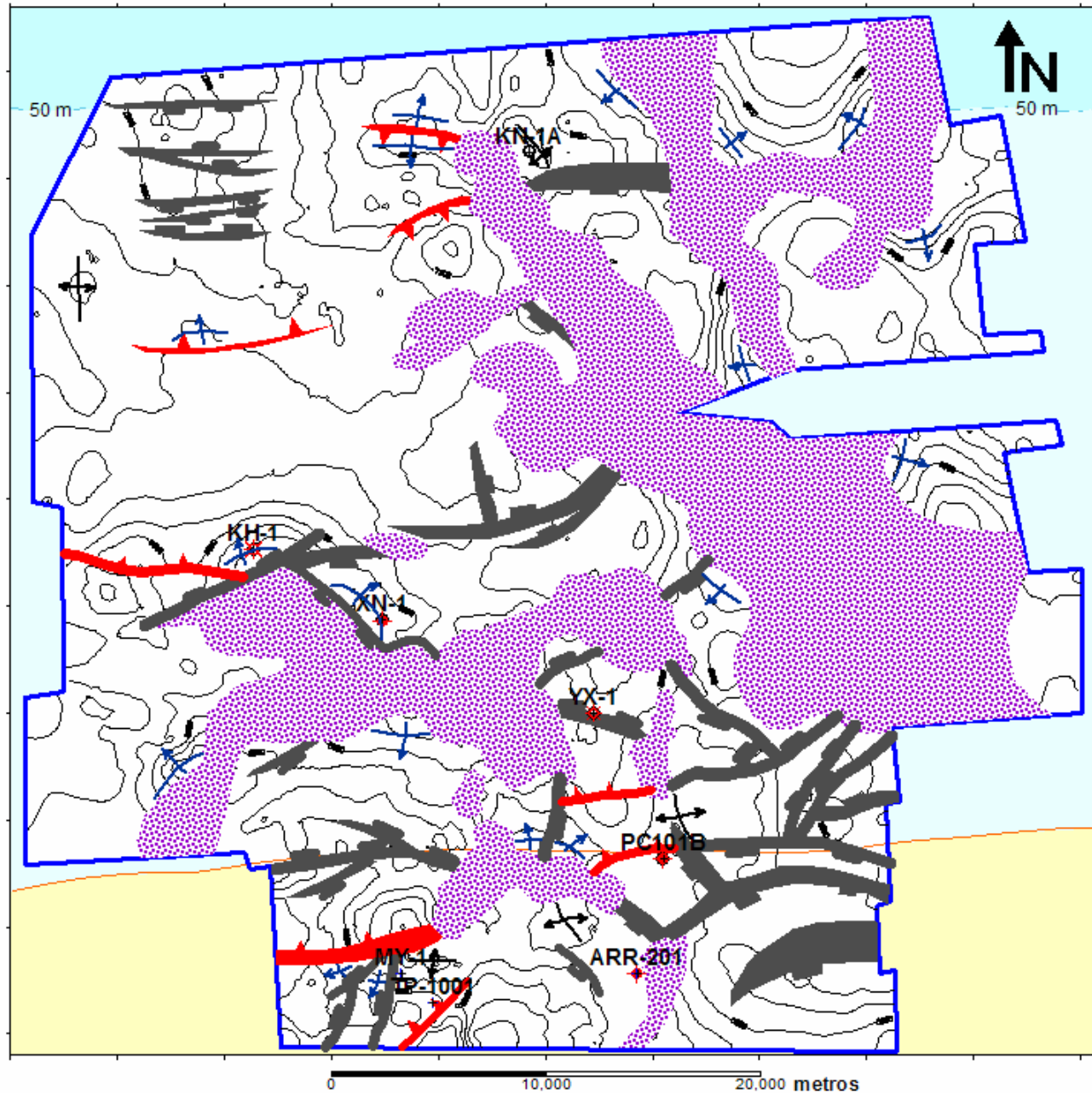
Anexo 9. Figura 4.20. Mapa de configuración en profundidad del Cretácico Superior.



Anexo 10. Figura 4.21. Mapa de configuración en profundidad del Tithoniano.



Anexo 11. Figura 4.21. Mapa de configuración en profundidad del Kimmeridgiano.



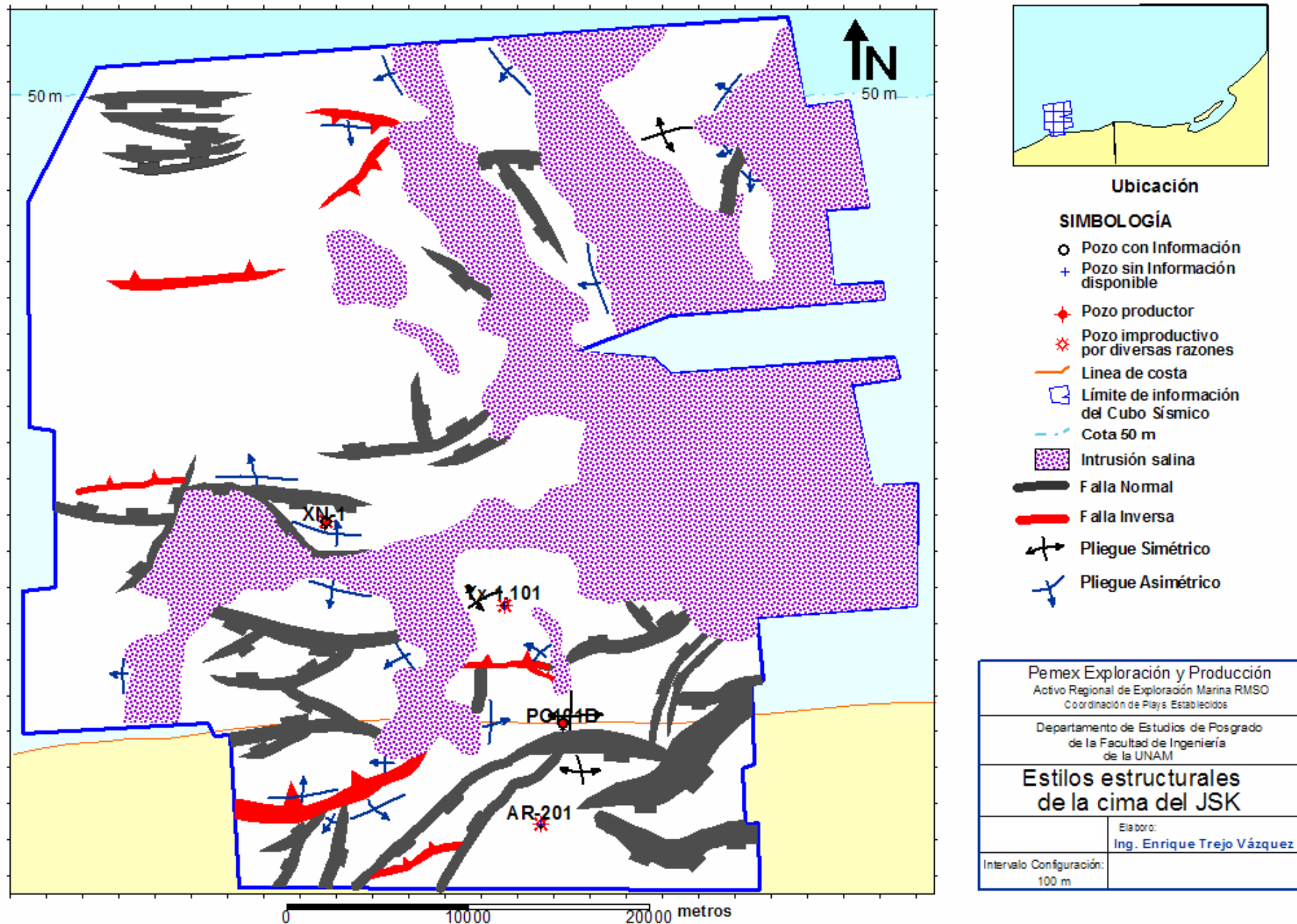
Ubicación

SIMBOLOGÍA

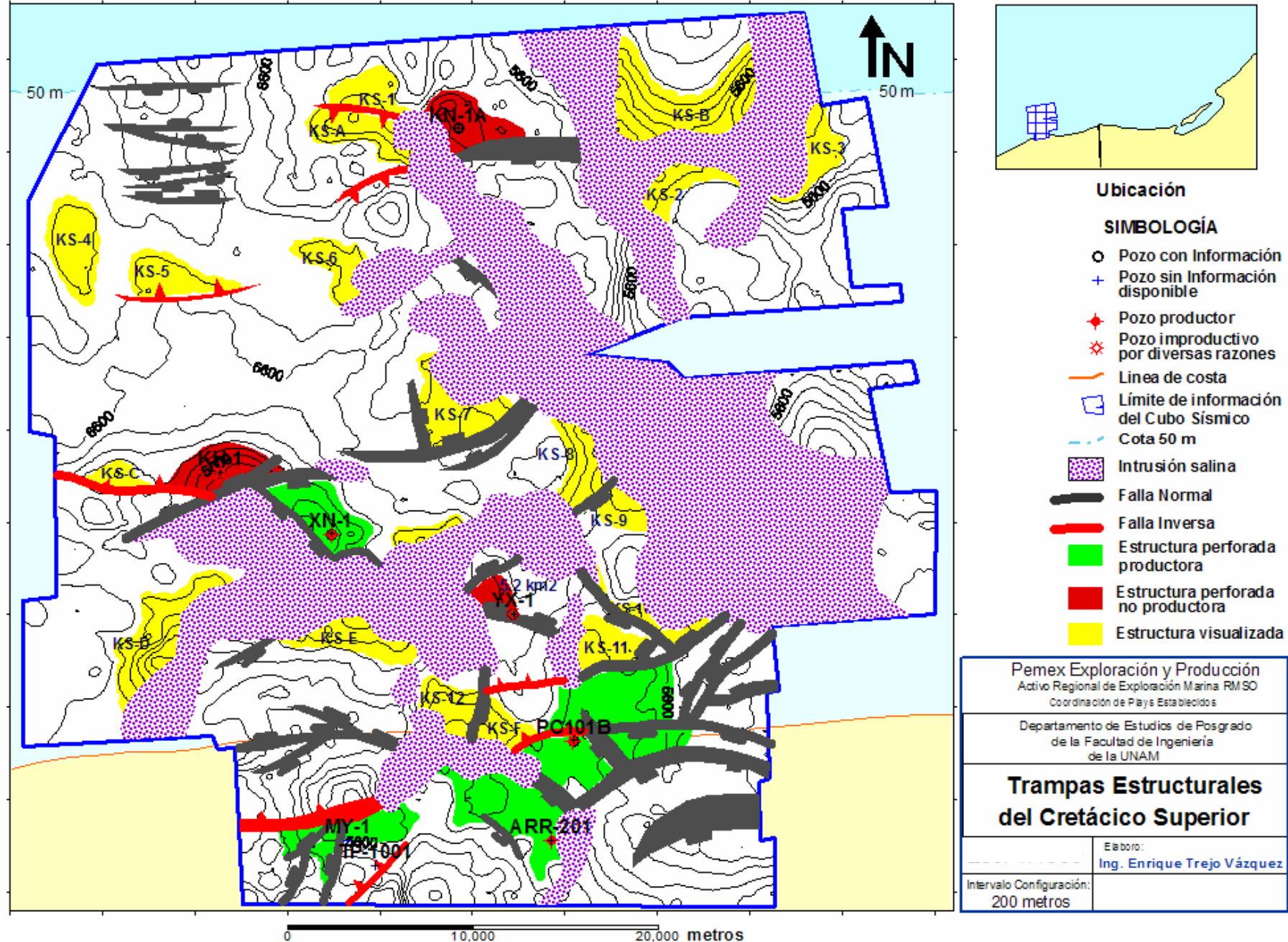
- Pozo con Información
- + Pozo sin Información disponible
- ◆ Pozo productor
- * Pozo improductivo por diversas razones
- Línea de costa
- Límite de información del Cubo Sísmico
- - - Cota 50 m
- Intrusión salina
- F a l l a Normal
- F a l l a Inversa
- ⊕ Pliegue Simétrico
- ⊕ Pliegue Asimétrico

| | |
|--|--|
| Pemex Exploración y Producción Activo Regional de Exploración Marina RM SO Coordinación de Playas Establecidas | |
| Departamento de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM | |
| Estilos Estructurales del Cretácico Superior | |
| Elabore: Ing. Enrique Trejo Vázquez | |
| Intervalo Configuración: 100 metros | |

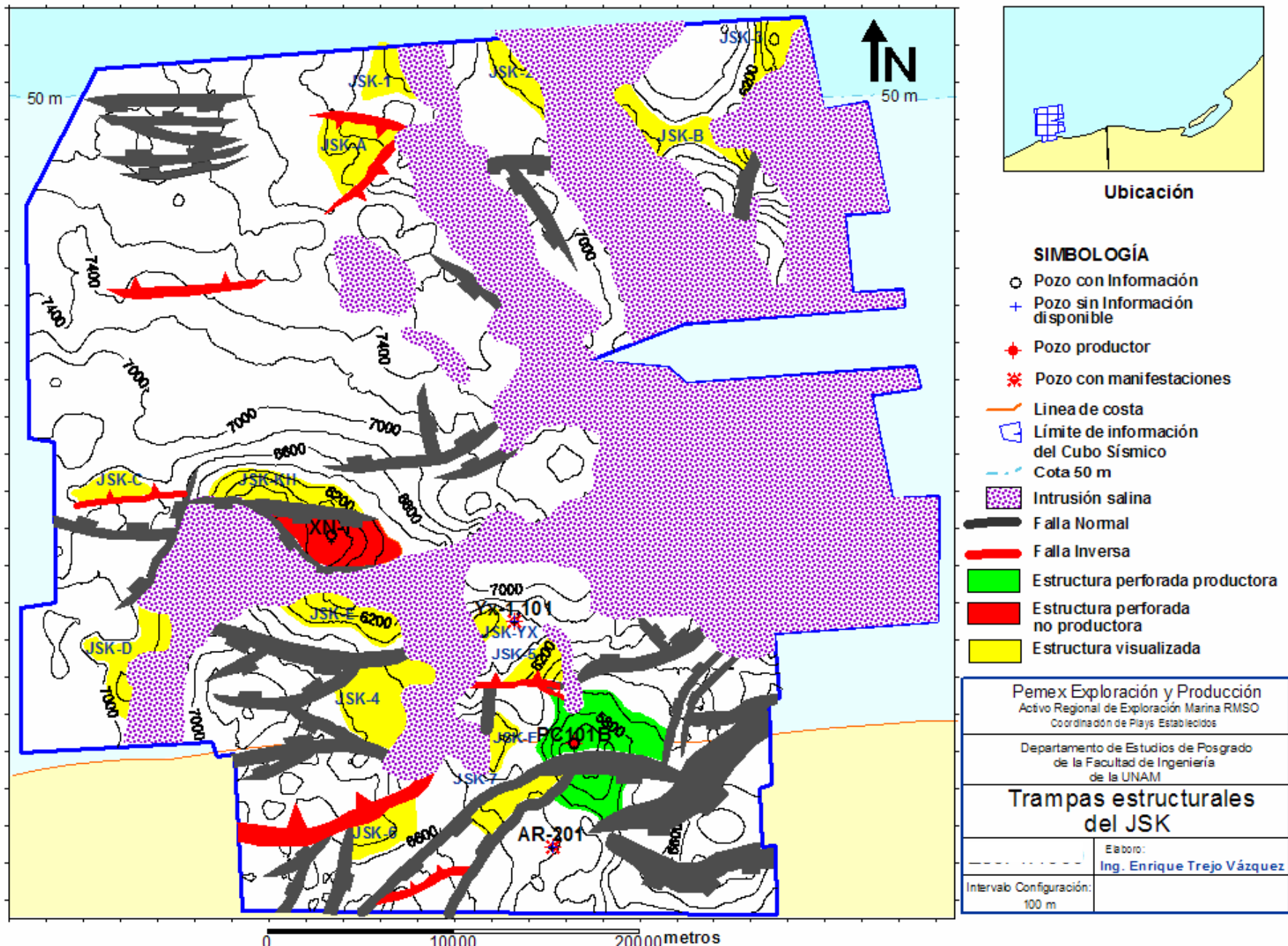
Anexo 12. Figura 4.22. Mapa de estilos estructurales del Cretácico Superior.



Anexo 13. Figura 4.22. Mapa de estilos estructurales del Kimmeridgiano.



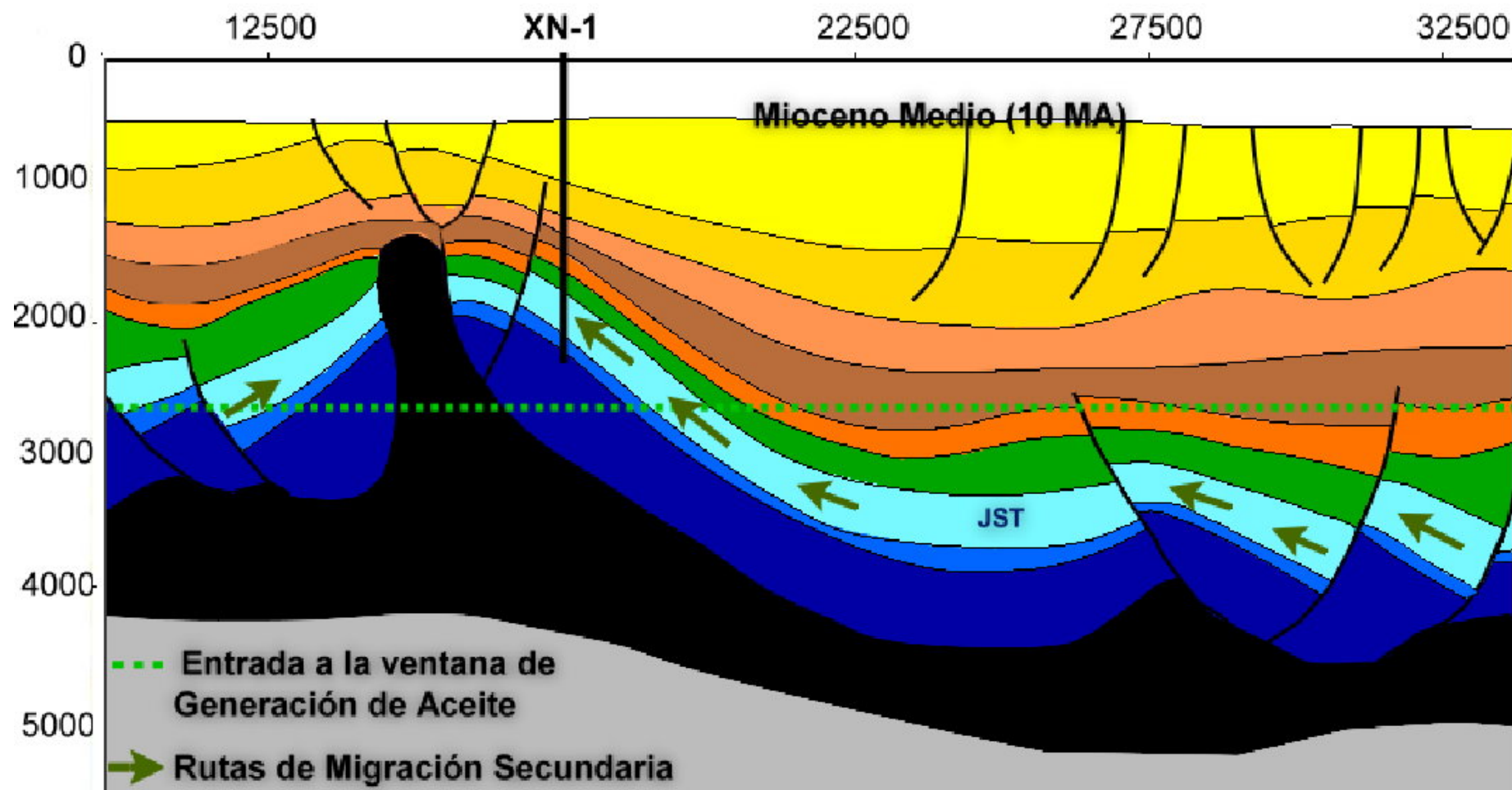
Anexo 14. Figura 5.1. Mapa de trampas del Cretácico Superior.



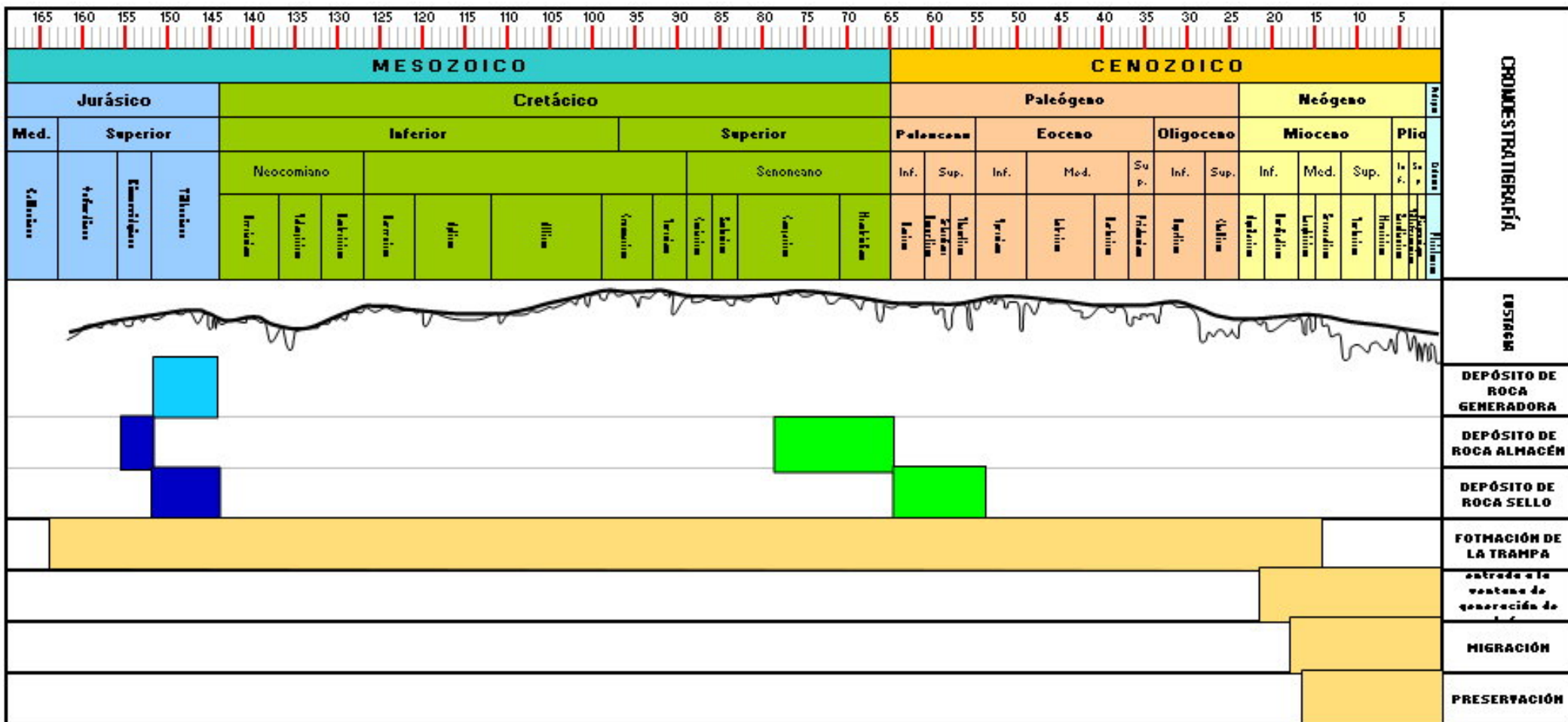
Anexo 15. Figura 5.2. Mapa de trampas del Kimmeridgiano.

| | | Continente | | | | Cuenca | | | | | | |
|--------------------|-------------|--------------|---|-------------------------------------|-----------------------------|--|---|---------------------------------------|---|---|---|-----------------------------------|
| | | Edad | Sedimentología | Paleobatimetría | Estratigrafía de secuencias | | Tectónica | | | | | |
| | | | | | (A-B)/C | Ambientes Asociados Tomado de Brown & Fisher (1979) | Esfuerzos | Marco Tectónico | Eventos | Evolución sal | Formación trampas | |
| CENOZOICO | Cuaternario | RCPLN | Alternancias de Arenas y lutitas | Ambiente Nerítico (sublitoral) | (C-On)/P | Talud, asociado con plataformas progradantes | Extensión | Orogenia Cascadiana (Viniestra, 1992) | Relleno de cuenca | | | |
| | | Plioceno | Alternancias de Arenas y lutitas | Ambiente litoral | (TP-C)/P | Plataforma | | | | | | |
| | Terciario | Mioceno Sup. | Alternancias de Arenas y lutitas | | | | | Compresión | Bloque de Chortis choca con el macizo de Chiapas produciendo compresión (Viniestra, 1992; Ángeles, 2003)) | Generación fallas terciarias | | Asociadas a fallas inversas |
| | | Mioceno Med. | Alternancia de arenas y lutitas, con emplazamiento de sal autóctona | Talud continental | (TP-On)/S, (TP-C)/Dv | Prodelta, talud asociado con plataformas arrecifales neríticas | Generación de las fallas inversas mesozoicas | | | Etapas Pasiva | | |
| | | Mioceno Inf. | | Talud continental | (TP-On)/S | Prodelta, talud asociado con plataformas arrecifales neríticas | | | | Finaliza desalojo sal terciaria | | |
| | | Oligoceno | Emplazamientos de sal y depósitos de sal autóctona | Batial | (C-On)/P | Abánico submarino | Colapsos en el Terciario Reactivación de algunas fallas normales mesozoicas | | | Cesa etapa activa de Formación de Diapiros | | |
| | | Eoceno | | | (TP-C)/D | Abánico submarino | | | | | | |
| | | Paleoceno | | Batial | (TP-On)/Ob | Talud, asociado con plataformas neríticas progradantes | Continúa movimiento de los bloques de piso hacia la cuenca | | | Etapas activa de Formación de Diapiros | | |
| | MESOZOICO | | Cretácico Sup. | Depósito de la Brecha | Litoral a Nerítico | (TP-On)/S | Prodelta y/o talud asociado con margen de plataformas arrecifales | Extensión | Etapas de tectónica de Prerifting, asociado con intensa actividad salina | | | Asociadas a sal y fallas normales |
| | | | J.S. Tihoniano | Depósito de las calizas arcillosas. | Batial | | | | | Desplazamiento y rotación de los bloques de piso en dirección a la cuenca | Etapas Reactiva de Formación de Diapiros y Almohadillas | |
| J.S. Kimmeridgiano | | | Depósito de Bancos Oolíticos | litoral-nerítico | | | | | | | | |
| J.S. Oxfordiano | | | Posibles depósitos de cuerpos de arenas | Litoral | (TP-On)/Ob | Prodelta, talud asociado con plataformas progradantes | Fin apertura del Golfo (Padilla, 2007; Bufler, 1985) | | | Inicia el movimiento de bloques a lo largo de las fracturas | | |
| J.M. Calloviano | | | Grandes depósitos de sal autóctona | | | | | | | Formación de Grabens y semigrabens | | |

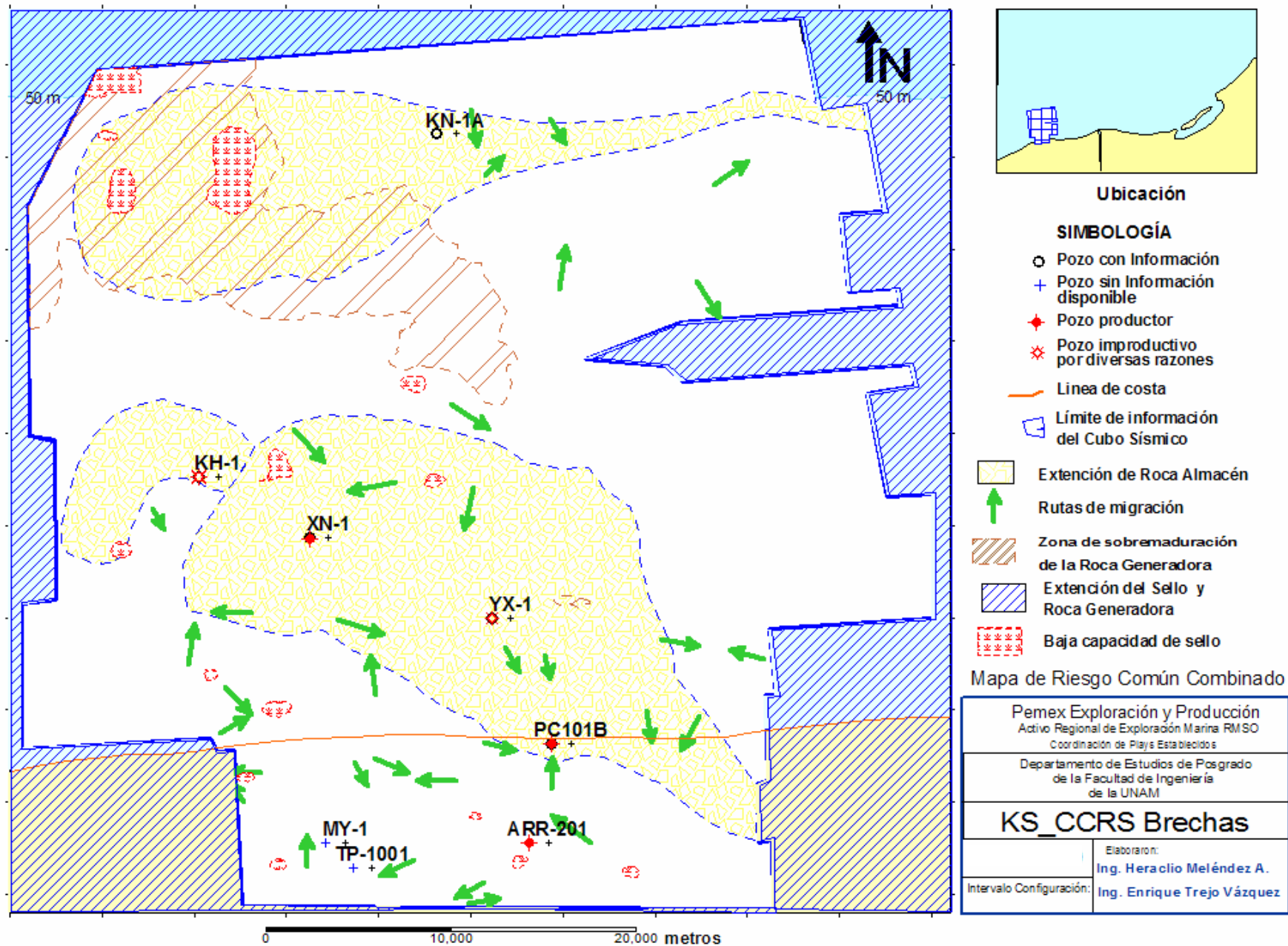
Anexo 16. Figura 5.12. Tabla de eventos tectonoestratigráfico.



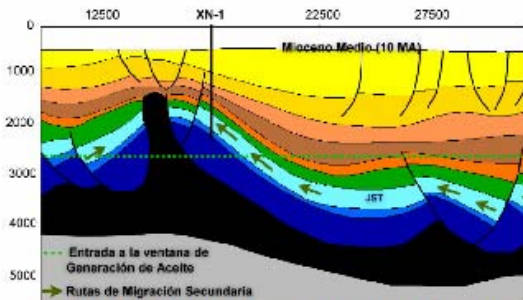
Anexo 17. Figura 5.13. Sección restaurada al Mioceno Inferior.



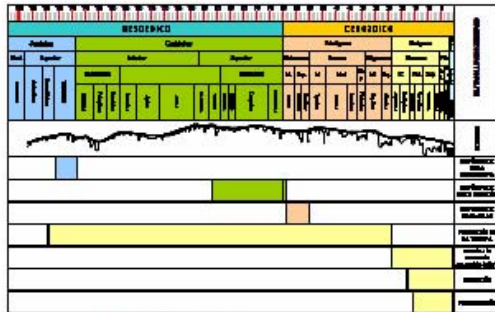
Anexo 18. Figura 5.14. Diagrama de eventos del Play.



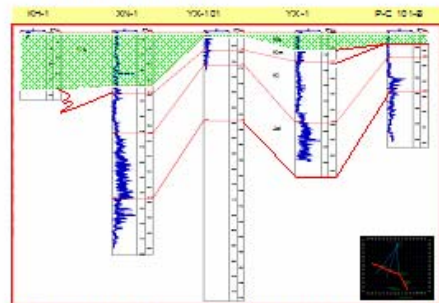
Anexo 19. Figura 5.16. Mapa de Riesgo Común Combinado del Cretácico Superior.



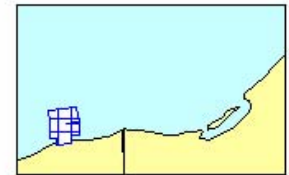
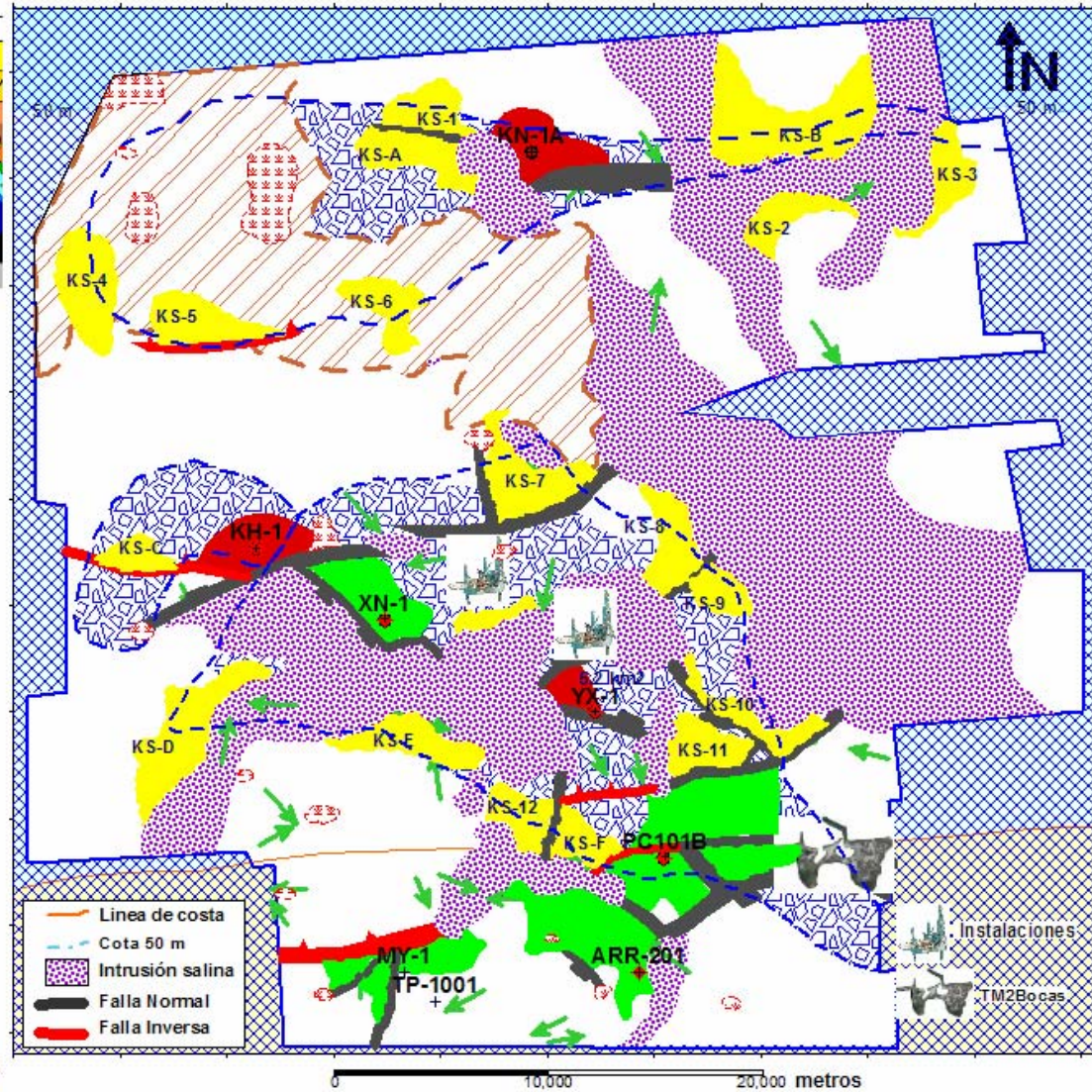
Sección retrodeformada al Mioceno Medio. Periodo de tiempo en el que el JST entró a la ventana de generación de aceite. Con las trampas ya formadas y listas para almacenar los hidrocarburos.



Eventos del sistema petrolero



Sección H' del área de Kuctup. Pozos KH-1, XN-1, YX-101, YX-1 PC-101B. Orientadas NW-SE. Incluye tres pozos productores.



Ubicación

SIMBOLOGÍA

- Pozo con Información
- + Pozo sin Información disponible
- ◆ Pozo productor
- ⊗ Pozo improductivo por diversas razones
- Límite de información del Cubo Sísmico
- Estructura perforada productora
- Estructura perforada no productora
- Estructura visualizada
- ▨ Extensión de Roca Almacén
- ▩ Límite de Sello y de la Roca Generadora
- ▧ Zona de sobremaduración de la Roca Generadora
- ⊞ Baja capacidad de sello
- Ruta de Migración Secundaria

Pemex Exploración y Producción
 Activo Regional de Exploración Matra RMSO
 Coordinación de Playas Establecidas

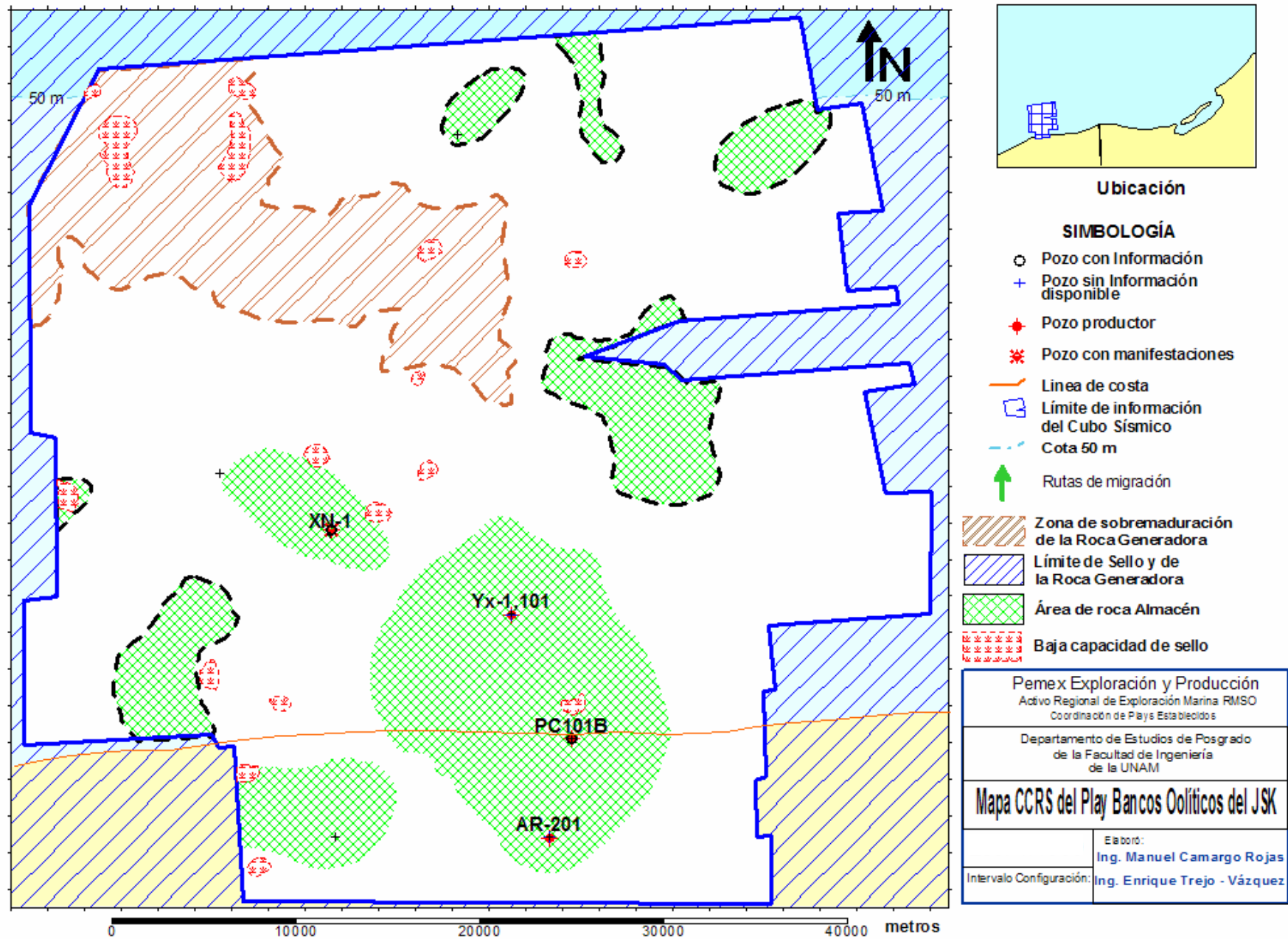
Departamento de Estudios de Posgrado
 de la Facultad de Ingeniería
 de la UNAM

Mapa Resumen del Play Brecha del Cretácico Superior

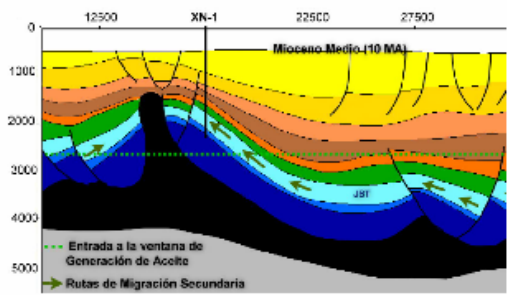
Elaboró:
 Ing. Enrique Trejo Vázquez
 Ing. Heracleo Meléndez Arriaga

Intervalo Configuración:
 200 metros

Anexo 20. Figura 5.17. Mapa resumen del Play Brecha del Cretácico Superior.



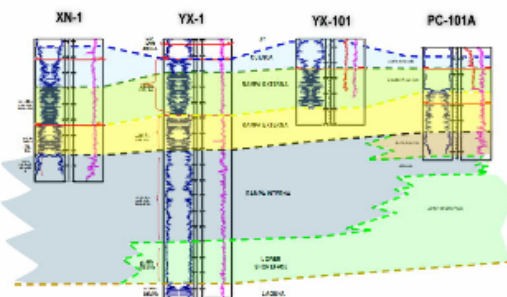
Anexo 21. Figura 5.26. Mapa de Riesgo Común Combinado del Kimmeridgiano.



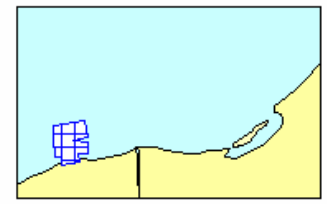
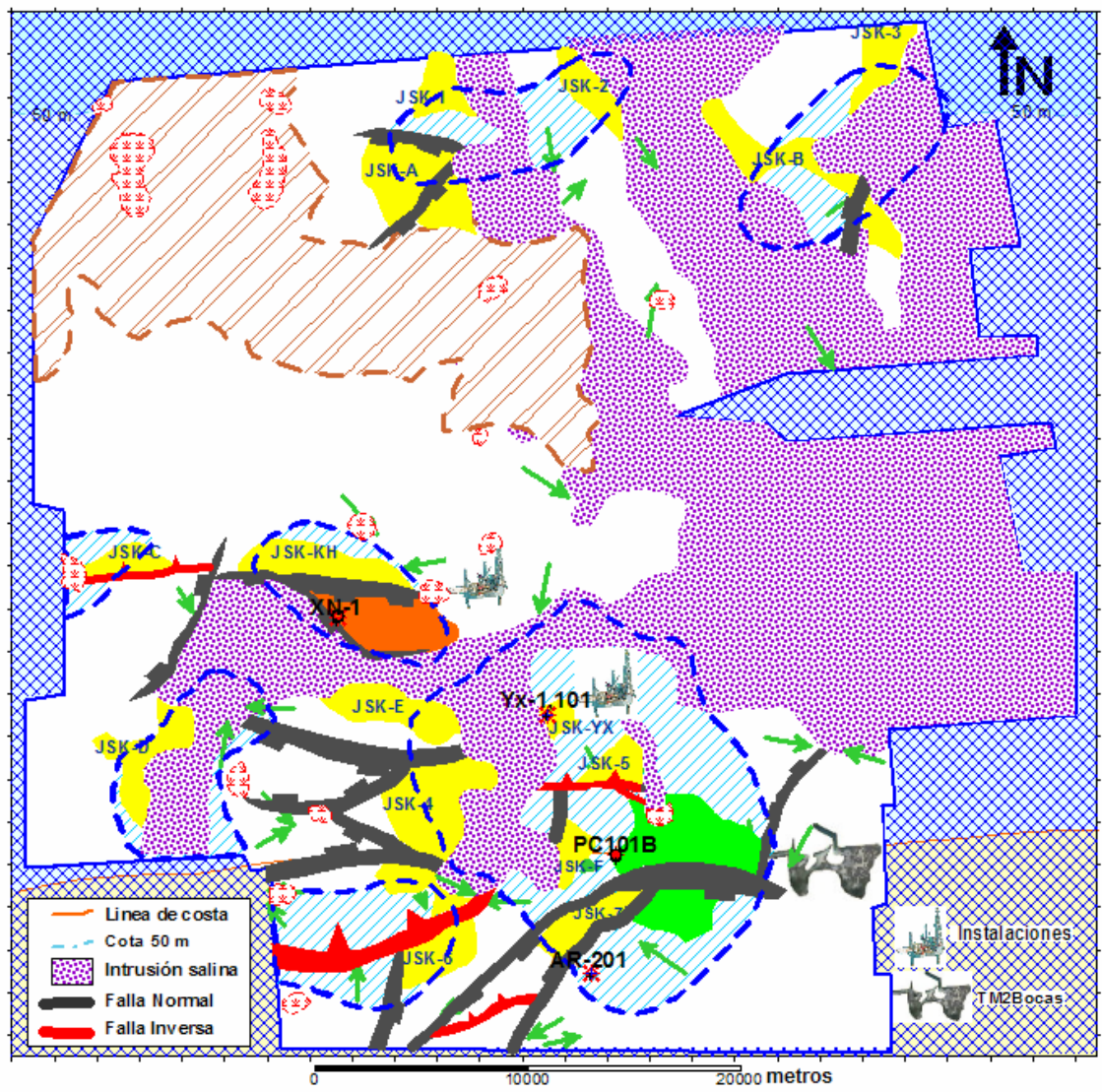
Sección retrodeformada al Mioceno Medio. Período de tiempo en el que el JST entró a la ventana de generación de aceite. Con las trampas y formadas y listas para almacenar los hidrocarburos.

| PERIÓDICO | | PERIÓDICO | |
|-----------|--------------|-----------|--------------|
| Formación | Subformación | Formación | Subformación |
| ... | ... | ... | ... |

Tabla de eventos cronológicos de los elementos del Play



Sección Estratigráfica mostrando los desarrollos de los bancos Oolíticos del Kimmeridgiano



Ubicación

SIMBOLOGÍA

- ⊙ Pozo con Información
- + Pozo sin Información disponible
- ◆ Pozo productor
- ⊛ Pozo improductivo por diversas razones
- ⬮ Límite de información del Cubo Sísmico
- Estructura perforada productora
- Estructura perforada no productora
- Estructura visualizada
- ▨ Extensión de Roca Almacén
- ▩ Límite de Sello y de la Roca Generadora
- ▨ Zona de sobremaduración de la Roca Generadora
- ➔ Ruta de Migración Secundaria

Pemex Exploración y Producción
 Activo Regional de Exploración Marina RMSO
 Coordinación de Play & Establecidos

Departamento de Estudios de Posgrado
 de la Facultad de Ingeniería
 de la UNAM

Mapa Resumen del Play Bancos Oolíticos del JSK

Elaboró:
 Ing. Enrique Trejo Vázquez
 Ing. Manuel Camargo Rojas

Intervalo Configuración:
 200 metros

Anexo 22. Figura 5.27. Mapa resumen del Play Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano.

Referencias Citadas

- Addy, S. K., Buffler, R.T. 1984. Seismic stratigraphy of the shelf and slope, northeastern Gulf of Mexico. AAPG Bulletin, **68**, 1782-1789.
- 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., Saxena, K. 2001. Evaluación de Yacimientos Carbonatados. Oilfield Review, 20-43.
- Allan, U. S. 1989. Model of Hydrocarbon Migration and Entrapment Within Faulted Structures. AAPG Bulletin, **73** No 7, 803-811.
- Angeles Aquino, F. A. 2003. Monografía Petrolera de la Zona Marina. Informe Interno de PEMEX, 23-40.
- Arreguín, M. A., Sánchez, R., Heredia Cervantes, E., Gheno Juarez. M. A., Salomón, M. L. 2006. Manual técnico de procedimientos para el análisis de trampa y sello. Pemex Exploración y Producción Subdirección de Estrategias de Exploración (Sector), 8-37.
- Baker, R.A. 1988. When is a prospec or *Play* played out? Jan Oil and Gas Journal, 77-80.
- Baker, R.A., Gehman, H. M., James, W. R., White, D. A. 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, 25-31.
- Bird, D. E., Burke, K., Hall, S. A., Casey, J. F. 2005. Gulf of México tectonic history: Hotspot tracks, crustal boundaries, and early salt distribution. AAPG Bulletin, **89**, No. 3, 311-328.
- Bouvier, J. D., C. H. Kaars-Sijpesteijn, D. F. Kluesner, C. C. Onyejekwe, and R. C. van der Pal, 1989, Three-dimensional seismic interpretation and fault sealing investigations, Nun River field, Nigeria: AAPG Bulletin, **73**, 1397-1414.
- Brown, A. R. 1999. Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data. AAPG Memoir 42. SEG investigations in Geophysics No. 9. 5th ed. 55-97.
- Brown, L. F., Fisher, W. L. 1979. Principles of Seismic Stratigraphic Interpretation: Interpretation of Depositional Systems and Lithofacies from Seismic Data. AAPG. 3-15.
- 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 at AAPG Annual Meeting. Denver
- <<http://www.searchanddiscovery.net/documents/brown/index.htm>> Accesado Febrero, 2008.
- Buffler, R. T., Sawyer, D. S. 1985. Distribution of Crust and early history, Gulf Of México Basin. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, **35**, 333-344.
- Buffler, R. T. 1984, Seismic stratigraphy and geologic history of the deep Gulf of Mexico basin and adjacent margins: Short course notes. Houston, Texas, 306.
- Buffler, R. T., Watkins, J. S., Worzel, J. L., Shaub, F. J. 1980. Structure and early geologic history of the deep central Gulf of Mexico. R. Pilger ed., Proceedings of a symposium on the origin of the Gulf of Mexico and the early opening of the central North Atlantic: Baton Rouge, Louisiana, 3-16.
- Bullard, E. C., Everett, J. E., Smith, A. G. 1965. The fit of the continents around the Atlantic; a symposium on continental *drift*. Trans. R. Soc. London A(258): 3-16.
- Busby, C.J., Ingersoll, R.V. 1995. Tectonics of sedimentary Basins. Edited by Busby and Ingersoll, Blackwell Science Publications. Chapter 1.
- Camargo Rojas, M. 2008. Evaluación de la Roca Almacén, del *Play* Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano y de la Roca Sello. Tesis de Maestría, División de Estudios de Postgrado, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, En preparación.
- Carfantan, J. 1986. Du système Cordillerain Nord-Americain au domaine Caraïbe. Etude géologique du Mexique meridional.: Ph.D. Thesis, Universite de Savoie, 558

- Castillo Zavala J. P., Tenorio Lavín, J. L., García Jaramillo, A., Ángeles Aquino, F. J., Durán González, F., Pliego Vidal, E., 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.
- Castillo Celestino, F. X. 1993. Informe Final del Pozo YX-1. Pemex, Subdirección de Exploración – Producción, Gerencia de Exploración, Región Marina, Subgerencia de Control Geológico de la Perforación Exploratoria, 1-16.
- Davis, G. H., Reynolds, S. J. 1996. Structural Geology of Rocks and Regions. John Wiley Ed. 357
- Dewan, J. T. 1983. Essentials of Modern Open Hole Interpretation. Penwell Books. Tulsa Ok, 6.
- Dowghty, P. T. Clay smear seal and fault sealing potential of an exhumed growth fault, Rio Grande *rift*, New Mexico. AAPG Bulletin **87**, No. 3 (March 2003), 427-444.
- Duval, B., Cramez, C., Jackson M. P. A. 1992. Raft Tectonics in the Kwanza Basin, Angola. Marine and Petroleum Geology. **9**, 372-404.
- Dutton, D., Trudgill, B., Sanderson, D. 2003. Controls on the Genesis, Evolution and Breaching of Relay Ramps: New Insights from Field Studies (Hurricane Fault, Southwest Utah) and 3-D Seismic Analyses (Offshore West Africa). Imperial College, London, United Kingdom AAPG Annual Convention. Salt Lake City, Utah.
- <http://www3.imperial.ac.uk/earthscienceandengineering/research/fractures/faulting/relayrampbreaching>. Accesado Marzo, 2008.
- Figueroa Vega F., Yamamoto, S. 1982. Techniques for prediction of subsidence. USGS, 89-115. <www.carmnl.wr.gov/rgws/Unesco/PDF-Chapters/Chapters5.pdf> Accesado Febrero, 2008.
- Fillon, H. R. 2005. A planetary view of Mesozoic Plate Tectonics in the Gulf of México. AAPG International Conference and Exhibition, Cancun 2004 Earth Studies Group. 1-5.
- 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. Pemex Exploración y Producción.
- García Esparza, J. 1999. Caracterización Geológica – Geofísica y Evaluación Económica del Play Frío del Oligoceno en la cuenca de Burgos. Tesis de Maestría, División de Estudios de Postgrado, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, 6-19.
- 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.
- García Molina, G. 1994. Structural evolution of SE México (Chiapas-Tabasco-Campeche) offshore and onshore: Rice University Ph. D. Dissertation, 161.
- Garduza Rueda. V. M. 1985. Informe Final del Pozo KH-1. Pemex, Coordinación Regional de Exploración Zona Marina, 1-21.
- Gheno J, M.A. 2003. Presentación de las Localizaciones Suuk-1, Tzutz-1 y Xikin-1. Informe Interno de Pemex, 1-35.
- Gomez-Cabrera, P. 2003. Stratigraphic and Structural Analysis of the Neogene Sediments of the Offshore Portion of the Salina del Istmo Basin, Southeastern Mexico. Dissertation Presented to the Faculty of the Graduate School of The University of Texas at Austin in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Doctor of Philosophy. The University of Texas at Austin, Chap 1, 2.
- Grando, G., McClay K. 2004. Structural evolution of the Frampton growth fold system, Atwater Valley-Southern Green Canyon area, deep water Gulf Of Mexico. Marine and Petroleum Geology **21**, Elsevier Ed. 2004, 889-910.
- Hall, S. H. 2002. The role of autochthonous salt inflation and deflation in the northern Gulf of Mexico., Marine and Petroleum Geology, **19**, 649-682.

- Hudec, M. R., Jackson M. P. A. 2004. Regional restoration across the Kwanza Basin, Angola: Salt tectonics triggered by repeated uplift of a metastable passive margin. AAPG Bulletin, **88**, no. 7, 971-990.
- Iturralde-Vinent, M. 2005. La Paleogeografía del Caribe y sus implicaciones para la biogeografía histórica. Revista del Jardín Botánico Nal. Museo Nacional de Historia Natural, Cuba, 49-76.
- Jolley, S. J., Barr, D., Walsh, J. J., Knipe, R. J. 2007. Structurally complex reservoirs: an introduction. Geological Society, London, Special Publications; **292**, 1-24.
- Lindsay, N. G., F. C. Murphy, J. J. Walsh, and J. Watterson, 1993, Out-crop studies of shale smears on fault surfaces: International Association of Sedimentologists, Special Publication **15**, 113-123.
- Lopez Céspedes, H. G. 2006. Análisis estructural del *Play* Paleoceno Wilcox, Área China-Barrilete, Nuevo León, México. Tesis de Maestría, División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, 71-90.
- Manspeizer, W. 1988. Triassic-Jurassic *rifting* and opening of the Atlantic: An overview. Elsevier Science Publisher Amsterdam, 933-956.
- McFarlan, E., Menes, L. S. 1991. Lower Crataceous, in A. Salvador ed., The Gulf of Mexico basin: The Geology of North America. Boulder, Colorado, **J**, 181-204.
- Magoon, L. B. 1987. The petroleum system - A classification scheme for research, resource assessment, and exploration. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bulletin, **71**, 2-14.
- Mejía Daut., O. 1983. Informe final del Pozo Kinil-1A. Pemex Gerencia de Exploración y Producción. Superintendencia de Exploración Zona Marina, 1-12.
- Meléndez Arriaga, H. 2008. 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. Tesis de Maestría, División de Estudios de Postgrado, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, En preparación.
- Medrano Morales, L. 2005. Mapa de Carbono Orgánico Total del Tithoniano, Reporte Interno. Coordinación de *Plays* en Áreas Frontera. Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Suroeste. Pemex Exploración y Producción.
- Metropolis, N., Ulam, S. 1949. The Monte Carlo Method. Journal of American Statistics Association **44**, 335-341.
- Murray, T., Little, I., Christie, G., Kleven, M. 2005. Fault Seal Pty. Ltd. <<http://www.faultseal.com/index.php?c=1>> Accesado Marzo, 2008.
- 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.
- Oviedo-Perez, A. E. 2007. *Play* Analysis: A Systematic Approach in Pemex Pemex. E&P <http://www.searchanddiscovery.net/documents/2007/07018annual_abs_lngbch/abstracts/lbOviedo.htm> Accesado Febrero, 2008.
- 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, 91.
- 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, NÚM. 1, 19-42.
- Padilla y Sánchez, R. J. 1996. Elementos de Geología Estructural. Subdirección de Programación y Evaluación Financiera de Exploración y Producción, Dirección Corporativa de Finanzas, Pemex y Facultad de Ingeniería, UNAM, 21-32.
- Pemex, ® 2003. Reservas de Hidrocarburos de México. <<http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=2&catid=2624&contentID=2633>> Accesado Enero, 2008.

- Pemex, Centro Nacional de Procesado Sísmico (CNPS). 1999. Informe final del procesamiento sísmico del estudio Kuche Tupilco. Informe Interno de la Coordinación de Estrategias de Exploración. Pemex Exploración Y Producción, 1-10.
- Pemex, Centro Nacional de Procesado Sísmico (CNPS). 2003. Informe final del procesamiento sísmico del estudio Puerto-Ceiba Transicional. Informe Interno de la Coordinación de Estrategias de Exploración. Pemex Exploración Y Producción, 3-15.
- Pemex, Centro Nacional de Procesado Sísmico (CNPS). 2004. Informe final del procesamiento sísmico del estudio Nich – Kinil OBC 3D. Informe Interno de la Coordinación de Estrategias de Exploración. Pemex Exploración Y Producción, 2-8.
- Pemex, Coordinación De *Plays* En Áreas Frontera (CPAF). 2006. Reporte de estudio *plays* Terciarios. Activo Regional De Exploración Marina Coordinación De *Plays* En Áreas Frontera, 12-45.
- Pemex Coordinación de *Plays* Establecidos (CPE). RMSO. PEP. 2007b. Escala de Probabilidad de Riesgo. Informe Interno de la Coordinación de *Plays* Establecidos(CPE) de la Región Marina Suroeste. Pemex Exploración Y Producción, 1.
- Pemex, Coordinación de *Plays* Establecidos (CPE). 2006. Informe Final del *Play* Cretácico Superior. Activo Regional de Exploración Marina, Región Marina Suroeste. Pemex Exploración y Producción, 1-45.
- Pemex, Coordinación de *Plays* Establecidos (CPE). 2006b. Análisis estructural del *Play* Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano. Activo Regional de Exploración Marina, Región Marina Suroeste. Pemex Exploración y Producción, 1 - 37.
- Pemex, Subdirección Técnica de Exploración (SECTER), 2007 <<http://142.63.2.2/html/principal.htm>> Accesado Marzo, 2008.
- Pindell, J., Kennan, L., Rosenfeld, J., Granath, J., Miranda, E., Patiño, J., Alvarado, A., Marino, A., Hernández, J., Espinosa, M., Ramírez, A., Maldonado, M., Marín, A., Alor, I., Pliego Vidal, E., Darío, R., Vera, A., Reyes, G., Hernández, J., Alzaga, H., Méndez, J., Jacobo, J., Hernández, L. 2002. Análisis Paleogeográfico Mesozoico-Cenozoico dinámica de cuencas en el Golfo de México profundo y márgenes: La relación entre evolución tectono - Sedimentaria y sistemas petroleros. Tectonic Analysis Inc., PEP. Informe interno de Pemex, 10-184.
- Pindell, J., Kennan, L. 2001. Kinematic evolution of the Gulf of Mexico and Caribbean. GCSSEPM Foundation 21st Conference, 193-220.
- www.tectonicanalysis.com/downloads/papercarib01.pdf Accesado Febrero, 2008.
- Rodríguez Santana, E. 1985. Apuntes de Geología del Petróleo. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. Departamento de Explotación del Petróleo. Facultad de Ingeniería. U.N.A.M. 101-138.
- Rowan, M. G., Ratliff, R. B., Trudgill, B.D., Barceló Duarte, J. 2001. Emplacement and evolution of the mahogany salt body, central Louisiana outer shelf, northern Gulf Of Mexico. AAPG Bulletin, **85**, No 6, 947-969.
- Rowan, M. G., Jackson, M.P.A., Trudgill, B. D. 1999. Salt-Related Fault Families and Fault welds in the Northern Gulf Of Mexico. AAPG Bulletin, **83**, No 9, 1454-1484.
- Rowan, M. G. 1996. Benefits and limitations of section restoration in areas of extensional salt tectonics: an example from offshore Louisiana, in P. G. Buchanan and D. A. Nieuwland eds., Modern developments in Structural Interpretation, Validation and Modelling: Geological Society Special Publication No. 99, 147-161.
- Rowan, M. G. 1993. A systematic technique for the sequential restoration of salt structures. Tectonophysics **228**, 331-348.
- Rowland, S.M., Deubendorfer, E. M., Schiefelbein, L. M. 1994. Structural Analysis y Synthesis. A laboratory Course in Structural Geology. 3rd Edition. 31, 136.
- Salvador, A. 1991. Origin and development of the Gulf of Mexico Basin., in A. Salvador ed. The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Geology of North America **J**, 389-444.

- Salvador, A. 1987. Late Triassic-Jurassic paleogeography and origin of the Gulf of Mexico. *AAPG Bulletin*, **71**, 419-451.
- Schultz-Ela, D. D. 1992. Restoration of cross-sections to constrain deformation processes of extensional terranes. *Marine and Petroleum Geology*, **9**, 372-388.
- Sedlock, R. L., Ortega-Gutierrez, F., Speed, R. C. 1993. Tectonostratigraphic terranes and tectonic evolution of Mexico. Geological Society of America, Special Paper 278.
- Service the Geological Science ®. 1999. Illustrated Dictionary of Earth Science. American Geological Institute y Their Licensors.
- Talbot, C. J. 1993. Spreading of salt structures in the Gulf Of Mexico. *Tectonophysics Elsevier Science Publisher*, **228**, 151-166.
- Tooby, K, 2006. Notas del Curso de *Plays* Fairway impartido por personal de la Cia. Fugro Robertson Limited a personal de Pemex Exploración y Producción. Subdirección de la Coordinación Técnica de Exploración. Pemex Exploración y Producción. Capítulo 2.
- Trejo Vázquez, E., Ramírez Suárez, G., Tenorio Lavín, J. L. 2006. Evaluación De Los Elementos Del Sistema Petrolero Para El Cretácico Superior En El Área De Estudio Kuche Tupilco. Simposium de *Plays* AMGP.
- Trejo Vázquez, E. 2005. Metodología empleada durante la generación del modelo de velocidades del proyecto Oeste de Yaabkan Terciario. Jornadas Técnicas de Geociencias, AMGE, 2-5.
- 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.
- Trudgill, B. D., Rowan, M. G., Carl Figuk, J., Wiemer, P., Gale, P. E., Korn, B. E., Phair, R. L. Gafford, W. T., Roberts, G. R., Dobbs, S. W. 1999. The Perdido Fold Belt, NorthWestern Deep Gulf Of Mexico Part 1: Structural Geometry, Evolution and Regional Implications. *AAPG Bulletin*, **83**, No. 1, 88-113.
- Vail, P. R., Mitchum, R. M., Thompson, S. 1977. Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, Part 3: Relative Changes of Sea Level from Coastal Onlap. Memory 26 AAPG, Seismic Applications to Hydrocarbon Exploration, 63-81.
- Vandeville, B. C., Jackson, M. P. A. 1992a. The rise of diapirs thin skinned extension. *Marine and Petroleum Geology*, **9**, 331-353.
- Vandeville, B. C., Jackson, M. P. A. 1992b. The fall of diapirs thin skinned extension. *Marine and Petroleum Geology*, **9**, 354-371.
- Vera T, J. A. 1994. Estratigrafía: Principios y Métodos. Ed. Rueda, 82.
- Viniegra Osorio, F. 1992. Geología Histórica de México. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. Facultad de Ingeniería UNAM, 91-175.
- Waples, D. W. 1980. Time and temperature in petroleum formation: application of Lopatin's method to petroleum exploration. *AAPG Bull.*, **64**, 8, 916-926.
- White, D. A. 1993. Geologic Risking Guide for Prospects and *Plays*. *AAPG Bulletin*, **12**, 2048-2061.
- 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, 87-93.
- White, D. A. 1988. Oil and Gas *Play* Maps in Exploration and Assessment. *AAPG Bull.* **72**, 944-949.
- Wilson, H. H. 1993. The age of salt in the Gulf of Mexico Basin. *Journal of Petroleum Geology*, **16**, 2, 125-152.
- Worrall, D. M., Snelson, S. 1989. Evolution of the northern Gulf of Mexico, with emphasis on Cenozoic growth faulting and the role of salt., in A. W. Bally, and A. R. Palmer, eds., The Geology of North America; An overview: Geological Society of America, **A**, 97-138.
- Yielding, G., Freeman, B., Needham, D.T. 1997. Quantitative Fault Seal Prediction. *AAPG Bulletin* **81**, No. 6, 897-917.

ANEXOS