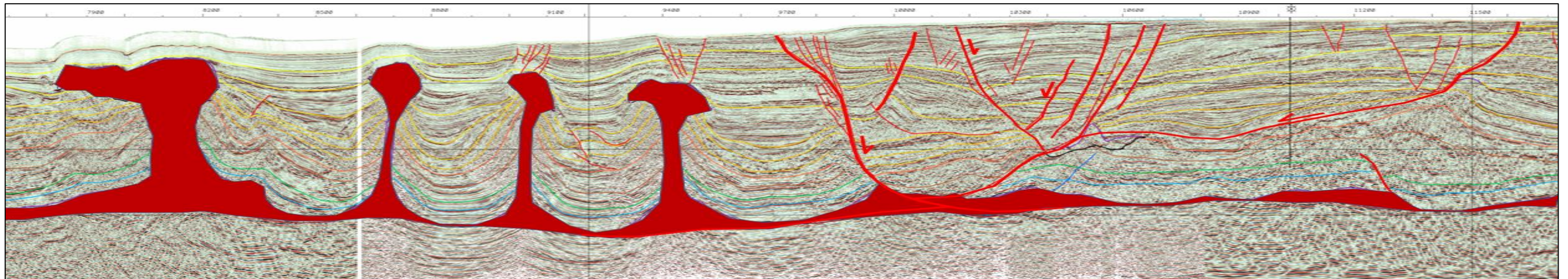




## CUENCAS DEL SURESTE AGUAS SOMERAS SÍNTESIS GEOLÓGICO PETROLERA



Diciembre 2014



| TEMAS  | Página |
|--|--------|
| <b>INTRODUCCIÓN</b>  | 4      |
| <b>CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL</b>                         | 5      |
| Mapa de ubicación  | 6      |
| Mapa de configuración y límites de las Cuencas del Sureste | 7      |
| Mapa geológico de las Cuencas del Sureste                  | 8      |
| Mapa de cobertura sísmica 2D y 3D                          | 9      |
| Actividades exploratorias - pozos                          | 10     |
| Campos petroleros descubiertos (1)                         | 11     |
| Campos petroleros descubiertos (2)                         | 12     |
| <b>MARCO ESTRATIGRÁFICO (1)</b>                            | 13     |
| Marco estratigráfico general                               | 14     |
| Correlaciones – litoestratigrafía – paleoambientes (1)     | 15     |
| Correlaciones – litoestratigrafía – paleoambientes (2)     | 16     |
| Correlaciones – litoestratigrafía – paleoambientes (3)     | 17     |
| Sistema almacenador – litofacies (1)                       | 18     |
| Sistema almacenador – litofacies (2)                       | 19     |
| Sistema almacenador – litofacies (3)                       | 20     |
| Sistema almacenador – litofacies (4)                       | 21     |
| Sistema almacenador – litofacies (5)                       | 22     |
| Sistema almacenador – litofacies (6)                       | 23     |
| Sistema almacenador – litofacies (7)                       | 24     |
| Sistema almacenador – litofacies (8)                       | 25     |
| Sistema almacenador – litofacies (9)                       | 26     |
| Sistema almacenador – litofacies (10)                      | 27     |
| Sistema almacenador – flujo de transporte de sedimentos    | 28     |

| TEMAS   | Página |
|---|--------|
| <b>MARCO ESTRATIGRÁFICO (2)</b>                 |        |
| Sello regional                                  | 29     |
| <b>MARCO ESTRUCTURAL</b>                        | 30     |
| Marco estructural general (1)                   | 31     |
| Marco estructural general (2)                   | 32     |
| Secciones estructurales representativas (1)     | 33     |
| Tipología de las trampas (1)                    | 34     |
| Tipología de las trampas (2)                    | 35     |
| Tipología de las trampas (3)                    | 36     |
| Localización de secciones geológicas            | 37     |
| Secciones estructurales representativas (2)     | 38     |
| Secciones estructurales representativas (3)     | 39     |
| Secciones estructurales representativas (4)     | 40     |
| Secciones estructurales representativas (5)     | 41     |
| Secciones estructurales representativas (6)     | 42     |
| Secciones estructurales representativas (7)     | 43     |
| Secciones estructurales representativas (8)     | 44     |
| Secciones estructurales representativas (9)     | 45     |
| Mapas estructurales - detalle zona oriental (1) | 46     |
| Mapas estructurales - detalle zona oriental (2) | 47     |
| Mapas estructurales – cima Oxfordiano           | 48     |
| Mapas estructurales – cima Kimmeridgiano        | 49     |
| Mapas estructurales – cima Cretácico            | 50     |
| Mapas estructurales – cima Mioceno              | 51     |
| Mapas estructurales – cima Plioceno             | 52     |

## Aguas Someras - Contenido (2)

| TEMAS   | Página |
|---|--------|
| <b>SISTEMAS PETROLEROS</b>                      | 53     |
| Rocas generadoras - tipo y riqueza orgánica     | 54     |
| Roca generadora - potencial inicial             | 55     |
| Roca generadora - cinética -Tithoniano II / IIS | 56     |
| Roca generadora - Oxfordiano                    | 57     |
| Roca generadora - Tithoniano                    | 58     |
| Roca generadora - migración (1)                 | 59     |
| Roca generadora - migración (2)                 | 60     |
| Roca generadora - migración (3)                 | 61     |
| Diagrama de sincronía de eventos y procesos (1) | 62     |
| Diagrama de sincronía de eventos y procesos (2) | 63     |
| <b>AGUAS SOMERAS - BIBLIOGRAFÍA</b>             | 64     |





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, en el que se presenta una Síntesis Geológico Petrolera del Área de Aguas Someras correspondiente a las Cuencas del Sureste, que constituyen la provincia petrolera más prolífica en la producción de aceite y gas en México.

El presente documento tiene como propósito dar a conocer las características geológicas generales del Área de Aguas Someras de las Cuencas del Sureste. Esta provincia petrolera tiene el mayor porcentaje de producción acumulada del país, alrededor del 80%, y se estima que los recursos prospectivos ascienden a 10,702 MMbpce.

- La Cuenca Salina del Istmo, en donde los *plays* principales son areniscas deltaicas, barras costeras y turbidíticas del Mioceno y Plioceno que conforman trampas estructurales, estratigráficas y combinadas asociadas a estructuras extensionales y deformación salina. Los hidrocarburos se encuentran principalmente en areniscas del Mioceno y del Plioceno.
- El Pilar Reforma Akal, con hidrocarburos almacenados principalmente en el *play* brechas del Cretácico Superior y en el *play* calizas oolíticas del Jurásico Superior.
- La Cuenca de Macuspana, con acumulaciones de hidrocarburos entrampados principalmente en los anticlinales producidos por la inversión estructural y también trampas estratigráficas en el Plioceno.

Se abordan para cada una de estas unidades geológicas:

- 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 entrampamiento de hidrocarburos.

## Contexto Geológico Regional





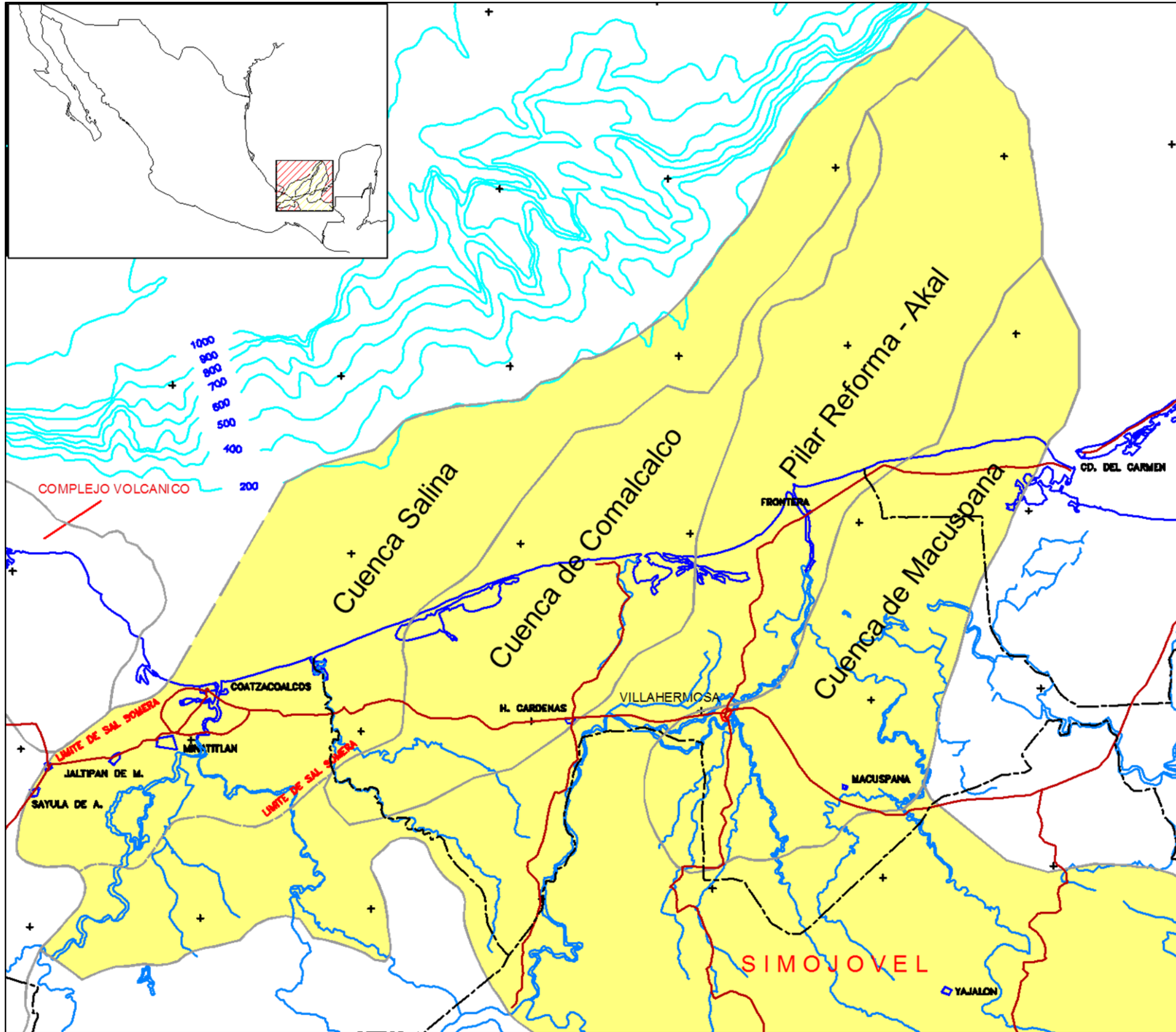
**Contexto Geológico Regional**

Las Cuencas del Sureste evolucionan dentro de un margen pasivo, desde la apertura del Golfo de México en el Jurásico Medio, la instalación y extensión de plataformas de sedimentación carbonatada durante el Cretácico, hasta las condiciones de cuenca subsidente de tipo antifosa que termina con el cierre y colmatación sedimentaria al final del Neógeno.

La provincia petrolera Cuencas del Sureste está localizada en la Planicie Costera del Golfo de México y la Plataforma Continental del sureste de México, incluye una porción terrestre y una marina de aguas someras limitada al norte por la isóbata de 500 m de profundidad; al sur con la línea de costa, al occidente con la Cuenca de Veracruz y al este con la Plataforma de Yucatán.

Las Cuencas del Sureste es el área más prolífica como productora de aceite a nivel nacional. Las actividades exploratorias iniciaron en el año 1979.

En los últimos 30 años se han perforado mas de 300 pozos exploratorios que han hecho posible el descubrimiento, evaluación y la producción de yacimientos de hidrocarburos en el Cretácico carbonatado y en el Terciario clástico de la columna sedimentaria.



**CUENCAS DEL SURESTE**

La Provincia de las Cuencas Petroleras Sureste es la más prolífica de aceite y gas del país, con una porción terrestre y otra marina. La terrestre abarca el sur del Estado de Veracruz, el norte del Estado de Chiapas, casi todo el Estado de Tabasco y el extremo suroccidental del Estado de Campeche; la porción marina, ocupa parte de la zona económica exclusiva en el Golfo de México, desde la isóbata de 500 m hasta la línea de costa. Comprende las cuencas: **Salina del Istmo, Comalcalco, Macuspana** y el **Pilar Reforma-Akal**.

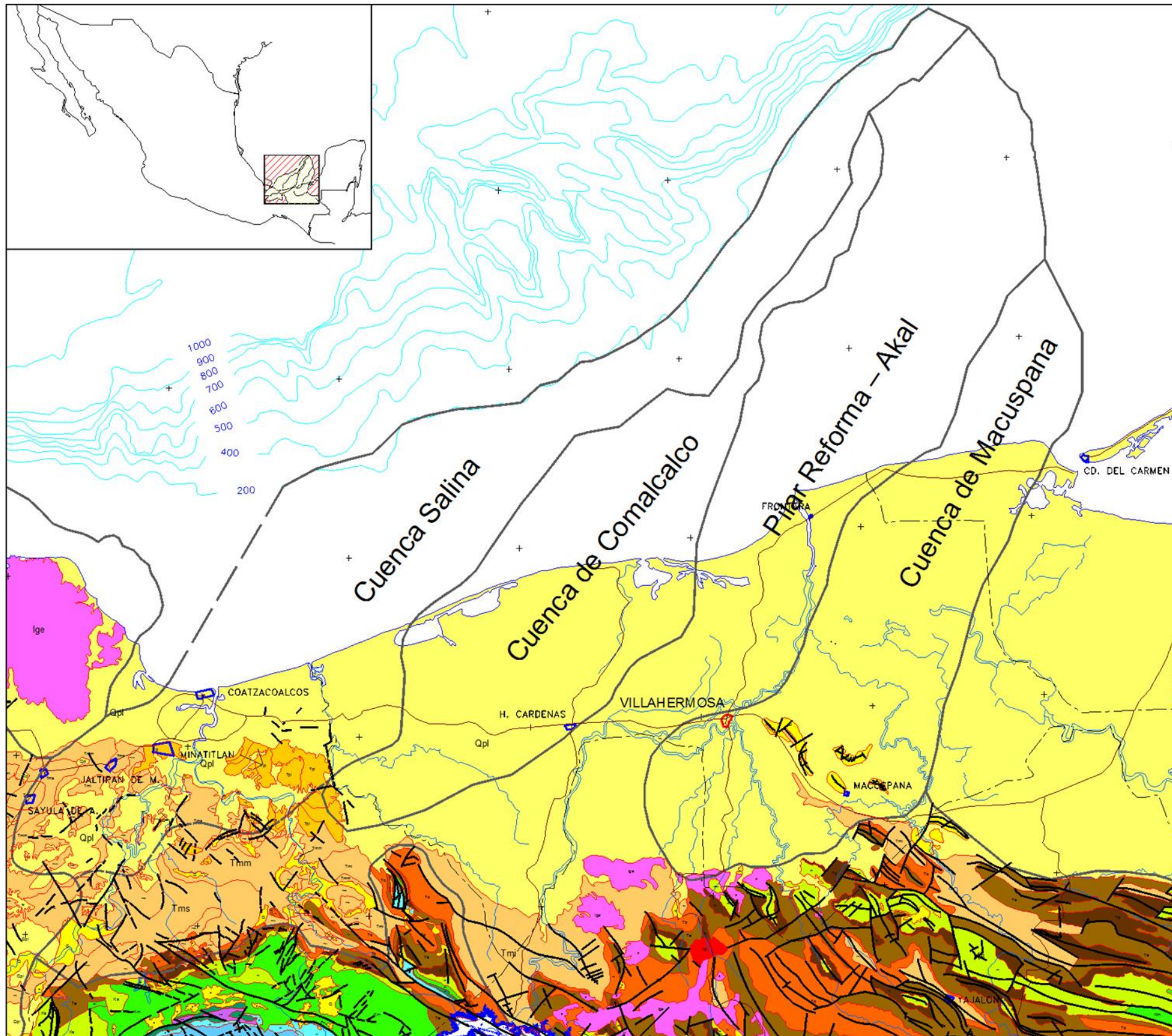
La **Cuenca Salina del Istmo**, comprende desde el frente de la Sierra de Chiapas en el sur hasta la isóbata de 500 m al norte, limitando al oeste con la Cuenca de Veracruz y al este con el Pilar Reforma-Akal. Esta provincia incluye a la **Cuenca de Comalcalco**, asociada en su origen con una fuerte carga de sedimentos y evacuación de sal.

**El Pilar Reforma-Akal** está limitado al oeste por el sistema de fallas que constituyen el borde la Cuenca de Comalcalco y al este por el sistema de fallas del borde de la Cuenca de Macuspana.

La **Cuenca de Macuspana** se encuentra delimitada al este-sureste por un sistema de fallas normales que la separa de la Plataforma de Yucatán.

Las Cuencas del Sureste limitan al Sur con el **Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas**, serie de estructuras anticlinales orientadas de noroeste a sureste.

# Mapa geológico de las Cuencas del Sureste



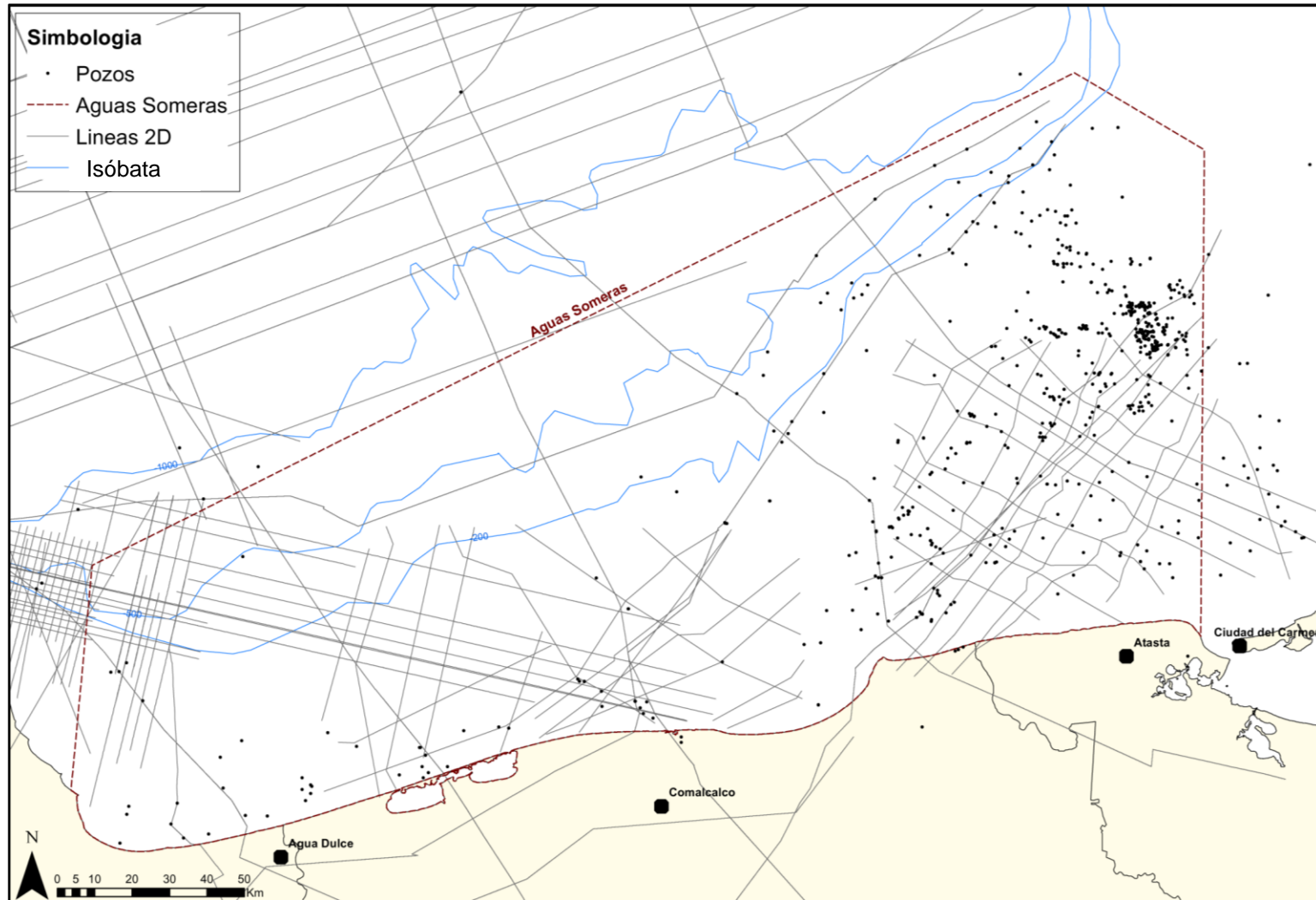
## ROCAS SEDIMENTARIAS

| ERA                       | SERIE     |                  | CLAVE    |     |
|---------------------------|-----------|------------------|----------|-----|
|                           |           |                  |          |     |
| CENOZOICO                 | CUAT.     | RECIENTE         | Q        |     |
|                           |           | Pleistoceno      | Qpl      |     |
|                           | Terciario | PLIOCENO         |          | Tpl |
|                           |           | Mioceno Superior | Tms      |     |
|                           |           | Mioceno Medio    | Tmm      |     |
|                           |           | Mioceno Inferior | Tmi      |     |
|                           |           | OLIGOCENO        |          | To  |
|                           | EOCENO    |                  | Te       |     |
|                           | PALEOCENO |                  | Tp       |     |
|                           | MESOZOICO | CRETÁCICO        | SUPERIOR | Ks  |
| MEDIO                     |           |                  | Km       |     |
| INFERIOR                  |           |                  | Ki       |     |
| JURÁSICO SUPERIOR         |           | Js               |          |     |
| Triásico - Jurásico Medio |           | Tr - Jm          |          |     |

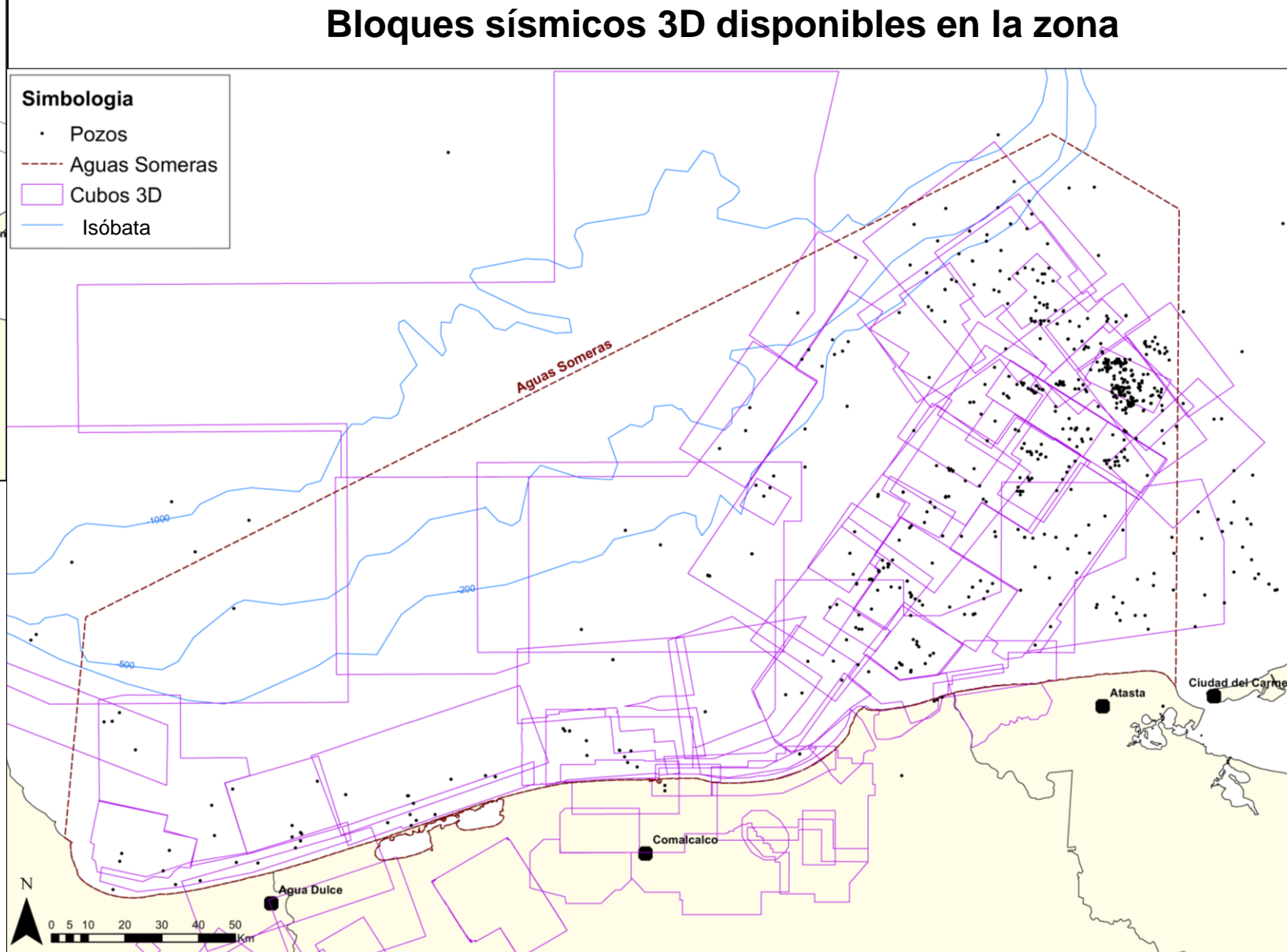
## ROCAS ÍGNEAS Y METAMÓRFICAS

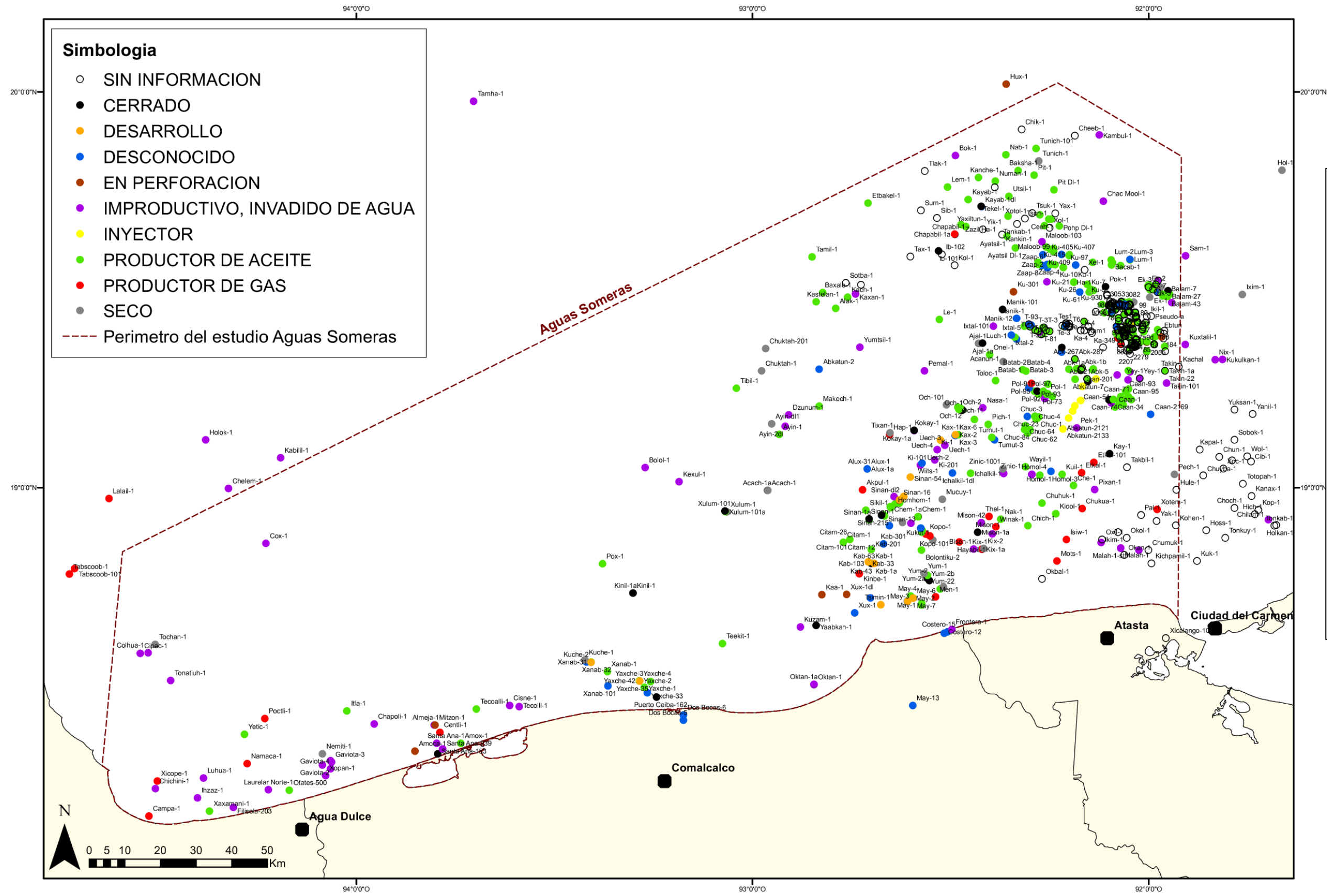
|                       |     |
|-----------------------|-----|
| BASAMENTO METAMÓRFICO | Met |
| R. ÍGNEAS INTRUSIVAS  | Igl |
| R. ÍGNEAS EXTRUSIVAS  | Ige |





**Líneas sísmicas 2D disponibles en la zona**

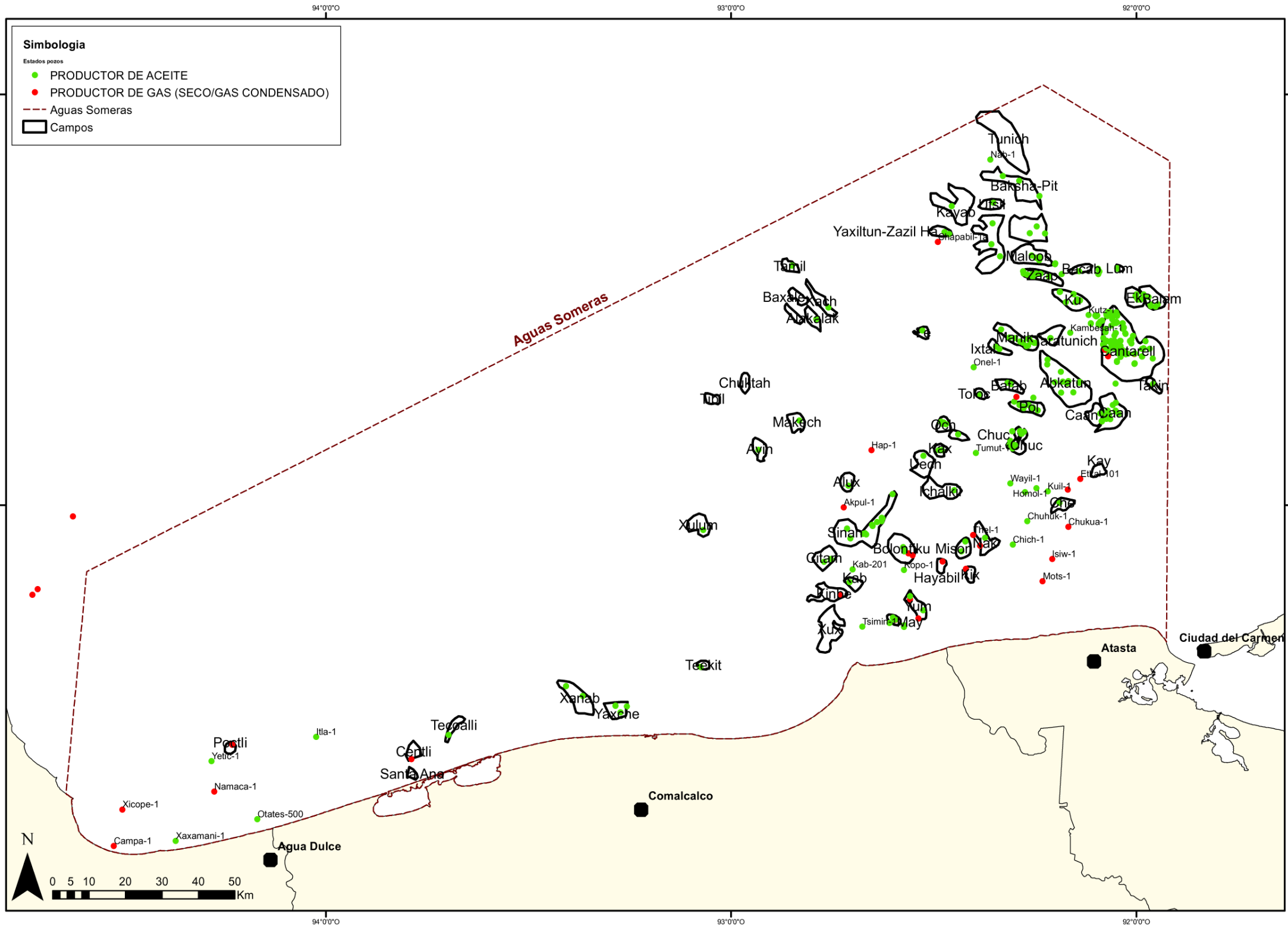




**Simbología**

- SIN INFORMACION
- CERRADO
- DESARROLLO
- DESCONOCIDO
- EN PERFORACION
- IMPRODUCTIVO, INVADIDO DE AGUA
- INYECTOR
- PRODUCTOR DE ACEITE
- PRODUCTOR DE GAS
- SECO
- Perimetro del estudio Aguas Someras

- Se han perforado alrededor de 300 pozos exploratorios:
- 121 pozos son productores de aceite.
  - 17 pozos son productores de gas seco.
  - 7 pozos son productores de gas y condensado.
  - 15 pozos son productores no comerciales de aceite
  - 1 pozo es productor no comercial de gas.



**La parte Occidental** de la zona de Aguas Someras (plataforma continental) constituye una provincia de producción de aceite y gas, con campos de aceite ligero, pesado y gas/condensado, algunas de tamaño significativo (>1,000 MMbpce), que confirman la existencia de sistemas petroleros eficientes. El extremo occidental se caracteriza por acumulaciones en el Neógeno. Se trata de aceites biodegradados (de calidad media, 20° a 30° API), generalmente asociado con gas seco en los niveles someros. Algunas acumulaciones profundas tienen una calidad de aceite ligero (> 30° API).

**En la área de Yaxché-Xanab** se han descubierto varios campos en los carbonatos del Mesozoico (Cretácico y Kimmeridgiano) y en las alternancias clásticas del Terciario. En estas acumulaciones se encontraron aceites ligeros, de 33° a 35° API en el Mesozoico.

**La parte oriental** tiene cuatro niveles de yacimientos principales:

**JSO:** Los yacimientos del Jurásico Superior Oxfordiano corresponden a aceite extraligero y condensado en la parte suroriental de la zona, de 45° - 47° API, y aceites pesados en la zona nororiental, de 10° - 16° API. El sistema petrolero del Oxfordiano es un sistema cerrado, las acumulaciones dentro de los intervalos arenosos de la base del Oxfordiano Inferior provienen únicamente de la formación de hidrocarburos de la roca generadora Oxfordiana y no migran hacia los niveles superiores del Kimmeridgiano o Cretácico.

**JSK:** Los yacimientos del Jurásico Superior Kimmeridgiano se caracterizan por tener aceite ligero de buena calidad, con valores que varían de 30° a 45° API en la mayor parte del bloque. Únicamente en la zona noroccidental existen aceites pesados a extrapesados de 10° API. Las acumulaciones están presentes en facies de bancos oolíticos con buena porosidad primaria, ocasionalmente reducidas por efecto de la dolomitización.

Mapa de los campos productores en Aguas Someras



| No. Campo | CAMPO     | PLAY PRODUCTOR   | RESULTADO        |
|-----------|-----------|------------------|------------------|
| 1         | ABKATUN   | KI, KM           | ACEITE Y GAS     |
| 2         | AKPUL     | PLEIST           | GAS SECO         |
| 3         | ALAK      | KI, KM           | ACEITE           |
| 4         | ALAK      | JSO, KI          | ACEITE           |
| 5         | ALUX      | KM               | ACEITE           |
| 6         | AYIN      | JSK, KM          | ACEITE           |
| 7         | BATAB     | JSK, JST, Bp     | ACEITE           |
| 8         | BAXALE    | KM               | ACEITE           |
| 9         | BEHELAE   | JSK              | ACEITE           |
| 10        | BOLONTIKU | JKS, KM, KS      | ACEITE           |
| 11        | CAAN      | KS               | ACEITE Y GAS     |
| 12        | CHE       | JSO, KS          | GAS Y CONDENSADO |
| 13        | CHEM      | JSK, JST         | ACEITE           |
| 14        | CHUC      | JSK, KI          | ACEITE           |
| 15        | CHUKUA    | PLEIST           | GAS SECO         |
| 16        | CITAM     | JSK, KI, KM, KS  | ACEITE Y GAS     |
| 17        | ETKAL     | KS,              | GAS Y CONDENSADO |
| 18        | HAP       | PLEIST           | GAS SECO         |
| 19        | HAYABIL   | JSO              | GAS Y CONDENSADO |
| 20        | HOMOL     | JSK, KS          | ACEITE           |
| 21        | ICHAKIL   | JSK, KI, KM      | ACEITE           |
| 22        | ISIW      | PLEIST           | GAS SECO         |
| 23        | IXTAL     | JSK, KI          | ACEITE Y GAS     |
| 24        | KAB       | JSK              | ACEITE           |
| 25        | KACH      | JSO, JSK, KI, KM | ACEITE           |
| 26        | KANAAB    | JSO, JSK, KM     | ACEITE           |
| 27        | KASTELAN  | KI, KM           | ACEITE           |
| 28        | KAX       | JSK              | ACEITE           |

| No. Campo | CAMPO      | PLAY PRODUCTOR | RESULTADO        |
|-----------|------------|----------------|------------------|
| 29        | KAY        | KS, Bp         | GAS Y CONDENSADO |
| 30        | KAB        | JSK            | ACEITE           |
| 31        | KIX        | JSK, KM, KS    | GAS              |
| 32        | KOPO       | PLEIST         | GAS SECO         |
| 33        | KUIL       | KS             | ACEITE           |
| 34        | MAKECH     | KI, KM, KS     | ACEITE           |
| 35        | MANIK      | JSK, KS        | ACEITE Y GAS     |
| 36        | MAY        | JSK, KS        | GAS Y CONDENSADO |
| 37        | MISON      | JSK            | ACEITE           |
| 38        | MOTS       | PLEIST         | GAS              |
| 39        | NAK        | KI, KM         | ACEITE           |
| 40        | OCH        | JSK, JST       | ACEITE           |
| 41        | ONEL       | JSK, KS        | ACEITE           |
| 42        | POKOCH     | JSK            | ACEITE Y GAS     |
| 43        | POL        | KS             | ACEITE           |
| 44        | SIKIL      | KS             | ACEITE           |
| 45        | SINAN      | KM, JKS        | GAS Y CONDENSADO |
| 46        | TAMIL      | KM             | ACEITE           |
| 47        | TARATUNICH | JSK, KM, KS    | ACEITE           |
| 48        | TEEKIT     | PLM, PLEIST    | ACEITE           |
| 49        | THEL       | PLEIST         | GAS SECO         |
| 50        | TOLOC      | KI             | ACEITE           |
| 51        | TSIMIN     | JSK, KM        | GAS Y CONDENSADO |
| 52        | TUMUT      | JSK            | ACEITE Y GAS     |
| 53        | UCHAK      | PLM, PLS       | GAS SECO         |
| 54        | UECH       | JSK, KM        | ACEITE Y GAS     |
| 55        | WAYIL      | JSK            | ACEITE Y GAS     |
| 56        | WINAK      | PLEIST         | GAS              |

Campos de la parte Oriental de la zona Aguas Someras

| No. | POZO          | PLAY PRODUCTOR    | RESULTADO             | AÑO  |
|-----|---------------|-------------------|-----------------------|------|
| 1   | TEEKIT-1      | PLEIST - PLT-PLTM | ACEITE                | 2004 |
| 2   | HOKCHI-1      | MM                | NO COMERCIAL - ACEITE | 2009 |
| 3   | YAXCHE-1      | KS                | ACEITE                | 1993 |
| 4   | YAXCHE-1DL    | PLT - MS          | ACEITE                | 2008 |
| 5   | YAXCHE-101    | PLT - MM - MS     | ACEITE                | 2006 |
| 6   | XANAB-1       | KS                | ACEITE                | 2005 |
| 7   | XANAB-1DL     | JSK               | ACEITE                | 2008 |
| 8   | TECOALLI-1    | PLI               | ACEITE                | 2008 |
| 9   | AMOCA-1       | PLI-PLMM - MS     | ACEITE                | 2003 |
| 10  | AMOX-1        | PLI               | NO COMERCIAL - ACEITE | 2004 |
| 11  | SANTA ANA-239 | PL                | ACEITE                | 1959 |
| 12  | ITLA-1        | PLI - PLM         | ACEITE                | 2004 |
| 13  | CENTLI-1      | PLM               | GAS SECO              | 2003 |

Campos de la parte central y occidental de la zona Aguas Someras

**KI-KM-KS:** Los yacimientos del Cretácico Inferior, Medio y Superior, en la parte suroriental, principalmente son de aceite extraligero, que varía de 46° a 54° API, y gas y condensados.

En la parte centro oriental los hidrocarburos son ligeros y medios, de 26° a 35° API.

En la parte nororiental se encuentran aceites pesados a extrapesados, de 7° a 11° API.

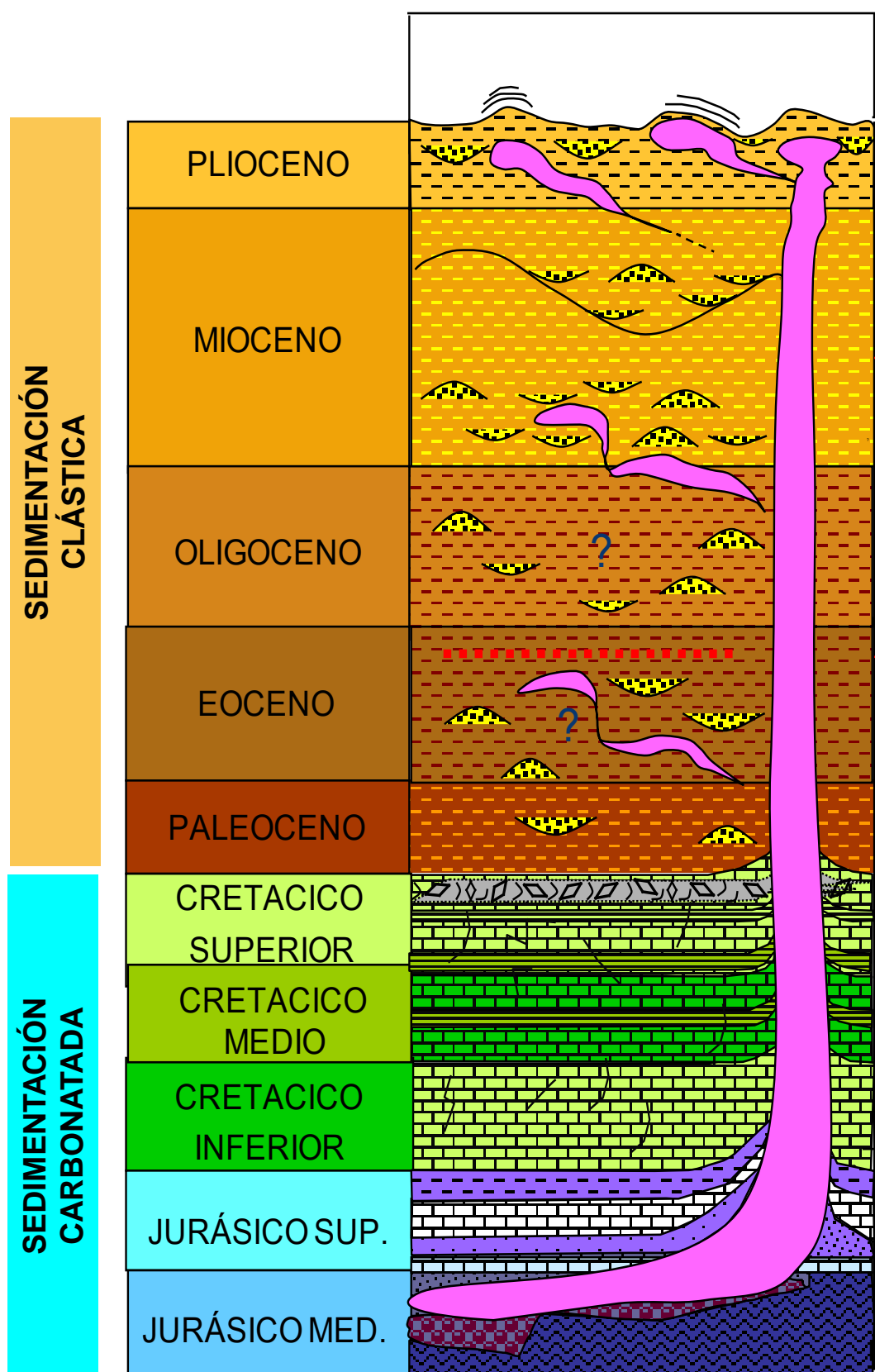
Las acumulaciones están presentes en facies de carbonatos fracturados para el Cretácico Inferior y Medio y facies de brecha para el Cretácico Superior en la zona nororiental del área.

**Terciario:** Se identifican pocos yacimientos, principalmente son de gas seco en la zona nororiental del área y de aceite pesado en la zona central sur, de 10° a 25° API para el Mioceno Superior y Pleistoceno Reciente.

La presencia de aceites pesados y gas seco resulta de fenómenos de biodegradación a profundidad somera, expuestos a una temperatura inferior a 80 °C.

## Marco Estratigráfico





## Marco estratigráfico general

La columna estratigráfica de la zona comprende un espesor de sedimentos de 4,000 a más de 10,000 m que van en edad desde el Jurásico Medio hasta el Reciente

### Paleozoico Pre-Sal.

Esta secuencia representa el basamento económico. Está constituido de sedimentos continentales rojos del Paleozoico Medio muy pocos conocidos y de un basamento más antiguo cristalino y metamórfico similar al reportado en Chiapas y en el subsuelo del Yucatán, en cuya composición predominan los granitos y granodioritas y en menor proporción los gneises y esquistos.

### 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. Los sedimentos del Oxfordiano consisten de clásticos marinos someros, evaporitas y carbonatos ricos en materia orgánica .

### Kimmeridgiano.

Estos sedimentos están representados por importantes espesores de terrígenos que, en algunos lugares de la cuenca gradúan a carbonatos de bancos oolíticos parcialmente dolomitizados hacia la cima de la formación.

### Tithoniano.

Ocurrió la máxima transgresión marina, relacionada con los eventos anóxicos del Jurásico Superior registrados a nivel mundial. Se depositó una mezcla de terrígenos finos y carbonatos laminados, ricos en materia orgánica.

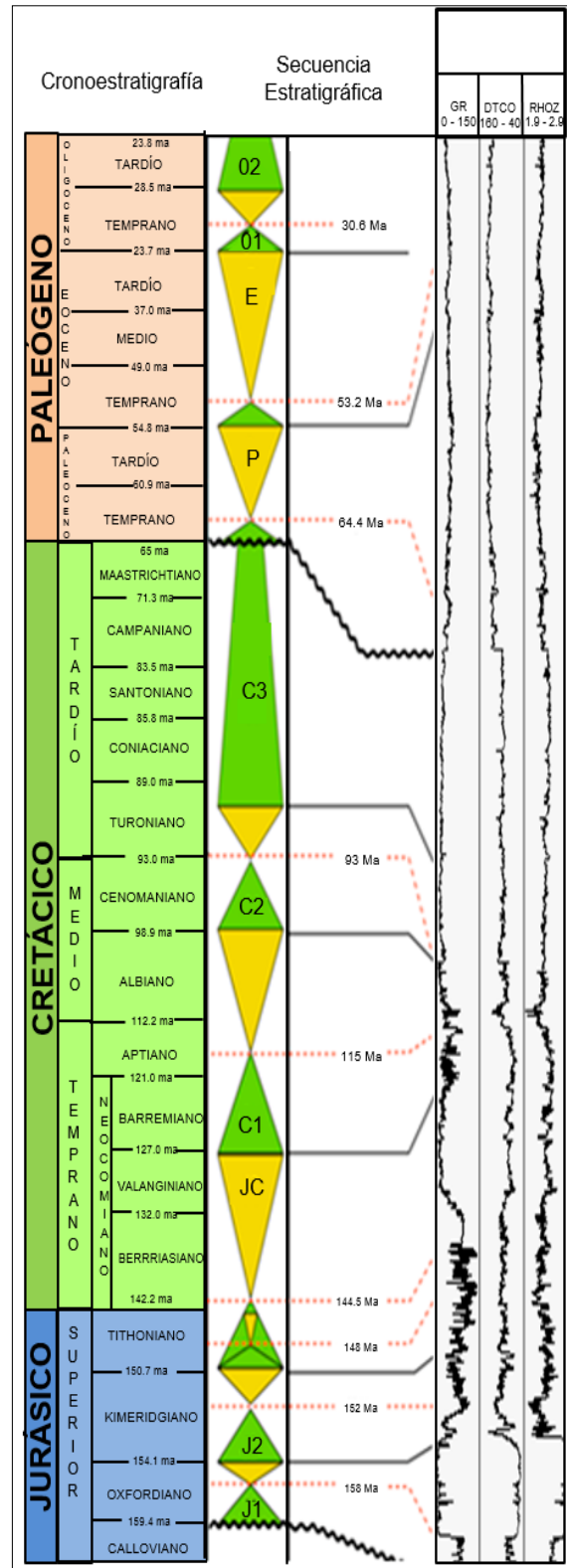
### Cretácico.

Es una secuencia sedimentaria de plataforma, con litofacies de carbonatos y carbonatos arcillosos dolomitizados, con pedernal e intercalaciones de horizontes bentoníticos. Para finales del Cretácico se registra un crecimiento de la plataforma carbonatada y el depósito de brechas y flujos turbidíticos en el talud continental de la Sonda de Campeche, cuyas litofacies predominantes son dolomías, calizas arcillosas y brechas dolomitizadas.

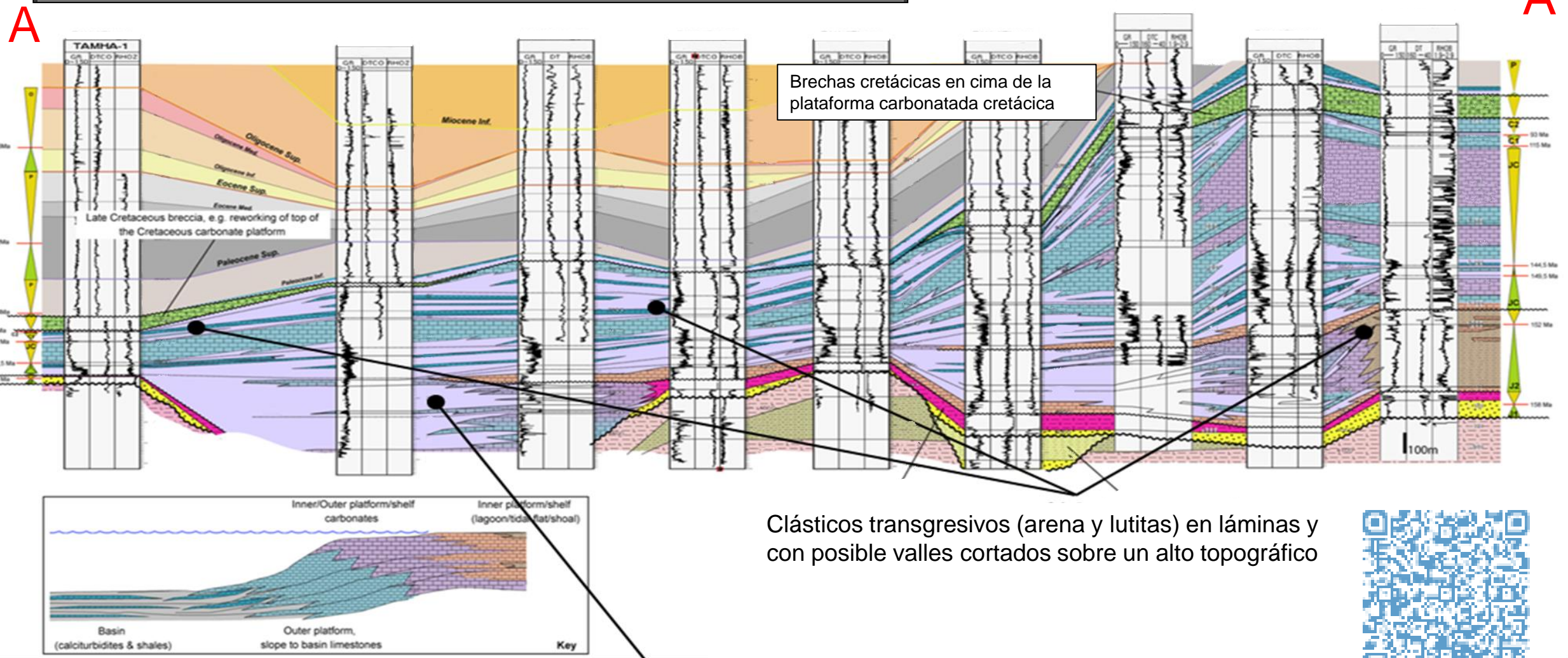
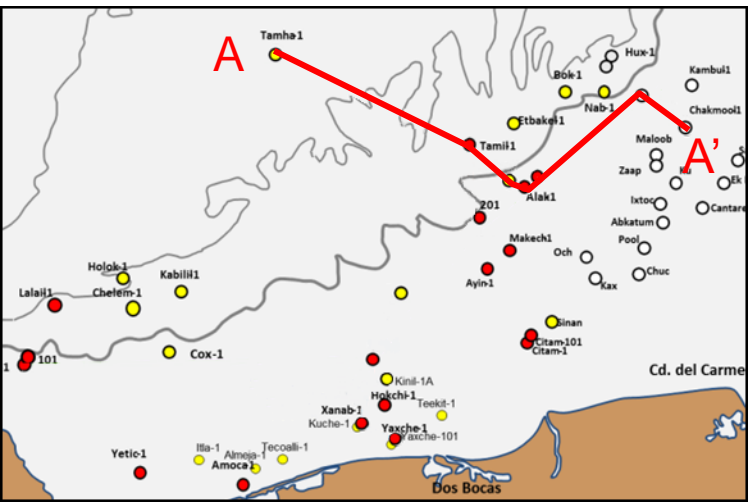
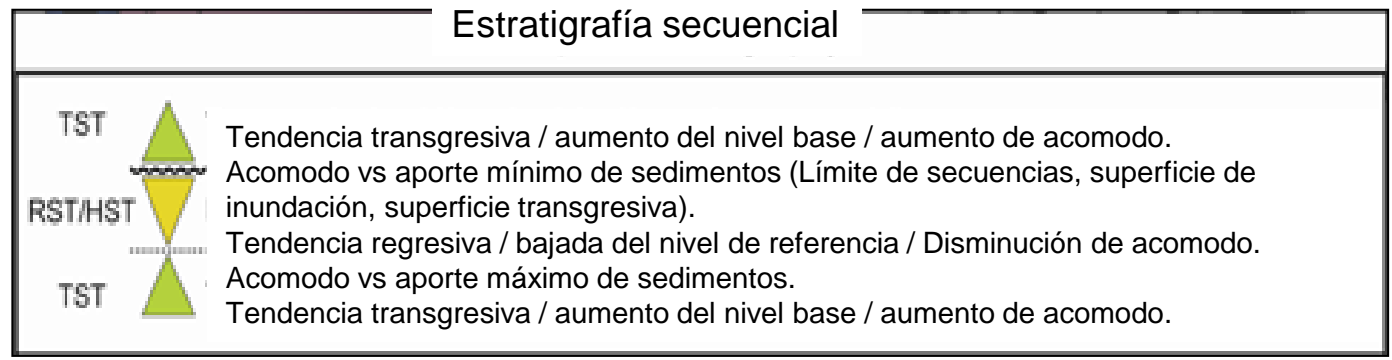
### Cenozoico.

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, que alcanza más de 7,000 m de espesor en la Cuenca de Macuspana. Durante todo el Cenozoico estos terrígenos colmataron las cuencas, principalmente lutitas con algunas intercalaciones de arenas, lóbulos deltaicos o turbidíticos.

# Correlaciones - litoestratigrafía - paleoambientes (1)



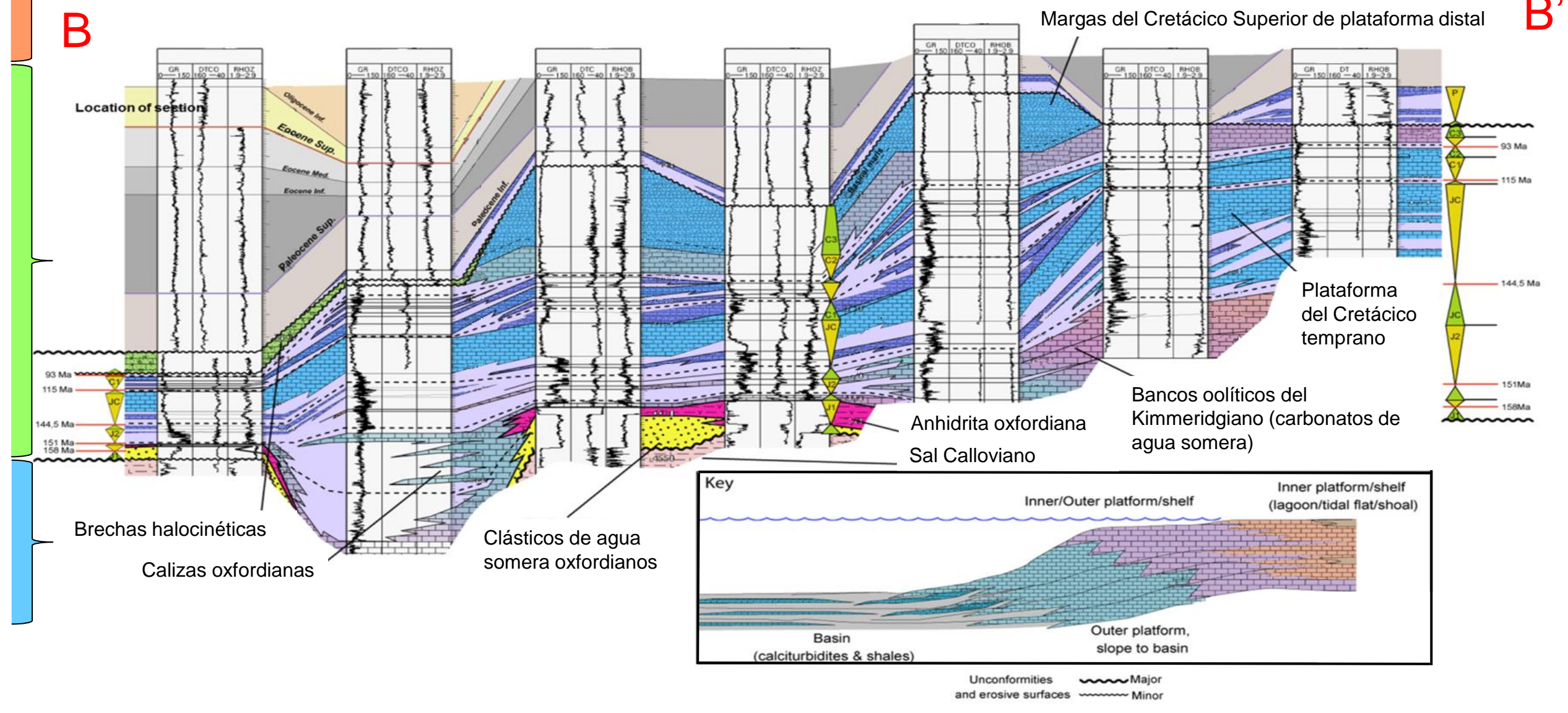
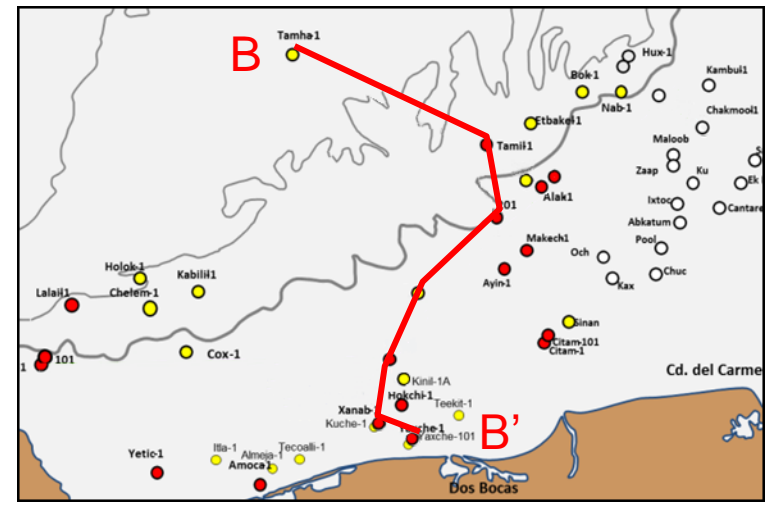
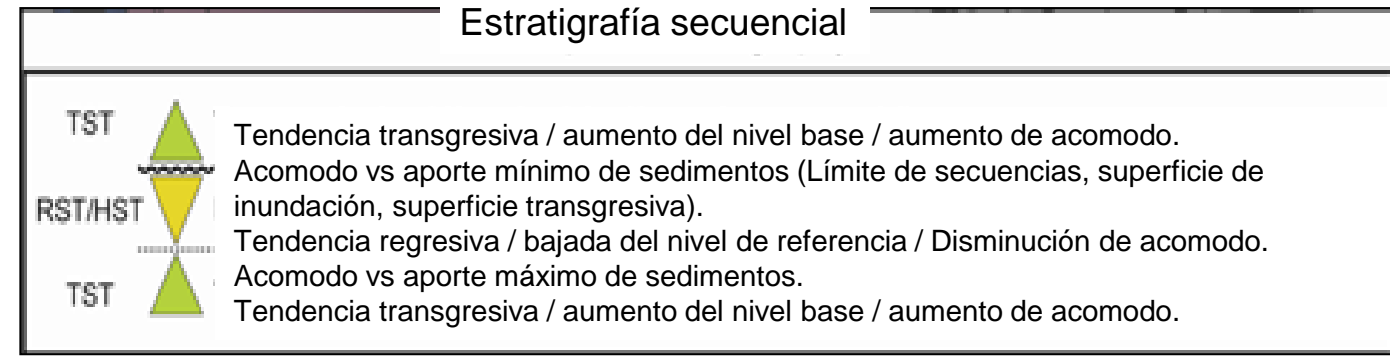
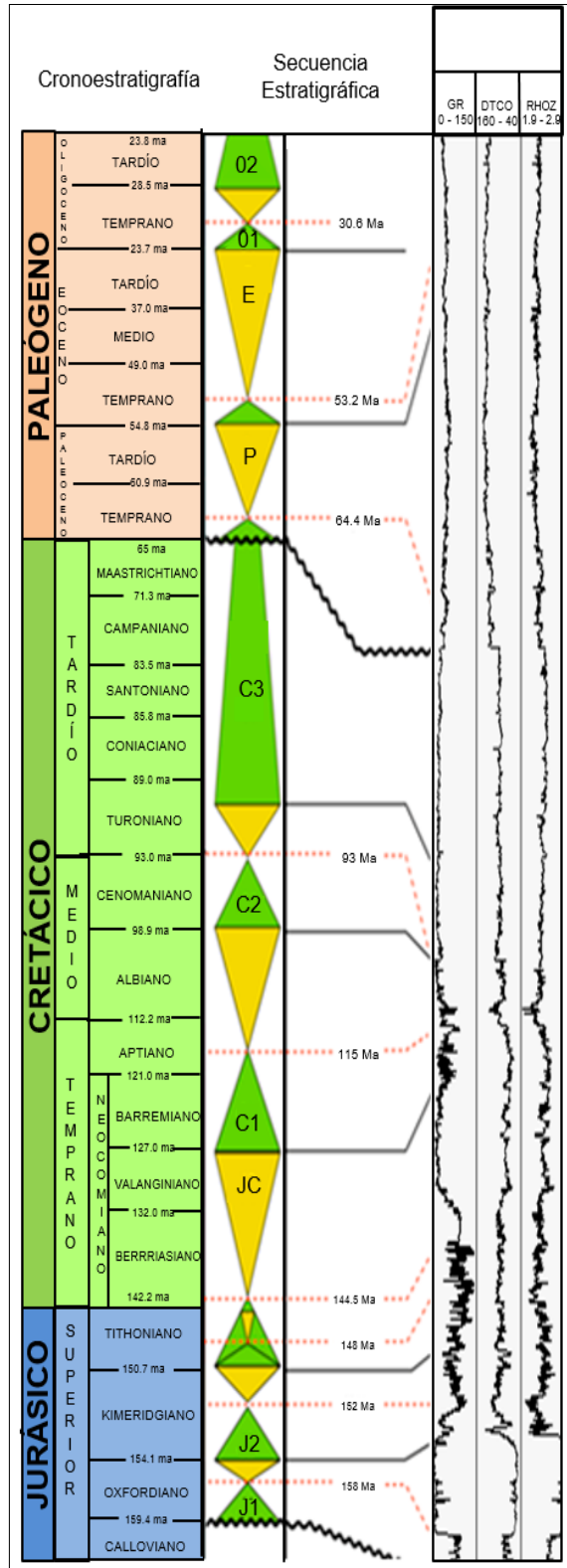
La distribución de las diferentes facies (carbonatos vs clásticos y anhidrita) es el resultado de la paleotopografía preexistente y de movimientos sutiles de la sal alóctona.



# Correlaciones – litoestratigrafía- paleoambientes (2)



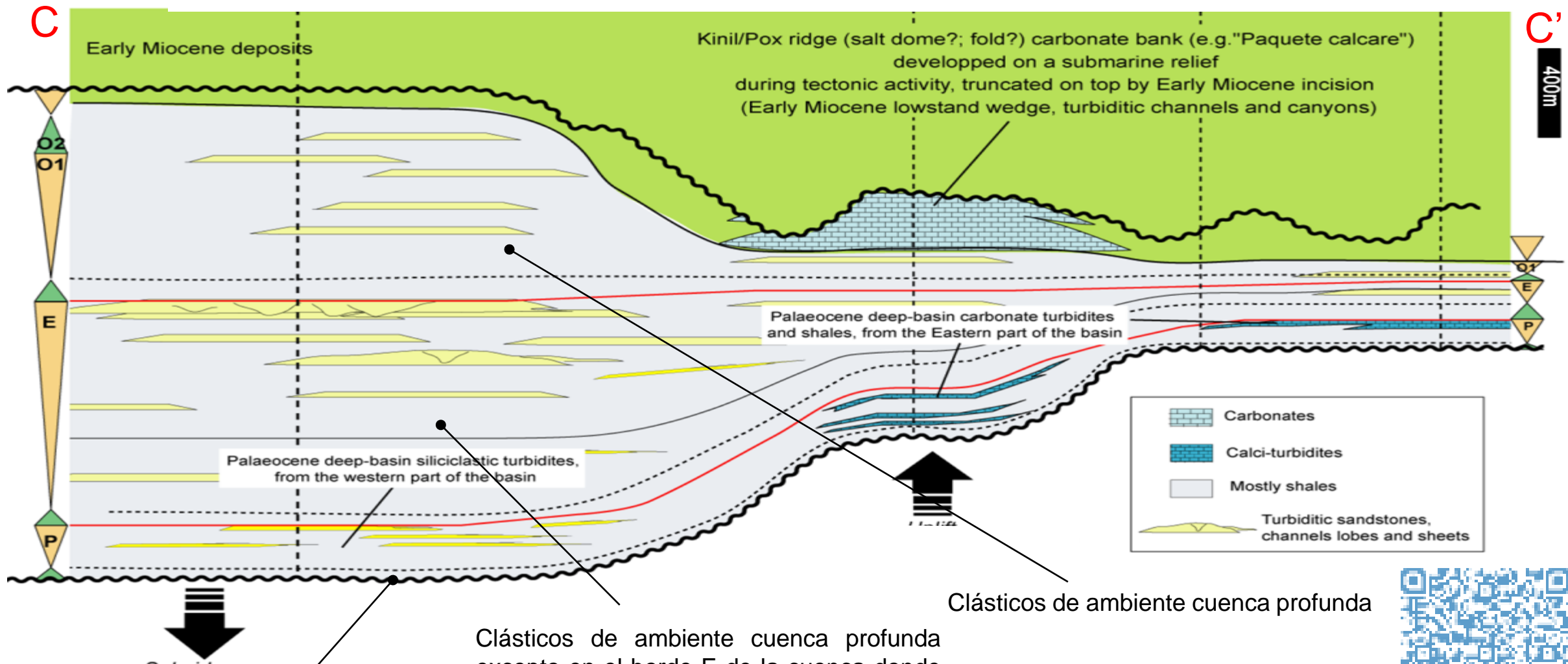
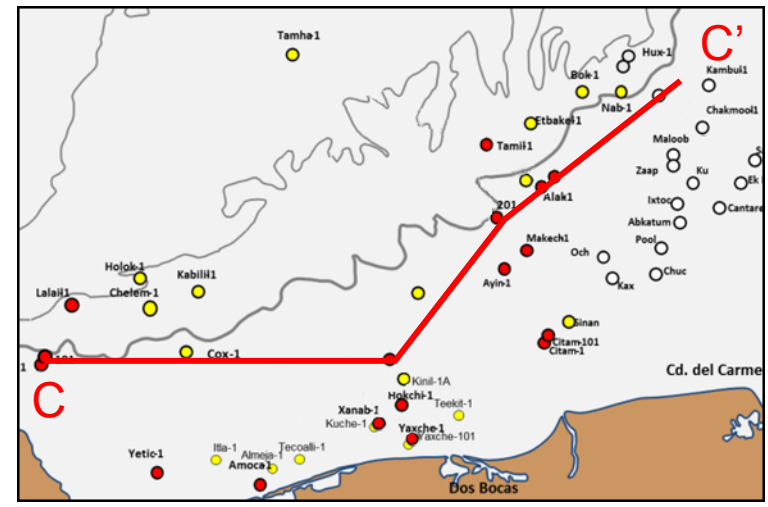
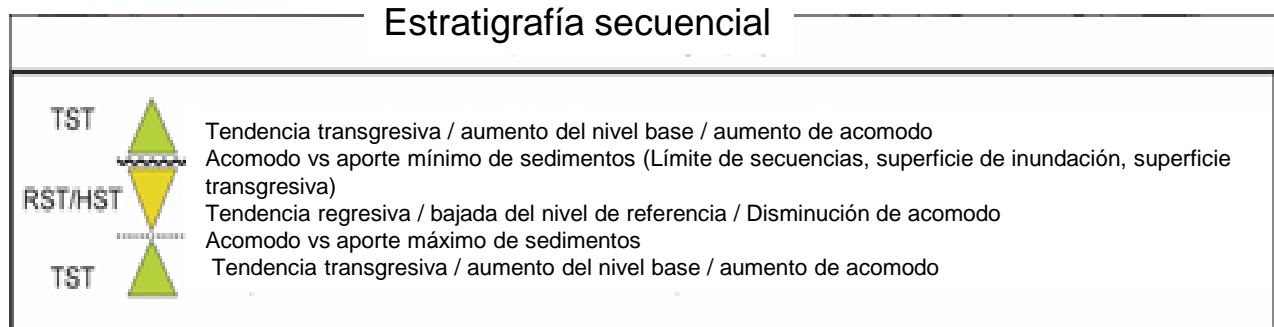
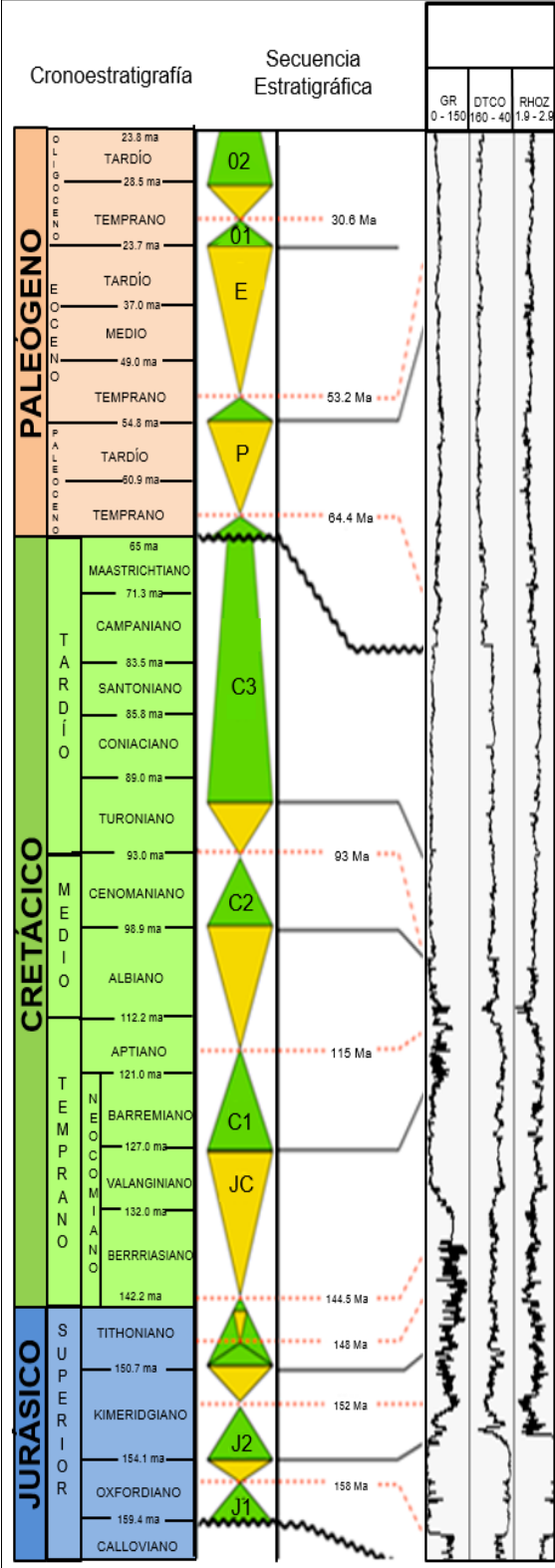
La distribución de las diferentes facies (carbonatos vs clásticos y anhidrita) es el resultado de la paleotopografía preexistente y de movimientos sutiles de la sal alóctona.

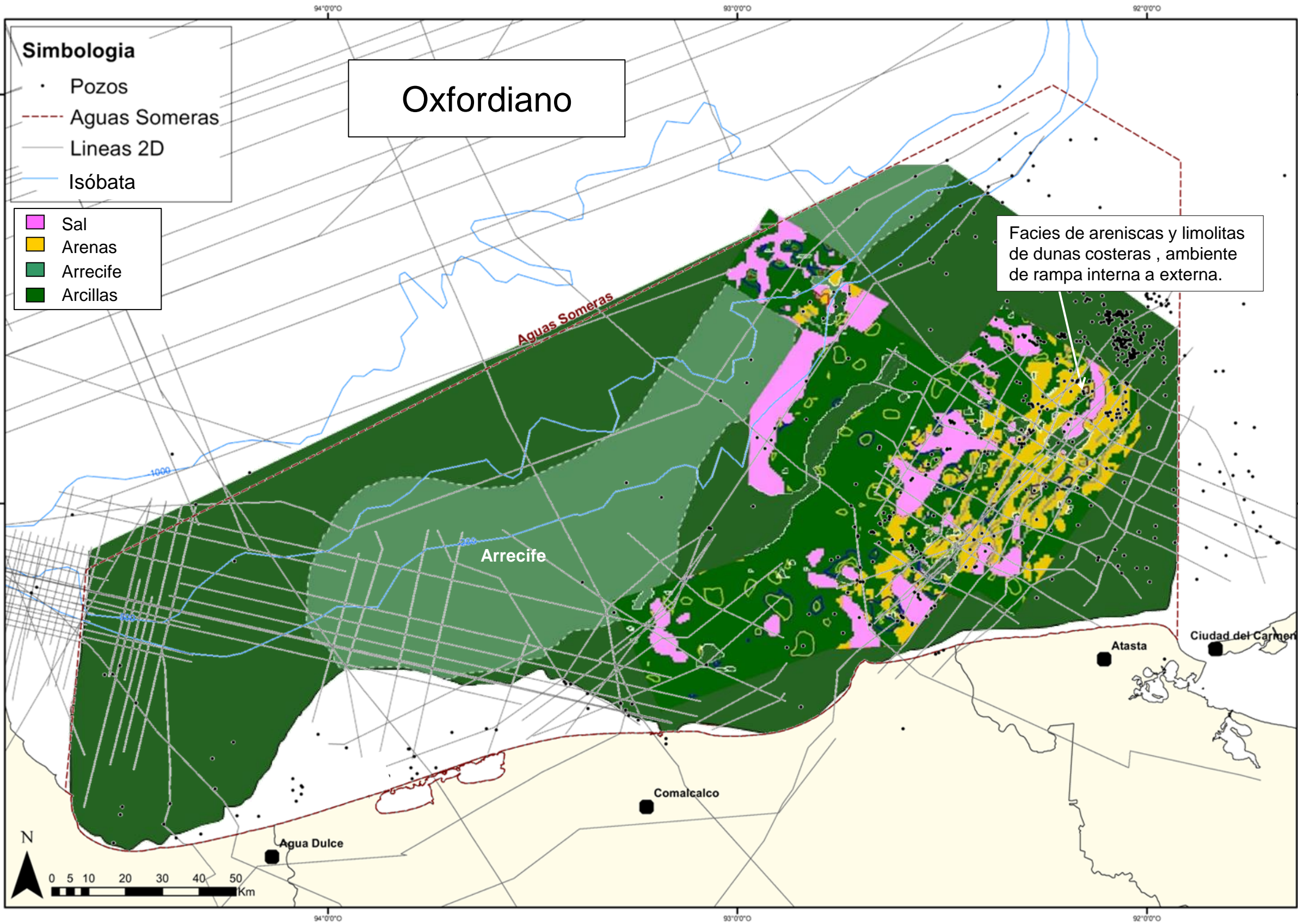




# Correlaciones - litoestratigrafía - paleoambientes (3)

La distribución de las diferentes facies (carbonatos vs clásticos y anhidrita) es el resultado de una topografía preexistente o de movimientos sutiles de la sal aloctona





**Oxfordiano**

Los sedimentos del Oxfordiano están dominados por depósitos de carbonatos (mudstone y facies subordinadas de bancos oolíticos/arrecifes carbonatados) en todo el área de Aguas Someras, excepto en el extremo SE del área donde el sistema es clástico con producción de arenas de estuario/deltaicas y lutitas.

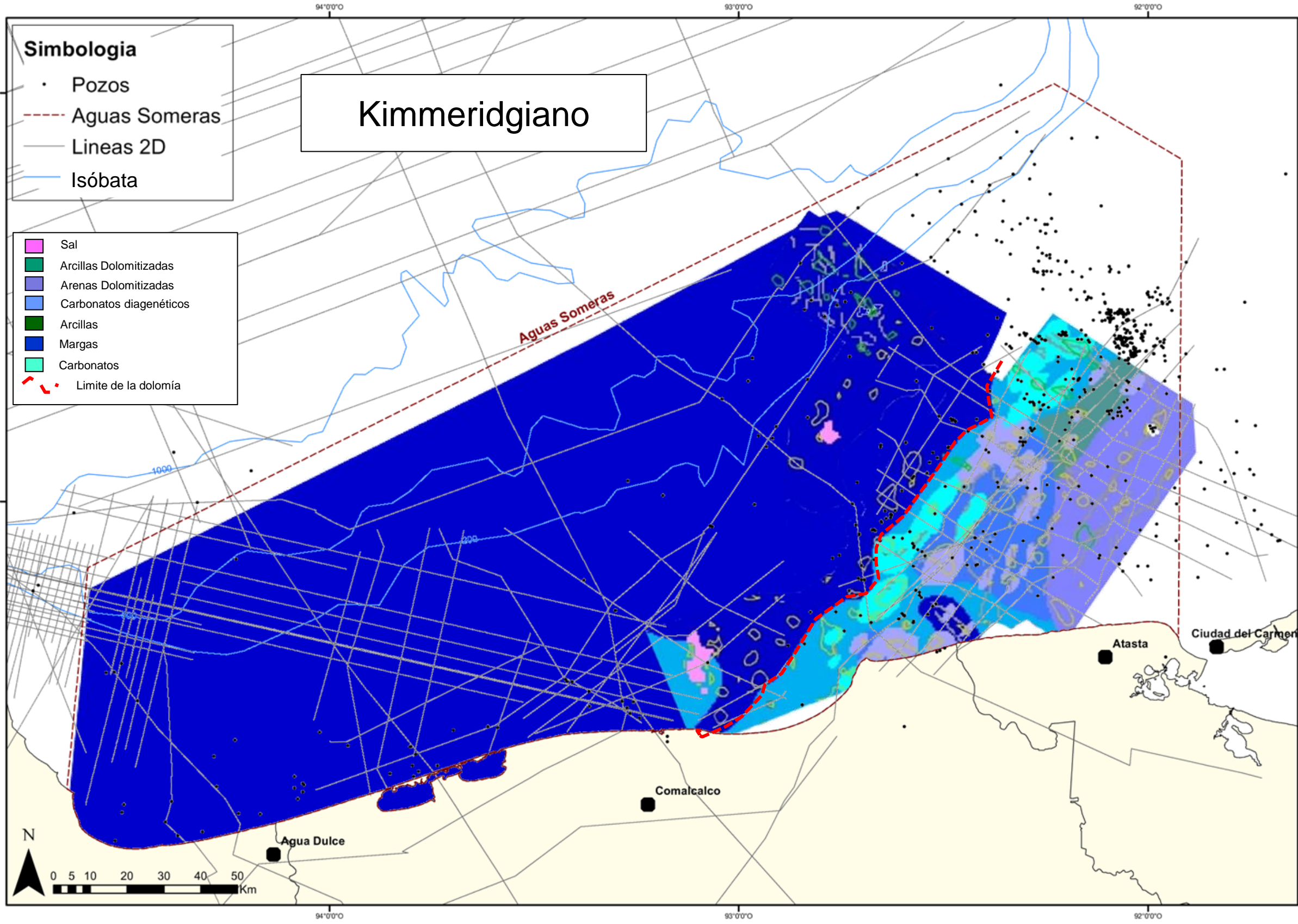
Los arrecifes marinos someros y bancos oolíticos, son considerados como los principales constructores de carbonatos. Se encuentran a lo largo del borde de la plataforma marina poco profunda siguiendo una línea de tendencia NE/SO. Arrecifes de carbonatos están respaldados (hacia el sur) por sabkas de anhidrita en toda el área de estudio.

Las zonas Oeste y Norte están dominadas por carbonatos (mudstones) depositados en un ambiente de aguas más profundas. Desde hace aproximadamente 155.8 Ma puede observarse un cambio en el comportamiento de las facies con una progradación general de los arrecifes constructores y la sabka de anhidrita en dirección del mar (hacia el N/NO), debido a una tendencia eustática regresiva (caída del nivel del mar). Esto condujo a un desarrollo de facies anhidríticas en todo el área de estudio que coronó las rocas subyacentes (y puede jugar un papel de sello local). Sin embargo, las facies evaporíticas tienden a acuñarse hacia el NNO.

La cima del Calloviano (160 Ma) representa una superficie erosiva seguida de un ligero aumento del nivel del mar para alcanzar una superficie de máxima inundación a 156.2 Ma. La cima del Oxfordiano representa una superficie transgresiva (154 Ma).

Las entradas de clásticos se interrumpen al final del Oxfordiano y aparece una sedimentación más carbonatada entre el Kimmeridgiano y la cima del Cretácico

Facies de areniscas y limolitas de dunas costeras, ambiente de rampa interna a externa.



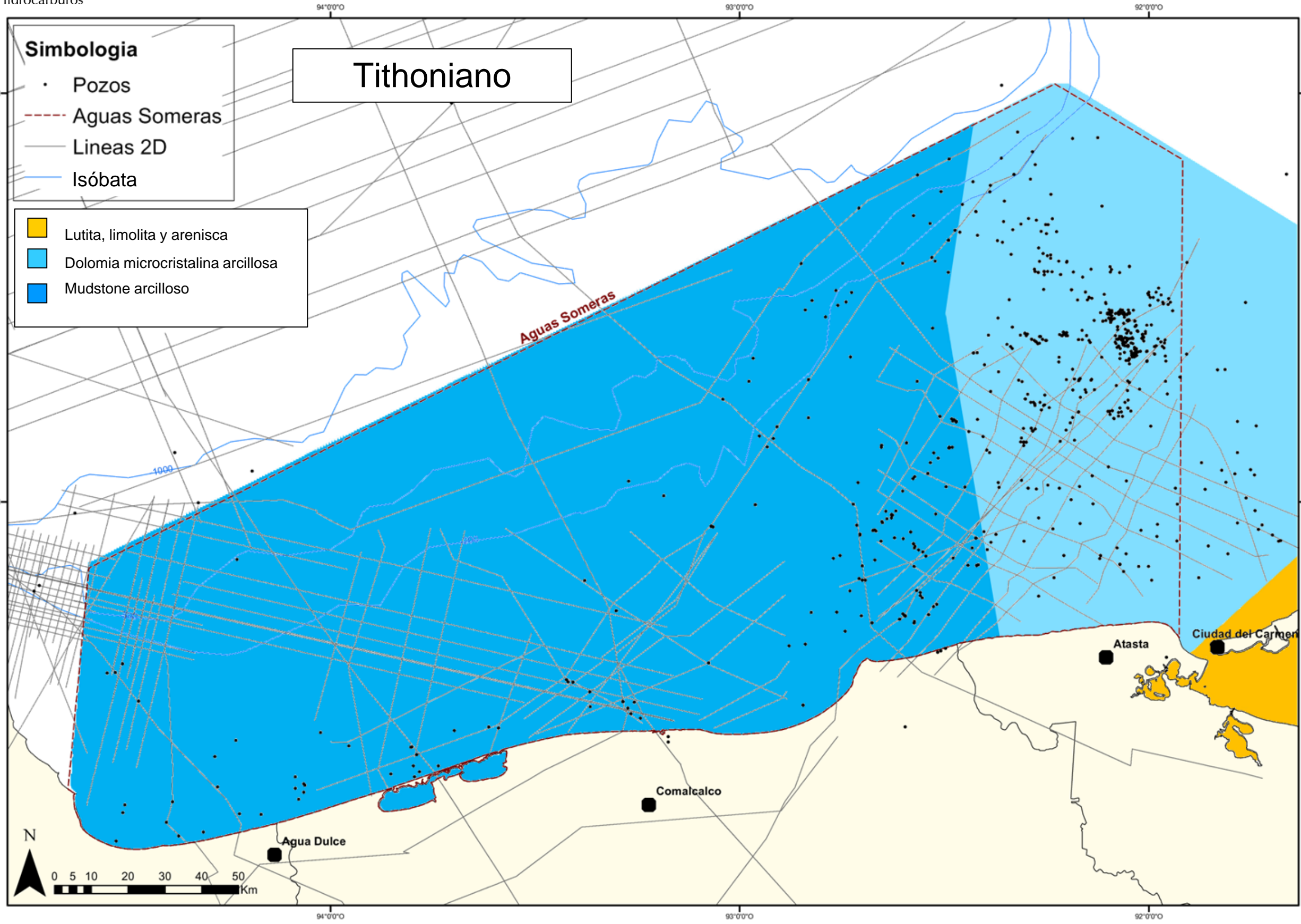
## Kimmeridgiano

Una superficie transgresiva alrededor de 150.5 Ma causa la rápida inundación de la sabka de anhidrita del Oxfordiano Superior. La rampa de carbonatos es retrogradante. La tendencia transgresiva se alcanza con una superficie de máxima inundación que ocurre en 151.8 Ma, seguida por una caída progresiva del nivel del mar.

Las zonas más proximales fueron ocupadas durante todo el ciclo de depósito del Kimmeridgiano por una rampa interna donde se producen y se depositan los arrecifes y *grainstones*, bajo un marco de agua somera de alta energía. La presencia de estas facies está controlada por la energía de las olas provenientes del noroeste y una tasa de subsidencia superpuestas que permite el depósito de una pila gruesa de carbonato (300/400 m). Estas facies son consideradas como los principales *plays* almacén de la sucesión del Kimmeridgiano.

La parte occidental, en su mayoría, está ocupada por carbonatos arcillosos, a veces dolomitizados, depositados en un ambiente de mar abierto en aguas relativamente profundas (*offshore* ajuste de 50 a 300 m de profundidad), pero con una tasa relativamente baja de la subsidencia.

Al final del Kimmeridgiano, la parte más oriental, en su mayoría, está representada por heterolíticos de laguna en un "backshore" y ambiente de depósito protegido.



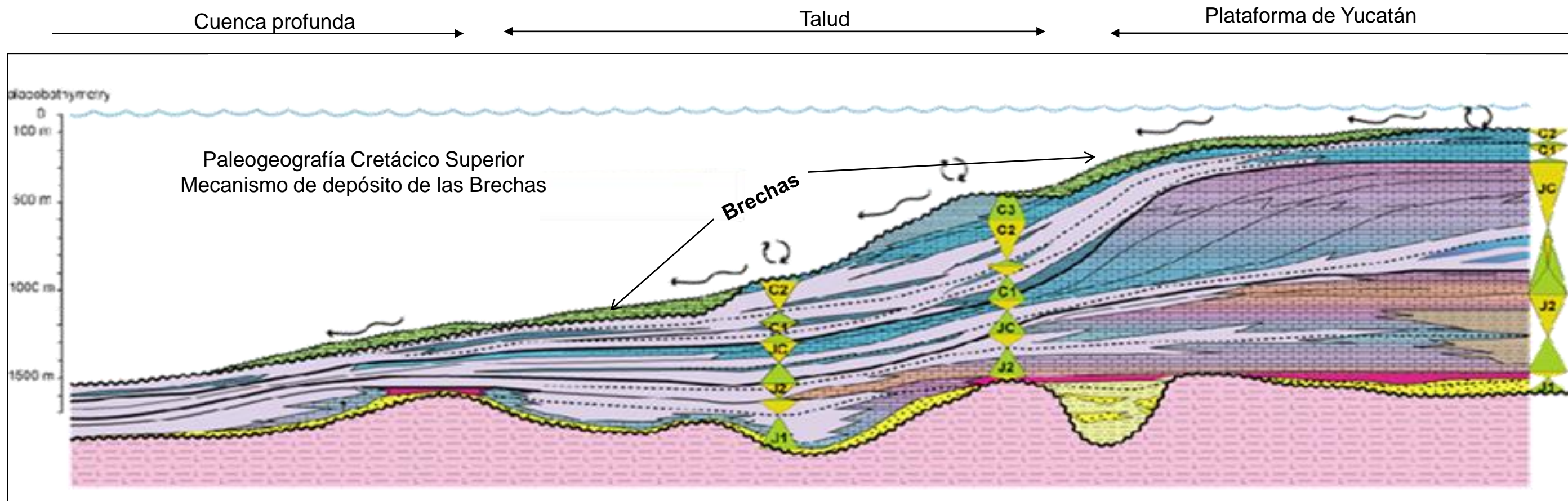
## Tithoniano

Durante la máxima regresión del Tithoniano (FS a 148 Ma.), los depósitos representan ambientes más profundos (cuenca) con una sedimentación hemipelágica fina.

La transgresión y la profundización del margen se aceleran, con la producción de depósitos hemipelágicos carbonatados.

También se define la presencia de posibles turbiditas calcáreas cubriendo la cuenca en este tiempo, originadas por mezclas de material calcáreo fino intercalado con delgados niveles de lutitas, como se indica en los registros eléctricos





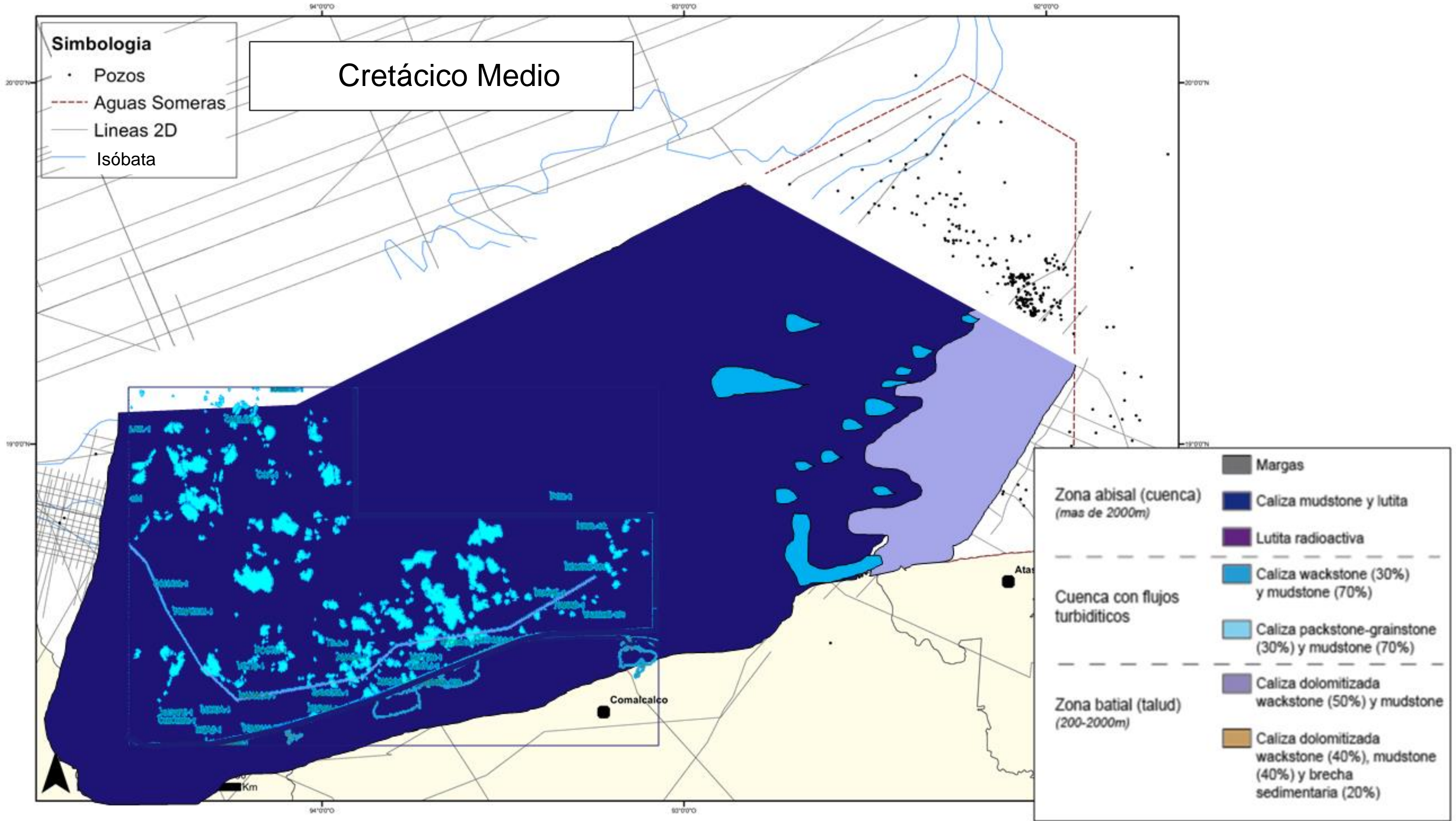
**Cretácico**

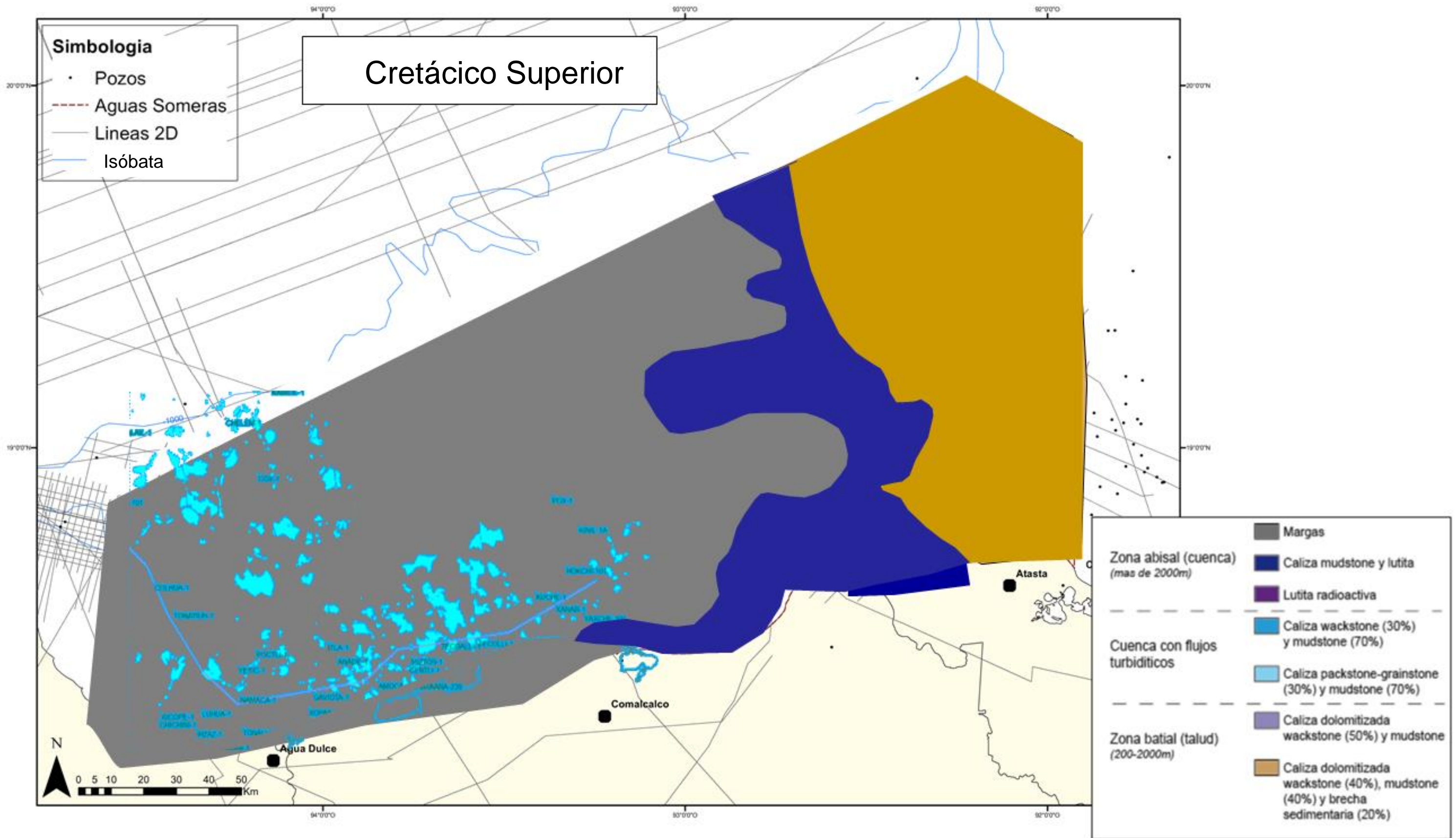
La mayor parte de la sucesión cretácica está dominada en general por el depósito de carbonatos sobre una plataforma con pendiente. Las facies de plataforma interna tienden a acuñaarse rápidamente hacia el oeste.

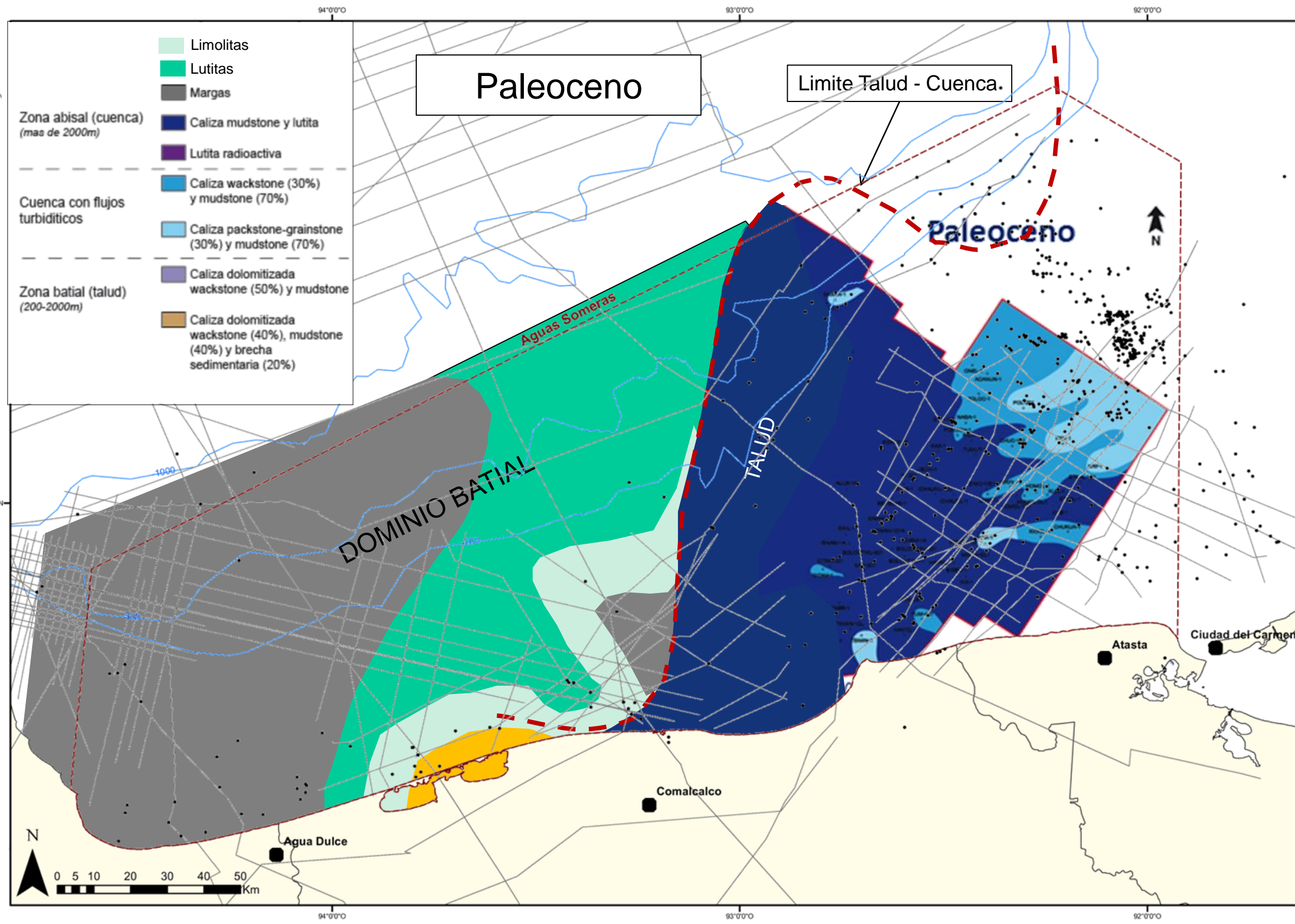
La mayor parte del área Aguas Someras se caracteriza por una columna relativamente gruesa (300/400 m) de litofacies *mudstone* y *wackstone* depositados en un ambiente que va de talud a batial (cuenca). Las facies son de tipo *mudstone* y el potencial como roca almacén se limita a un posible fracturamiento.

Durante el Cretácico Superior aparece un cambio en el sistema y la sedimentación se vuelve clástica, con la edificación de una gruesa secuencia de brechas.

Esta brecha viene desde el noreste y cubre la parte las Cuencas del Sureste hasta el oeste. Constituye un *play* almacén principal para esta secuencia.



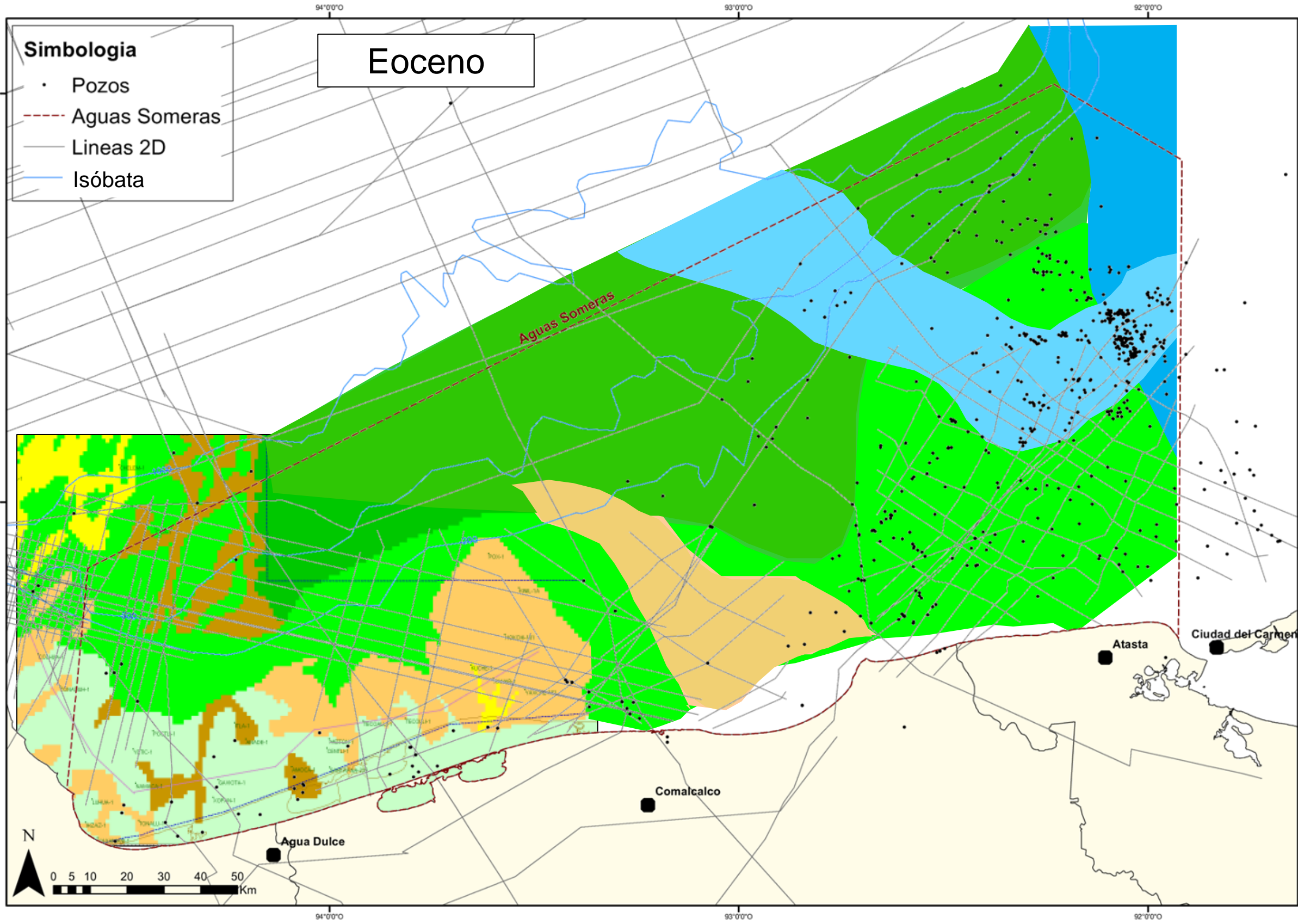




**Cenozoico**  
 El cambio de régimen tectónico de la cuenca, de margen pasiva a cuenca *foreland* origina un cambio notable en la sedimentación representado por el contraste litológico entre los carbonatos del Cretácico y la potente columna de terrígenos del Terciario (7,000 m de espesor en la Cuenca de Macuspana). El Cenozoico corresponde a una sedimentación en su mayoría siliciclástica de ambientes marinos profundos, de neríticos a batiales. A lo largo de todo el Cenozoico estos terrígenos rellenaron la cuenca y están representados principalmente por lutitas con algunas intercalaciones de arenas (lóbulos deltaicos o turbidíticos). No existen evidencias contundentes acerca de erosiones importantes en esta área.

**Paleoceno**  
 La unidad Paleoceno es una sucesión de lutitas y *mudstone* carbonatado de cuenca con clásticos subordinados (arenisca y litoclastos) y turbiditas calcáreas. Las partes norte y suroeste presentan un depósito de lutitas donde a nivel local están intercaladas algunas turbiditas carbonatadas cuyas fuentes provienen de los bordes este y oeste. La zona sur muestra más abanicos de clastos turbidíticos iniciados al borde central y a la esquina sureste. Durante el Paleoceno, el sistema turbidítico de abanicos puede jugar el papel de almacén potencial. El espesor bruto es muy variable, desde 285 m de la zona litoral hasta más de 3,500m en la zona de sedimentación confinada de la Cuenca Salina del Golfo. Los únicos valores de porosidad son los obtenidos en la parte norte de la zona de Aguas Someras en las calcarenitas del Eoceno, 7% en el campo Cantarell, 28% en el campo Ku, 3 a 15% en los campos Ek y Balam. Las permeabilidades varían de 0.1 a 1,000 mD, ambos calculados en el campo Ku.





**Eoceno**

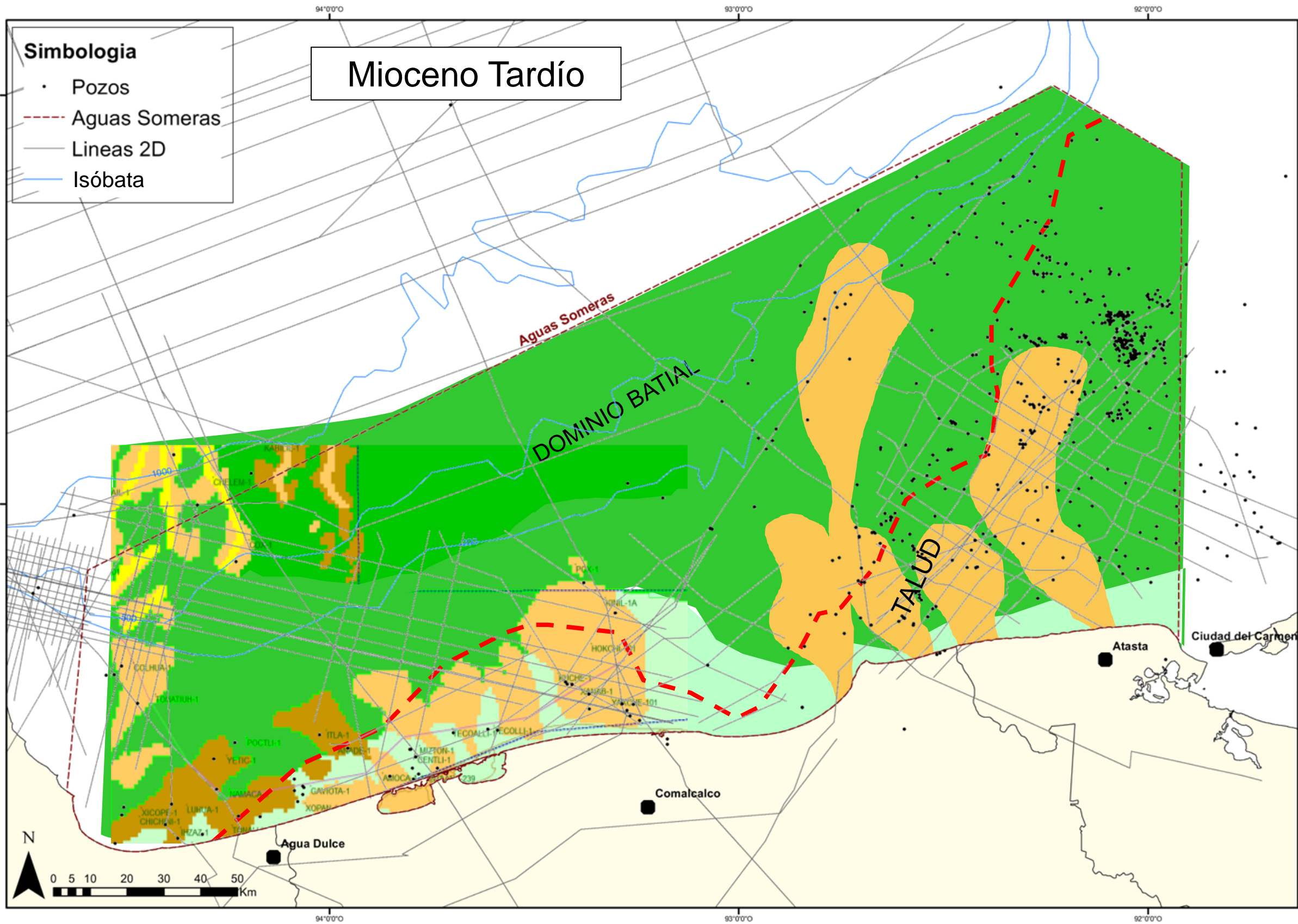
Como la secuencia del Paleoceno, la secuencia del Eoceno se caracteriza por un depósito profundo de lutitas con la intercalación de abanicos turbidíticos orientados principalmente norte-sur.

La sucesión del Eoceno es un intervalo de lutitas, que contiene a nivel local algunos abanicos turbidíticos clásticos ubicados principalmente en las áreas de Tabscoob-Holok, Yaxché-Xanab y al sur de la zona Chuktah.

Estos abanicos turbidíticos provienen de los bordes sur y oeste de la zona de estudio. Por otro lado, la zona norte de Chuktha (Tamil, Tamha-Tunich) es rica en abanicos turbidíticos carbonatados.

El sistema de abanicos turbidíticos del Eoceno puede representar un *play* almacén potencial.

- Arena pura
- Arena común
- Arena arcillosa
- Limolitas
- Lutitas
- Calcarenitas y mudstones de plataforma interna
- Facies de caliza (mudstone-wackestone) de plataforma interna con silicoclastos (areniscas y lutitas)



**Almacén Mioceno – Plioceno**

Durante el Mioceno y Plioceno dominan los depósitos de lutitas de ambiente de cuenca profunda.

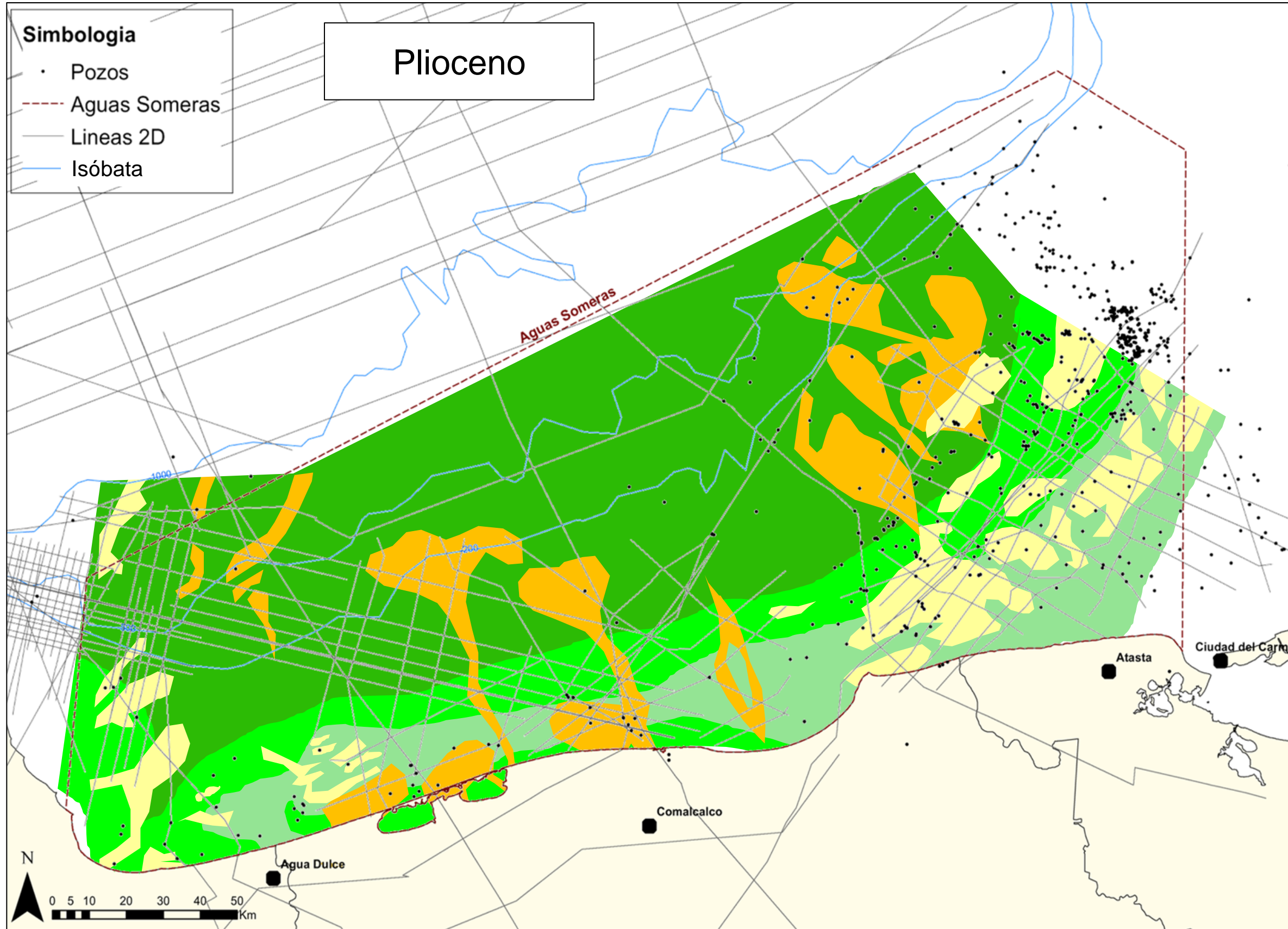
Depósitos arenosos discontinuos de tipo abanicos de piso de cuenca o abanicos de pie de talud se encuentran concentrados preferencialmente en los bordes sur y suroeste del área donde se ubica la zona de talud para esta época.

Los espesores brutos del Mioceno-Plioceno mayormente arcilloso son variables, entre 360 m en el pozo Bokh-1 al este del área y 2,200 m en Kabilil-1 al oeste, en el bloque Holok-Alvarado.

El desarrollo y la preservación de estas capas están directamente asociados al desarrollo de la tectónica salina.

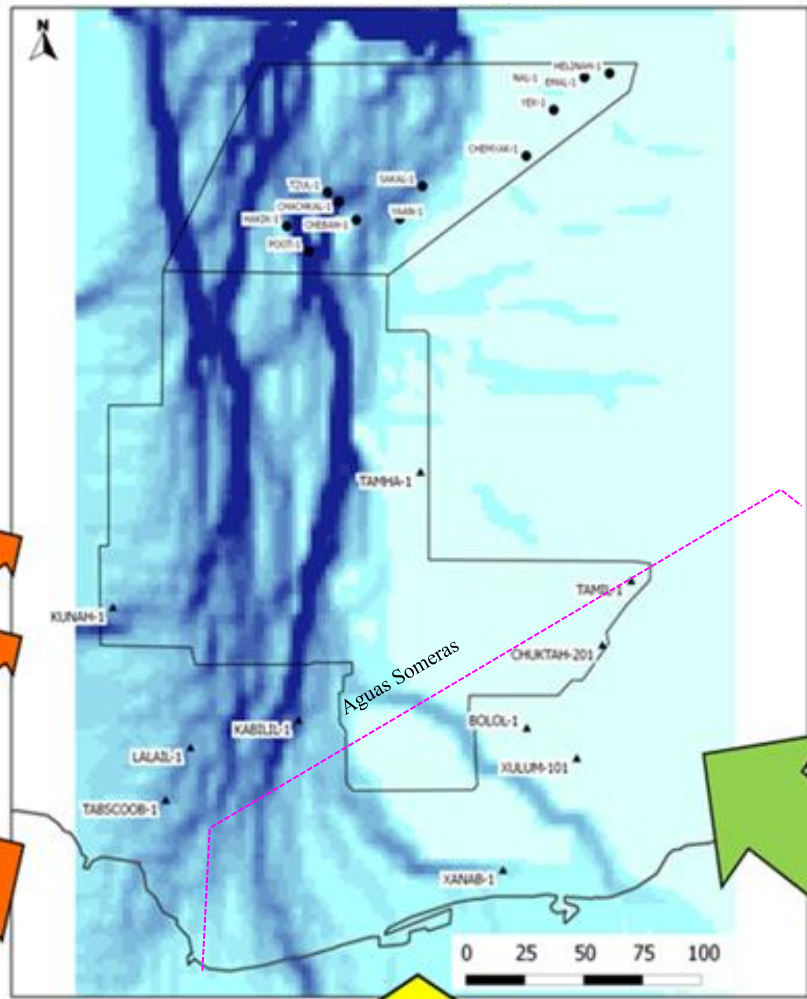


# Sistema almacenador – litofacies (10)

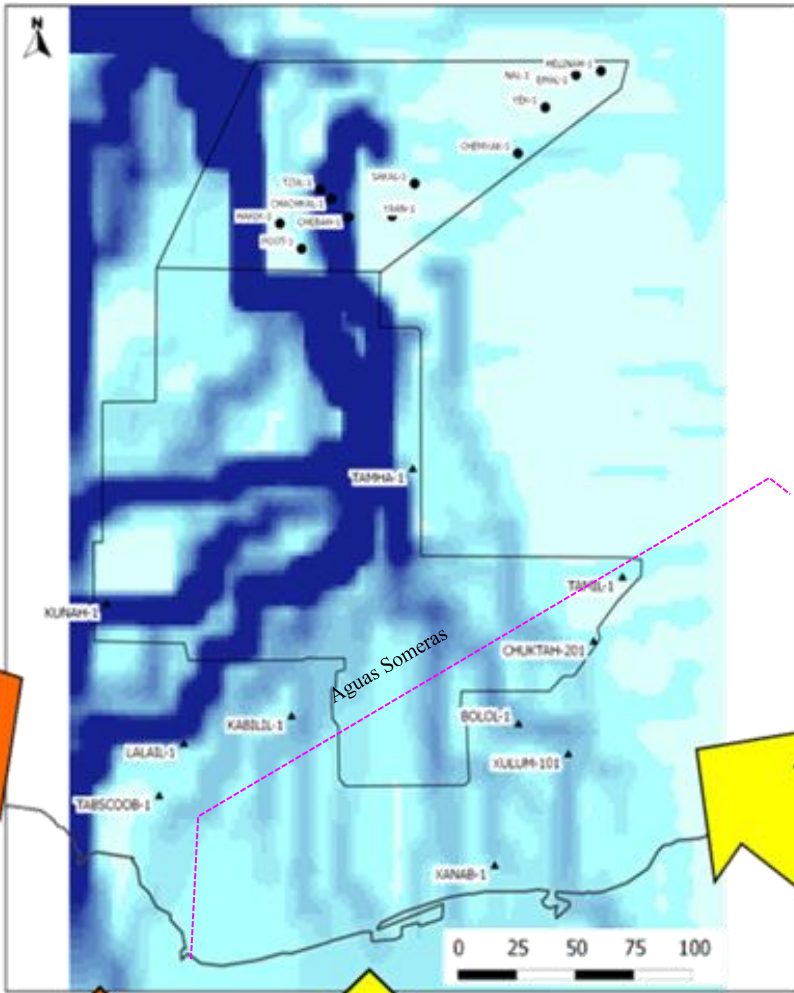


# Sistema almacenador – flujo de transporte de sedimentos

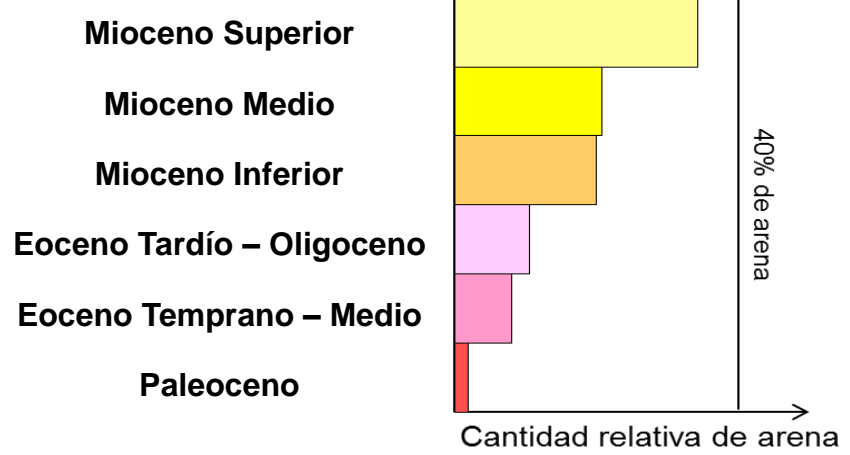
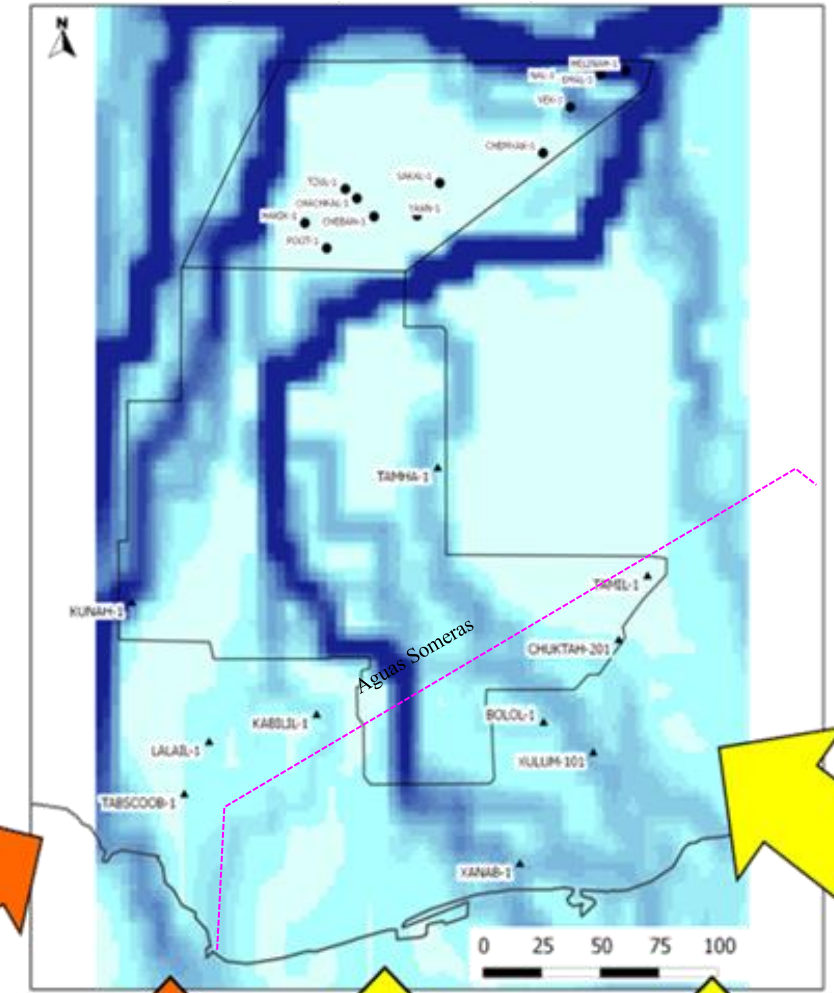
Flujo de transporte Eoceno



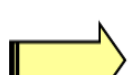



Flujo de transporte Mioceno Medio

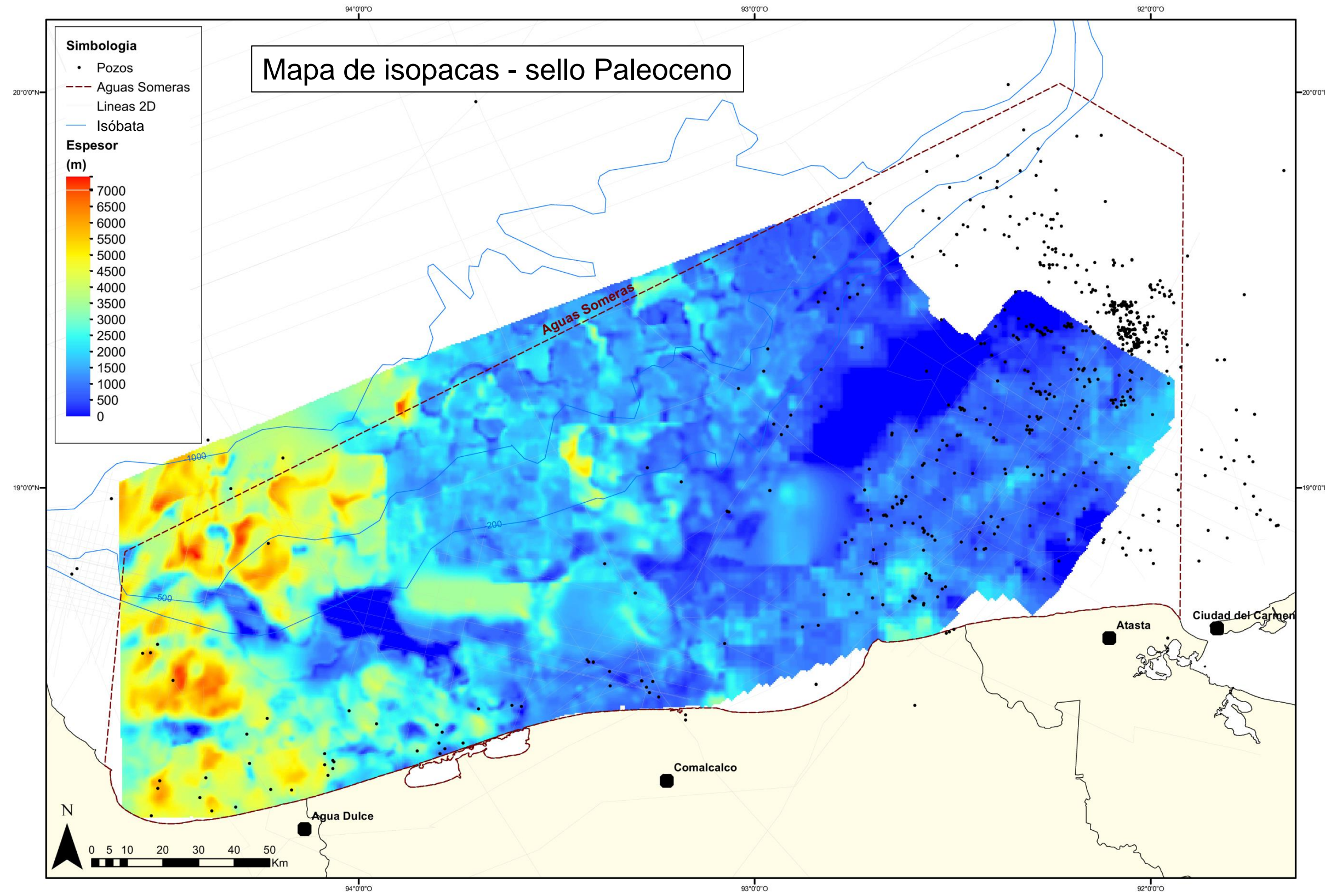


Flujo de transporte Mioceno Superior



-  Fuente principal de arenas (contenido de arena  $\geq 20\%$ )
-  Fuente secundaria de arenas (contenido de arena  $\approx 10-20\%$ )
-  Fuente con poco aporte de arenas  $< 10\%$
-  Fuente dominada carbonatada





**SELLOS**

De manera general se asume que la roca almacén del Kimmeridgiano está sellada por los niveles generadores calcáreo-arcillosos basales del Tithoniano.

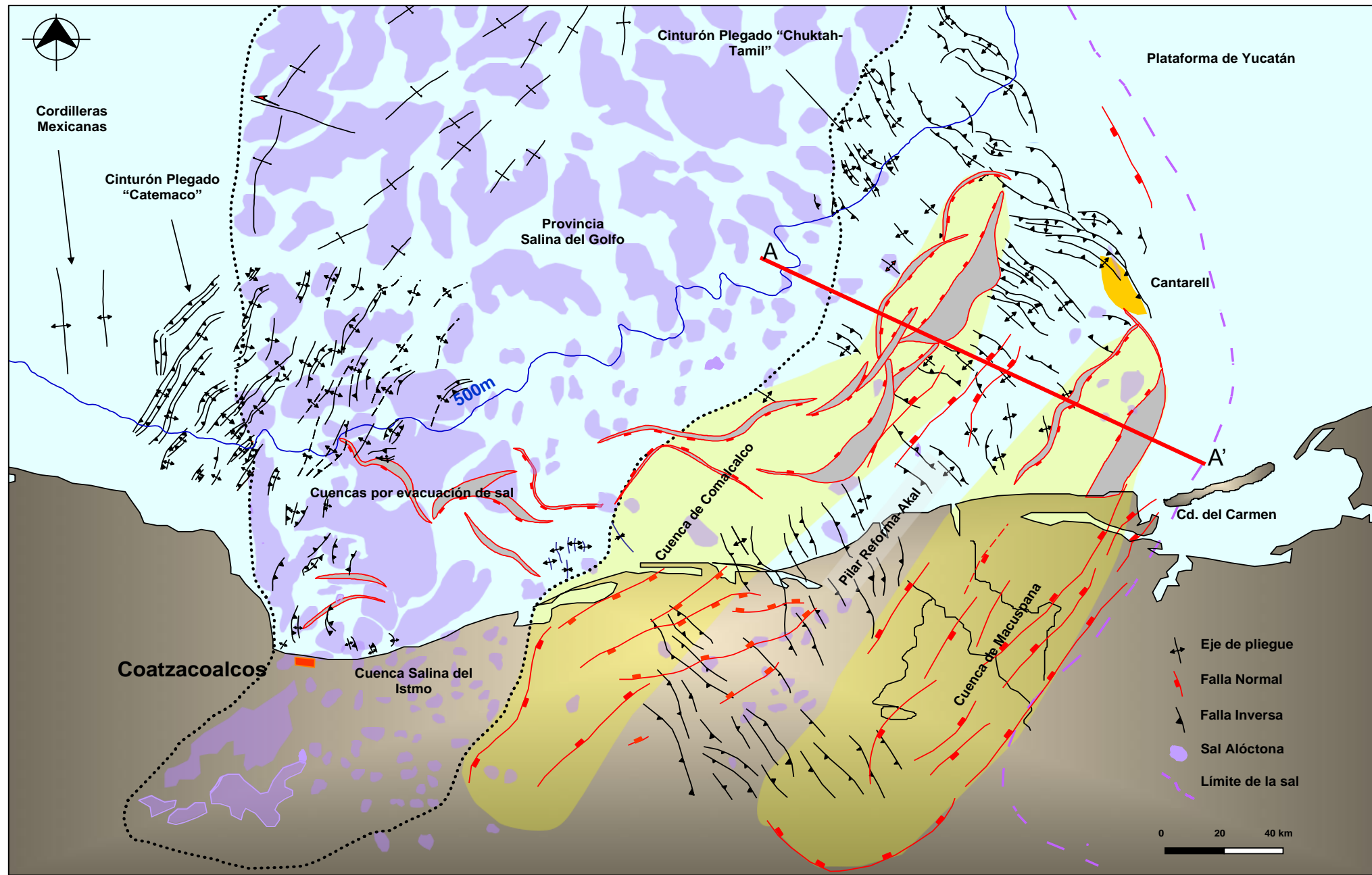
El Paleógeno por ser de carácter arcilloso funciona como un gran sello regional para los yacimientos del Cretácico, creando barreras de presiones que condicionan la eficiencia de migración hacia el Terciario.

Dentro del Paleógeno y Neógeno, existen sellos regionales de menor espesor debido a la alternancia de arenas/arcillas del sistema turbidítico siliciclástico que condicionan la eficiencia de migración dentro de los niveles del Terciario. Estos sellos pueden ser interrumpidos por fallas de amplitud variable (de decenas a varias centenas de metros de desplazamiento vertical).

En la parte superior de la serie (Plioceno Superior y Pleistoceno), la calidad de los sellos es más dudosa, esto es sugerido por la presencia de emanaciones de hidrocarburos del fondo de mar.

## Marco Estructural





**Unidades morfo – estructurales de las Cuencas del Sureste**

**Cuenca Salina del Istmo**

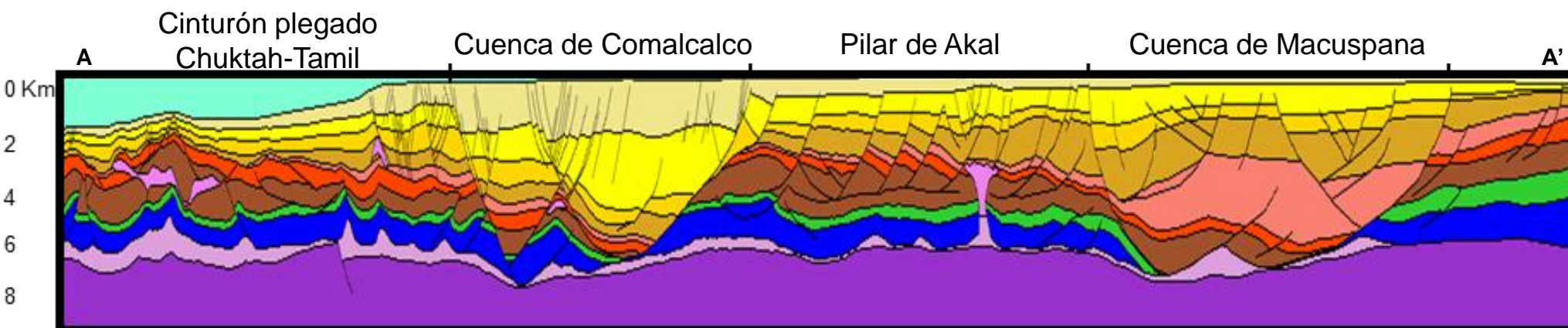
Limita al norte con la isóbata de 500 m, al sur con la línea de costa, al oeste con la Cuenca de Veracruz y al este con el Pilar Reforma - Akal. Esta provincia incluye a la Cuenca de Comalcalco, toda vez que se encuentra asociada a la carga de sedimentos y evacuación de sal. Las rocas mesozoicas y paleógenas están afectadas ya sea por plegamiento y fallamiento o por rotación de capas en los pedestales de los diapiros salinos; en el Terciario se presentan estructuras de tipo domo asociadas a masas salinas, fallas lístricas con inclinación al noroeste que afectan incluso hasta el Mesozoico y fallas lístricas contra-regionales.

**Pilar de Akal**

Limita al norte y al este con la Plataforma de Yucatán, al sur con la línea de costa y al oeste con la Cuenca de Comalcalco. En esta zona se distinguen tres eventos tectónicos que han conformado el marco estructural regional. Inicialmente un evento extensional asociado a la apertura del Golfo de México en el Jurásico Medio, representado por una serie de fallas normales como resultado de esfuerzos distensivos con la consecuente formación de fosas y pilares en el basamento, seguido de un evento compresivo caracterizado por una serie de estructuras de alto a regular relieve, orientadas de manera general NO-SE. Están afectadas en sus flancos por una serie de fallas inversas con diferentes inclinaciones, así como cabalgaduras. Finalmente, un evento extensional final durante el Neógeno grandes fallas de crecimiento que, en algunos casos, están asociadas con intrusiones de arcilla y/o sal.

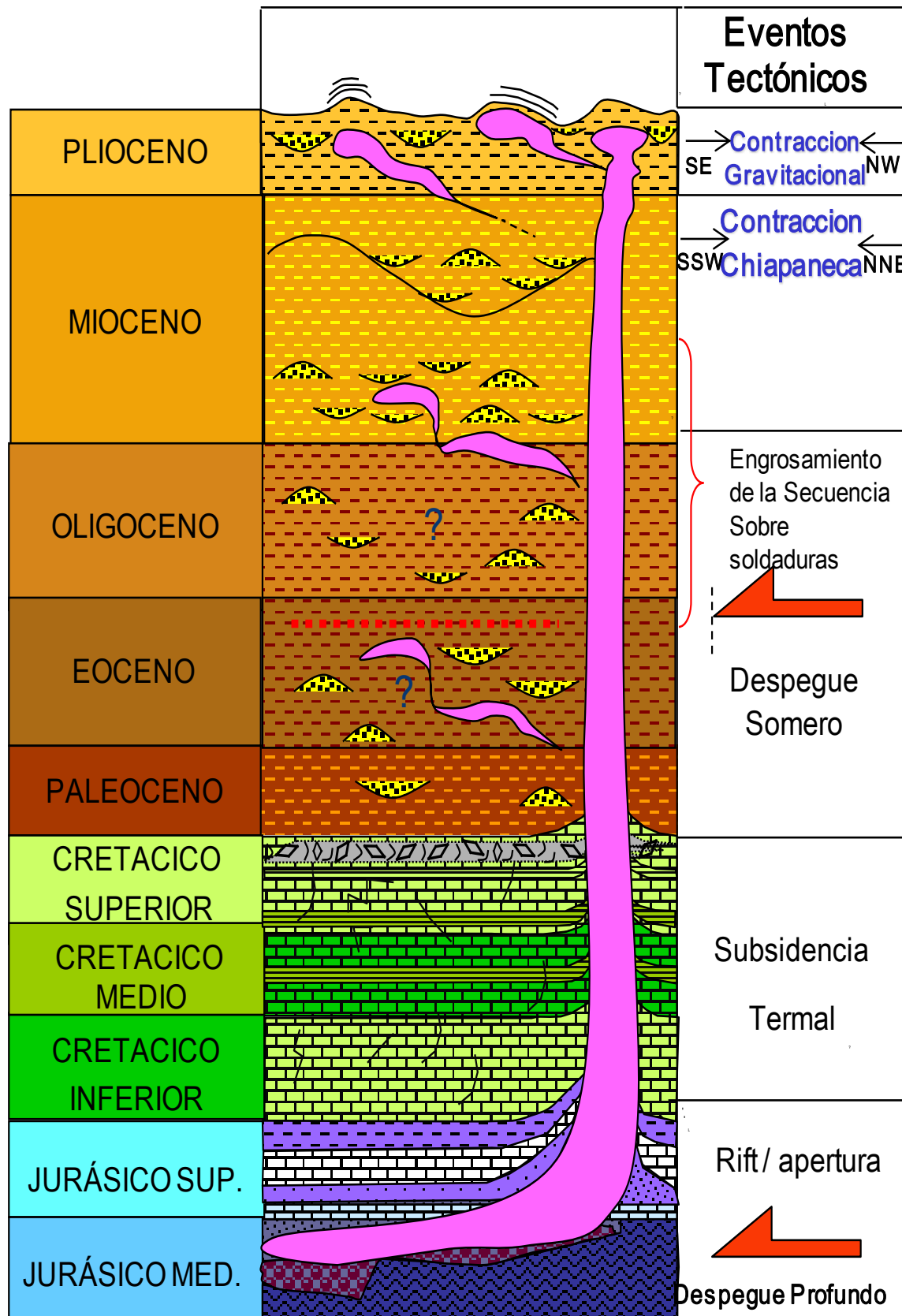
**Cuenca de Macuspana**

Limita al este-sureste por un sistema de fallas normales que la separa de la Plataforma de Yucatán; al noroeste-oeste por el sistema de fallas que delimita el Pilar Reforma Akal. La Cuenca de Macuspana se caracteriza por fallas lístricas del Mioceno-Plioceno temprano de orientación noreste-suroeste e inclinación al noroeste con anticlinales *rollover* asociados a la evacuación de arcillas del Oligoceno. En la porción marina estas fallas rompen y desplazan al noroeste las rocas del Mesozoico con un sistema *raft* poniendo en contacto la sal jurásica con sedimentos del Oligoceno. Hacia su borde occidental ocurren fallas lístricas del Plioceno Tardío - Pleistoceno con orientación noreste-suroeste e inclinación hacia el sureste y anticlinales elongados y apretados del Plio-Pleistoceno asociados a la inversión de las fallas durante del Mioceno. En su porción marina, en esta cuenca se registran diferentes prospectos petroleros, como continuación del alineamiento productor de la zona terrestre.





## Marco estructural general (2)



Tectónica extensiva por gravedad + acomodo  
 Edad: Plioceno superior  
 Fallas normales (tectónica gravitatoria o de acomodación)  
 La secuencia Pleistoceno-Reciente corresponde a depósitos acumulados sincrónicamente con la actividad de las fallas normales. En algunas de estas fallas el desplazamiento se transfiere en profundidad a través de una serie de rampas y despegues menores hasta alcanzar un nivel de despegue regional de bajo ángulo en las unidades evaporíticas autóctonas del Jurásico. En otros casos las depresiones estructurales son producto de tectónica de *raft* en la que la deformación de la cobertura se encuentra desacoplada del sustrato mediante el nivel dúctil representado por las unidades evaporíticas autóctonas.

Tectónica salina 2  
 Edad: Plioceno Inferior-Actual  
 Diapirismo generalizado

Tectónica salina 1 + Compresión suave  
 Edad: cima del Mioceno Superior - Plioceno Temprano  
 Deformación de la discordancia Mioceno Superior. Crecimiento fuerte de los diapiros

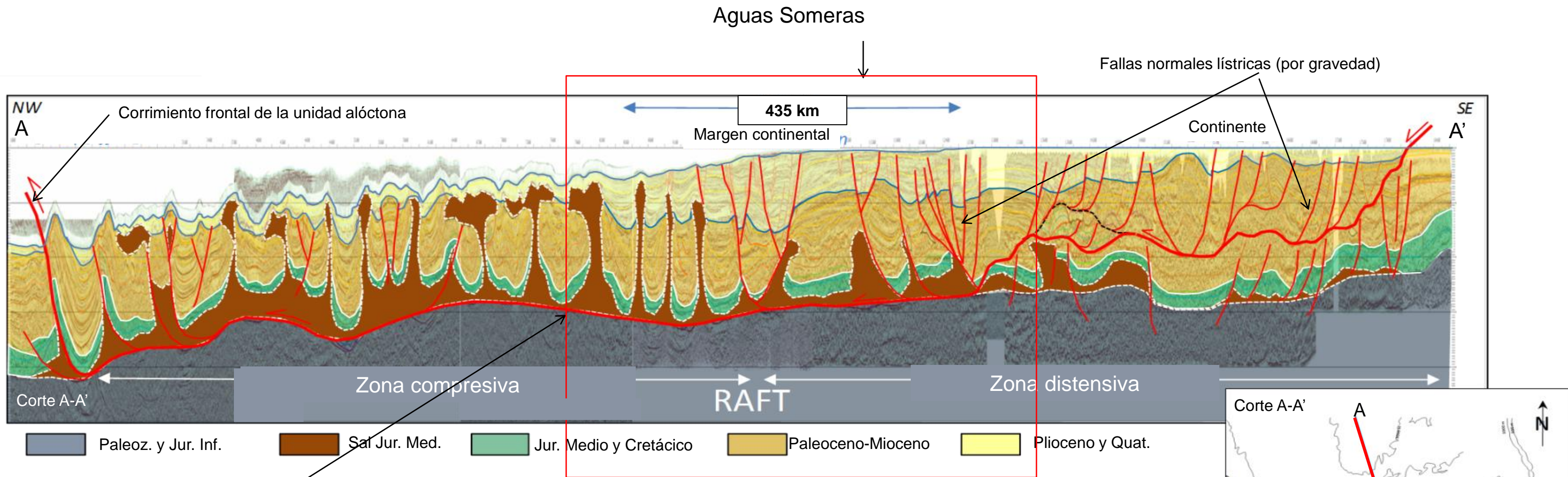
Erosión  
 Edad: Mioceno Superior  
 Erosión de la cresta de los anticlinales formados anteriormente. Depósitos discontinuos en las partes sinclinales. Escasos movimientos de sal

Etapa compresiva  
 Edad: Final del Mioceno Medio - inicio Mioceno Superior  
 Corresponde al evento compresivo Chiapaneco. Fallas despegando de la cima de las capas de sal. Creación de anticlinales marcados. Inicio del movimiento de las capas de sal

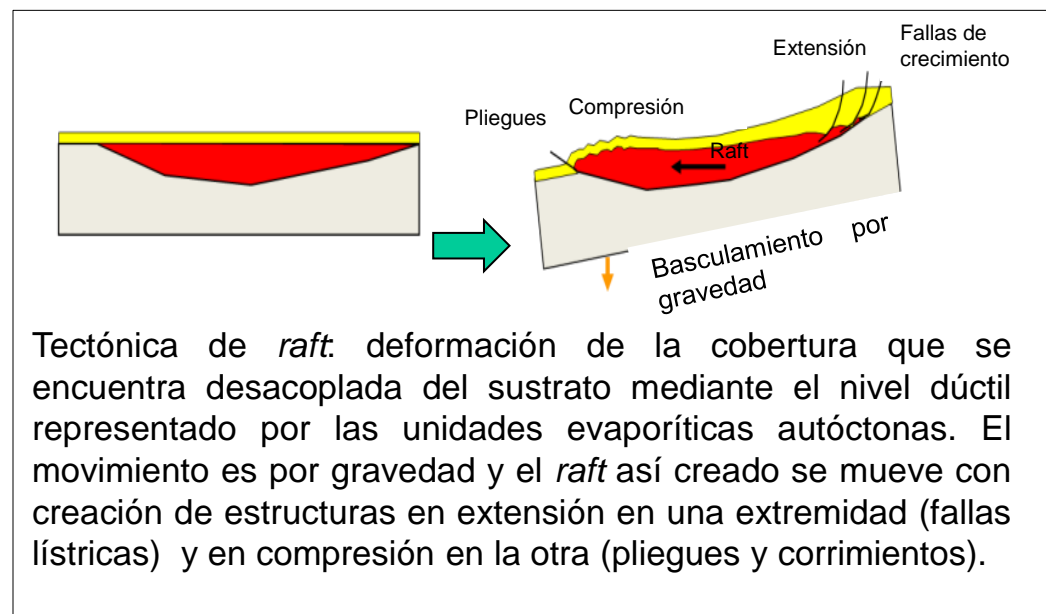
Etapa de subsidencia térmica  
 Edad: Cretácico - Mioceno Medio  
 Corresponde a un periodo SAG (subsidencia térmica) con estructuración suave de las unidades geológicas

Etapa distensiva Jurásica:  
 Edad: Jurásico  
 Corresponde a la apertura del golfo de México.  
 Sistema de "horst y graben" poco conocido, rellenos por capas salinas del Calloviano  
 Estructuración débil de las unidades salinas por *draping* y subsidencia diferencial. Creación de almohadillas de sal.  
 Depósito de las unidades del Jurásico Superior por encima de este paleo-relieve con cambios de facies y espesor significativos en los altos.





Nivel de despegue regional profundo



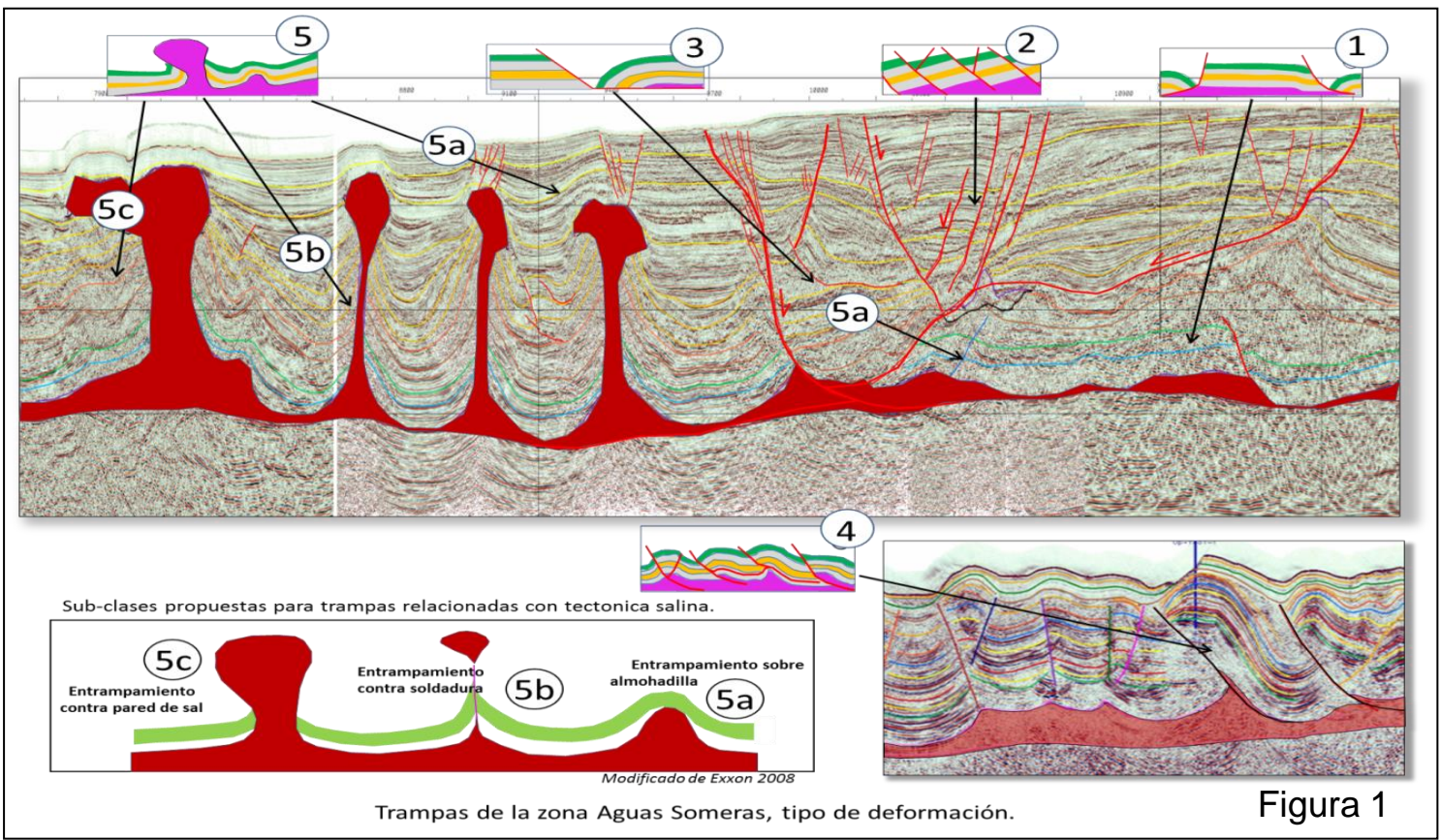
La secuencia Pleistoceno Reciente interpretada en el área Aguas Someras y en la parte continental más al sur corresponde a depósitos acumulados sincrónicamente con la actividad de las fallas normales de tipo lístrico.

En algunas de estas fallas el desplazamiento se transfiere en profundidad a través de una serie de rampas y despegues menores hasta alcanzar un nivel de despegue regional de bajo ángulo en las unidades evaporíticas autóctonas del Jurásico.

En otros casos las depresiones estructurales son producto de tectónica de *raft* en la que la deformación de la cobertura se encuentra desacoplada del sustrato mediante el nivel dúctil representado por las unidades evaporíticas autóctonas.



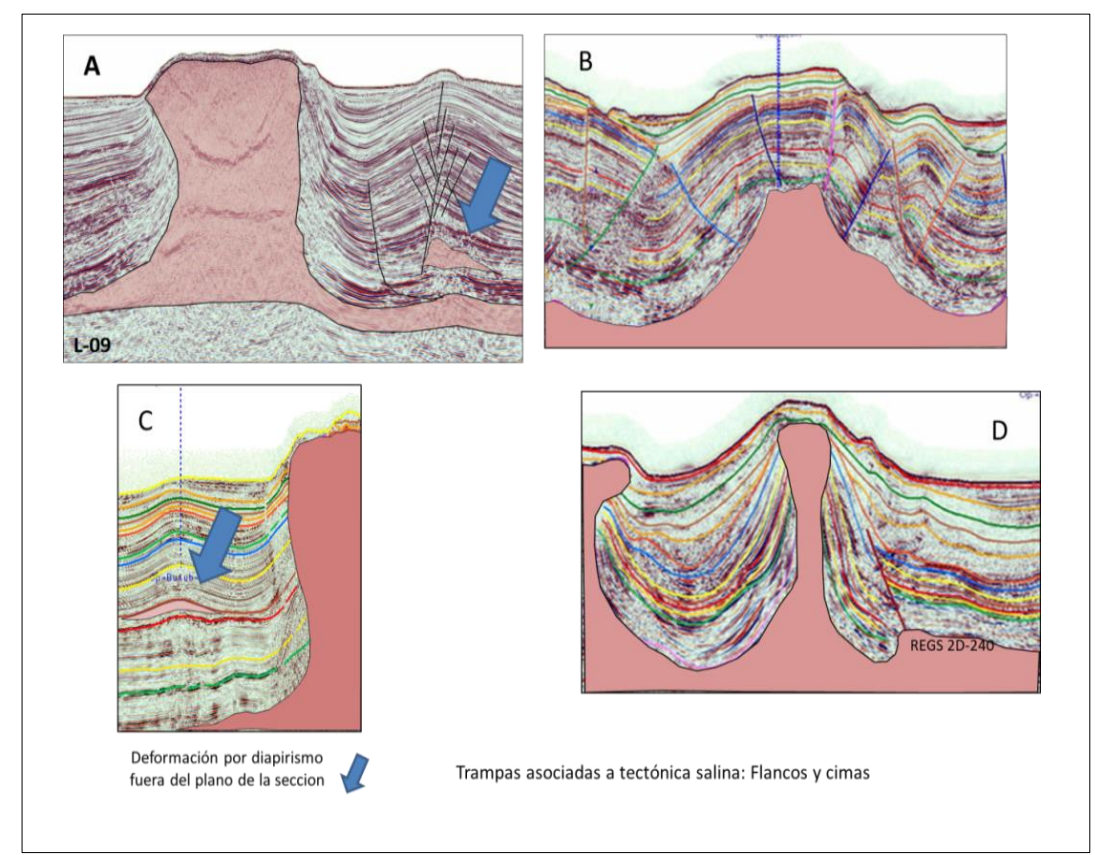
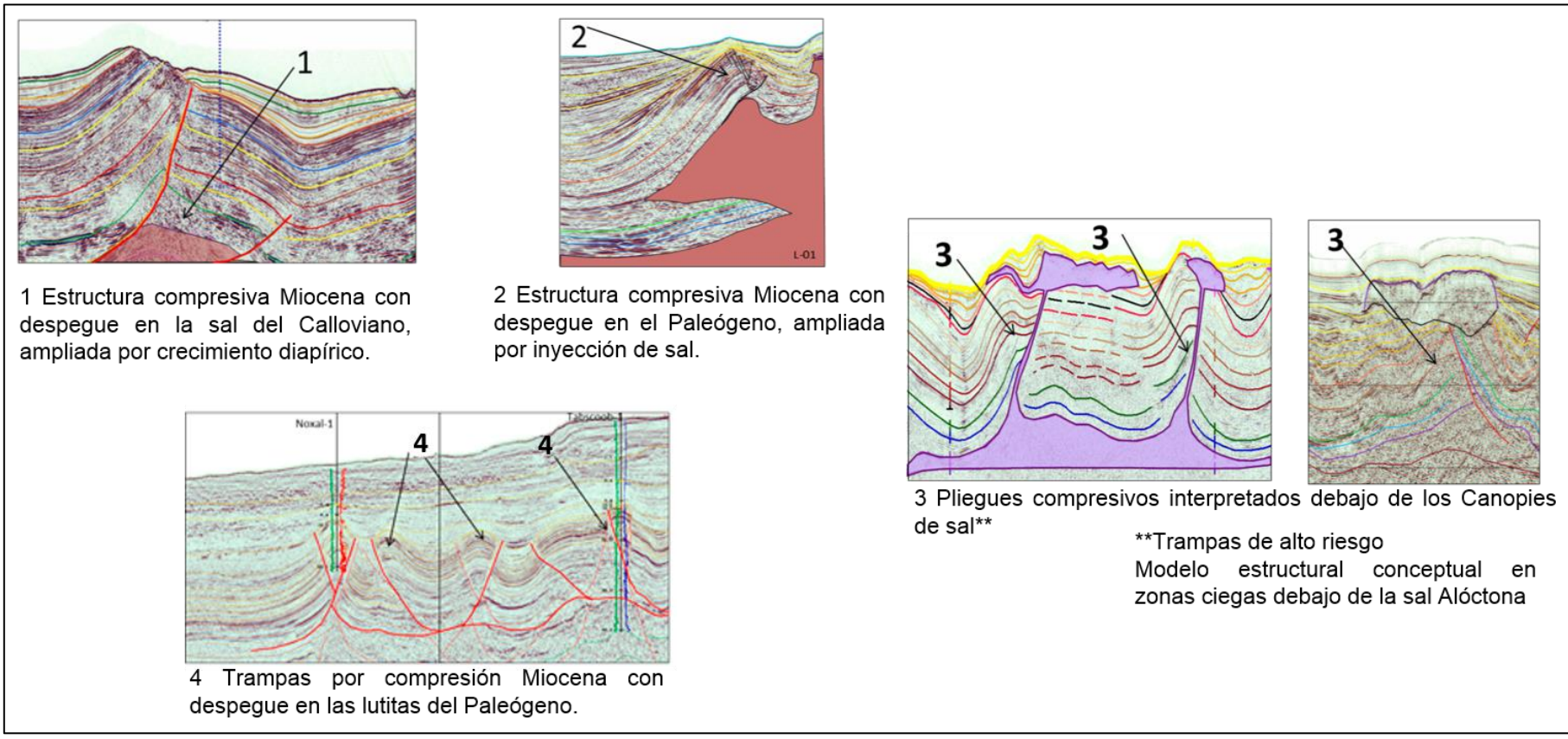
# Tipología de las trampas (1)



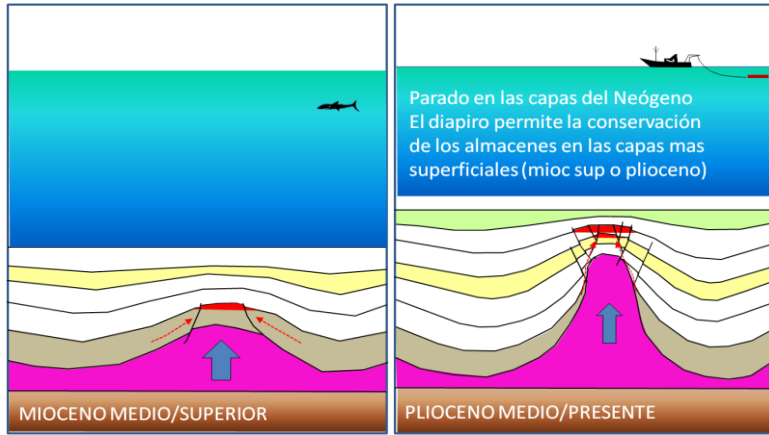
Los diferentes tipos de **trampas estructurales** que se encuentran en el área pueden sintetizarse de la siguiente manera (Figura 1).

- 1) Estructuras tipo *Horst* resultados de la evacuación de la sal en la parte sur de la zona de estudio (Tipo 1).
- 2) *Roll-over* y bloques distensivos asociados a la fase de acomodo/distensión del Plioceno (proceso *raft*) (tipo 2 y 3).
- 3) Pliegues asociados a las fases compresivas Terciarias (Tipo 4).
- 4) Anticlinales o pliegues directamente en relación con la tectónica salina principalmente en la parte central y occidental de la zona de estudio (Tipo 5,a,b,c).

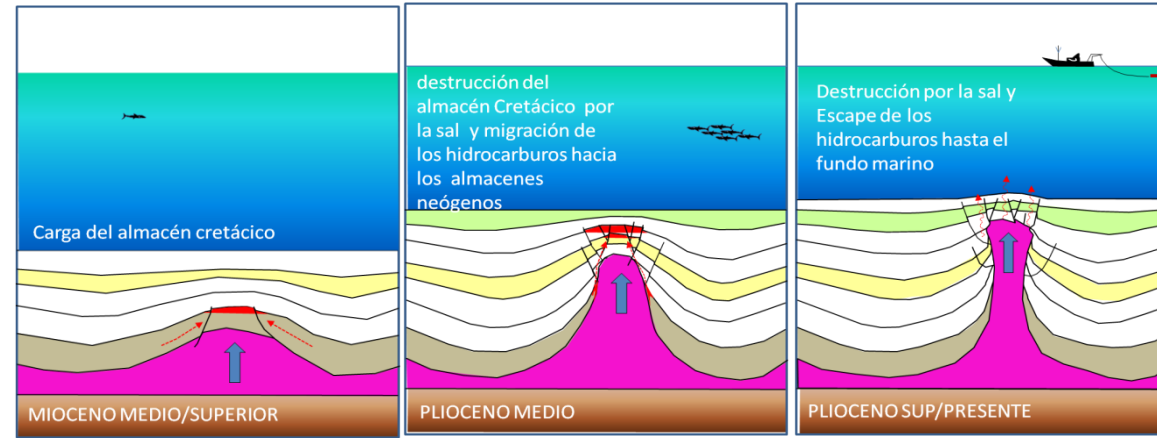
También existen **trampas estratigráficas** generalmente asociadas a los canales turbidíticos y abanicos de talud (cambios litológicos laterales rápidos). Algunos estudios sugieren que otras trampas estratigráficas aparecen a un lado de los diapiros durante la fase tectónica activa (deformación/hiatus/erosión del domo y sedimentación sintectónica en sus flancos, *onlaps*).



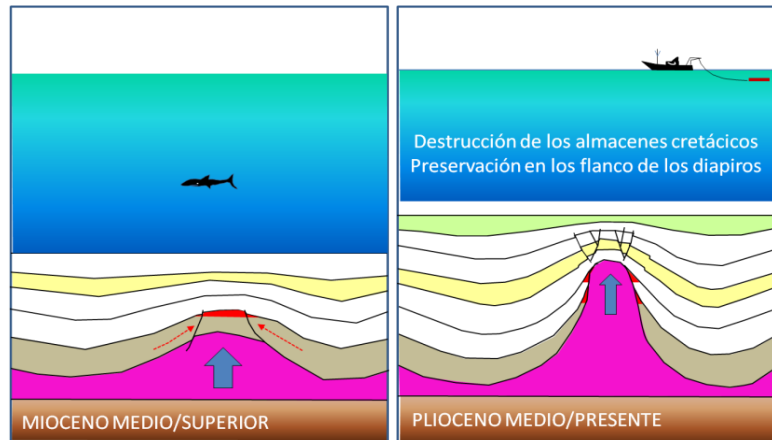
# Tipología de las trampas (2)



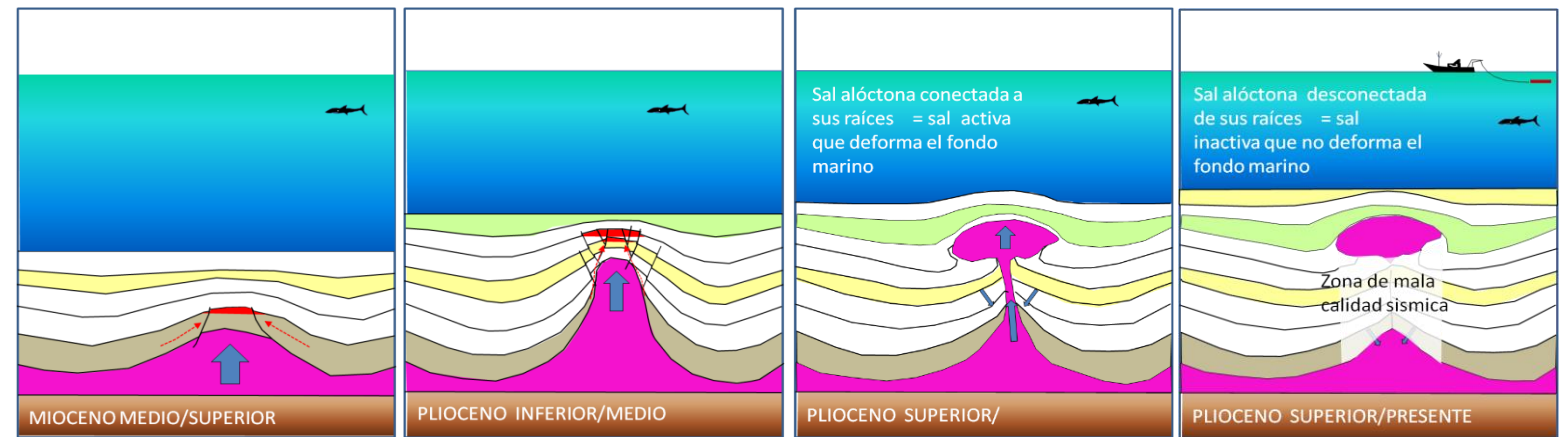
**Escenario 1:**  
Las trampas en cima del diapirismo durante el Mioceno están destruidas pero los hidrocarburos son preservados y migran en almacenes más recientes y superficiales.



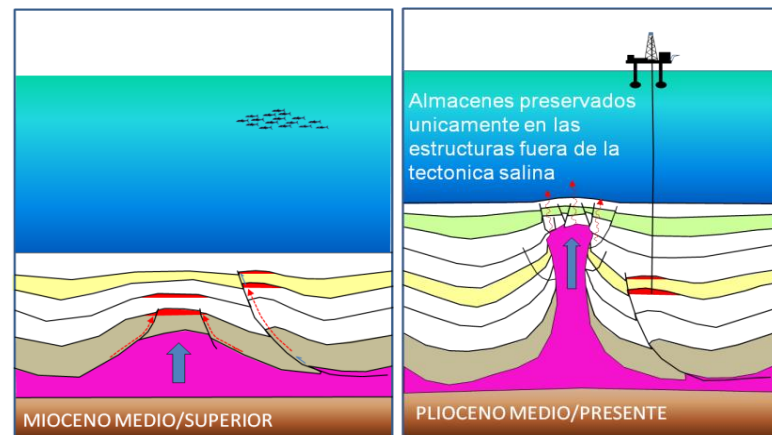
**Escenario 4:**  
Las trampas en la cima del diapirismo durante el Mioceno están totalmente destruidas por la fuerte actividad del diapirismo hasta casi el fondo marino. Solo las estructuras generadas al lado de las columnas salinas pueden ser preservadas.



**Escenario 2:**  
Las trampas en la cima del diapirismo durante el Mioceno están destruidas pero los hidrocarburos son preservados en trampas pequeñas en el flanco salino. No hay almacén hacia la cima de la estructura diapírica.



**Escenario 5:**  
Las trampas en la cima del diapirismo durante el Mioceno 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 es más alimentada, para su subida hacia el fondo marino. Zonas ciegas importantes sin interpretación estructural posible, aparecen en las líneas sísmicas.

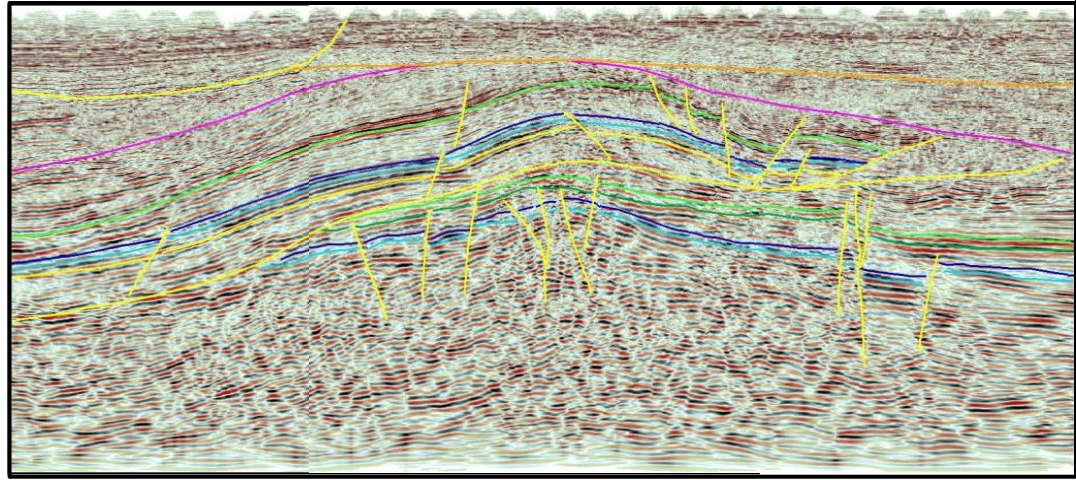


**Escenario 3:**  
Las trampas en la cima del diapirismo durante el Mioceno están destruidas pero los hidrocarburos son preservados y migran en almacenes más recientes y superficiales en un primer tiempo. El crecimiento del diapirismo hasta casi el fondo marino destruye esta trampa secundaria.

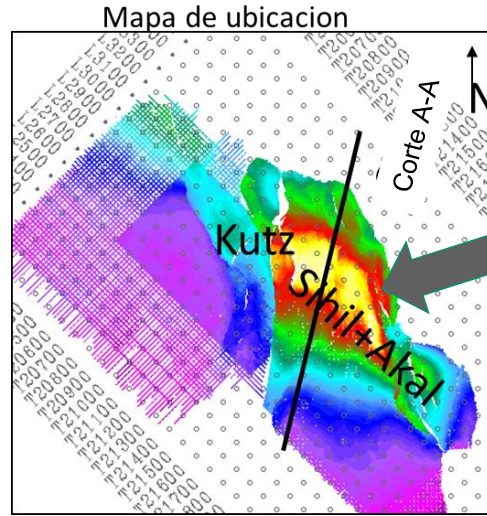
## Diferentes escenarios de trampas y actividad diapírica



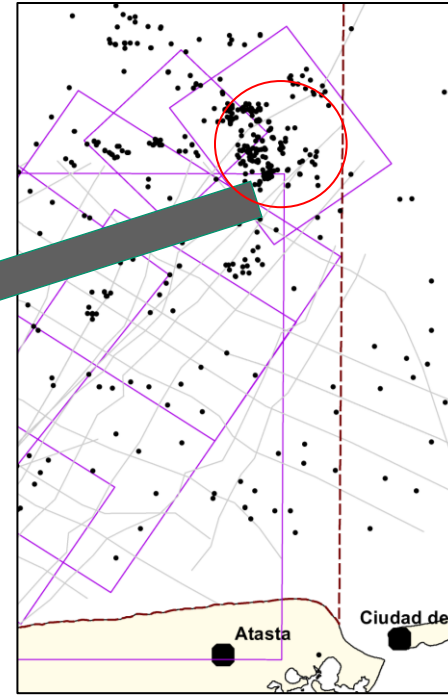
# Tipología de las trampas (3)



Línea sísmica en tiempo - corte A - A'



Mapa estructural de la cima del Cretácico

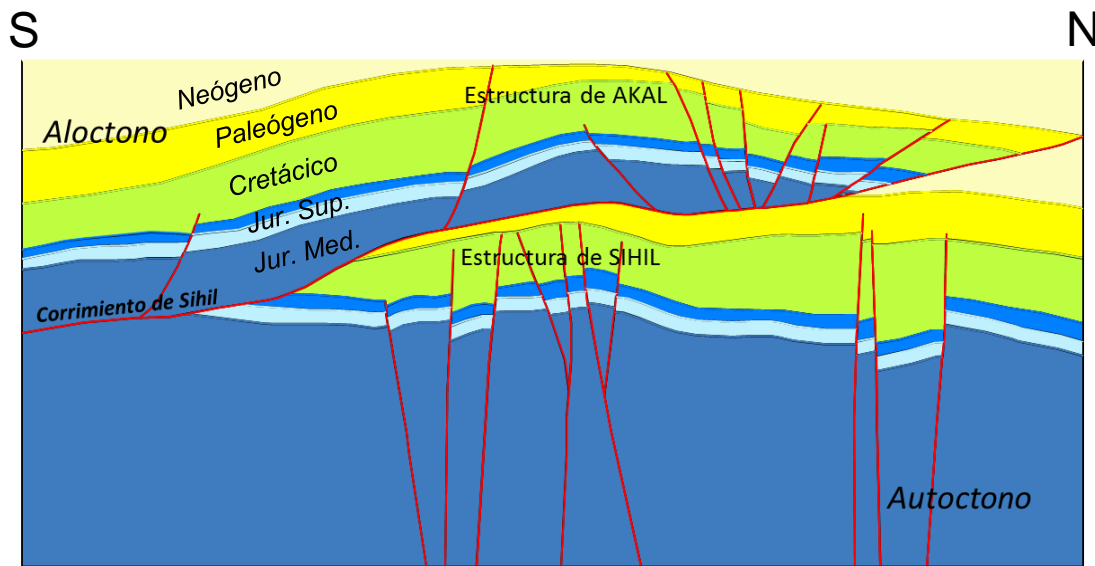


## Zona de Cantarell: Ejemplo estructural

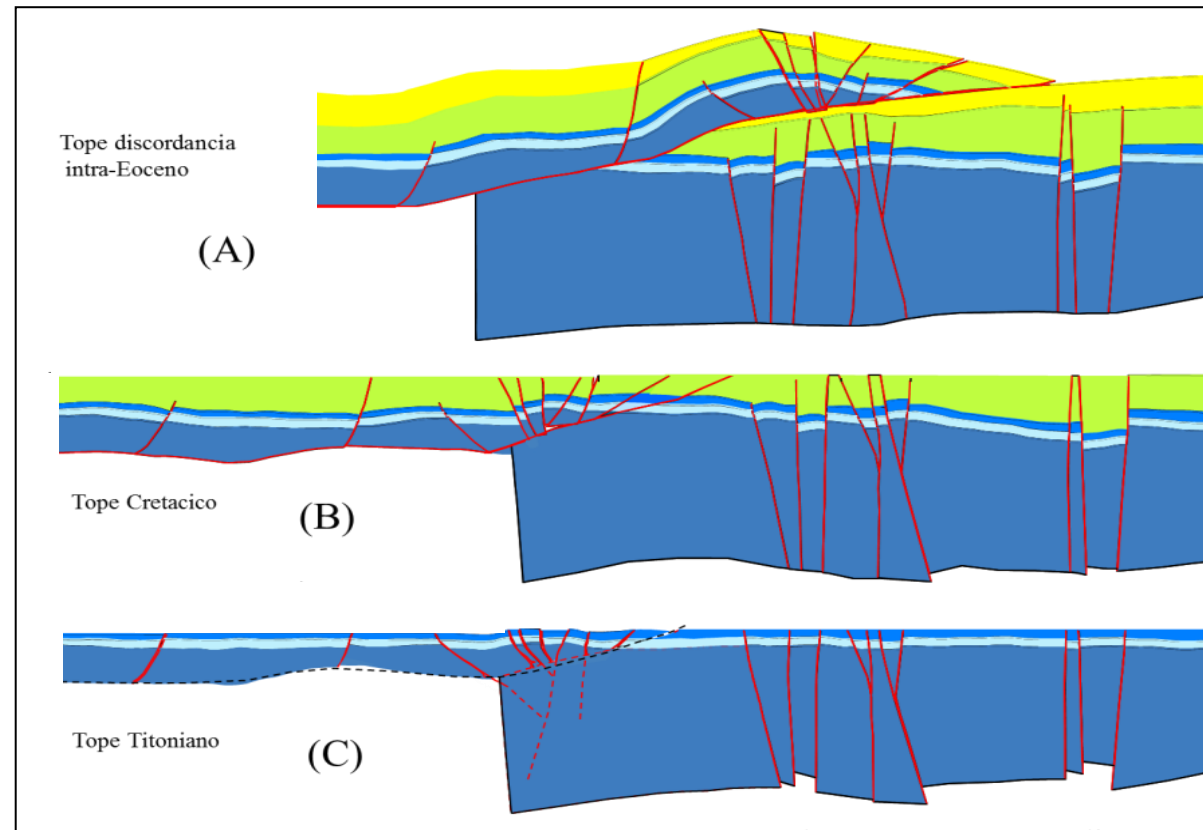
Las fallas normales heredadas del Jurásico están removilizadas durante el episodio compresivo y transportadas con las unidades alóctonas.

Coexisten entonces en el mismo lugar fallas normales jurásicas y fallas inversas neógenas. Las fallas profundas transcurrentes, pseudo - verticales, involucran al basamento y están presentes a escala regional. Son fallas antiguas regionales reactivadas durante todo el ciclo tectónico de esta zona. El salto del nivel de cabalgamiento Sihil está generado por dos fenómenos distintos.

*En el caso del corte A-A':* Por una zona de debilidad tectónica a nivel del autóctono jurásico que permite el corrimiento regional a nivel de la sal, hacia los niveles superiores terciarios según el plano de despegue inclinado de ~ 15°.

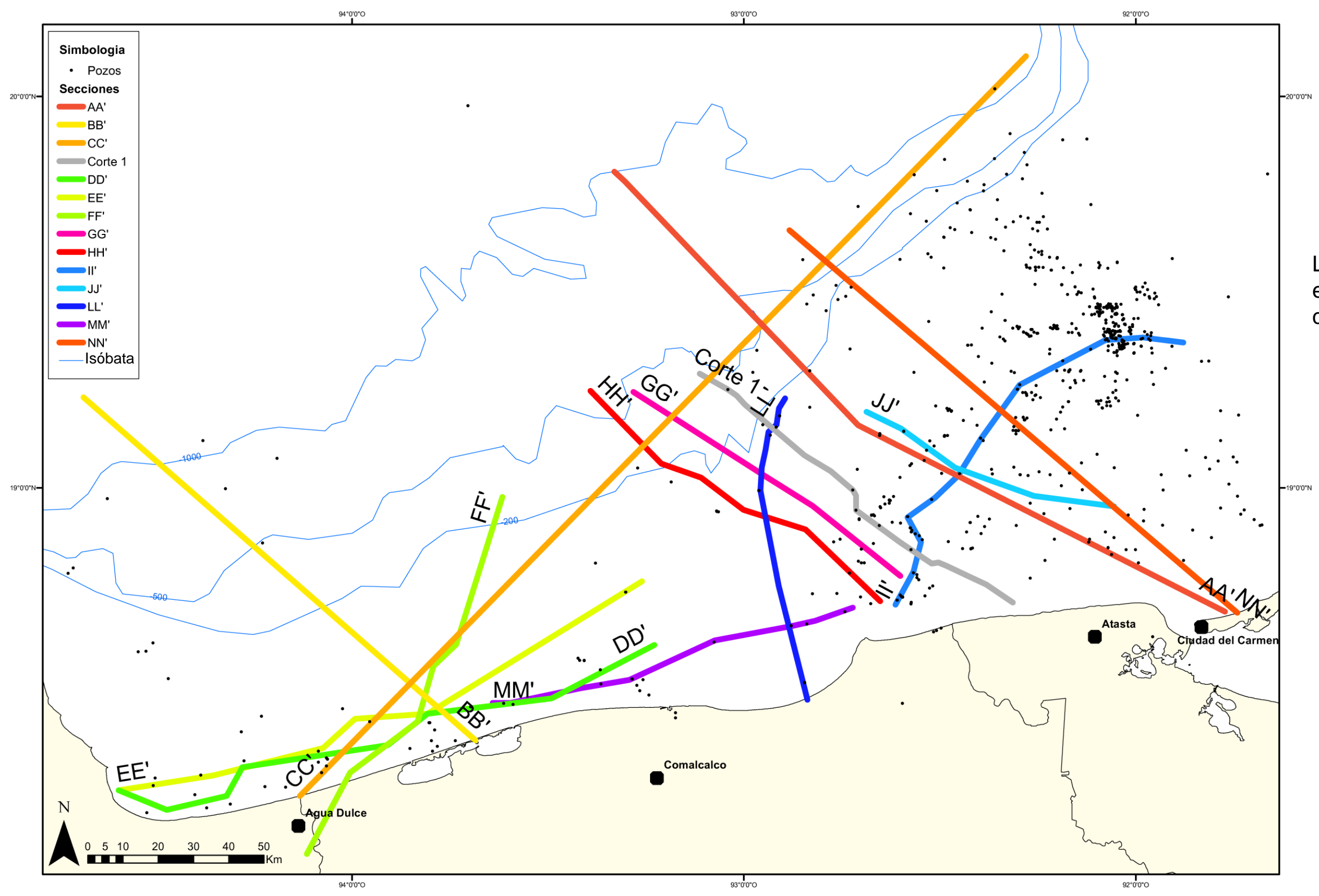


Corte A - A ' en profundidad



Evolución estructural del corte A - A' desde el Tithoniano hasta el final del Eoceno



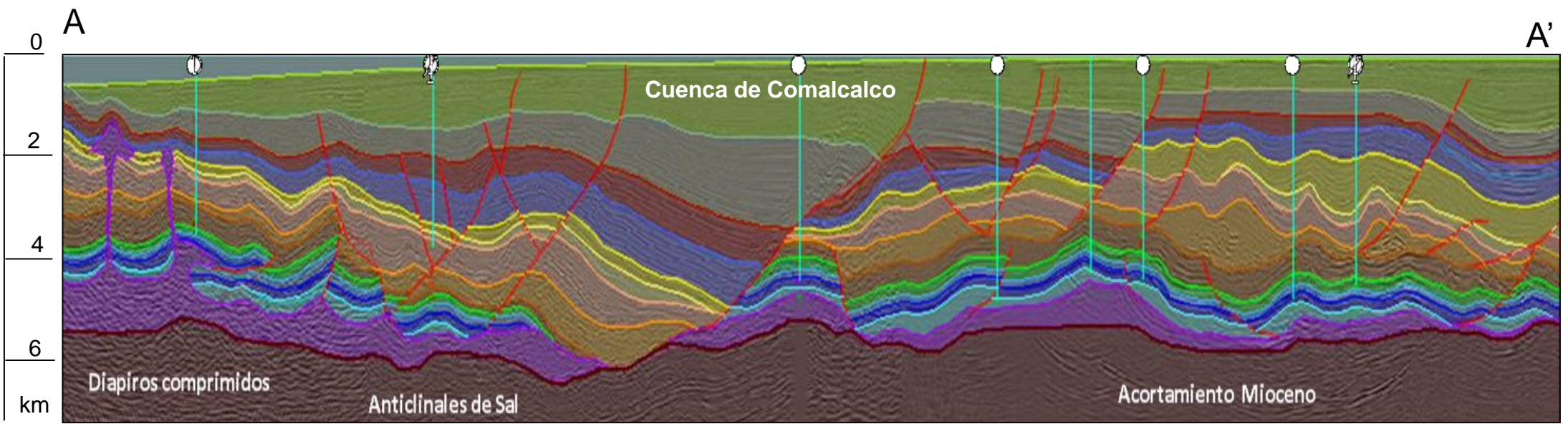


Localización de las secciones estructurales presentadas a continuación.



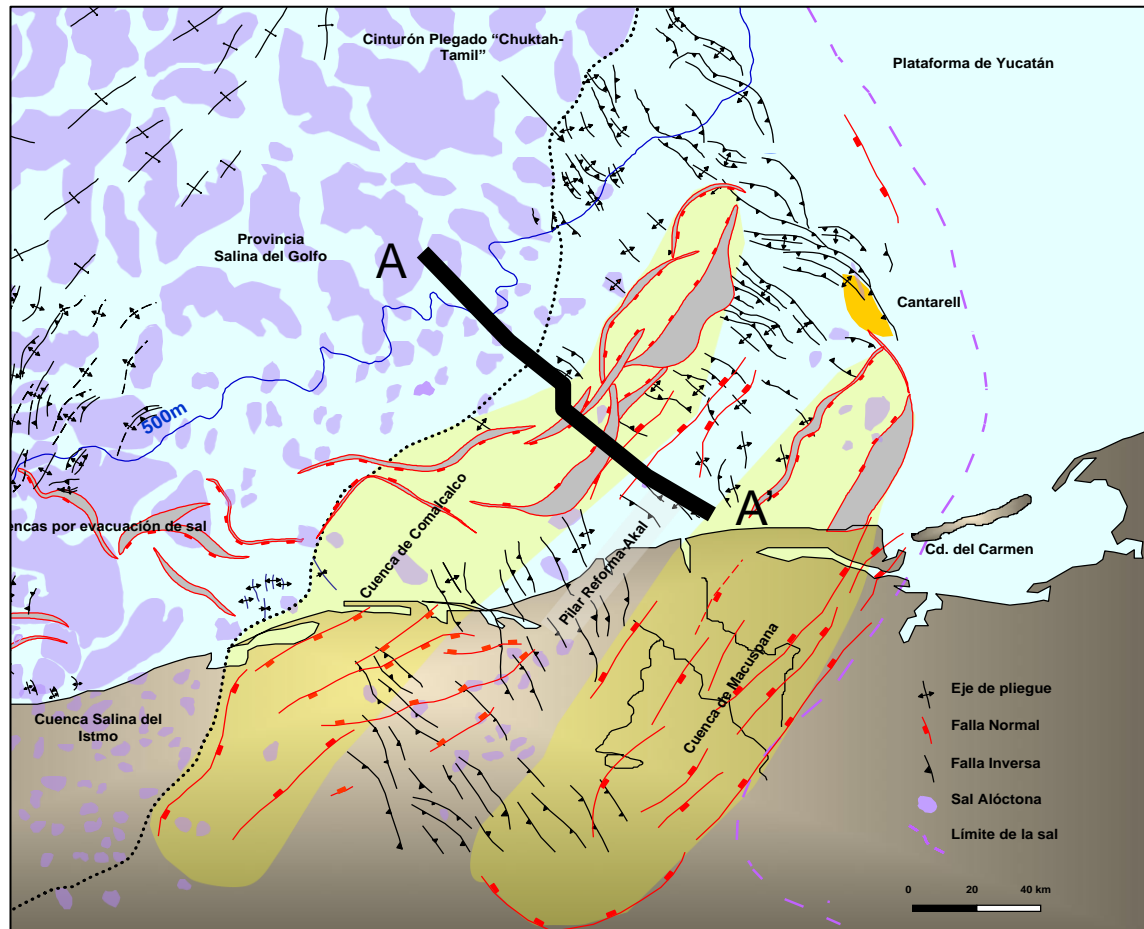


## Secciones estructurales representativas (2)



El Pilar de Akal corresponde a un alto estructural relativo del Jurásico y Cretácico, con eje de rumbo NNE-SSO, ubicado entre la Cuenca de Macuspana (al sureste) y la Cuenca de Comalcalco (al noroeste). Su deformación estructural surge como el resultado de un pulso compresivo durante la Orogenia Chiapaneca en el Mioceno Medio-Superior. Durante este evento se desarrollaron pliegues, sobre-corrimientos con despegue en la sal autóctona, y emplazamientos someros de sal a través de fallas inversas.

La dirección de la deformación principal es SSO-NNE creando pliegues con direcciones preferenciales NO-SE; sin embargo, la disposición de algunos lineamientos estructurales pudieran representar vectores de deformación radiales desde el sur. Existen varios niveles dentro de la columna sedimentaria que funcionaron como superficies de despegue. Además del despegue principal constituido por la sal autóctona, también están los emplazamientos alóctonos de sal dentro de la columna paleógena y los cuerpos arcillosos en este mismo intervalo estratigráfico.



Por otro lado, la Cuenca de Comalcalco se caracteriza por ser una depresión terciaria delimitada por un sistema de fallas lístricas regionales orientadas NEE-SSO. Su origen está ligado a un sistema gravitacional (extensión-compresión), donde se depositaron espesores potentes de sedimentos acumulados sintectónicamente a partir de la actividad de fallas lístricas normales. En algunas de estas fallas el desplazamiento se transfiere a profundidad a través de una serie de rampas y despegues menores, hasta alcanzar un despegue en las unidades evaporíticas autóctonas del Jurásico Medio. Debido a la extensión provocada por la alta tasa de sedimentación sintectónica asociada a la evacuación de sal y al incremento de la inclinación del basamento, se formó la Cuenca de Comalcalco (Plioceno-Pleistoceno) y la Cuenca de Macuspana (Mioceno Tardío-Plioceno).

En algunas porciones de estas cuencas terciarias, las unidades estratigráficas del Mesozoico están ausentes, y debido a ello, el relleno sedimentario Neógeno descansa directamente sobre soldaduras producidas por la evacuación de la sal autóctona. Este fallamiento se efectuó por una tectónica gravitacional con desplazamiento hacia el centro del Golfo de México. Bajo este concepto gran parte del Pilar Reforma-Akal constituye un bloque de *megaraft* limitado al SE y NO por dos enormes cuencas extensionales de edad Mioceno Tardío-Plioceno (Macuspana) y de edad Plioceno-Pleistoceno (Comalcalco). Como consecuencia de la gran extensión desarrollada se produjo una componente contraccional en la parte distal del sistema, formando pliegues, fallas inversas de alto ángulo y un gran número de cuerpos de sal alóctona emplazados a través de rampas de expulsión. El corte A-A' corresponde a una sección geológica interpretada a partir de perfiles sísmicos de reflexión mostrando la geometría de la Cuenca de Comalcalco y Pilar de Akal.

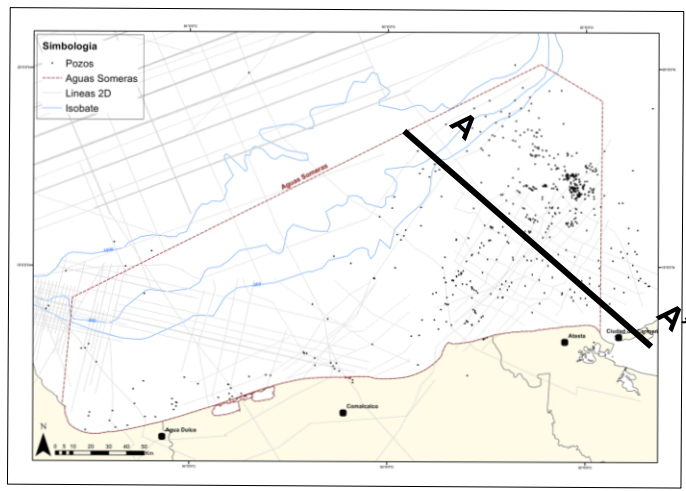
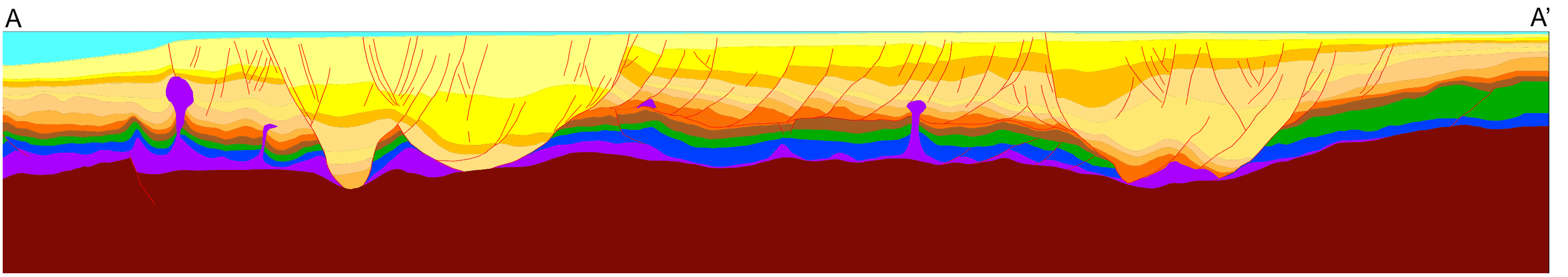
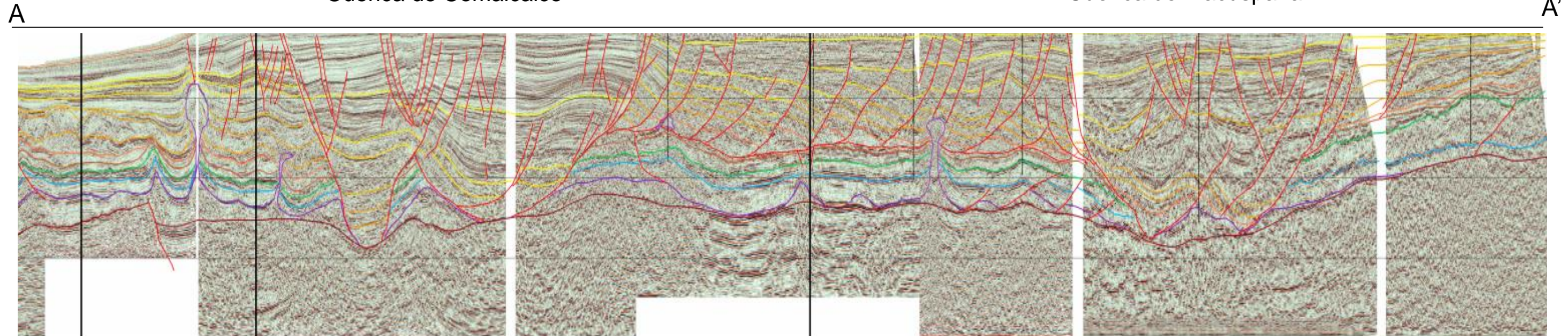


# Secciones estructurales representativas (3)

Cuenca de Comalcalco

Alto de Akal

Cuenca de Macuspana



Estilo tectónico:

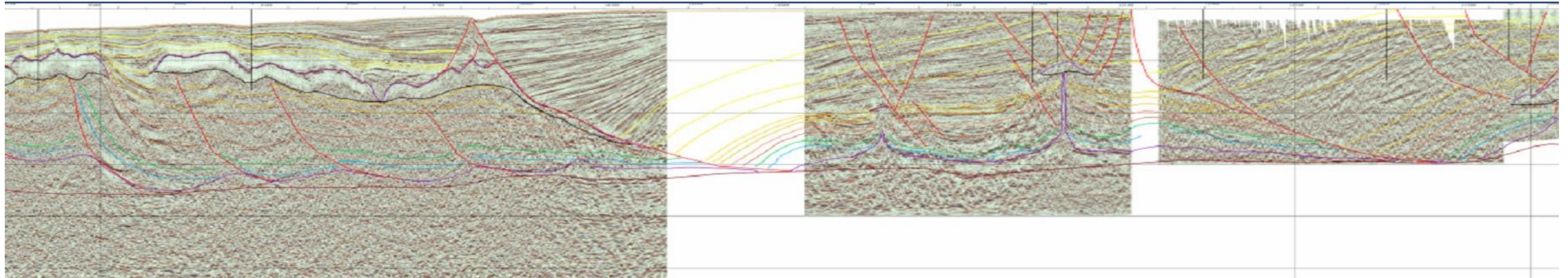
*Roll-over* y bloques distensivos asociados a la fase de acomodación/distensión del Plioceno (*raft*).

- |  |                      |  |                    |
|--|----------------------|--|--------------------|
|  | Reciente Pleistoceno |  | Oligoceno Superior |
|  | Plioceno Superior    |  | Eoceno Superior    |
|  | Plioceno Medio       |  | Cretácico Superior |
|  | Plioceno Inferior    |  | Jurásico Superior  |
|  | Mioceno Superior     |  | Sal (Calloviano)   |
|  | Mioceno Medio        |  | Basamento          |
|  | Mioceno Inferior     |  |                    |

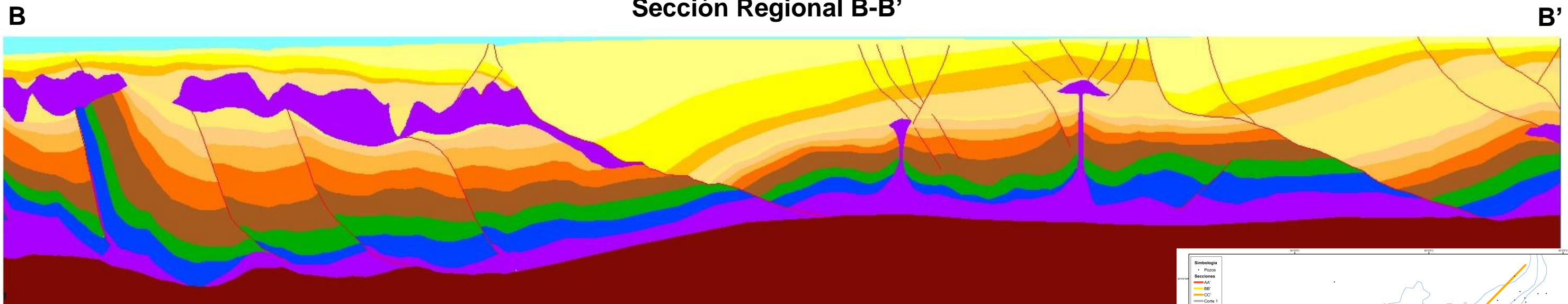


Cuenca Salina

Cuenca de Comalcalco



Sección Regional B-B'

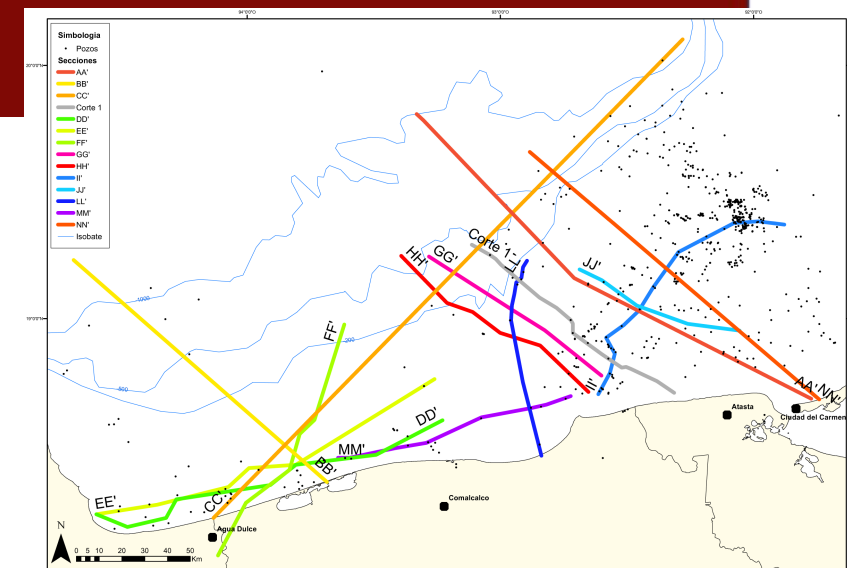


Estratigrafía

|                      |                    |
|----------------------|--------------------|
| Reciente Pleistoceno | Oligoceno Superior |
| Plioceno Superior    | Eoceno Superior    |
| Plioceno Medio       | Cretácico Superior |
| Plioceno Inferior    | Jurásico Superior  |
| Mioceno Superior     | Sal (Calloviano)   |
| Mioceno Medio        | Basamento          |
| Mioceno Inferior     |                    |

Estilos tectónicos:

Roll-over y bloques distensivos asociados a la fase de acomodo/distensión del Plioceno (*raft*).



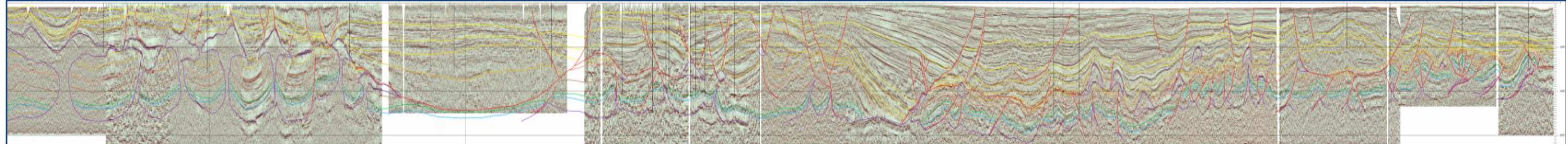




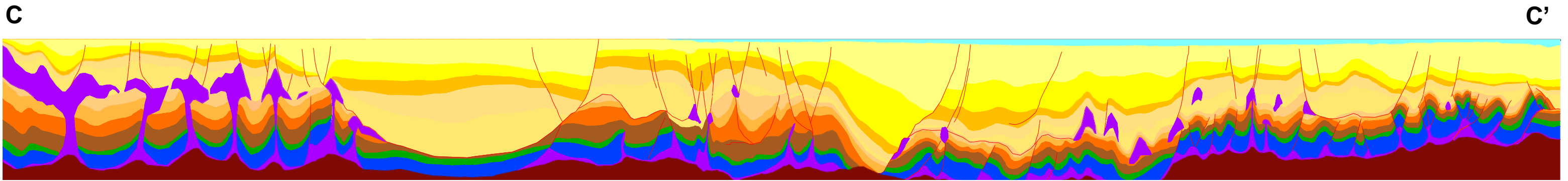
Cuenca Salina

Cuenca de Comalcalco

Cuenca Salina



Sección Regional C-C'

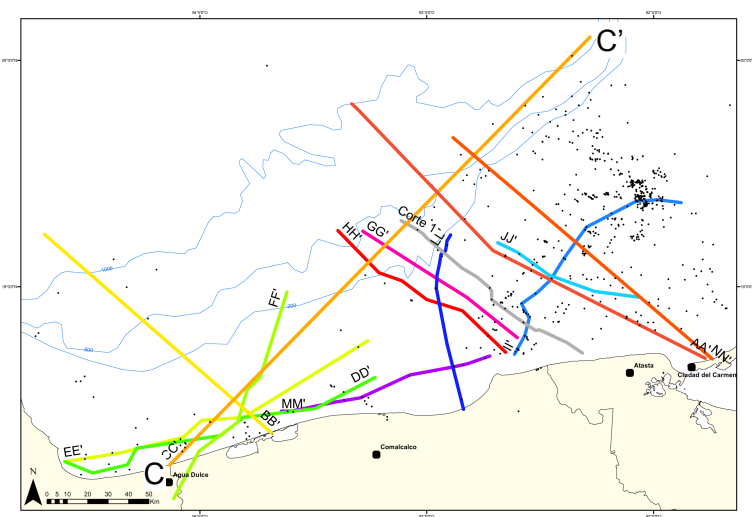


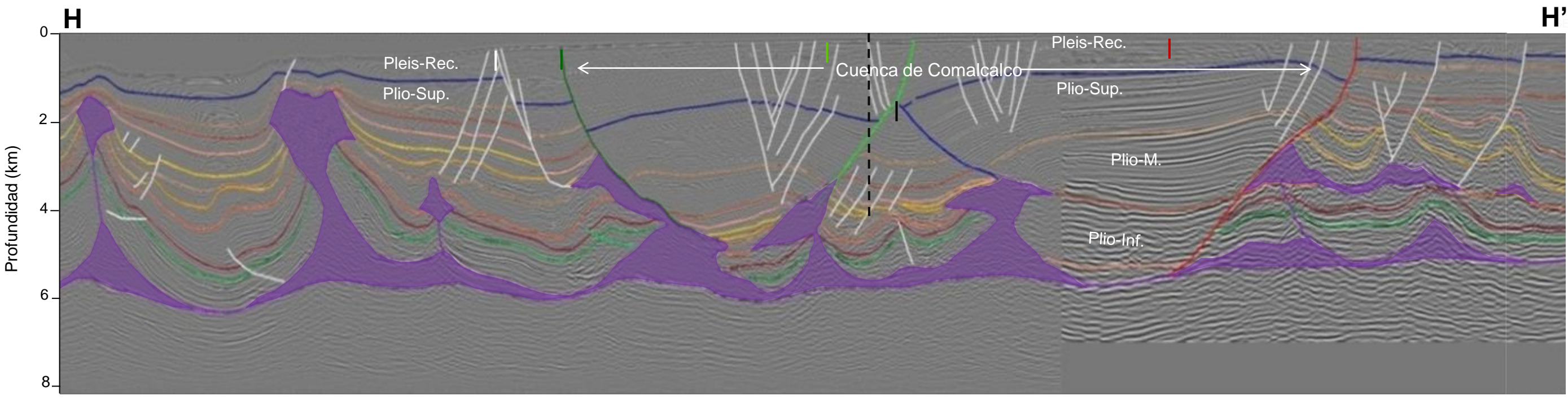
Estilos tectónicos:

- *Roll-over* y bloques distensivos asociados a la fase de acomodo/distensión del Plioceno (*raft*).
- Pliegues asociados a las fases compresivas terciarias.
- Anticlinales o pliegues directamente en relación con la tectónica salina.

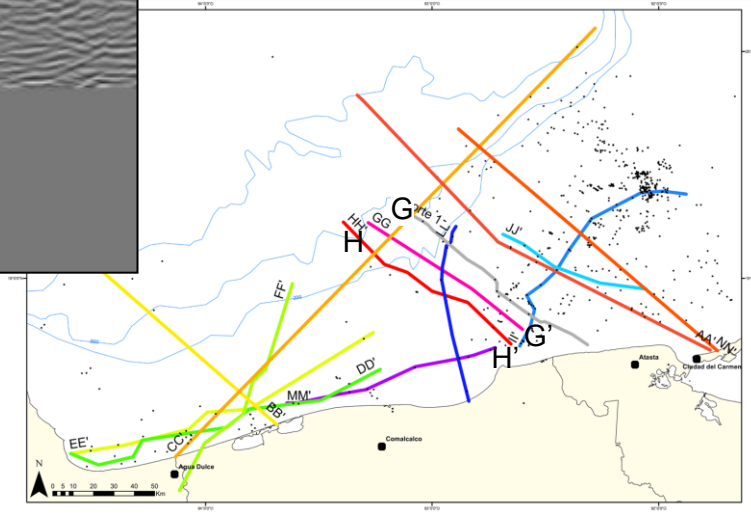
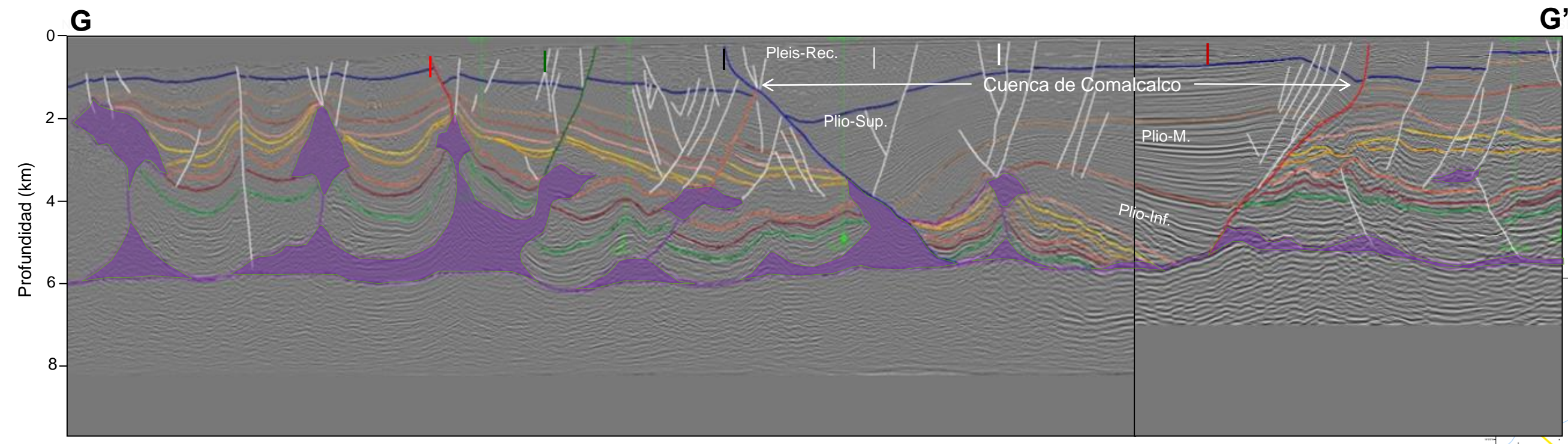
**Estratigrafía**

|                      |                    |
|----------------------|--------------------|
| Reciente Pleistoceno | Oligoceno Superior |
| Plioceno Superior    | Eoceno Superior    |
| Plioceno Medio       | Cretácico Superior |
| Plioceno Inferior    | Jurásico Superior  |
| Mioceno Superior     | Sal (Calloviano)   |
| Mioceno Medio        | Basamento          |
| Mioceno Inferior     |                    |

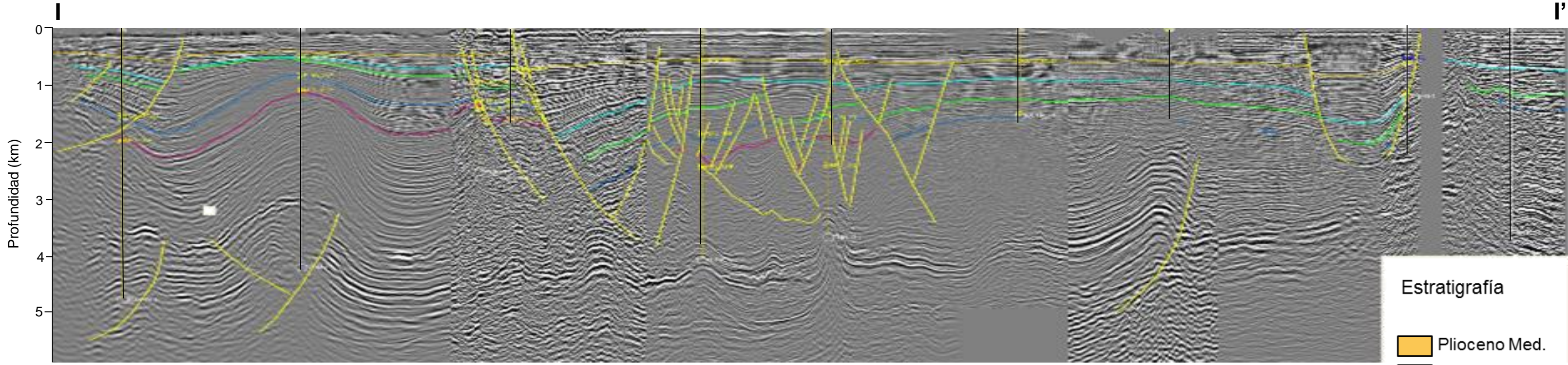




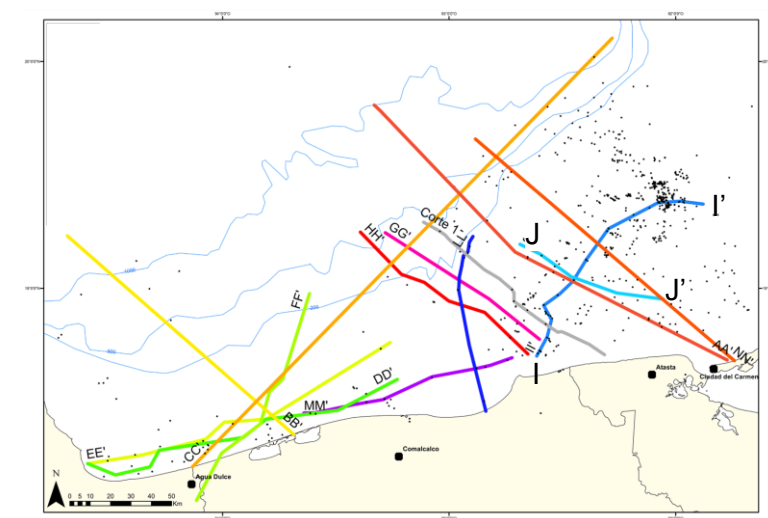
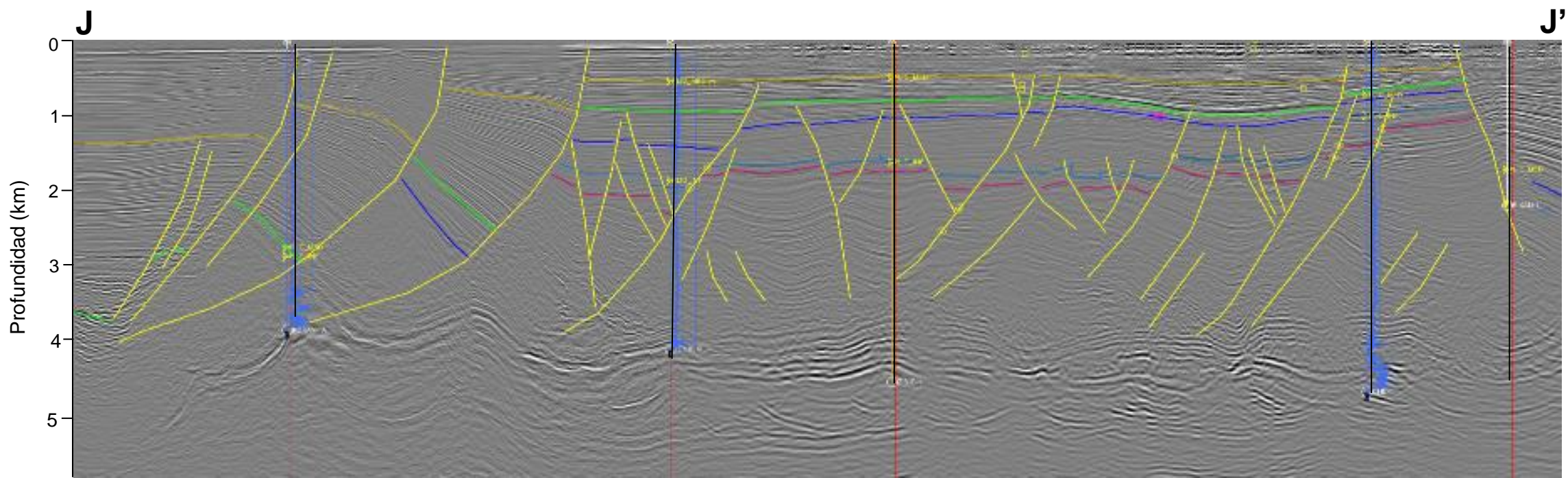
Zona Le-Acach - Comalcalco Marino



Estilos tectónicos:  
 Roll-over y bloques distensivos asociados a la fase de acomodo/distensión del Plioceno (*raft*).  
 Anticlinales o pliegues directamente en relación con la tectónica salina.

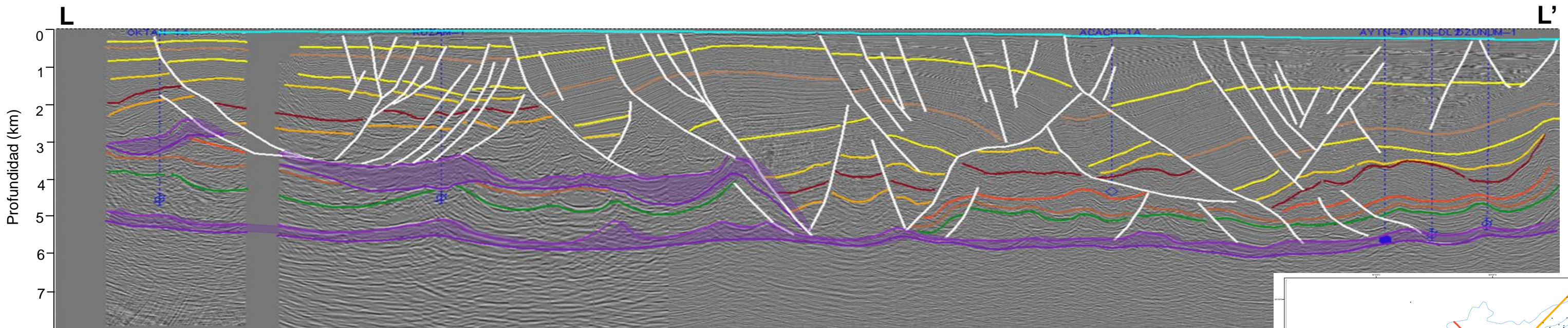
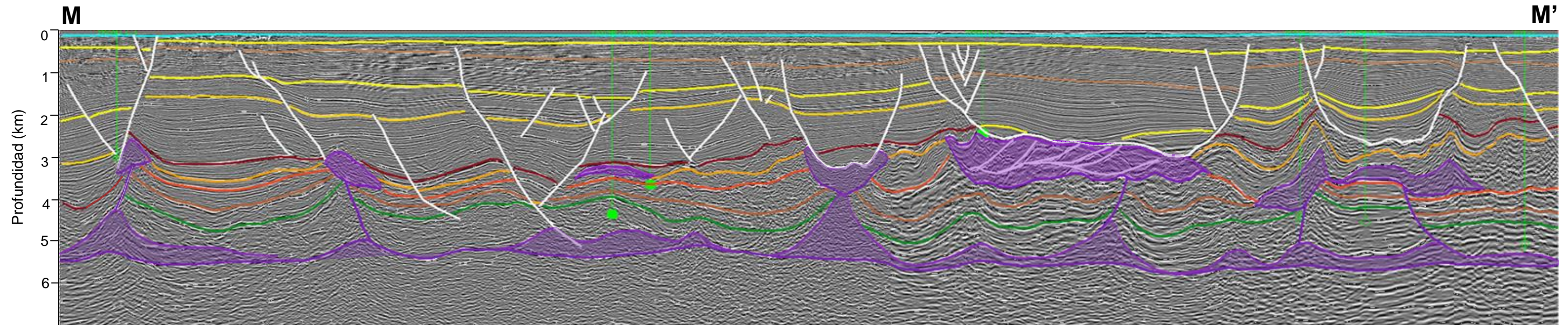


Zona Pilar de Akal



Estilos tectónicos:

- *Roll-over* y bloques distensivos asociados a la fase de acomodo/distensión del Plioceno (*raft*).
- Pliegues asociados a las fases compresivas terciarias.

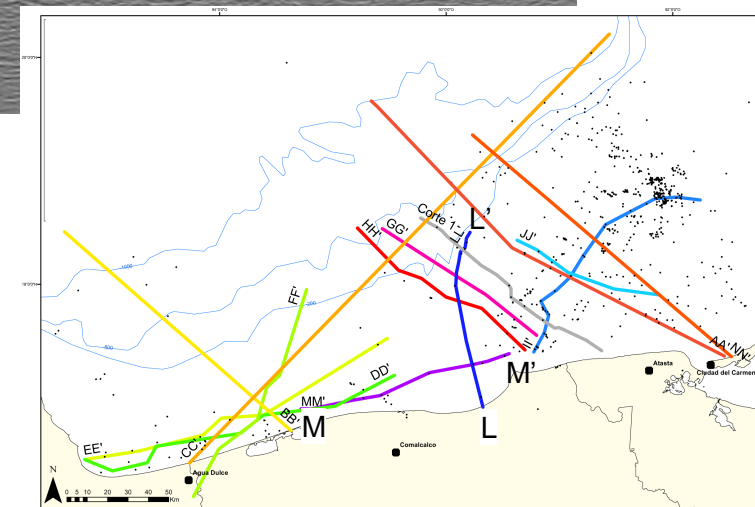


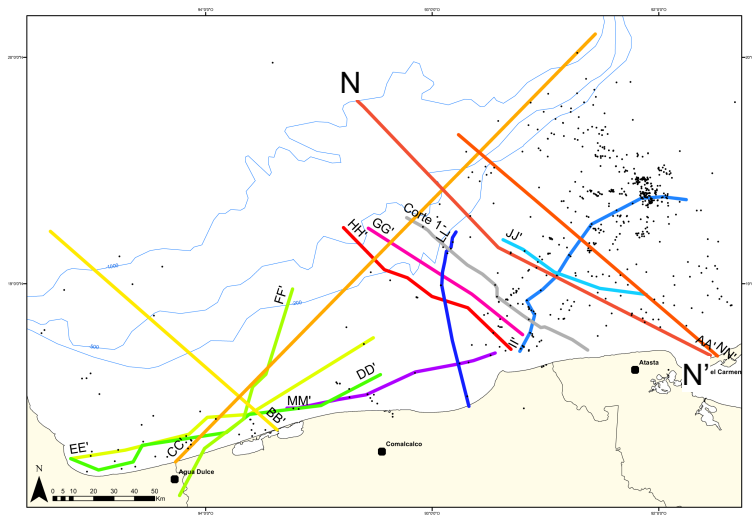
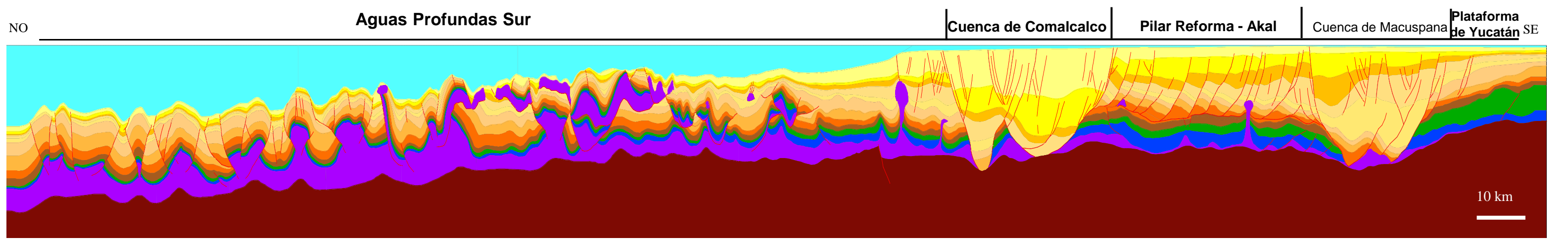
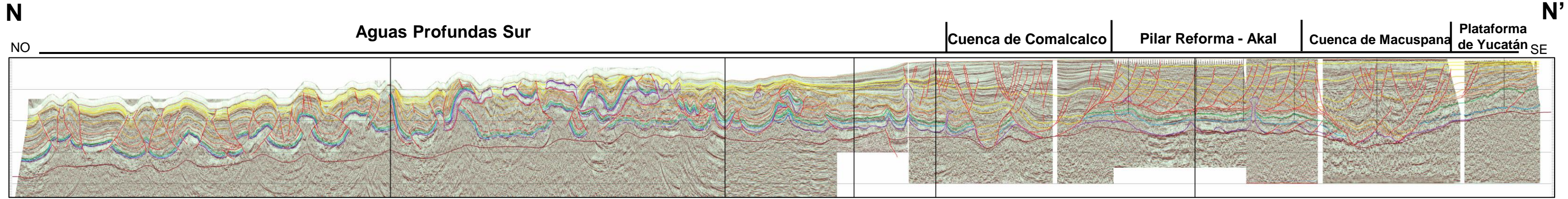
Estilos tectónicos:

- *Roll-over* y bloques distensivos asociados a la fase de acomodo/distensión del Plioceno (*raft*).
- Pliegues asociados a las fases compresivas terciarias.

Estratigrafía

|                   |                    |
|-------------------|--------------------|
| Fondo Marino      | Mioceno Inferior   |
| Plioceno Superior | Oligoceno Superior |
| Plioceno Medio    | Eoceno Medio       |
| Plioceno Inferior | Cretácico Superior |
| Mioceno Superior  | Jurásico Superior  |
| Mioceno Medio     | Sal                |





Estilos tectónicos:

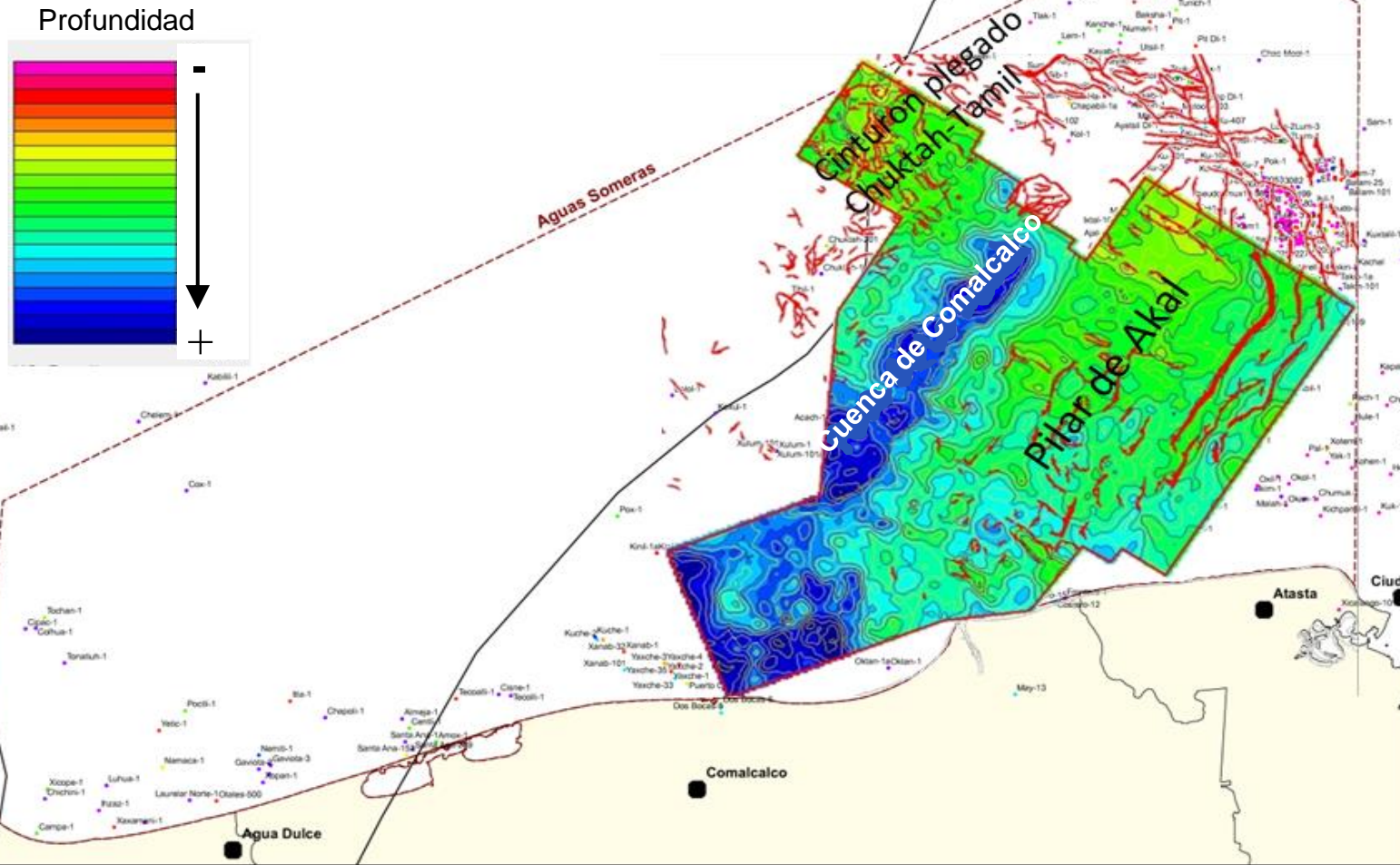
- *Roll-over* y bloques distensivos asociados a la fase de acomodo/distensión del Plioceno (*raft*).
- Pliegues asociados a las fases compresivas terciarias.
- Anticlinales o pliegues directamente en relación con la tectónica salina.





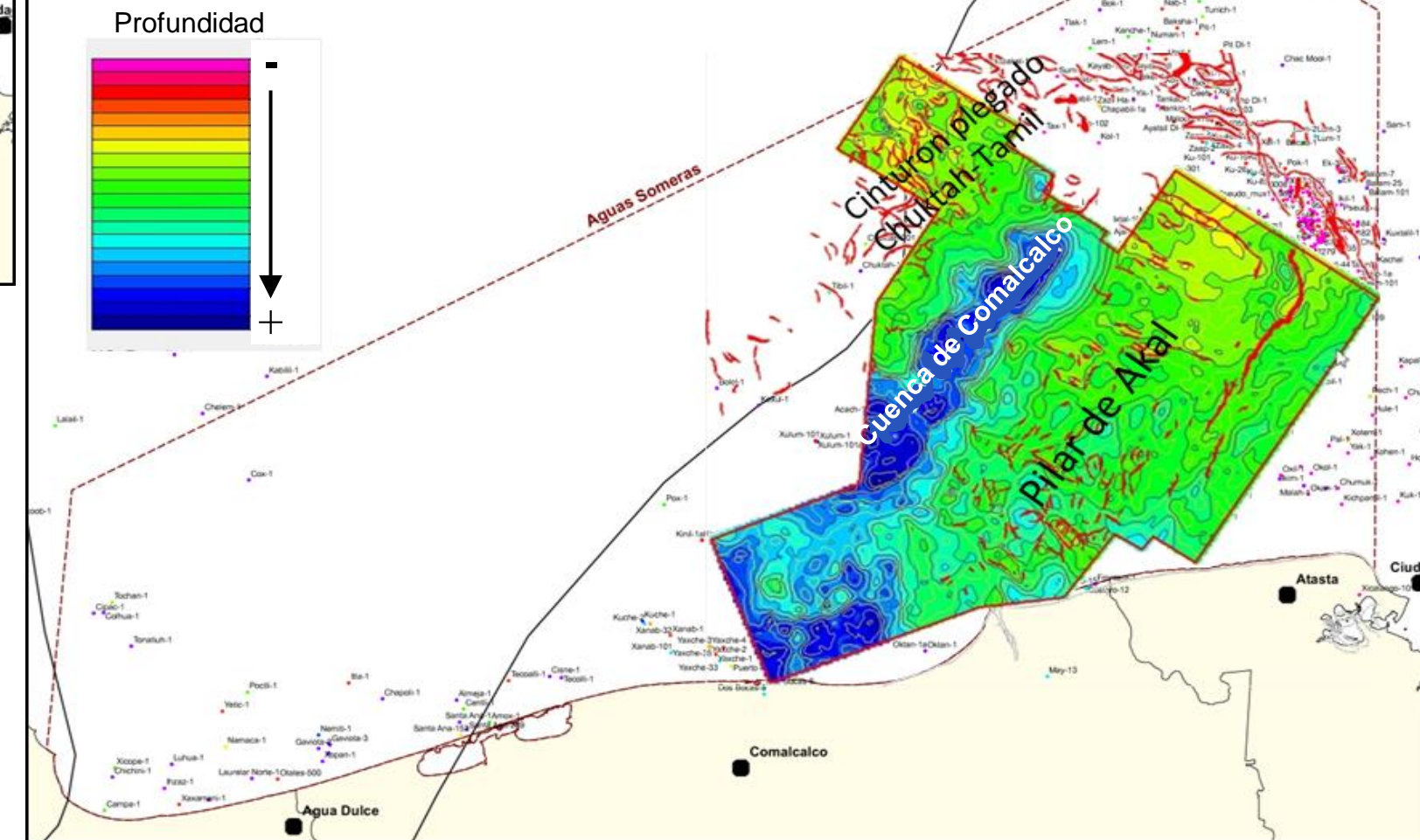
# Mapas estructurales - detalle zona oriental (1)

## Jurásico Superior Kimmeridgiano



El **Pilar de Akal** corresponde a un alto estructural del Jurásico y Cretácico, orientado NNE-SSO, ubicado entre la Cuenca de Macuspana (al sureste) y la Cuenca de Comalcalco (al noroeste). Su deformación estructural es el resultado de un pulso compresivo durante la Orogenia Chiapaneca en el Mioceno Medio-Superior. Durante este evento se desarrollaron pliegues y sobrecorrimientos con despegue en la sal autóctona y emplazamientos someros de sal a través de fallas inversas. La dirección de la deformación principal parece ser SSO-NNE creando pliegues con direcciones preferenciales NO-SE. Además del despegue principal constituido por la sal autóctona, están también los emplazamientos alóctonos de sal dentro de la columna paleógena y los cuerpos arcillosos en este mismo intervalo estratigráfico.

## Cretácico Superior

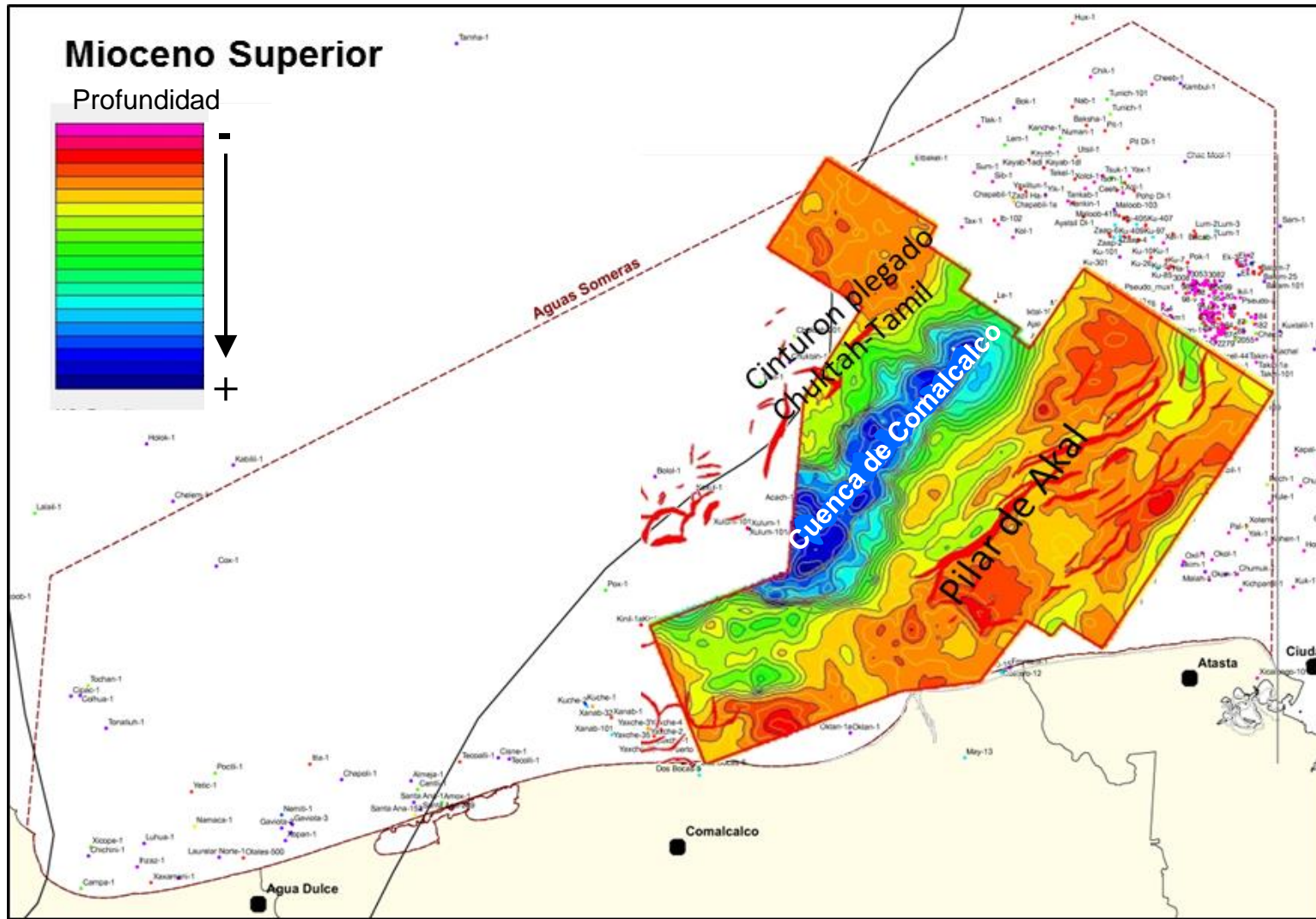


Mapas estructurales de la zona oriental de Aguas Someras.

La **Cuenca de Comalcalco** se caracteriza por ser una depresión terciaria delimitada por un sistema de fallas lístricas regionales orientadas NEE-SSO que funcionan como límites de la cuenca. Su origen está ligado a un sistema gravitacional (extensión-compresión), donde se depositaron potentes espesores de sedimentos acumulados sintectónicamente a partir de la actividad de fallas lístricas normales. En algunas de estas fallas el desplazamiento se transfiere a profundidad a través de una serie de rampas y despegues menores, hasta alcanzar un despegue en las unidades evaporíticas autóctonas del Jurásico Medio. Debido a la extensión provocada por la alta tasa de sedimentación sintectónica asociada a la evacuación de sal y al incremento de inclinación del basamento, se formó la Cuenca de Comalcalco (Plioceno-Pleistoceno) y la Cuenca de Macuspana (Mioceno Tardío-Plioceno).



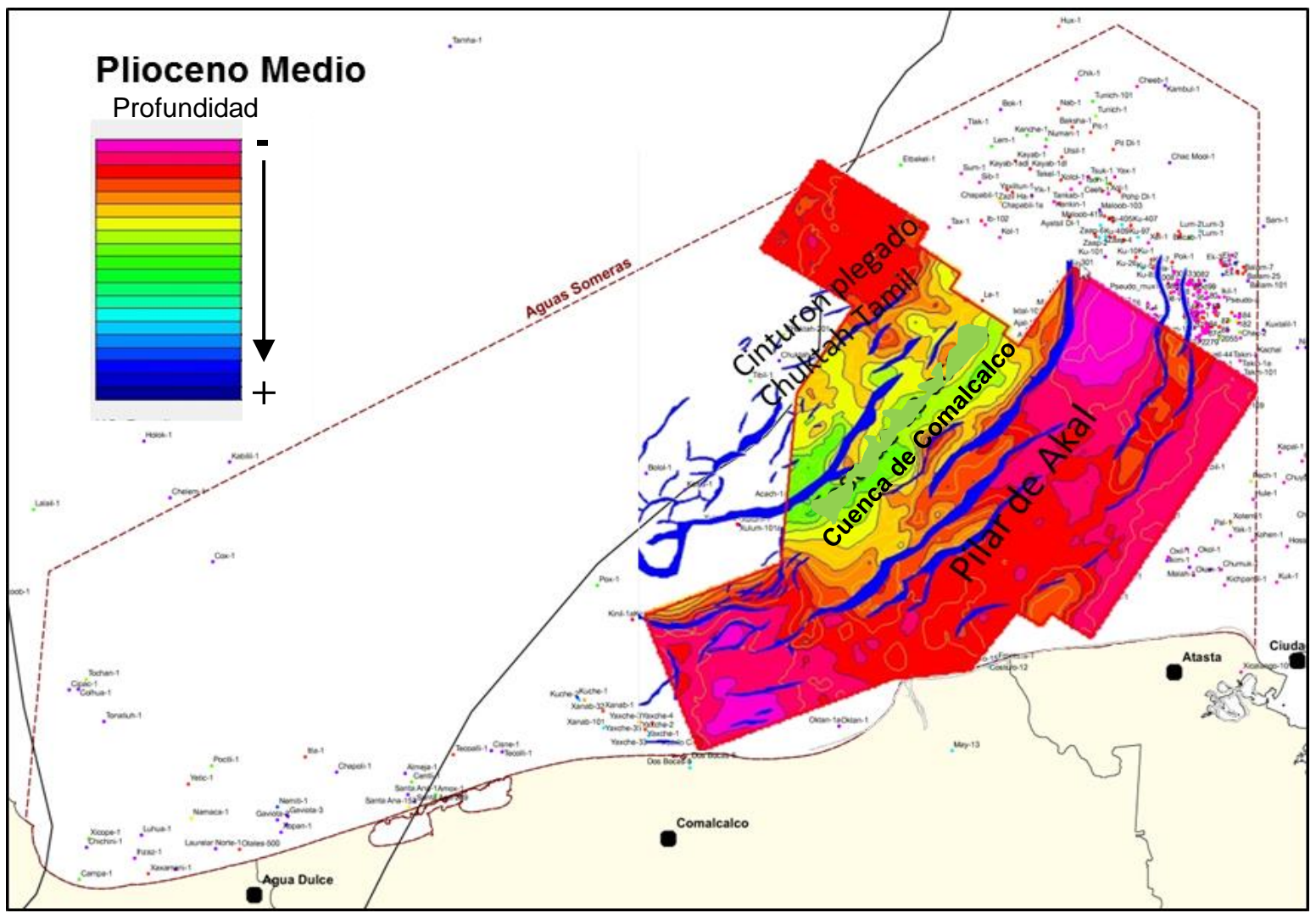
# Mapas estructurales - detalle zona oriental (2)



En algunas porciones las unidades estratigráficas del Mesozoico están ausentes, y debido a ello, el relleno sedimentario Neógeno descansa directamente sobre soldaduras producidas por la evacuación de la sal autóctona.

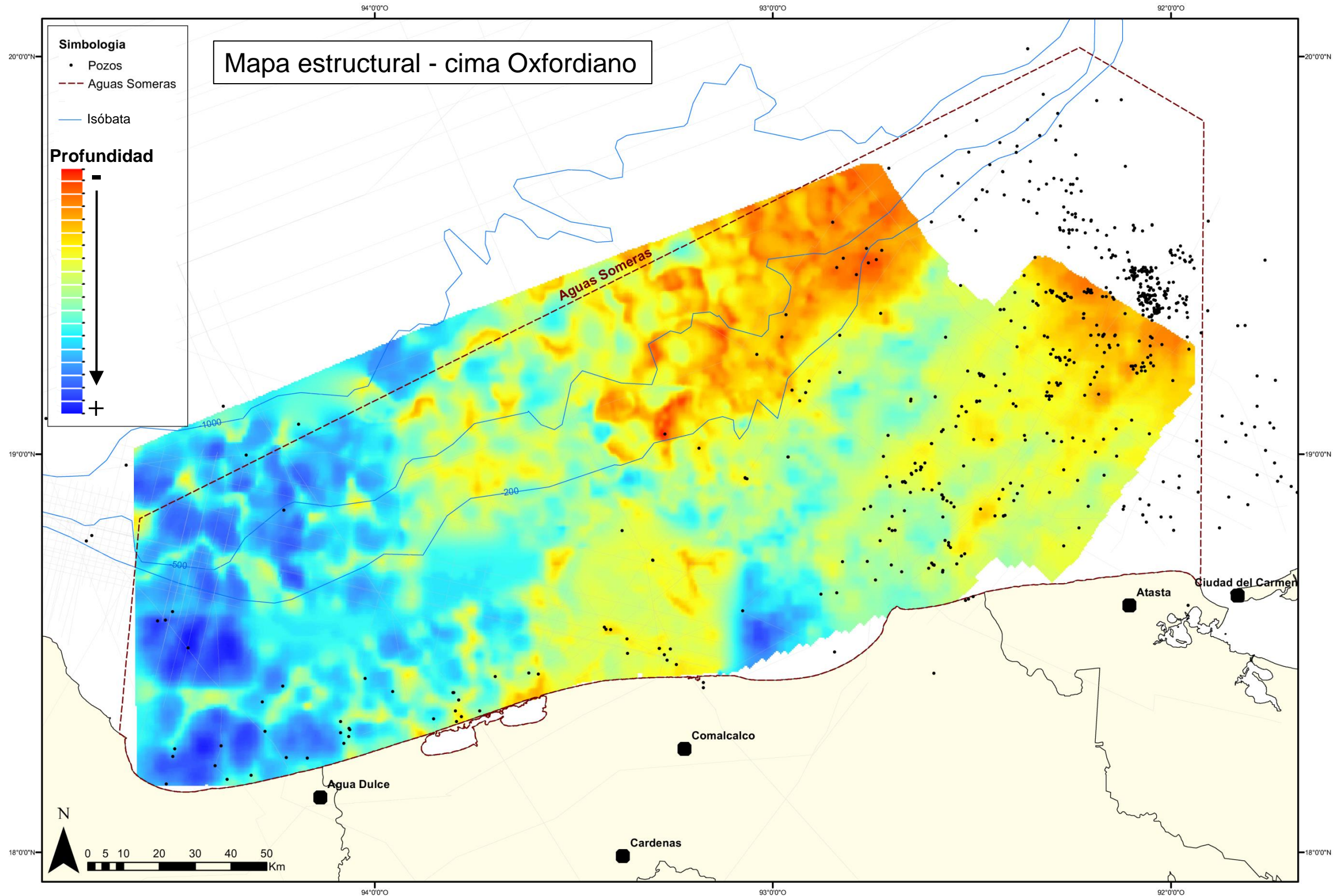
Este fallamiento se efectuó por una tectónica gravitacional con desplazamiento hacia el centro del Golfo de México. Bajo este concepto gran parte del Pilar Reforma-Akal constituye un bloque de *megaraft* limitado al SE y NO por dos enormes cuencas extensionales de edad Mioceno Tardío-Plioceno (Macuspana) y de edad Plioceno-Pleistoceno (Cuenca de Comalcalco).

Como consecuencia de la gran extensión desarrollada, se produjo una componente contraccional en la parte distal del sistema, formando pliegues, fallas inversas de alto ángulo y un gran número de cuerpos de sal alóctona emplazados a través de rampas de expulsión.



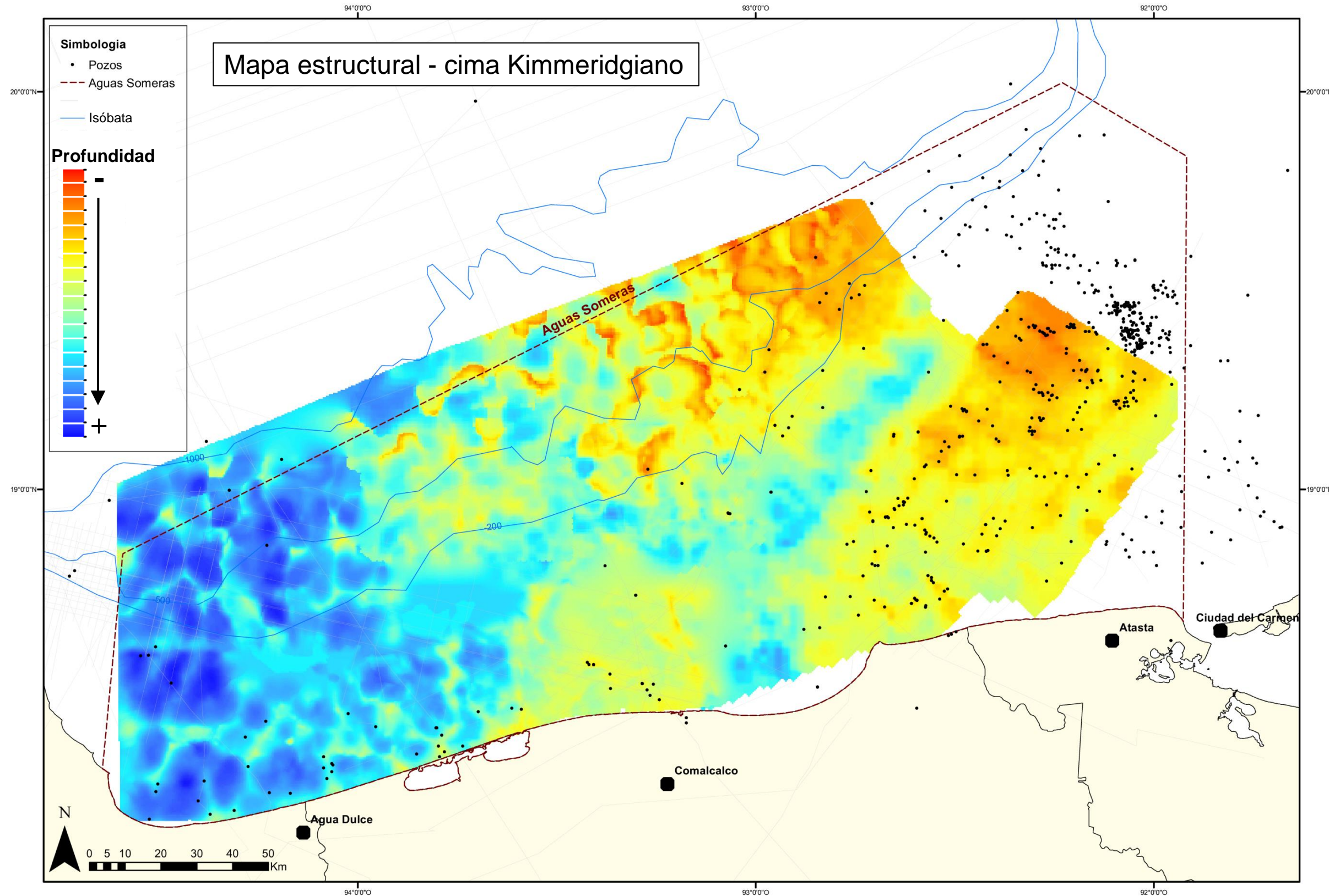
Mapas estructurales de la zona oriental de Aguas Someras.

# Mapas estructurales – cima Oxfordiano

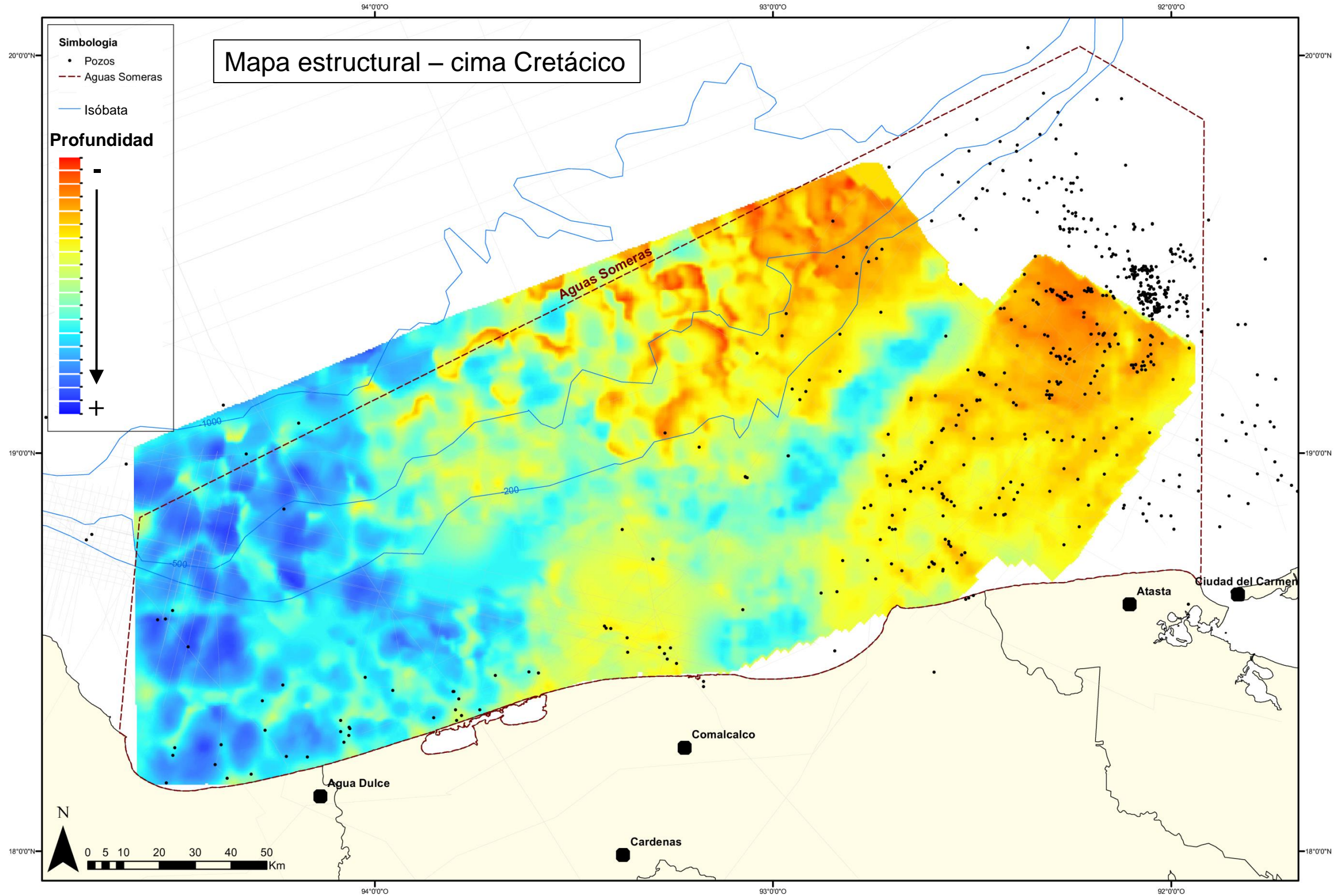




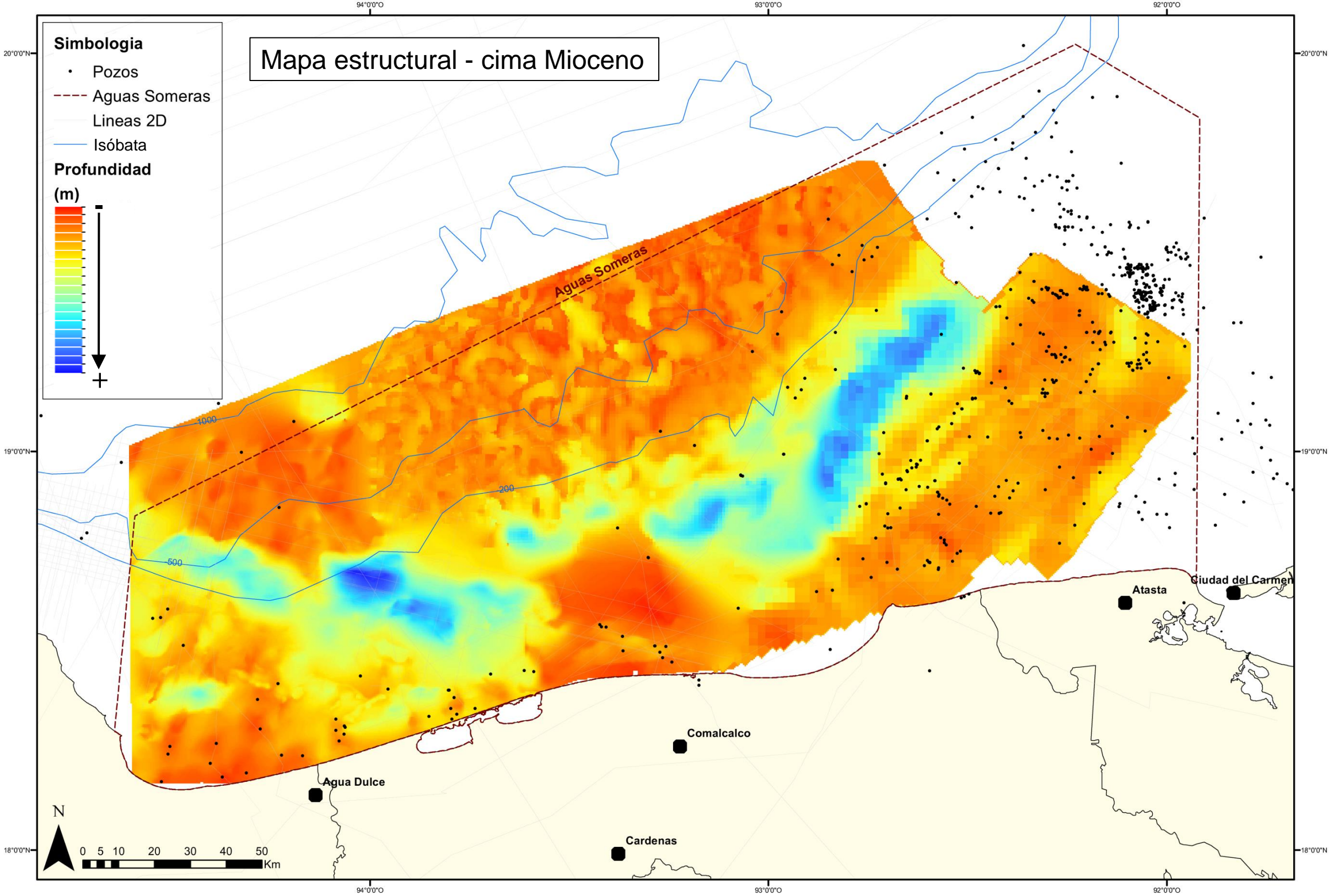
# Mapas estructurales – cima Kimmeridgiano



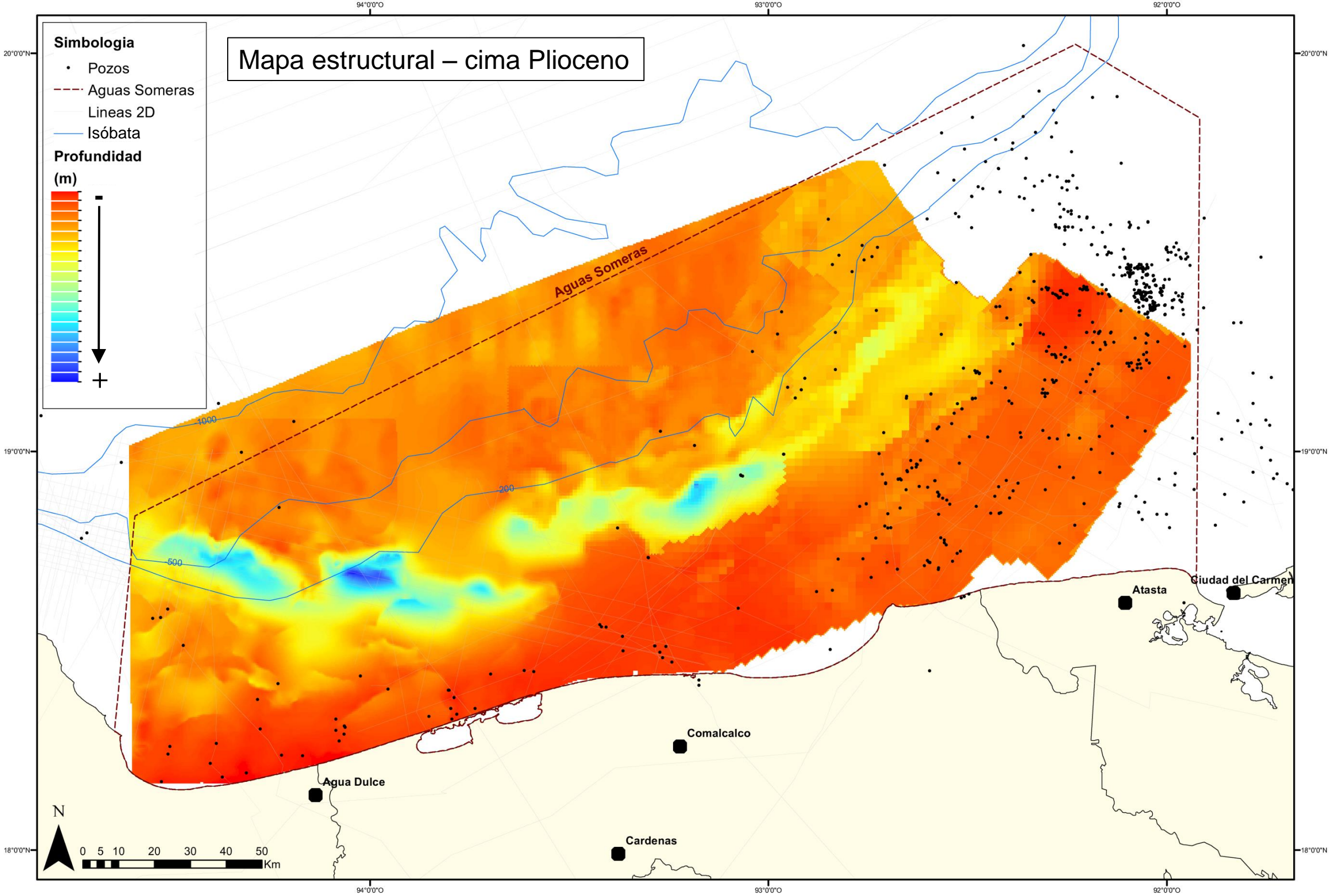
# Mapas estructurales – cima Cretácico



# Mapas estructurales – cima Mioceno

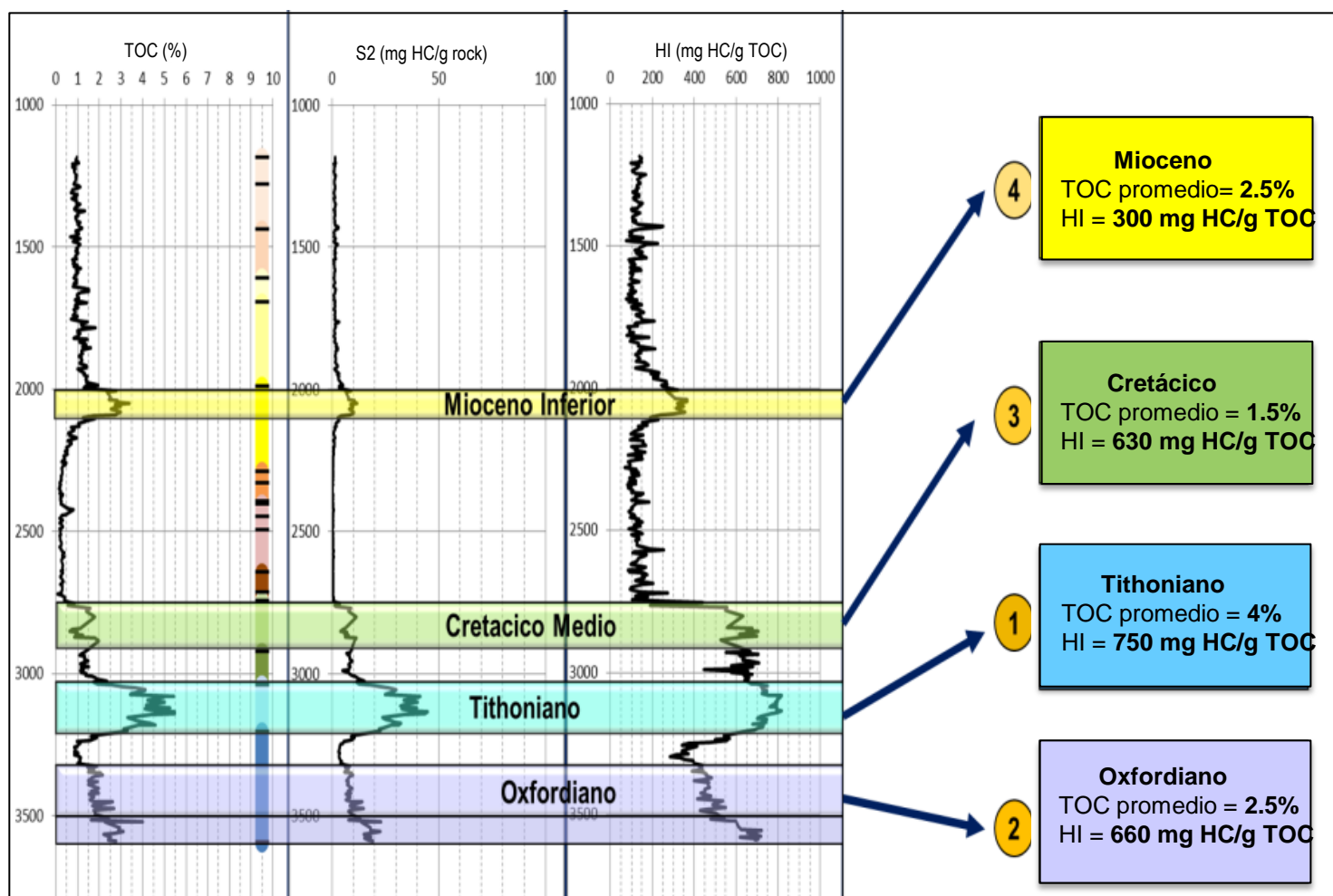


# Mapas estructurales – cima Plioceno



## Sistemas Petroleros





## Oxfordiano

El subsistema generador del Oxfordiano es considerado como secundario en las cuencas mesozoicas del sureste, ya que refleja valores de carga potenciales de moderados a pobres, presentes en forma discontinua.

### Características de la Roca Generadora del Oxfordiano

- Litología: Lutitas y lutitas calcáreas
- Edad: Jurásico Superior Oxfordiano
- Espesor neto: < 100 m
- Riqueza Orgánica inicial: 2 - 6 % TOC
- Materia Orgánica: Kerógeno Tipo I y II
- HI: 700 mg HC/g TOC
- SPI: 2.5 T/m<sup>2</sup>

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.

## Tithoniano

Las rocas del Tithoniano constituyen el principal elemento generador de hidrocarburos de las Cuencas Mesozoicas del Sureste. Se distribuyen ampliamente en el área con espesores variables entre los 100 y 400 metros. Las litofacies se asocian con ambientes carbonatados profundos que van de plataforma externa a cuenca. En algunas partes de la zona se pueden diferenciar dos horizontes en el Tithoniano: un horizonte principal delgado, de alta calidad de roca generadora, y un horizonte secundario de mayor espesor baja calidad.

### Características de la Roca Generadora del Tithoniano:

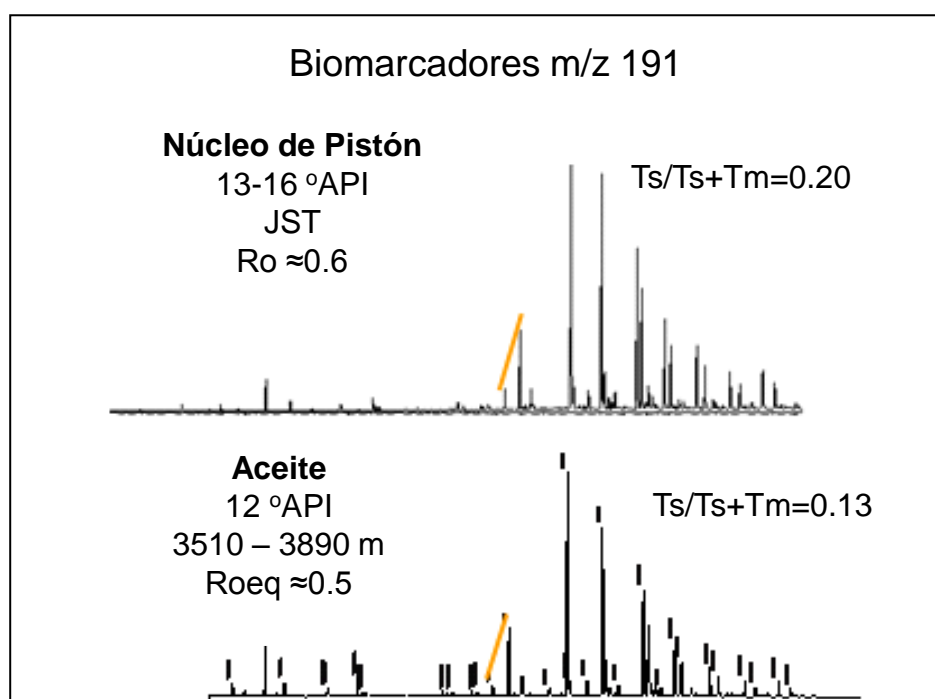
- Litología: Lutitas y calizas dolomitizadas con abundante materia orgánica
- Edad: Jurásico Superior Tithoniano
- Espesor: 100 - 400 metros
- Espesor Neto Generador: 80 %
- Riqueza Orgánica inicial: 4 - 7 % COT
- Materia Orgánica: Kerógeno Tipo II
- S2: 50 mg HC/g roca
- HI: 712 mg HC/g TOC
- SPI: 4 T/m<sup>2</sup>

La roca generadora del Jurásico Superior, de origen marino (kerógeno Tipo II), está considerada y comprobada, mediante análisis químicos, como responsable de las acumulaciones regionales de aceite ligero y mediano.

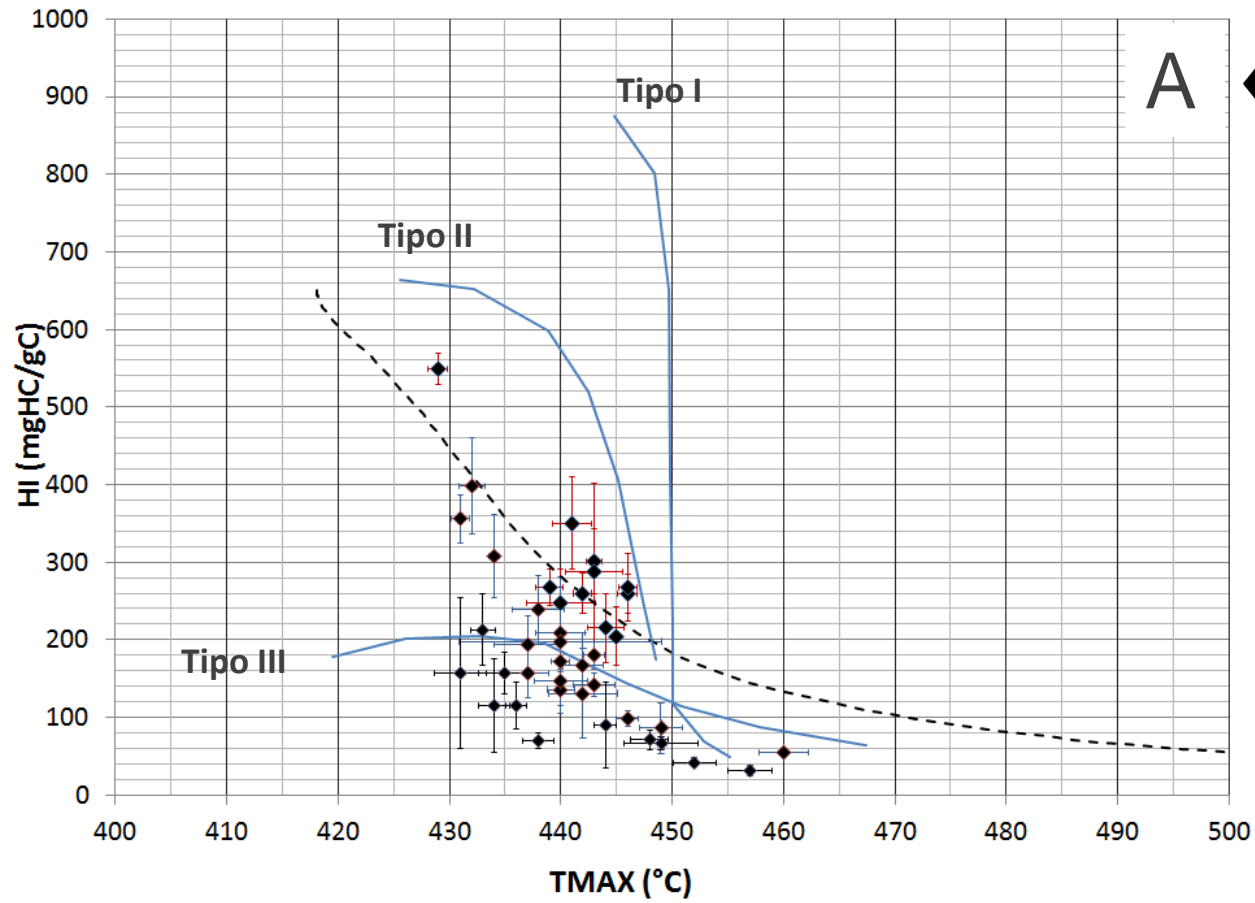
## Otras rocas generadoras potenciales

La roca generadora del **Cretácico**, con valores de TOC de 1-2%, HI=600 mg/g TOC, menores que el Tithoniano, se estima que juega un papel menor en la recarga del Cretácico y otros horizontes más jóvenes. Aunado a lo anterior, el grado de madurez también menor que el Tithoniano, limita su capacidad generadora en el área. Por esta razón, y también porque existe correlación establecida del aceite descubierto y las rocas generadoras del Tithoniano, las rocas del Cretácico han sido menos estudiadas y documentadas.

La roca generadora del Mioceno Inferior con valores de 1-3 % de TOC, HI menor de 400 mg/g TOC sugiere kerógeno tipo II/III. Su contribución es casi nula debido a su baja madurez, por debajo de generación-expulsión.



# Sistemas petroleros: roca generadora - potencial inicial

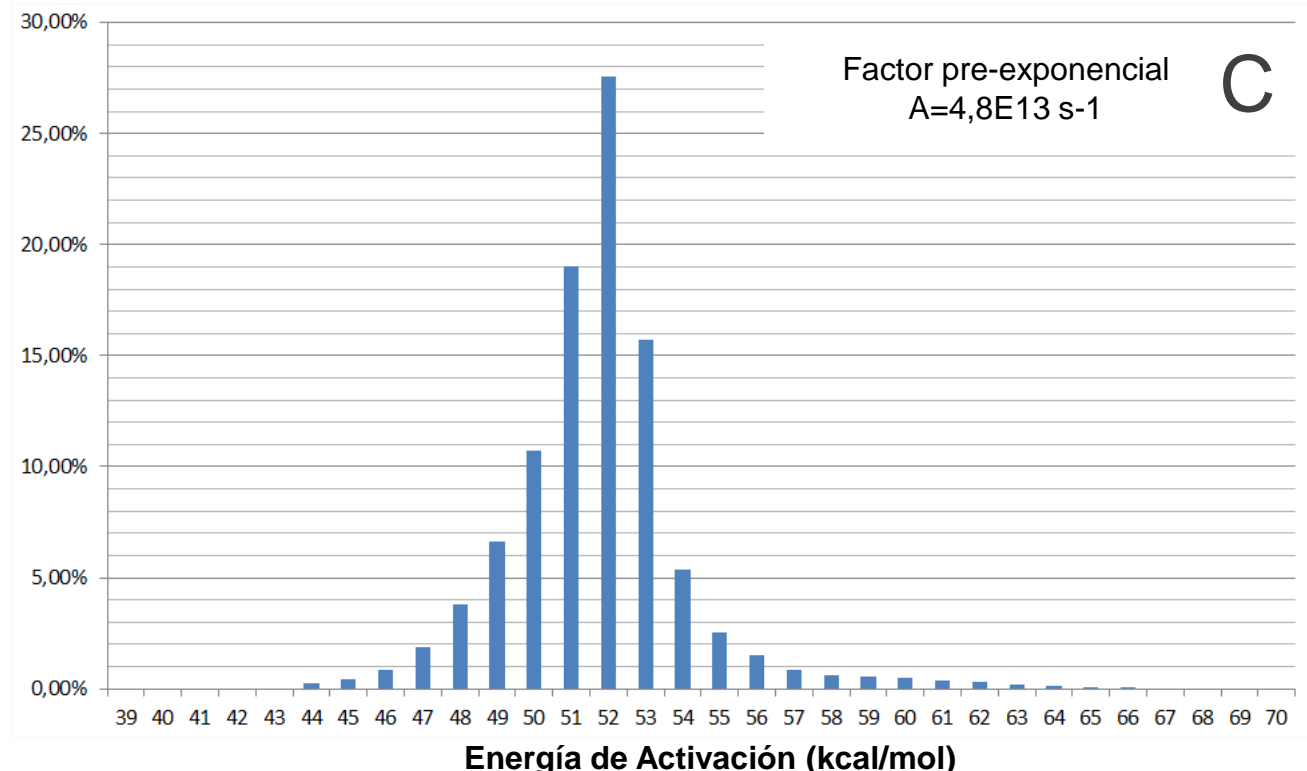
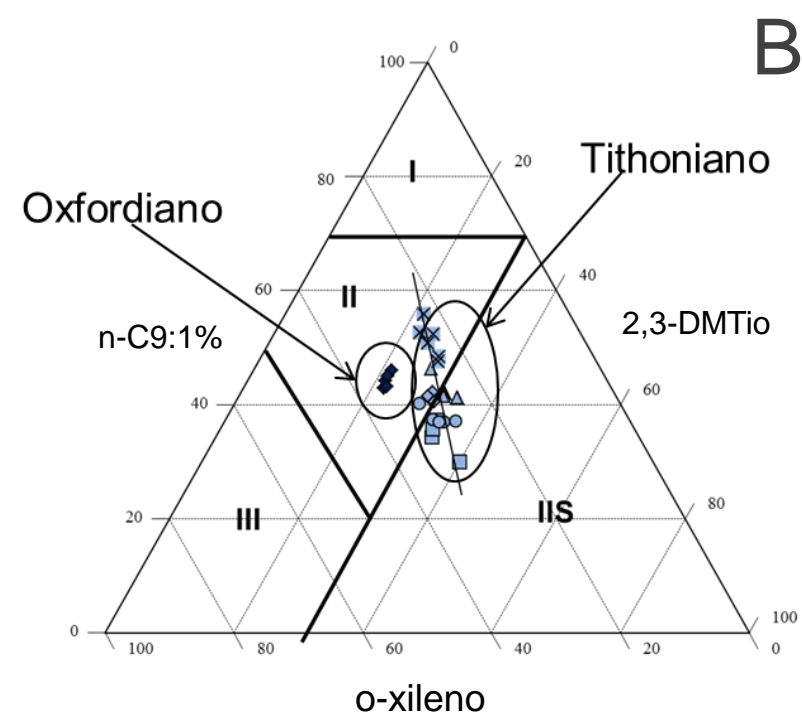


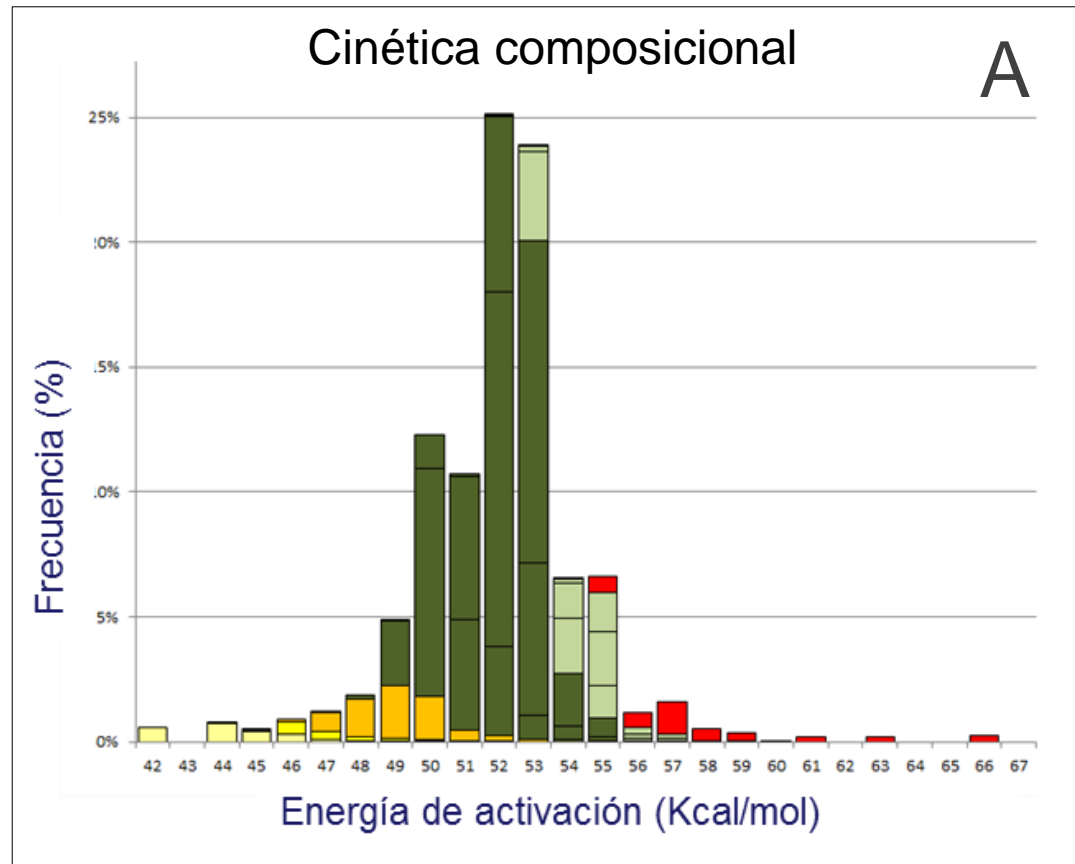
◆ Datos de pirólisis de la roca generadora del Tithoniano

Se utilizaron más de 1,500 datos de pirólisis de la roca generadora del Tithoniano para caracterizar de manera detallada el potencial generador inicial en esta área. Se concluye que el Tithoniano en la parte oriental de las 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 TOC y HI inicial. En particular, en promedio, hay variaciones laterales y verticales del HI inicial promedio de 250 hasta 600 mg HC/g TOC.

Se han realizado experimentos de adquisición de parámetros cinéticos para el Tithoniano, Cretácico y Oxfordiano sobre muestras inmaduras, e incipientemente maduras. La Figura A es un gráfico representando el HI promedio del Tithoniano en función del Tmax promedio en pozos seleccionados del área, así como la curva de evolución de un pozo de calibración (Figura C). El Tithoniano en la zona marina es caracterizado por valores de Tmax más elevadas que 430°C y una madurez superior a 0.6% Ro.

El diagrama ternario que muestra la abundancia relativa de o-xileno, n-non-1-eno y de 2.3 dimetiltiofeno, permite confirmar que el Tithoniano presenta variación lateral de kerógeno tipo IIS a tipo II. En comparación, el Oxfordiano tiene claramente kerógeno tipo II (Figura B).





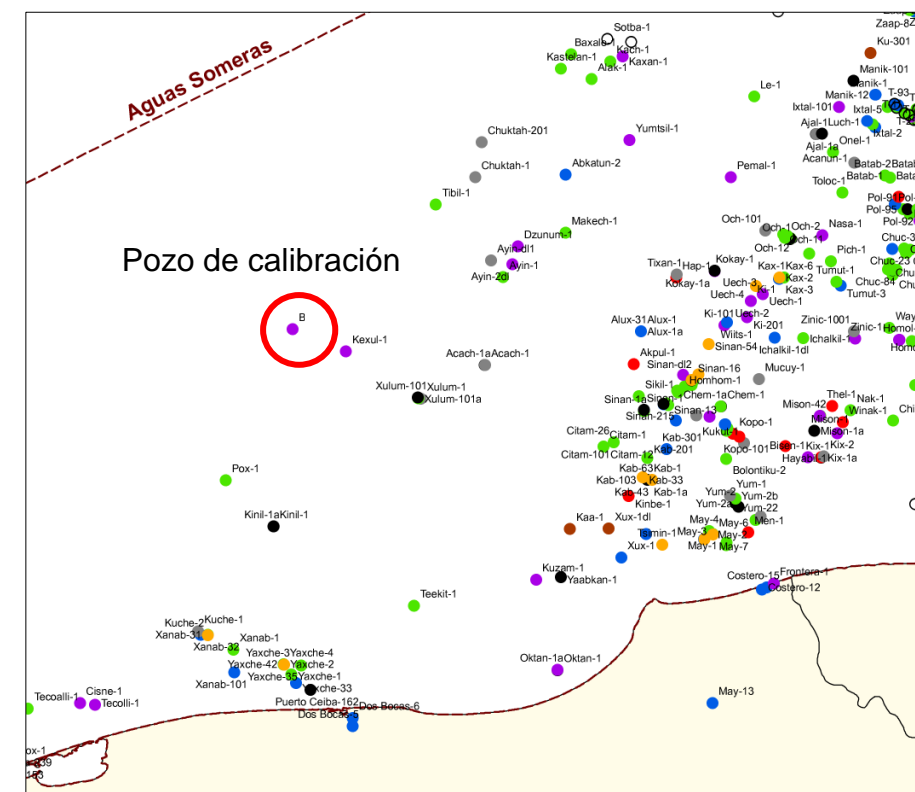
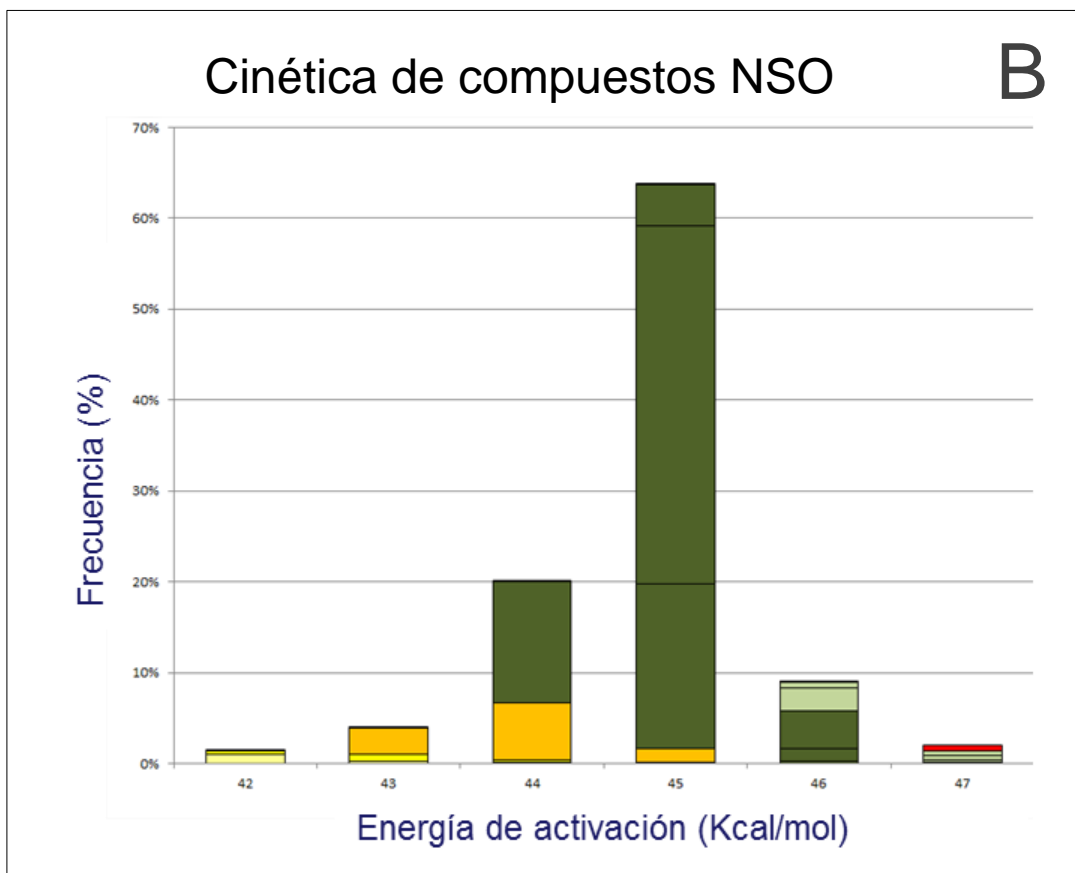
% Ro

- >1,2
- 1,2
- 1,1
- 1
- 0,9
- 0,8
- 0,7
- 0,6
- 0,5
- 0,4

La cinética composicional definida en el modelo numérico, debe ser capaz de reproducir correctamente la evolución de los grados API en función de la madurez y la evolución del RGA en función de la tasa de transformación.

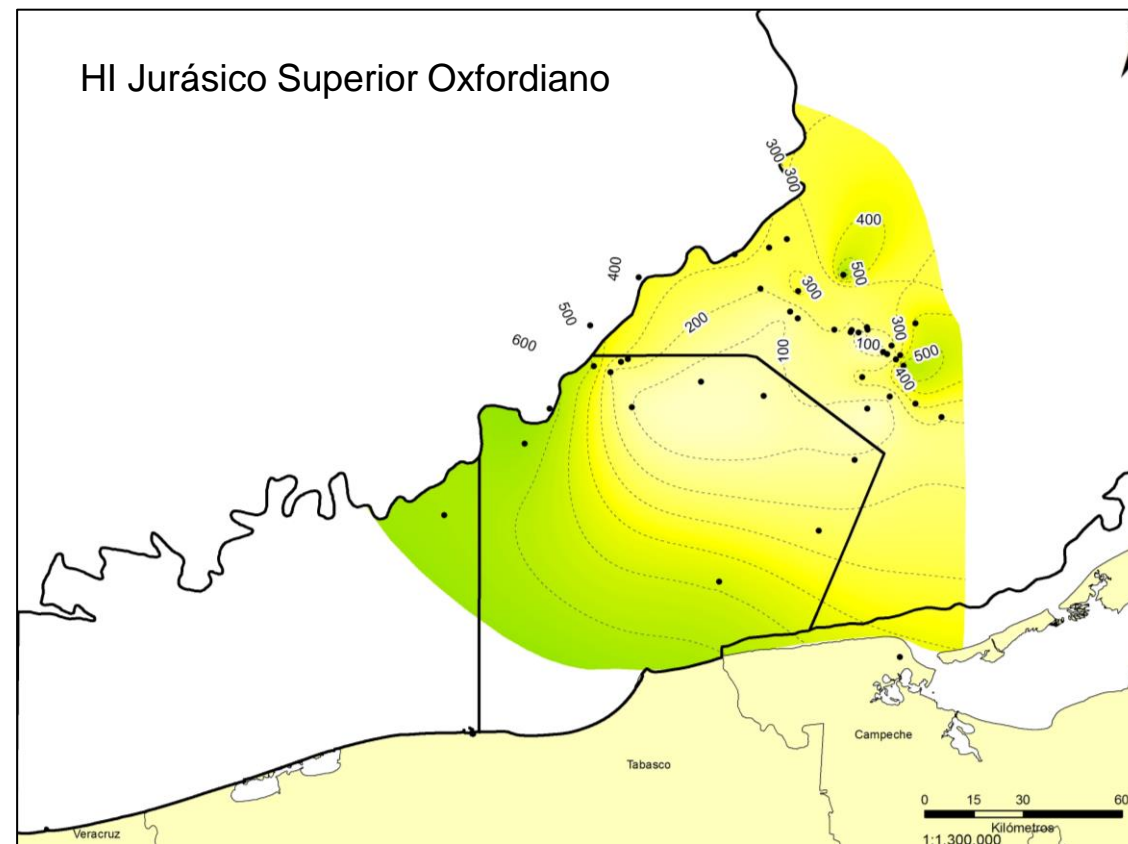
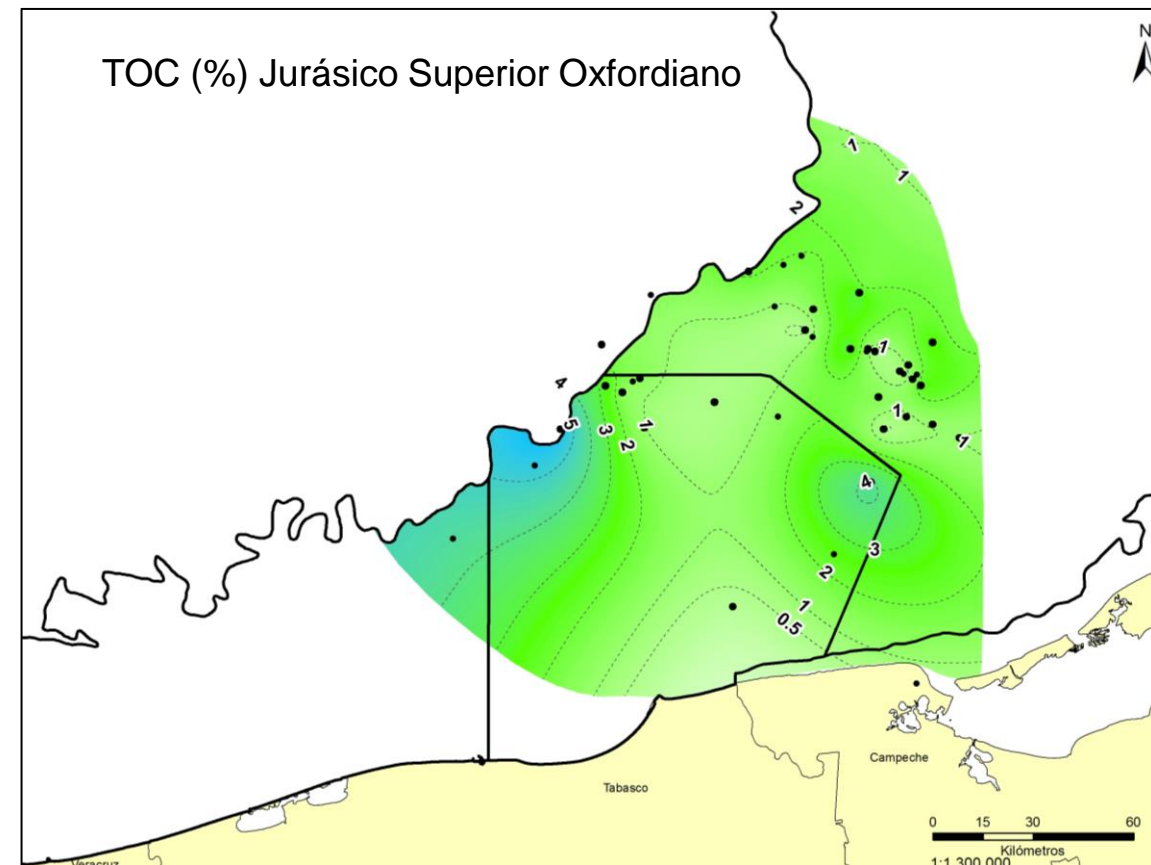
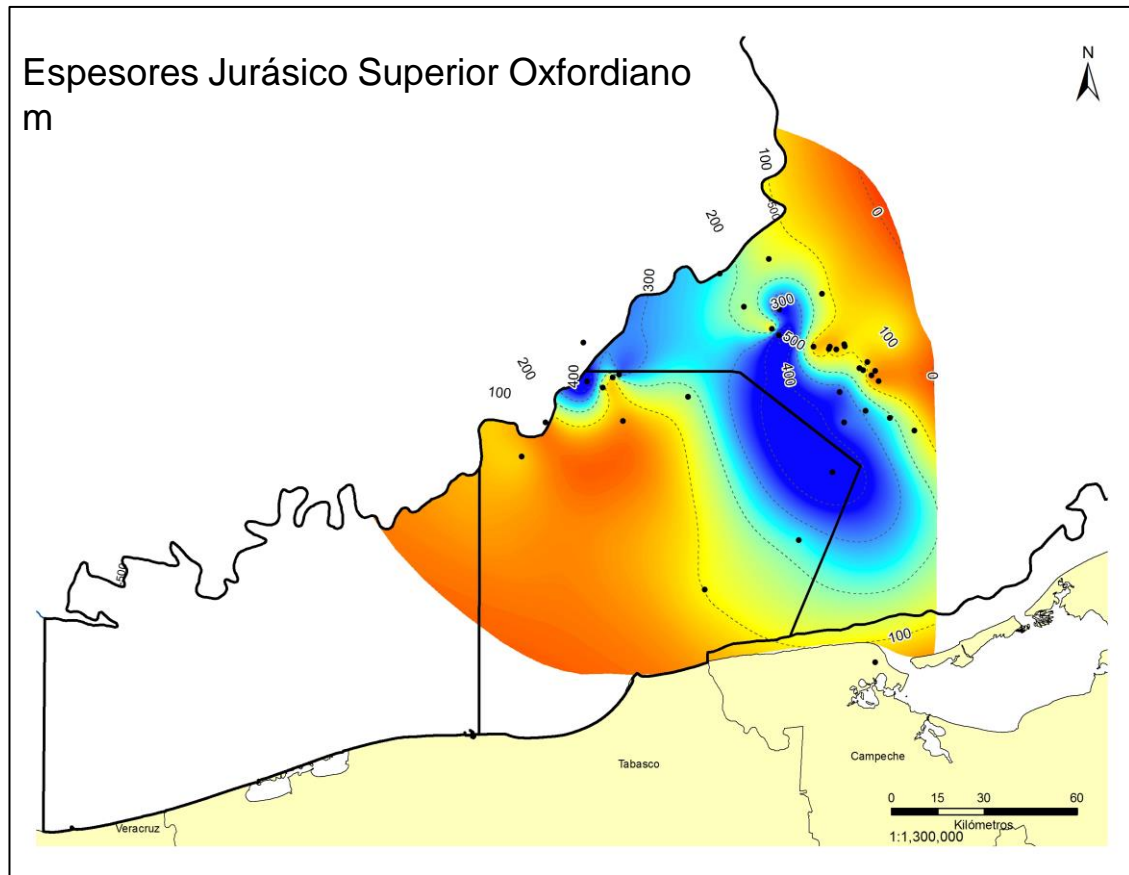
La figura A presenta la evolución de los grados API con la madurez, así como la evolución de la RGA en función de la tasa de transformación. La evolución de los grados API es congruente con los datos de campos conocidos en la zona litoral. La evolución del RGA es también congruente con los datos obtenidos durante los experimentos de adquisición de parámetros cinéticos.

La cinética composicional toma en cuenta la generación de compuestos NSO que son los precursores del aceite. Los compuestos NSO tienen una cinética de craqueo secundario permitiendo la generación de aceite y gas. Tienen una reactividad que es comparable con la del kerógeno. La Figura B muestra los niveles de madurez a los cuales se craquea el potencial por el craqueo primario y por los NSO. Se observa que la mayor parte del potencial de los NSO se expresa entre 0.7 et 1.0% Ro, congruente con la reactividad del kerógeno. Con respecto al craqueo primario, todo el potencial que se craquea antes de 0.6% de Ro está formado de compuestos NSO.

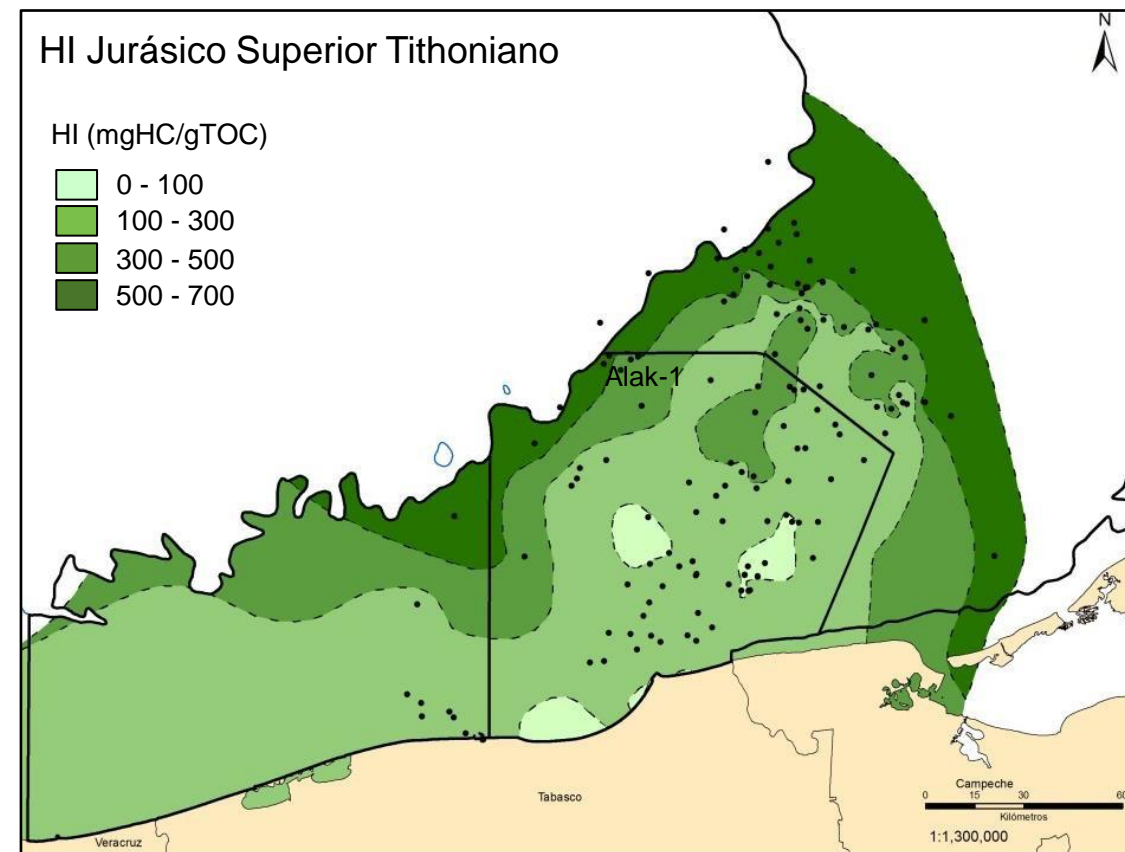
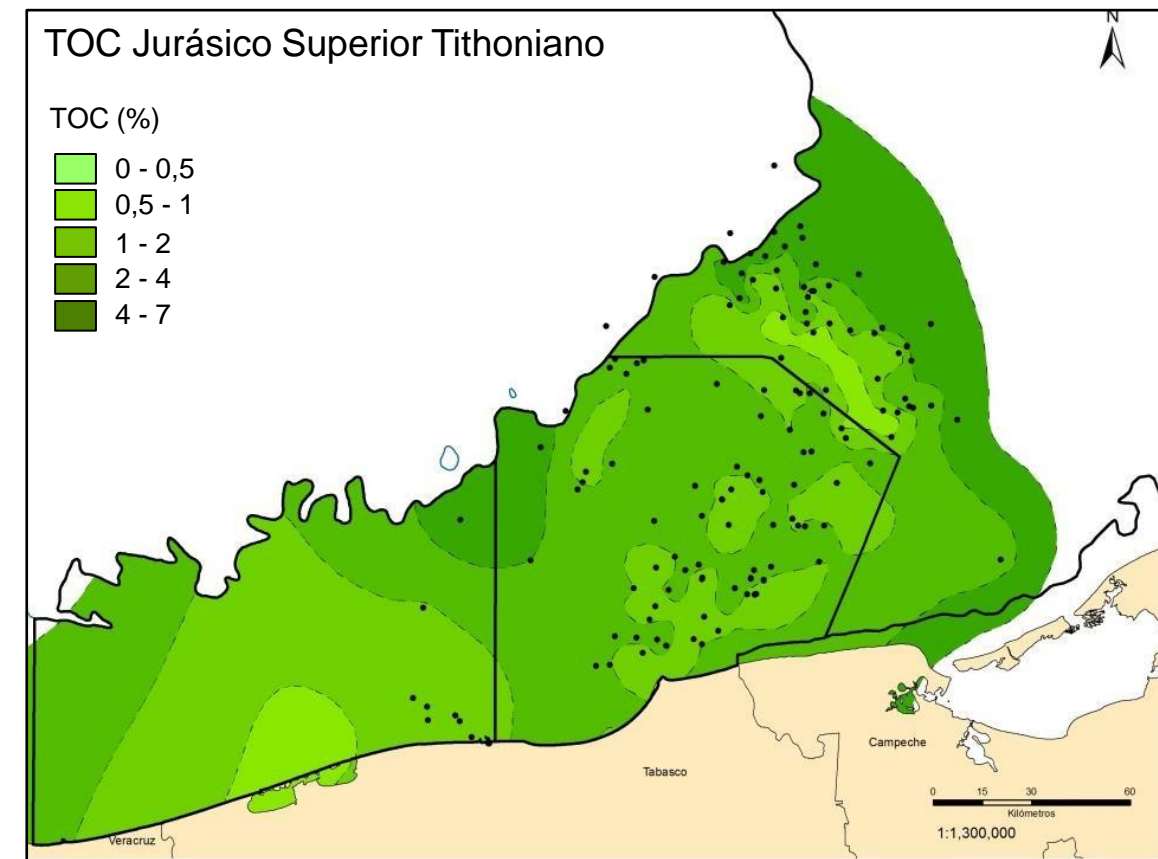
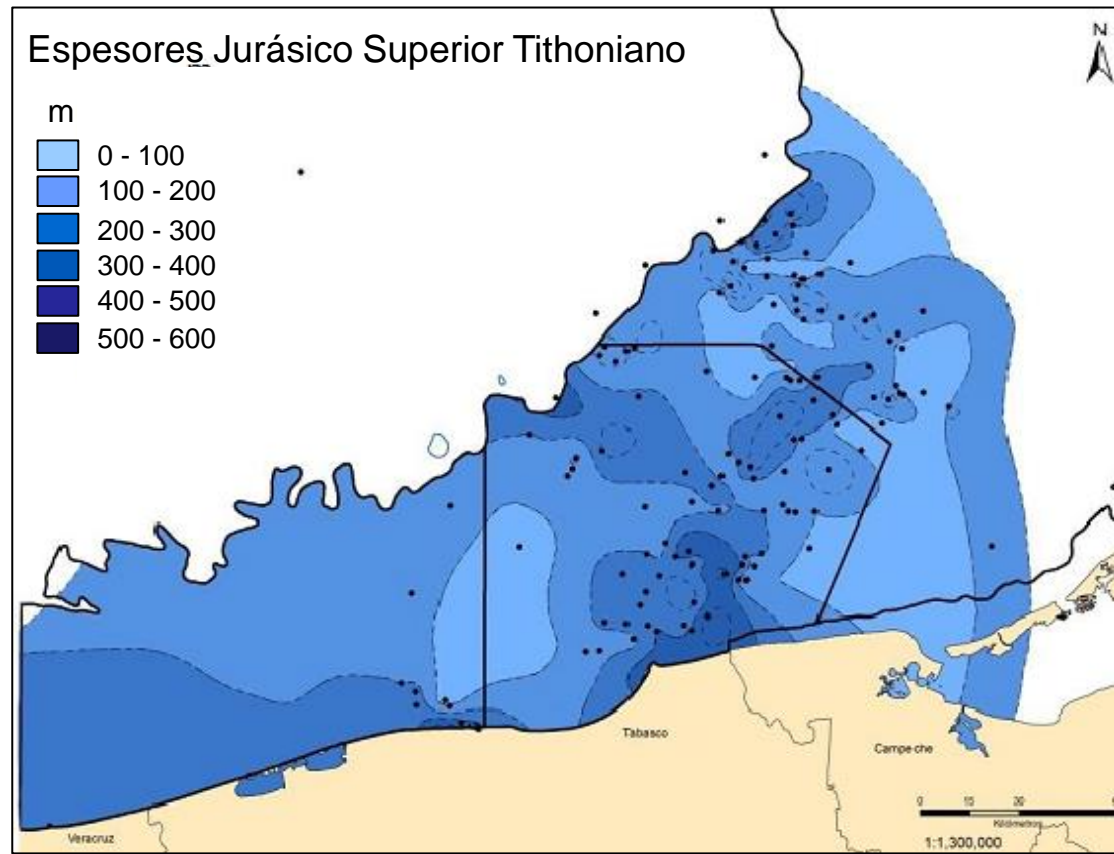


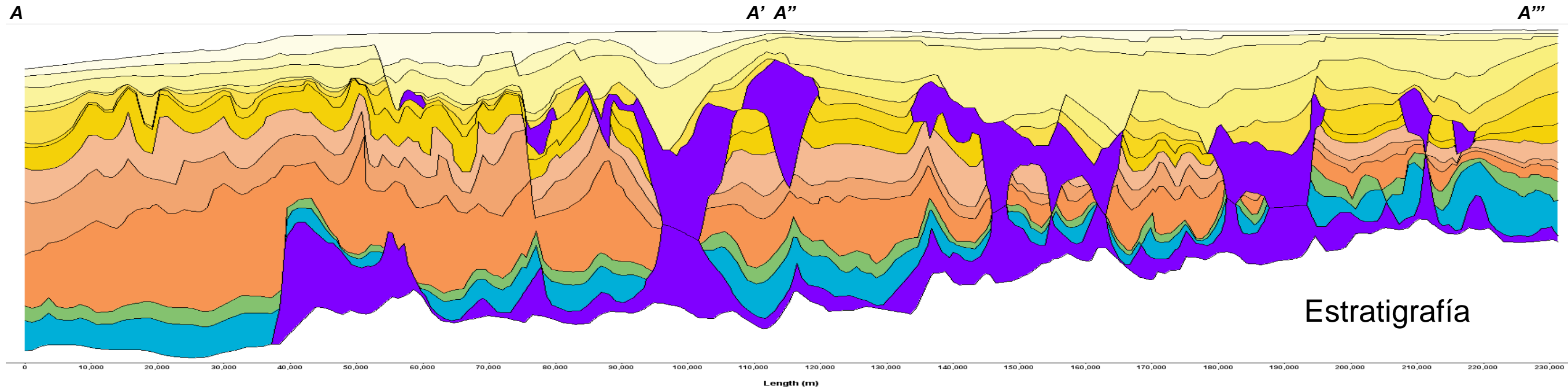


# Sistemas petroleros: roca generadora – Oxfordiano

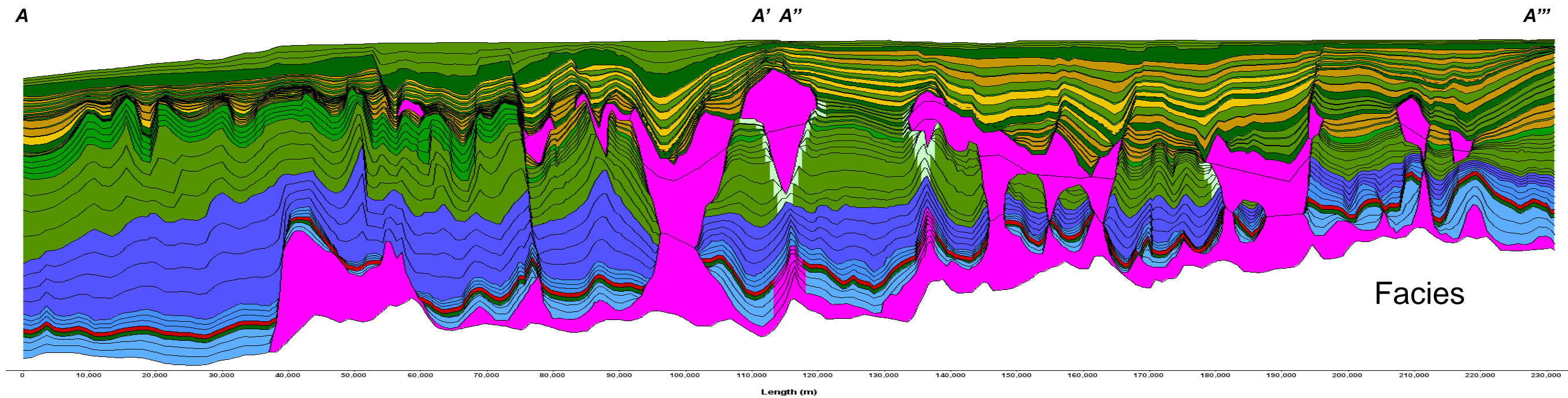


# Sistemas petroleros: roca generadora – Tithoniano

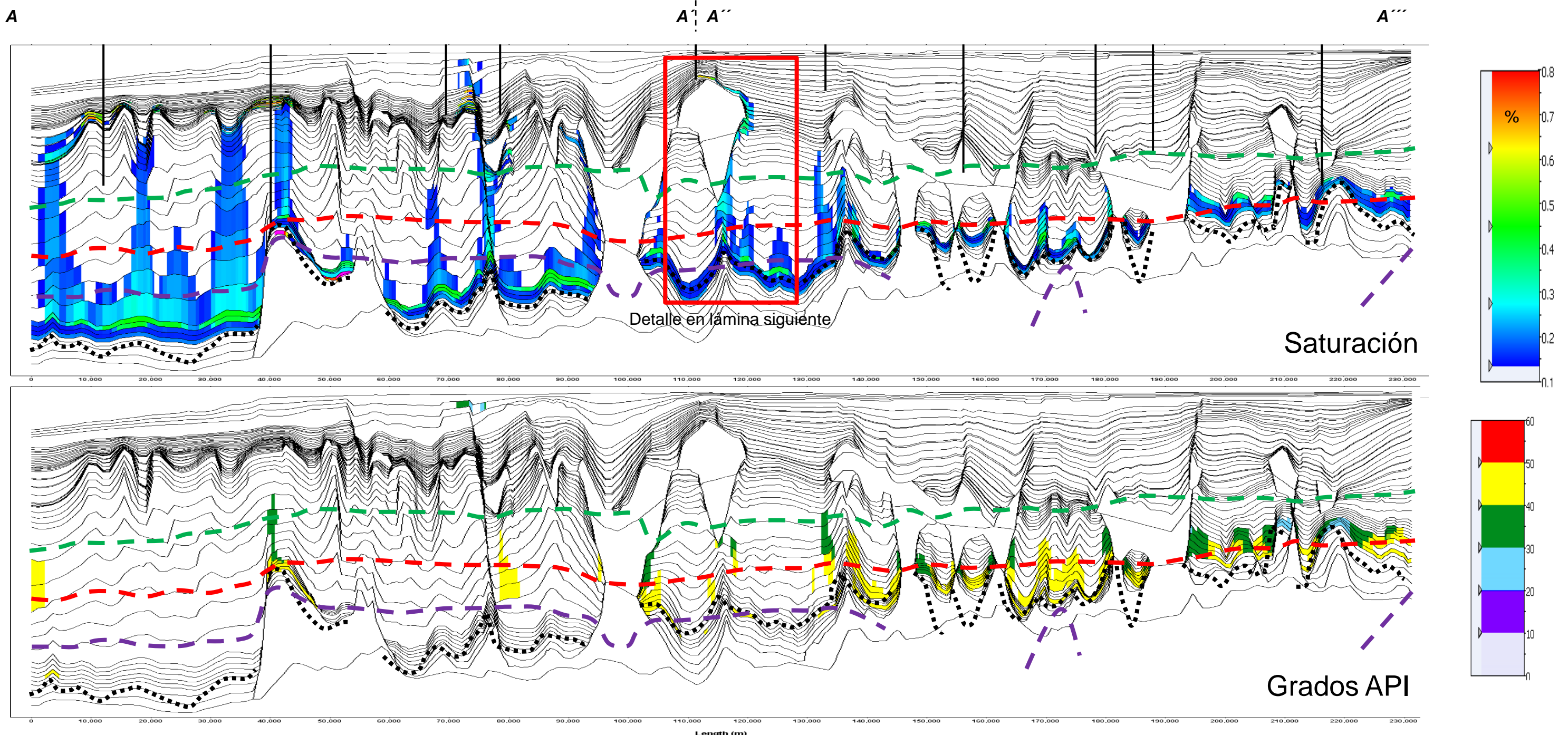




|                   |
|-------------------|
| Fondo Marino      |
| Plioceno Tardío   |
| Plioceno Medio    |
| Plioceno Temprano |
| Mioceno Tardío    |
| Sal Alóctona      |
| Mioceno Medio     |
| Mioceno Temprano  |
| Oligoceno Tardío  |
| Eoceno Tardío     |
| Paleoceno         |
| Cretácico Tardío  |
| Jurásico          |
| Sal               |
| Basamento         |



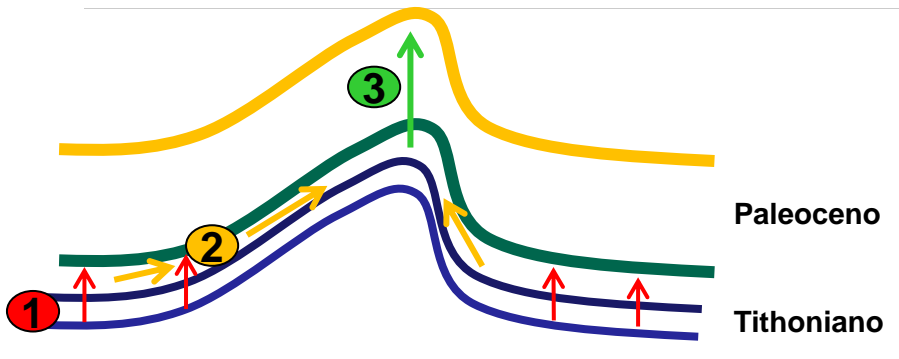
|                         |
|-------------------------|
| Lutita Sello            |
| Lutita 1                |
| Lutita 2                |
| Limolitas               |
| Arena Arcillosa         |
| Arena Común             |
| Arena Pura              |
| Carbonatos 1            |
| Carbonatos 2            |
| Marga                   |
| Arcilla Roca Generadora |
| Sal                     |

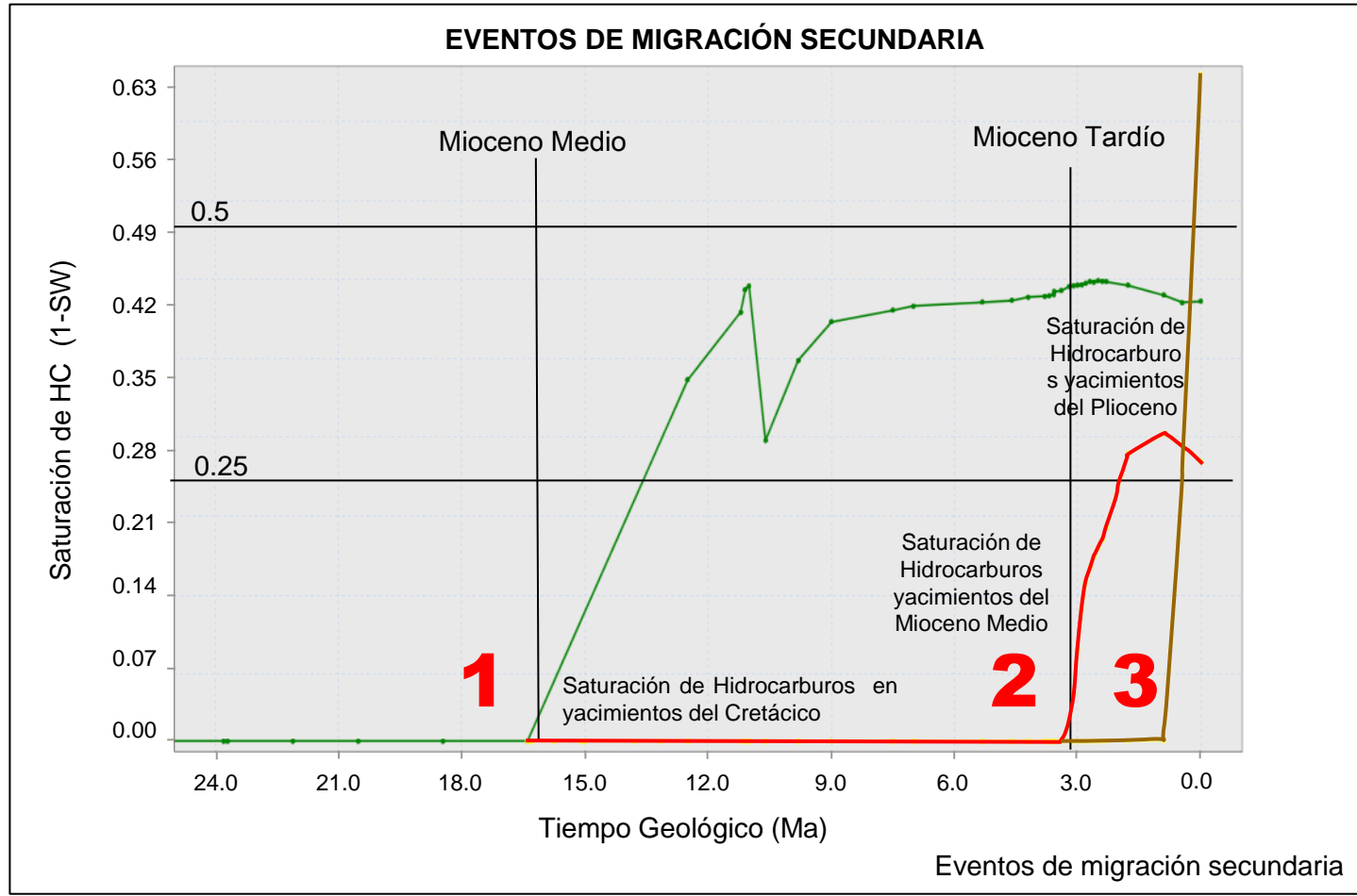
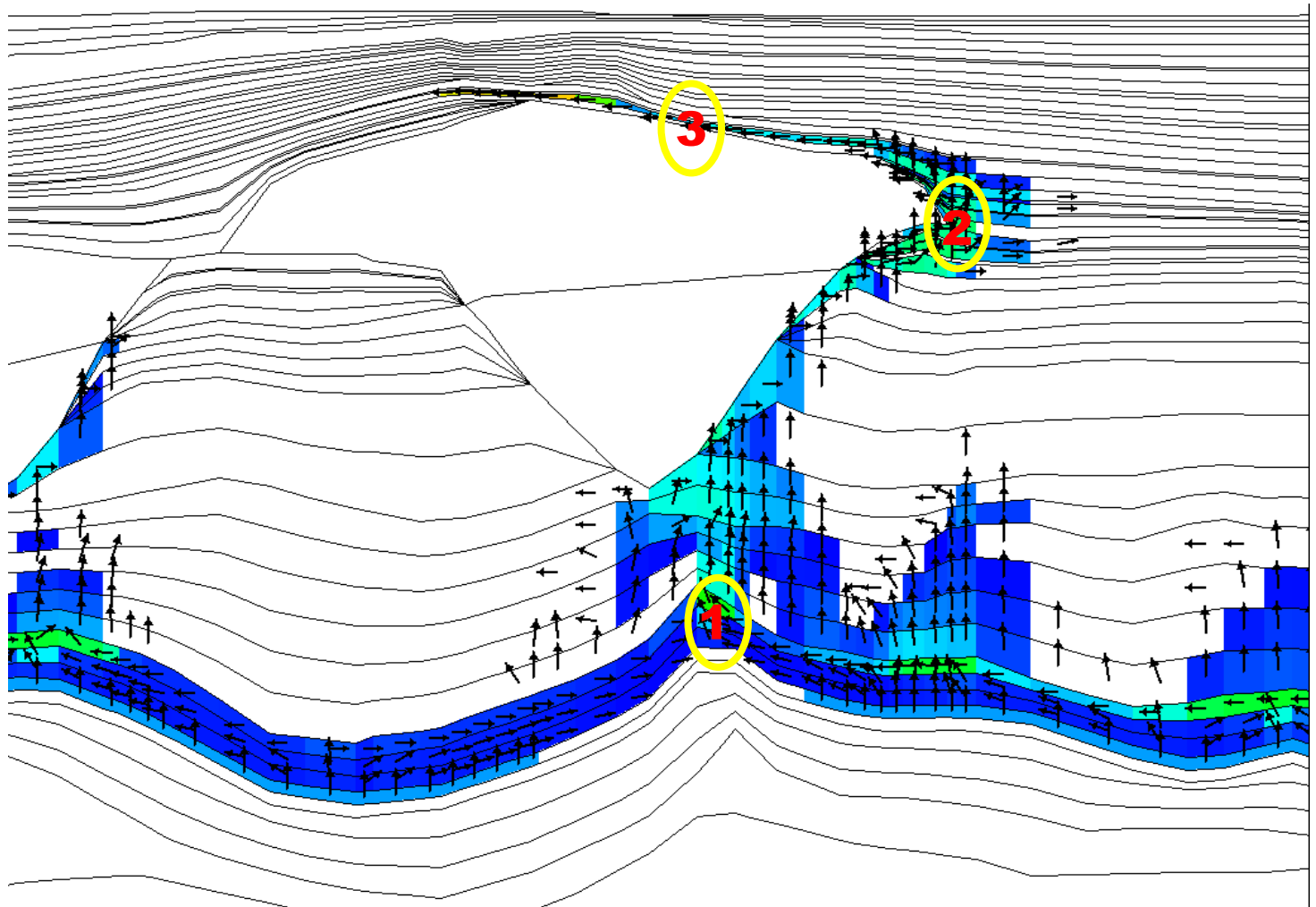


El modelo numérico muestra saturaciones importantes en el Cretácico, de 0.4 a 0.6%, especialmente hacia la parte oeste. En esta zona más profunda (más de 9,000 m), la roca generadora tithoniana registra un mayor grado de madurez térmica.

La migración ocurre en 3 etapas:

- 1) Expulsión de los HC del Tithoniano (migración primaria) hacia las formaciones del Cretácico.
- 2) Migración lateral en los *mudstones* del Cretácico hasta las partes altas de las estructuras.
- 3) Fuga de HC a través del Paleógeno, hasta el Mio-Plioceno, cuando:
  - se desarrolló una columna suficiente para romper la presión capilar del sello
  - la densidad de los fluidos es suficientemente ligera: mínimo 40% de gas => RGA > 300 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, API < 35/40 eq. Ro > 1,1%





Ejemplo de rutas calculadas de migración de HC (Simulación de rutas de migración de Darcy)

**Rutas de migración de hidrocarburos (ejemplo)**

Las rutas de migración regionales, están controladas principalmente por las estructuras presentes en la cima del Cretácico y la presión capilar del sello presente en el Paleoceno. Las fallas y fracturas sobre los flancos de los diapiros salinos, creadas durante el ascenso de la sal, pueden funcionar como una ruta efectiva de migración alrededor de los cuerpos salinos y a través de los sedimentos Terciarios, hasta llegar a las rocas almacén de edad Mioceno-Plioceno.

En el ejemplo presentado en la figura de arriba, la evolución de la carga obtenida con base en modelos numéricos, muestra que la carga de HC en las rocas del Cretácico, comenzó durante el Mioceno Medio. La remigración o fuga a través del sello del Paleógeno inicia hace 5 Ma después aproximadamente, cuando la calidad de los HC alcanza ~ 30° API, disminuyendo la carga preexistente en las Rocas del Cretácico para aquel tiempo.

La carga para las rocas almacén del Mioceno Inferior, comenzó durante el Mioceno Tardío; por ejemplo, se necesitaron que pasaran de 7 a 10 Ma para que los HC migraran a través de los 3,500 m que existen de separación entre los puntos 1 y 2 de la figura. Finalmente, la saturación en el nivel productor Plioceno ocurre durante el último millón de años, por una migración lateral por encima del diapiro (que representa un intervalo productor o descubrimiento comercial).

Este esquema de migración permite reproducir congruentemente, los descubrimientos a nivel del Mioceno Superior y los descubrimientos del Plioceno Inferior y Medio, realizados por ejemplo en los pozos Yaxche-101 y Yaxche-1. La calidad de los hidrocarburos simulados (grado API ≈ 30) corresponde de manera cualitativa a los datos de esos pozos (entre 25° y 28° API).

# Sistemas petroleros: diagrama de sincronía de eventos y procesos (1)

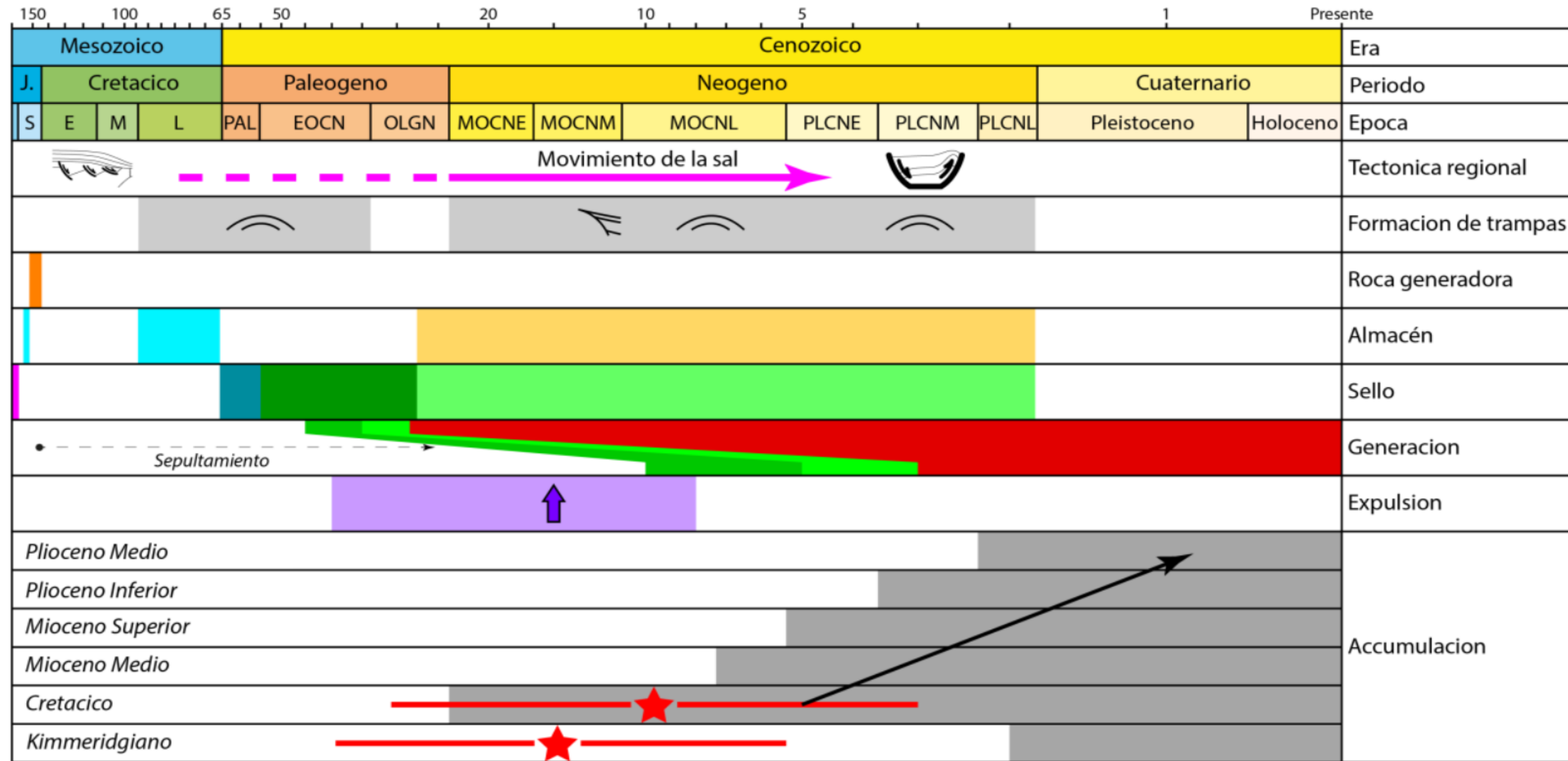
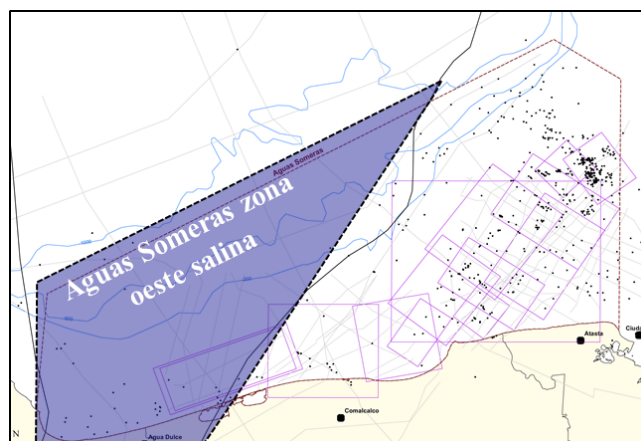


Diagrama de sincronía de los sistemas petroleros en la parte occidental de la zona de Aguas Someras



**Rocas Generadoras**

[Orange box] Tipo 2 (Cinetica G8593)

**Tipo de almacen**

[Yellow box] Arenoso intercalado

[Cyan box] Carbonatado

**Caracterizacion de los Sellos**

[Green box] Arcilloso Regional

[Light green box] Arcilloso Intercalado

[Teal box] Margoso

**Formacion de las trampas**

[Curved arrow icon] Plegamiento

[Arrow icon] Contra diapiro

**Riesgo Termico**

[Red star icon] Craqueo secundario

**Tectonica regional**

[Pink dashed line icon] Sedimentacion y migracion de la sal

[Fault icon] Fallamiento

[Passive margin icon] Margen pasive

# Sistemas petroleros: diagrama de sincronía de eventos y procesos (2)

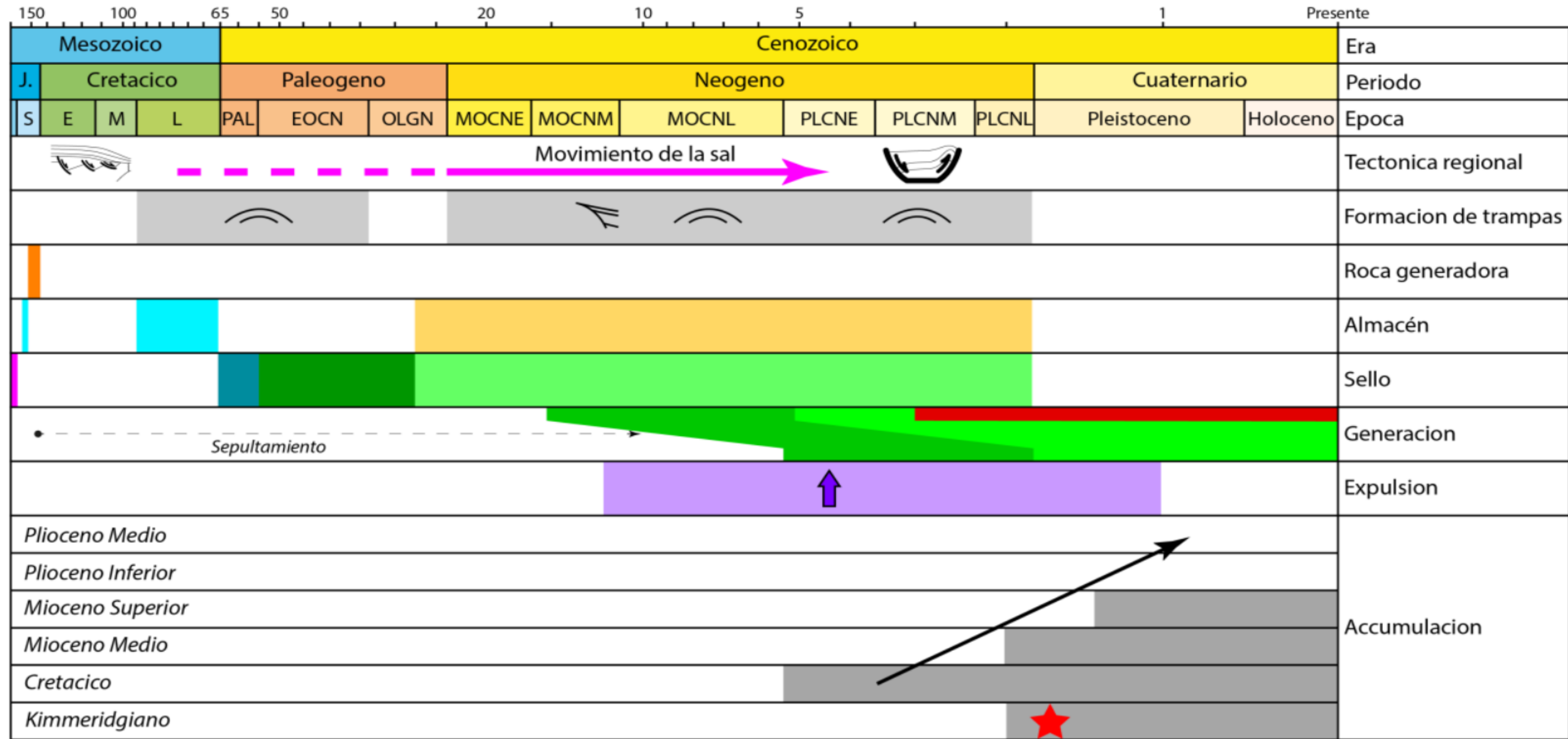
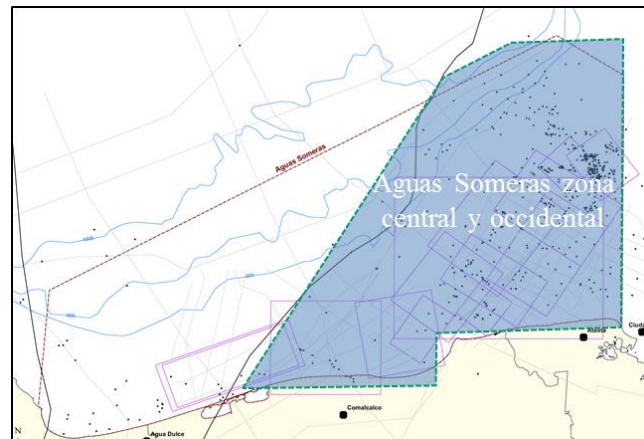
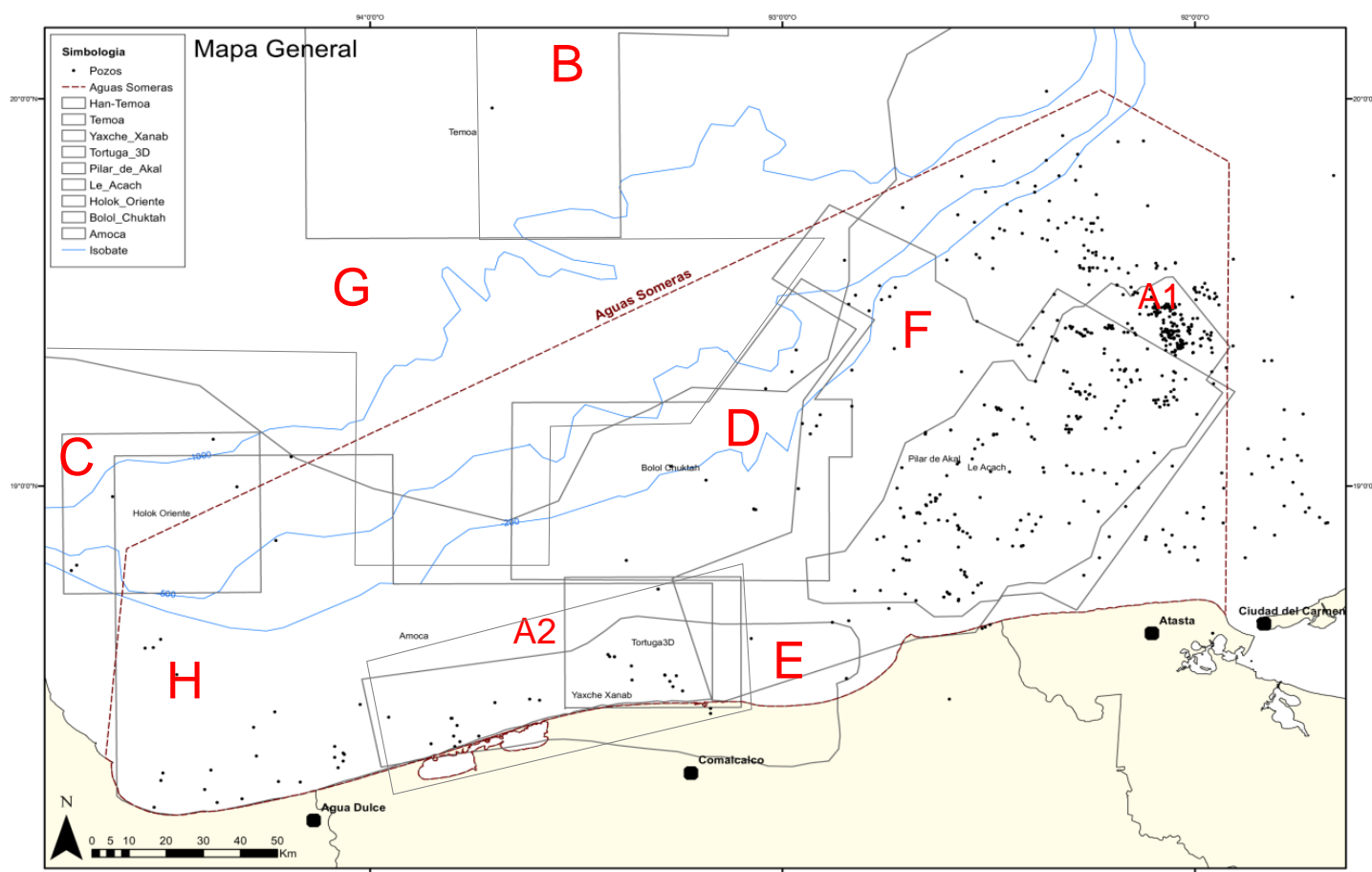


Diagrama de sincronía de los sistemas petroleros en la parte oriental de la zona de Aguas Someras



- Rocas Generadoras**  
Tipo 2 (Cinetica G8593)
- Caracterizacion de los Sellos**  
Arcilloso Regional
- Formacion de las trampas**  
Plegamiento
- Tectonica regional**  
Sedimentacion y migracion de la sal
- Tipo de almacen**  
Arenoso intercalado
- Caracterizacion de los Sellos**  
Arcilloso Intercalado
- Formacion de las trampas**  
Contra diapiro
- Tectonica regional**  
Fallamiento
- Tipo de almacen**  
Carbonatado
- Caracterizacion de los Sellos**  
Margoso
- Riesgo Termico**  
Craqueo secundario
- Tectonica regional**  
Margen pasive



- 1) Estratigrafía de Secuencias, Modelado de Prospectos y Análisis de Riesgo en la Región Marina - 2008 - PEMEX E&P / Activo Regional de exploración Marina (A1 y A2).
- 2) Análisis de sistemas sedimentarios, sistemas petroleros, plays y prospectos / Área Temoa y Holok - 2009 - PEMEX E&P / Activo Regional de exploración Marina (B-C).
- 3) Modelado de sistemas petroleros Región Bolol - Han –Temoa. 2010 - PEMEX E&P.
- 4) Modelado de sistemas petroleros pseudo3D y riesgo exploratorio zonas Han y Temoa Norte. 2010 - PEMEX E&P.
- 5) Modelo 3D integral de sistemas petroleros del cubo de Bolol - Chuktah. 2010 - PEMEX E&P (D).
- 6) Modelo Integral de sistemas petroleros 3D de Holok Oriental y Central. 2010 - PEMEX E&P (C).
- 7) Actualización del bloque Yaxche - Xanab - Amoca y jerarquización de localizaciones condicionadas / Estudio de Plays y Prospectos Neógenos. 2010 - PEMEX E&P (E).
- 8) Modelado de Sistemas Petroleros 3D Le - Acach / Estudio de Plays y Prospectos. 2012 - PEMEX E&P (F).
- 9) Modelado Sistemas Petroleros y Análisis de Plays Aguas Profundas Golfo de México Bloques Han Sur - Yoka – Ixic. 2012 – PEMEX E&P (G).
- 10) Modelado de Sistemas Petroleros y Análisis de Plays en la Región Marina Suroeste del Golfo de México / Bloque Amoca. 2013 - PEMEX E&P (H).
- 11) Síntesis Geológica Regional de las Cuencas del Sureste en el Golfo de México. Documento CNH-2014 (Área regional).

