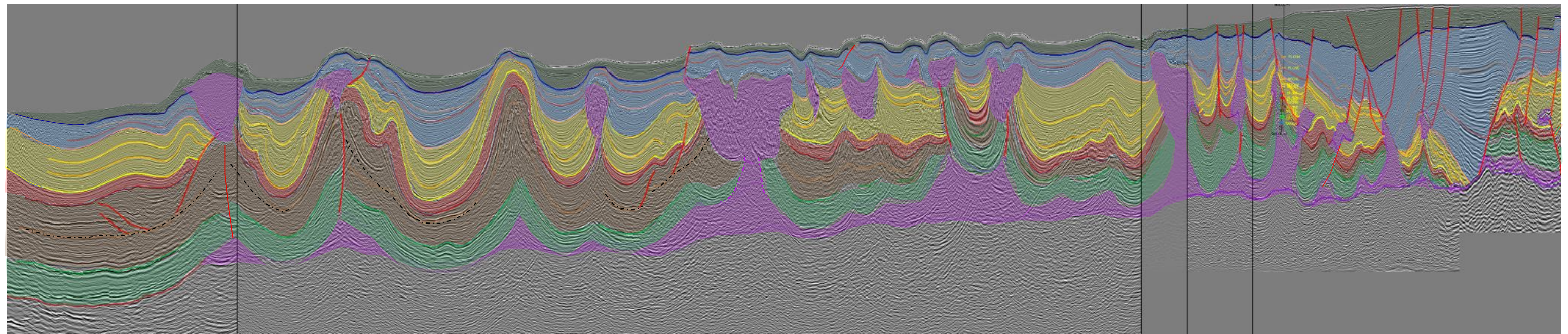


## CUENCA SALINA

## SÍNTESIS GEOLÓGICO PETROLERA







Temas	Página
<b>Introducción</b>	<b>3</b>
<b>Contexto geológico regional</b>	<b>4</b>
Provincias Geológicas	5
Mapa de cobertura sísmica 2D y 3D	6
Pozos Exploratorios y emanaciones de HC	7
<b>Marco Estratigráfico y sedimentológico</b>	<b>8</b>
Marco Estratigráfico AP- Sur	9
Sedimentología del Jurásico	10
Sedimentología del Cretácico	11
Sedimentología del Paleoceno	12
Sedimentología Eoceno	13
Sedimentología Oligoceno	14
Sedimentología Mioceno	15
Sello Regional (1)	16
Sello Regional (2)	17
<b>Marco Tectónico - Estructural</b>	<b>18</b>
Marco Tectónico – Estructural (1)	19
Marco Tectónico - Estructural (2)	20
Marco Tectónico - Estructural (3)	21
Estilos estructurales	22
Tipología de las trampas asociadas a la sal	23
Localización de secciones sísmicas	24
Secciones sísmicas regionales (1)	25
Secciones sísmicas regionales (2)	26
Secciones sísmicas regionales (3)	27
Secciones sísmicas regionales (4)	28
Secciones sísmicas regionales (5)	29
Secciones sísmicas regionales (6)	30

Temas	Página
<b>Marco Tectónico - Estructural</b>	<b>18</b>
Mapas Estructurales (1)	31
Mapas Estructurales (2)	32
Mapas Estructurales (3)	33
<b>Sistemas Petroleros</b>	<b>34</b>
Rocas Generadoras – Tipo, Riqueza orgánica	35
Rocas Generadoras – Potencial Inicial	36
Modelo Geológico	37
Modelo de Migración y carga	38
Diagrama de sincronía	39
<b>Delimitación de Plays</b>	<b>40</b>
Delimitación de los <i>plays</i>	41
Delimitación de los <i>plays</i> – Oxfordiano y Kimmeridgiano	42
Delimitación de <i>plays</i> – Cretácico	43
Delimitación de <i>plays</i> – Eoceno	44
Delimitación de <i>plays</i> – Oligoceno	45
Delimitación de <i>plays</i> - Mioceno	46
<b>Bibliografía</b>	<b>47</b>



El Artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, establece que la Comisión Nacional de Hidrocarburos ejercerá sus funciones procurando que los proyectos se realicen con arreglo a las siguientes bases:

- Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.
- Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables, de pozos, campos y yacimientos abandonados, en proceso de abandono y en explotación.
- La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos.
- La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.
- Asegurar que los procesos administrativos a su cargo, respecto de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, se realicen con apego a los principios de transparencia, honradez, certeza, legalidad, objetividad, imparcialidad, eficacia y eficiencia.
- Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país.
- Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

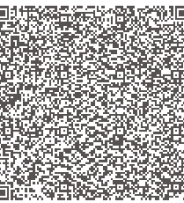
En el marco de las próximas rondas de licitación de áreas para exploración de hidrocarburos y, en el ejercicio de las funciones antes señaladas, esta Comisión Nacional de Hidrocarburos elaboró el presente documento, como marco general de referencia, en el que se presenta una Síntesis Geológico Petrolera de la provincia geológica de la Cuenca Salina del Istmo, en su porción localizada en Aguas Profundas en el Golfo de México.

**Cuenca Salina:** Se caracteriza por presentar diferentes estilos de deformación relacionados con eventos tectónicos compresivos y tectónica salina, cuyos efectos se imprimen en la secuencia sedimentaria como un tren estructural en dirección sur-sureste a norte-noroeste, desarrollado desde el Paleógeno hasta el Mioceno principalmente. El estilo estructural refleja una fuerte influencia de intrusiones de masas salinas que originaron el desarrollo de una serie de estructuras en forma de anticlinales amplios nucleados por sal, bloques fallados con ángulos de buzamiento alto, así como bloques expulsados y canopies salinos extrusionados hasta niveles subsuperficiales susceptibles de afectar, en algunos casos, la topografía del fondo marino.

En esta área, se han identificado y documentado 9 plays con recursos prospectivos. En el Cenozoico se trata de las arenas turbidíticas del Plioceno-Pleistoceno y Mioceno. En el Paleógeno se incluyen las arenas turbidíticas del Oligoceno y del Eoceno-Paleoceno. En el Mesozoico se identifican los plays conocidos como Cretácico Superior Brecha, Cretácico Fracturado y Jurásico Superior.

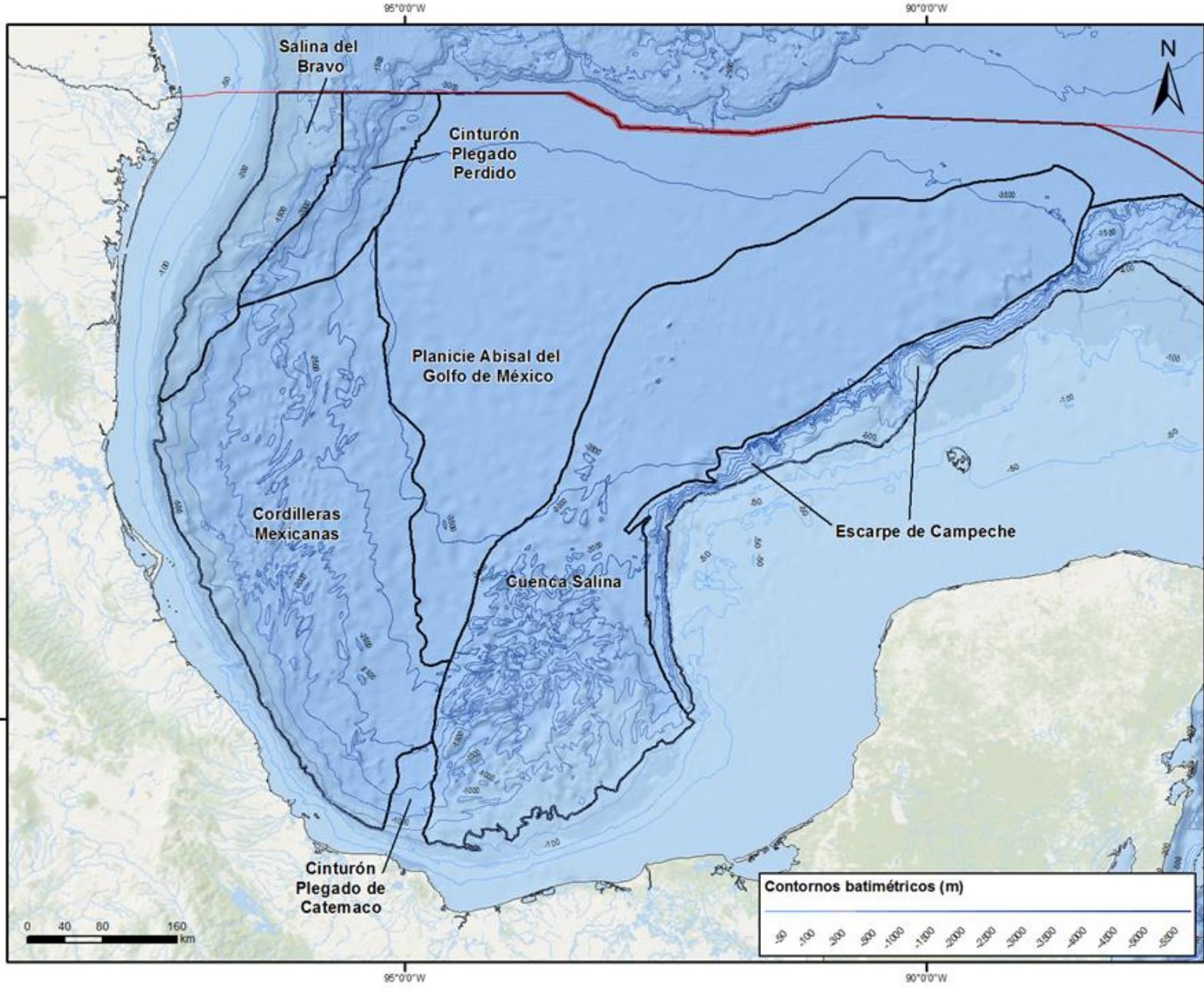
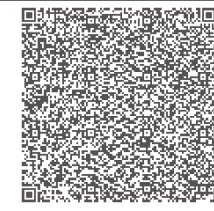
Se abordan en este documento, textos, mapas, secciones y gráficas que pretenden ser elementos temáticos para informar, a título general e indicativo, sobre las características de la Cuenca Salina del Istmo en la porción situada al Sur del Golfo de México, en Aguas Profundas.

- El contexto geológico regional.
- El marco estratigráfico, del Jurásico al Plioceno, una descripción de los aspectos sedimentológicos y distribución de facies de las secuencias sedimentarias de interés petrolero.
- El marco estructural, capítulo en donde se describen los procesos de deformación de la secuencia sedimentaria y la tipología de trampas petroleras resultantes.
- Los sistemas petroleros, que definen los elementos y los procesos de generación, migración y entrapamiento de hidrocarburos.



# Contexto Geológico Regional



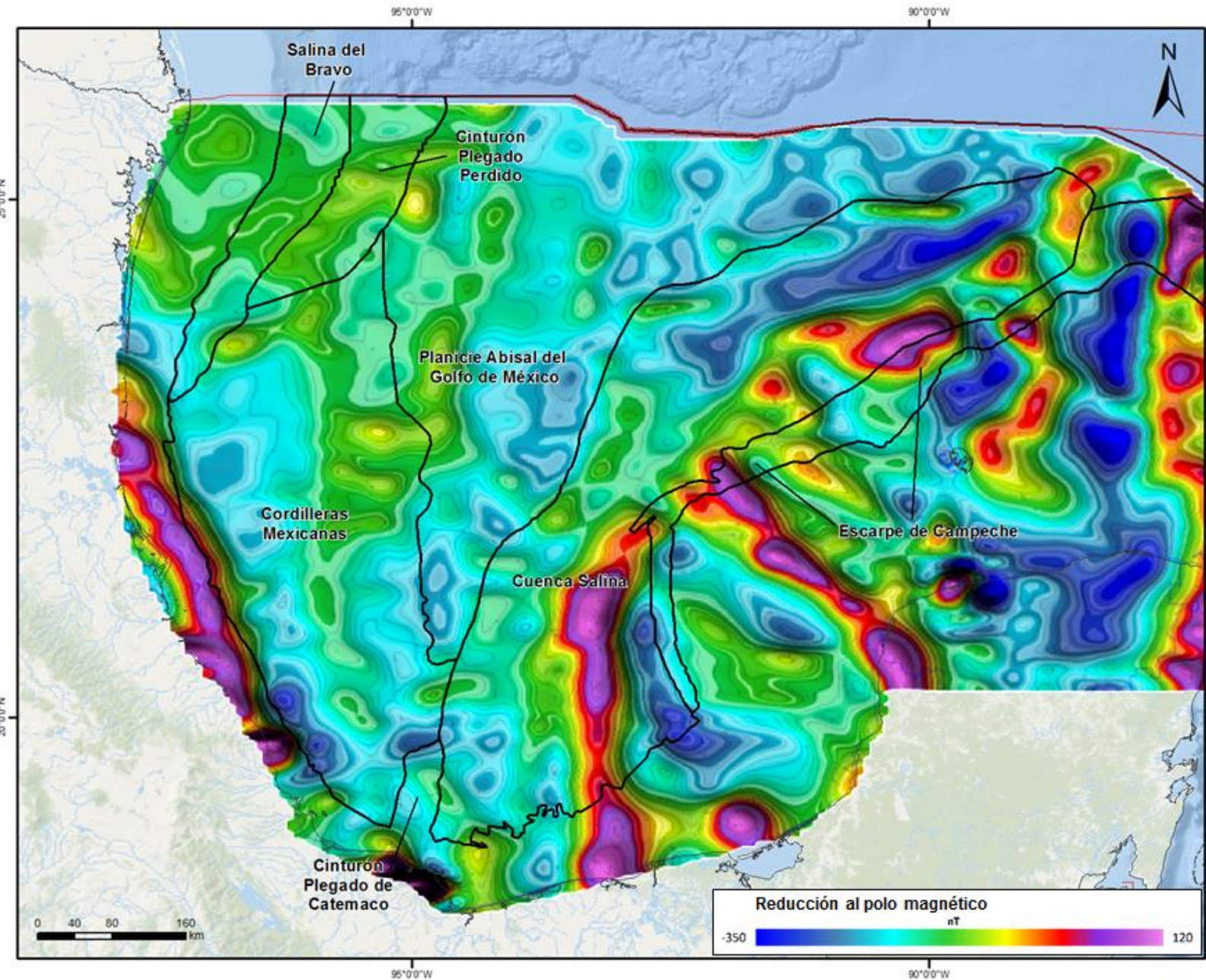


**Mapa de provincias geológicas**

El área de aguas profundas en el Golfo de México se extiende desde la isobata de 500 m hasta 1,500 m de profundidad en mar abierto. El término aguas ultraprofundas se refiere a profundidades mayores de 1,500 m. En el Golfo de México se registran profundidades hasta más de 3,500 m.

Las provincias geológicas de Aguas Profundas en el Golfo de México son:

**Provincia Salina del Bravo - Cinturón Plegado Perdido - Cordilleras Mexicanas - Cinturón Plegado de Catemaco - Cuenca Salina - Escarpe de Campeche.**

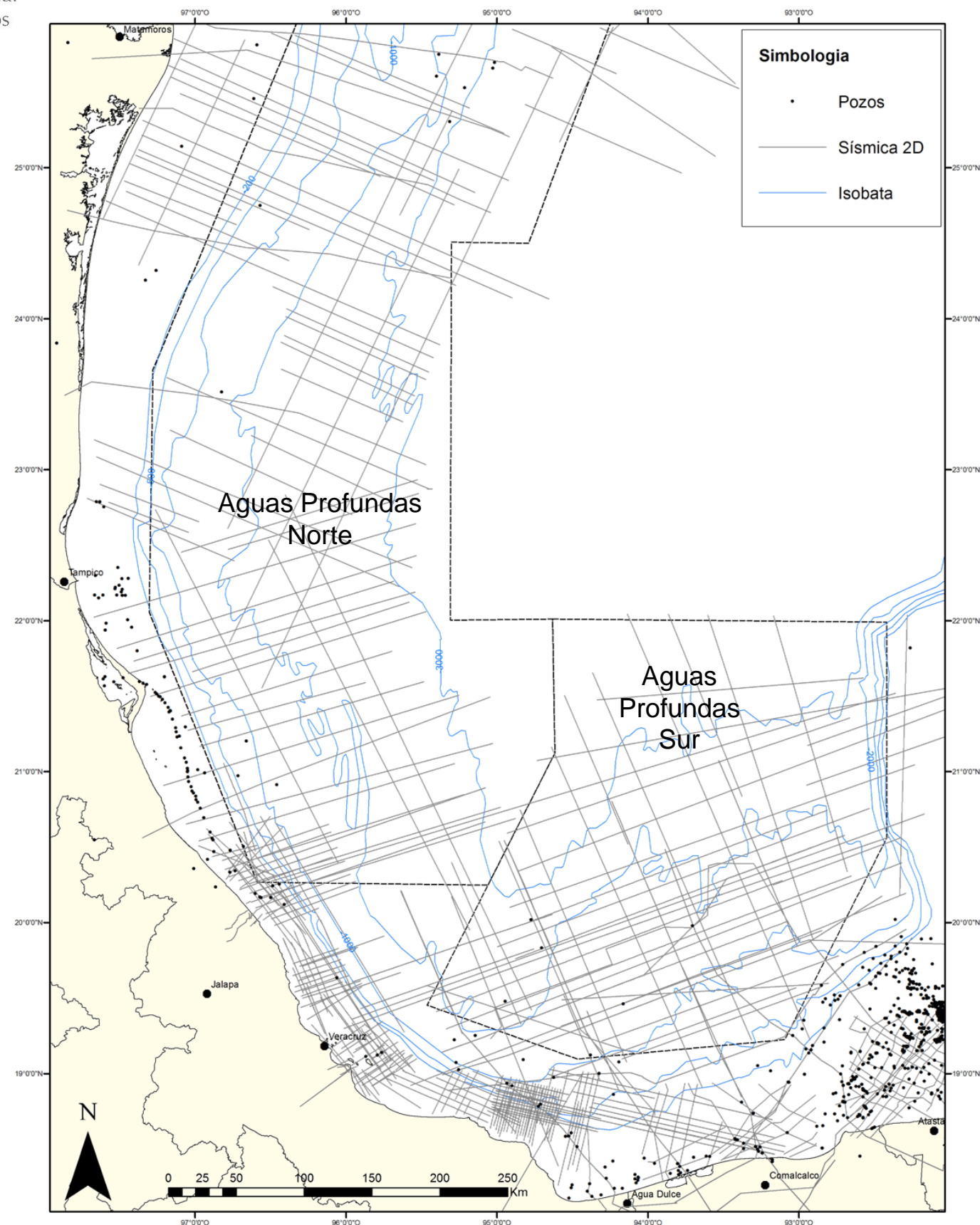
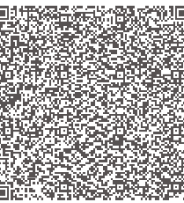


**Mapa de reducción al polo magnético**

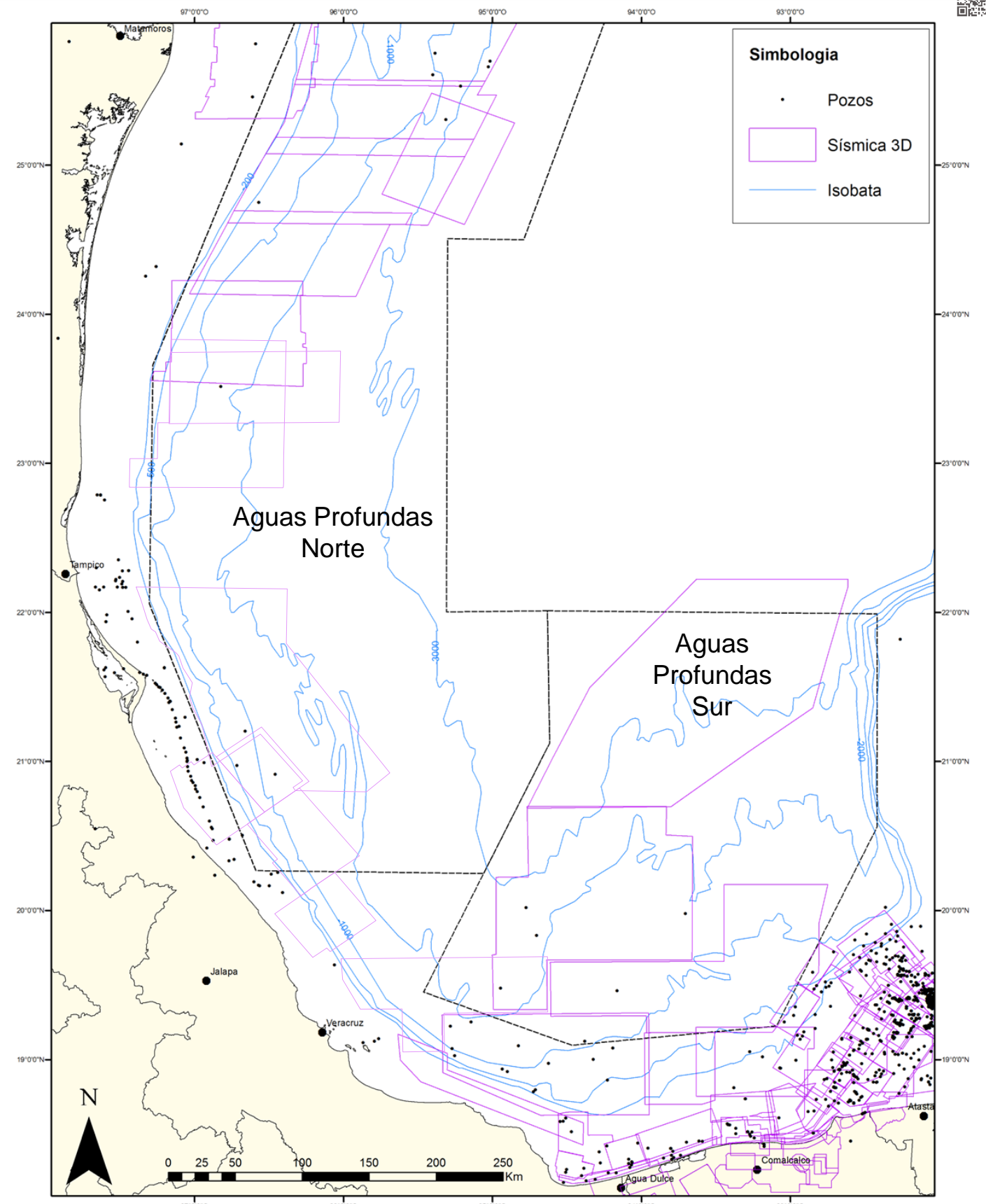
Mapa de reducción al polo del Golfo de México, relacionando la posición de las anomalías magnéticas con la posición directa en subsuelo de elementos morfológicamente positivos del basamento.



# Aguas Profundas - contexto regional – mapa de cobertura sísmica 2D y 3D

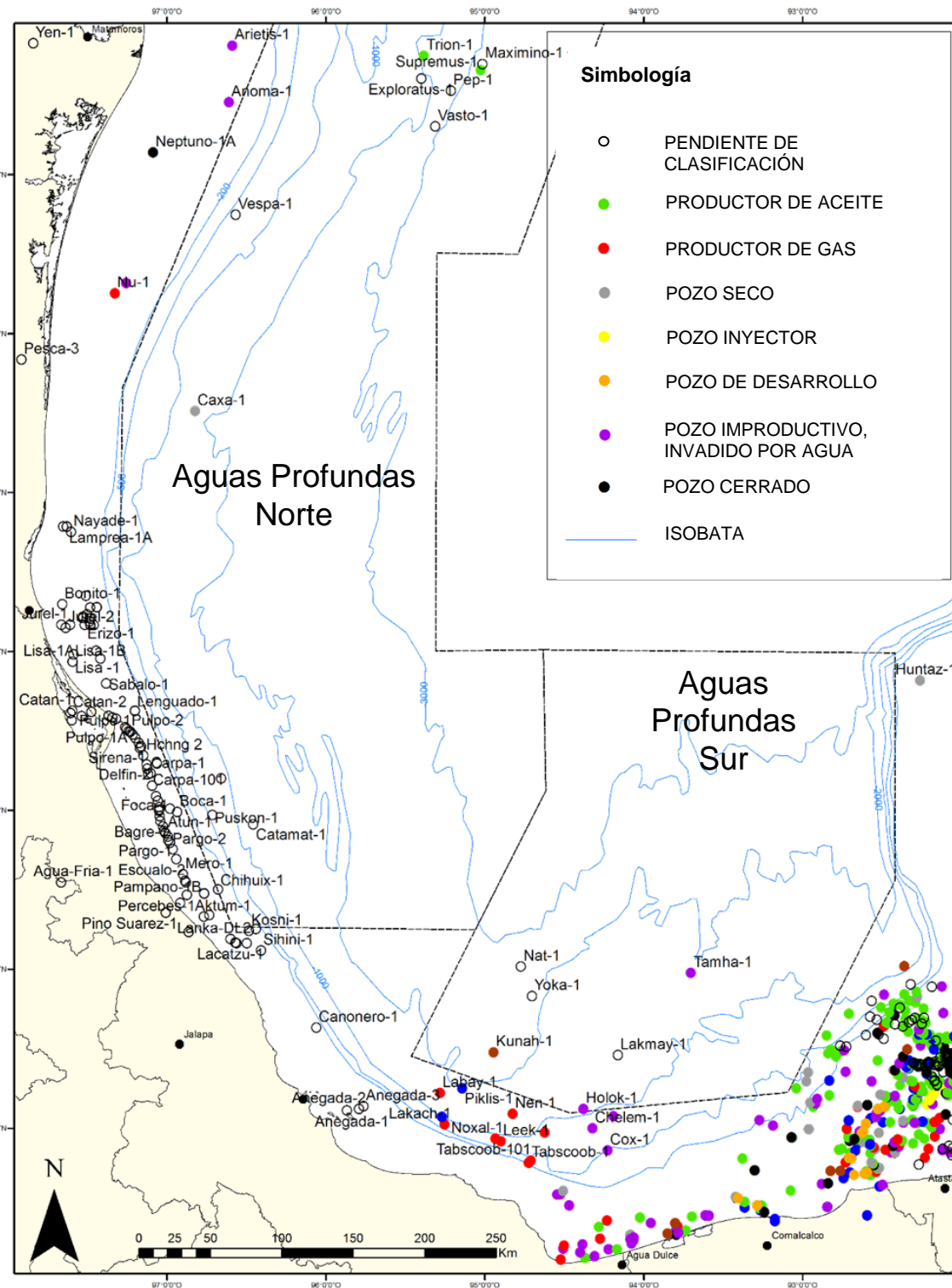
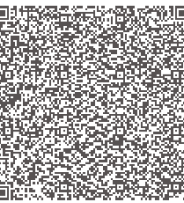


**cobertura sísmica 2D**

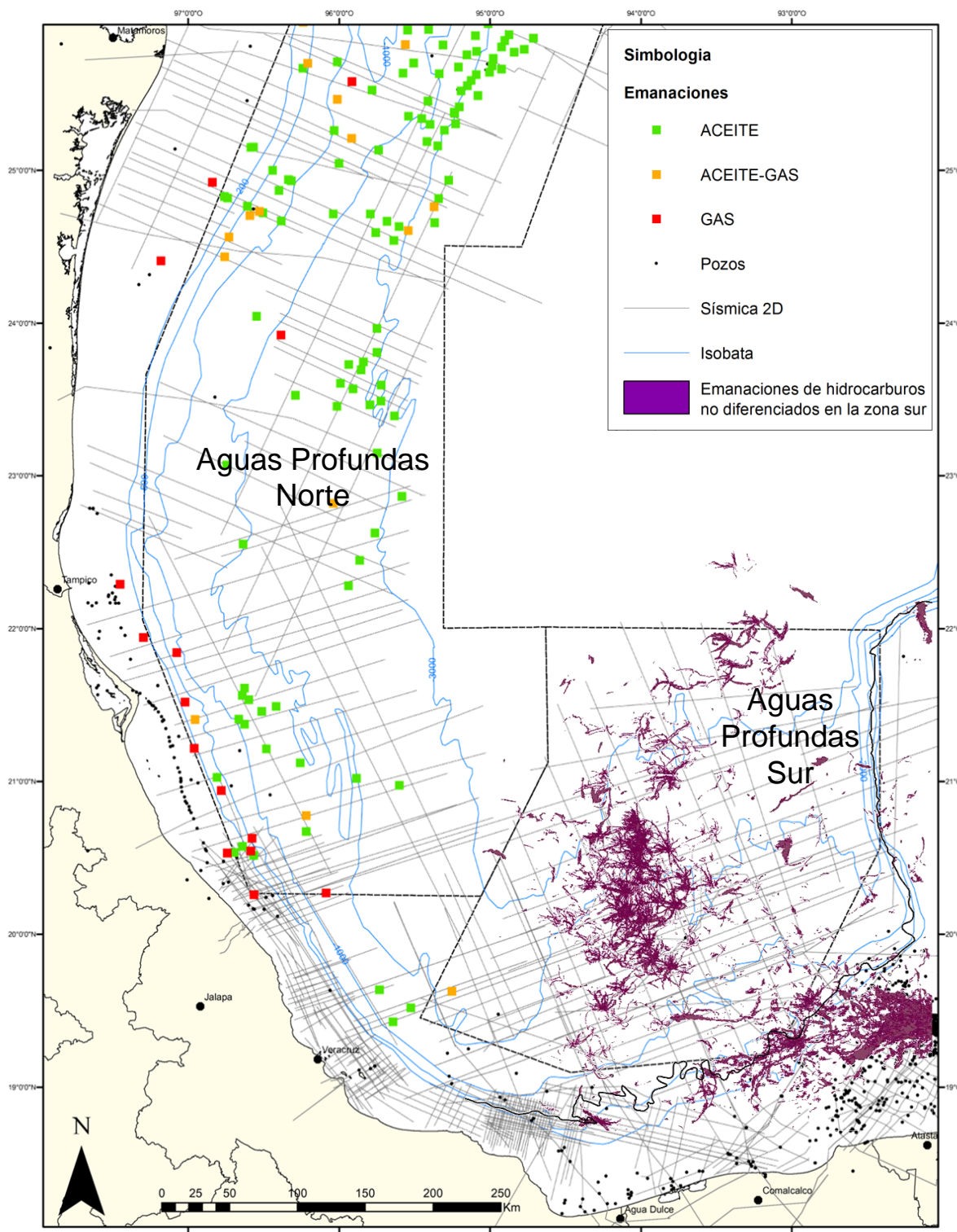


**cobertura sísmica 3D**





**Pozos exploratorios del Golfo de México**



**Emanaciones de hidrocarburos en el fondo marino y en la superficie del Golfo de México**

## Descubrimientos

Los recientes descubrimientos en el Cinturón Plegado Perdido confirman el potencial petrolero en el Terciario de la Región Marina Norte. Existen almacenes de buena calidad y recursos en sitio que resultan prometedores, tanto en los pozos Trion-1 y Supremus-1 como en los campos ya conocidos al Norte de la frontera (e.g. Trident-1), lo que prueba la existencia de sistemas petroleros activos con recursos en sitio significativos en la porción de cuenca.

Por otro lado, otros nuevos descubrimientos como el pozo Vespa-1 que presenta acumulaciones en las arenas del Mioceno, comprueba la existencia de otro sistema petrolero activo en el talud en la zona de mini-cuencas.

Se comprueba entonces la existencia de sistemas petroleros activos con recursos en sitio significativos sobre un tren de estructuras que se prolongan desde el Cañón de Alaminos en los Estados Unidos hasta el territorio Mexicano.

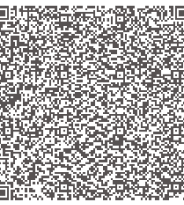
Por otro lado, los descubrimientos mas antiguos como los pozos Tamil-1 y Nab-1, ubicados en la parte oriental de la cuenca salina del Istmo, prueban la existencia de crudo extra pesado en el Cretácico.

## Emanaciones

Existen emanaciones de aceite y gas en el fondo marino, mostrando sistemas petroleros en funcionamiento en toda el área.

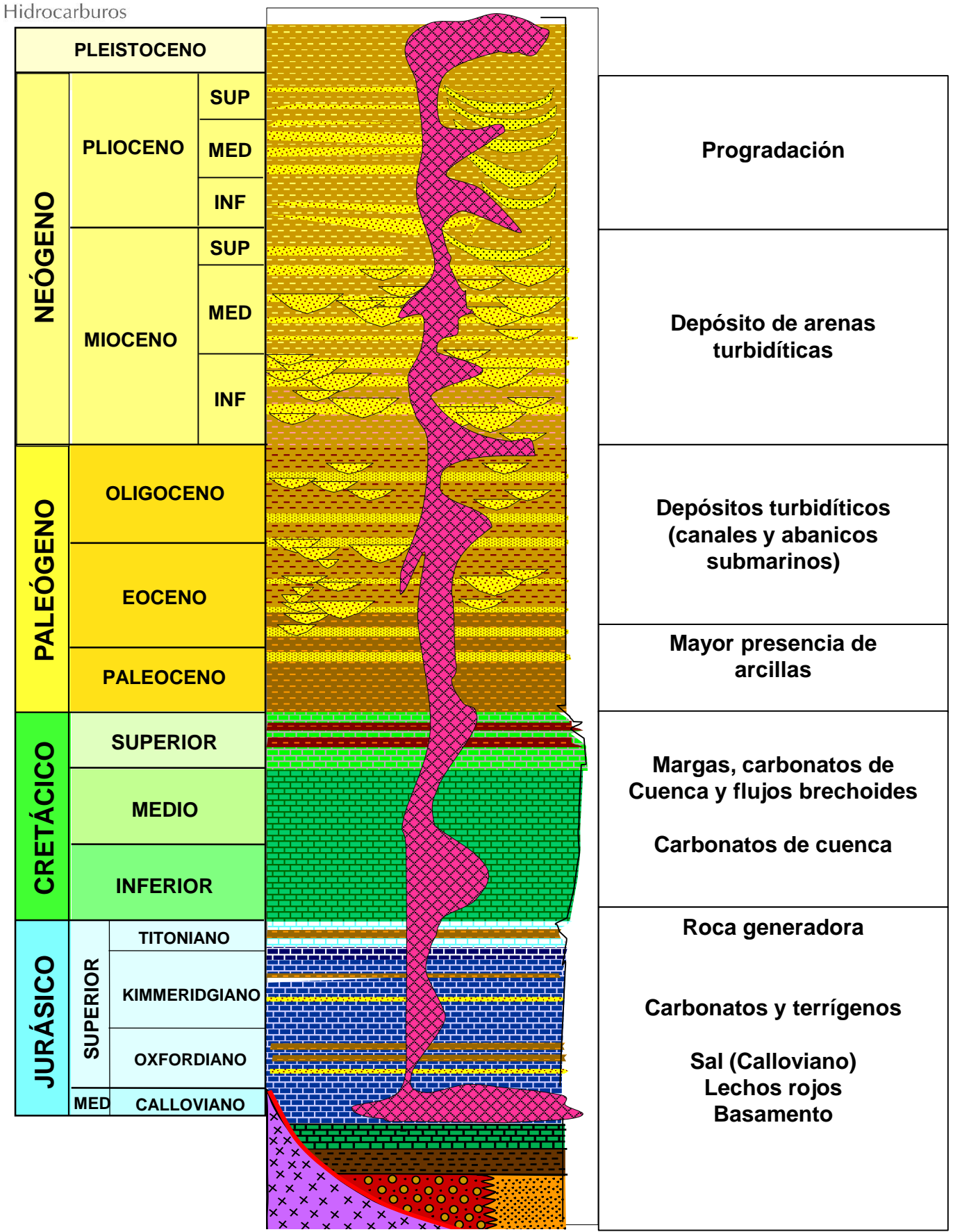
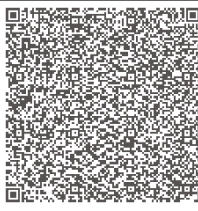
Estas emanaciones se concentran principalmente: en la Sector Occidental en el Cinturón Plegado Perdido, frente del Cinturón Subsalsino, zona de mini-cuencas en relación con diapirismo salino y en el frente distal del sistema compresivo con despegue en arcillas del Eoceno.

En La Sector Sur se concentran en la parte central de la zona, en la cuenca salina del Istmo, relacionado con la tectónica salina.



# **Marco Estratigráfico y Sedimentológico**





**Neógeno:** Los terrígenos rellenaron la cuenca y están representados principalmente por intercalaciones de areniscas principalmente turbidíticas y lutitas. No existen evidencias contundentes acerca de erosiones importantes en esta área.

**Paleógeno:** Al inicio del Cenozoico, el cambio de régimen tectónico de la cuenca, de margen pasiva a cuenca *foreland* origina un cambio notable en la sedimentación representado por el contraste litológico entre los carbonatos del Cretácico y la potente columna de terrígenos del Terciario.

**Cretácico:** El desarrollo de una margen pasiva durante el Cretácico se encuentra representado por carbonatos de cuenca en la mayor parte del sector y de talud y pie de talud en la parte oriental, con pedernal e intercalaciones de horizontes de calizas arcillosas bentónicas. Para finales del Cretácico se registra una caída del nivel del mar lo que propició el depósito de escombros y flujos turbidíticos en el talud continental en el margen oriental, actualmente representados por dolomías, calizas arcillosas y brechas dolomitizadas.

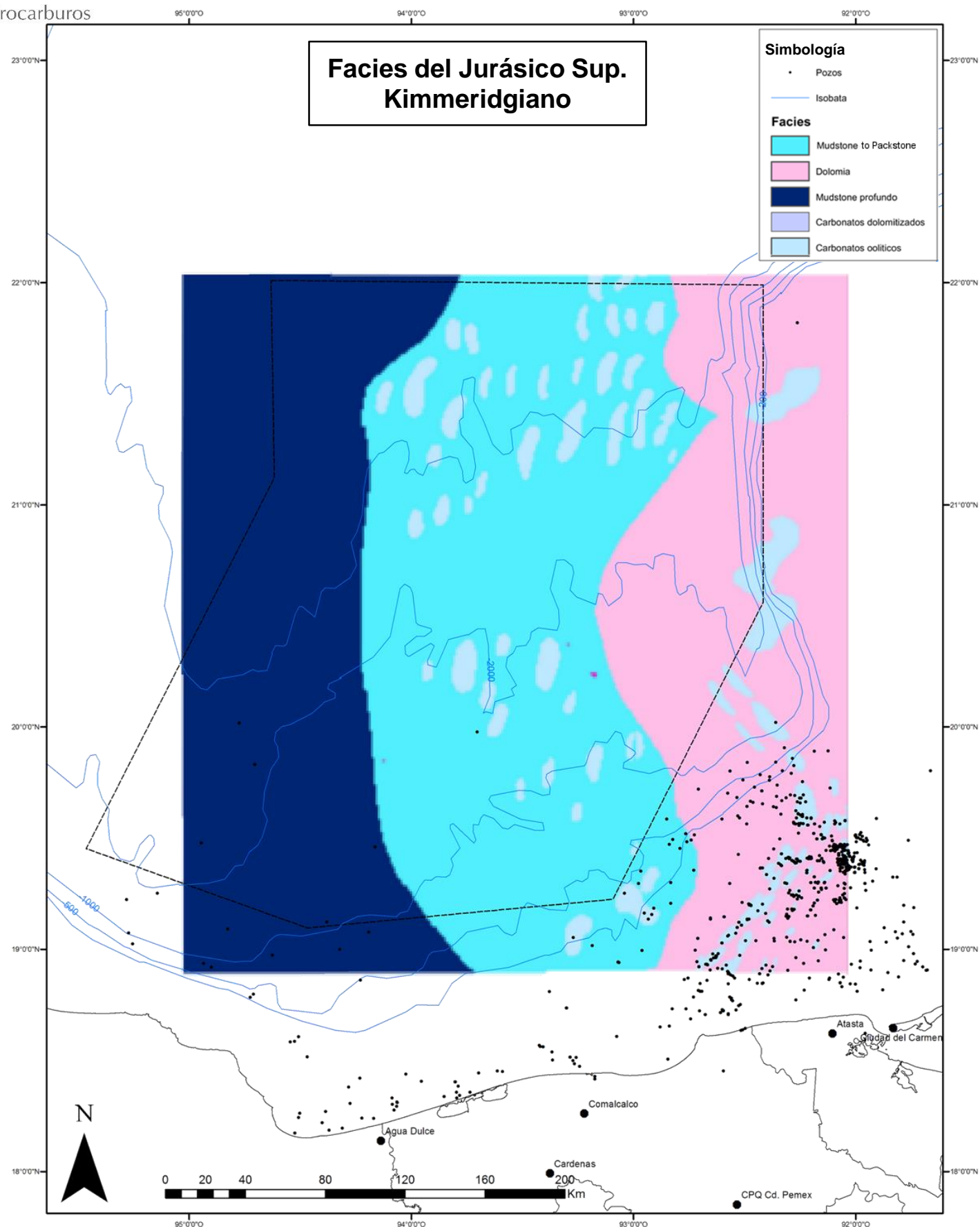
**Titoniano:** Durante el Tithoniano, ocurrió la máxima transgresión marina, relacionada con los eventos anóxicos del Jurásico Superior registrado mundialmente. Se depositan una mezcla de terrígenos finos y carbonatos laminados y sin bioturbación, muy ricos en materia orgánica.

**Kimmeridgiano:** Las condiciones marinas continuaron avanzando en el Kimmeridgiano. Estos depósitos están representados por importantes espesores de rocas carbonatadas y terrígenas que en algunos lugares de la cuenca, gradúan a carbonatos de bancos oolíticos parcialmente dolomitizados.

**Oxfordiano:** Los sedimentos consisten de clásticos marinos someros, evaporitas y carbonatos ricos en materia orgánica cuya distribución no ha sido precisada.

**Cima del Jurásico Medio:** Está caracterizado por el depósito de sal asociado a la apertura del Golfo de México. Durante el Calloviano y al inicio del Oxfordiano, las condiciones marinas se extendieron paulatinamente a través de la cuenca.

**Paleozoico:** Esta secuencia representa el “Basamento económico” constituido por rocas sedimentarias continentales (lechos rojos) del Paleozoico Medio y de un basamento más antiguo cristalino y metamórfico similar al reportado en Chiapas.



**Jurásico Medio**

Está caracterizado principalmente por el depósito de sal asociada a la apertura del Golfo de México. Durante el Calloviano y al inicio del Oxfordiano, las condiciones marinas se extendieron paulatinamente a través de la cuenca.

**Jurásico Superior**

Consiste en un periodo de transgresión marina desde el Oxfordiano hasta el Tithoniano.

**El Oxfordiano** esta representado por un ambiente de llanura costera con tributarios fluviales y desarrollo de dunas en su parte oriental, pasando a ambientes de llanura interna y media hacia el oeste, durante el Oxfordiano inferior. El Oxfordiano superior esta representado por un ambiente de rampa media-externa con desarrollo de bancos de oolitas formando bandas.

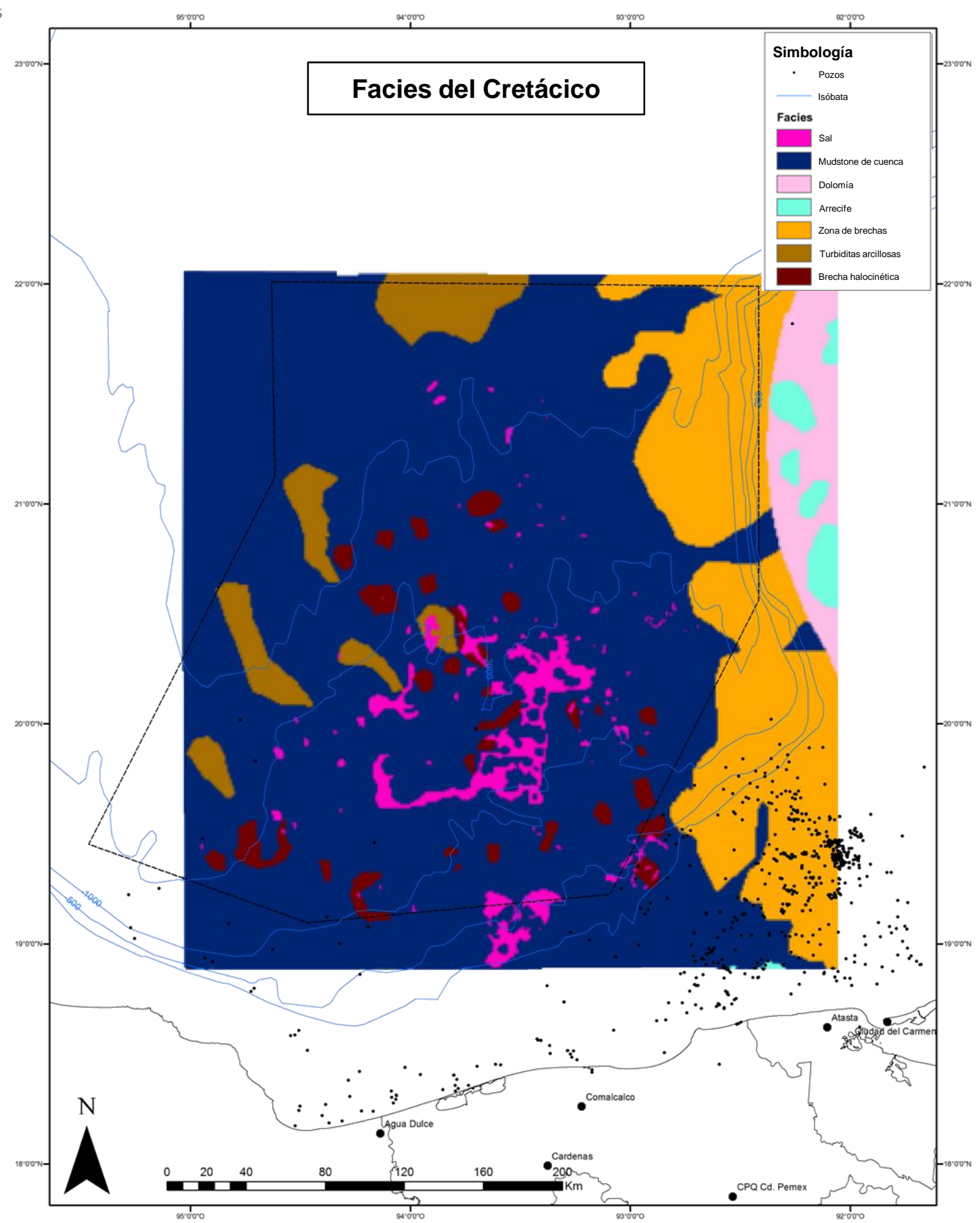
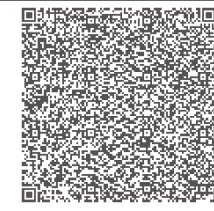
Los sedimentos del Oxfordiano consisten de clásticos marinos someros, evaporitas y carbonatos ricos en materia orgánica cuya distribución no ha sido precisada.

**El Kimmeridgiano** esta representado por ambientes de sedimentación que sugieren que durante el Kimmeridgiano Temprano, el ambiente predominante correspondía a un ambiente marino de rampa interna y media hacia la base de la unidad, pasando a ambientes de rampa externa durante el Kimmeridgiano Tardío. En los modelos geológicos se interpretan intercalaciones de bancos oolíticos, continuando los identificados en las Cuencas del Sureste.

Durante **el Tithoniano**, ocurrió la máxima transgresión marina, relacionada con los eventos anóxicos del Jurásico Superior registrado mundialmente. Se depositó una mezcla de terrígenos finos y carbonatos laminados, sin bioturbación, ricos en materia orgánica.

Las rocas almacenadoras son representadas por los sistemas arenosos eólicos costeros del oxfordiano inferior en el Este y las rocas carbonatadas packstones-grainstones y oolitas re-depositadas del Jurásico Superior Oxfordiano y Kimmeridgiano.



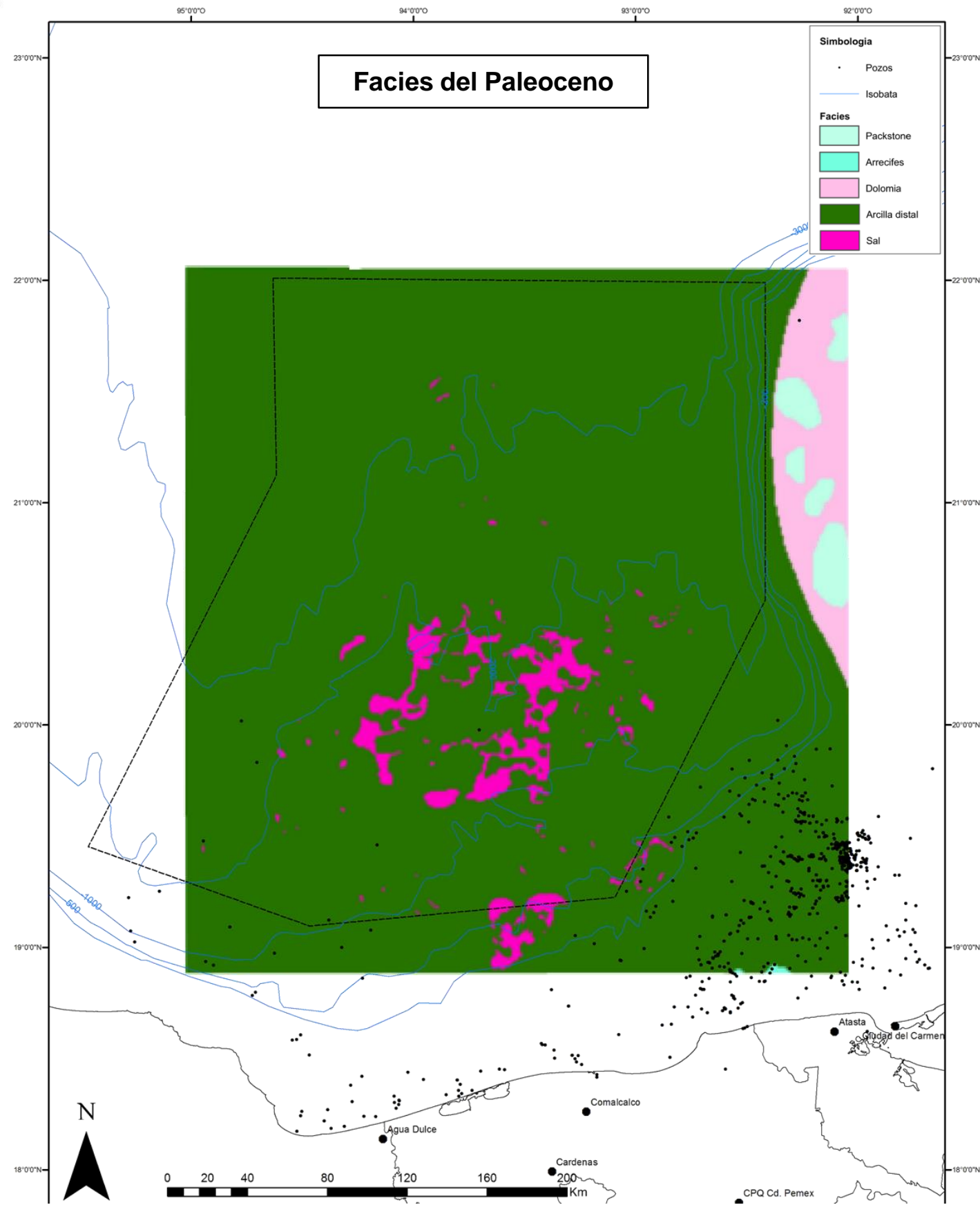
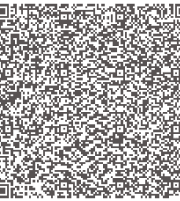


## Cretácico

En el Cretácico se desarrollaron condiciones de cuenca abierta en ocasiones oxigenada, en la que se depositaron carbonatos arcillosos con intercalaciones de flujos de escombros, facies de lentes halocinéticos, depositados como brechas compuestas por fragmentos carbonatados removidos de los anticlinales formados por domos salinos y depositados en los flancos de los anticlinales en ambientes de cuenca y, flujos turbidíticos de calcarenitas provenientes principalmente de la Plataforma de Yucatán.

En la porción oriental del sector se interpretan facies de brechas dolomitizadas de talud y pie de talud en relación a una desestabilización del talud de la Plataforma del Yucatán, dando continuidad a los depósitos de la Sonda de Campeche.

Las rocas almacenadoras de Aguas Profundas para el Cretácico son brechas de talud y piso de cuenca en la zona del borde de la Plataforma de Yucatán, cambiando progresivamente hacia el occidente a carbonatos naturalmente fracturados de cuenca, donde localmente se podrían encontrar brechas halocinéticas y flujos de escombros.



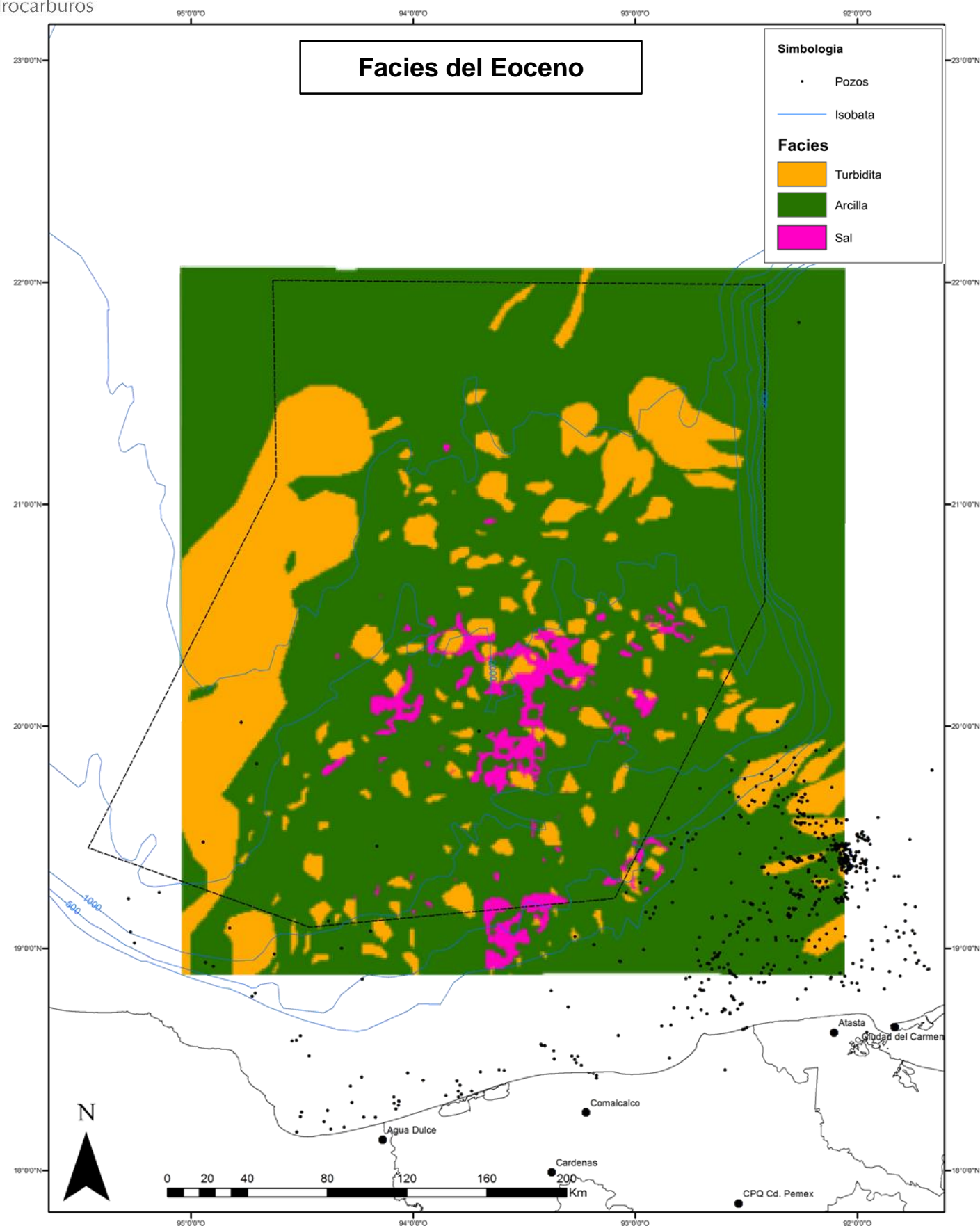
## Paleoceno

El Paleoceno está representado por un ambiente batial, presentando una composición sedimentológica dominada en su mayoría por arcillas con intercalaciones de algunos canales arenosos. Las fuentes de aporte de los sedimentos provienen de fuentes al suroeste del área.

La presencia de algunas intercalaciones de carbonatos al noreste, se debe a la removilización de los detritos, representados por un aporte por flujo gravitacional de carbonatos desde la Plataforma de Yucatán.

Las rocas del Paleoceno al ser predominantemente arcillosas, funcionan principalmente como sello para el Cretácico, teniendo una amplia distribución regional y un potente espesor. Como rocas almacenadoras, resultan interesantes los depósitos arenosos de talud y cuenca distribuidos por canales en el área.



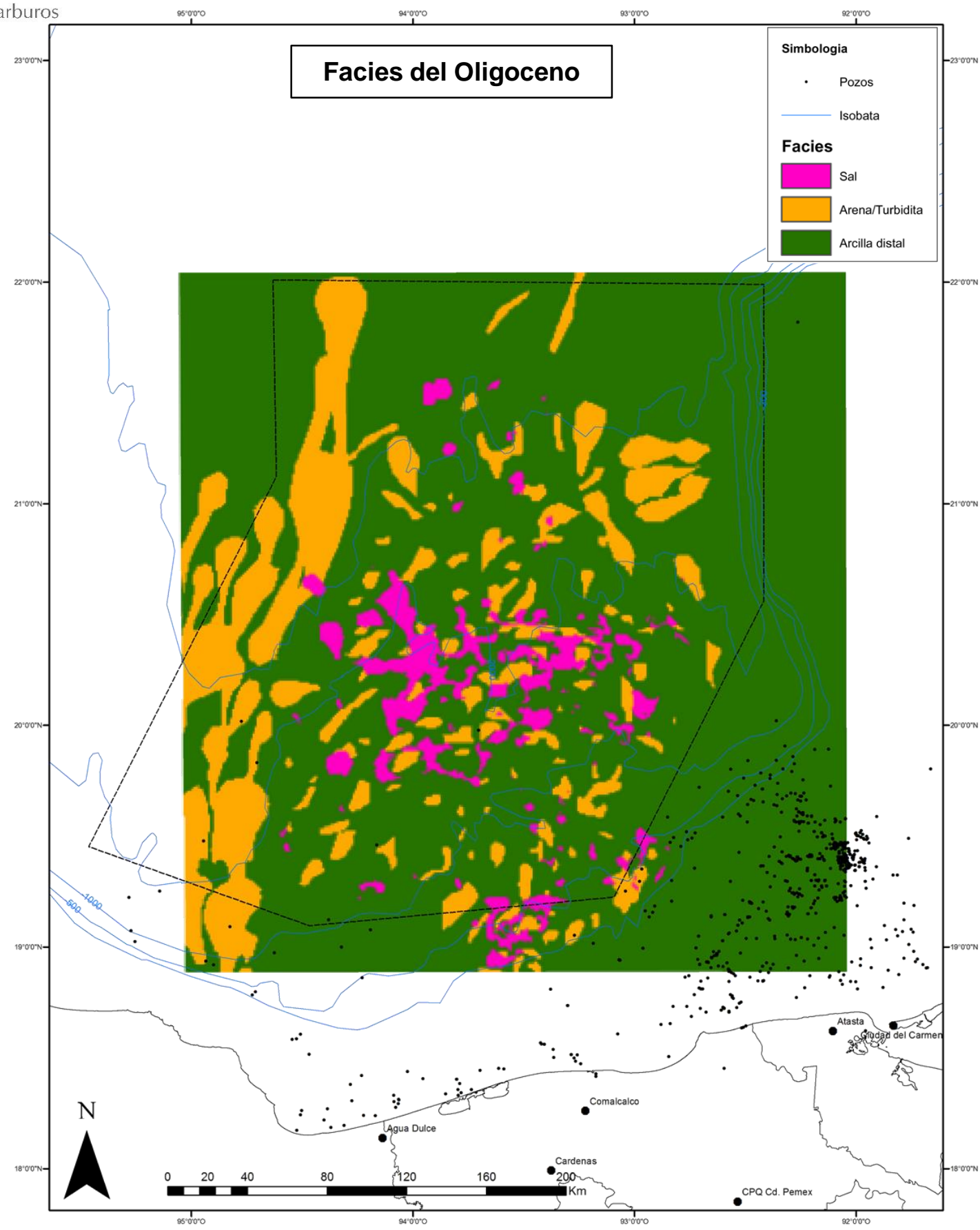
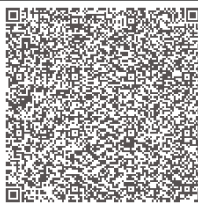


**Eoceno**

**El Eoceno inferior y medio** esta representado por un ambiente batial, dominado por arcillas, con sistemas turbidíticos de componentes siliciclásticos cuyos componentes provienen principalmente del Sur / Suroeste. Es el norte del área donde culminan los depósitos en forma de enormes lóbulos de abanicos amalgamados y canalizados. Algunos complejos de abanicos y canales con influencia carbonatada existen hacia el oriente, cuyo origen se debe a la erosión de la plataforma de Yucatán, probablemente desarrollados en facies de talud.

En el **Eoceno superior** continúa el predominio de ambiente batial y la presencia de sistemas turbidíticos de composición siliciclástica; el lado oriental presenta complejos de abanicos de areniscas con sistemas de canales proximales y distales amalgamados, hasta formar sistemas de canales y abanicos confinados hacia la parte central del área. La porción oriental, podría presentar sistemas de complejos de canales y abanicos carbonatados con flujos de lodos asociados.

Las rocas almacenadoras en Aguas Profundas Sector Sur son representadas principalmente por areniscas de abanicos de piso de cuenca y abanicos de pie de talud, los cuales se espera sean más abundantes y con mayores espesores hacia el norte del área. Por otro lado, la porción oriental podría contener calcarenitas en la cercanía a la plataforma carbonatada.



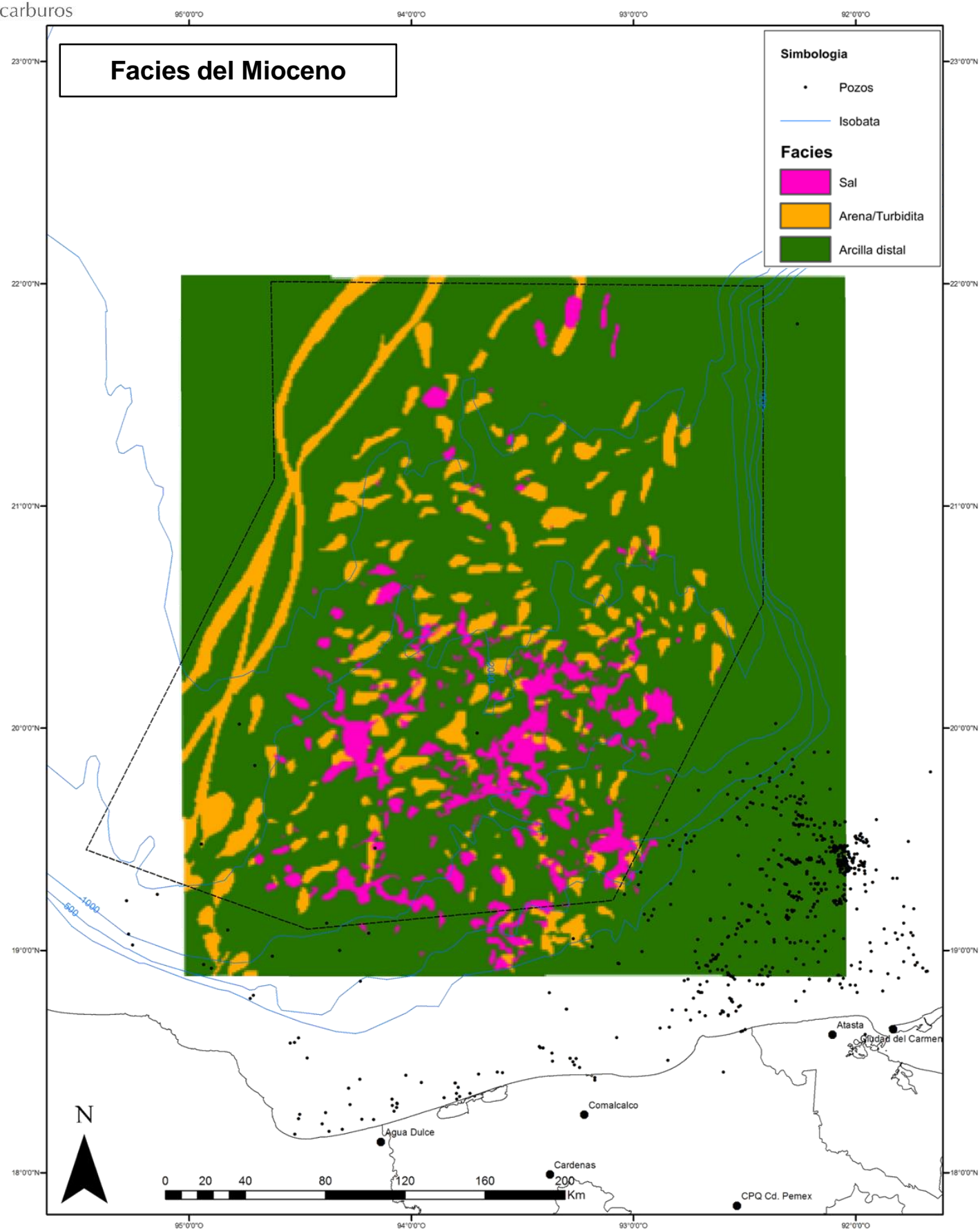
**Oligoceno**

Con referencia al área que abarca Aguas Profundas Sector Sur, la mayor parte del área corresponde a facies de piso de cuenca, mayormente arcilloso; hacia la porción oriental se interpreta una influencia calcárea por su cercanía a la plataforma carbonatada.

El Oligoceno tiene presencia de sistemas turbidíticos en facies de canales amalgamados y desbordes de canales con una trayectorias SW-NE, dando continuidad a los sistemas de depósito del Eoceno y culminando en el norte en forma de abanicos de piso de cuenca, donde la influencia salina es menor.

Las rocas almacenadoras para el Oligoceno corresponden a areniscas de facies de abanicos y canales, intercalados con lutitas.





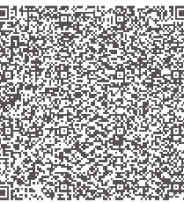
**Mioceno**

Es a partir del Mioceno que la sal juega un papel importante en la distribución de la sedimentación. Los ambientes son profundos, abanicos y lóbulos canalizados en condiciones de cuenca, los de la parte sur son confinados a las mini-cuencas formadas por el movimiento de la sal. La sedimentación proviene del sur y sureste y localmente pueden variar estas direcciones dentro de la provincia salina. Por otro lado, en el occidente a lo largo del límite entre la Provincias Salina, Cinturón Plegado de Catemaco y Planicie Abisal del Golfo, los sedimentos que provienen del sur y suroeste pasan de manera más directa al interior de la Cuenca del Golfo.

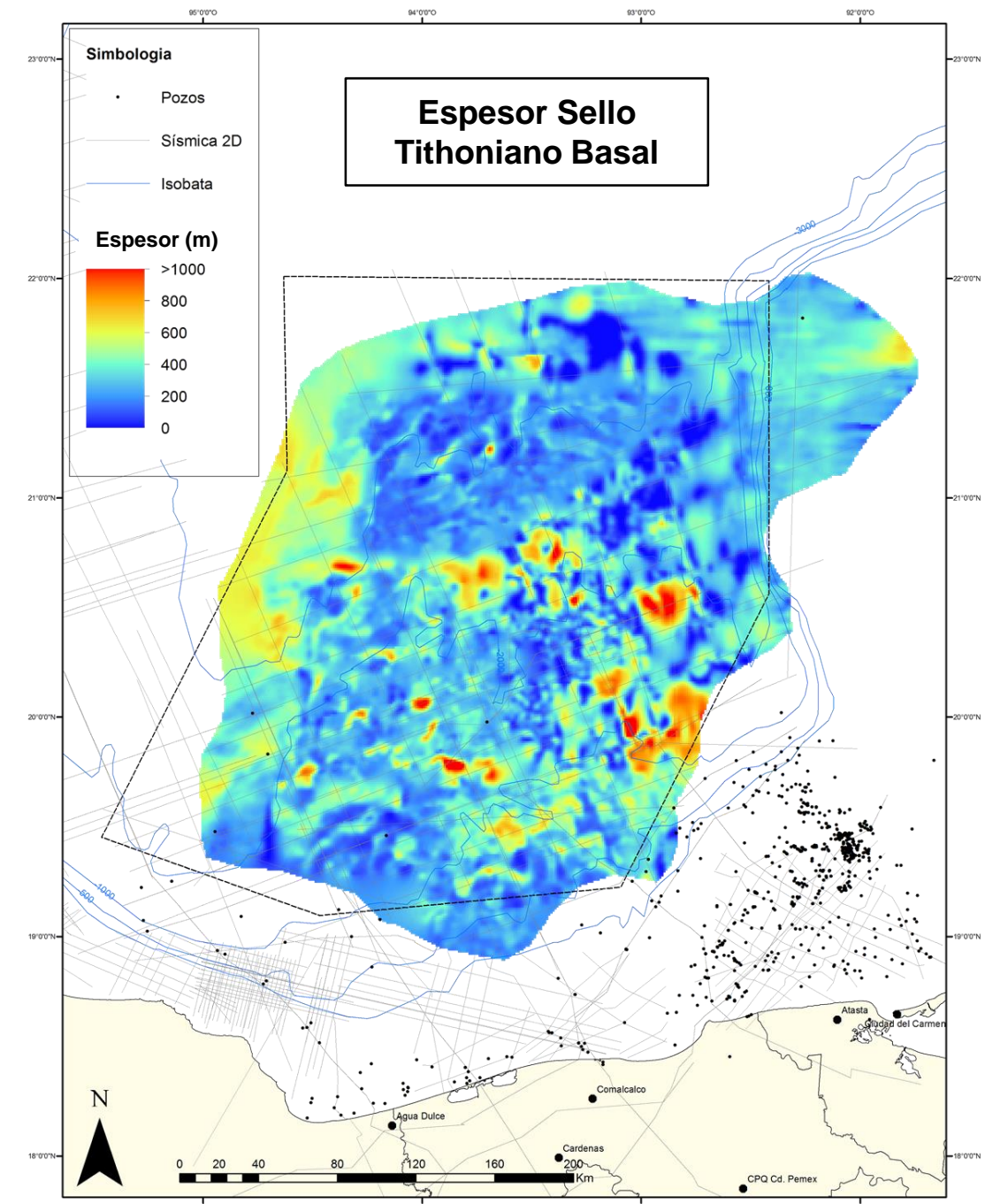
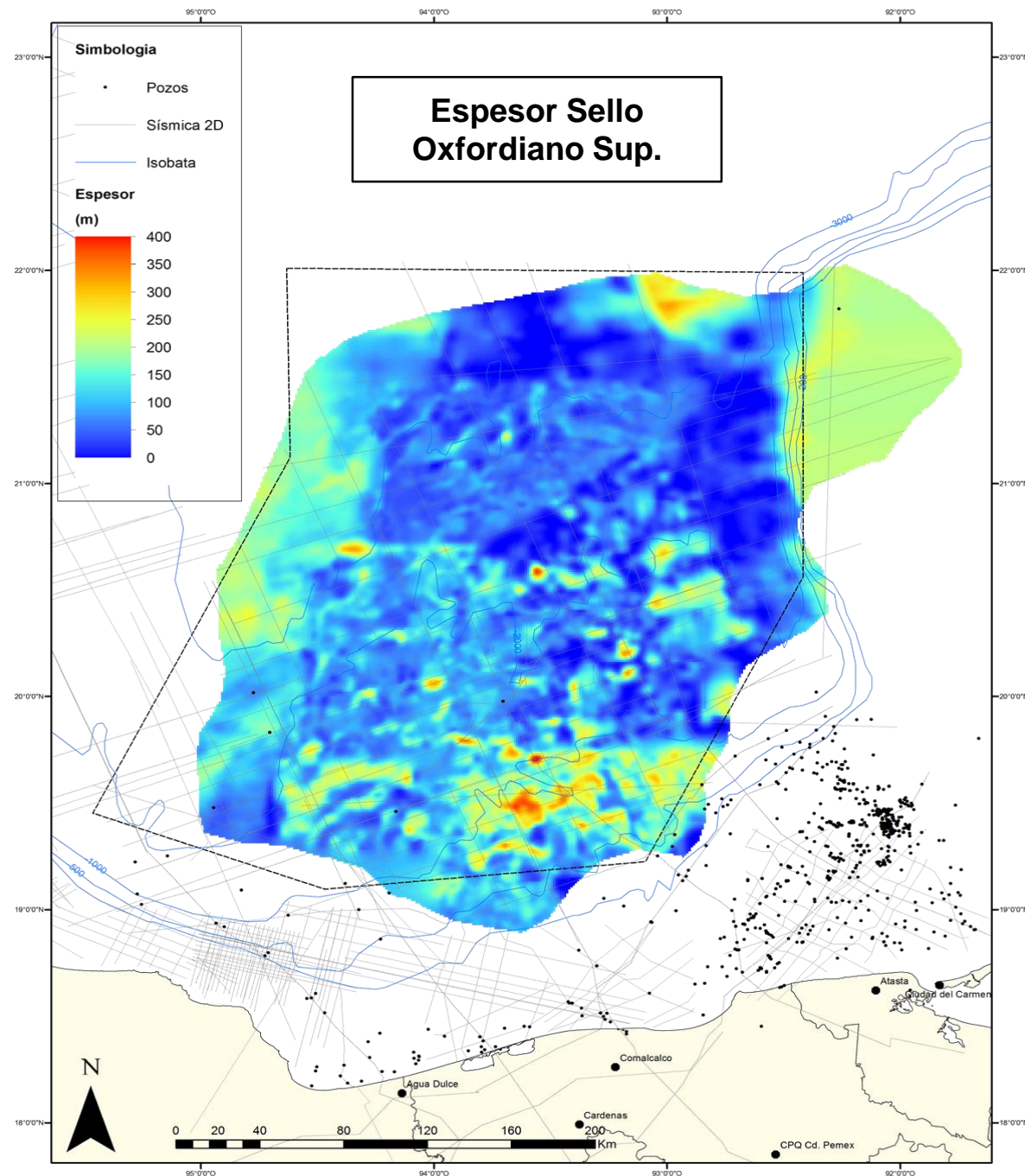
Es el nivel estratigráfico hasta el momento más prolífico del área, con producción principalmente en el área del Cinturón Plegado de Catemaco.

Las rocas almacenadoras presentes en la zona de Aguas Profundas Sector Sur son areniscas de sistemas turbidíticos, de espesores variables, con una influencia volcánica de las fuentes de aporte del suroeste a principalmente cuarzo-feldespática del aporte del sur.





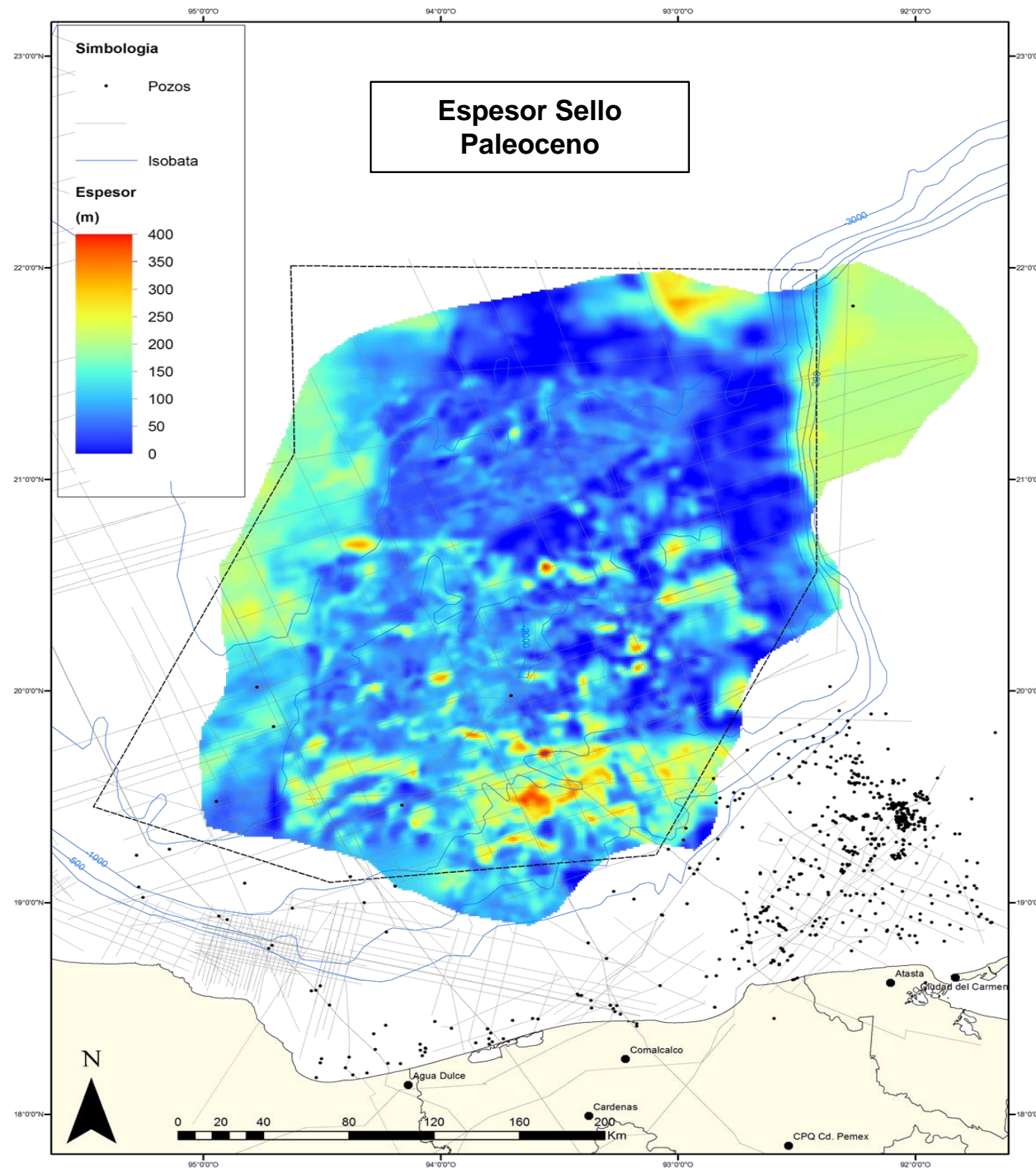
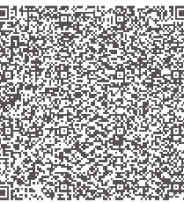
## Sellos superiores de las rocas almacenadoras del Jurásico



La roca generadora del Oxfordiano Superior funciona al mismo tiempo como sello superior para la roca almacén del Oxfordiano Medio.

El sello superior para el Jurásico Superior Kimmeridgiano está conformado por los niveles calcáreo-arcillosos basales del Titoniano.





**Sello superior de las rocas almacenadoras del Cretácico**

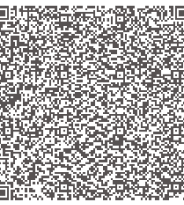
En esta área, el Paleoceno tiene las características de ser muy arcilloso y potente, por lo que funciona como un buen sello regional para las rocas almacenadoras del Cretácico.

**Sello superior de las rocas almacenadoras del Terciario**

Dentro del Paleógeno Superior (Eoceno y Oligoceno) y el Neógeno, existen sellos regionales de menor espesor debido a la alternancia de areniscas y lutitas de los sistemas turbidíticos siliciclásticos.

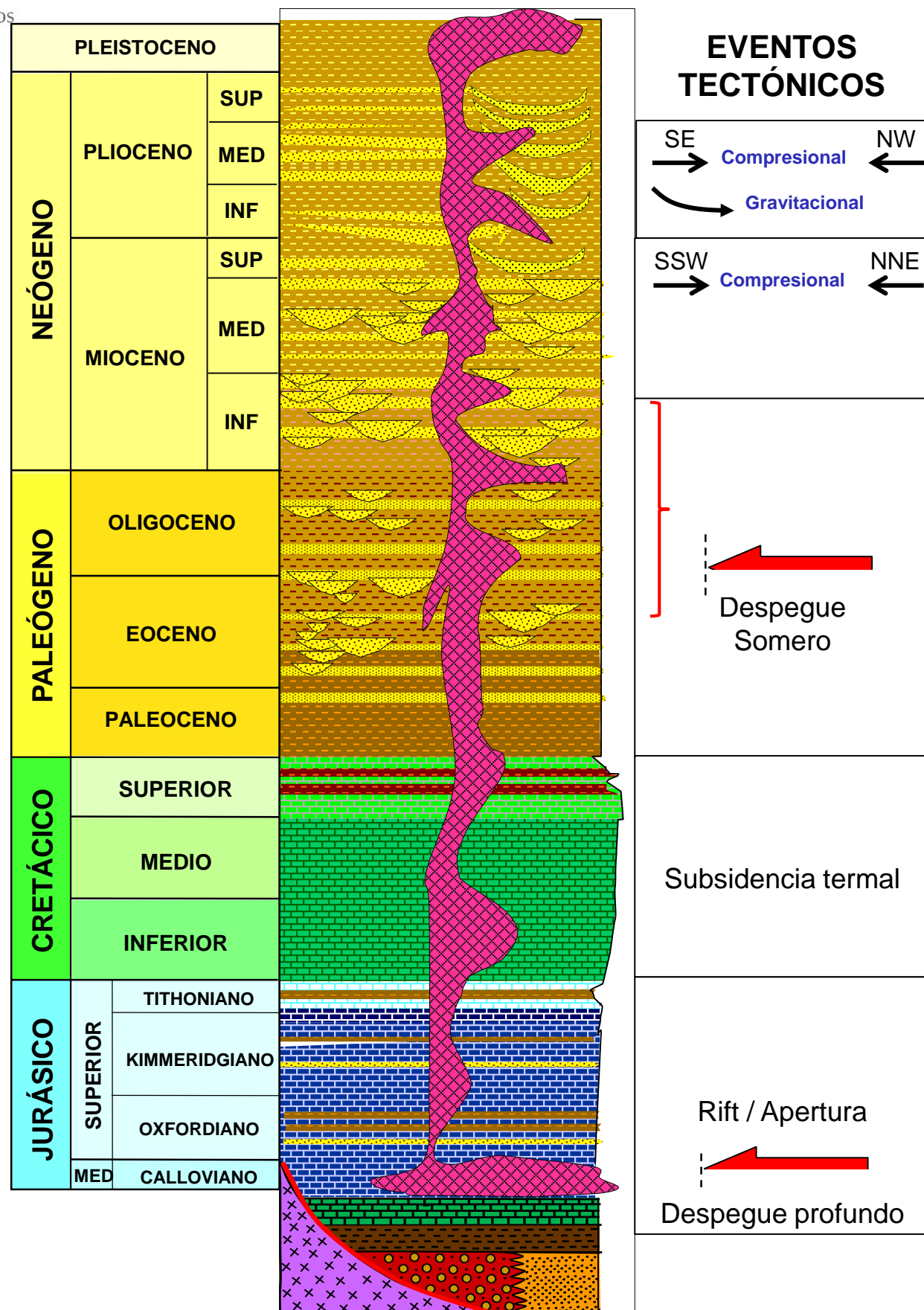
Estos sellos pueden ser interrumpidos por fallas de amplitud variable (de decenas a centenas de metros de desplazamiento vertical).

En la parte superior de la columna estratigráfica (Plioceno Superior y Pleistoceno), la calidad de los sellos es más dudosa, debido a su ubicación somera y sugerido por la presencia de emanaciones de hidrocarburos en el fondo marino.



## Marco Tectónico – Estructural



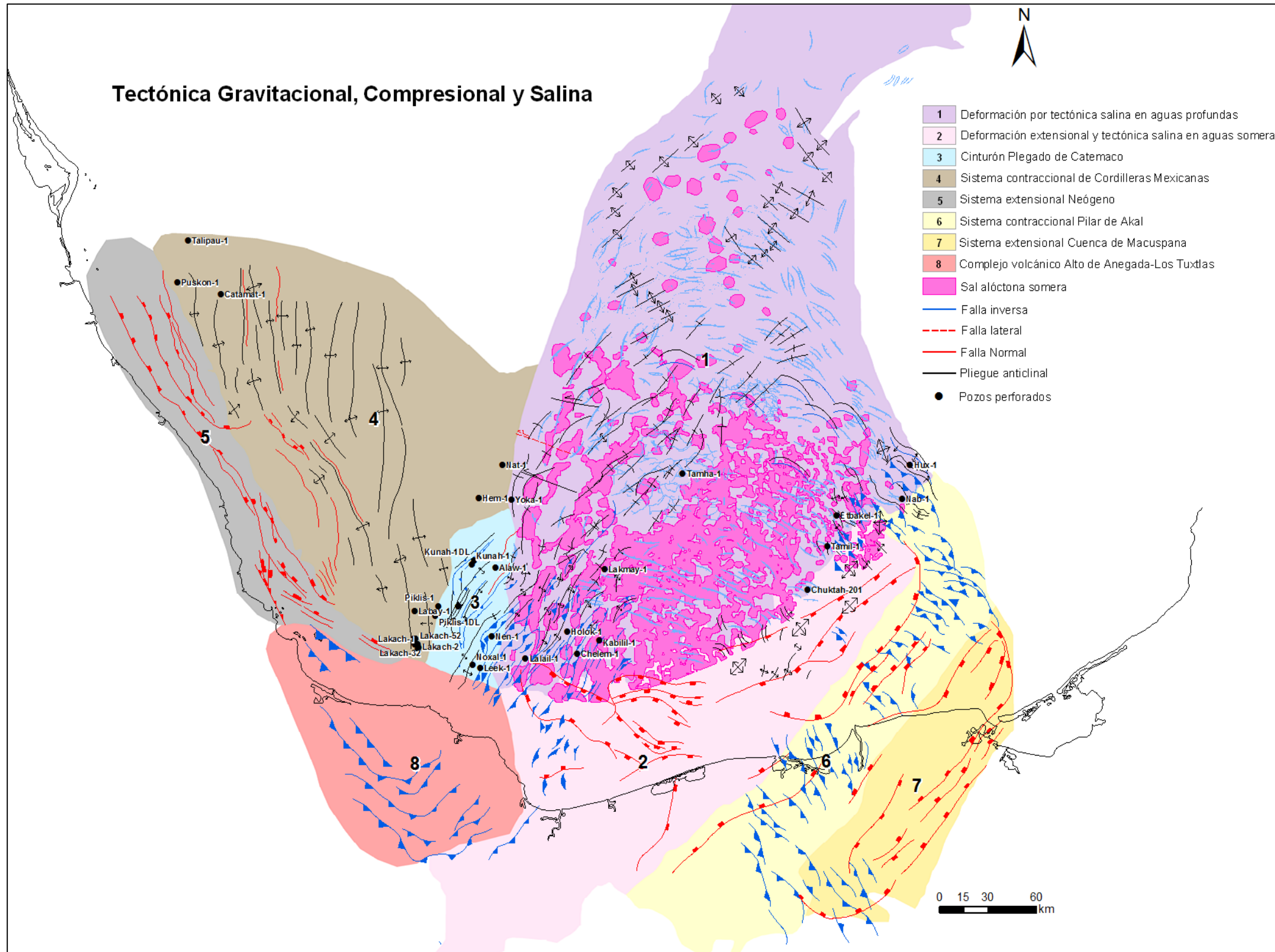
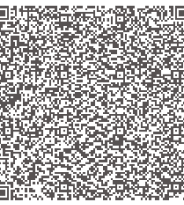


**Mioceno Superior - Plioceno Inferior**  
 Incremento de la tectónica gravitacional debido a la carga sedimentaria y evacuación de sal. Generación de sub-cuencas. Desarrollo de *canopies* y lengüetas de sal. Cierre de estructuras diapíricas generando fallas por soldaduras de sal (Plioceno Inferior).

**Mioceno Medio - Mioceno Superior**  
 Corresponde a dos eventos compresivos de las orogenias Laramide y Chiapaneca. Desarrollo de anticlinales marcados nucleados por sal. Inicio de intrusión de cuerpos de sal por efectos halotectónicos. Fallas inversas despegando por encima de las capas de sal creando estructuras *pop up*.

**Cretácico - Mioceno Medio**  
 Corresponde a un periodo de subsidencia térmica, margen pasiva con estructuración suave de las unidades geológicas. Movimiento temprano de la sal por flotación, carga diferencial y deslizamiento gravitacional generando estructuras de almohadillas y domos de sal (*halokinesis*).

**Jurásico**  
 Corresponde a la apertura del Golfo de México. Sistema de "*horst y grabens*", rellenos por lechos rojos y capas salinas del Calloviano. Estructuración débil de las unidades salinas por "*drapping*" y subsidencia diferencial. Primeros movimientos halocinéticos. Depósito de las unidades del Jurásico Superior con cambio de facies y de espesor significativos en los paleo-altos estructurales.



El área en Aguas Profundas correspondiente con el Sector Sur es el resultado de diferentes eventos tectónicos desde el Jurásico Medio hasta el reciente.

**Mioceno Superior – Reciente**

Tectónica gravitacional, gran aporte de sedimentos y movilización de sal autóctona y alóctona; sistema ligado extensión-contracción.

**Mioceno Medio – Reciente**

Tectónica correspondiente al evento Chiapaneco con re deformación de estructuras.

**Eoceno – Mioceno Inferior**

Continuación de la evolución del Golfo de México, subsidencia por carga litostática y subsidencia por evacuación de sal, influencia de la Orogenia Laramide y de la Orogenia Chiapaneca.

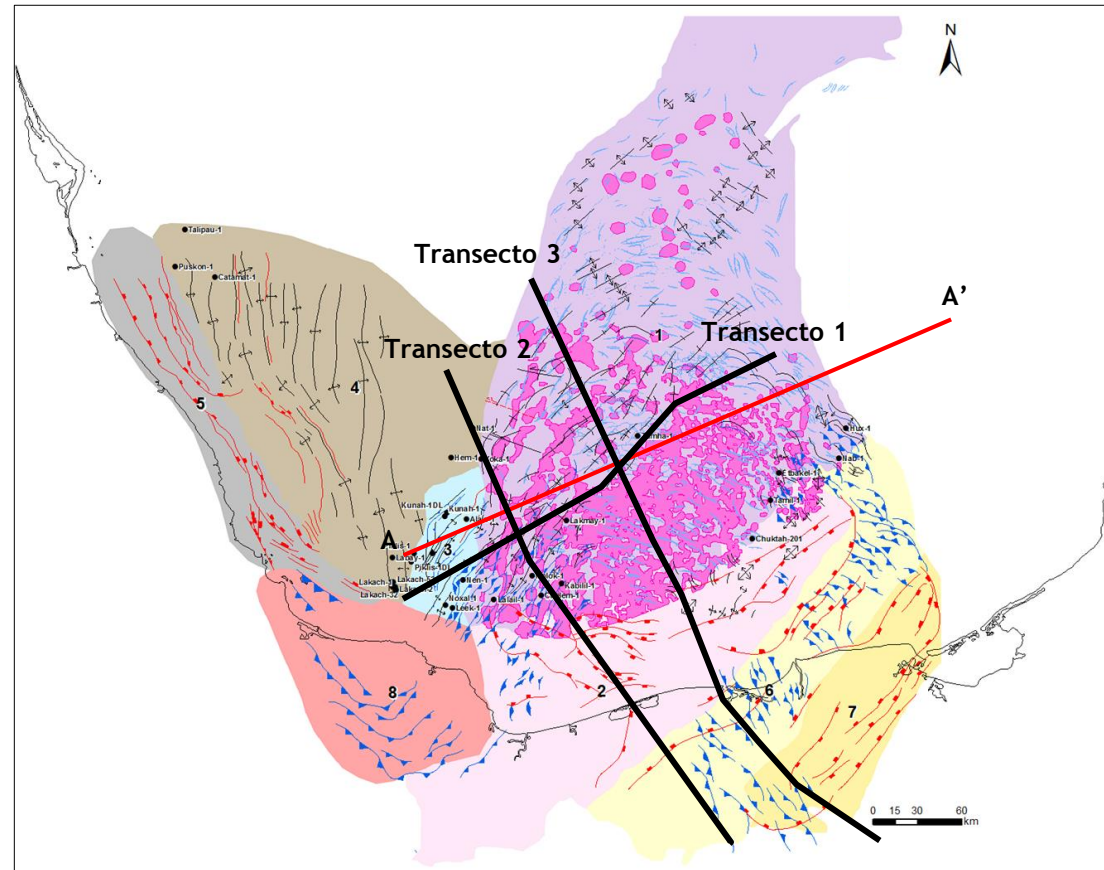
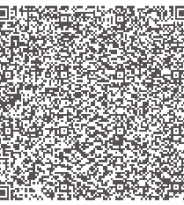
**Jurásico Superior – Cretácico**

Continuación de la evolución del Golfo de México, desarrollo de un sistema extensional gravitacional, formación de estructuras salinas tempranas.

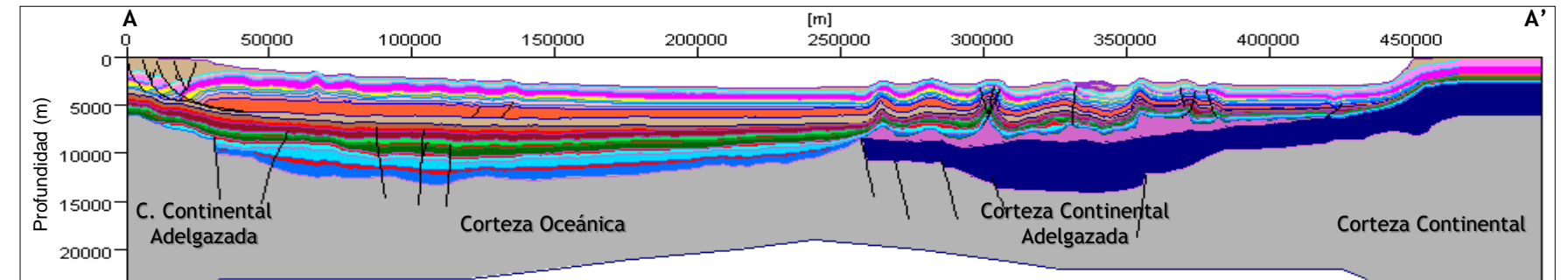
**Jurásico Medio**

Inicia la evolución del Golfo de México, subsidencia tectónica, desarrollo de *grabens*, formación de la cuenca *rift*, depósito de grandes espesores de sal.





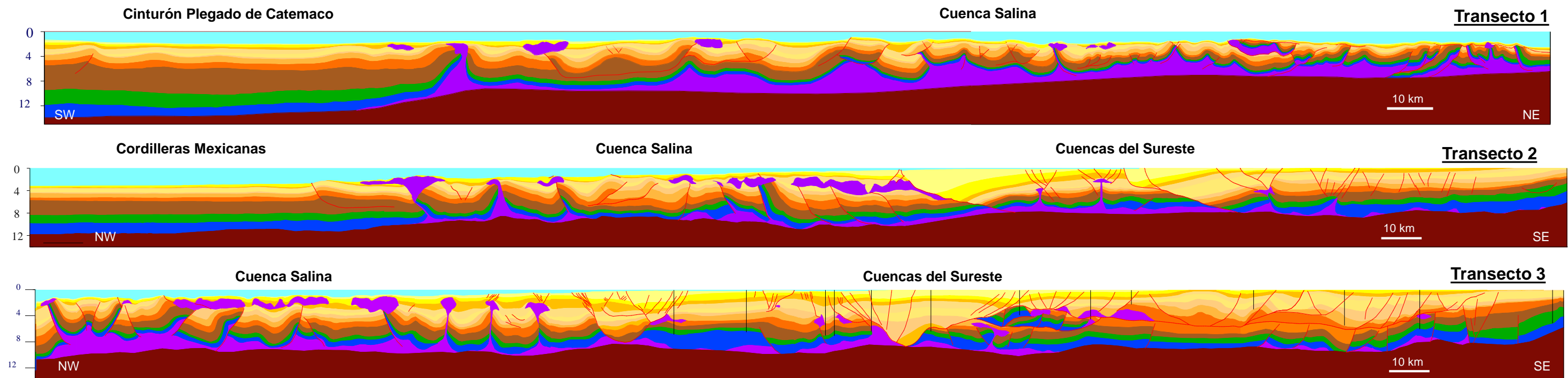
Distribución del Tipo de Corteza



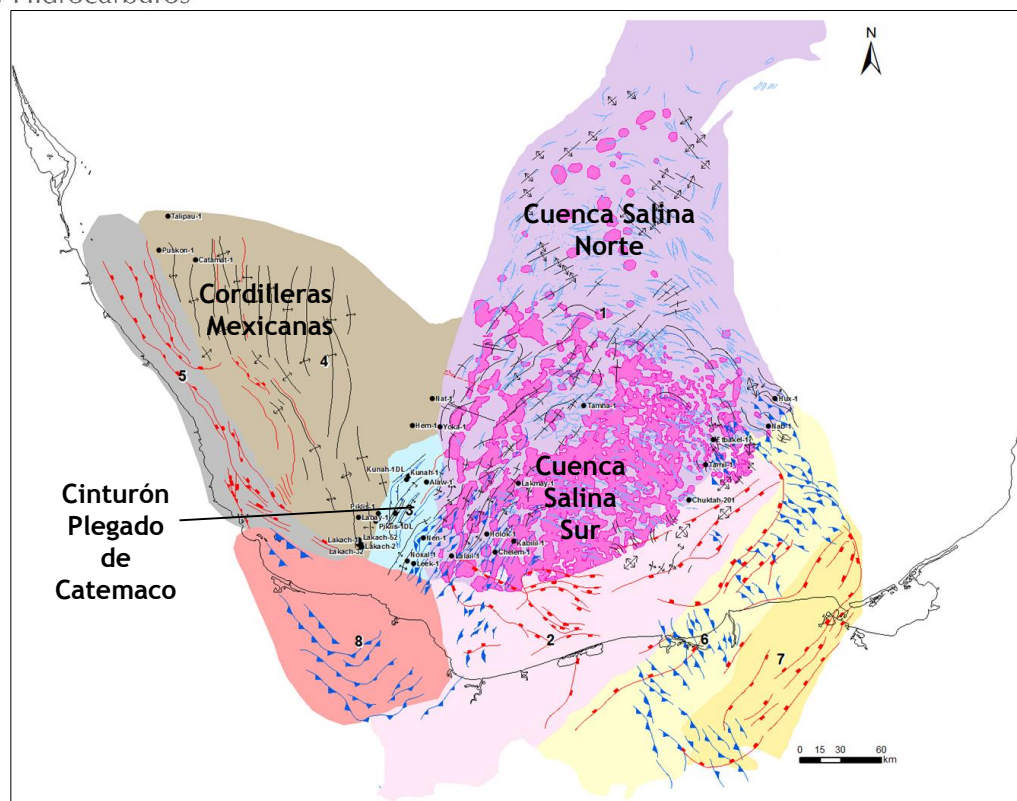
- Mesozoico**
- Rifting
  - Depósitos Salinos
  - Emplazamiento de Corteza y Deriva

- Cenozoico**
- Interacción Tectónica de los eventos laramídico y chiapaneco
  - Sistemas Estructuralmente Ligados (Extensión-Compresión)

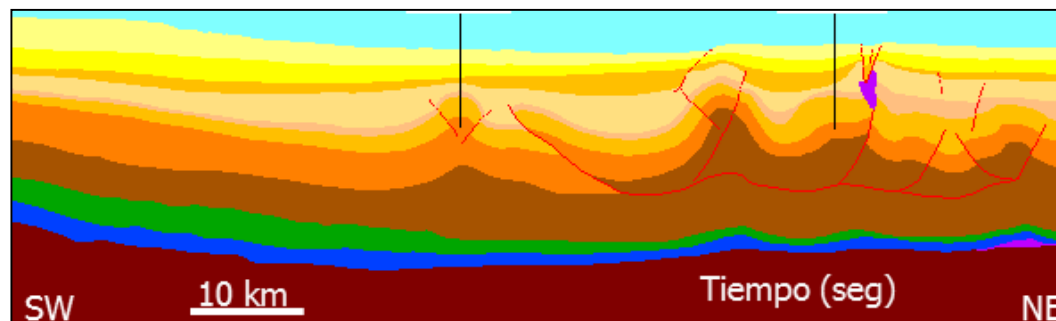
Los transectos 1-3 muestran la continuidad de las secuencias productoras en la provincia petrolera Cuencas del Sureste hacia las provincias geológicas Cinturón Plegado de Catemaco, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina en el área de Aguas Profundas – Sector Sur, indicativo de una alta prospectividad petrolera.







**Cinturón Plegado de Catemaco**

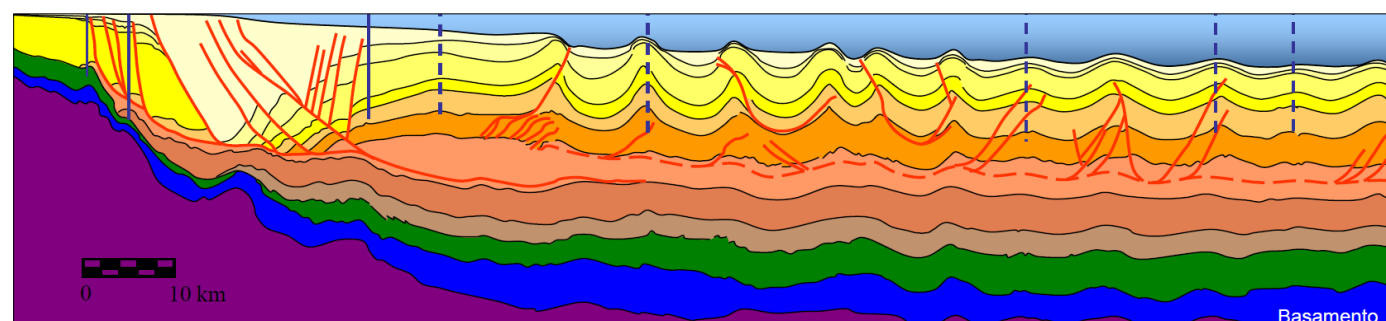


**Dominio estructural:** Contracción

**Estilos estructurales:**

- Anticlinales asimétricos con vergencia al noroeste.
- Trampas estructurales y combinadas.
- Anticlinales, fallas inversas y cabalgaduras con despegue en el Paleoceno y Eoceno.

**Cordilleras Mexicanas**



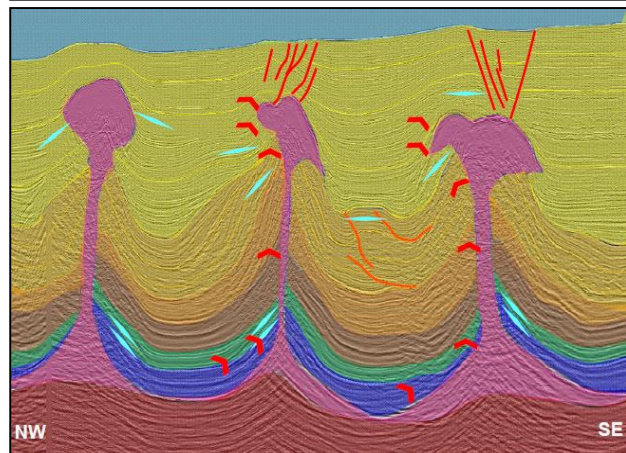
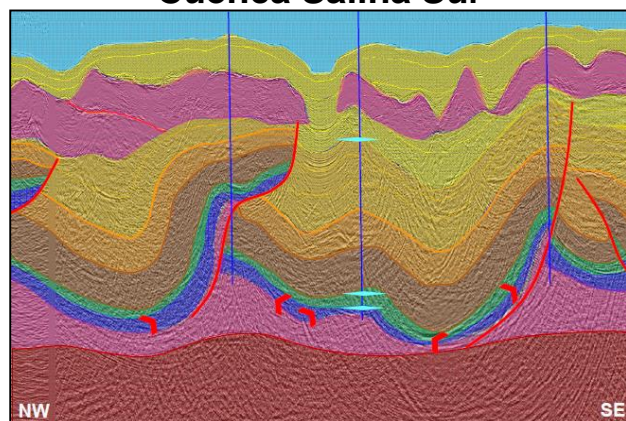
**Dominio estructural**

- Tectónica gravitacional
- Sistema ligado extensión-contracción

**Estilos estructurales.**

- Anticlinales asimétricos con vergencia al oriente.
- Pliegues con despegue en el Eoceno.

**Cuenca Salina Sur**



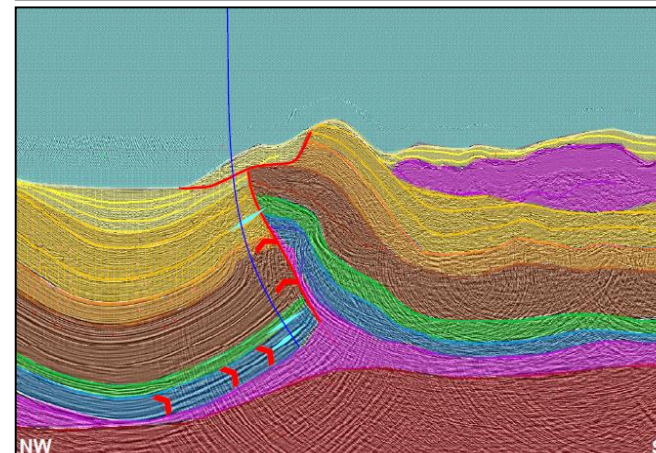
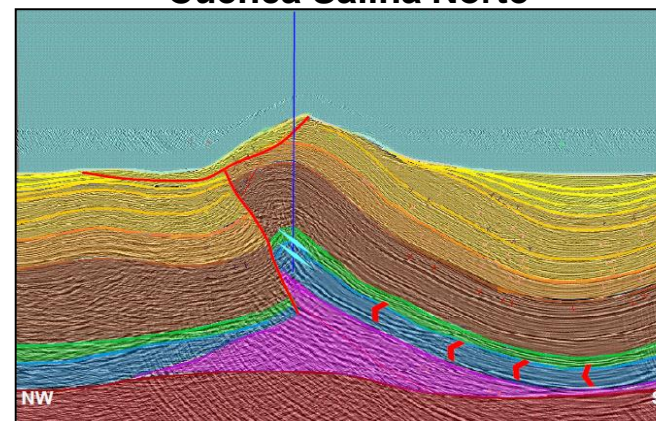
**Dominio estructural**

- Contraccional-Extensional
- Tectónica salina

**Estilos estructurales.**

- Pliegues subsalinos con fallas y cabalgaduras.
- Anticlinales nucleados por sal
- Mini-cuencas
- Canopies y diapiros comprimidos
- Soldaduras y paredes de sal
- Cuerpos someros de sal alóctona
- Mayor deformación y mayor actividad salina que la Cuenca Salina Norte

**Cuenca Salina Norte**



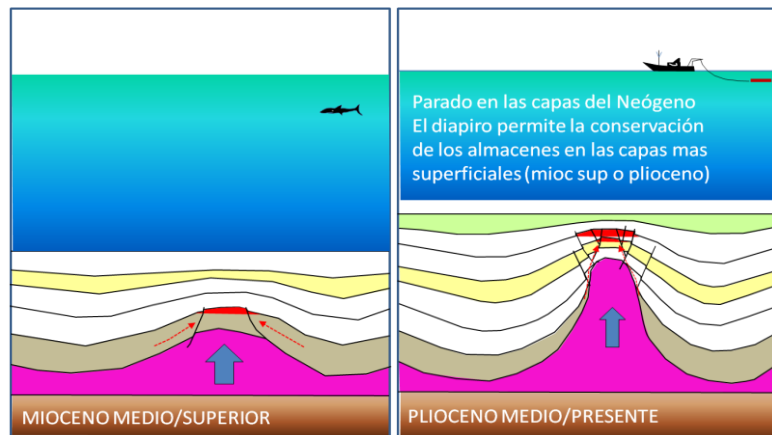
**Dominio estructural:**

- Contraccional –Extensional, Tectónica salina

**Estilos estructurales.**

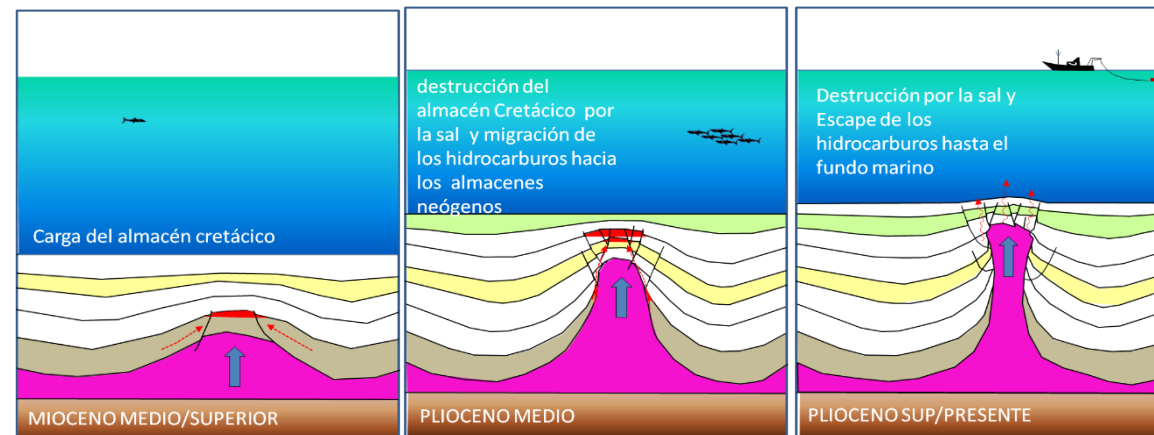
- Anticlinales fallados nucleados por sal
- Monoclinales contra sal
- Bloques rotados
- Cabalgamientos
- Pliegues subsalinos
- Canopies someros y diapiros comprimidos
- Soldaduras y paredes de sal
- Menor deformación salina que la Cuenca Salina Sur





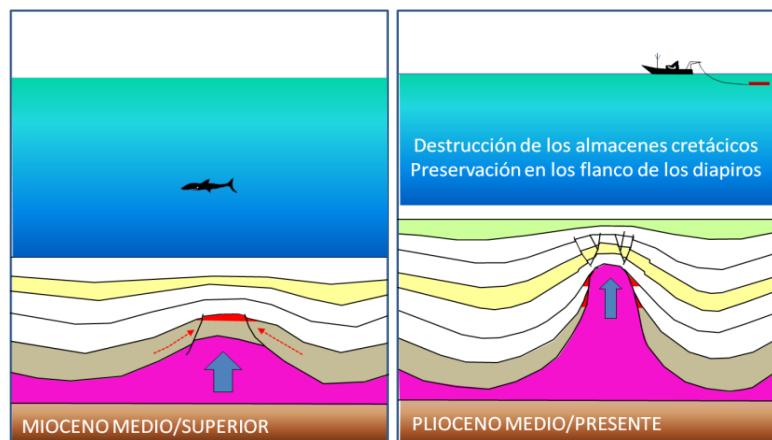
**Escenario 1:**

Las trampas por encima del diapiro durante el Mioceno están destruidas, pero los hidrocarburos se preservan y migran a rocas almacenadoras más recientes y más someras.



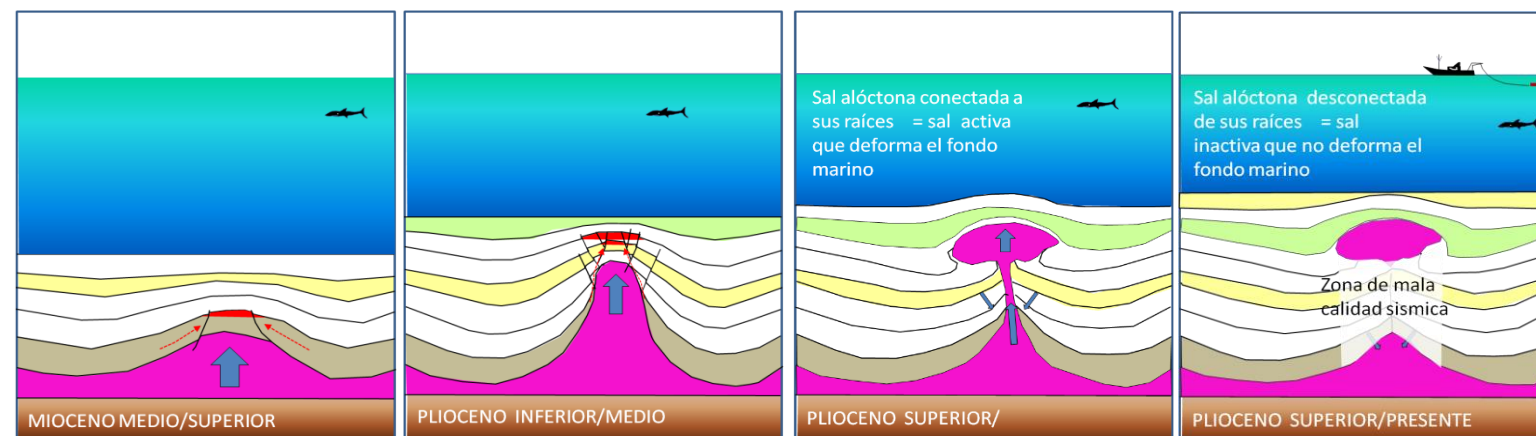
**Escenario 4:**

Las trampas por encima del diapiro durante el Mioceno-Plioceno están totalmente destruidas por la fuerte actividad del diapirismo hasta casi el fondo marino. Solo, las estructuras generadas al lado de las columnas salinas pueden ser preservadas.



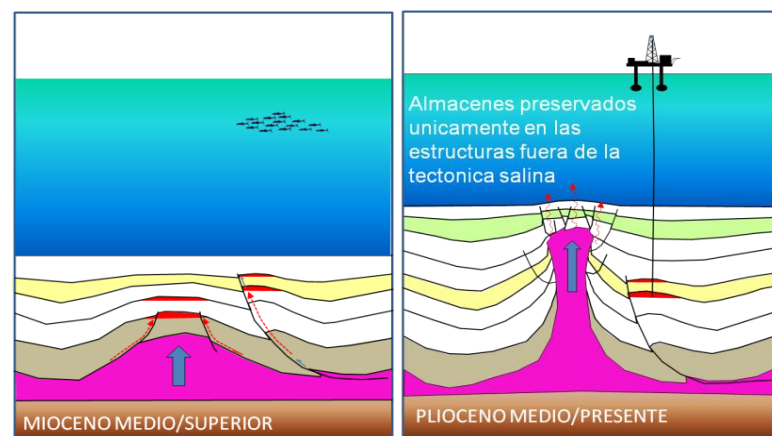
**Escenario 2:**

Las trampas por encima del diapiro durante el Mioceno están destruidas, pero los hidrocarburos se preservan en trampas pequeñas en los flancos de las estructuras salinas. No hay acumulaciones en la cima de la estructura diapírica.



**Escenario 5:**

Las trampas por encima del diapiro durante el Mioceno-Plioceno están totalmente destruidas por la fuerte actividad del diapirismo hasta casi el fondo marino. Una parte de la sal se desconecta de sus raíces y no continúa siendo alimentada para alcanzar el fondo marino. Efectos de sombra aparecen en la información sísmica debido a estos cuerpos de sal, lo cual dificulta la interpretación por debajo de los mismos.

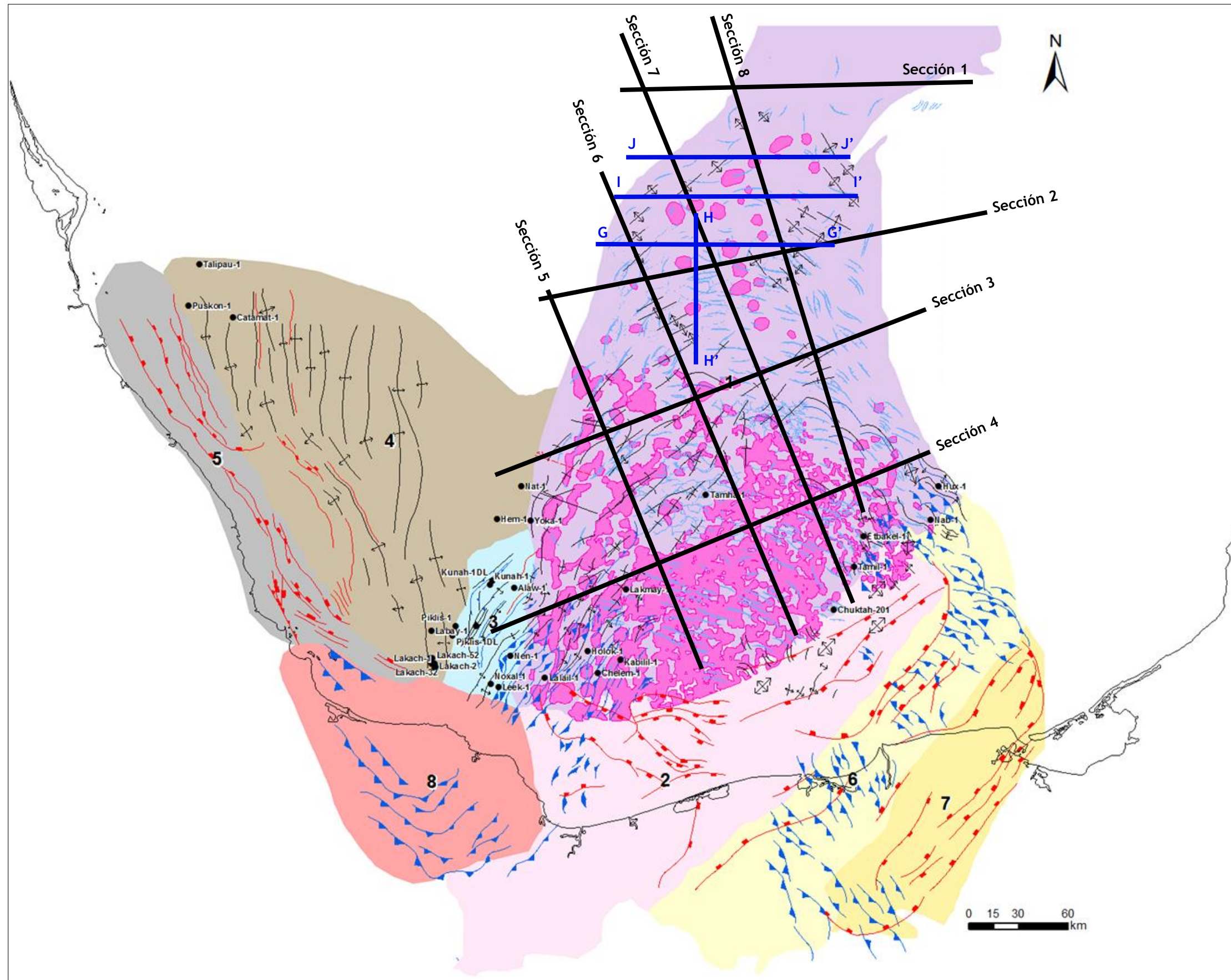
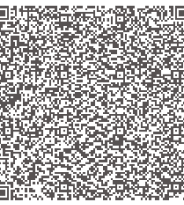


**Escenario 3:**

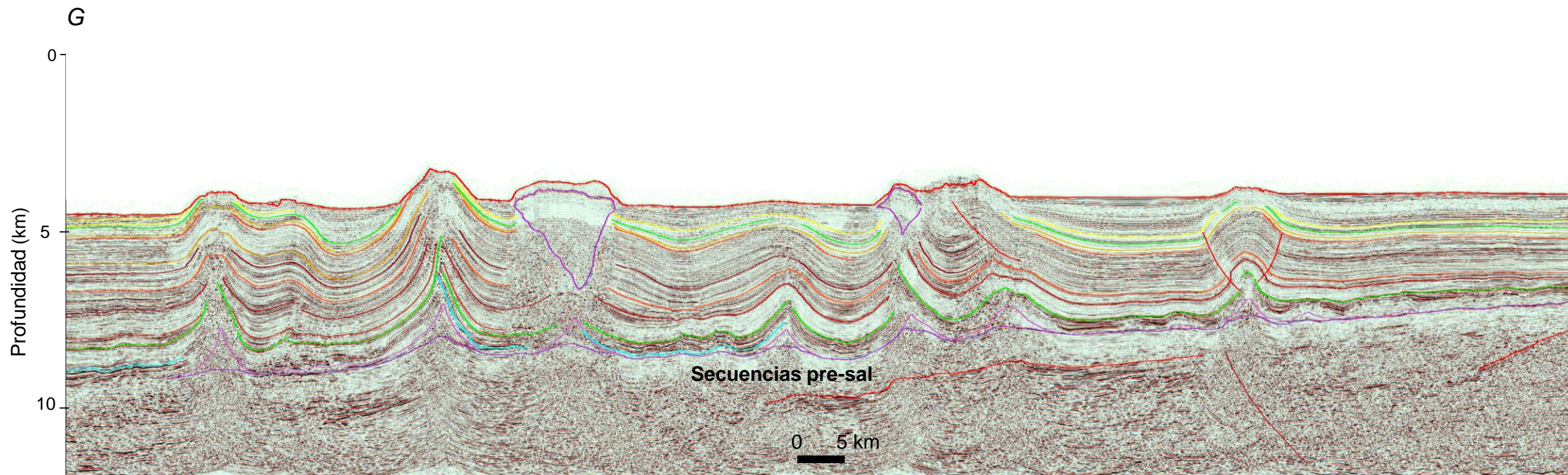
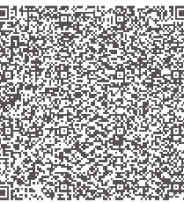
Las trampas por encima del diapiro durante el Mioceno están destruidas, pero los hidrocarburos se preservan y migran a rocas almacenadoras más recientes y más someras en un primer periodo. El crecimiento del diapiro hasta casi el fondo marino destruye esta trampa secundaria.

**Escenarios « Trampas / actividad diapírica »**

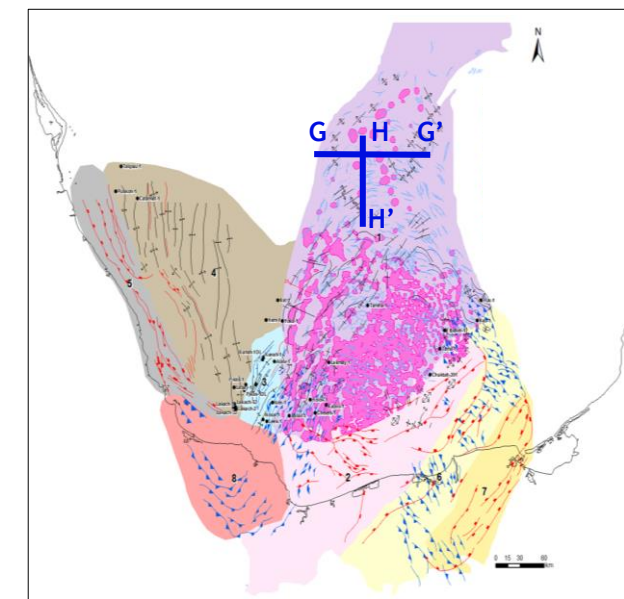
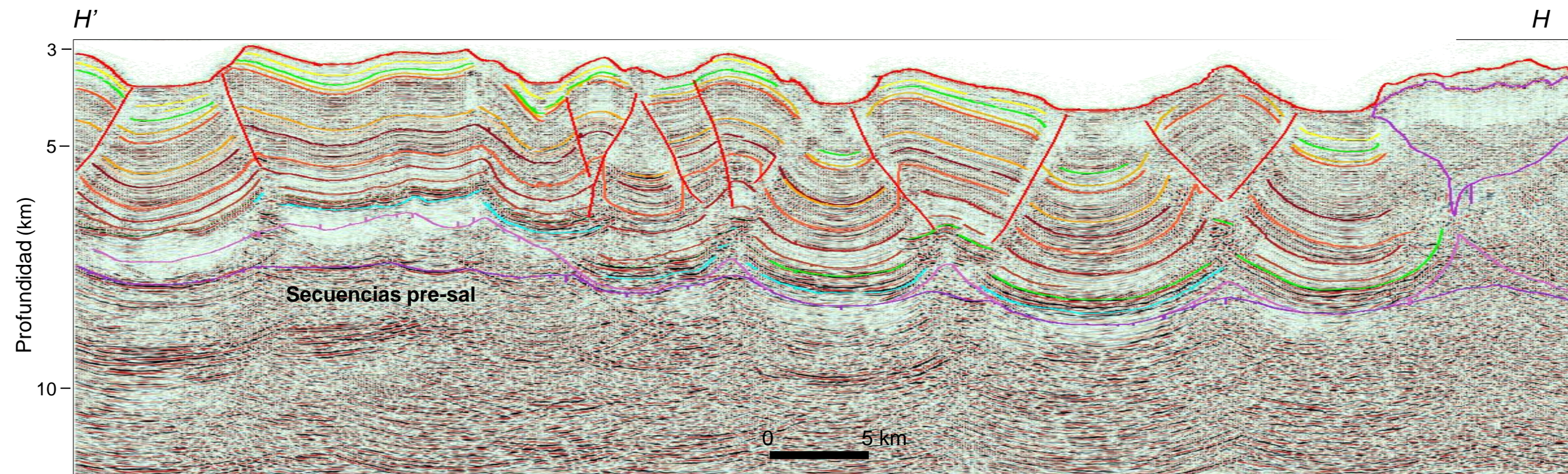
# Marco Tectónico Estructural - Localización de secciones sísmicas



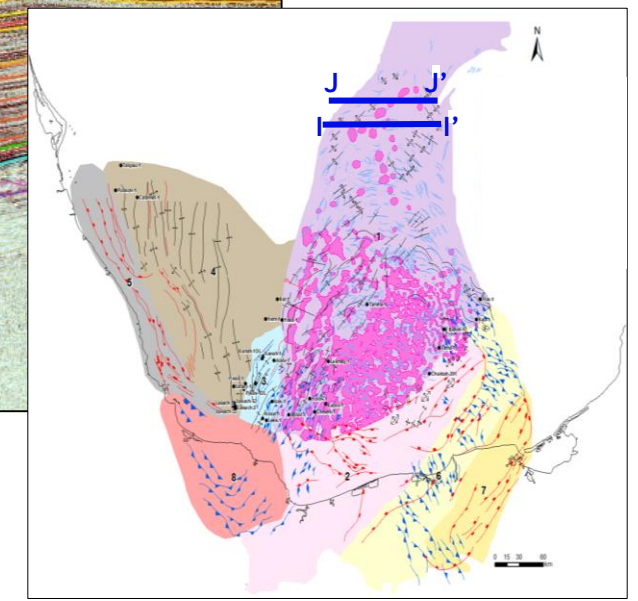
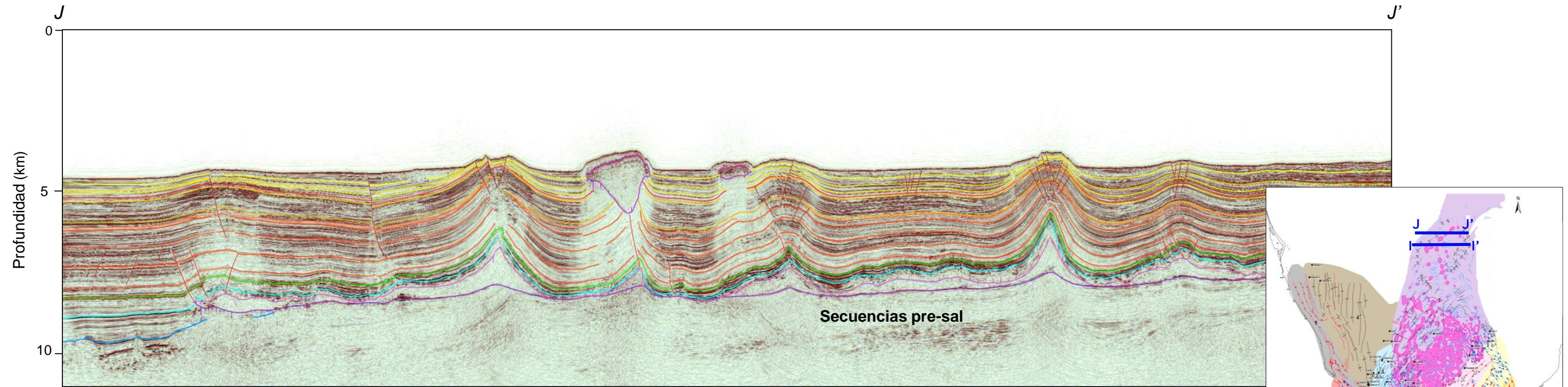
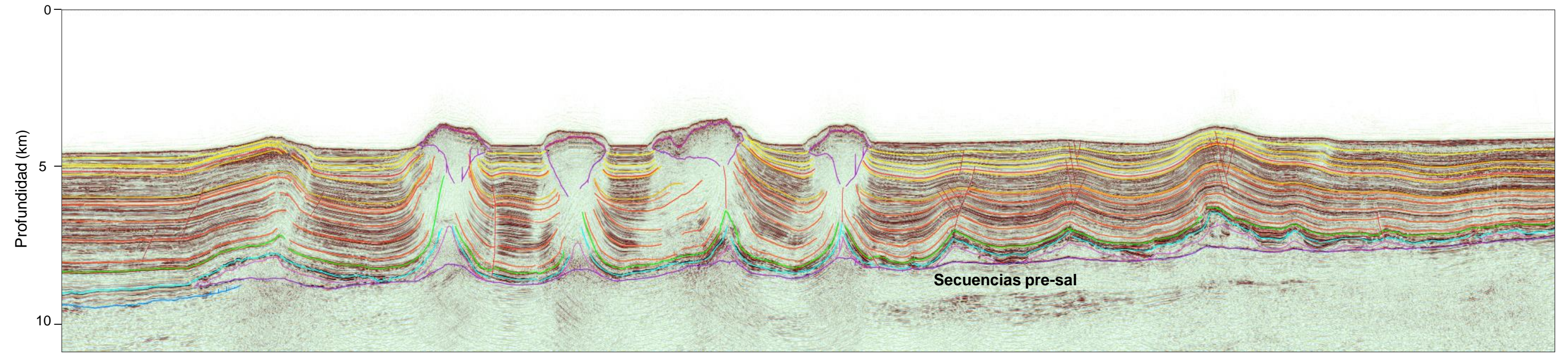
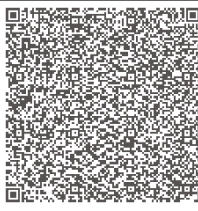




- Estructuras**
- Anticlinales fallados nucleados por sal
  - Cuerpos someros de sal alóctona

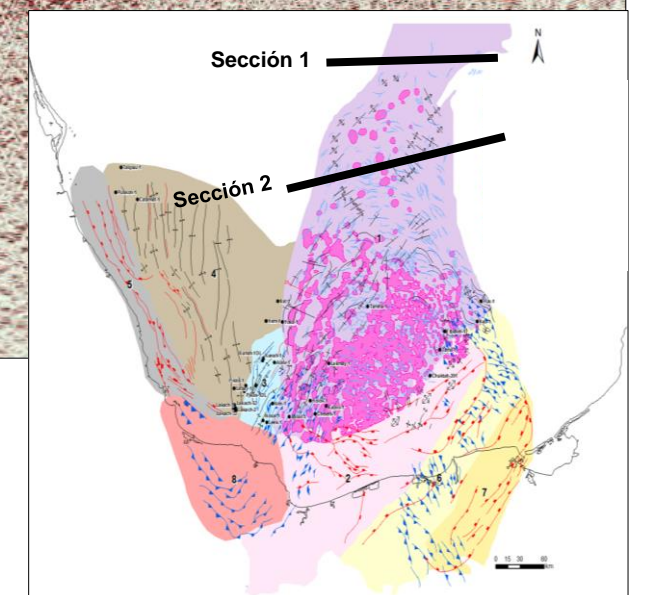
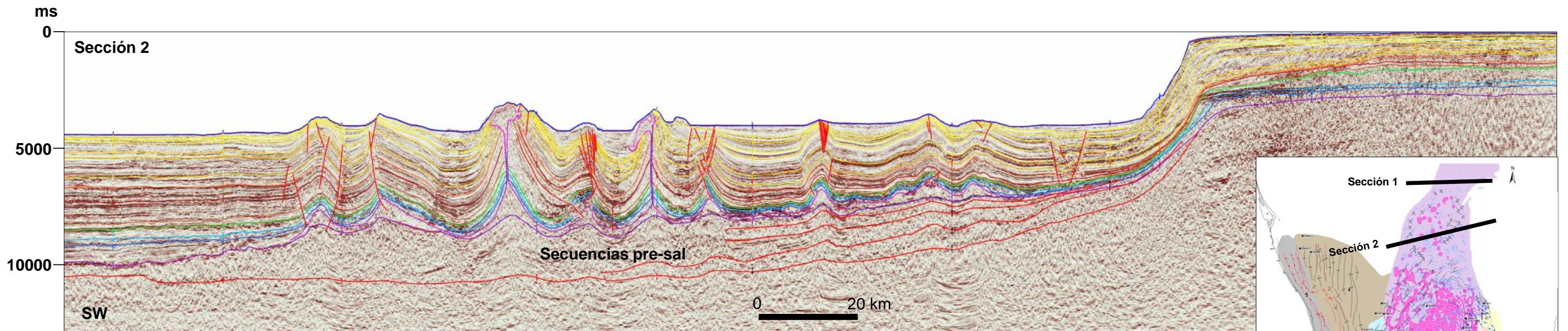
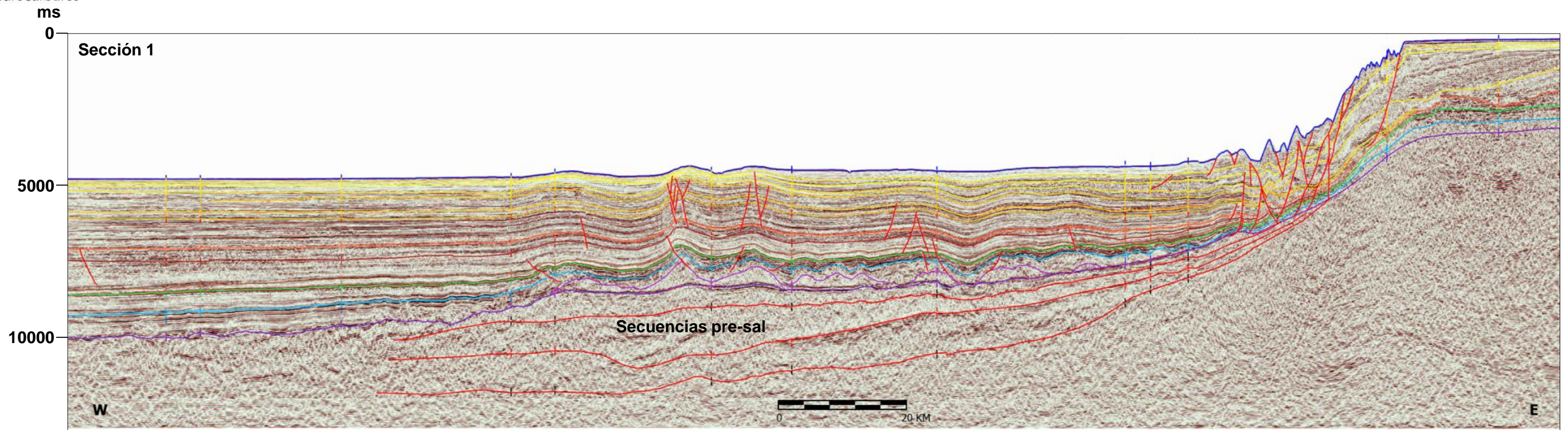
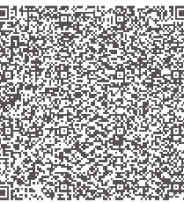






- Estructuras**
- Anticlinales amplios y anticlinales apretados, ambos fallados y nucleados por sal
  - Cuerpos someros de sal alóctona

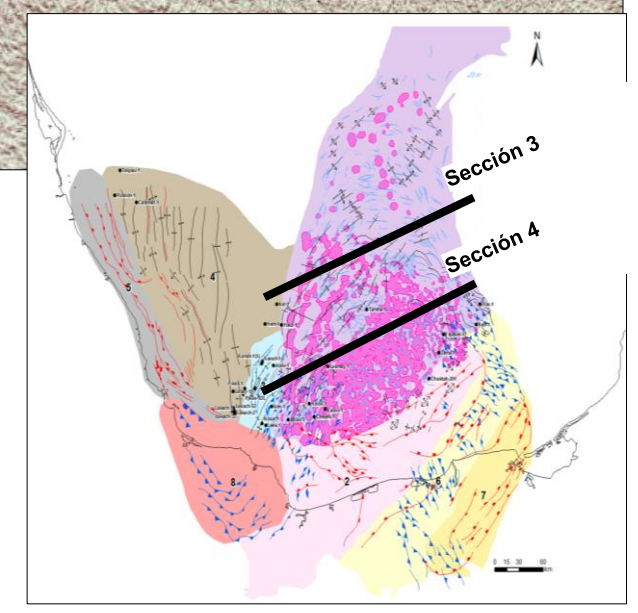
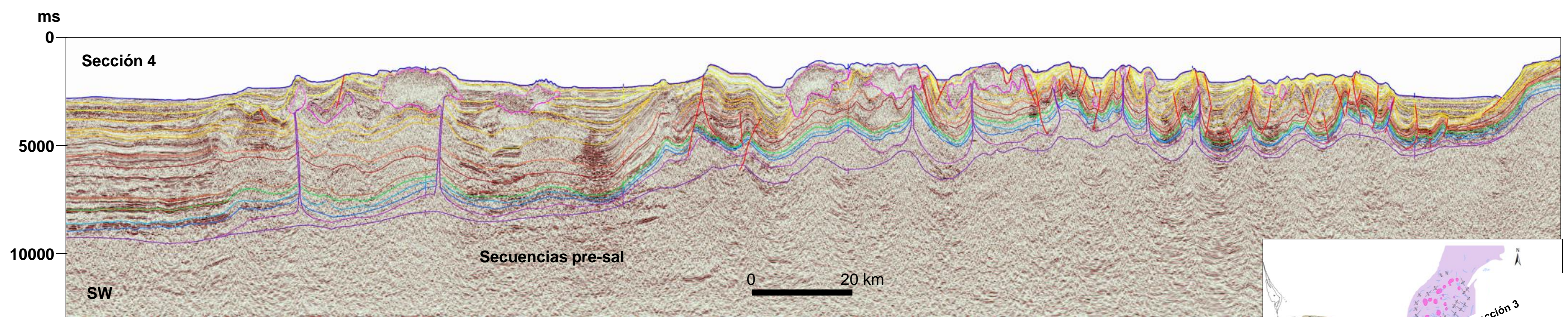
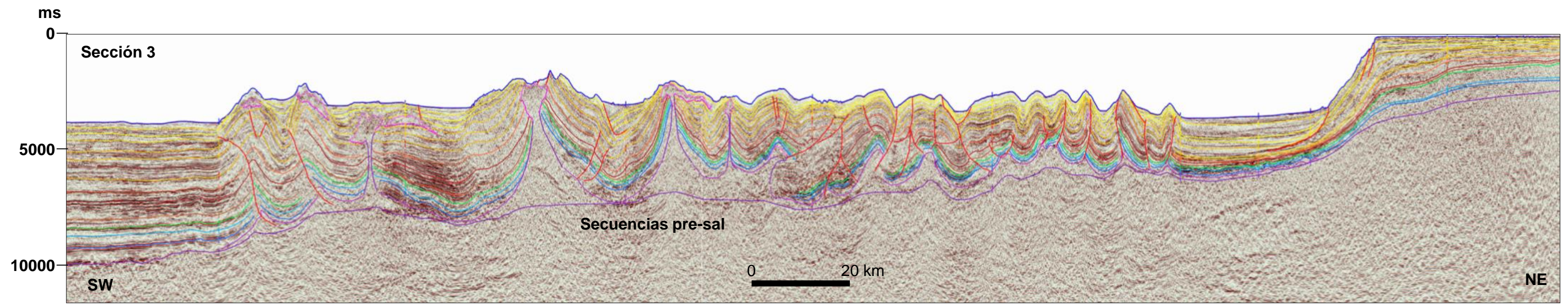
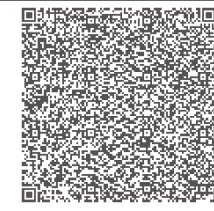




### Estructuras

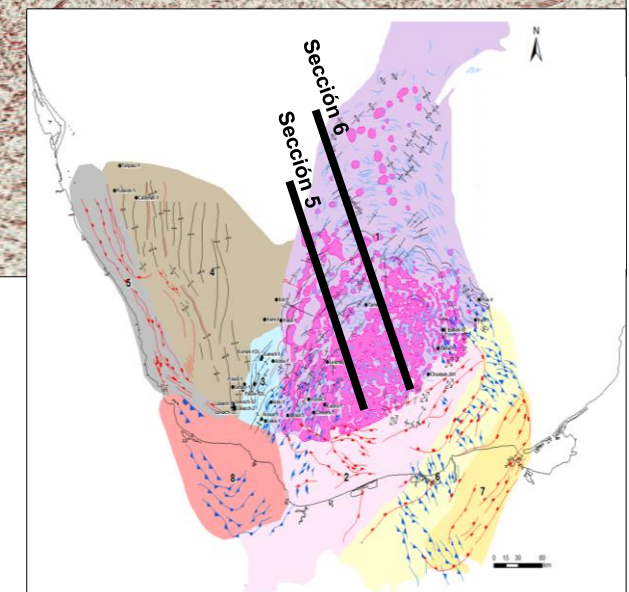
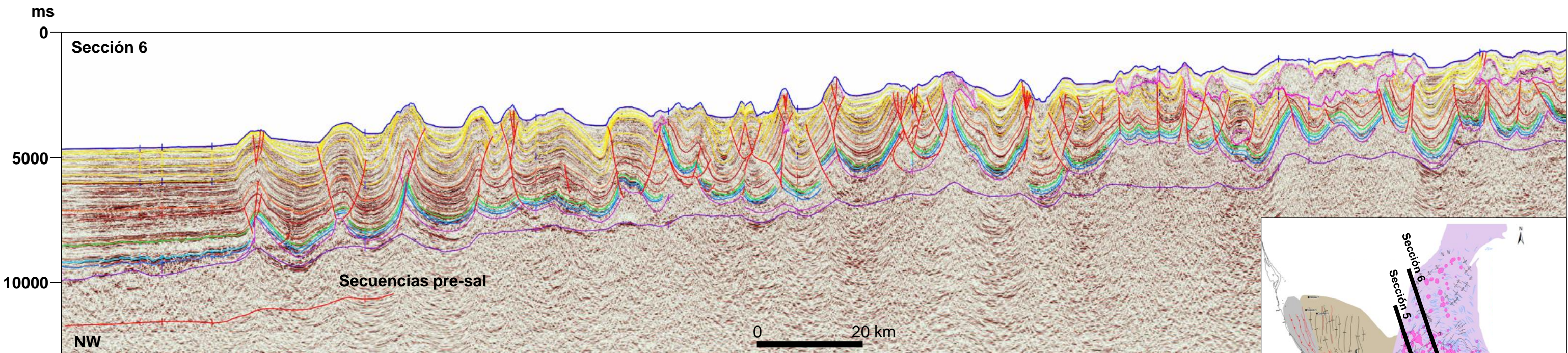
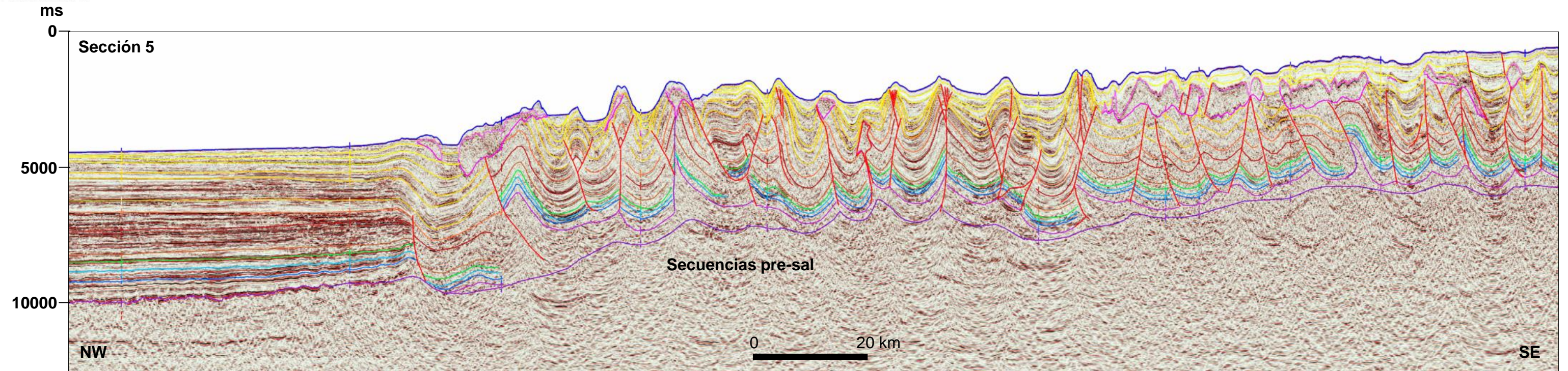
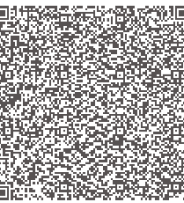
- Anticlinales fallados nucleados por sal
- Pliegues de despegue
- Canopies someros y diapiros (Sección 2)
- Soldaduras y paredes de sal (Sección 2)
- Menor deformación y menor actividad salina (Sección 1)





- Estructuras**
- Anticlinales fallados nucleados por sal
  - Cabalgaduras
  - Pliegues subsal
  - Canopies someros y diapiros comprimidos
  - Soldaduras y paredes de sal
  - Intensa deformación por actividad salina

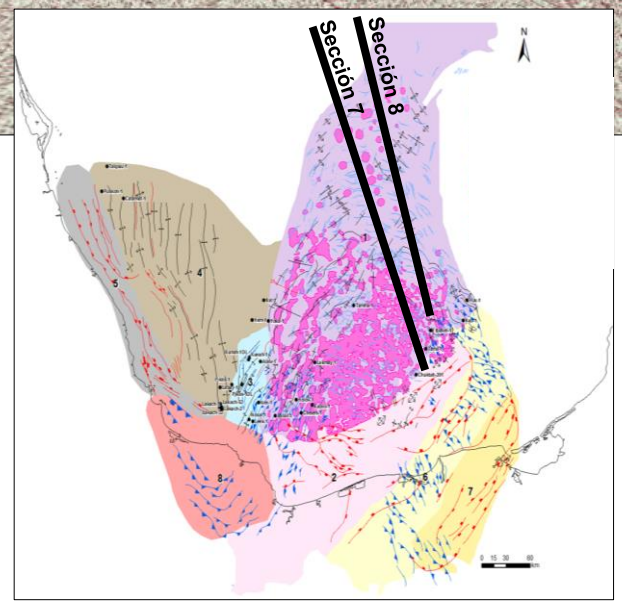
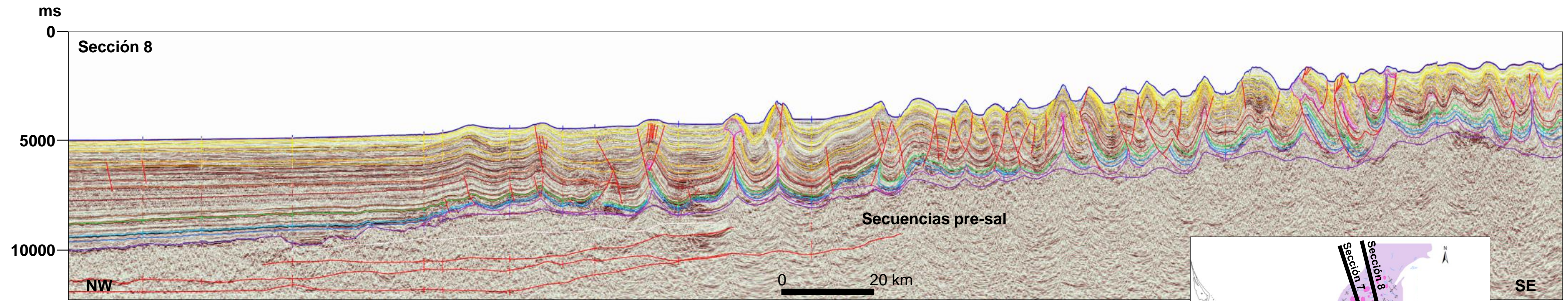
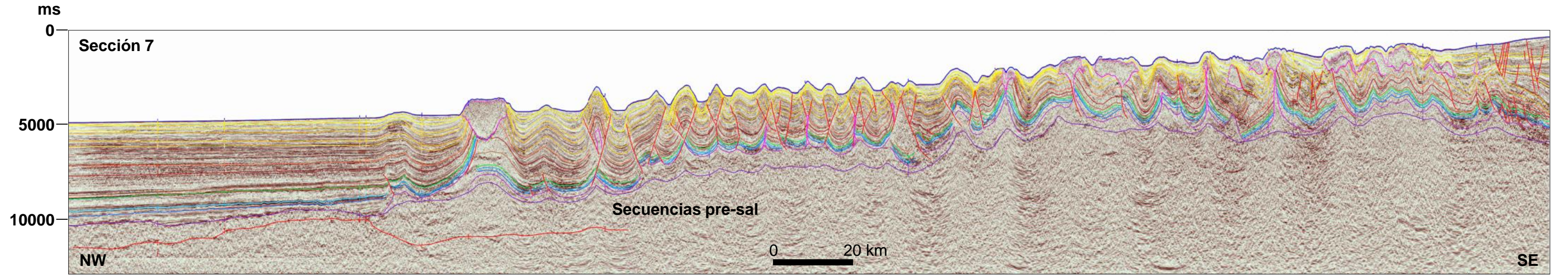
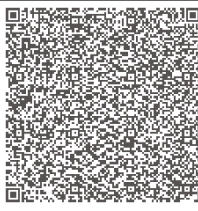




### Estructuras

- Anticlinales fallados nucleados por sal
- Cabalgaduras
- Pliegues subsalinos
- Mini-cuencas
- Canopies someros y diapiros comprimidos
- Soldaduras y paredes de sal
- Intensa deformación por actividad salina

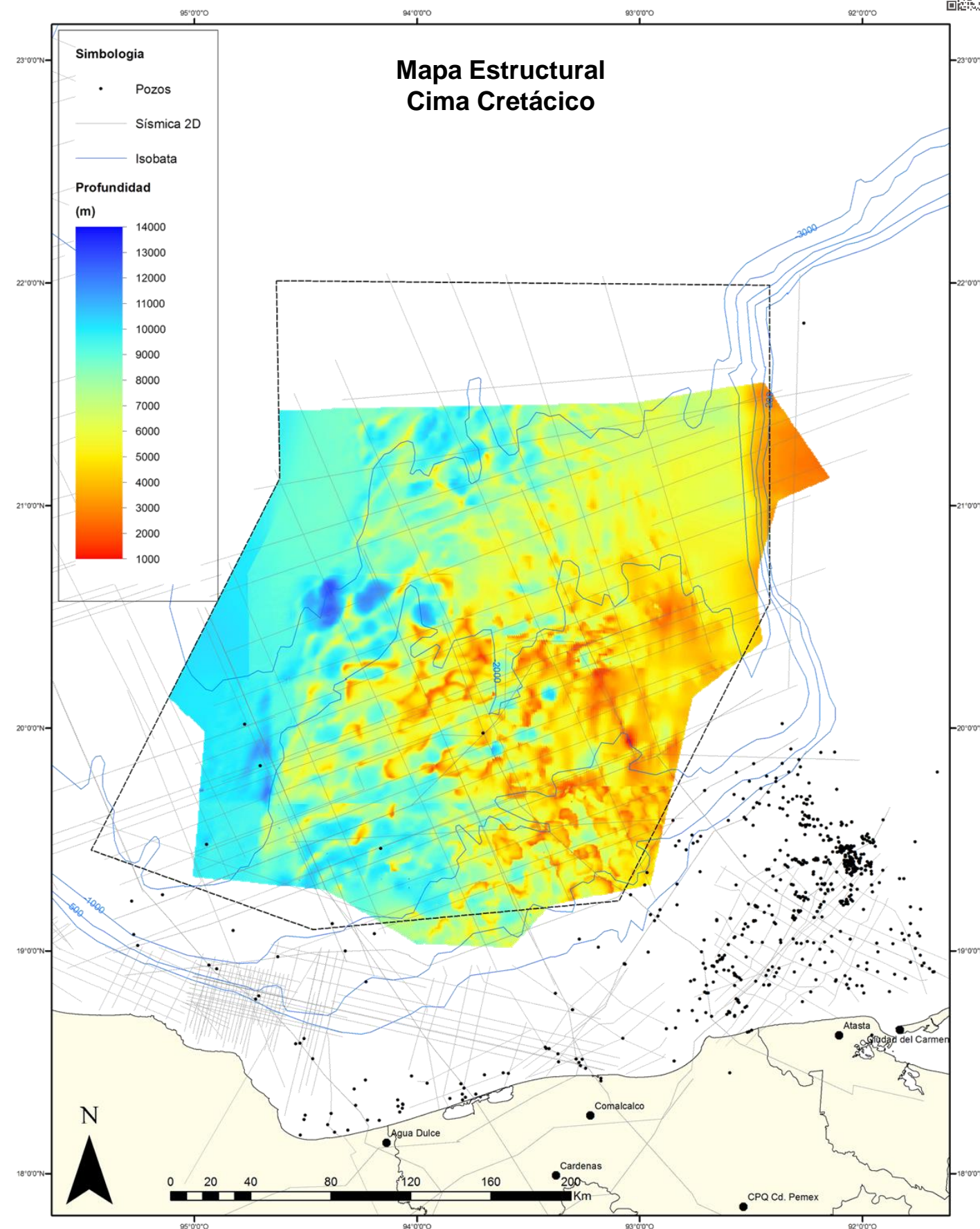
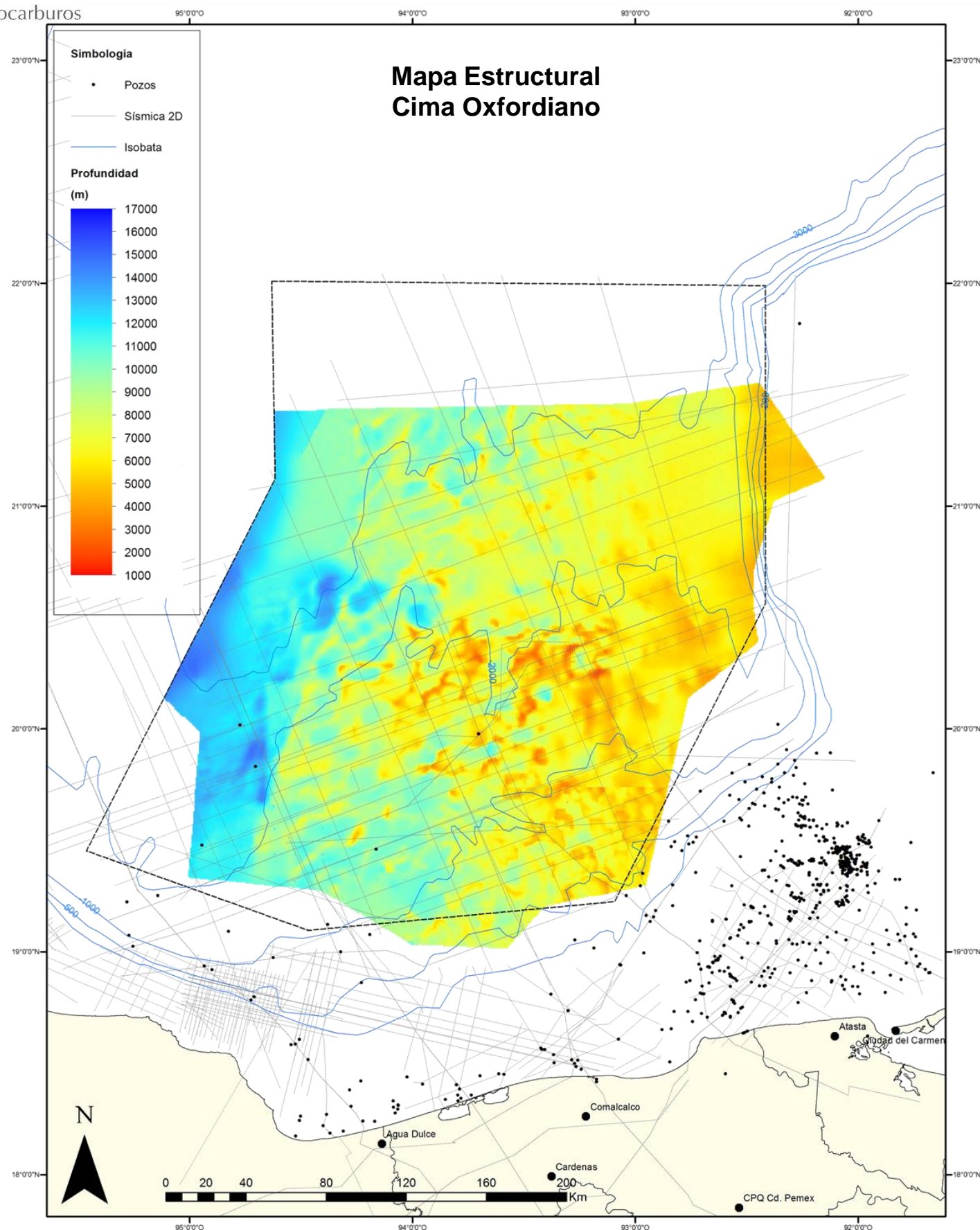
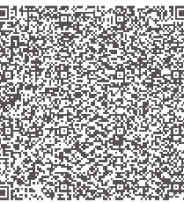




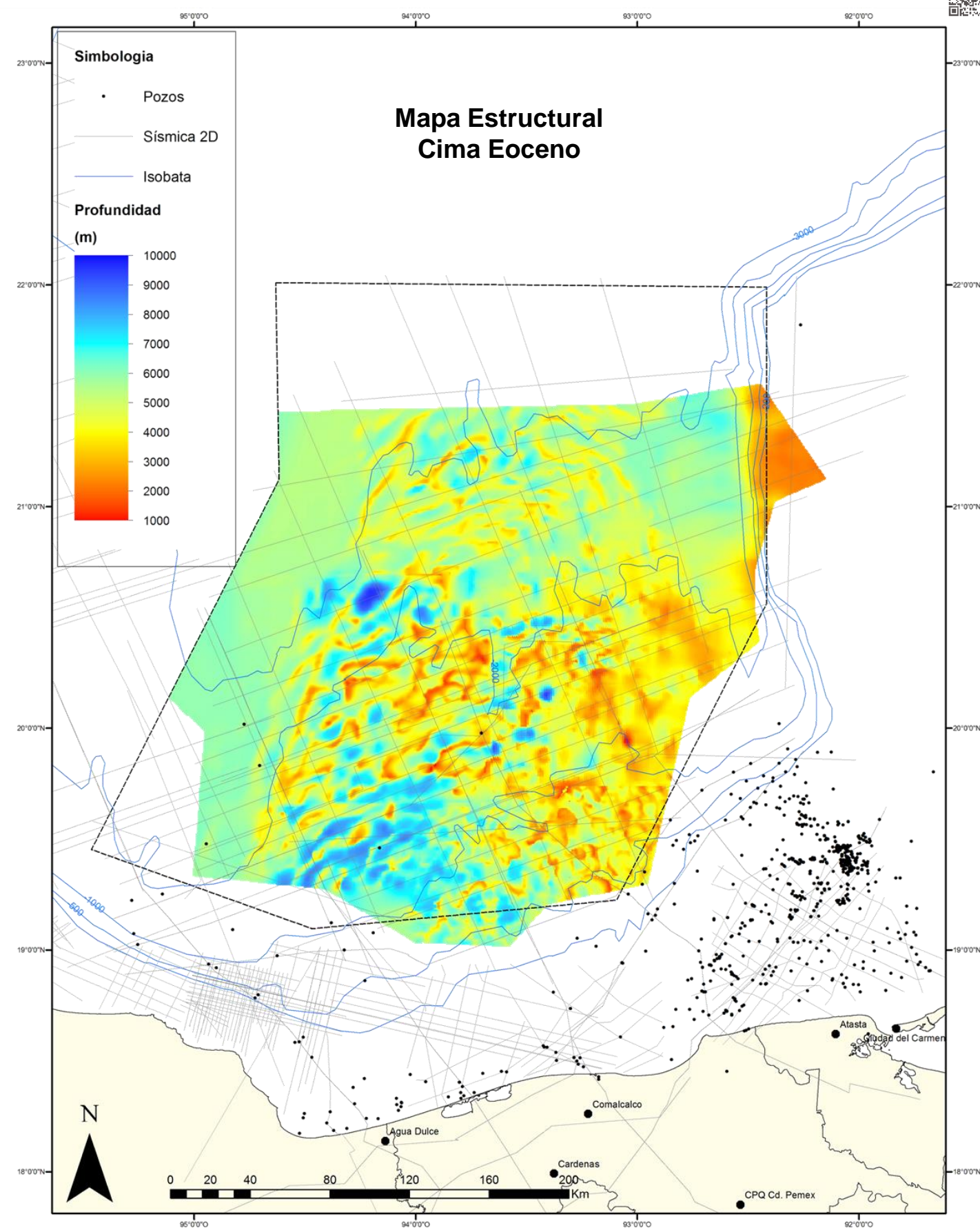
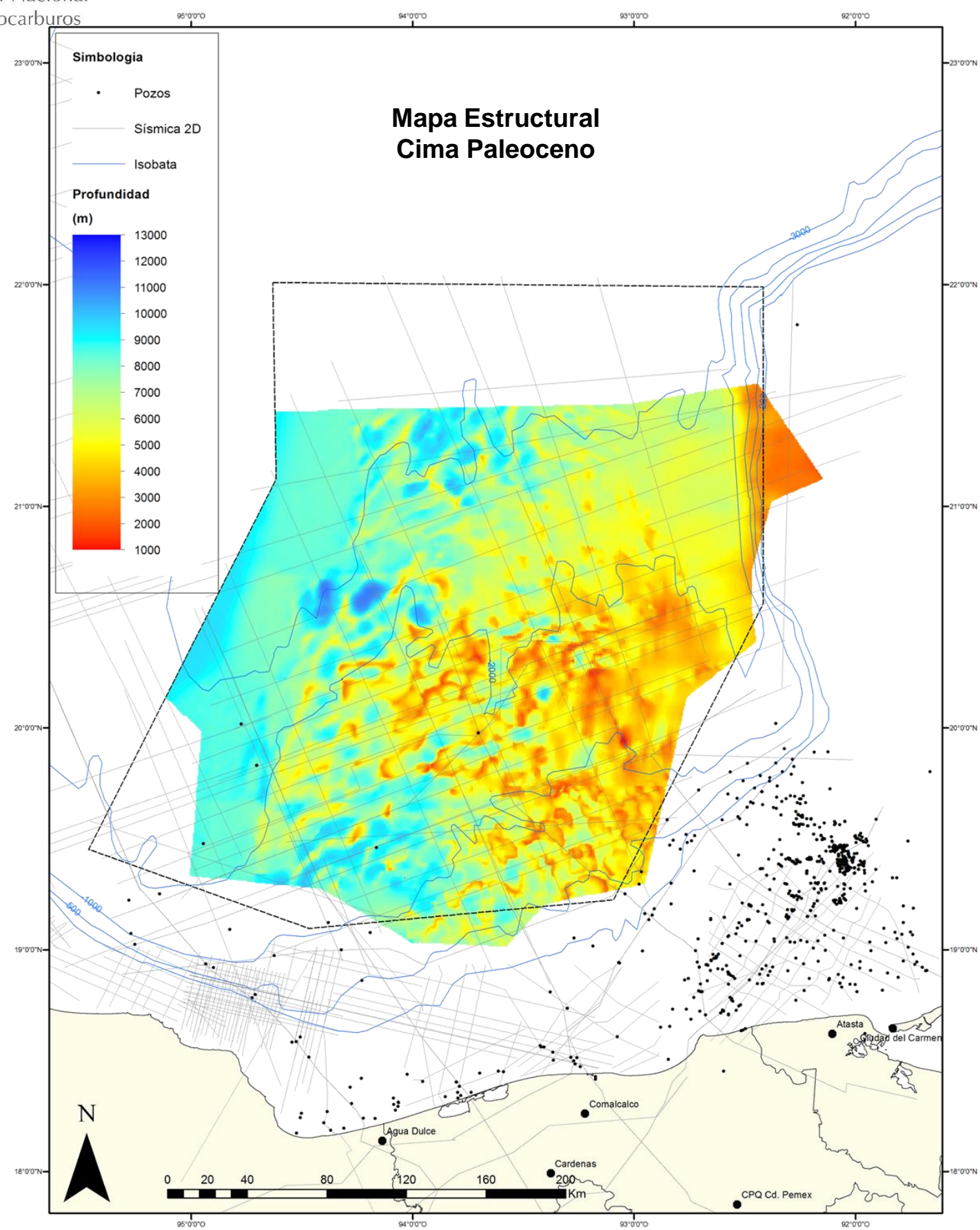
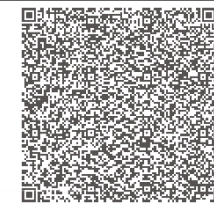
- Estructuras**
- Anticlinales fallados nucleados por sal
  - Cabalgaduras
  - Pliegues subsalinos
  - Mini-cuencas
  - Canopies someros y diapiros comprimidos
  - Soldaduras y paredes de sal
  - Intensa deformación por actividad salina



# Marco Tectónico Estructural - Mapas estructurales (1)

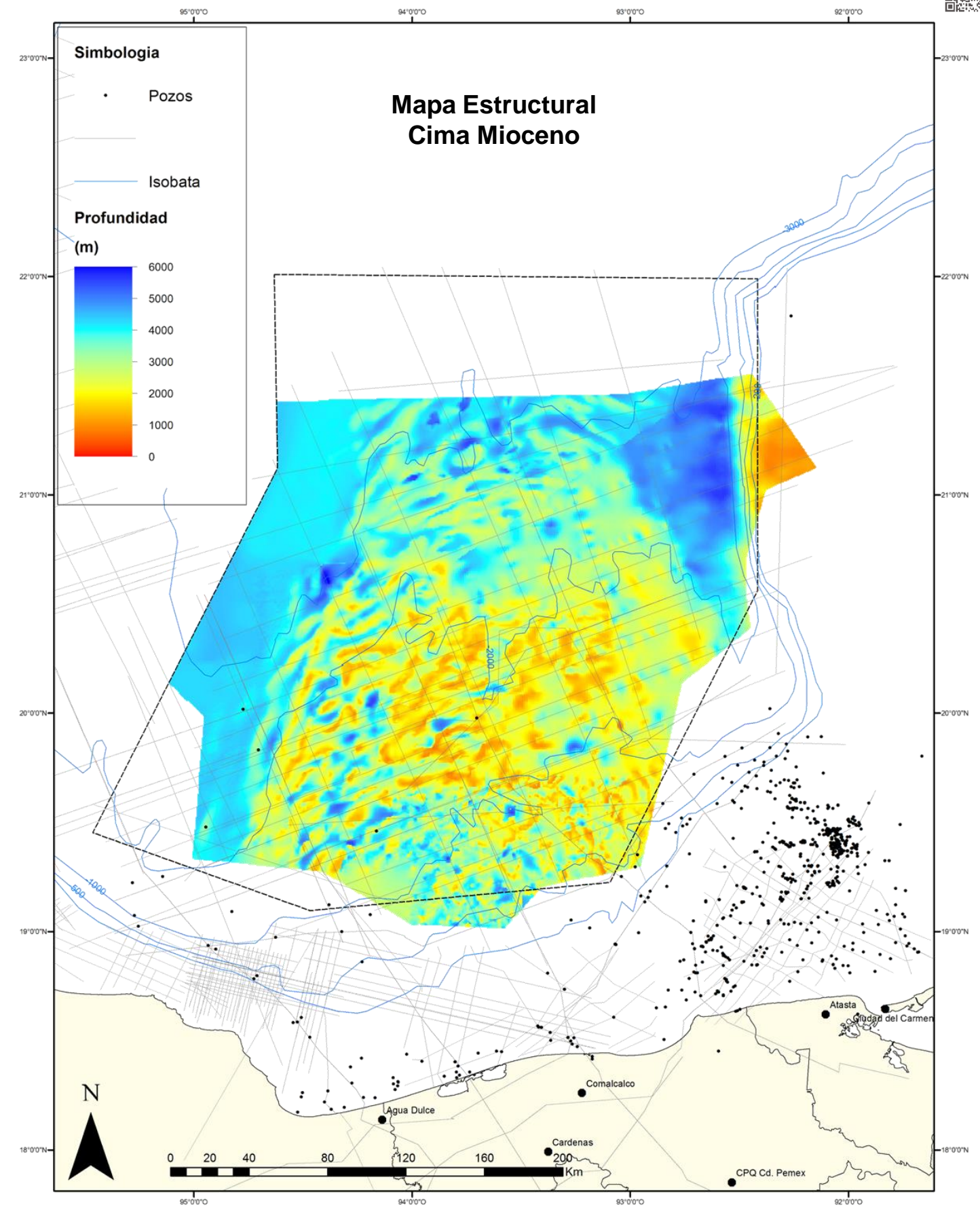
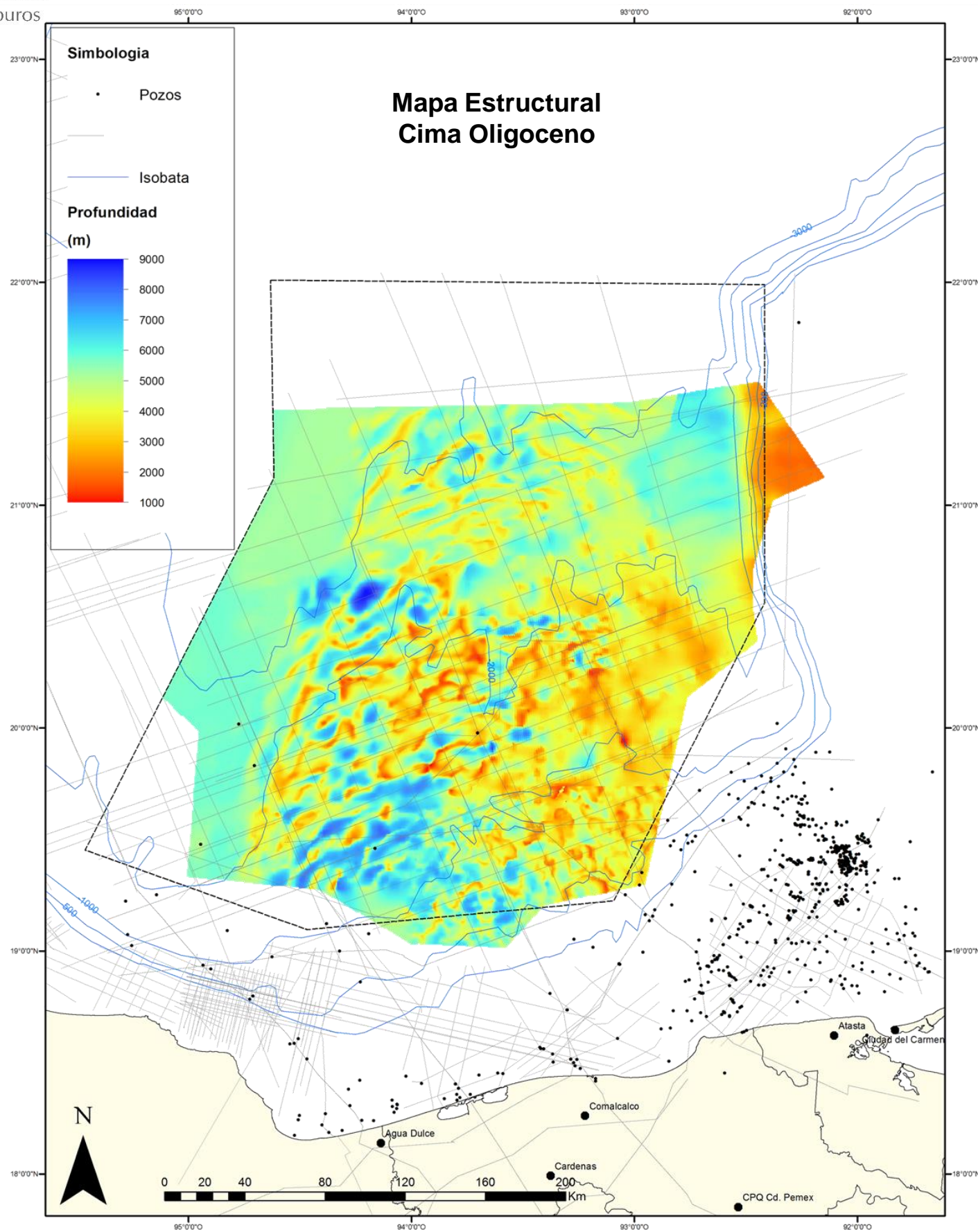
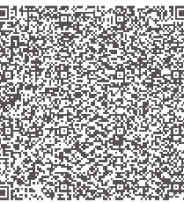




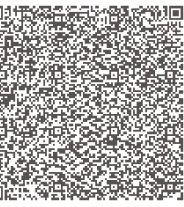




# Marco Tectónico Estructural - Mapas estructurales (3)

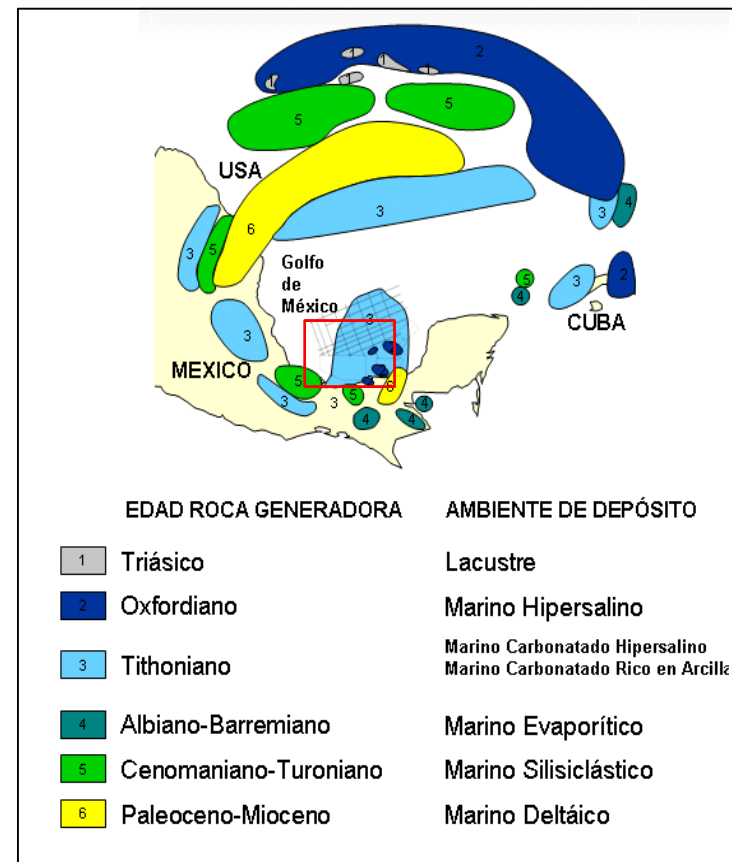
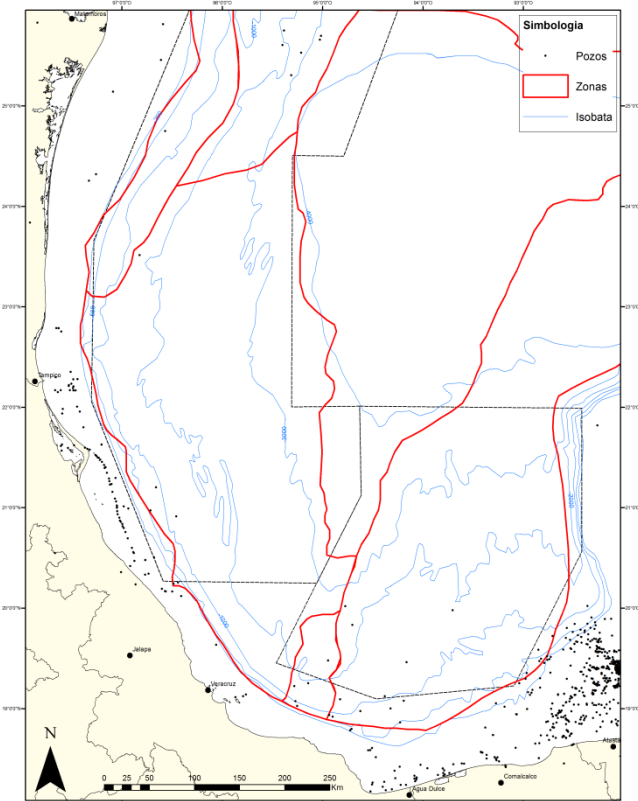
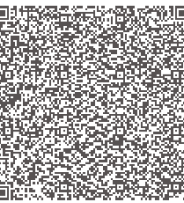






# **Sistemas Petroleros**





**Cretácico.-** Tiene niveles relativamente ricos en materia orgánica en el Cretácico y probablemente en el Kimmeridgiano, sin embargo, no existen datos precisos sobre el potencial real. Potencial máximo estimado de 2.5 T/m<sup>2</sup>.  
Existen muestras valores de COT del orden de 1% (en algunas áreas, hasta 3-4%) dispersas en las arcillas del Mioceno/Plioceno, con materia orgánica tipo mixto (II/III) pero su contribución a las acumulaciones cenozoicas no está comprobada.  
De acuerdo a interpretaciones geoquímicas, se ha establecido que las acumulaciones observadas en el Cenozoico son de origen Jurásico.

Características de la Roca Generadora Cretácico

Espesor neto: 20 a 200 m  
Riqueza Orgánica: ~ 2.5%  
Materia Orgánica: Tipo II (IH ~500-600)

**Titoniano.-** Las rocas de edad Titoniano constituyen el principal elemento generador de hidrocarburos de las Cuencas Mesozoicas del Sureste y muy probablemente de Aguas Profundas Sector Sur. Se encuentran ampliamente distribuidas, variando su espesor entre 100-400 m.

Desde el punto de vista sedimentológico las litofacies se asocian con ambientes carbonatados profundos que van de plataforma externa a cuenca. En algunas partes dos horizontes pueden diferenciarse en el Titoniano: un horizonte secundario grueso de baja calidad, y un horizonte principal mas delgado de mas alta calidad roca generadora. Potencial máximo estimado de 3 a 4 T/m<sup>2</sup>.

Características de la Roca Generadora Tithoniano

Espesor neto: 20 a 200 metros  
Riqueza Orgánica: ~ 4%  
Materia Orgánica: Tipo II a II S Tipo II (IH ~500-700)

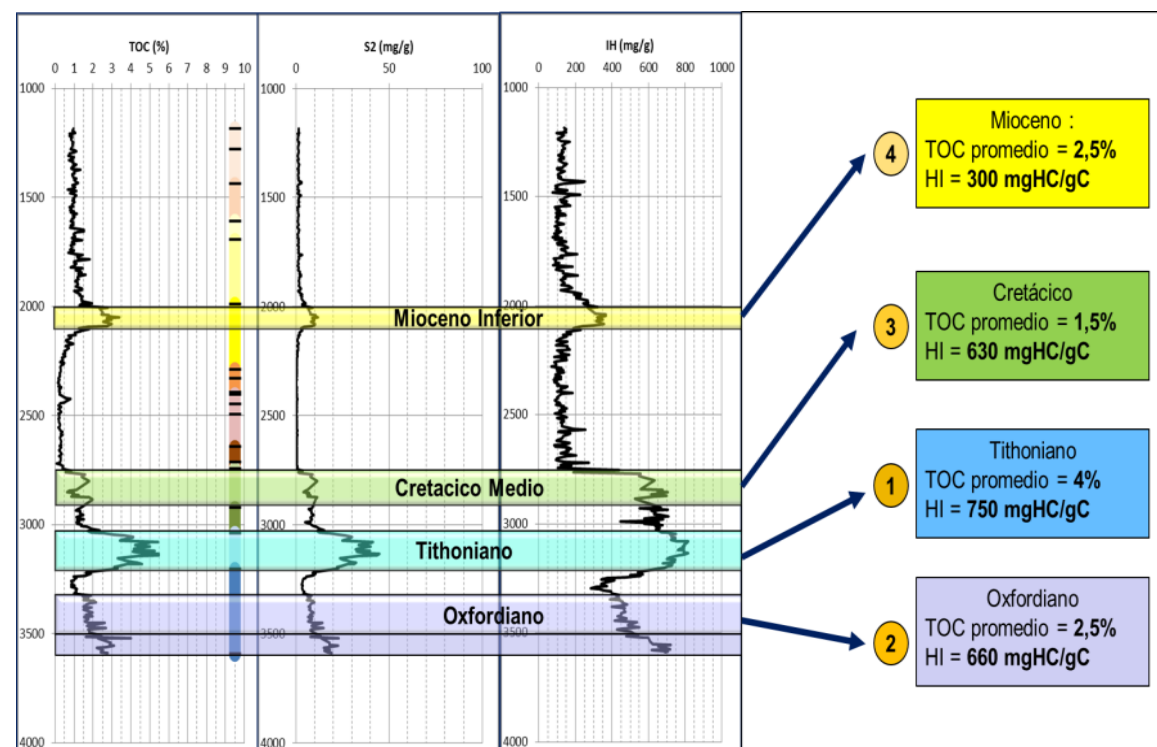
La roca generadora regional del Jurásico Superior, de origen marino (Tipo II) está comprobada en la zona y considerada como responsable de las acumulaciones de aceite ligero y mediano (análisis químico del aceite).

**Oxfordiano.-** El subsistema generador del Oxfordiano podría ser considerado como secundario, con un potencial máximo estimado de 3 T/m<sup>2</sup>.

Características de la Roca Generadora del Oxfordiano

Espesor neto: 20 a 200 metros  
Riqueza Orgánica: ~ 3%  
Materia Orgánica: Tipo II (IH ~ 500-700)

Se considera que el sistema petrolero del Oxfordiano es un sistema cerrado ya que las acumulaciones dentro de los intervalos arenosos de la base del Oxfordiano Inferior provienen únicamente de la expulsión de hidrocarburos de la roca generadora Oxfordiana y no migran hacia los niveles del Kimmeridgiano o Cretácico.

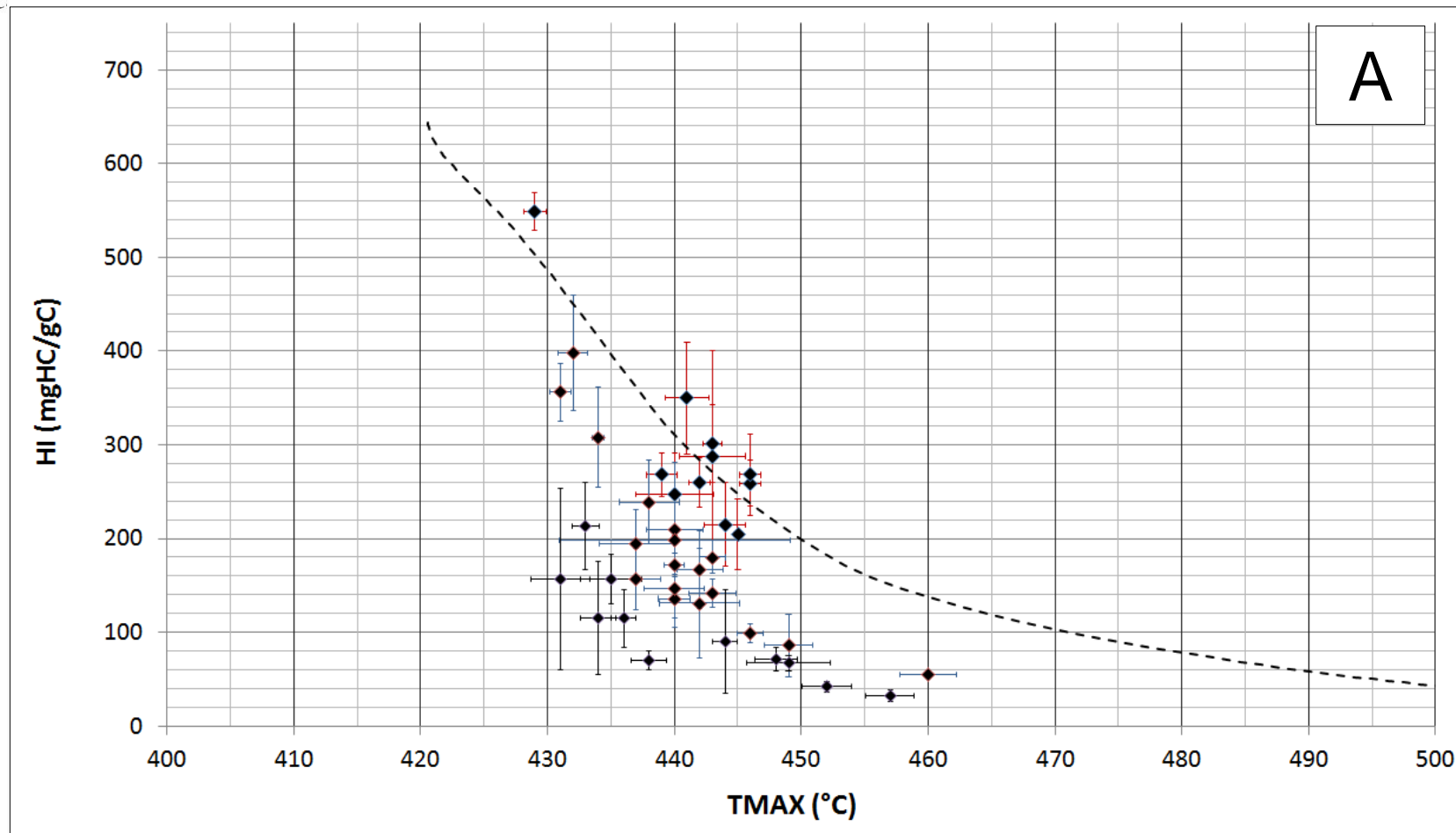
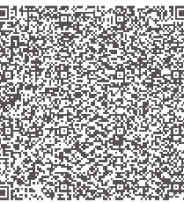


- 4 Mioceno :  
TOC promedio = 2,5%  
HI = 300 mgHC/gC
- 3 Cretácico  
TOC promedio = 1,5%  
HI = 630 mgHC/gC
- 1 Tithoniano  
TOC promedio = 4%  
HI = 750 mgHC/gC
- 2 Oxfordiano  
TOC promedio = 2,5%  
HI = 660 mgHC/gC

*Se reconocen 4 rocas generadoras de calidad diversa.*

*Las rocas generadoras del Tithoniano en conjunto con las del Oxfordiano tienen el potencial suficiente para ser consideradas como las rocas generadoras principales*

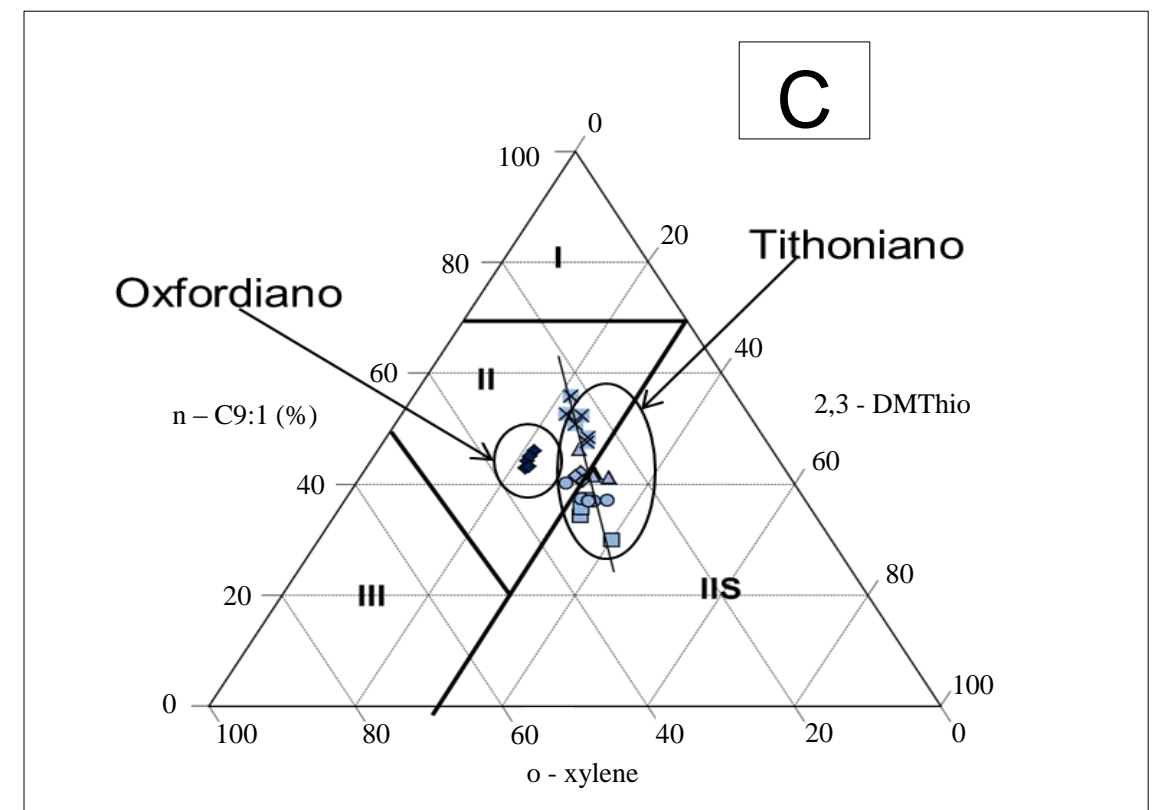
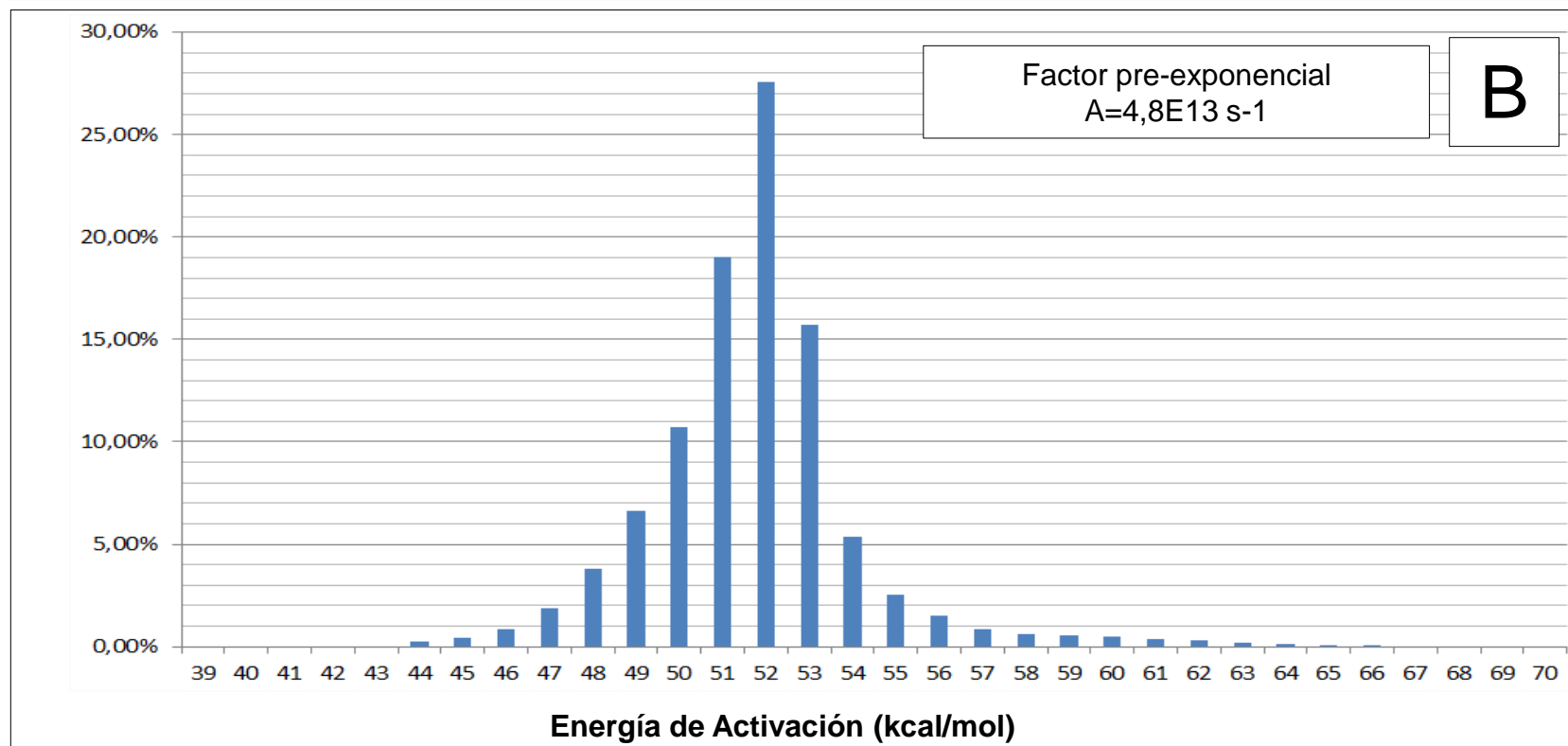




El potencial inicial en el área se determinó con base en más de 1,500 datos de pirólisis, con un análisis detallado. El Tithoniano, en la parte oriental de Aguas Someras, presenta un potencial inicial promedio del orden de 4.0 a 5.0 T/m<sup>2</sup>, con variaciones laterales y verticales importantes del COT e IH inicial. Se encontraron variaciones laterales y verticales del IH inicial promedio de 250 mg HC/gR hasta 600 mgHC/gR.

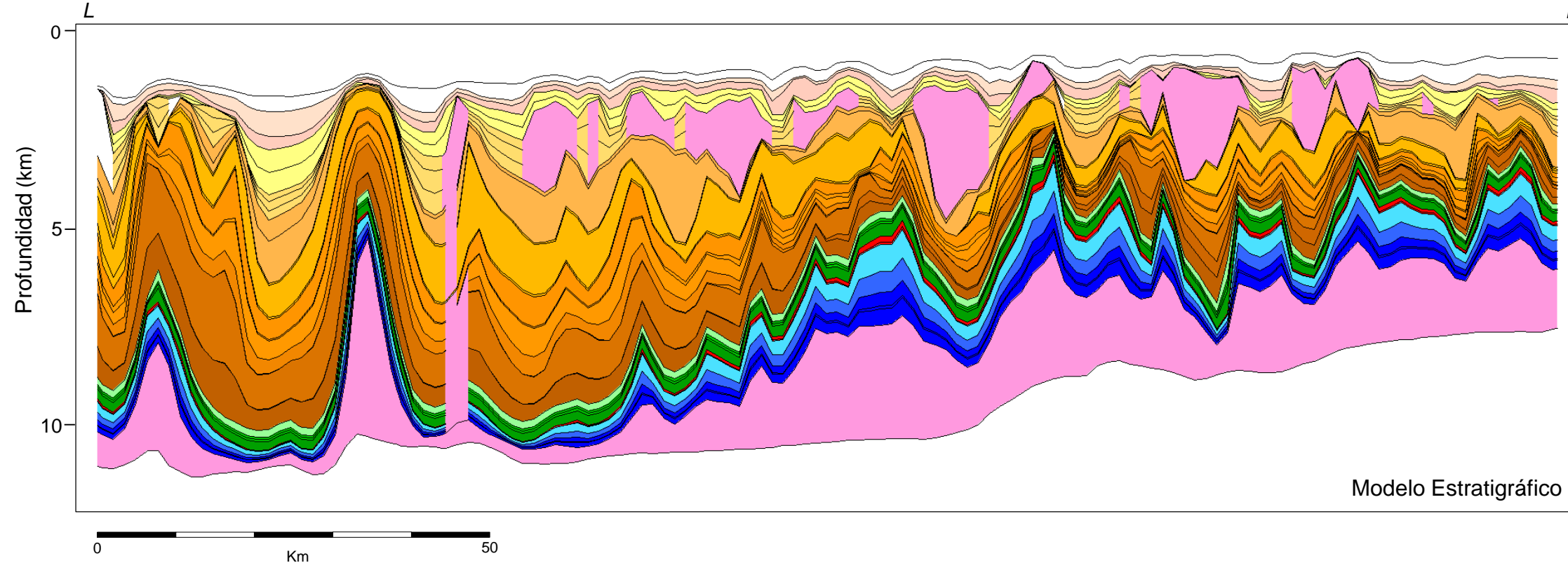
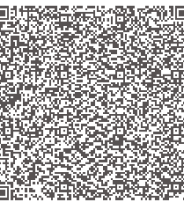
Se realizaron experimentos de adquisición de parámetros cinéticos para el Tithoniano, Cretácico y Oxfordiano sobre muestras inmaduras y algunas maduras. **La Figura A** es un gráfico que representa el HI promedio en función de la Tmax promedio por pozo en el Tithoniano así como la curva de evolución de la cinética, **Figura B**. El Tithoniano en la zona marina es caracterizado por valores de Tmax mayores a 430 °C y una madurez superior a 0.6 %VRo.

El análisis de abundancia del o-xileno, n-1-noneno y de 2.3 dimetiltiofeno en varias muestras permite confirmar que el Tithoniano presenta variación lateral de tipo IIS a tipo II. En comparación, el Oxfordiano parece ser claramente de tipo II **Figura C**.

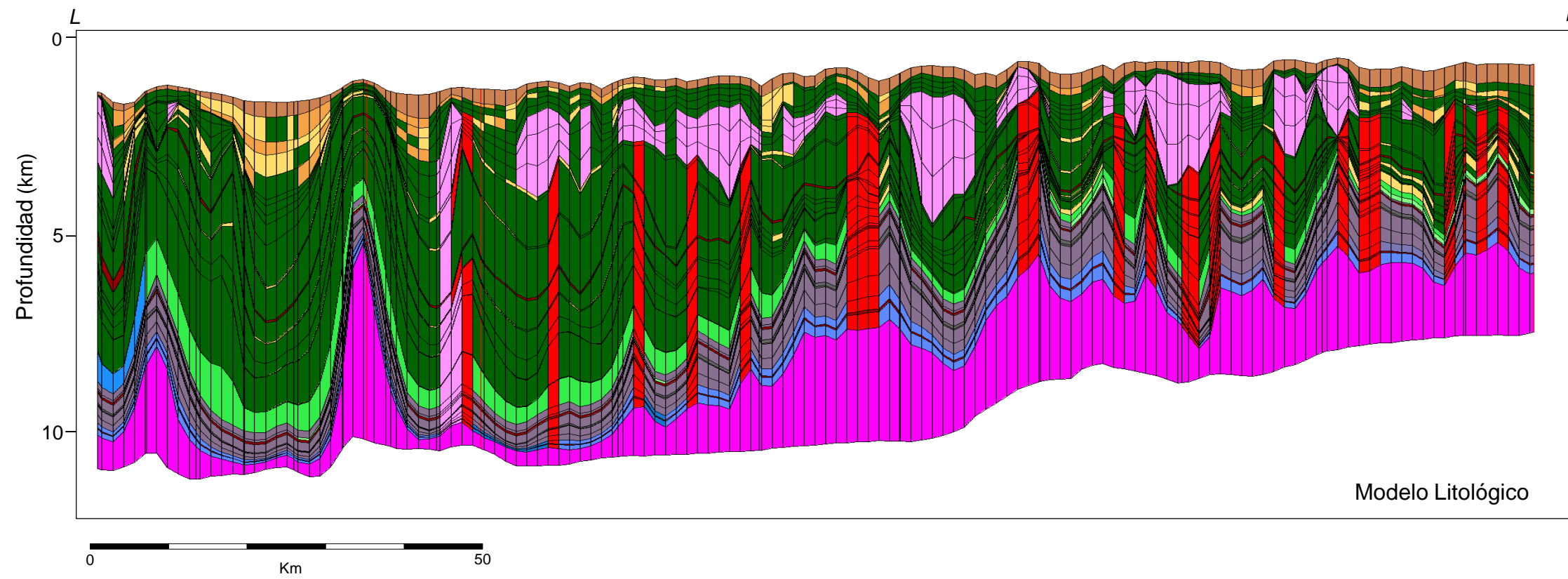
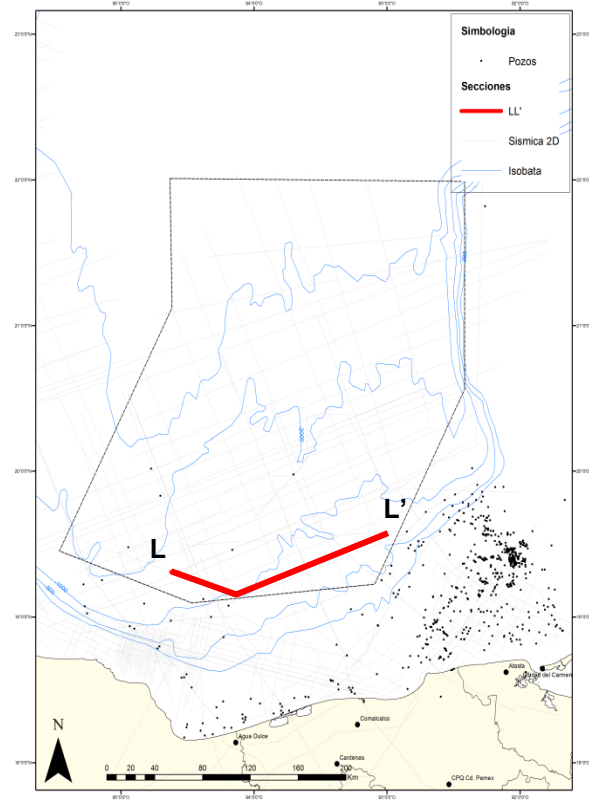




# Sistemas Petroleros - Modelo Geológico

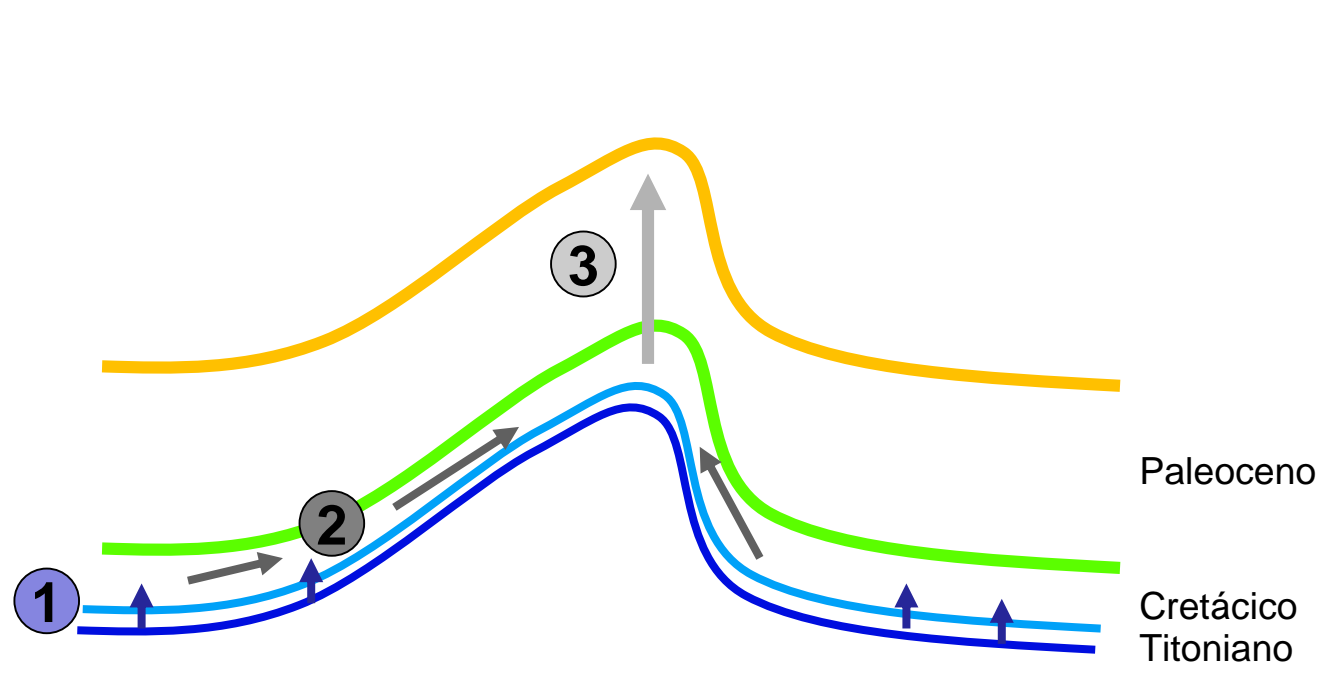
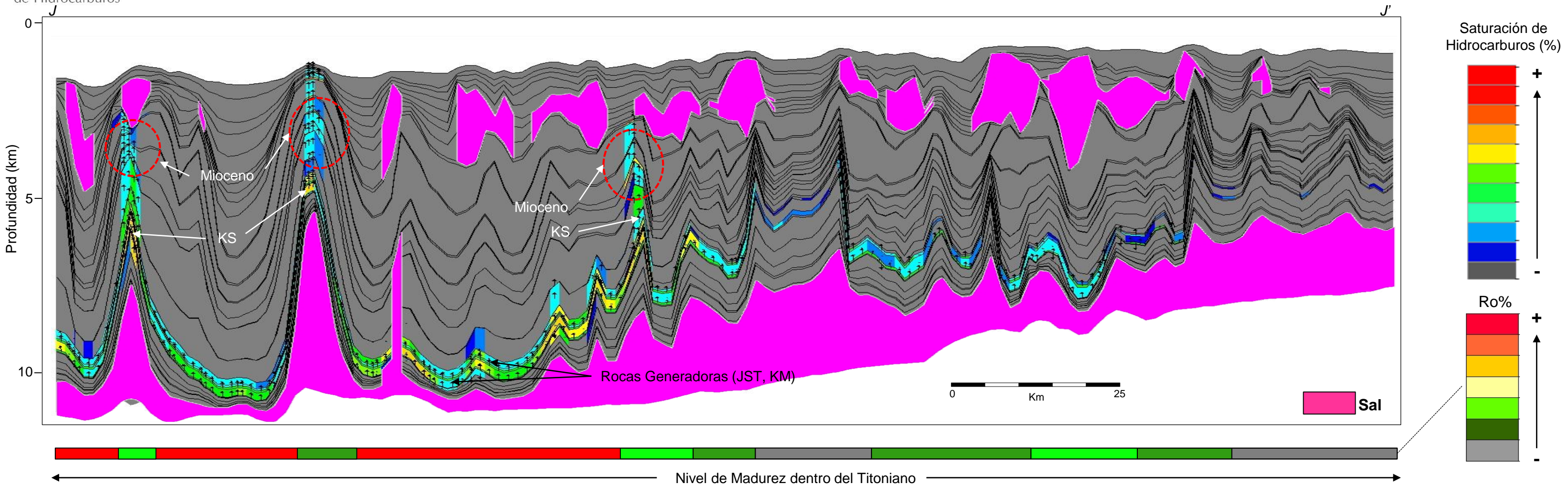
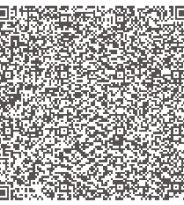


Fondo Marino
Plioceno Tardío
Plioceno Medio
Plioceno temprano
Mioceno Tardío
Mioceno Medio
Mioceno Temprano
Oligoceno Tardío
Eoceno Tardío
Paleoceno
Cretácico Tardío
Cretácico Temprano
Titoniano
Kimmeridgiano
Oxfordiano
Sal
Basamento



Lutita Sello
Lutita 1
Lutita 2
Limolitas
Arena Arcillosa
Arena Común
Arena Limpia
Carbonatos 1
Carbonatos 2
Falla / Soldadura
Arcilla Roca Generadora
Sal (Alóctona)
Sal (Calloviano)



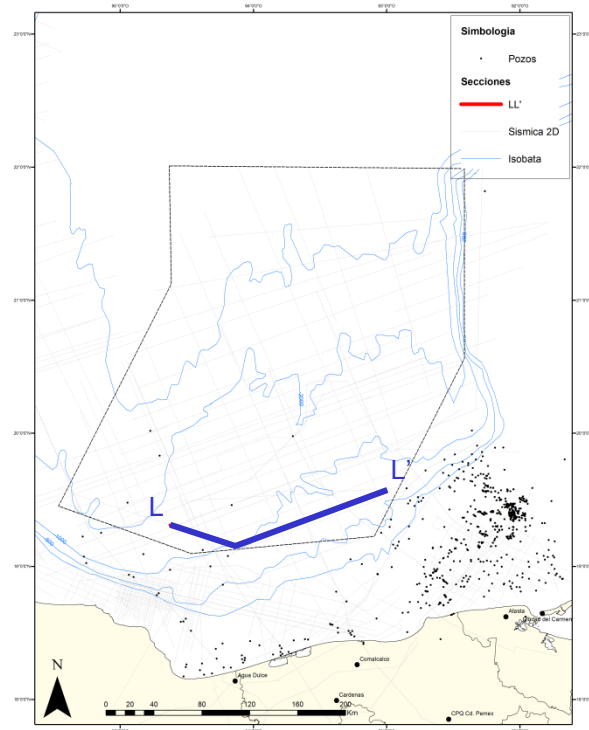


**Modelo de Migración y carga de HC**

1. Expulsión de HC del Tithoniano y Cretácico (Migración Primaria)
2. Migración lateral en rocas del Cretácico hasta la cima de las estructuras
3. Fuga en el Paleoceno cuando se desarrolló una columna importante y la densidad de los fluidos lo permitió : mínimo 40% de gas => RGA > 300 m3/m3, API < 35/40 eq. VRo > 1,1%

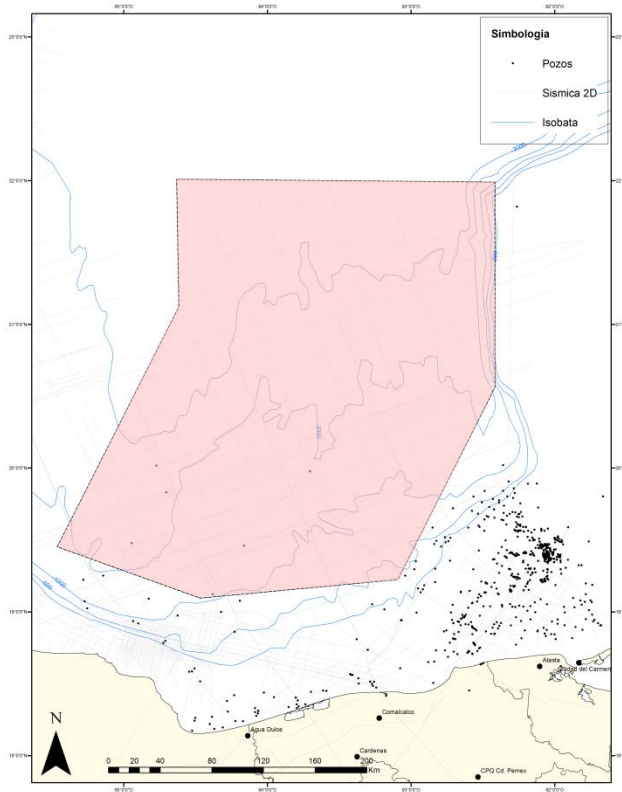
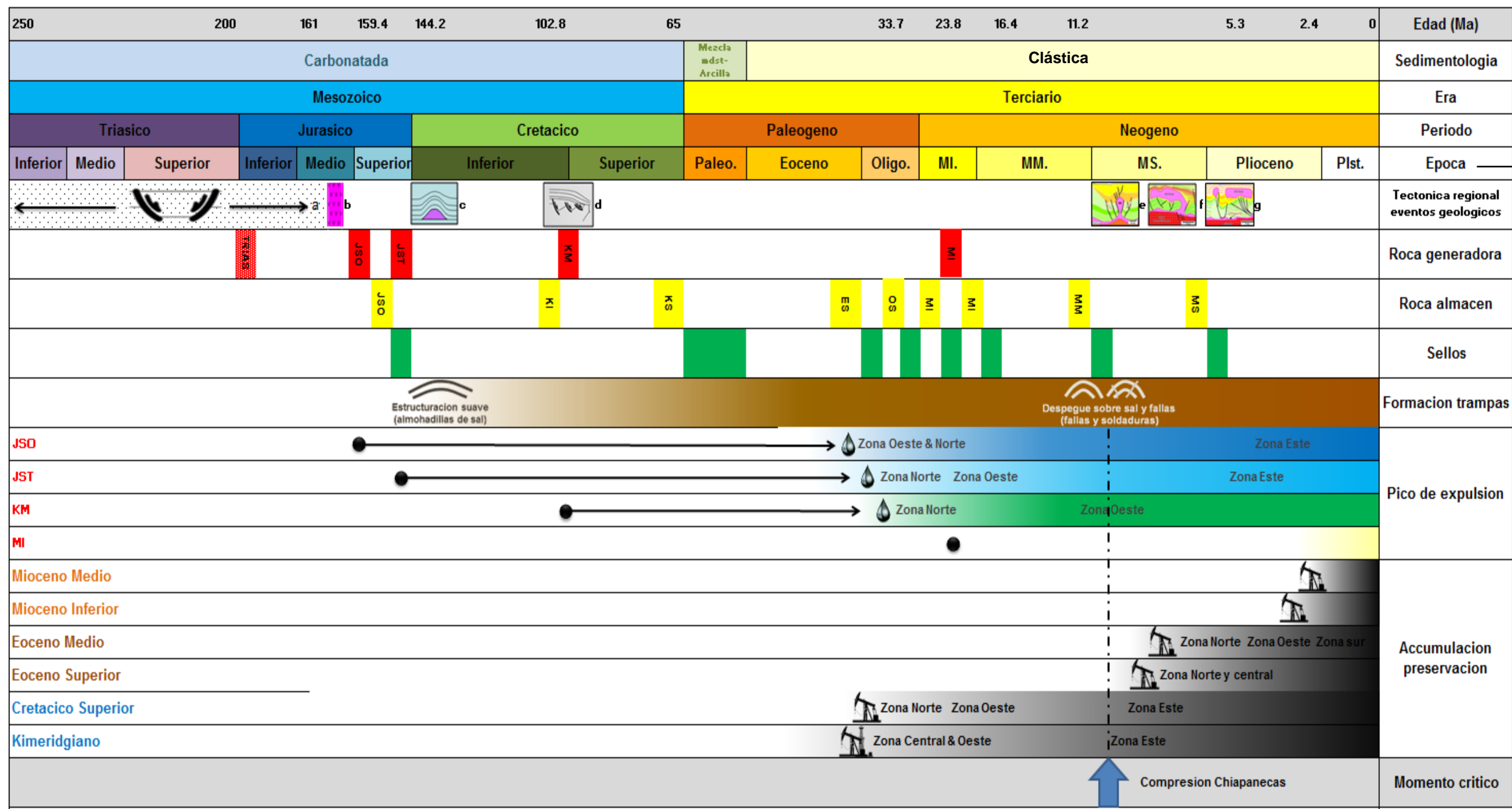
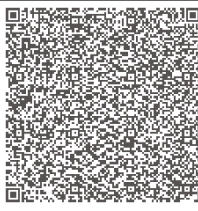
**Notas**

- Debido a que la permeabilidad en las rocas del Cretácico es baja, la velocidad de migración es lenta.
- El sistema de migración en el Terciario indica que es más favorable una acumulación de aceites extra ligeros/condensados/gas.



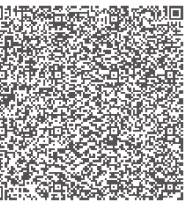


# Sistemas Petroleros - Diagrama de sincronía



- ### Tectónica regional - eventos geológicos
- Periodo de *rifting*
  - Depósito de evaporitas (Calloviano)
  - Formación de almohadillas y domos de sal tempranos
  - Margen pasiva
  - Orogenia Chiapaneca e intrusión diapírica
  - Desarrollo de canopies de sal
  - Cierre de diapiros, soldaduras de sal

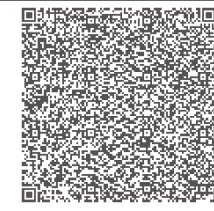




# Delimitación de *plays*

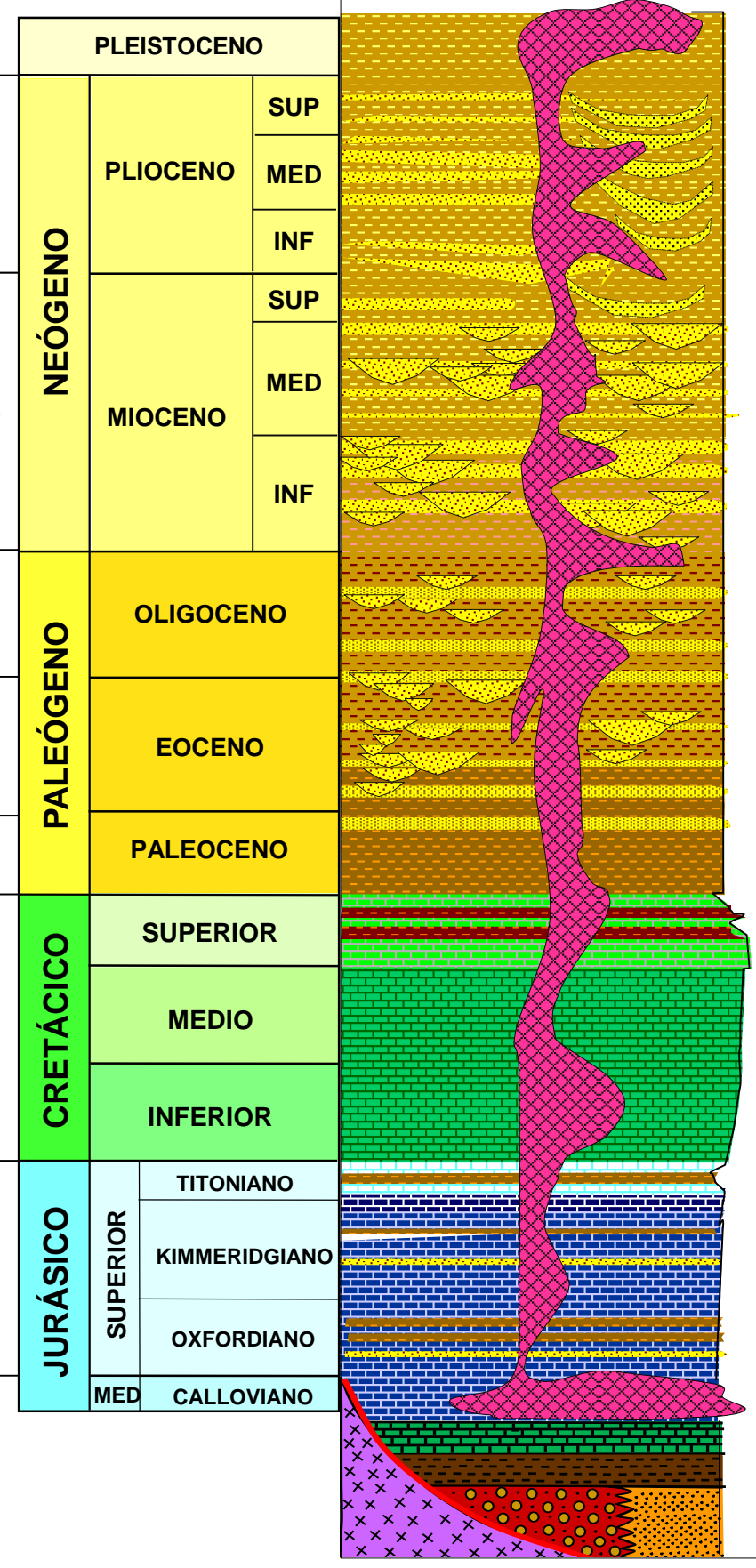


# Delimitación de los *plays*



## Plays identificados

Play con bajo potencial, con campos al sureste del área, en la zona compartida con Aguas Someras	★
Play probado en la provincia geológica Cinturón Plegado de Catemaco y con alto potencial en la provincia Salina del Istmo	★
Play con potencial bajo el las provincias geológicas Cordilleras Mexicanas y Salina del Istmo	●
Play con potencial medio en las provincias geológicas Cordilleras Mexicanas y Salina del Istmo	●
Sello regional para el <i>play</i> Cretácico	
Play con campos de aceite pesado al sureste del área, en la zona colindante con Aguas Someras. Potencial prospectivo principalmente de aceite medio-pesado hacia su continuidad en aguas profundas	★
Principal roca generadora del área (Titoniano) Plays Kimmeridgiano y Oxfordiano con producción en Aguas Someras y potencial en Aguas Profundas	●

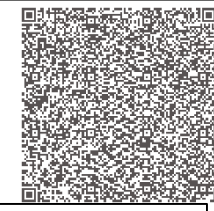


## Litología principal y sistemas de depósito

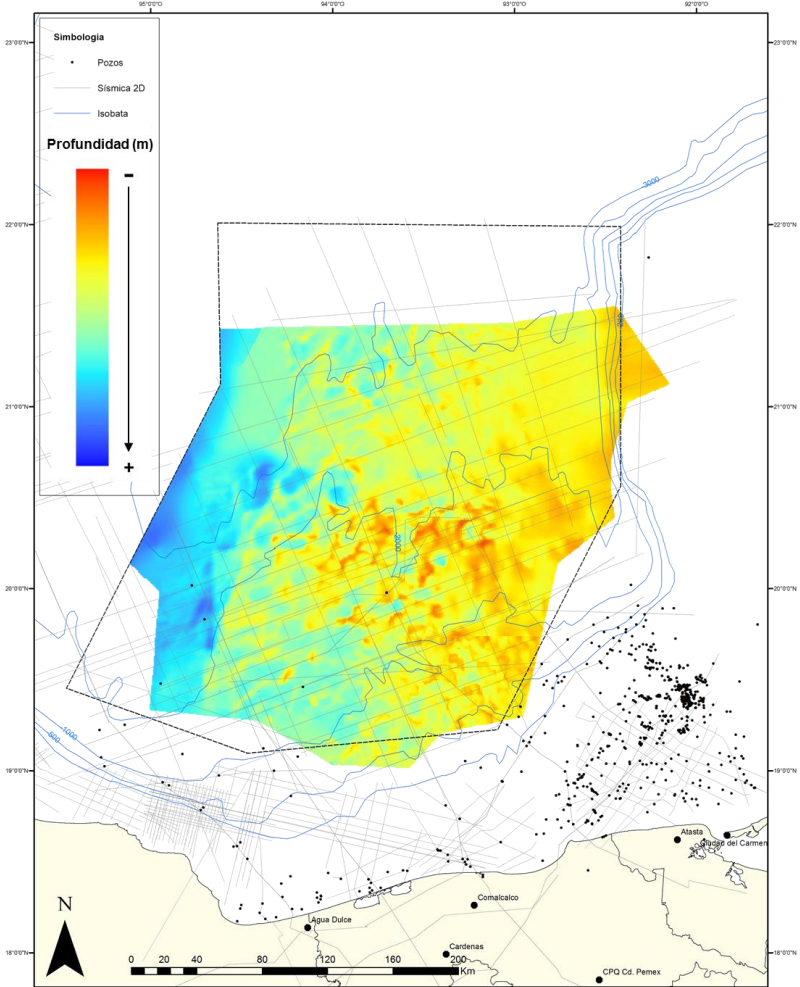
Areniscas de cuenca y talud (turbiditas)
Areniscas de cuenca y talud (turbiditas) Sistemas canalizados
Areniscas turbidíticas (canales y abanicos submarinos)
Areniscas de cuenca y talud (turbiditas) Canales
Lutitas de piso de cuenca
Carbonatos de cuenca fracturados, brechas carbonatadas de pie de talud
Roca generadora – lutitas y calizas arcillosas de cuenca (Tithoniano) Bancos oolíticos y carbonatos de plataforma y cuenca

★ Play establecido      ● Play hipotético

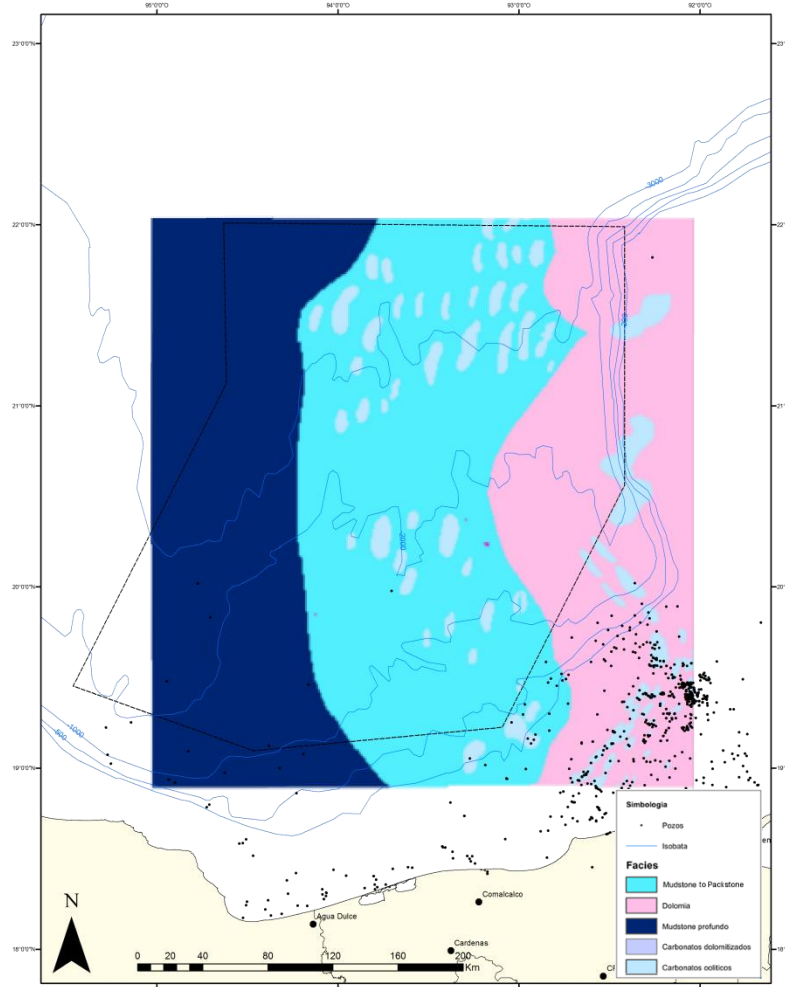




**Mapa estructural - Oxfordiano**



**Mapa Facies - Kimmeridgiano**



**Play Oxfordiano**

**Roca generadora:** Calizas arcillosas y lutitas calcáreas del Oxfordiano medio.

**Roca almacén:** Carbonatos de rampa y posiblemente bancos oolíticos.

**Sello:** Calizas arcillosas y lutitas calcáreas del Oxfordiano medio.

**Tipo de Trampa:** Estructurales y combinadas. La tectónica salina es predominante en esta zona con diapirismo activo, por lo que la mayoría de las trampas están asociadas con el movimiento de la sal del Calloviano. Ejemplos de ellas son:

- 1) Anticlinales directamente relacionados con la tectónica salina, con despegue en la sal.
- 2) Anticlinales asociados a las fases compresivas Cenozoicas con despegue en el nivel de la sal del Calloviano o en las arcillas disarmónicas del Paleógeno.

La gravedad API es altamente variable, con valores mas altos hacia el Suroeste, por debajo de la cocina mas madura del Oxfordiano (migración por descenso). El sepultamiento y craqueo secundario son también importantes para el tipo de HC.

Debido a grandes diferencias en la profundidad, el craqueo secundario puede también jugar un papel importante.

La eficiencia de migración es la mayor de todos los plays, ya que la roca generadora sobreyace directamente el almacén (migración por descenso).

**Play Kimmeridgiano**

**Roca generadora:** Calizas arcillosas y lutitas calcáreas del Titoniano.

**Roca almacén:** Bancos oolíticos y carbonatos de rampa y cuenca.

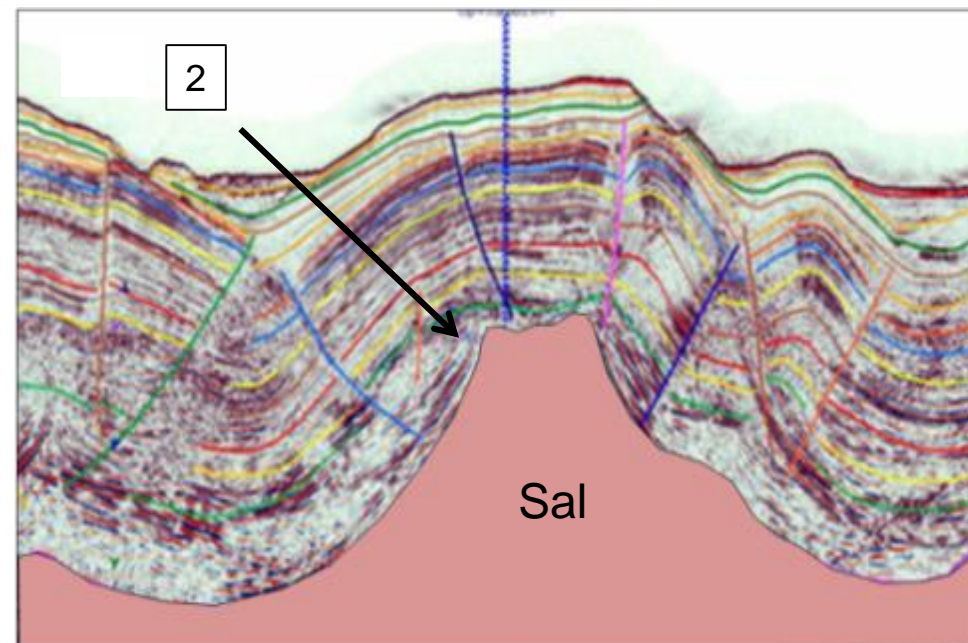
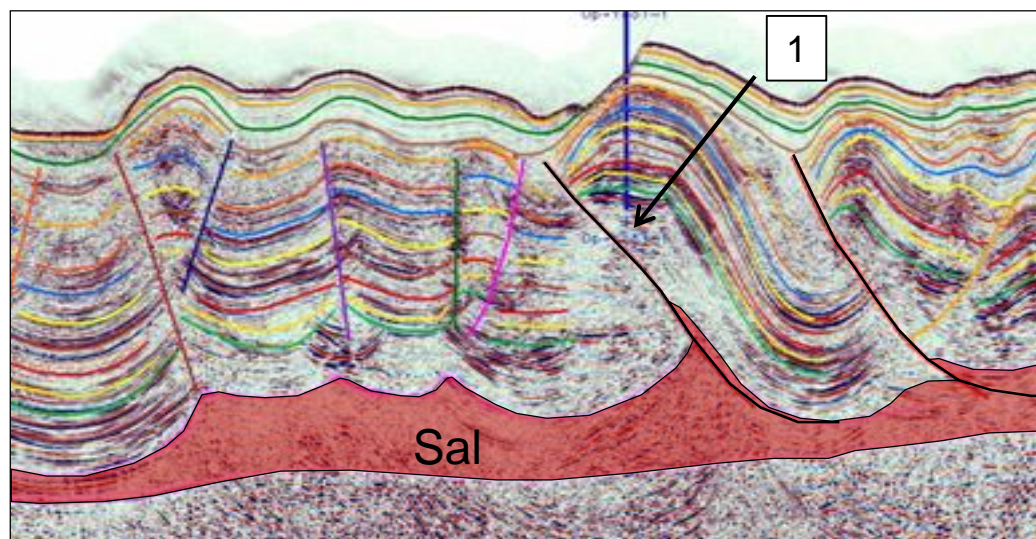
**Sello:** Lutitas y carbonatos arcillosos del Tithoniano.

**Tipo de trampa:** Estructurales y combinadas. Se interpreta que el proceso de formación de estas trampas ha sido paralelo al de la formación de las trampas del Oxfordiano.

Gravedad API altamente variable, con una tendencia semejante a la del Play Oxfordiano.

El craqueo secundario puede jugar un papel importante.

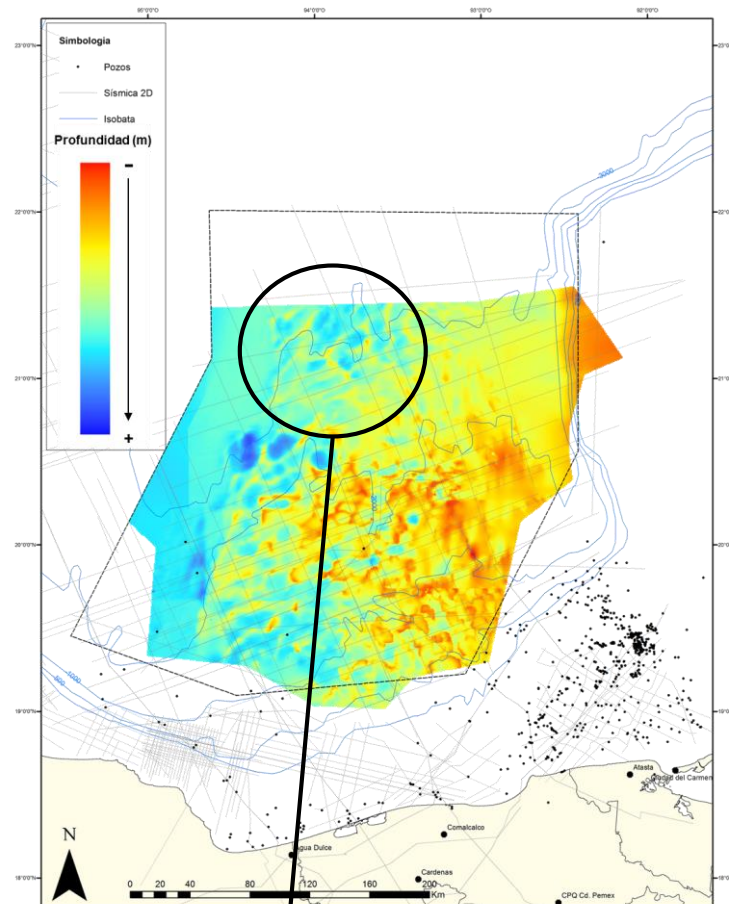
La componente estructural es importante para la definición de la trampa. La migración es a través de fallas y por descenso. La eficiencia de migración es mayor que la del Cretácico, ya que la roca generadora y las rocas almacenadoras quedan muy cercanas.



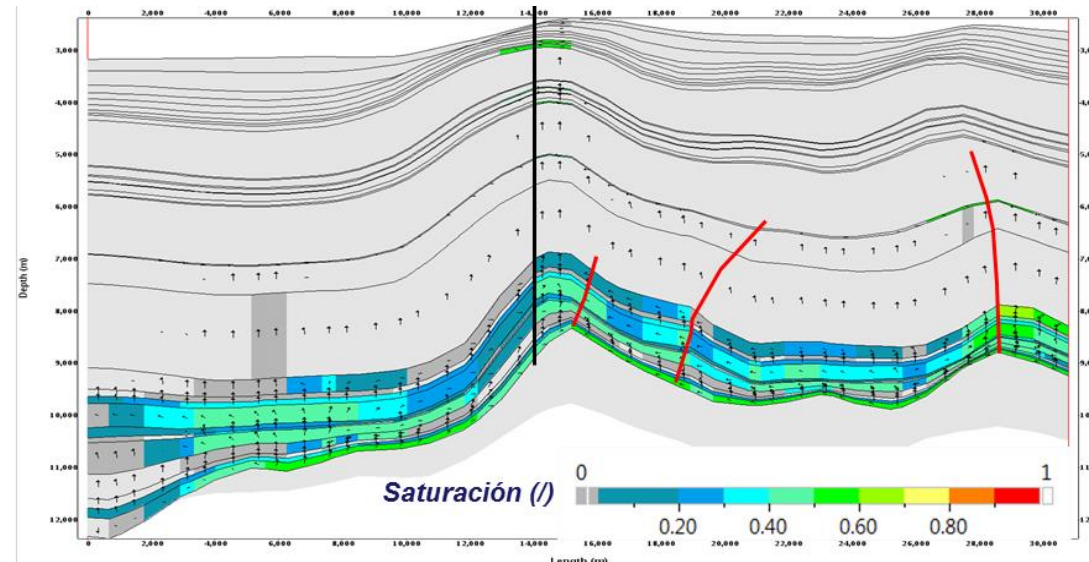
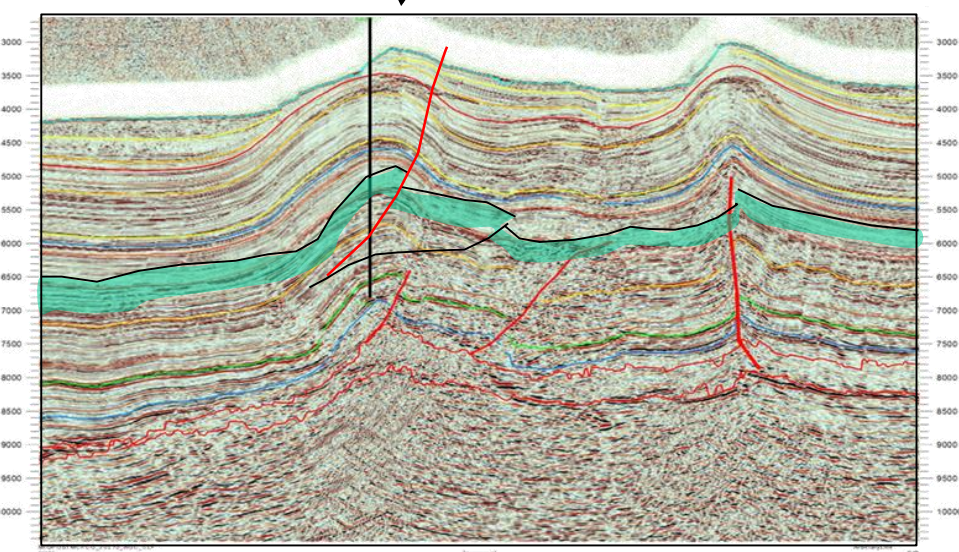
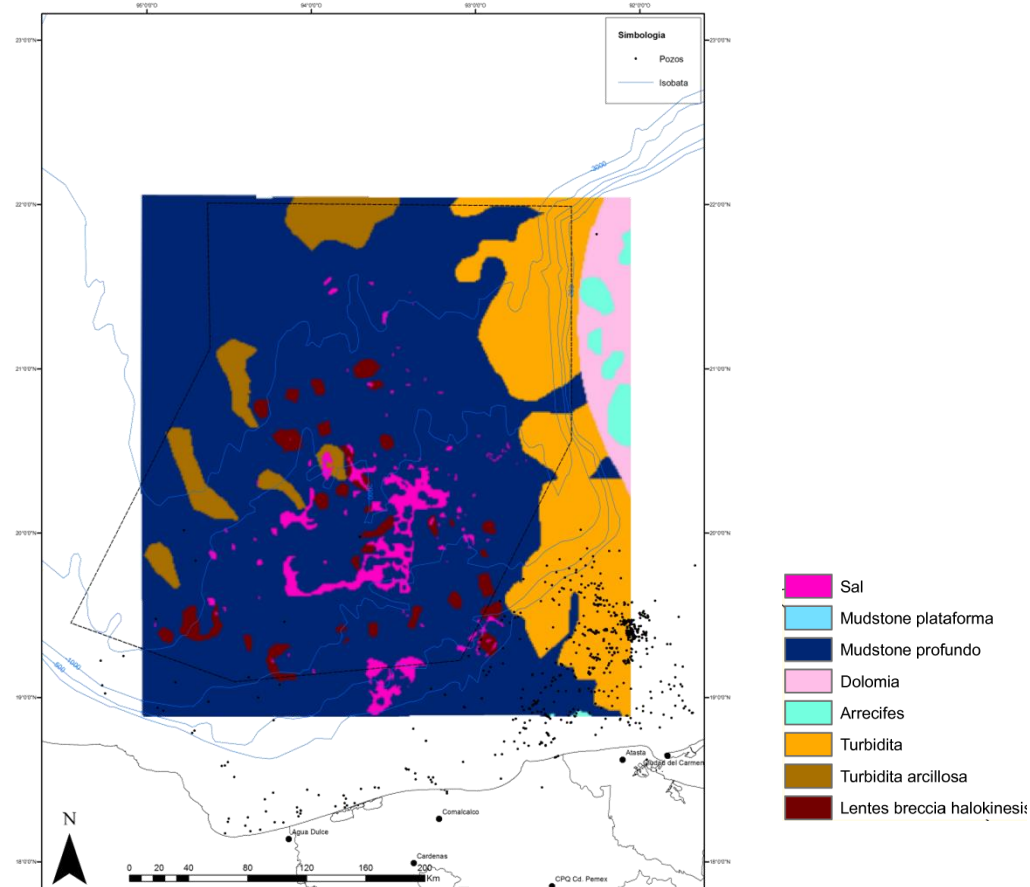




**Mapa Estructural - cima del Cretácico**



**Mapa Facies - Cretácico**



## Play Cretácico

**Roca generadora:** Calizas arcillosas y lutitas calcáreas del Titoniano.

**Rocas almacenadoras:** Principalmente carbonatos de cuenca fracturados; localmente podrían encontrarse flujos de escombros y lentes brechoideas halocinéticas. Hacia la porción oriental se interpretan depósitos de brechas calcáreas de pie del talud.

**Sello:** El sello superior regional están conformado principalmente por las lutitas del Paleoceno.

**Tipo de Trampa:** Estructurales (principalmente), estratigráficas y combinadas. Sin embargo, no hay una distribución uniforme de los tipos de trampa, pues depende de las condiciones geológicas locales (estilo estructural, litología).

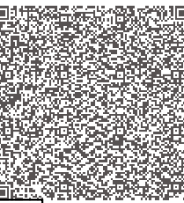
Las estructuras fueron formadas con el movimiento de la sal del Calloviano. Ejemplos de estas estructuras son anticlinales nucleados por sal, con fallas en la cresta y pliegues asociados a los sistemas contraccionales del Cenozoico con despegue en el nivel de la sal del Calloviano y/o en las arcillas disarmónicas del Paleógeno.

La gravedad API de los hidrocarburos esperados en el área es altamente variable, con una tendencia de pesados a ligeros en dirección E-W.

La migración ocurre verticalmente por medio de fallas y lateralmente a través de las capas del Cretácico después de haber sido expulsados. Los hidrocarburos son entrampados en anticlinales o en niveles de drenes con terminaciones tipo *pinch-out*. La eficiencia de migración generalmente es mejor que para las trampas del Cenozoico.

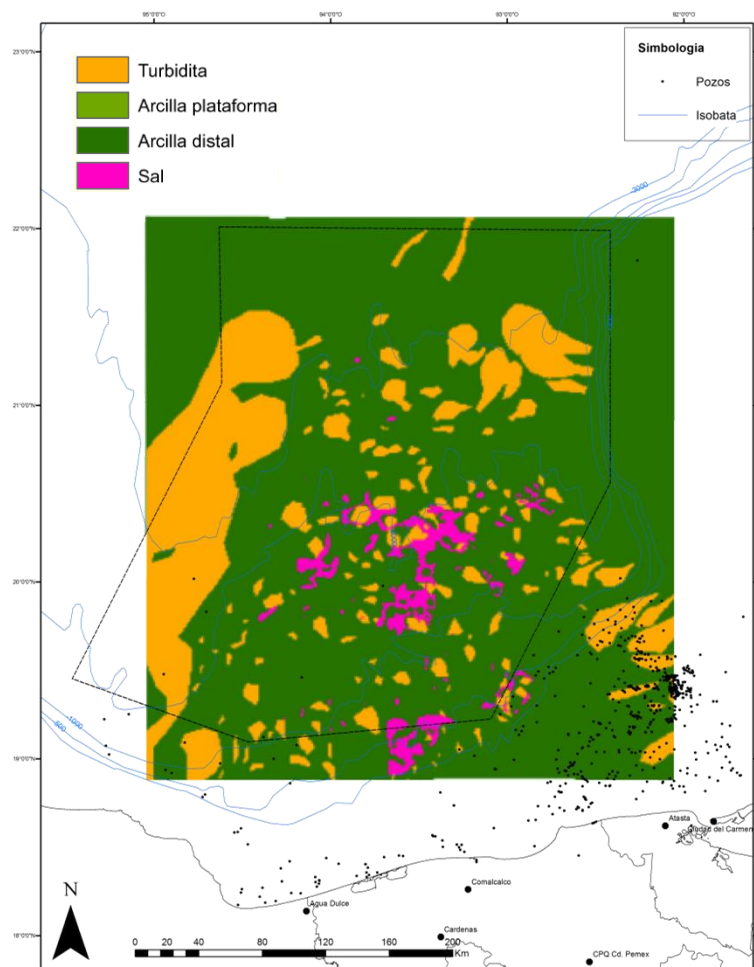
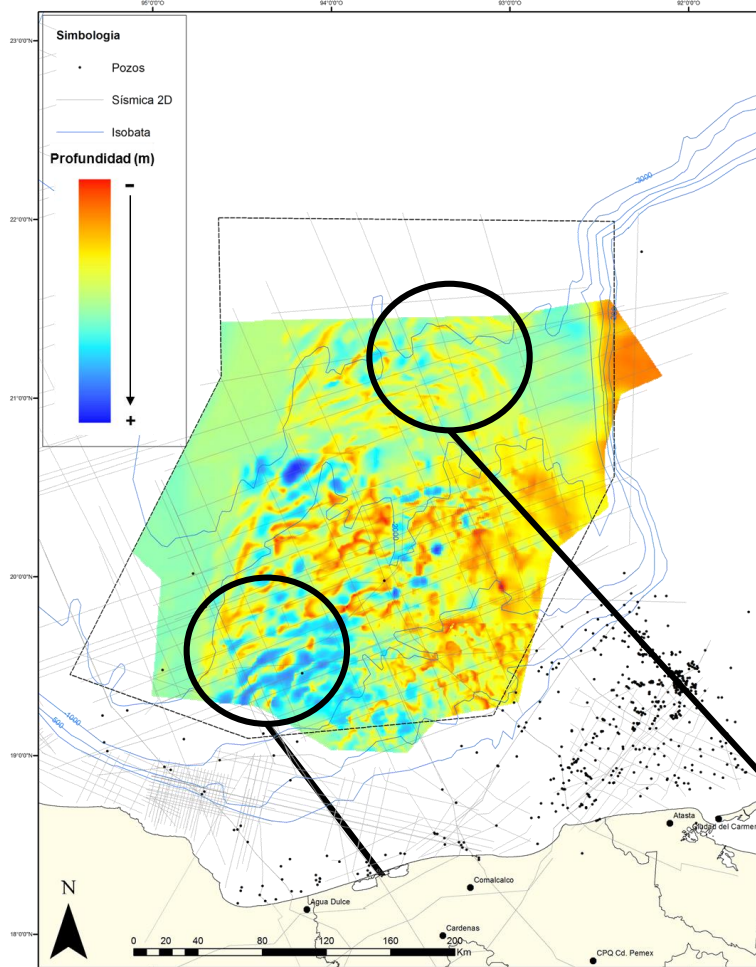


# Delimitación de Plays - Eoceno



Mapa Estructura Eoceno

Mapa Facies Eoceno



## Play Eoceno

**Roca generadora:** Calizas arcillosas y lutitas calcáreas del Titoniano.

**Roca almacén:** Areniscas de sistemas turbidíticos; en la parte oriental posiblemente calcarenitas.

**Sello:** Lutitas de edad Eoceno/Oligoceno y ocasionalmente por fallas.

**Tipo de Trampa:** Estructurales y combinadas.

### Estructurales:

Anticlinales directamente relacionados con la tectónica salina, con despegue en la sal.

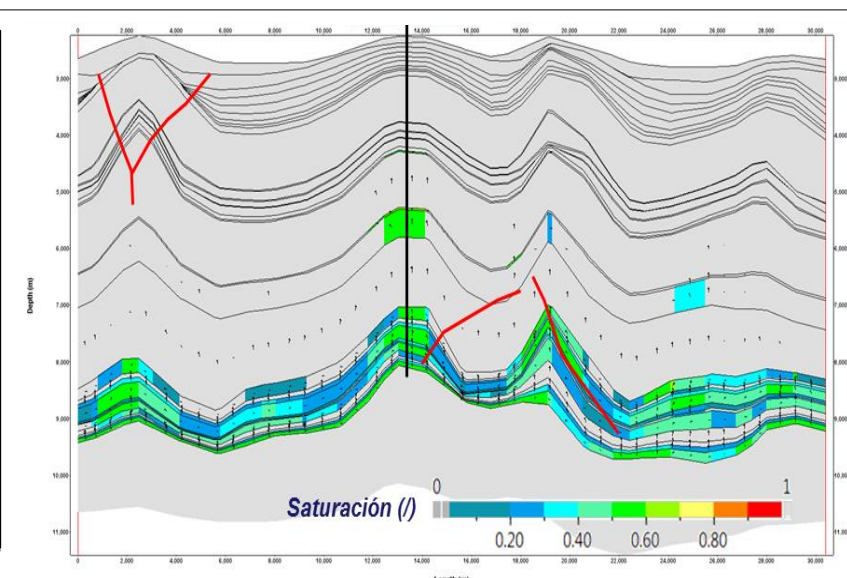
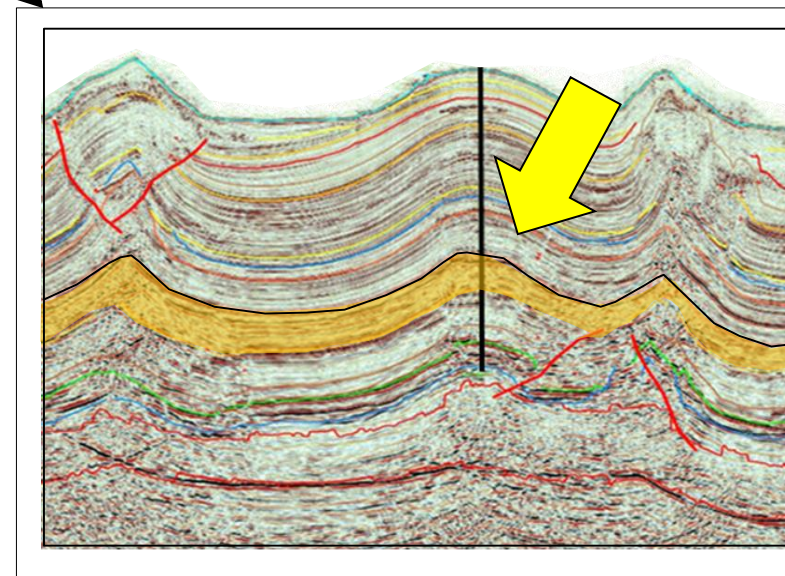
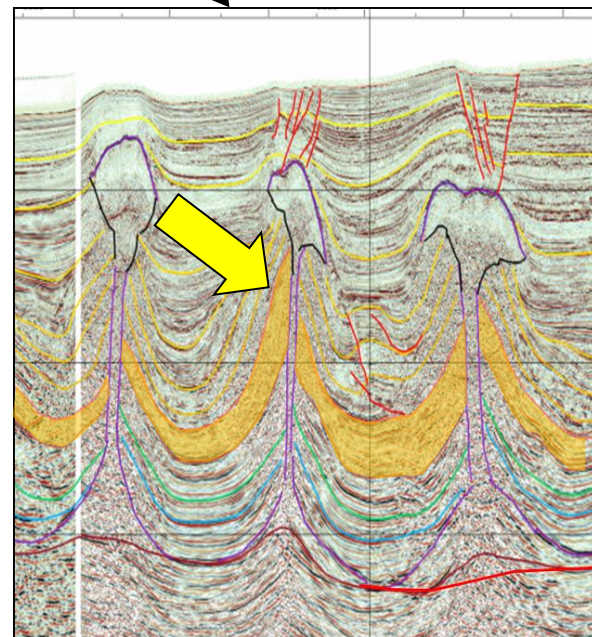
Anticlinales asociados a las fases compresivas Terciarias con despegue en el nivel de la sal del Calloviano o en las arcillas disarmónicas del Paleógeno.

Estructuras mejor preservadas en hacia el norte

### Combinadas:

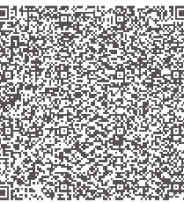
Mayormente asociadas a los flancos de los diapiros donde encuentran un sello lateral, proceso desarrollado durante la fase tectónica salina activa (deformación/hiato/erosión del domo y sedimentación sintectónica, *onlaps*).

La gravedad API de los hidrocarburos esperados en el área es altamente variable, con una tendencia de pesados a ligeros en dirección E-W.

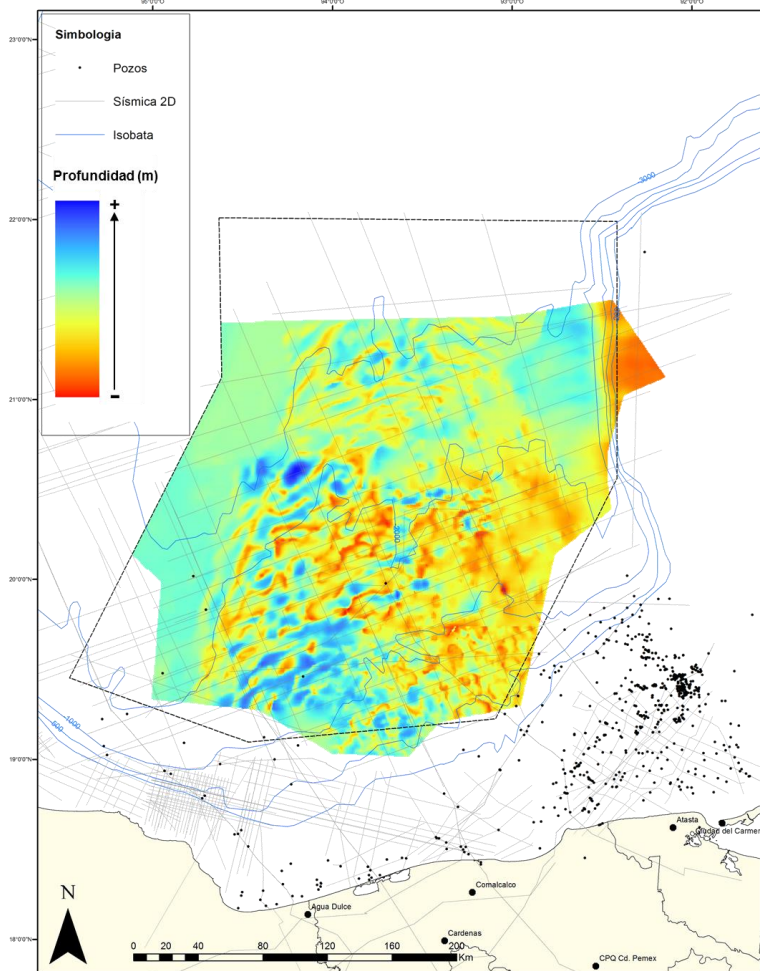




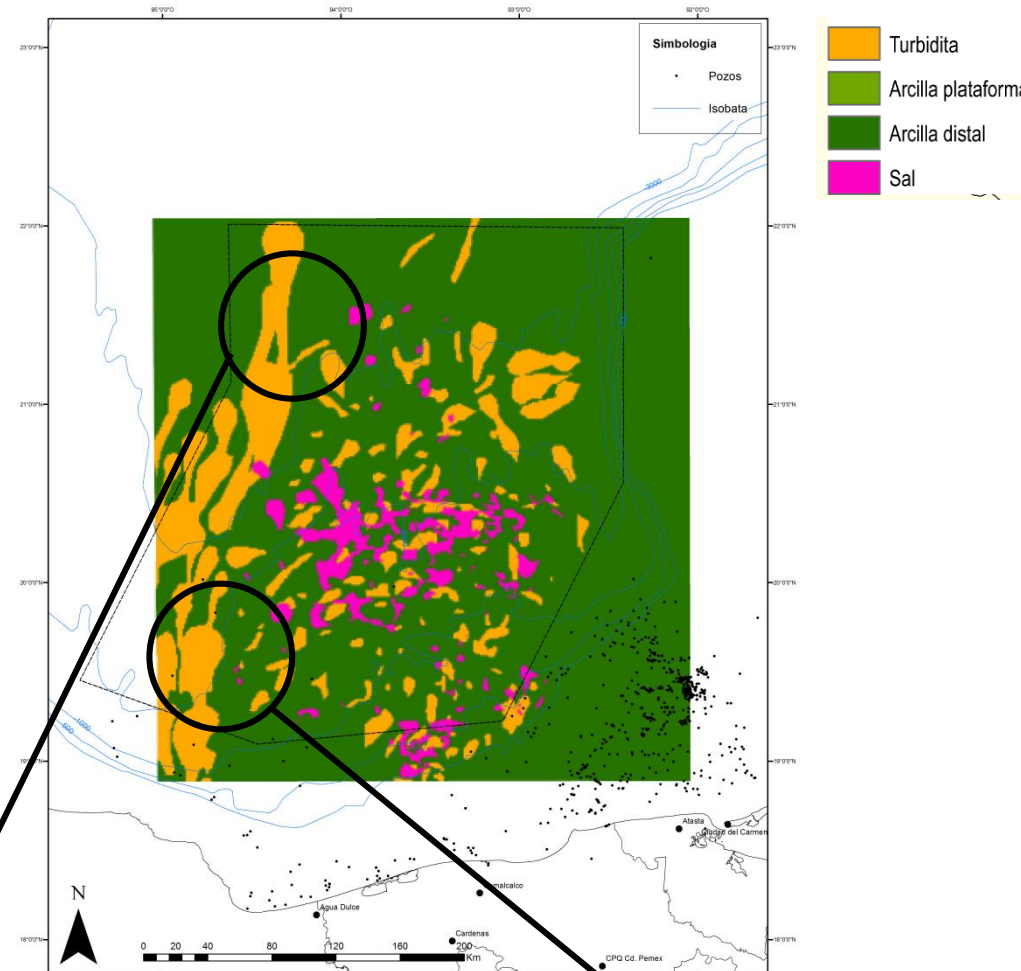
# Delimitación de Plays - Oligoceno



Mapa Estructural Oligoceno



Mapa Facies Oligoceno



## Play Oligoceno

**Roca generadora:** Calizas arcillosas y lutitas calcáreas del Tithoniano.

**Almacén:** Areniscas

**Sello:** Lutitas intercaladas en el Oligoceno y ocasionalmente por fallas.

**Tipo de Trampa:** Estructurales y combinadas.

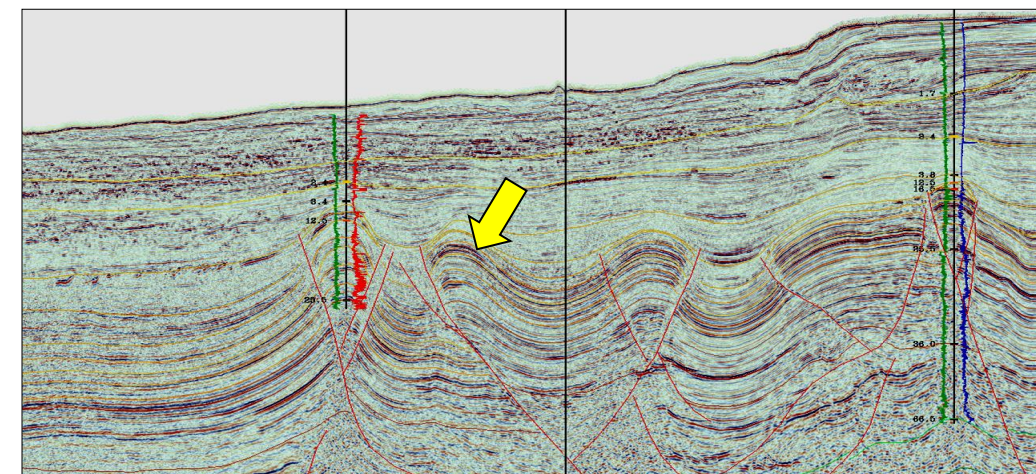
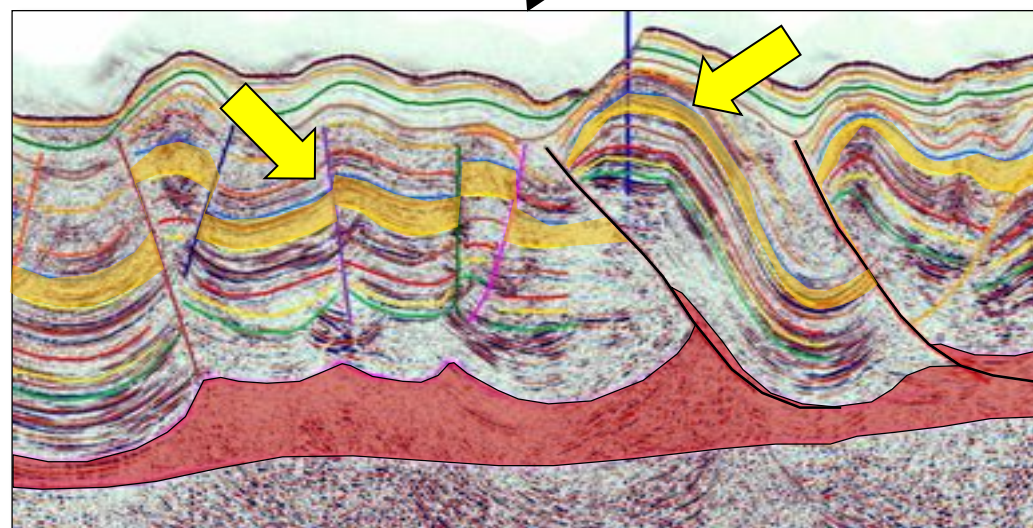
La componente estructural es importante para la definición de la trampa (incluyendo las fallas). Ejemplos:

Anticlinales asociados a las fases compresivas Cenozoicas con despegue en el nivel de la sal del Calloviano o en las arcillas disarmónicas del Paleógeno. Anticlinales formados durante la fase compresiva del Mioceno con despegue en el Paleógeno, sin interferencia de la tectónica salina

Combinadas:

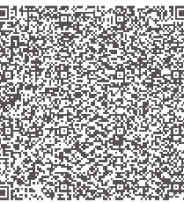
Mayormente asociadas a los flancos de los diapiros donde encuentran un sello lateral, proceso desarrollado durante la fase tectónica salina activa (deformación/hiato/erosión del domo y sedimentación sintectónica, *onlaps*).

La gravedad API de los hidrocarburos esperados en el área es altamente variable, con una tendencia de pesados a ligeros en dirección E-W.

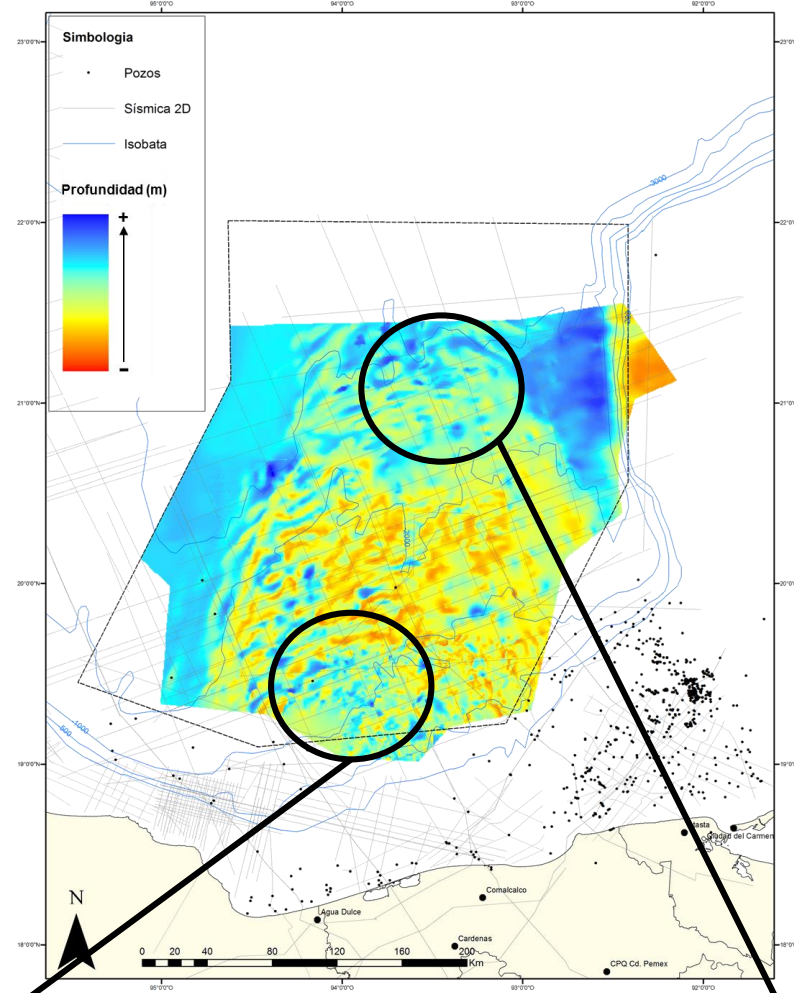


Estructura compresiva del Mioceno con despegue en el Paleógeno, sin interferencia de la tectónica salina.

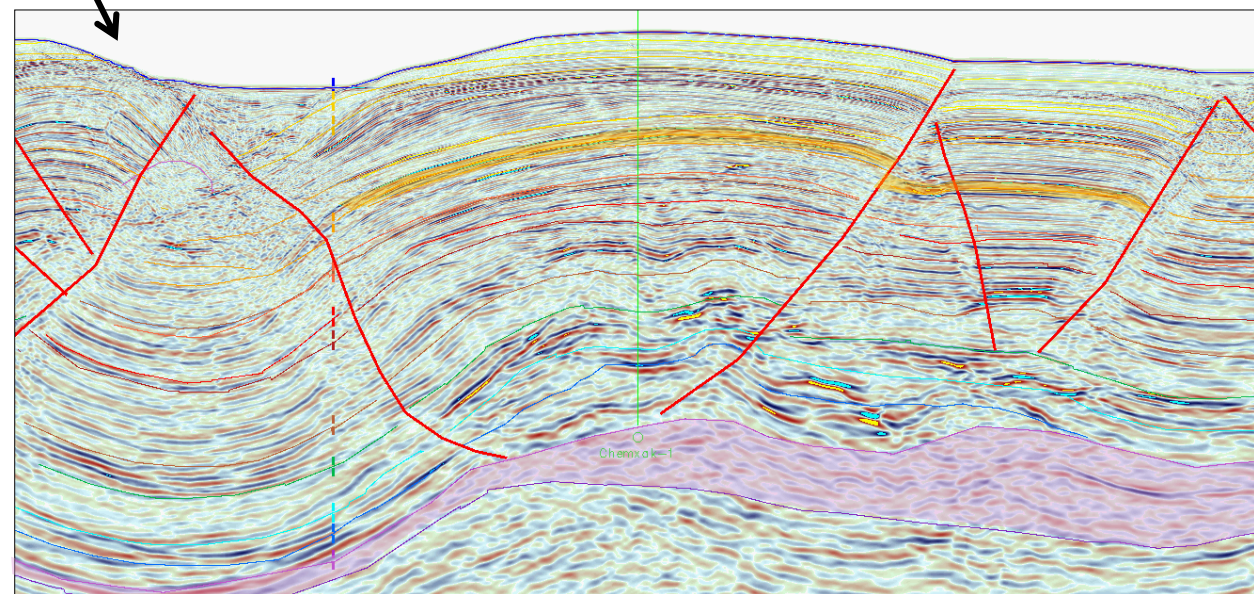
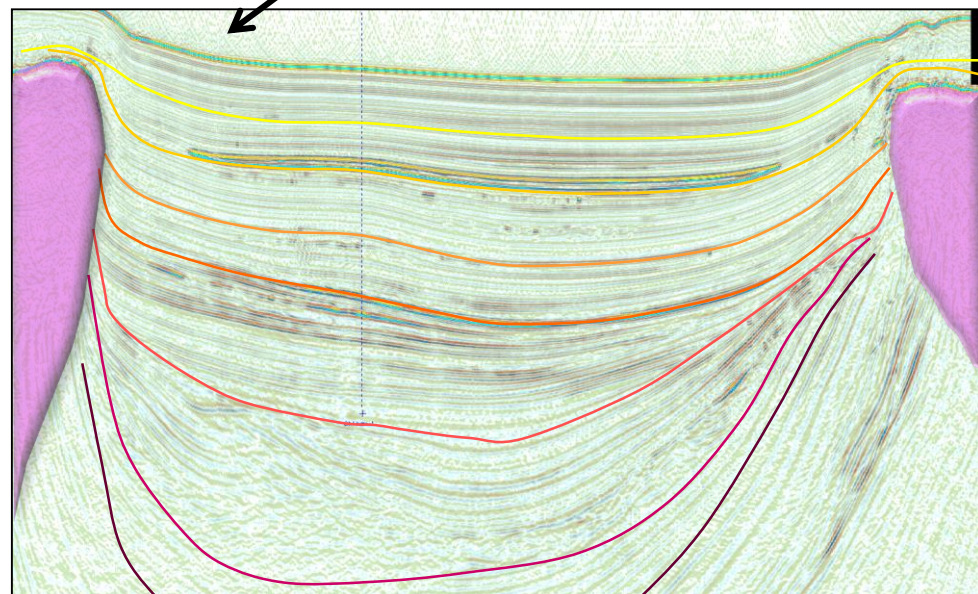
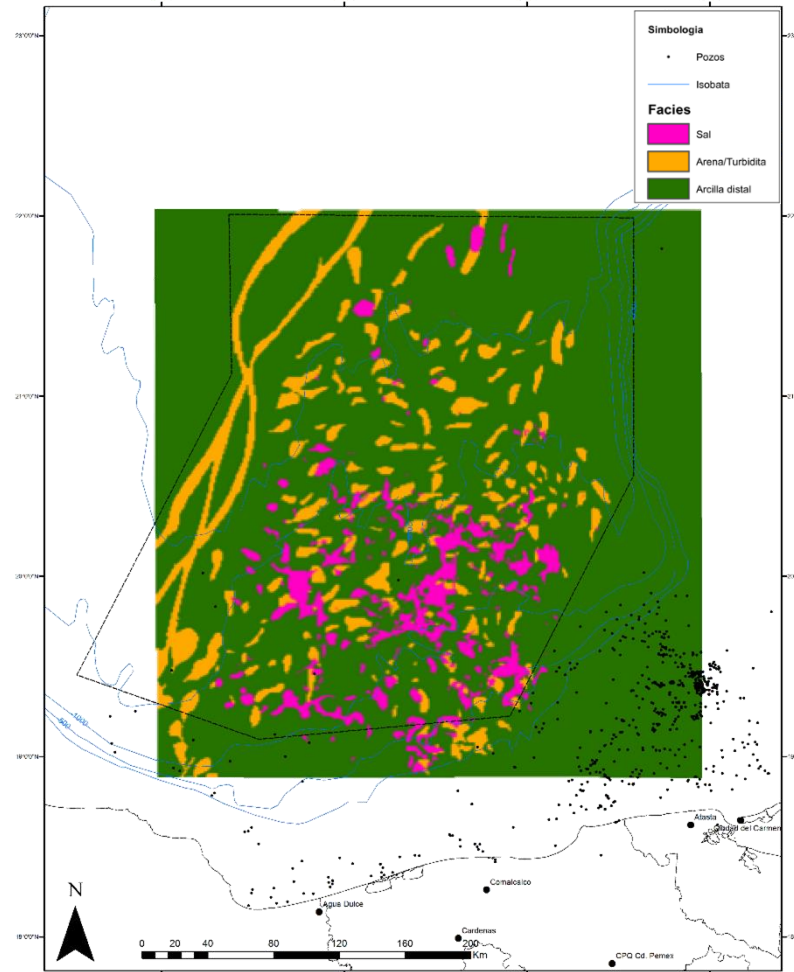




Mapa Estructural Mioceno



Mapa Facies Mioceno



## Play Mioceno

**Roca generadora:** Calizas arcillosas y lutitas calcáreas del Titoniano.

**Almacén:** Areniscas.

**Sello:** Superior, lutitas intercaladas en el Mioceno; lateral, sal y ocasionalmente fallas.

**Tipo de Trampa:** Estructurales y combinadas.

La componente estructural es importante para la definición de la trampa, sin embargo ha y trampas con una fuerte componente estratigráfica. Ejemplos:

Anticlinales asociados a las fases compresivas Cenozoicas con despegue en el nivel de la sal del Calloviano o en las arcillas disarmónicas del Paleógeno.

Anticlinales formados durante la fase compresiva del Mioceno con despegue en el Paleógeno, sin interferencia de la tectónica salina.

**Combinadas:**  
En minicuevas, donde encuentran sello lateral contra sal, proceso desarrollado durante la fase tectónica salina activa (deformación/hiato/erosión del domo y sedimentación sintectónica, *onlaps*).

La gravedad API de los hidrocarburos esperados en el área es altamente variable, con una tendencia de pesados a ligeros en dirección E-W. En la porción SW se tiene principalmente gas.





## Bibliografía

- I. Análisis de sistemas sedimentarios, sistemas petroleros, plays y prospectos, Área Temoa y Holok - 2009 - PEMEX E&P / Activo Regional Exploración RMSO - Ciudad del Carmen (A)
- II. Modelo de sistemas petroleros pseudo 3D y riesgo exploratorio, zonas Han y Temoa Norte - 2010 - PEMEX E&P E&P / Activo Regional Exploración RMSO - Ciudad del Carmen (B)
- III. Modelado Sistemas Petroleros y Análisis de Plays, Aguas Profundas Golfo de México, Bloques Han-Sur y Yoka-ixic - 2012 – PEMEX E&P / Activo Regional Exploración RMSO - Ciudad del Carmen (C)
- IV. Modelado Sistemas Petroleros, Análisis de Plays y localizaciones en áreas de Aguas Profundas Golfo de México, Bloque Sayab-Sur - 2013 - PEMEX E&P / Activo Regional Exploración RMSO - Ciudad del Carmen (D)
- V. Atlas, evaluación regional, Cuencas del sureste del Golfo de México - Felipe Ortuño. Documento CNH – 2014 (Área regional)