



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
PETROLERA Y GAS NATURAL – EXPLORACIÓN

**“LA EXPLORACIÓN EN EL ÁREA DEL ALTO DE JALPA,  
TABASCO, MÉXICO”**

**TESIS**

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

**MAESTRO EN INGENIERÍA**

(EN EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS Y GAS NATURAL)

PRESENTA:

**CLAUDIA ALICIA BERISTÁIN SUÁREZ**

TUTOR PRINCIPAL

**DR. RICARDO J., PADILLA Y SÁNCHEZ, FACULTAD DE INGENIERIA**

MÉXICO, D. F. SEPTIEMBRE 2014

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: DR. AGUAYO CAMARGO JOAQUÍN EDUARDO

Secretario: DR. GARCÍA MOLINA GORGONIO

Vocal: DR. PADILLA Y SÁNCHEZ RICARDO J.

1 er. Suplente: DR. PÉREZ CRUZ GUILLERMO ALEJANDRO

2 do. Suplente: M. C. ESCOBEDO ZENIL DAVID

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: VILLAHERMOSA, TABASCO

**TUTOR DE TESIS:**

DR. RICARDO J., PADILLA Y SÁNCHEZ

---

**FIRMA**

# Agradecimientos

---

Me gustaría que estas líneas sirvieran para expresar mi más profundo y sincero agradecimiento a todas aquellas personas que con su ayuda colaboraron en la realización del presente trabajo.

Agradezco a Pemex Exploración y Producción, la oportunidad y apoyo para realizar la Maestría en Ingeniería Petrolera y Gas Natural y por permitir obtener la información necesaria para este trabajo de tesis.

Al Ing. Guillermo Mora Oropeza, por la motivación y apoyo recibido durante este tiempo.

Al Ing. Jaime Gonzalez Alanís (+) por su apoyo y gestión para realizar el posgrado.

Quisiera hacer extensiva mi gratitud a mis compañeros del Proyecto Comalcalco (antes Juliva), por todas sus enseñanzas, por los éxitos que juntos logramos y los tropiezos que allanaron el camino para fortalecernos como personas, como trabajadores de PEP y como equipo buscando el bienestar de nuestras familias, de nuestra empresa y de nuestro país a lo largo de los últimos años.

Al Dr. Padilla como mi tutor por la orientación, el seguimiento y la supervisión continúa de la misma.

Especial reconocimiento merecen el interés mostrado por mi trabajo y las sugerencias recibidas a los Dres. Eduardo Aguayo Camargo, Gorgonio García Molina, Guillermo Pérez Cruz y al M. C. David Escobedo Zenil con los que me encuentro en deuda por el ánimo infundido y la confianza en mi depositada.

# Dedicatoria

---

Por la comprensión, paciencia y el ánimo recibidos, les dedico este trabajo a Uds.

A mis padres: Raúl y Hortensia

A mis hermanos: Mónica, Gerardo, Leticia, Liliana y Omar

A mi esposo: Gustavo

A mis abuelos: Carmen (+), Miguel (+) y Lupita (+)

A mis sobrinos: Erick (+), Nayelli, Mahaleele,  
Jonathan, Ely, Javier, Zavdiel, Yendet, Gerardo, Cristian,  
Emmanuel, Jocsan, Eduardo y Mauricio

A mi familia

A mis amigos

A mis cuñados Mariela y Víctor

## Resumen

---

En este trabajo se discuten conceptos relativos a la propuesta de un bloque autóctono de carbonatos en la provincia geológica del Pilar de Reforma-Akal, este bloque autóctono está cabalgado por un bloque alóctono de carbonatos, en el cual, los pozos perforados resultaron improductivos. La hipótesis planteada, está siendo corroborada con un pozo que confirma la existencia del bloque autóctono, presentando manifestaciones de hidrocarburos muy importantes y resultando productor de aceite superligero de 43° API.

La roca almacén para el Cretácico, está constituida por carbonatos de cuenca naturalmente fracturados y en partes dolomitizados, y para el Jurásico Superior Kimmeridgiano está representado por calizas de plataforma (facies de post-banco) fracturadas y dolomitizadas. Los sellos están constituidos: para el Jurásico Superior Kimmeridgiano, por carbonatos arcilloso-bituminosos del Jurásico Superior Tithoniano; mientras que para el Cretácico, por las lutitas bentónicas del Paleógeno. La roca generadora está representada por los carbonatos arcilloso-bituminosos del Jurásico Superior Tithoniano.

En este trabajo se explica el análisis geofísico-geológico que se realizó para documentar este bloque altamente prospectivo, además se logrará identificar otras oportunidades con este concepto.

Este tipo de estructuras complejas de bloques cabalgados están asociados a tectónica compresiva y salina, cuyos objetivos profundos requirieron un diseño no convencional de perforación.

La aportación de este trabajo es la documentación de la metodología empleada y la conformación de un modelo regional que documenta y confirmación de la hipótesis de la existencia de yacimientos de aceite ligero y superligero en bloques cabalgados (autéctonos), que abre un área muy importante de exploración en la Región Sur.

# Índice

---

Agradecimientos .....	3
Dedicatoria .....	4
Resumen .....	5
Índice.....	6
Introducción.....	8
Capítulo 1 .....	10
1 Generalidades. ....	10
1.1 Objetivo.....	10
1.2 Localización del área de estudio.....	10
1.3 Antecedentes geológicos.....	11
1.4 Antecedentes geofísicos.....	14
1.4.1 Métodos potenciales. ....	14
1.4.2 Sísmica 2D.....	14
1.4.3 Sísmica 3D.....	15
1.4.4 Procesamiento sísmico.....	16
1.4.5 Análisis post-mortem de adquisición y procesamiento sísmico.....	21
1.5 Antecedentes petroleros. ....	22
Capítulo 2 .....	24
2 Modelo sedimentológico.....	24
2.1 Jurásico Superior Kimmeridgiano .....	25
2.2 Jurásico Superior Tithoniano .....	26
2.3 Cretácico.....	28
2.4 Calidad de la roca almacén.....	37
Capítulo 3 .....	39
3 Interpretación sismo-estructural.....	39
3.1 Descripción de la trampa.....	39
3.2 Restauración y modelado.....	50
Capítulo 4 .....	53
4 Áreas de oportunidad.....	53

## “La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

Capítulo 5 .....	57
5    Retos y oportunidades. ....	57
Bibliografía. ....	59
Índice de figuras .....	61

# Introducción.

---

Históricamente en el Alto de Jalpa (denominación que recibe el área de estudio) no se había llegado a resultados favorables en la exploración petrolera, ya que los pozos perforados, que presentaron una alta problemática operativos durante su perforación, no encontraban acumulación de hidrocarburos. Las localizaciones propuestas se hicieron en base a información sísmica 2D, estudios regionales y analogías con pozos productores cercanos, en el bloque al sur de esta área, se encontró producción en lo que ahora se conoce como el Complejo Antonio J. Bermúdez.

Alrededor del área de estudio encontramos campo importantes con excelente producciones a nivel de Mesozoico (Cretácico y Jurásico), de alta producción que está asociada al fracturamiento y dolomitización, con variaciones en los espesores, al sur tenemos una plataforma asilada para el Cretácico Medio y Superior así como campos a nivel terciario.

El área era interpretada con fallas profundas (tipo flor) con lo que lograban explicar porque el Mesozoico se encontraba a profundidades relativamente someras con respecto a los pozos cercanos al área.

Durante el 2004, se adquiere sísmica tridimensional con lo que se plantea la hipótesis de bloques cabalgados. Con la sísmica procesada en tiempo se postulan varias localizaciones, una fuera de la sombra del bloque alóctono y dos por debajo de él. Durante el 2009, se perforó un pozo fuera de la sombra del bloque alóctono, el cual resulto productor de aceite superligero de 42° API.

Una vez confirmada la producción en el área de estudio y con algoritmos robustos de procesamiento sísmico se logró interpretar un modelo geológico más confiable; lo cual llevó a disminuir la incertidumbre en el área y pensar en acumulación de hidrocarburo económicamente explotable en el bloque autóctono. En el 2011 se



## “La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

inicia la perforación del pozo bajo el bloque alóctono, el cual resultó productor de aceite superligero en el bloque autóctono.

El motivo de este trabajo fue integrar e interpretar la información geológica y geofísica para establecer el modelo del bloque autóctono de carbonatos económicamente explotables y así abrir una gran área para la búsqueda de hidrocarburos bajo este concepto.

A continuación se explica brevemente el contenido de cada capítulo:

En el capítulo de generalidades, se describe el objetivo, ubicación del proyecto y los antecedentes geológicos, geofísicos y petroleros, a fin de mostrar los trabajos realizados o cercanos al área de estudio.

En el capítulo de modelo sedimentológico, se describe la estratigrafía del área, mostrando secciones de correlación, así como mapas paleoambientales de depósito e imágenes de núcleos o laminas delgadas.

El capítulo de interpretación sismo-estructural, se describe la trampa con la integración de la sísmica procesada en profundidad y con los datos de pozos, postulando el modelo estructural del área.

El capítulo de áreas de oportunidad, se describen las áreas prospectivas que se encuentran cercanas bajo este concepto una vez que ha sido confirmada la hipótesis del bloque autóctono, así como los pasos a seguir tanto en adquisición, procesado sísmico y diseños robustos de perforación para esta área.

# Capítulo 1

---

## 1 Generalidades.

### 1.1 Objetivo.

El objetivo de este trabajo fue la identificación y caracterización geológica de un bloque autóctono de carbonatos en el área del Alto de Jalpa, así como la elaborar propuestas de pozos a perforar en búsqueda de yacimientos de aceite.

### 1.2 Localización del área de estudio.

El área de estudio se ubica geográficamente en los estados de Chiapas y Tabasco (Fig. 1.1). Geológicamente se localiza en la provincia del Cinturón Plegado de Reforma-Akal y limita al sur con la Sierra de Chiapas, al oeste con la Cuenca de Comalcalco y al este con la Cuenca de Macuspana (Fig. 1.2).



Fig. 1.1. Ubicación geográfica del área de estudio (@GeoPEMEX, 2012).

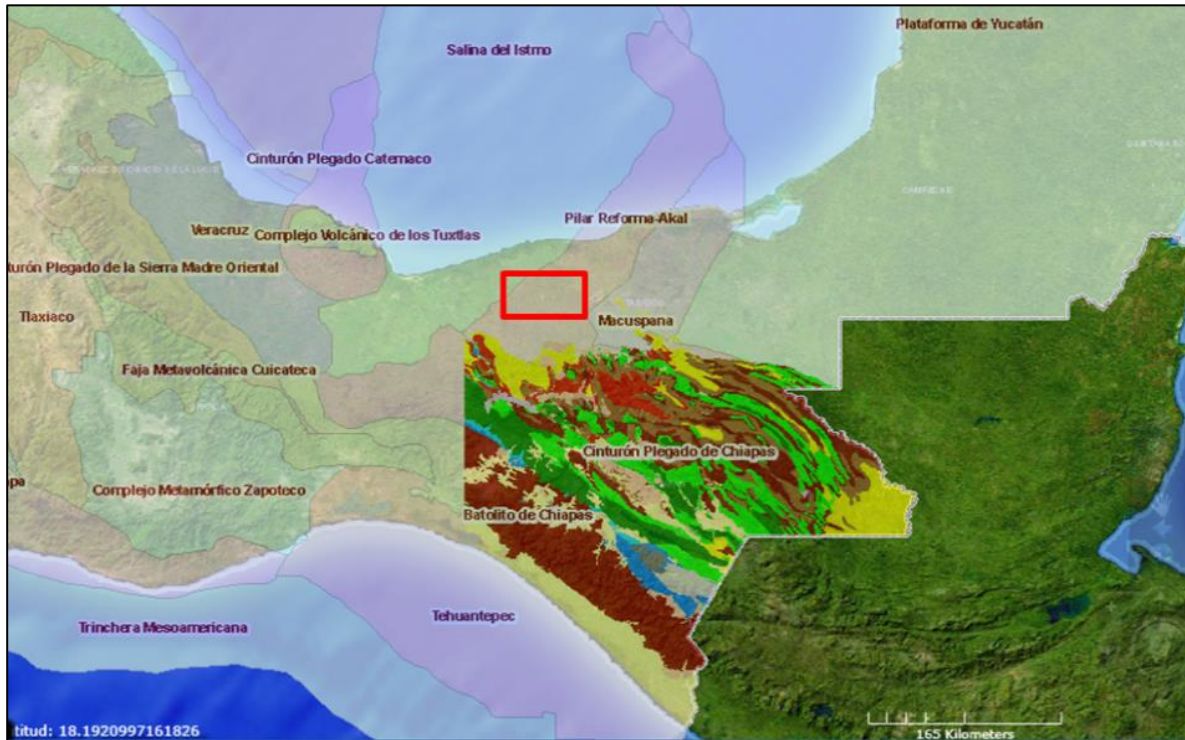


Fig. 1.2. Provincias Geológicas (@GeoPEMEX, 2012).

### 1.3 Antecedentes geológicos.

El área de estudio presenta dos estilos de deformación, el más antiguo asociado a esfuerzos de compresión con una dirección SW-NE y el más reciente asociado a esfuerzos extensivos con una dirección NW-SE. Aunado a esto también tenemos involucrados tectónica salina y arcillosa, las cuales podemos observar su efecto a lo largo de la cuenca.

La exploración en las Cuencas Terciarias del Sureste inició en 1883, con el pozo Sarlat-1 el cual fue productor de aceite ligero no comercial en el Terciario, posteriormente fueron descubiertos los campos Capoacán, San Cristóbal, Tonalá, El Burro y el Plan entre 1900 y 1931, posteriormente los campos Samaria, Tupilco, Carrizo, El Golpe, Castarrical y Santuario en los 50's y 60's, durante los 80's y 90's de descubrieron los campos Artesa, Puerto Ceiba, Luna y Yagual, y los más recientes descubrimientos, Saramako (2001), Tiumut (2004), Nelash (2005), Rabasa (2008), etc., productores en la columna terciaria (Fig. 1.3).

## “La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

El área de Chiapas-Tabasco fue descubierta con los pozos Cactus-1 y Sitio Grande-1 en 1972, e inicia la exploración a nivel de Mesozoico. Posteriormente se descubren campos como Jujo-Tecominoacán, Iris-Giraldas, Complejo Antonio J. Bermúdez (Samaria, Iride, Platanar, Oxiacaque, Cunduacán), Agave, Sen, Complejo Antonio Centeno (Escuintle, Caparroso, Pijije), Tizón, Luna, etc. Recientemente se han descubierto los campos: Cobra, Cráter, Madrefil, Terra, Bajlum, Naguin, a nivel de Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cupache productores en Cretácico, como productores de aceite ligero y superligero (Fig. 1.3).



Fig. 1.3. Ubicación de campos petroleros terciarios y mesozoicos (@ditep PEMEX, 2012).

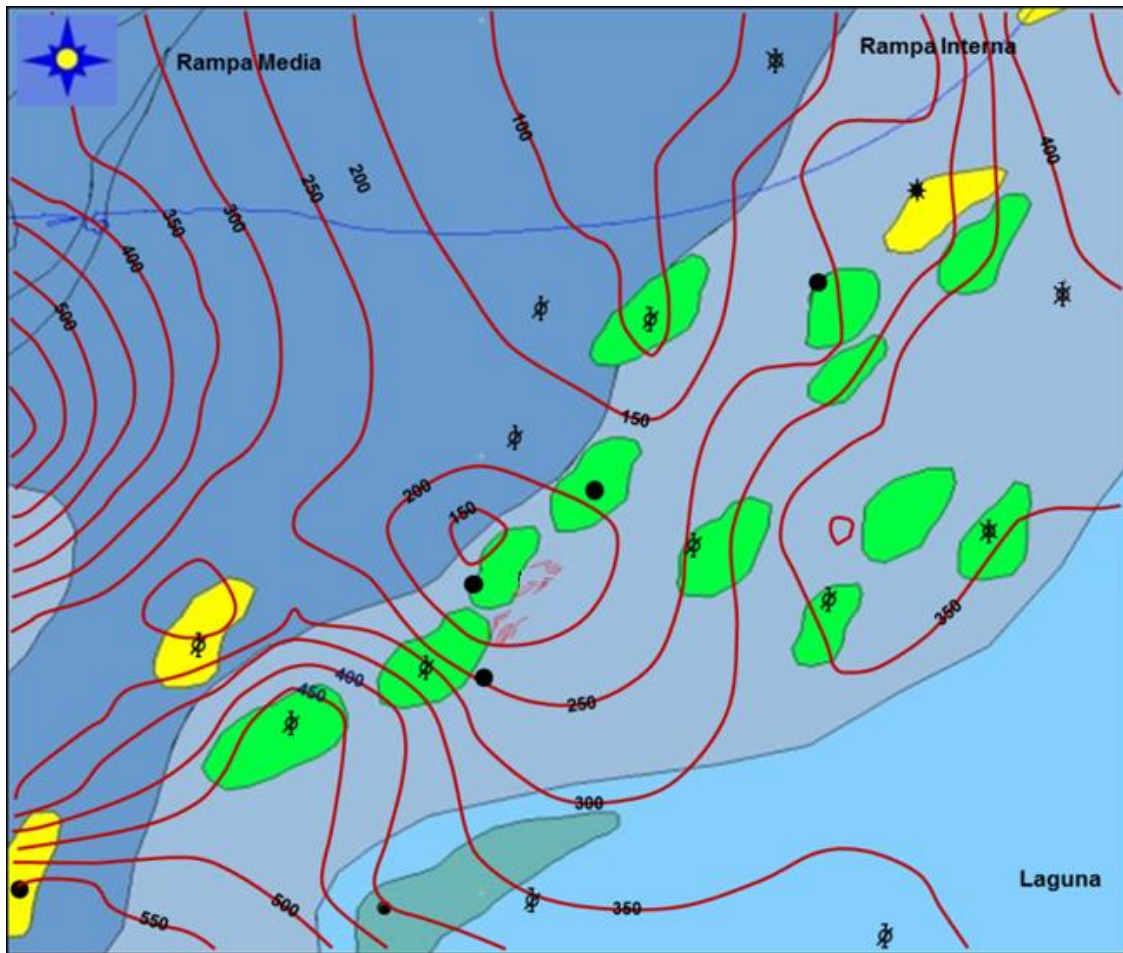


Fig. 1.4. Isopacas del Jurásico Superior Tithoniano (Informe de Localizaciones, Proyecto Comalcalco, AECST, Pemex, Dic. 2012).

La roca generadora para el área de estudio es de la familia de aceites del Tithoniano y está relacionada con calizas arcillosas de un ambiente marino con las siguientes características: la “*distribución de la materia orgánica se comporta como roca generadora activa que se encuentra en el inicio y/o pico de generación de la ventana del petróleo*”; el espesor puede variar desde 100 hasta 350 metros en la parte noreste (Fig. 1.4) y es de las áreas más eficientes como roca generadora. El tipo de kerógeno es II, favorable para la generación de aceite (Clara Valdés, et al, 2009).

## **1.4 Antecedentes geofísicos.**

### **1.4.1 Métodos potenciales.**

Durante 1932 se efectuó un trabajo gravimétrico con balanza de torsión por la Compañía de Petróleo “El Águila”, donde se determinaron anomalías positivas, relacionadas con rocas compactas que podrían corresponder con anticlinales.

Con este trabajo se documentaron tres máximos gravimétricos de diferentes intensidades, denominados Máximo de Jalpa, Máximo Norte de Crisol, Máximo de Samaria. Dentro de lo que se denominó en su momento Máximo de Jalpa, se perforaron los pozos Jalupa-3, Ayapa-1, Girasol-1, Abrojo-1, Atitlán-1, Amatitlán-1, cortando rocas del Mesozoico, y el pozo Tepotzingo y Pomposú situado al Oriente de este máximo sin encontrar producción de hidrocarburos en el Mesozoico.

Sobre el Máximo Crisol y Samaria, se perforaron los pozos que ahora corresponden al Complejo Antonio J. Bermúdez que son los Cunduacán y Samaria productores en el Cretácico (Informe sismológico 163).

En 1976 la Compañía Mexicana Aerofoto, realizó un estudio aeromagnético, con el que se determinó un espesor de sedimentos considerable.

### **1.4.2 Sísmica 2D.**

El área cuenta con información sísmica 2D de regular calidad, las cuales fueron adquiridas entre el 1978 y 1981, donde su objetivo principal fue el Mesozoico. El proceso que se les aplicó fue un apilamiento al 100 %, posteriormente se efectuaron procesos de Post-Apilados y Pre-Apilados, logrando con este último mejorar la calidad de la imagen (Fig. 1.5).

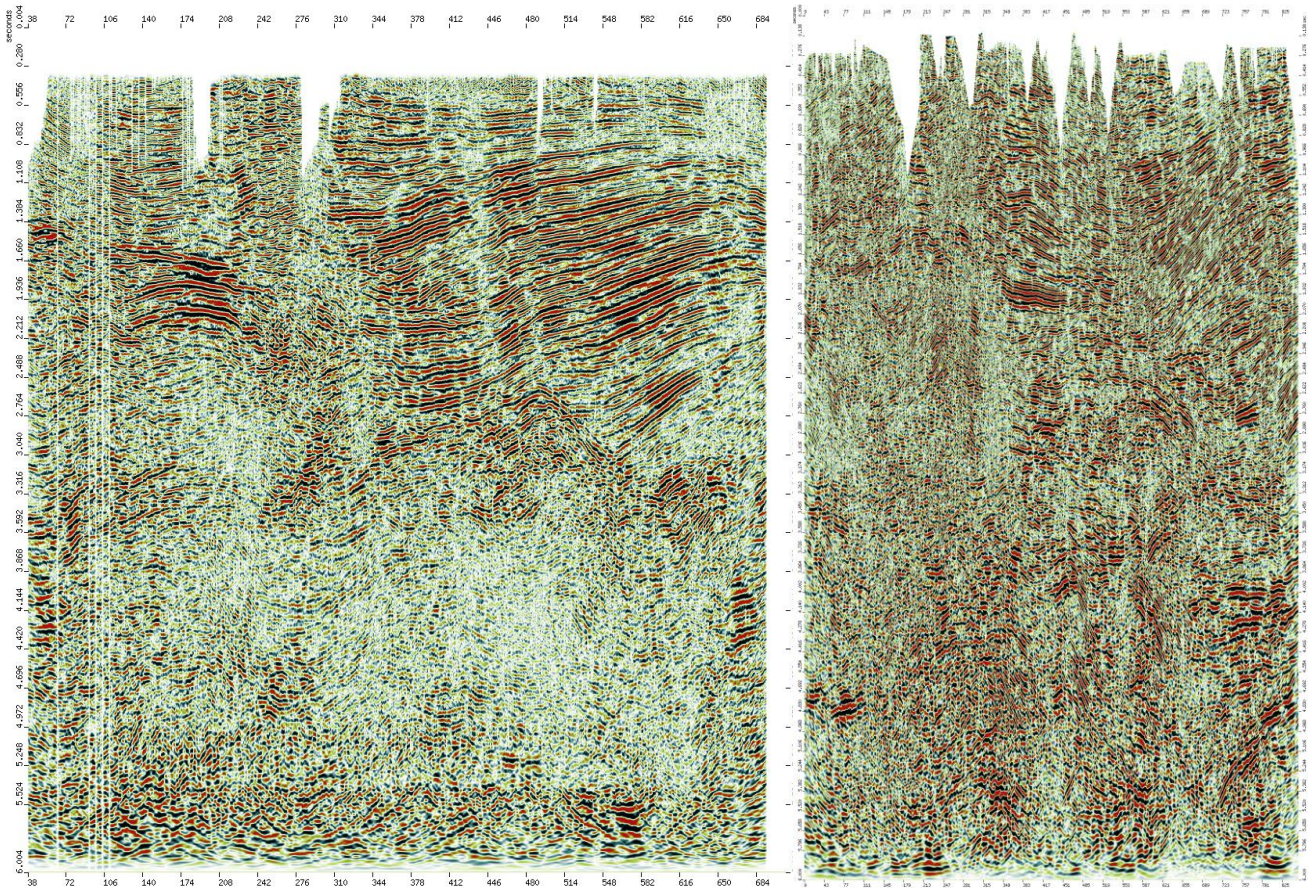


Fig. 1.5. Secciones sísmicas 2D que se ubican en el área de estudio (Pemex, 1978).

### 1.4.3 Sísmica 3D.

En el 2004 se adquirió información 3D de regular a buena calidad, la cual fue realizada por Pemex, con un área de 680 km<sup>2</sup>. El diseño fue ortogonal con los siguientes parámetros de campo: separación entre líneas fuente de 600 metros y líneas receptoras de 360 metros, distancia entre puntos fuentes y receptores de 60 metros, con un bin de 30x30 metros, Offset mínimo de 658 metros y offset máximo de 3,600 metros (Fig. 1.6), y un apilamiento máximo de 36 (Fig. 1.7).

## “La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

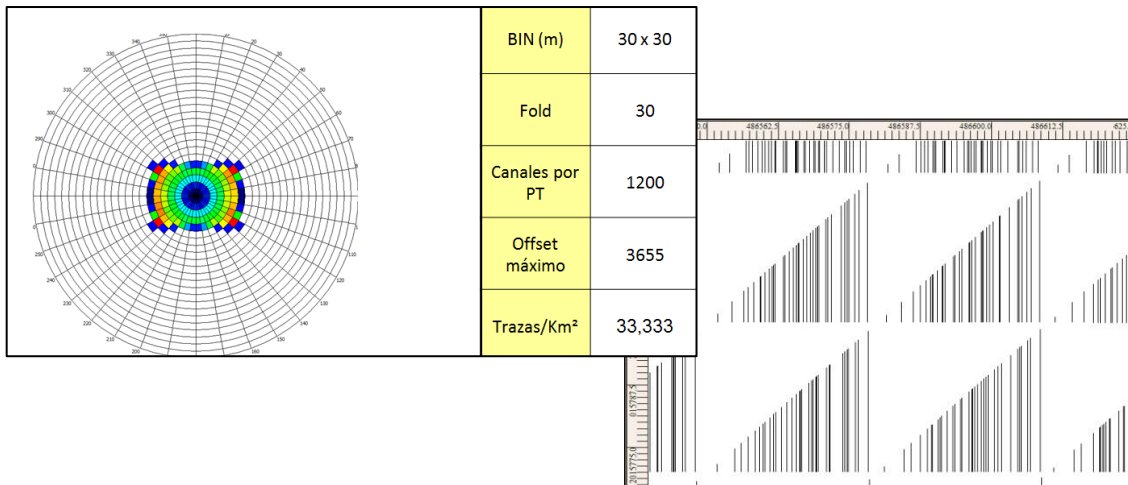


Fig. 1.6. Roseta y diagrama de azimuth (Resumen de Estudios Sismológicos Región Sur, Coordinación de Operación Geofísica, 2011).

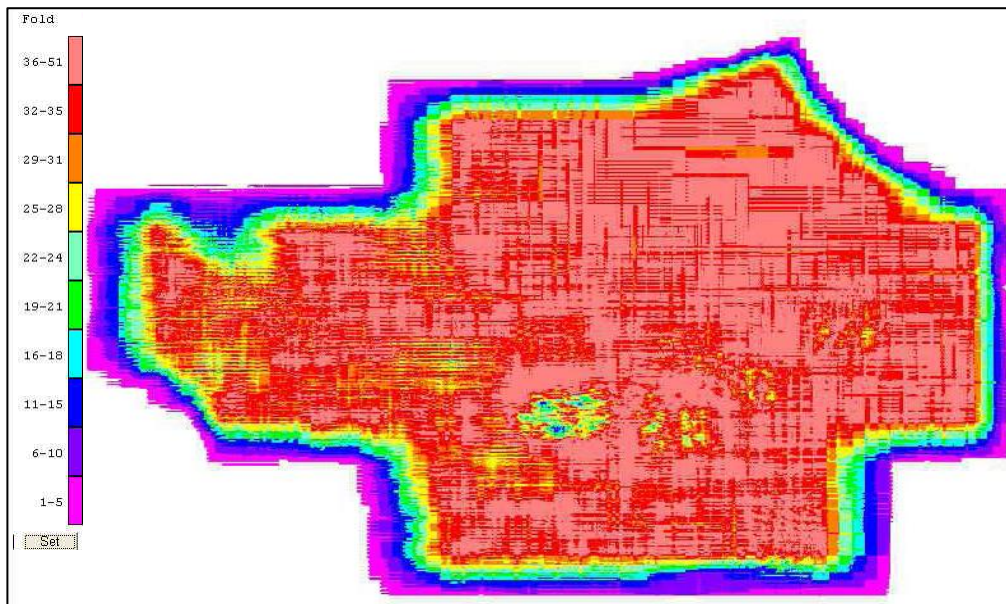


Fig. 1.7. Mapa de apilamiento (Informe Final de Adquisición del Estudio Sismológico, 2004).

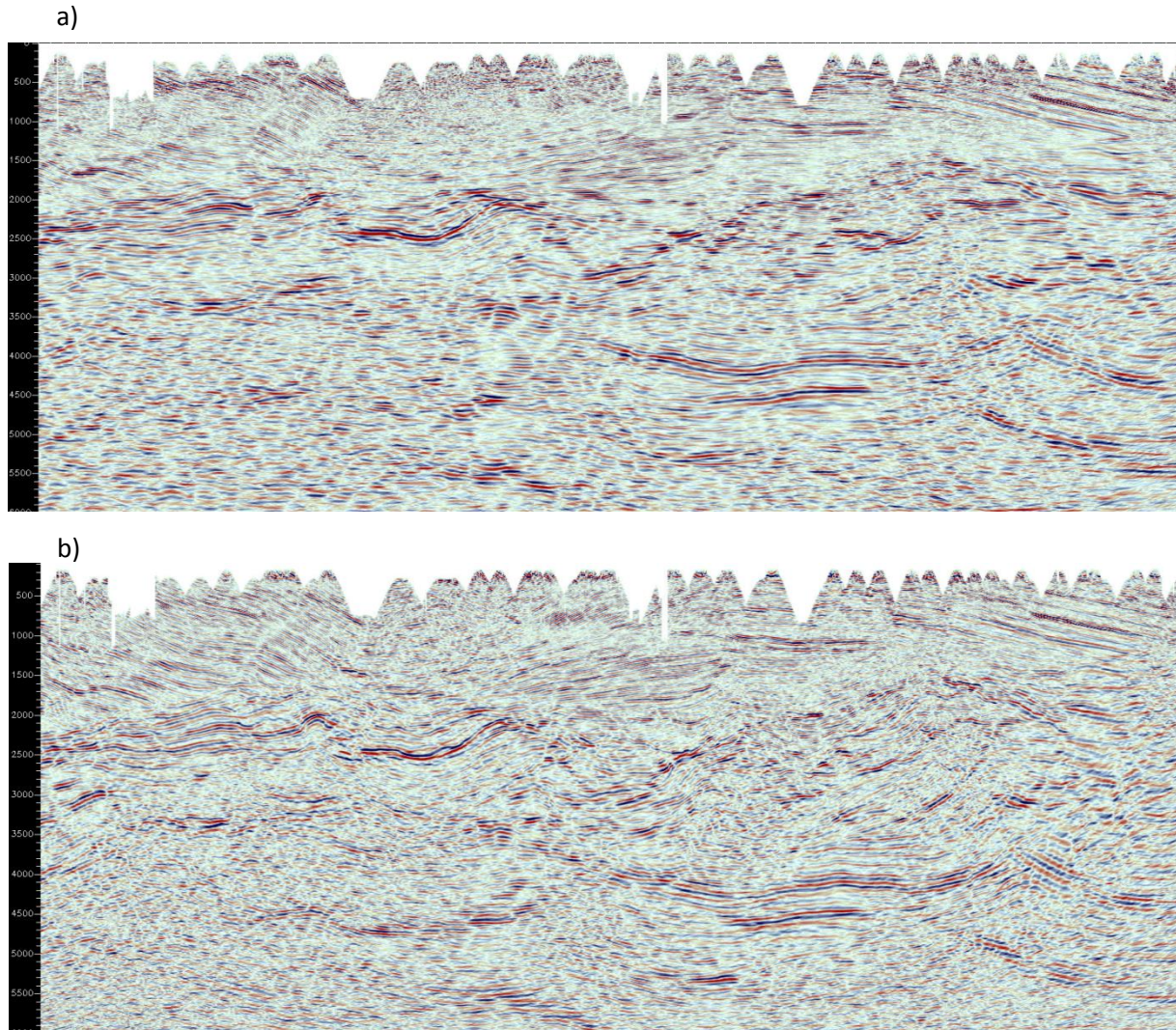
### 1.4.4 Procesamiento sísmico.

Los diferentes procesamientos sísmicos realizados han sido: migración en tiempo después de apilar en el 2004, migración en tiempo antes de apilar en 2005 y 2007 y migración en profundidad antes de apilar en 2010.



## “La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

A continuación se muestra la calidad de la imagen sísmica 3D en las versiones de migración en tiempo después de apilar y migración en tiempo antes de apilar (Fig. 1.8 a y b), en las cuales podemos observar que debido a la complejidad geológica del área no se logra resolver la imagen a nivel del Mesozoico.



*Fig. 1.8. Imagen sísmica pre-apilada en tiempo, se observa la calidad de la imagen sísmica, para la parte de la falla lístrica del Terciario los eventos se ven con buena correlación, pero a nivel Mesozoico solo podemos observar zonas caóticas que dificultan la interpretación. a) Migración en tiempo después de apilar, b) Migración en tiempo antes de apilar.*

En el 2010 se realizó un procesamiento sísmico de migración en profundidad antes de apilar (PSDM) isotrópica con algoritmo BEAM, la cual mejoró sustancialmente la imagen sísmica.

La metodología de trabajo (Fig. 1.9), es descrita a continuación:

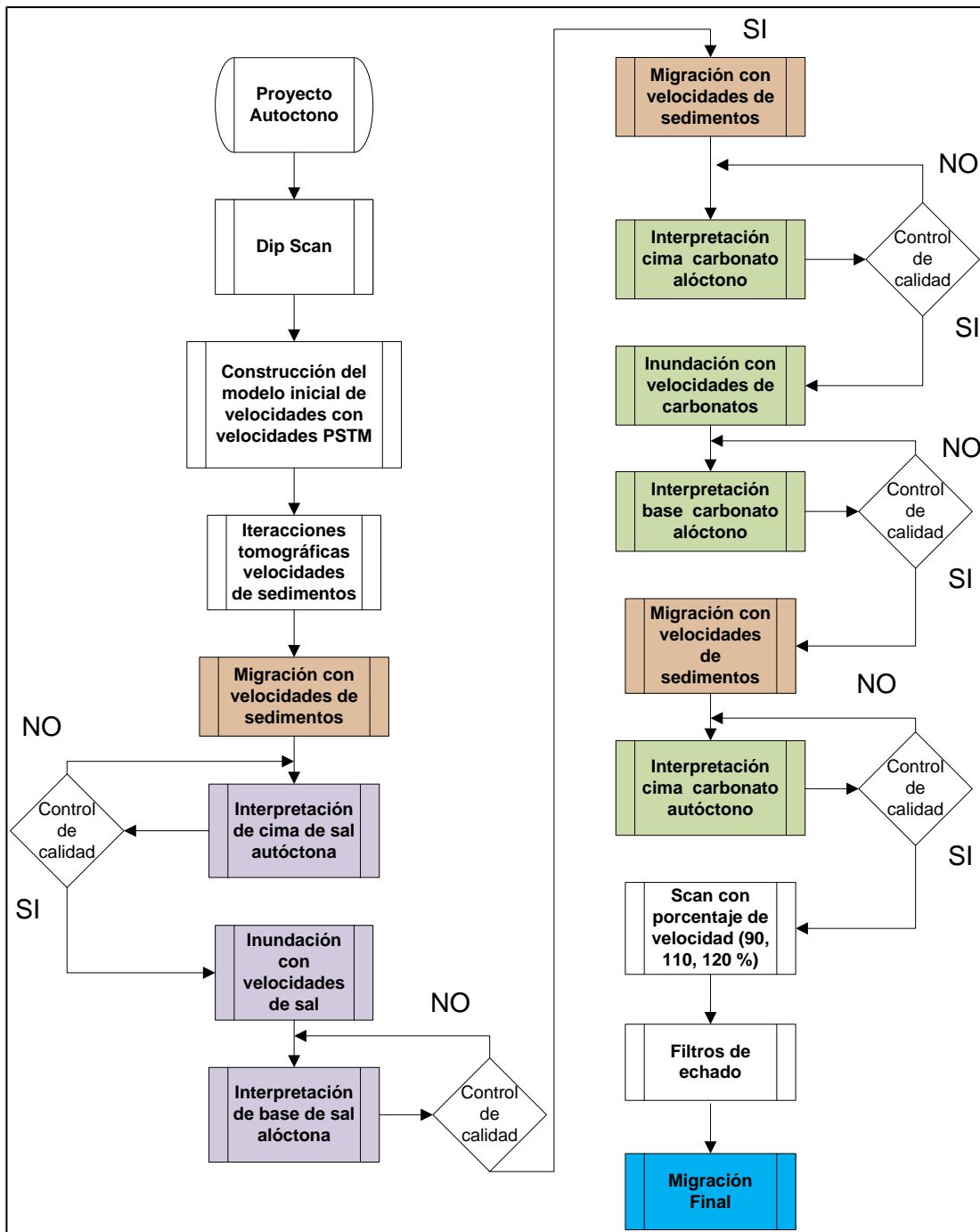


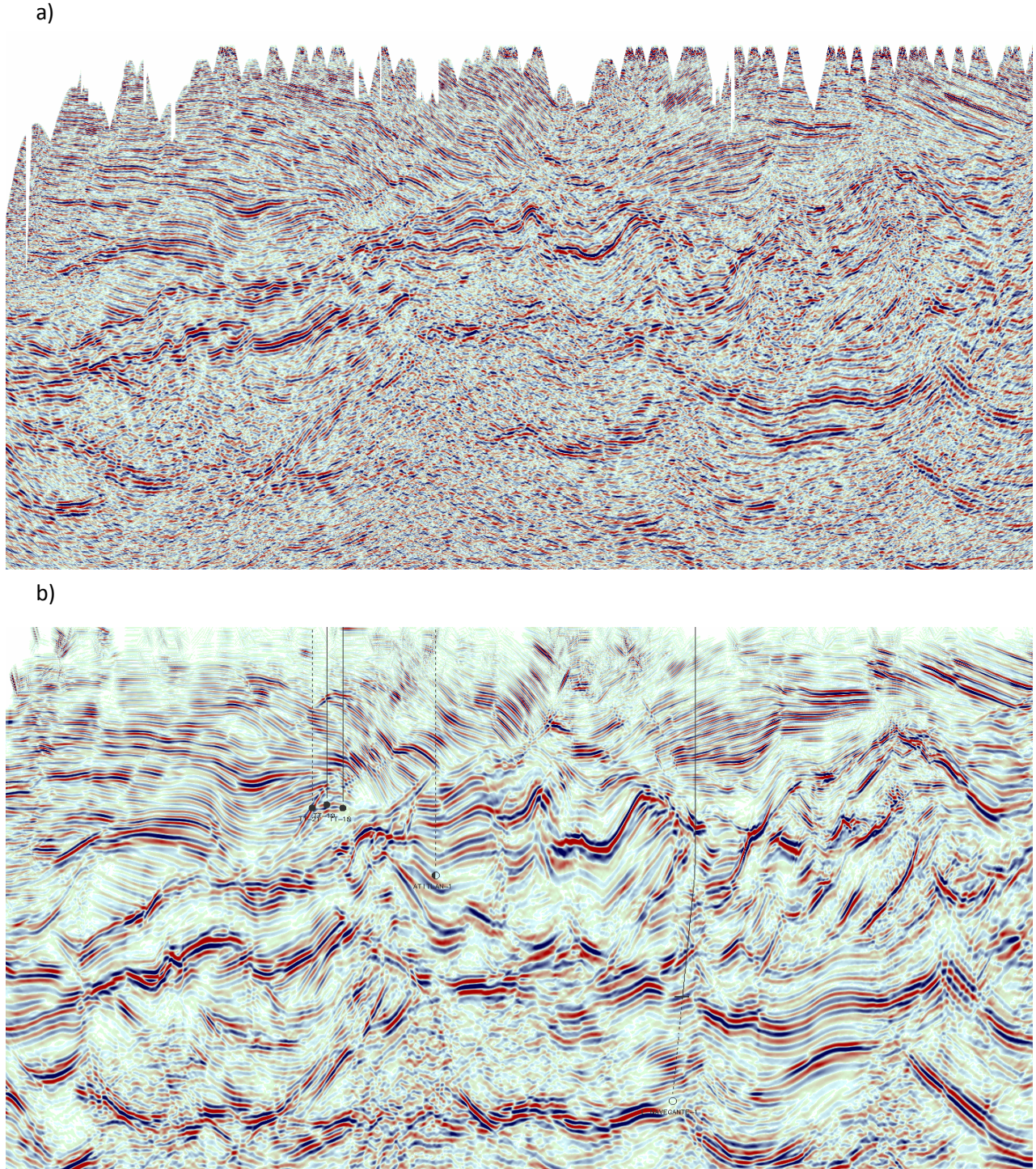
Fig. 1.9. Flujo de trabajo empleado en la migración en profundidad.

A partir del campo de velocidades RMS (raíz cuadrática media) obtenido de la PSTM se convierten por medio de la ecuación de Dix (Sheriff, 1982) a velocidades de intervalo. Estas velocidades son el primer campo que utilizamos para realizar la

primera migración en profundidad. Posteriormente mediante tomografía se va buscando el mejor campo de velocidades de sedimentos, esto se logra una vez que se tienen los gathers planos. Una vez que tenemos el modelo de sedimentos, interpretamos la cima de los cuerpos anómalos de velocidades (arcilla, sal, carbonatos, etc.) posteriormente se inunda con la velocidad adecuada o se realizan barridos de velocidades para encontrar la velocidad óptima del cuerpo anómalo de velocidades; para la sal se usa generalmente 4,500 m/s; una vez definida esta velocidad se procede a la interpretación de la base de este o estos cuerpos. En este trabajo se interpretaron cuatro cuerpos de sal alóctona, un cuerpo de carbonatos alóctonos, cuerpos de sal dentro del cuerpo de carbonatos. Posteriormente se realizó el modelo de sedimentos, buscando el segundo nivel de velocidades anómalas. En este caso se interpretó la cima de carbonatos autóctonos y se corrieron porcentajes de migración ya que los offset son cortos y no se puede obtener la velocidad óptima para aplanarlos, generando finalmente la migración en profundidad antes de apilar.

En la figura 1.10 se muestran dos secciones comparando la versión migrada en tiempo antes de apilar y la versión migrada en profundidad antes de apilar, se observa el mejoramiento de imagen sísmica es muy bueno dado la robustez del modelo de velocidades que nos ayuda a obtener una mejor migración y posición de los eventos sísmicos, lo cual permitió interpretar con mayor certidumbre el modelo geológico. La figura 1.10a es la versión apilada en tiempo antes de apilar la cual fue procesada en el 2007, con picado denso de velocidades y usando una migración Kirchhoff y la figura 1.10b se muestra la versión apilada en profundidad antes de apilar isotrópica con algoritmo BEAM.

## “La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”



*Fig. 1.10. Imagen sísmica pre-apilada en tiempo, se observa la calidad de la imagen sísmica, para la parte de la falla lístrica del Terciario los eventos se ven con buena correlación, pero a nivel Mesozoico se observan algunos eventos correlacionables y zonas caóticas que dificultan la interpretación. a) Migración en tiempo después de apilar, b) Migración en tiempo antes de apilar.*

#### 1.4.5 Análisis post-mortem de adquisición y procesamiento sísmico.

Se realizó un análisis postmortem de la adquisición y procesamiento sísmico, del cual observa que la relación señal a ruido (S/R) en una ventana de 3.6 s  $\pm$ 1.5 s, vemos que la “huella de adquisición” no fue eliminada con el procesamiento sísmico (Fig. 1.11), para este estudio sísmico se tiene una S/R entre 4 y 6.2, las áreas con mayor S/R corresponden a sedimentos terciarios asociados a fallas lístricas. A través del modelado sintético 2D con ecuación de onda se concluye que del 100 % de los datos adquiridos el 43 % es señal y de este porcentaje 30 % con múltiples y el 13% son primarios.

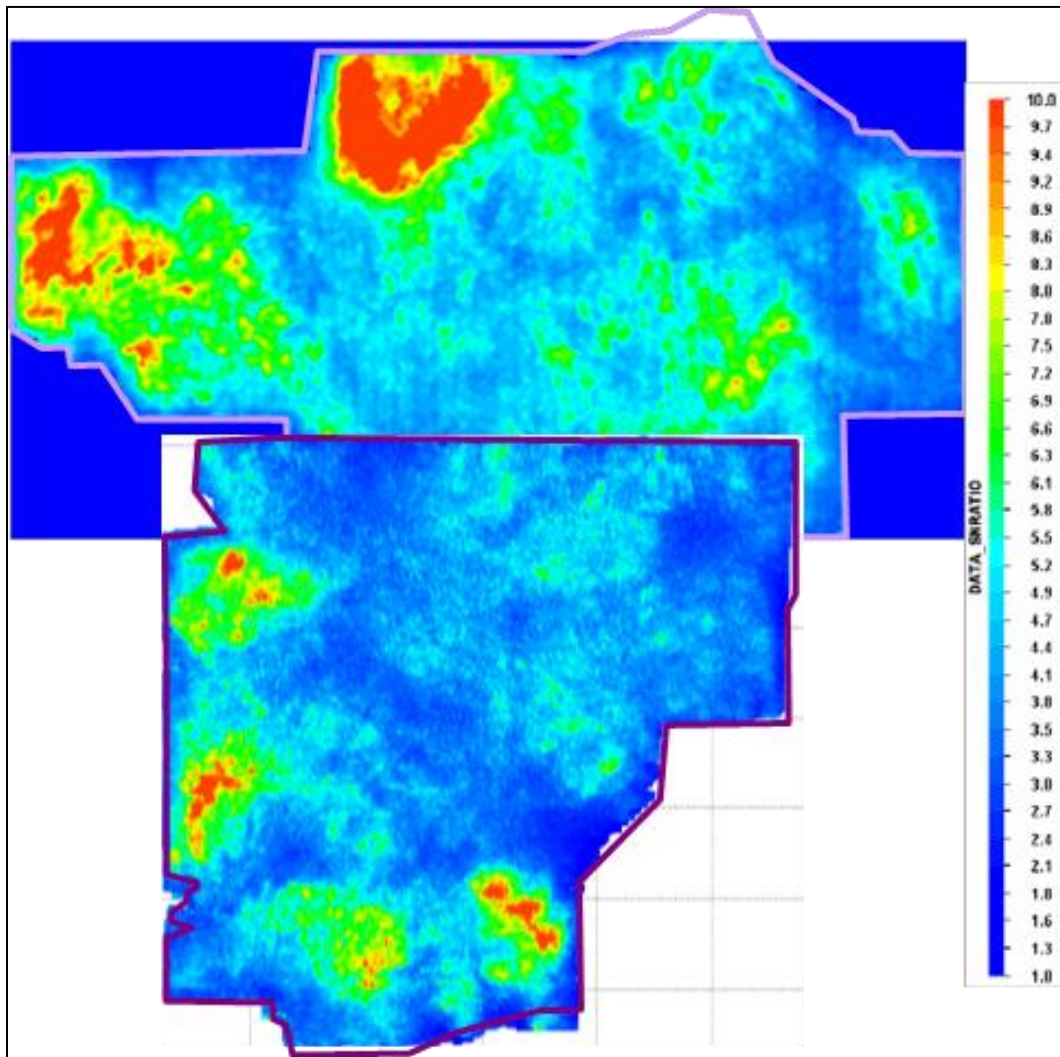


Fig. 1.11. Relación señal a ruido, en donde se observa la “huella de adquisición” (Informe 3D Post Survey Analysis and Review, Pemex-GEDCO, 2008).

En cuanto a la relación señal a ruido (S/R), por “regla de dedo” en la industria se tiene que los datos no debería de ser interpretados con una S/R menor a 4, con una S/R de 8 es mejor y con 12 es perfecto. Si se incrementara el tamaño del bin se podría incrementar esta relación. Claro que generalmente en nuestros datos tenemos una gran cantidad de ruido, que demerita la imagen sísmica.

### **1.5 Antecedentes petroleros.**

El área es una excelente zona productora de aceite súper-ligero, y recientemente se han descubierto los campos Navegante, Bajlum, Cráter, Terra, Bricol, Madrefil y Pareto en JSK, y para el Cretácico los campos Pachira, Palapa, Cupache, Pache, Teotleco, Juspi, Jolote y Sunuapa (Reservas Pemex, 2012).

Se tiene establecida producción tanto en Cretácico como en Jurásico Superior Kimmeridgiano, ejemplos de estos campos son: Sen, Escarbado, Caparroso-Pijije-Escuintle, Terra y Navegante, donde los objetivos esperados están asociados a calizas y/o dolomías fracturadas con porosidad intercrystalina en facies de rampa interna para el Jurásico Superior Kimmeridgiano y calizas fracturadas en facies de cuenca del Cretácico.

En la figura 1.12, se muestra el comportamiento de las presiones iniciales y actuales, así como las producciones acumuladas de gas y aceite, de algunos campos, la producción diaria aproximada en la Región Sur es de 488,000 barriles pero ha llegado a sobrepasar los 520,000 barriles diarios.

## “La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

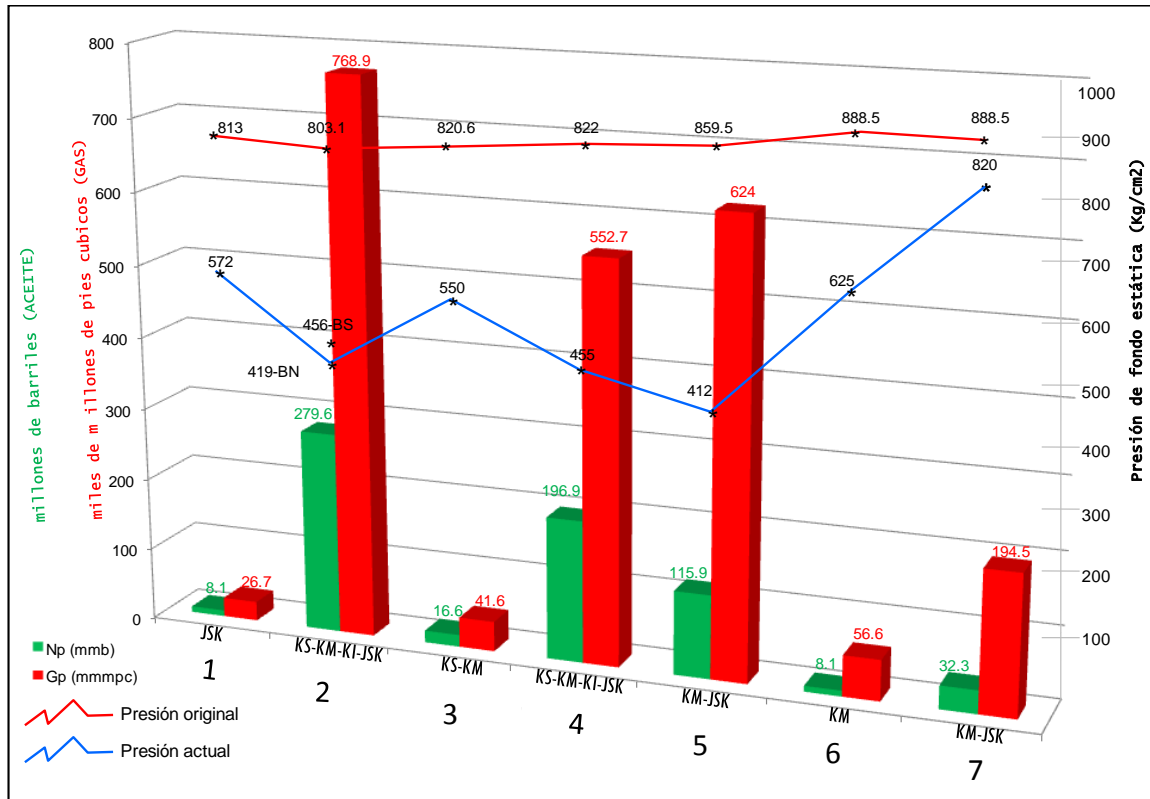


Fig. 1.12. Campos productores en el área, se ilustran las presiones iniciales y actuales, así como la producción acumulada para cada campo (Informe de Reservas, Pemex, 2012).

## Capítulo 2

### 2 Modelo sedimentológico.

Los hidrocarburos producidos se clasifican como: aceite superligero, así como, gas y condensado, con densidades que varían desde 16° a 49° API. Los principales horizontes productores en los campos mesozoicos son Cretácico (en sedimentos de cuenca), Jurásico Superior Kimmeridgiano (en sedimentos de rampa interna) y marginalmente el Jurásico Superior Tithoniano (en sedimentos de rampa externa) correspondiendo con rocas carbonatadas fracturadas y en sedimentos dolomitizados.

A continuación se muestra el registro tipo de área de estudio, indicando en que niveles encontramos producción y con sus características regionales (Fig. 2.1).

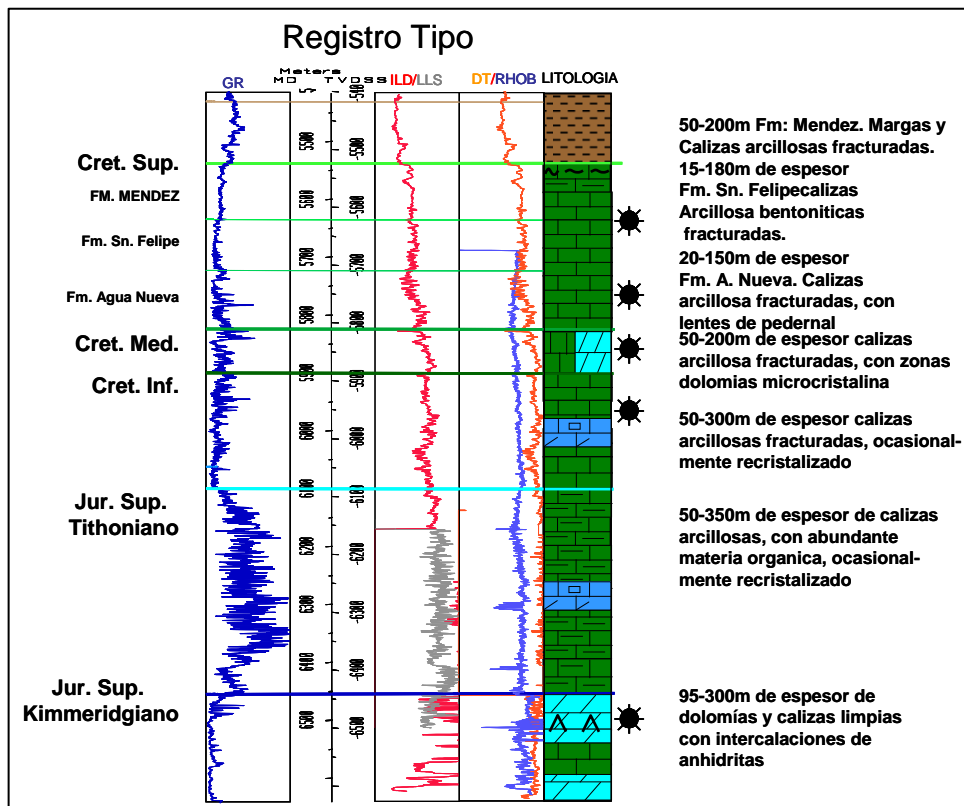


Fig. 2.1. Registro tipo del área de estudio indicando los horizontes productores (Informe Final CPCI, AISL, Pemex, 2007).



## 2.1 Jurásico Superior Kimmeridgiano

Esta formación consiste de dos zonas predominantes, una formada por mudstone arcilloso gris parduzco en partes ligeramente recristalizados y dolomitizados con alternancia de capas de anhidritas y está distribuida en el NE del área de estudio. Otra zona corresponde a dolomías microcristalinas café y ocasionalmente cuerpos de packstone de oolitas café dolomitizados y escasas capas de anhidrita, Norte.

La fauna reportada en esta formación son fragmentos de moluscos, equinodermos, foraminíferos bentónicos como: *Lentículina sp*, *Pseudocyclámina sp*, *miliólidos*, *Nautiloculina oolitica*, *Favreina salaveensis*.

Esta unidad presenta un espesor que varía de 95 – 330 m distribuyéndose en toda el área de estudio y se incrementa 700 m hacia al sur (estos espesores no muestra la base).

El patrón que define la curva de rayos gamma tiene una forma caja, las cuales podremos interpretar como calizas limpias. La curva RHOB nos corrobora que los picos altos (mayor de 2.91) coincide con cuerpos evaporíticos (Fig. 2.1). El límite superior se identifica con una caída del GR mostrando el final de esta unidad.

El ambiente sedimentario corresponde a una rampa interna (planicie de mareas), favoreciendo los depósitos evaporíticos dominando en la porción oeste de área. La polaridad de la sedimentación se orienta de sureste a noroeste. En la rampa interna se tienen las mejores rocas almacenadoras, constituidas principalmente por facies de bancos esqueléticos, estas facies biogénas, constituidas principalmente por algas coralinas, corales, serpúlidos que se encuentran embebidas dentro de una matriz de packstone a grainstone de peloides y ooides. Las características texturales, el contenido faunístico, la abundancia de granos micritizados, así como el lodo calcáreo, permiten interpretar un ambiente de depósito de rampa interna, de una zona protegida por un posible banco orgánico. Hacia la porción noreste se tiene un mayor desarrollo de facies de banco oolíticos, se identifica una franja de facies oolítica representada por potentes cuerpos de packstone a grainstone constituidas por oolitas, peletoides, bioclastos, que en la

mayoría de los pozos presenta dolomitización y disolución con microfracturamiento, observado en muestras de lámina delgada, estas facies son las que representan mejor calidad de roca para almacenar hidrocarburos. En la figura 2.2 se identifica que el área de estudio queda comprendida en un ambiente de rampa interna.

En cuanto a las relaciones estratigráficas, para la base de esta formación no se observa, mientras que la cima es transgresiva con los sedimentos carbonatados de cuenca del Jurásico Superior Tithoniano.

## 2.2 Jurásico Superior Tithoniano

La litología típica de esta formación consiste de mudstone a wackestone arcilloso de color gris oscuro, con abundante materia orgánica. Esta unidad es la típica roca generadora de nuestro sistema petrolero. La fauna reportada *Calpionella alpina* y elíptica, *Tintinopsella carpática*, *T. Coloma*, *Radiolarios* piritizados y calcificados, *Sacocomidos*, *Lombardia angulosa*, *L. arachnoidea*, etc.

El espesor en el área es variable, desde los 50 hasta los 350 m aproximadamente, el estilo de la curva de GR de carácter dentado producto de intercalaciones de cuerpos típicamente arcillosos y/o de materia orgánica. El límite inferior es muy brusco pasando de rocas muy limpias del Jurásico Superior Kimmeridgiano a rocas altamente arcillosas típica de esta formación (Fig. 2.1).

El ambiente de sedimentación que prevaleció en esta unidad es de rampa externa (Fig. 2.3). Estratigráficamente la base y la cima son concordantes con el Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico Inferior respectivamente

“La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

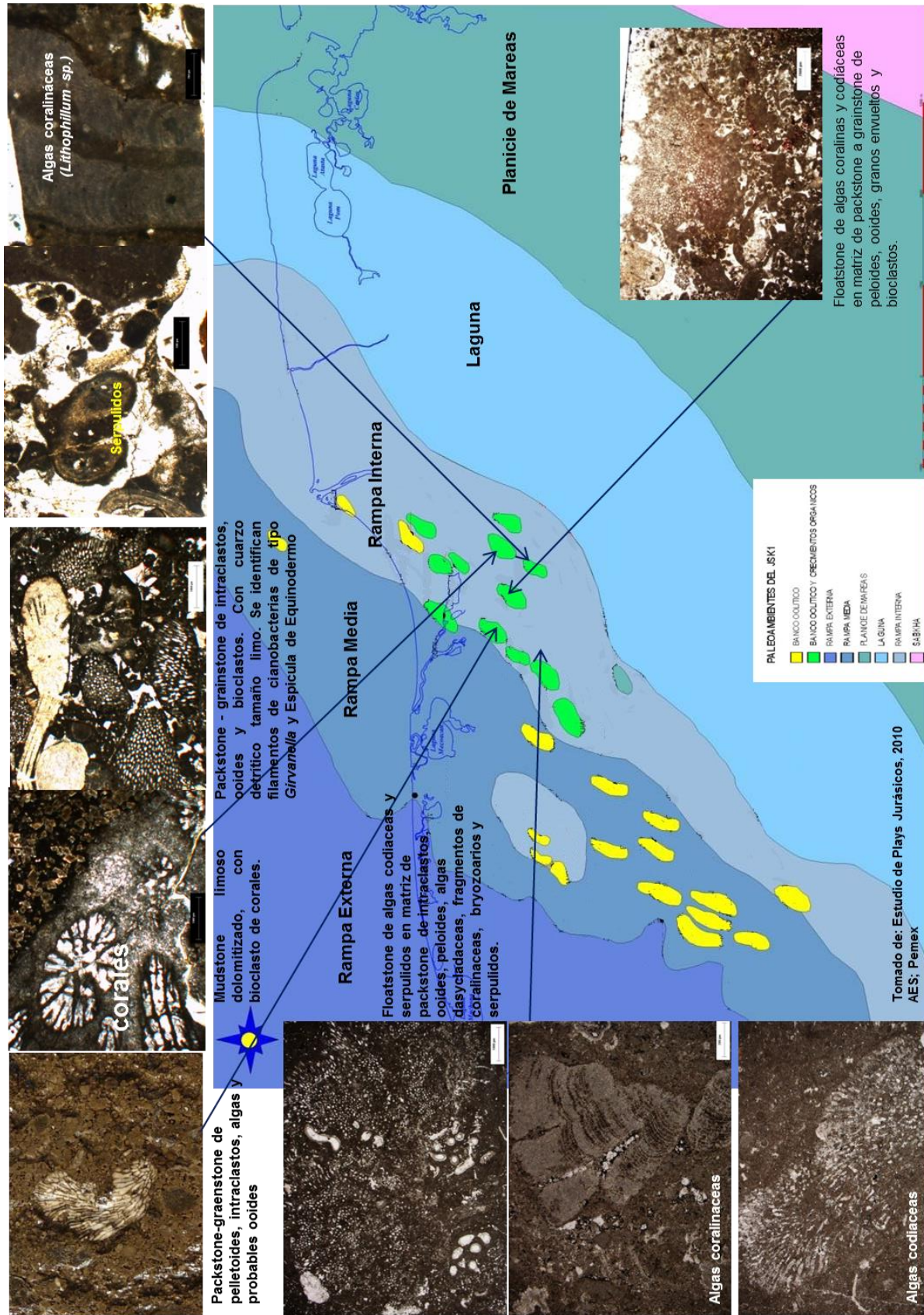


Fig. 2.2. Mapa Paleoambiental del Jurásico Superior Kimmeridgiano (Estudio de Plays Jurásicos, AES, Pemex, Dic. 2010).

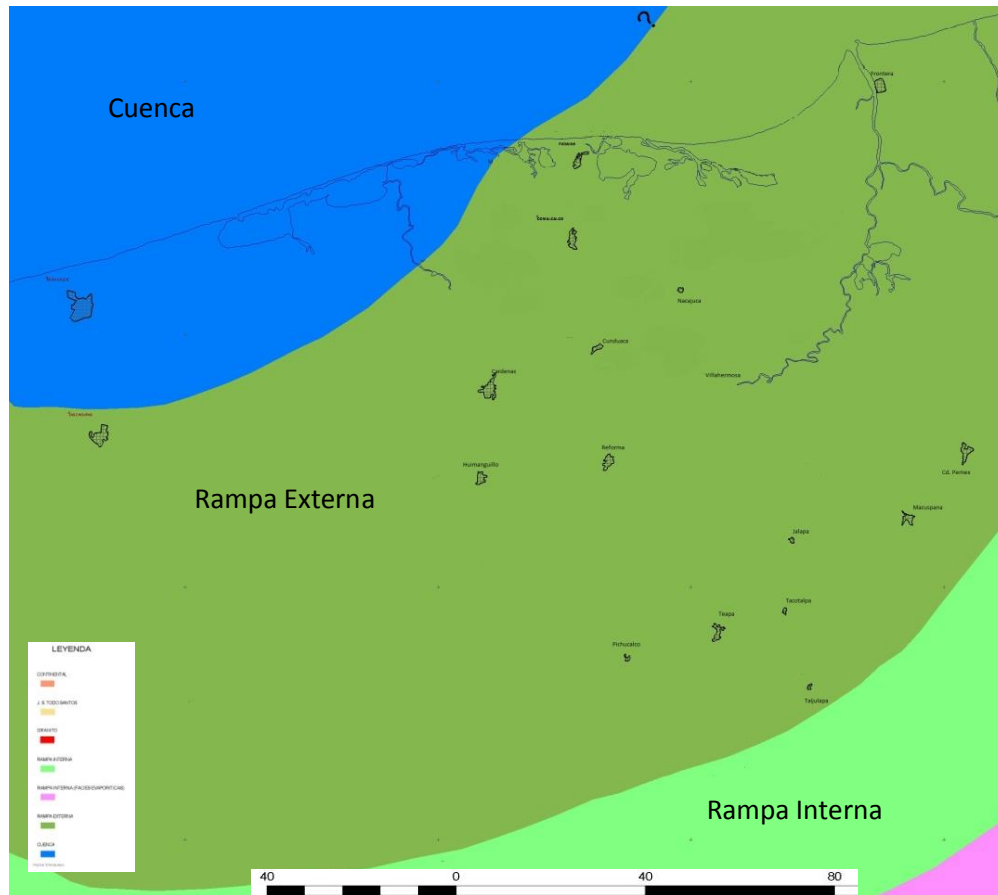


Fig. 2.3. Mapa Paleambiental del Jurásico Superior Tithoniano (Informe de la Coordinación de Geología Regional y Plays Establecidos, ARES, Pemex, Dic. 2006).

### 2.3 Cretácico

Los sedimentos del Cretácico representan depósitos de carbonatos asociados a un ambiente de cuenca. Estos sedimentos pueden dividirse de manera general en tres niveles crono-estratigráficos: los estratos que van del Maastrichtiano al Turoniano (Cretácico Superior), los estratos del Cenomaniano-Albiano (Cretácico Medio) y los estratos que van del Aptiano al Berriasiano (Cretácico Inferior). En la figura 2.4, se muestra el mapa de paleoambientes correspondiente al Cretácico, el cual se caracterizan por una amplia distribución de calizas gris a gris oscuro micríticas (mudstone-wackestone) depositadas en ambiente de cuenca, teniendo hacia la porción oriental presencia de dolomías a partir del Cretácico Medio e Inferior.

“La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

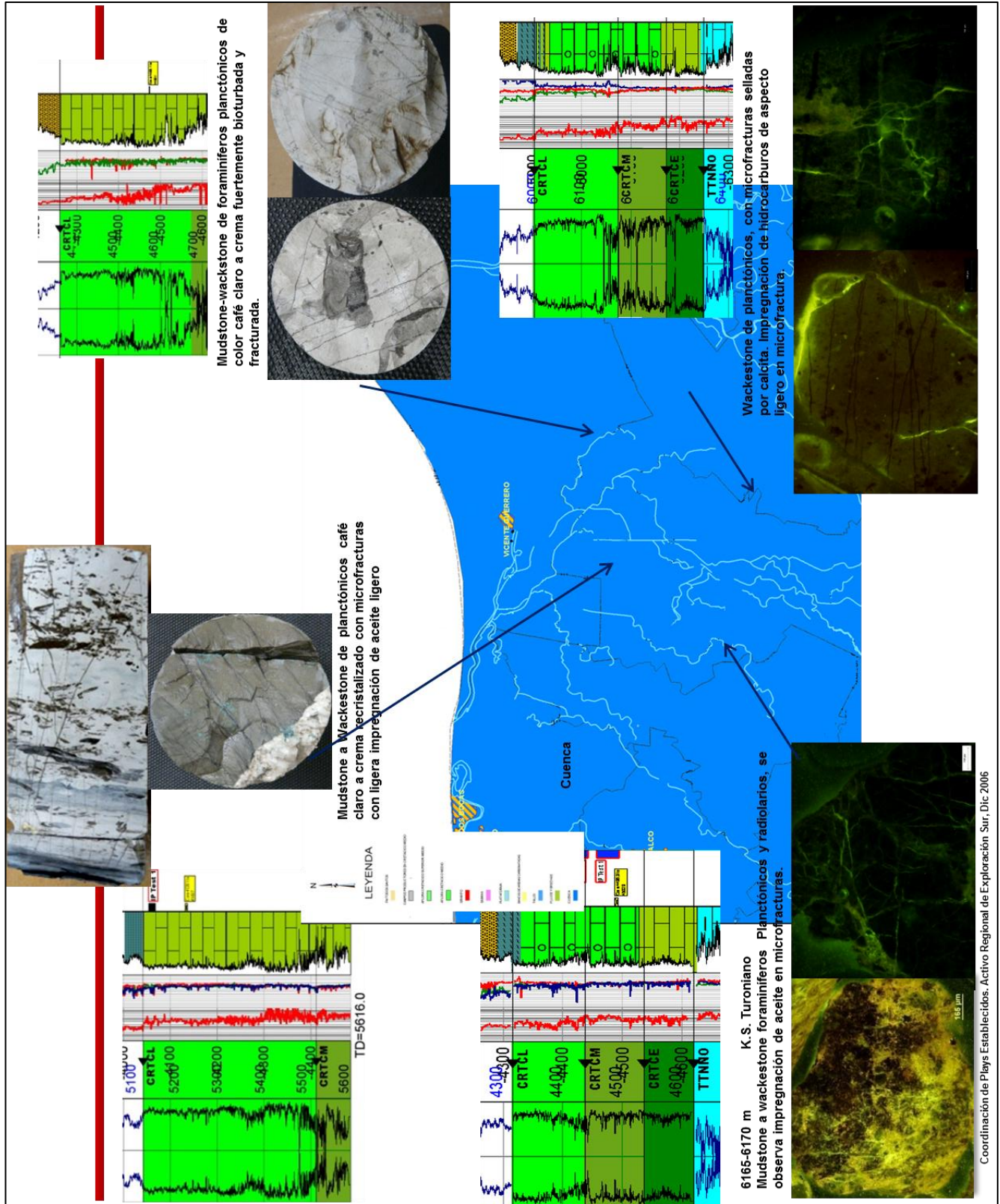


Fig. 2.4. Mapa Paleoambiental del Cretácico, mostrando la calidad de la roca a nivel de Cretácico Superior (Informe de la Coordinación de Geología Regional y Plays Establecidos, ARES, Pemex, Dic. 2006).

## “La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

El Cretácico Inferior está representado por mudstone a wackestone gris a café parduzco con intercalaciones de mudstone arcilloso con planctónicos y bioclastos en ocasiones recristalizado, caracterizado por condiciones de depósito de baja energía que propició la sedimentación de lodos calcáreos precipitados en una cuenca, estas facies no son muy buenas como rocas almacenadoras, presentan pobre porosidad original, su calidad se incrementa por la presencia de microfracturas por lo que les confiere características de buena roca almacén (Fig. 2.5). La fauna reportada consiste de *Nannoconus bucheri*, *N. Truitti*, *N. boneti*, *N. Kampteri*, *Tintinopsella carpatica*, etc. El espesor es muy variado desde los 50 a 280 m aproximadamente. La forma característica de curva del GR también se presenta caja levemente dentada (Fig. 2.1).

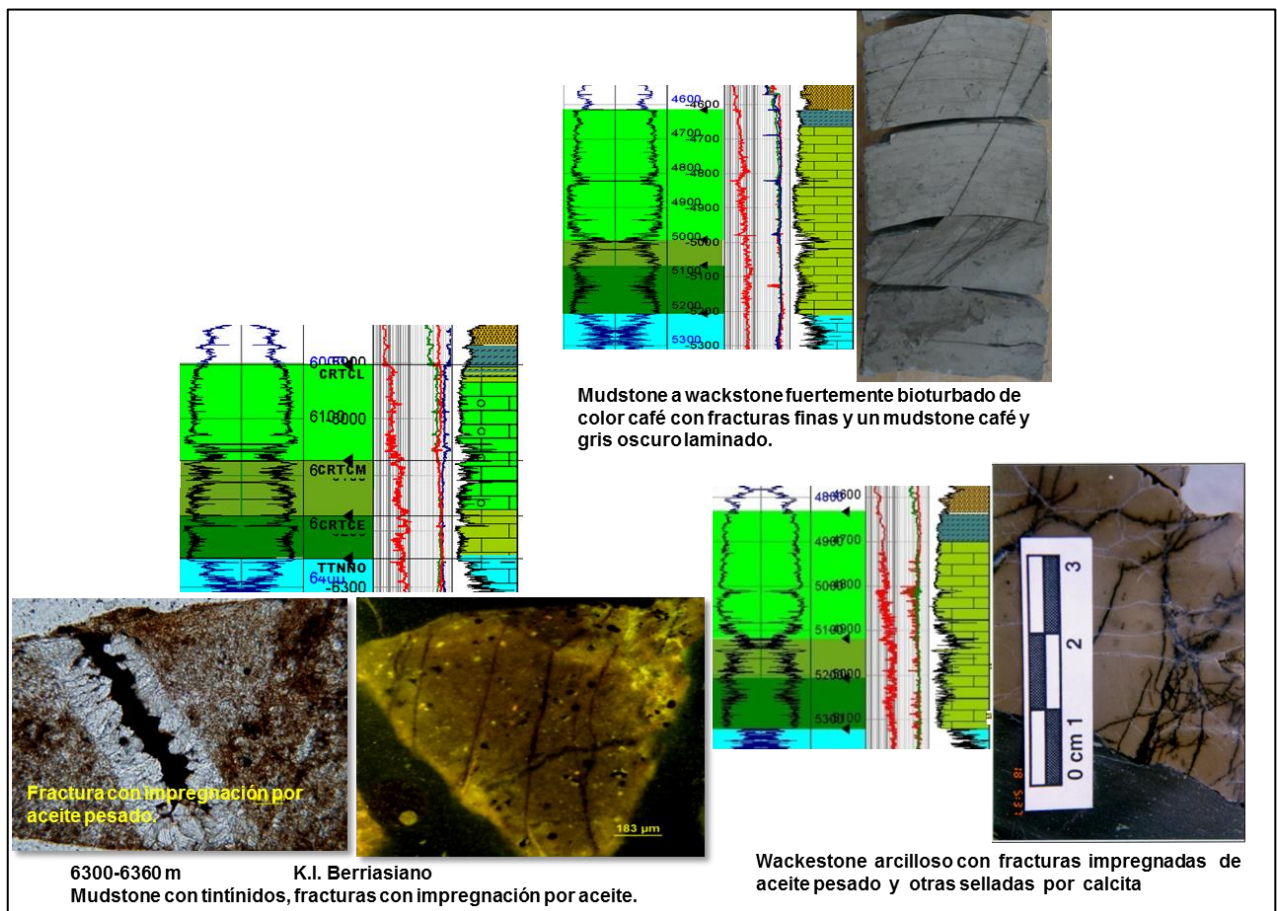


Fig. 2.5. Calidad de la roca a nivel de Cretácico Inferior (Informe de Localizaciones, Proyecto Comalcalco, AECST, Pemex, Dic. 2012).

En el Cretácico Medio encontramos sedimentos depositados en un ambiente de cuenca constituidos por mudstone a wackestone de planctónicos, arcilloso, fracturado y con bandas de pedernal biógeno, con intercalaciones de mudstone arcilloso de planctónicos y bioclastos, cabe mencionar que la buena calidad de roca almacén está asociada principalmente al intenso fracturamiento observado en los núcleos de pozos que fueron cortados en este intervalo. Hacia la porción oriental se tiene que a partir de este nivel la litología está constituida por una dolomía microcristalina donde se observa impregnación de aceite en porosidad intercristalina (Fig. 2.6). La fauna consiste de *Globigerinelloides bentonensis*, *Planomalina buxtorfi*. El espesor varía de 50 a 300 m. Sus formas que define el GR son generalmente dentadas y también cuerpos pequeños en forma de caja (Fig. 2.1).

El Cretácico Superior corresponde a rocas carbonatadas depositadas en un ambiente de cuenca (Fig. 2.4), la parte superior (Formación Méndez) se caracteriza por sedimentos constituidos por margas rojizas con intercalaciones de mudstone - wackestone de planctónicos arcilloso, la parte media (Formación Agua Nueva) está representada por mudstone - wackestone de planctónicos y bentónicos, fracturados con intercalaciones de bentonita y la parte basal (Formación San Felipe) de este nivel se caracteriza por presentar un mudstone - wackestone arcilloso de planctónicos, finamente recristalizado, con microlaminaciones arcillosas, presentando abundantes microfracturas impregnadas por aceite, con lentes de pedernal, evidenciado por diferentes núcleos, siendo este nivel el que tiene un mayor potencial como roca almacén el cual ya ha sido comprobado en toda el área.

El espesor de la Formación Méndez varía de 50 - 200 m, la Formación San Felipe alcanza espesores que van de 15 - 200 m, mientras que la Formación Agua Nueva presenta espesores que van desde 20 - 150 m. La curva de GR genera una zona transicional debido a la entrada de la sedimentación terrígena terciaria a la carbonatada mesozoica, en la base y media se manifiesta como tipo caja, en la cima es transgresiva (Fig. 2.1).

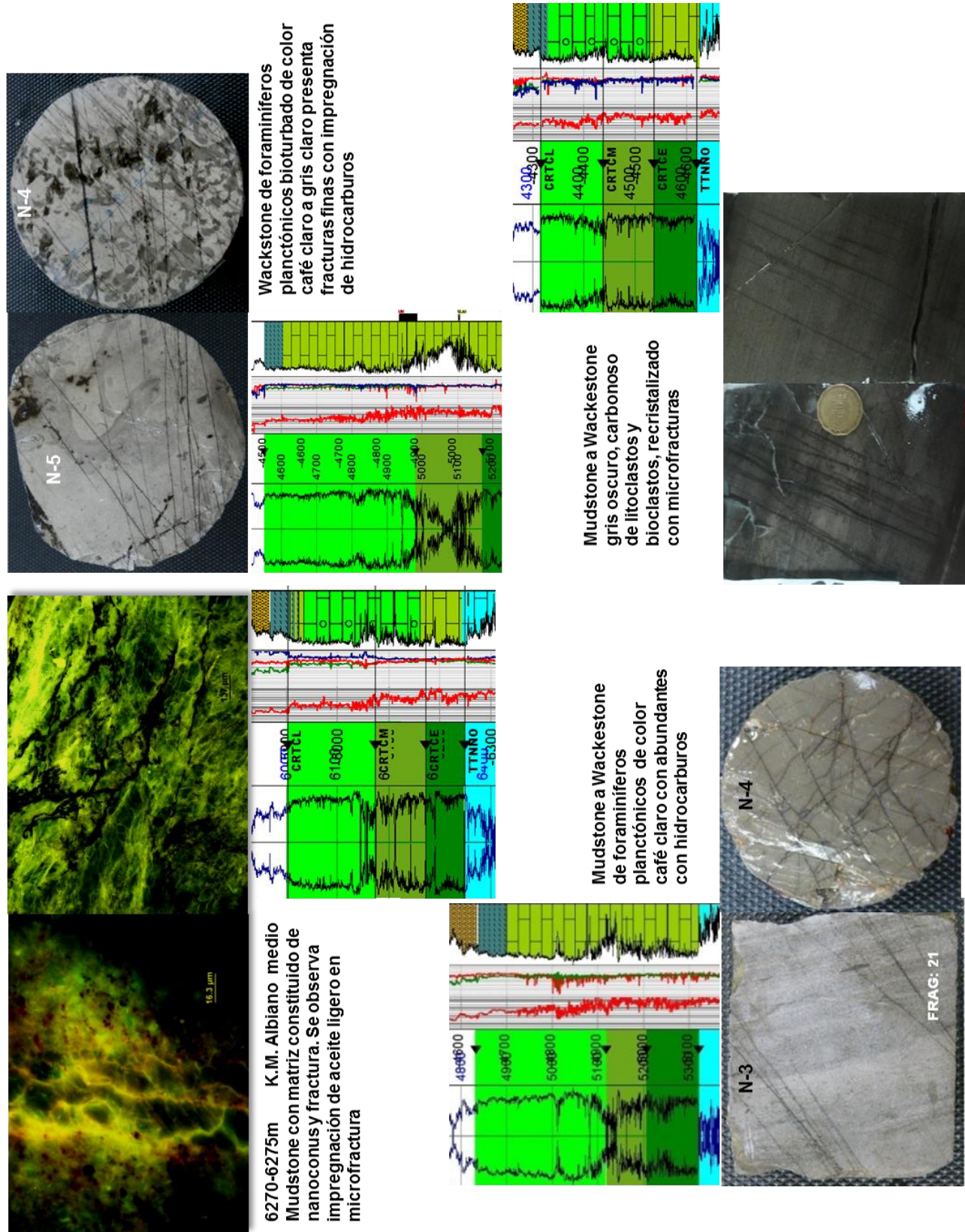


Fig. 2.6. Calidad de la roca a nivel de Cretácico Medio (Informe de Localizaciones, Proyecto Comalcalco, AECST, Pemex; Dic. 2012).



Con el objetivo de identificar las facies y espesores penetrados se realizaron e interpretaron secciones estratigráficas, utilizando pozos exploratorios y de desarrollo, las cuales están horizontalizadas a partir de la cima del Cretácico Superior. Se analizaron con la finalidad de observar y determinar el comportamiento, la variación lateral y vertical de los cambios de facies del Cretácico y principalmente del Jurásico Superior Kimmeridgiano.

La sección estratigráfica-1 (Fig. 2.7), tiene una orientación W-E. Para el Kimmeridgiano todos los pozos de esta sección se ubican dentro de la rampa interna que es la zona en la cual se tiene la mayor producción de crecimientos carbonatados. El pozo A penetró un espesor de 300 m, las texturas litológicas predominantes están representadas por bafflestone y rudstone de algas codiáceas (*Cayeuxiapiae*) y serpúlidos en matriz de packstone de intraclastos, ooides y peloides con fragmentos de algas coralináceas, codiaceas, dasicladáceas, placas de equinodermos y fragmentos de moluscos, contiene buena impregnación por aceite pesado en porosidad intragranular, intrafosilar y en microfracturas impregnación de aceite ligero.

Estas facies continúan hacia los pozos 1 y 2, es importante señalar que dentro de esta área estos 2 pozos son los que mayor columna litológica han cortado, teniendo un espesor de aproximadamente 600 metros. Con el objetivo de tener un mejor control estratigráfico y poder describir con más detalle sus facies la columna de estos dos pozos se dividieron en cuatro secuencias denominadas JSK-1, JSK-2, JSK-3, y JSK-4 (Estudio de Plays Jurásicos, AES, Pemex, Dic. 2010).

La primer secuencia (JSK-1) está constituida por una textura de rudstone de algas coralinas, bafflestone de algas y packstone de ooides con intercalaciones de mudstone arcillosos hacia su base. En estos tres pozos podemos observar claramente los crecimientos orgánicos en la cima de los depósitos de granos carbonatados que tienen un gran potencial para almacenar hidrocarburos.

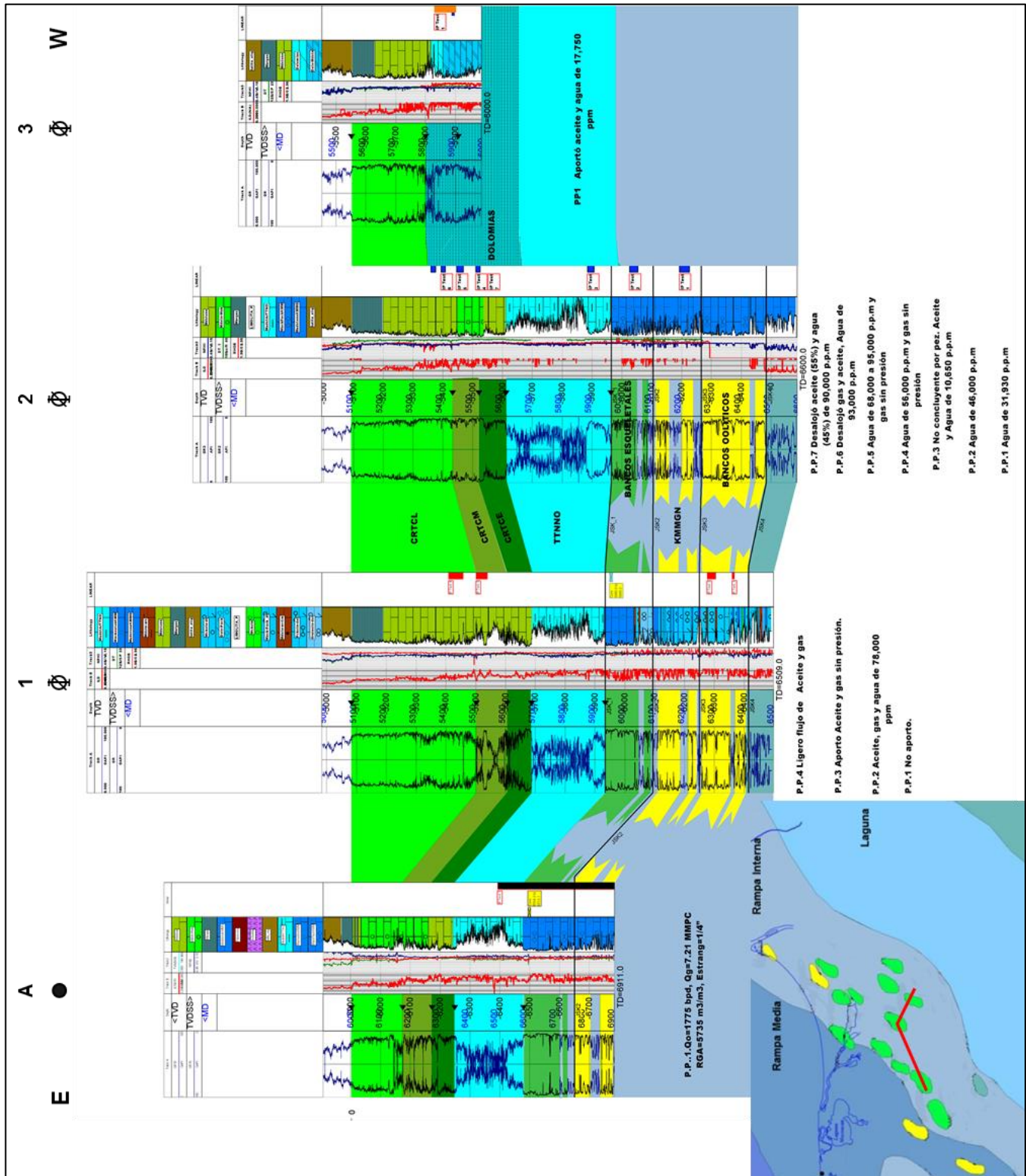


Fig. 2.7. Sección estratigráfica-1, se muestra el cambio de facies a nivel Jurásico Superior Kimmeridgiano, (Informe de Localizaciones, Proyecto Comalcalco, AECST, Pemex, Dic. 2012).

## “La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

La segunda secuencia (JSK-2) constituida por peloides, que pueden llegar a ser comunes y granos compuestos. La matriz está compuesta por lodo calcáreo con abundante cuarzo tamaño limo, en algunos intervalos con presencia de arenas de grano fino, en algunos pozos, se observan microfracturas que mejoran la calidad de la roca almacén.

La tercer secuencia (JSK-3), con un espesor de aproximadamente 300 m, está constituida por una textura de grainstone de oolitas y escasos bioclastos de algas dasicladáceas, espículas de esponja y espinas de equinodermos depositadas en facies de banco oolítico dentro de la rampa interna. Se observa microfracturamiento e impregnación de hidrocarburos.

Por último, la secuencia (JSK-4), constituida por un mudstone arcillo-limoso con una muy baja porosidad, intercalado con delgados cuerpos de grainstone de oolitas ligeramente arenoso, parcialmente recristalizado y con fracturas selladas por calcita, algunas oolitas presentan en sus capas exteriores estructura radial.

La sección estratigráfica-2 (Fig. 2.8), tiene una orientación NW-SE e incluye los pozos 4 y 5. En el pozo 4 las texturas predominantes están representadas por rudstone de algas codiáceas (*Cayeuxiapiæ*) y coralináceas (*Solenopora*), con matriz de packstone que en partes gradúa a grainstone de peloides, oolitas micritizadas y granos envueltos, con fragmentos de corales, moluscos, braquiópodos, serpúlidos, miliólidos, algas dasicladáceas (*Acicularia jurassica*), espículas de esponja. La presencia de abundantes granos micritizados, así como la abundancia de lodo calcáreo permitió interpretar un ambiente de depósito de rampa interna, de facies protegidas y que pudiera corresponder a un banco biógeno por la presencia y abundancia de granos esqueléticos. El pozo 6 únicamente penetró los sedimentos del Tithoniano Inferior ya que después de este intervalo el pozo cortó un espesor de 40 metros de sal lo cual hizo que se suspendiera la perforación.

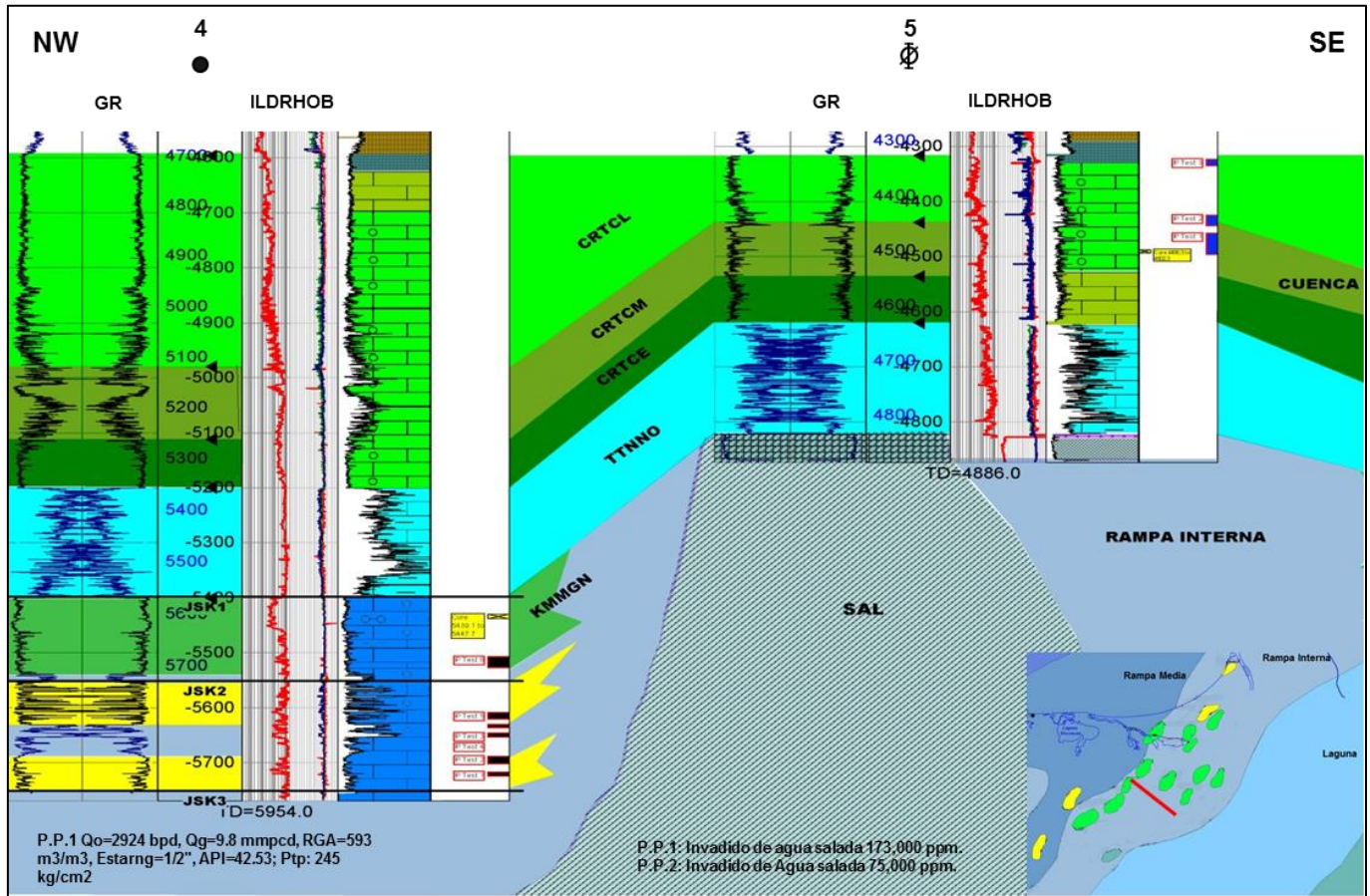


Fig. 2.8. Sección estratigráfica-2, se muestra el cambio de facies a nivel Jurásico Superior Kimmeridgiano (Informe de Localizaciones, Proyecto Comalcalco, AECST, Pemex, Dic. 2012).

La sección estratigráfica-3 (Fig. 2.9), tiene una orientación W-E, incluye los pozos A, 5 y 3, el primer pozo cortó un espesor aproximadamente 300 m constituido por una textura Bafflestone de algas codiaceas y serpulidos en matriz de packstone de intraclastos, ooides, peloides, algas dasycladaceas, fragmentos de coralináceas, bryozoarios y serpulidos depositados en un ambiente protegido de rampa interna. El segundo pozo solo penetró los sedimentos del Tithoniano Inferior ya que después de este intervalo cortó un espesor de 40 metros de sal, lo cual hizo que se suspendiera la perforación, y el tercer pozo cortó los sedimentos del Cretácico Medio.

Podemos observar en las secciones estratigráficas que el Tithoniano Inferior y Medio, tienen litofacies de rampa externa formadas por lutitas calcáreas y mudstone arcilloso, con abundante materia orgánica, los cuales se ha comprobado

## “La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

que tienen un gran potencial de ser rocas generadoras de hidrocarburos y que también sirven como rocas sello. Para el Tithoniano Superior se depositaron sedimentos más finos representados por mudstone a packstone arcilloso de ambientes de cuenca, con un espesor promedio de sedimentos de aproximadamente 250 m, variando únicamente en dos pozos que alcanzaron espesores de 400 m para este nivel.

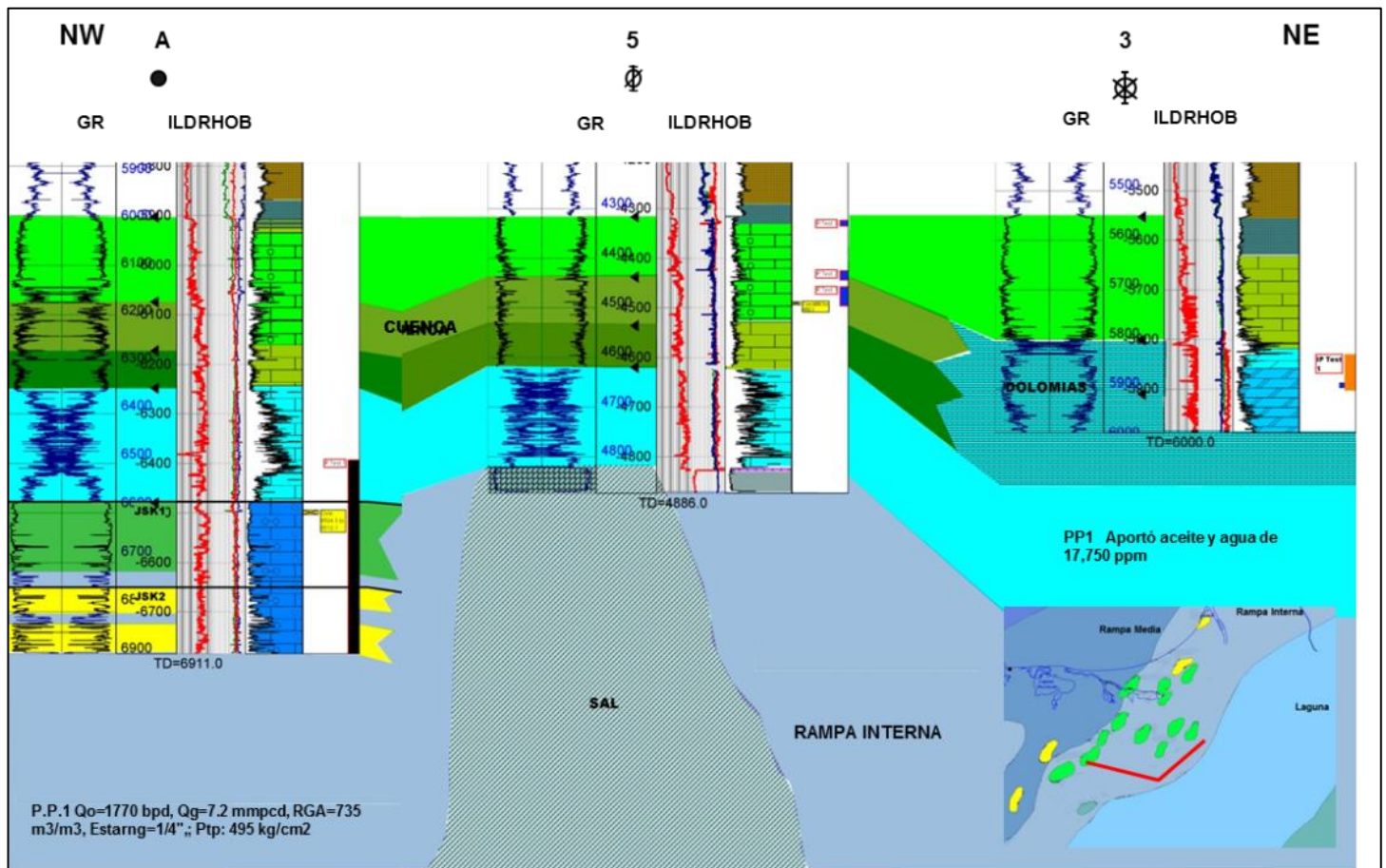


Fig. 2.9. Sección estratigráfica-3 (Informe de Localizaciones, Proyecto Comalcalco, AECST, Pemex, Dic. 2012).

### 2.4 Calidad de la roca almacén.

El pozo A, perforó a la profundidad de 6,911 md, cumpliendo con el objetivo de cortar las rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, cortando el JSK-1, constituido por grainstone de ooides y peloides con porosidades de 4-6 %, y JSK-2

## “La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

corresponde a un packstone de peloides con microfracturas, porosidades de 2-3 %. El pozo quedó en agujero descubierto, resultando productor de aceite superligero y gas con una producción inicial de aceite de 1,770 bpd, gas 7.22 mmpcd (Fig. 2.10a).

En Cretácico se observa buena calidad de roca almacén, constituida por mudstone a wackestone, presencia de microfracturas con impregnación de aceite y porosidades de 3-6 %. En la parte basal del Cretácico Inferior, hubo presencia de manifestaciones durante la perforación bajando la densidad a 1.63 gr/cc (Fig. 2.10b).

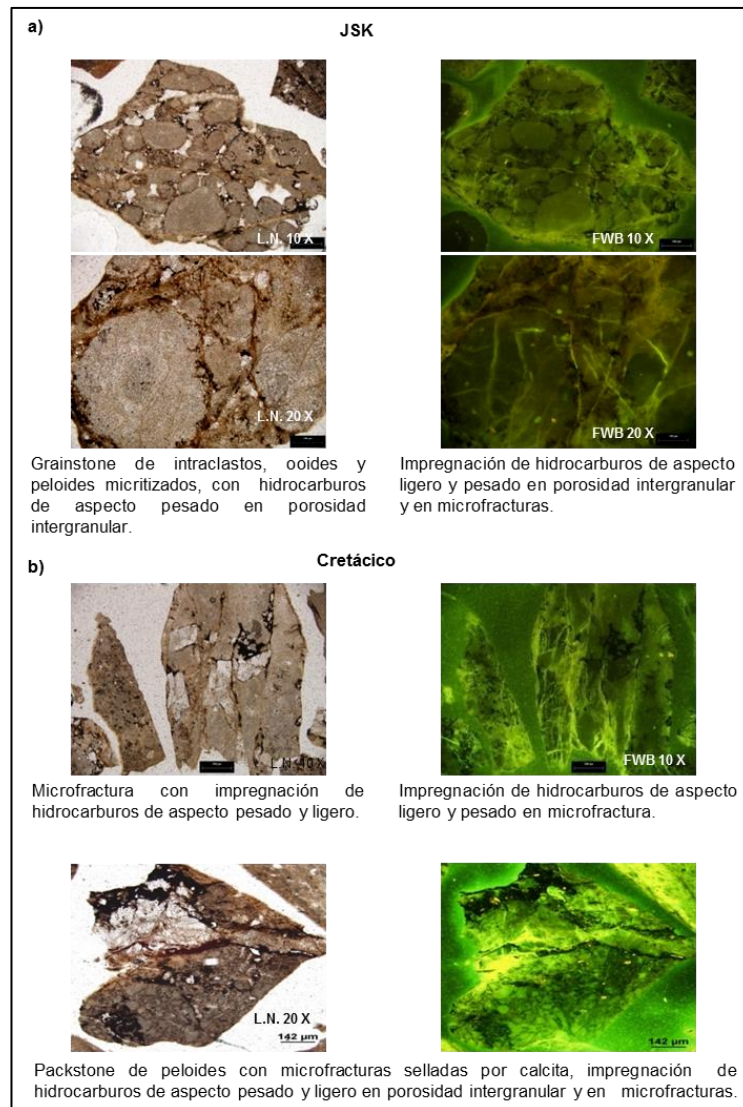


Fig. 2.10. Calidad de la roca almacén a) Jurásico Superior Kimmeridgiano y b) Cretácico (Informe de Localizaciones, Proyecto Comalcalco, AECST, Pemex, Dic. 2012).

## Capítulo 3

---

### 3 Interpretación sismo-estructural.

#### 3.1 Descripción de la trampa.

Se propusieron dos objetivos, el primer objetivo fue los carbonatos de cuenca del Cretácico; el segundo objetivo de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano, corresponde a carbonatos de rampa interna.

En la figura 3.1, se observa el estilo estructural del área de estudio. En donde el bloque de Mesozoico está cabalgando a otro bloque de Mesozoico.

La orientación preferencial de las estructuras mesozoicas en el área es NW-SE, las cuales están afectadas tanto por tectónica salina y compresiva. A nivel Terciario se tiene la presencia de sal alóctona a nivel Oligoceno y sobre la cima de este nivel resbalan fallas normales que afectan hasta el Plioceno. Existe la presencia de cuerpos de arcilla que descansan también sobre el Oligoceno (Fig. 3.1).

Se trata de una estructura anticlinal orientada NNW-SSE. Tiene cierre natural en sus cuatro direcciones.

Los sellos están constituidos: para el Jurásico Superior Kimmeridgiano, por carbonatos arcilloso-bituminosos del Jurásico Superior Tithoniano; mientras que para el Cretácico, por las lutitas bentoníticas del Paleógeno y la sal que se encuentra en la zona de despegue.

“La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

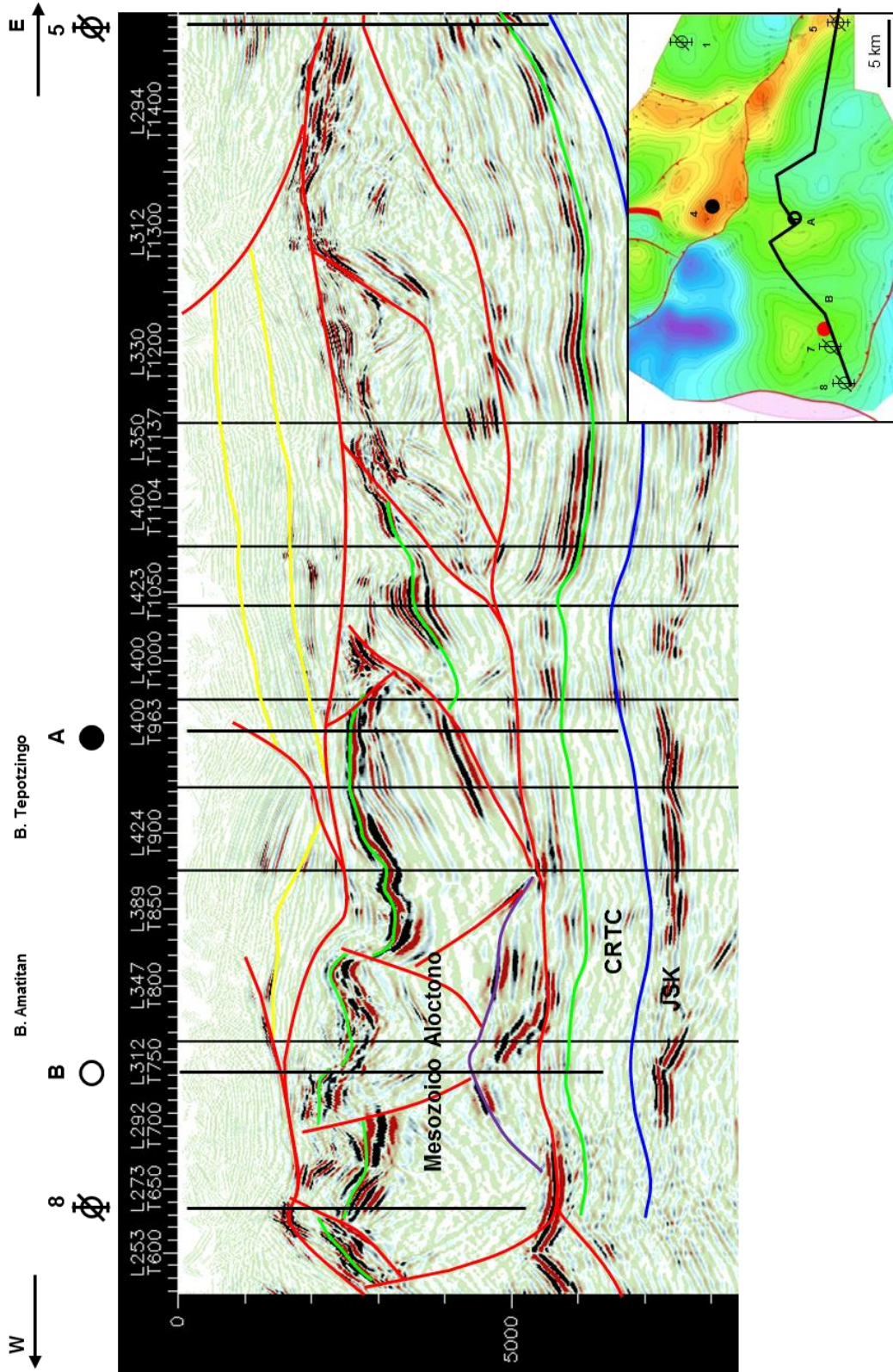


Fig. 3.1. Sección estructural en dirección Oeste-Este, mostrando el estilo estructural del área, los objetivos CRTC y JSK (Informe de Localizaciones, Proyecto Juliva-Comalcalco, AECST, Pemex, Jul. 2010).



## “La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

La figura 3.2, muestra los estilos estructurales aledaños al área de estudio, se observa hacia el SW que las estructuras están nucleadas por sal, que provocan un alto fracturamiento, el cual favorece la explotación de hidrocarburos, encontramos en estas estructuras campos importantes. En la parte central de la sección observamos la zona de estructuras cabalgantes (objeto de este trabajo) en la cual se muestra como las estructuras despegan sobre una superficie dentro del Terciario cortado estratos de diferentes edades desde Jurásico hasta Oligoceno emplazando sal a diferentes niveles tanto del bloque alóctono como del autóctono. Hacia la parte norte tenemos la zona de canopies y diapiros comprimidos, los cuales han sido cortados por algunos pozos.

A continuación se muestra una serie de imágenes (Fig. 3.3 a 3.8), en las cuales podemos observar la complejidad geológica del área, así como el modelo propuesto.

En la figura 3.3, observamos como el bloque alóctono fue emplazado y cabalgó al bloque autóctono, el cual se encuentra plegado debido al esfuerzo compresional y al movimiento de la sal. A nivel del bloque alóctono observamos que se encuentra fuertemente plegado y fallado, en este bloque se observan cuerpos de sal en la parte baja pero también algunos pozos la cortaron a nivel de Cretácico o Terciario, podemos observar que se encuentran una serie de discordancias que decapitan estas estructuras ya que tenemos la evidencia sísmica y de pozos que entran del Terciario (Paleógeno) a Cretácico Superior, otros en Cretácico Medio y otros inclusive hasta Cretácico Inferior. También observamos las fallas listricas sobre las cuales tenemos una gran concentración de arenas las cuales son altamente potenciales de contener hidrocarburo, y están comprobadas por algunos campos terciarios cercanos a esta área de estudio.

La figura 3.4 muestra al pozo A que cortó Terciario (Oligoceno) y Mesozoico del bloque alóctono después cortó al Paleógeno y Mesozoico del bloque autóctono, siendo productor en Jurásico Superior Kimmeridgiano y el pozo 5 corto la secuencia normal hasta Jurásico Superior Tithoniano y posteriormente cortó sal.

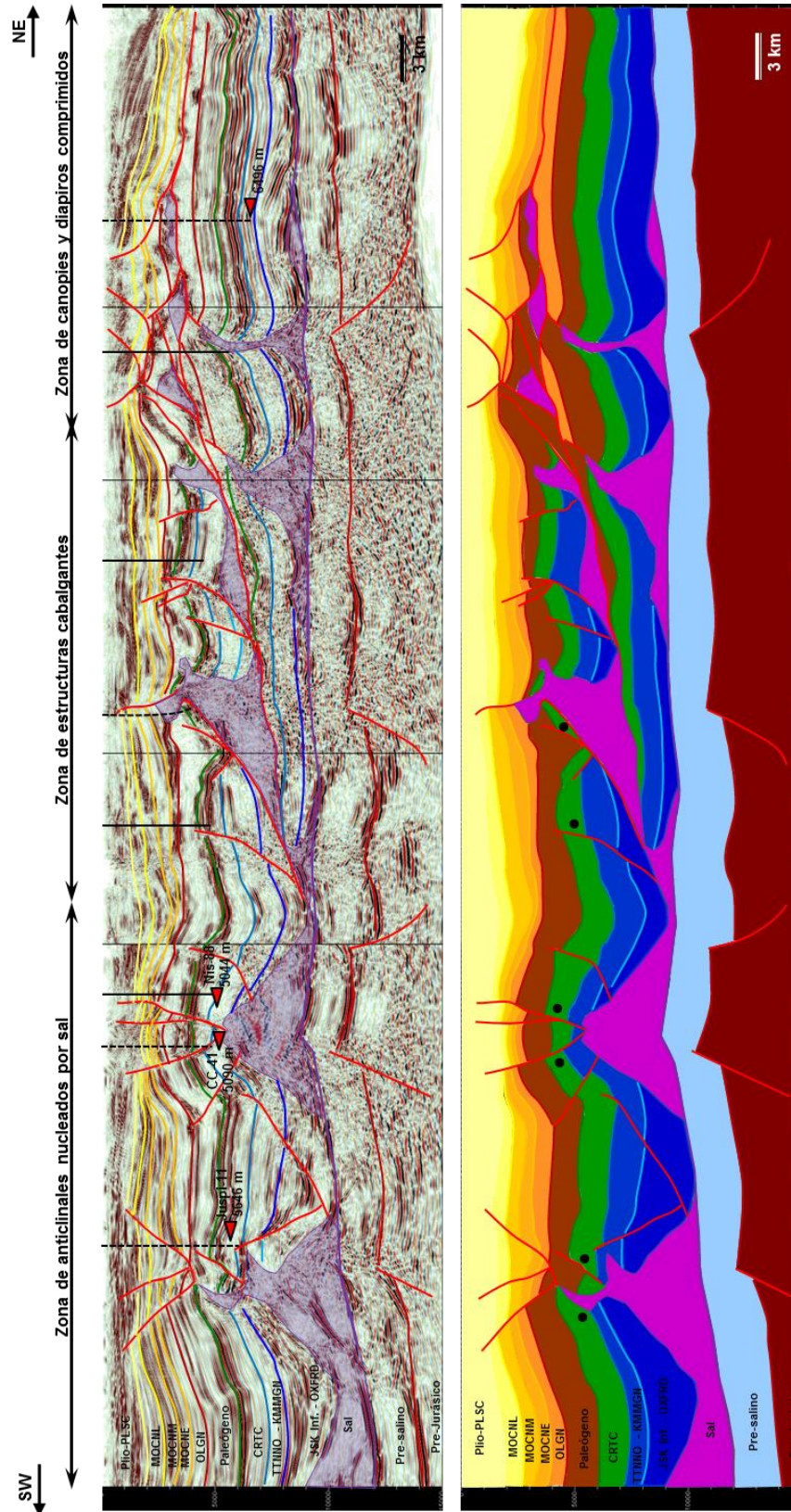


Fig. 3.2. Estilo estructurales, observamos que hacia el sur del área de estudio tenemos anticlinales nucleados por sal, la zona de estudio como estructuras cabalgante y el norte canopies y diapiros comprimidos (Informe de Localizaciones, Proyecto Juliva-Comalcalco, AECST, Pemex, Jul. 2010).

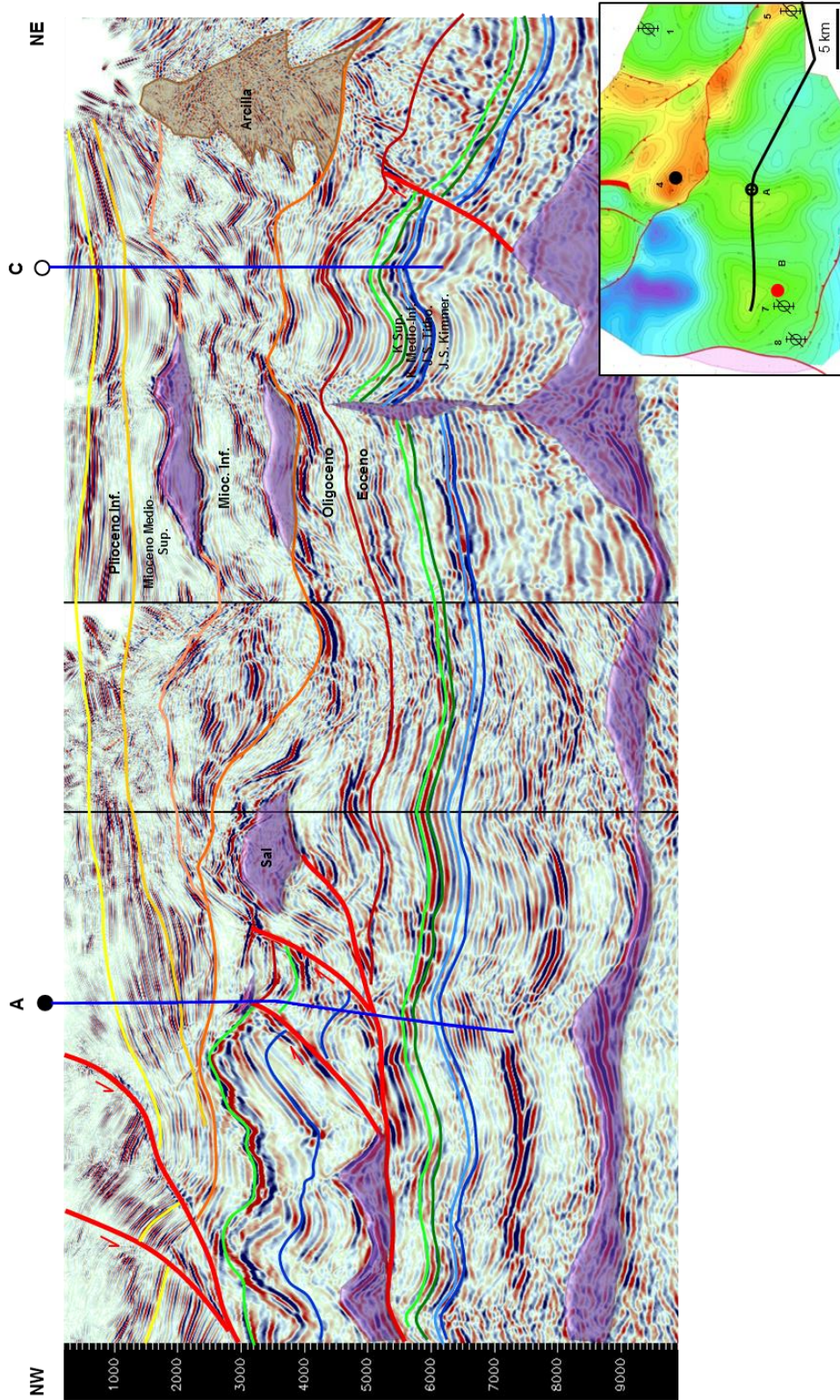


Fig. 3.3. Sección estructural en dirección NW-SE, se observa el bloque de mesozoico cabalgando al bloque autóctono, el bloque alóctono nucleado por sal, así como, en la parte frontal del cabalgamiento y los diferentes niveles de sal que se tienen en el área (Informe de Localizaciones, Proyecto Juliva-Comalcalco, AECST, Pemex, Jul. 2010).

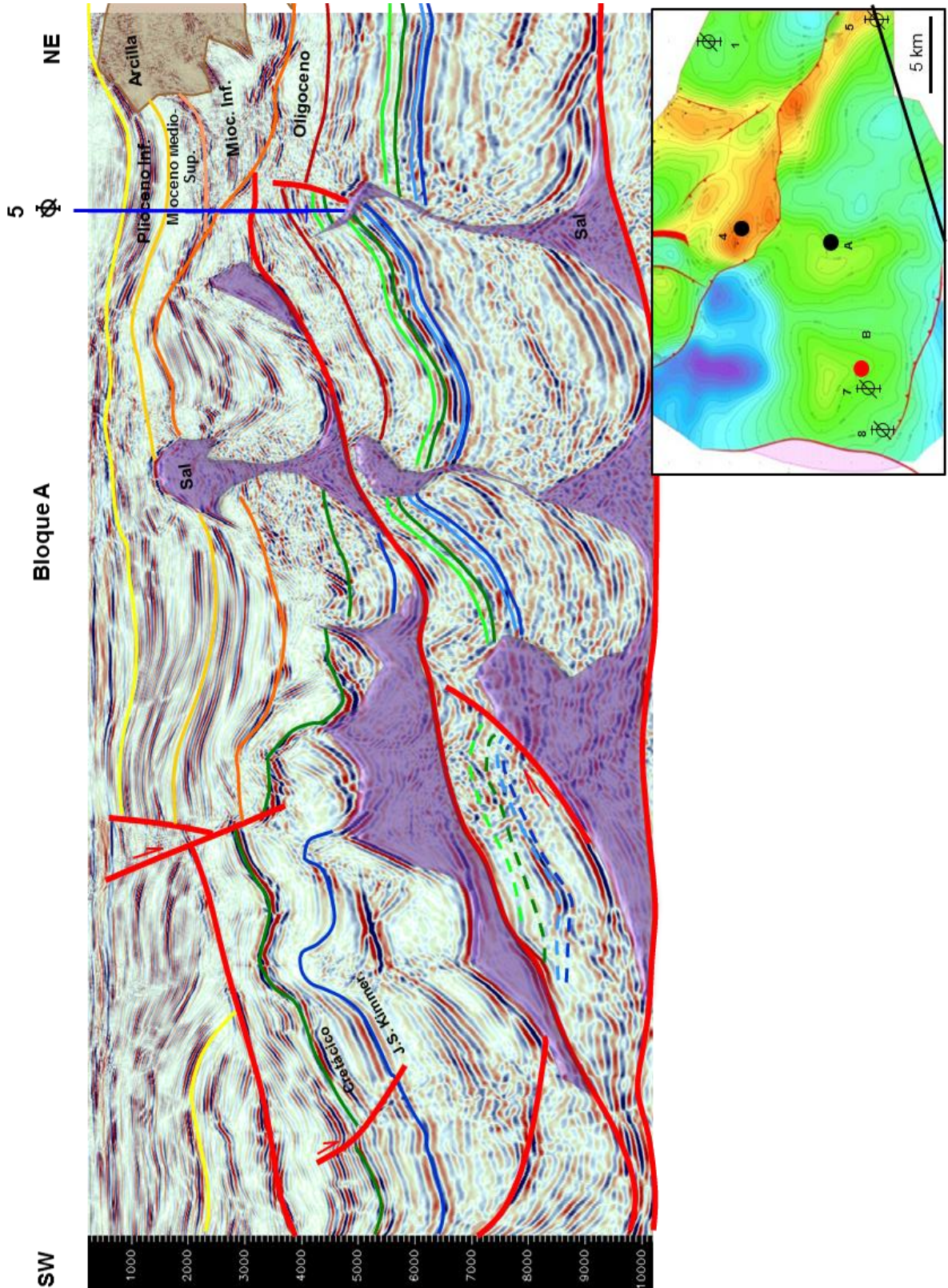


Fig. 3.4. Sección estructural en dirección SW-NE, observamos el nivel de despegue del bloque alóctono, así como el movimiento de la sal (Informe de Localizaciones, Proyecto Juliva-Comalcalco, AECST, Pemex, Jul. 2010).

## “La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

En la figura 3.5 seguimos observando el despegue que va transgrediendo diferentes edades en el bloque autóctono, y el bloque alóctono nucleado por cuerpos de sal y sus respectivas discordancias. El pozo 6 cortó Terciario (Paleógeno) y un cuerpo de sal a 2,593 m, el objetivo de este pozo era encontrar acumulación en el Terciario. El pozo 11 corto la secuencia del Terciario normal y un cuerpo de sal de 600 m de espesor, y posteriormente Oligoceno y Eoceno, nuevamente un cuerpo de sal de 400 m de espesor y posteriormente una mezcla de sedimentos del Eoceno, Oligoceno y Eoceno, cortando nuevamente sal y quedando en estratos del Eoceno Medio a 5,280 m.

En la figura 3.6 observamos uno de los pozos que corto el bloque alóctono, el pozo 9 cortó estratos del Terciario, Eoceno por discordancia, Paleoceno y posteriormente Cretácico Superior (San Felipe) por discordancia, quedando en Jurásico Superior Kimmeridgiano a 3,860 m. Este bloque fue perforado por una serie de pozos los cuales cortaron el Mesozoico a profundidades menores a 4,000 m aproximadamente (Fig. 3.7). La mayoría de estos pozos fueron improductivos y algunos productores a nivel Terciario. Hacia el sur de este bloque alóctono tenemos los campos más importantes de la región los cuales producen desde el Terciario, Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano a nivel de lo que se plantea también como un bloque alóctono.

El modelo estructural muestra la complejidad del área, observándose el cabalgamiento del bloque alóctono sobre el autóctono (Fig. 3.8).

El modelo geológico interpretado lo podemos observar en la figura 3.8, donde se propuso el área a explorar en el bloque autóctono del Alto de Jalpa, además de observar la complejidad geológica del área. Podemos observar los pozos que fueron perforados con el objetivo de encontrar producción en las estructuras más altas, de los cuales resultaron invadidos de agua salada, a excepción de un par de pozos que tuvieron producción en el terciario, el pozo 10 es el que se mencionó párrafos arriba, podemos observar la repetición de Mesozoico.

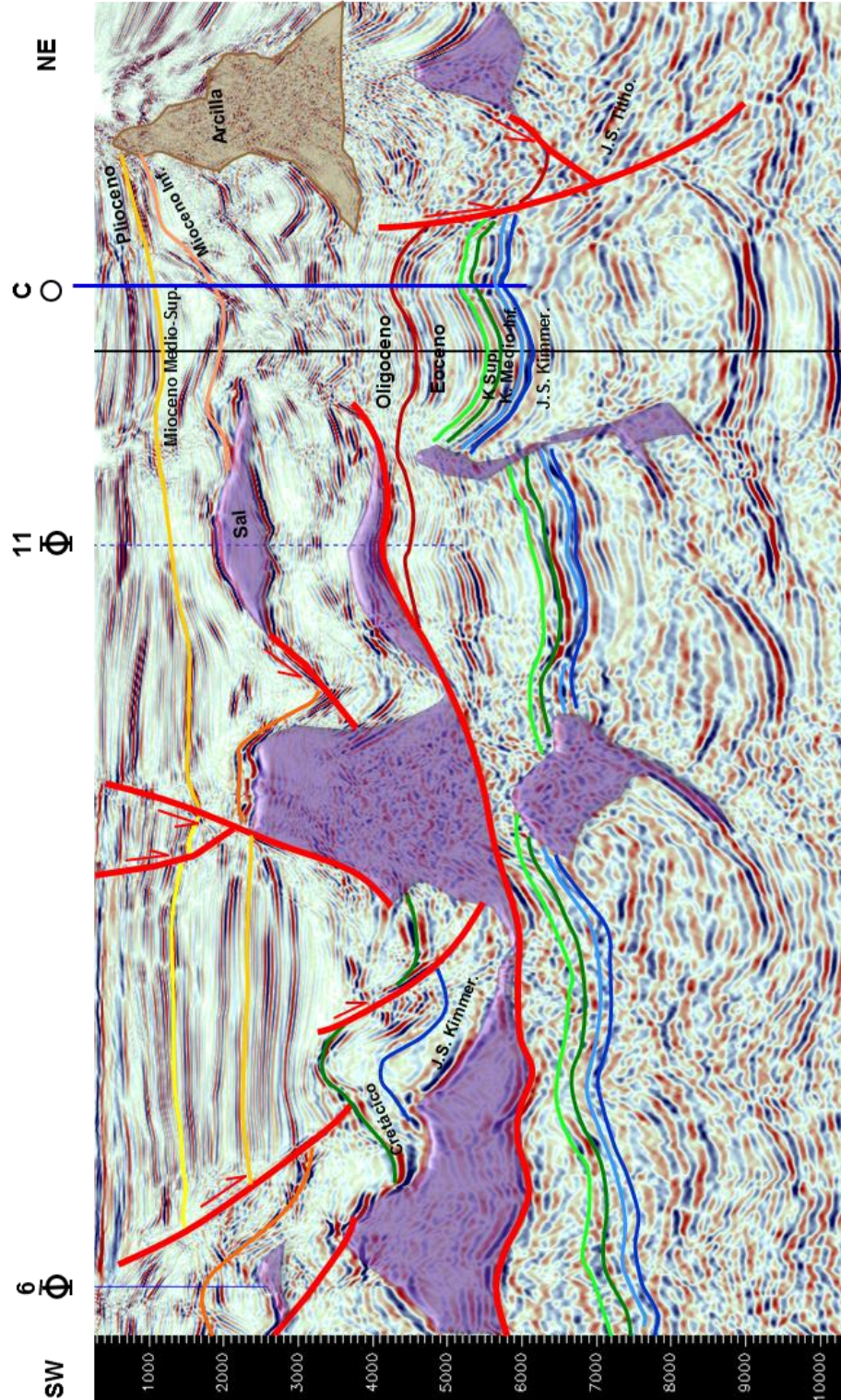


Fig. 3.5 Sección estructural en dirección W-NE, mostrando el estilo estructural del área, los objetivos CRTc y JSK (Informe de Localizaciones, Proyecto Juliva-Comalcalco, AECST, Pemex, Jul. 2010).

“La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

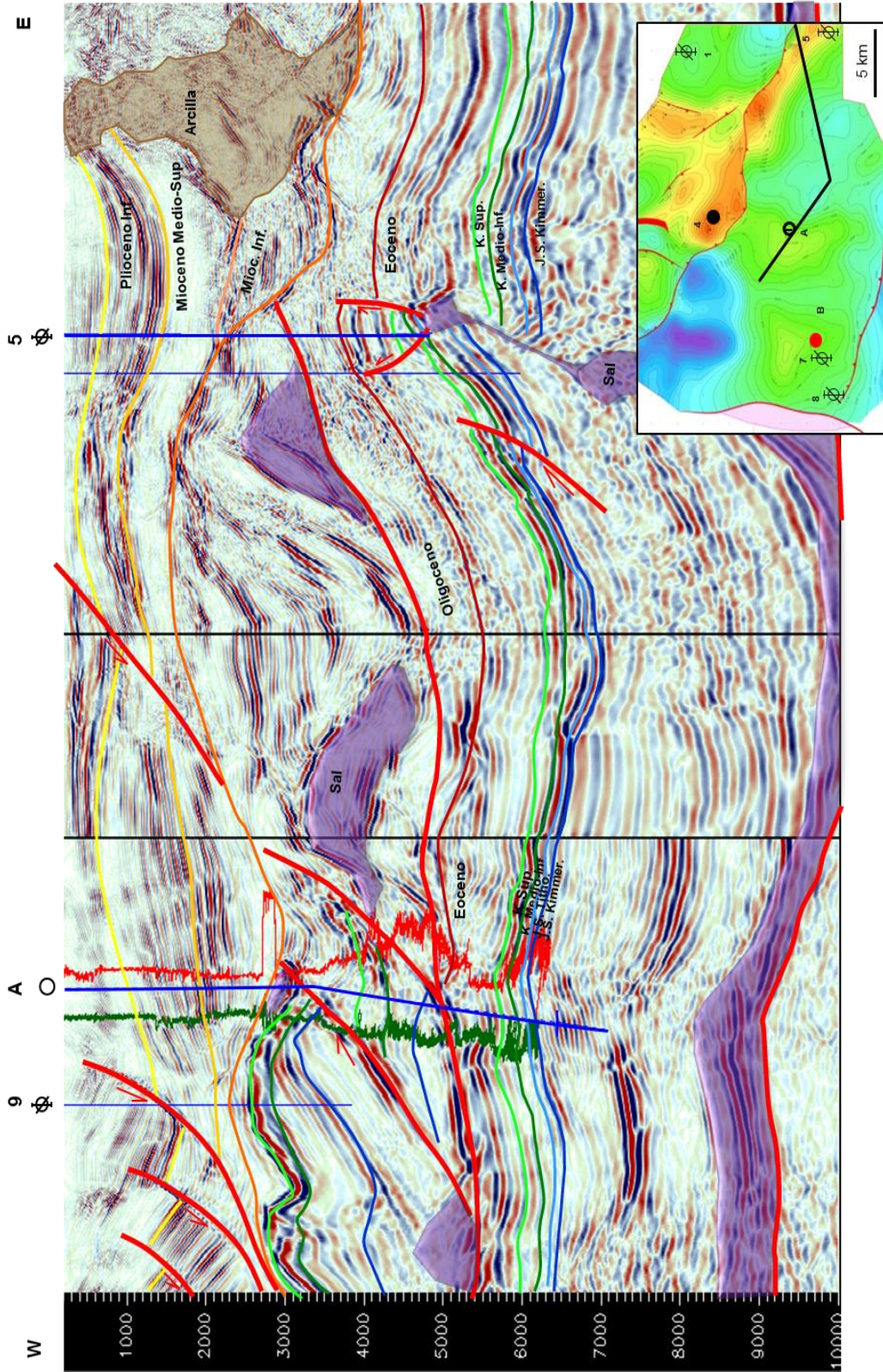


Fig. 3.6. Sección estructural en dirección NW-E, mostrando el estilo estructural del área, los objetivos CRTC y JSK (Informe de Localizaciones, Proyecto Juliva-Comalcalco, AECST, Pemex, Jul. 2010).

“La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

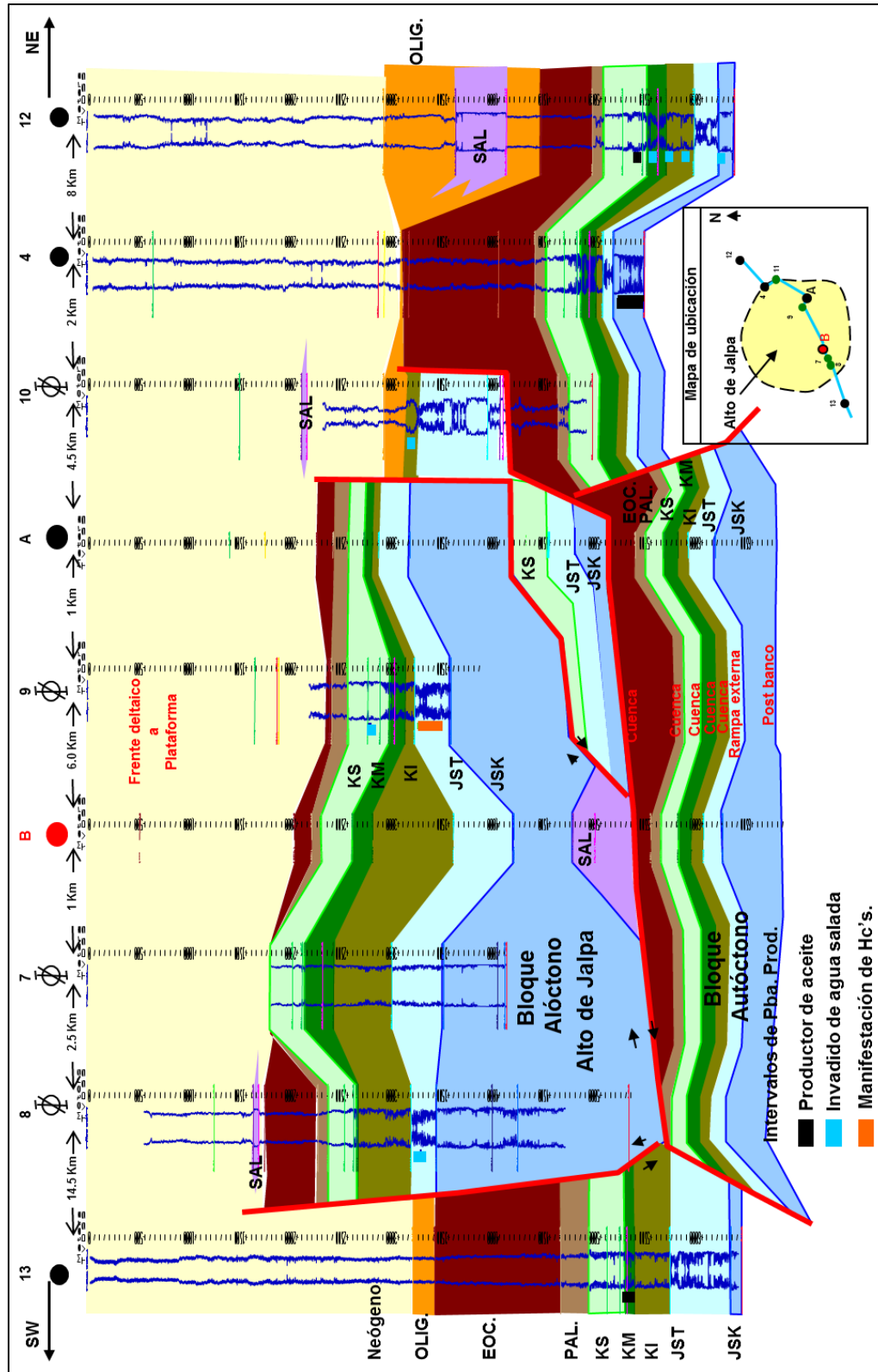


Fig. 3.7. Sección estructural en dirección NW-E, mostrando el estilo estructural del área, los objetivos CRTC y JSK (Informe de Localizaciones, Proyecto Juliva-Comalcalco, AECST, Pemex, Jul. 2010).



“La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

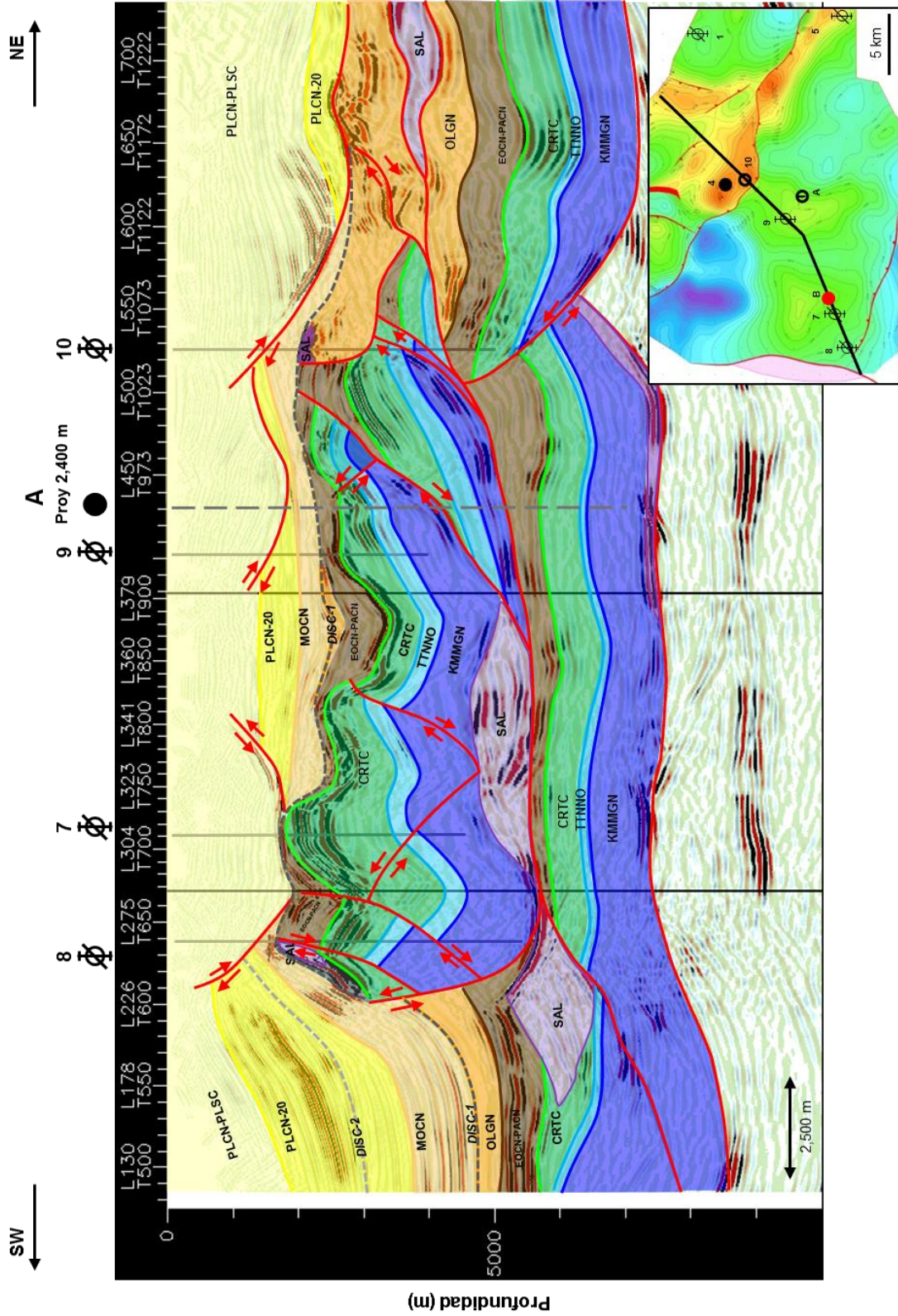


Fig. 3.8. El modelo estructural muestra la complejidad del área, observándose el cabalgamiento del bloque alóctono sobre el autóctono (Informe de Localizaciones, Proyecto Juliva-Comalcalco, AECST, Pemex, Jul. 2010).

### **3.2 Restauración y modelado.**

La propuesta de evolución tectónica se muestra en la figura 3.9. Durante el Jurásico Medio: depósito de la sal madre con espesores dependientes de la paleobatimetría, posteriormente el depósito del Jurásico Superior Kimmeridgiano y Tithoniano, en los cuales los espesores son variables por el movimiento de la sal en diapiros e inicia la formación de fallas; posteriormente se deposita el Cretácico e inicia el emplazamiento de sal, se deposita el Paleoceno y Eoceno con movimiento de sal; durante el Eoceno Superior, la imbricación del bloque SW sobre la estructura del Pozo A, teniendo como nivel de despegue la sal y las rocas arcillosas del Eoceno, quedando dentro de este bloque soldaduras y cuerpos de sal. Se calculó un acortamiento de 21 km aproximadamente.

2DMove fue el software para el balanceo, restauración y modelado de la sincronía y migración. Se realizó un modelado de generación-migración para conocer la evolución, las posibles rutas de migración, así como el porcentaje de llenado del bloque autóctono y la edad de formación de la trampa. De esto se propuso que el inicio de la generación de hidrocarburos fue aproximadamente hace 30 ma (Fig. 3.10).

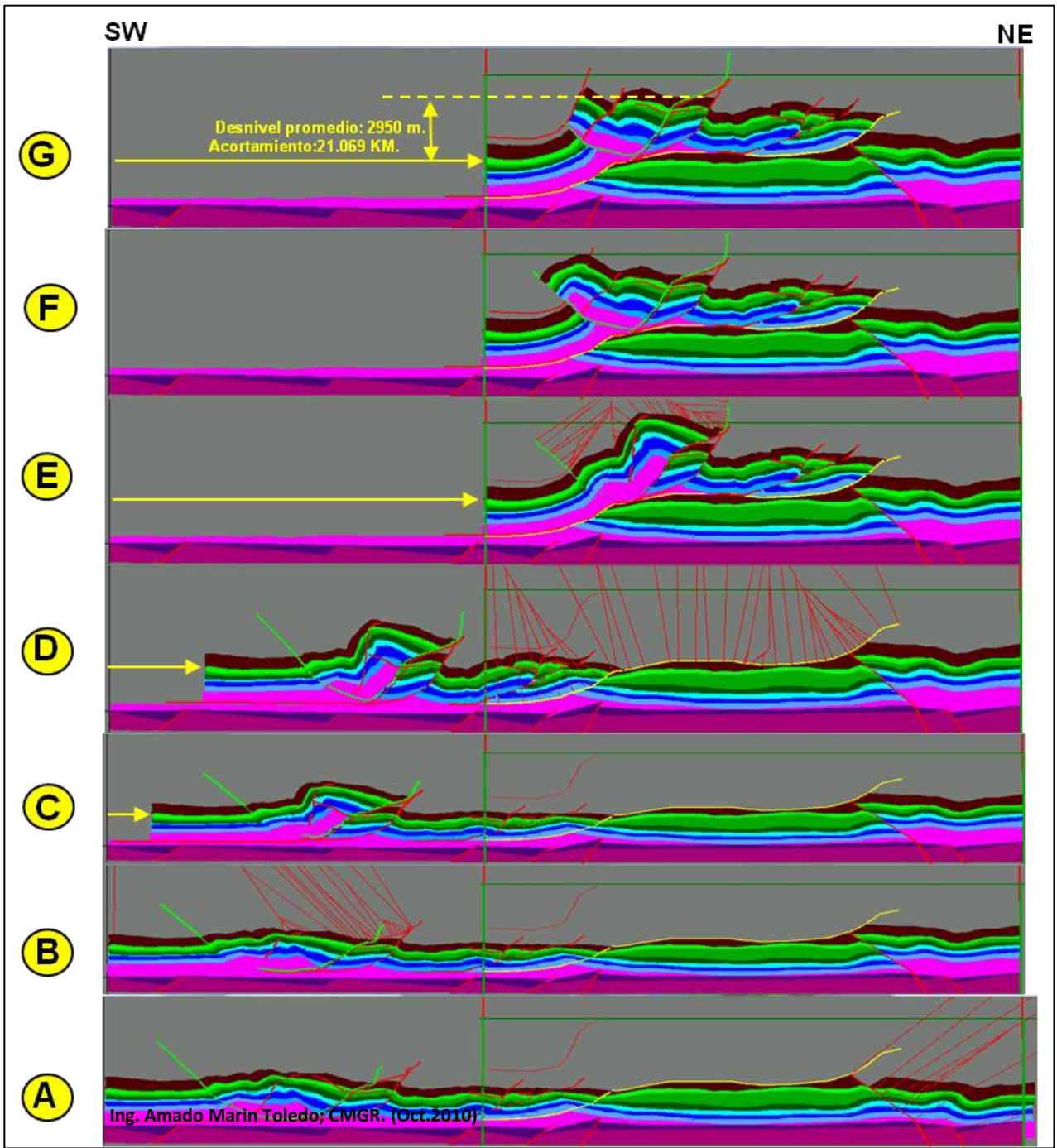


Fig. 3.9. Modelo estructural (CMRG, AES, 2010).

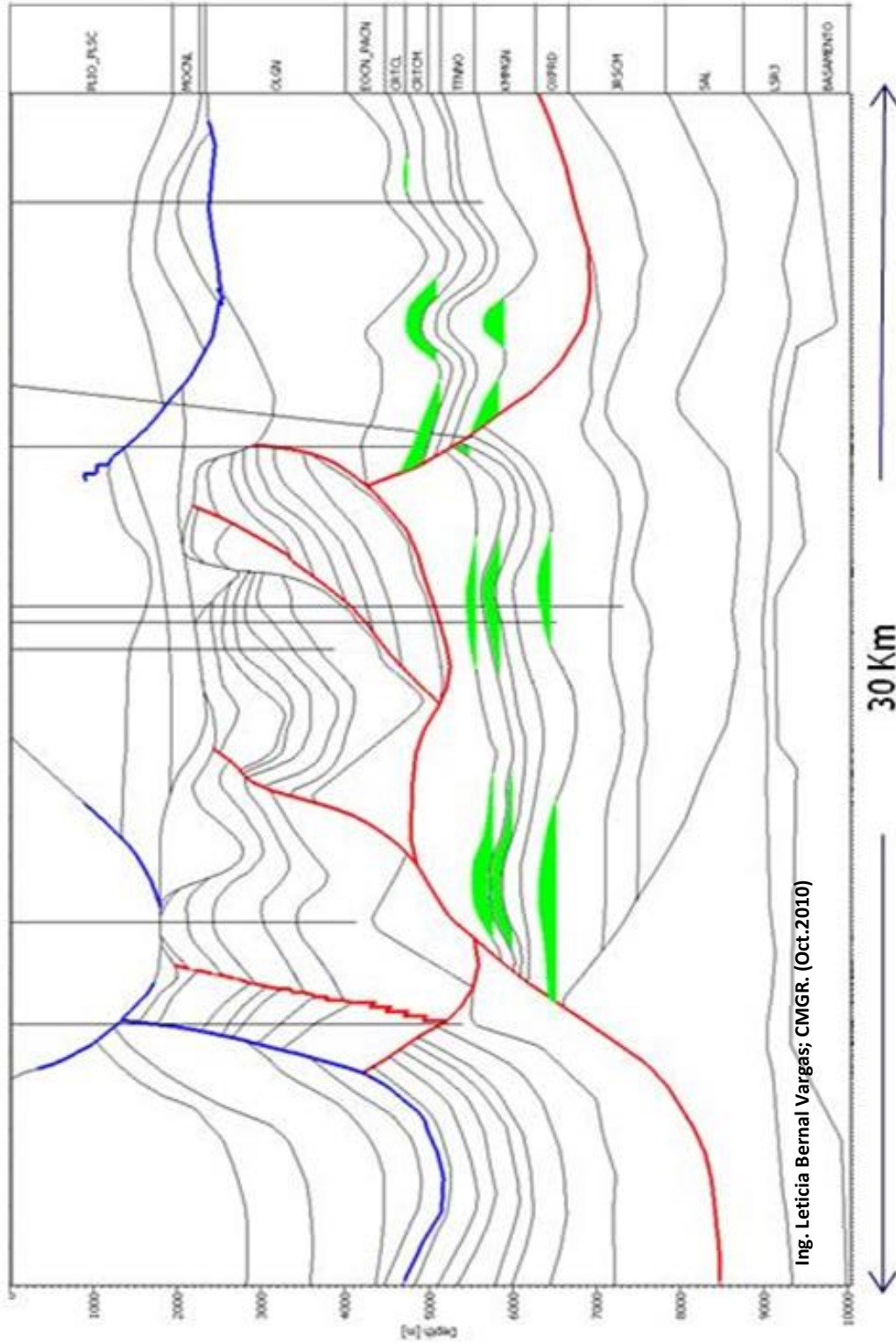


Fig. 3.10. Modelo geológico de acumulación de hidrocarburos (CMGR, AES, 2010).

## Capítulo 4

---

### 4 Áreas de oportunidad.

Con el éxito exploratorio en el área de estudio, se refuerzan las propuestas ya visualizadas, las cuales con la sísmica migrada en profundidad se reduce la incertidumbre en la geometría de la trampa.

La propuesta B es un delimitador del pozo A, con el cual se pretende explorar un bloque contiguo (Fig. 4.1), se observa la continuidad de los eventos que fueron cortados por el pozo A, la complejidad que se tiene en el bloque alóctono es más evidente ya que es la parte más compleja y con mayor espesor de este bloque, por lo que el reto es la perforación. Con esta propuesta de resultar exitosa, reclasificaría reservas por 75 Mmbpce e incorporaría 91 MMbpce.

La propuesta C (Fig. 4.2), es un delimitador del pozo A, este se encuentra al sur, observamos la continuidad de los horizontes, la complejidad del bloque alóctono de carbonatos, aquí se tiene estimado cortar un espesor menor del bloque alóctono.

Al sur de estos bloques, encontramos la contraparte del bloque alóctono que no es productor y en este bloque tenemos dos campos muy importante los cuales producen desde el Jurásico Superior Kimmeridgiano hasta el Cretácico, con muy buenas producciones. Por debajo de estos campos observamos la continuidad del bloque autóctono (Fig. 4.3), los cuales tienen una buena definición en la sísmica migrada en profundidad.

## “La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

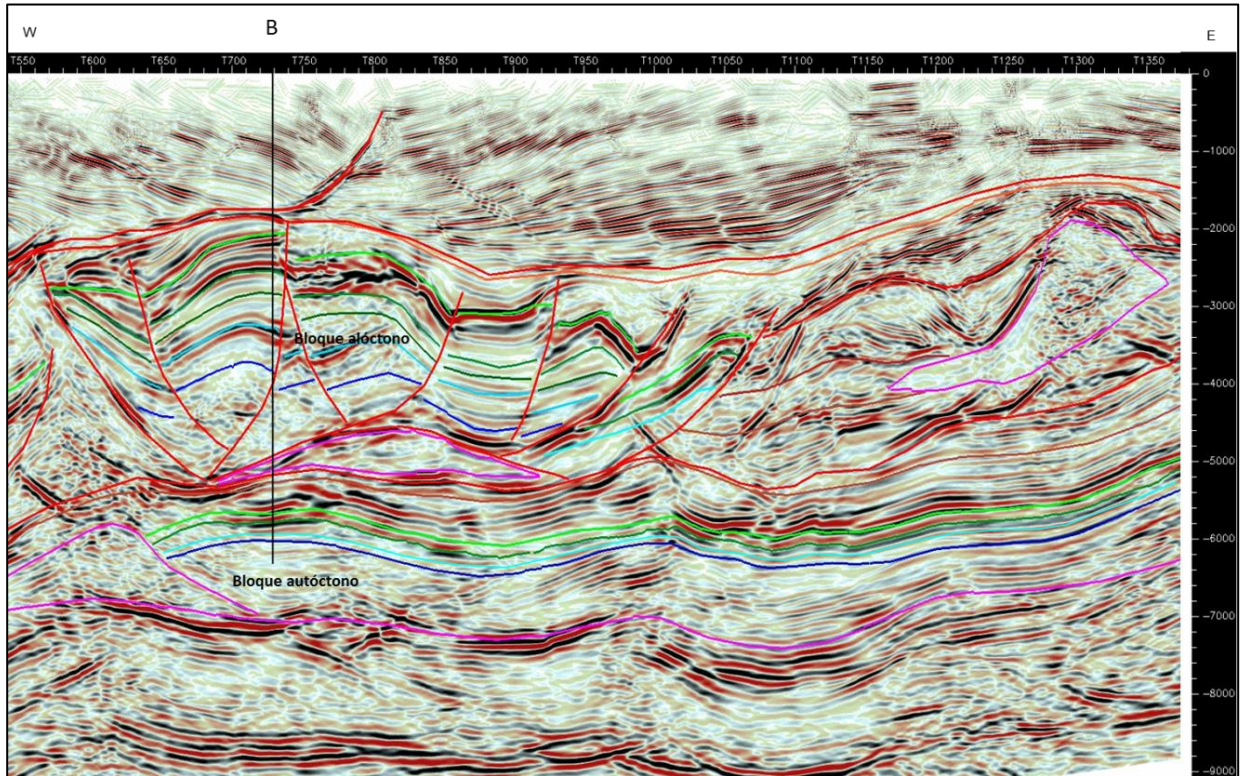


Fig. 4.1. Sección estructural en dirección W-E, mostrando el estilo estructural del área, los objetivos CRTc y JSK para la propuesta delimitadora C (Datos tomados del Informe de Localizaciones, Proyecto Juliva-Comalcalco, AECST, Pemex, Jul. 2010).

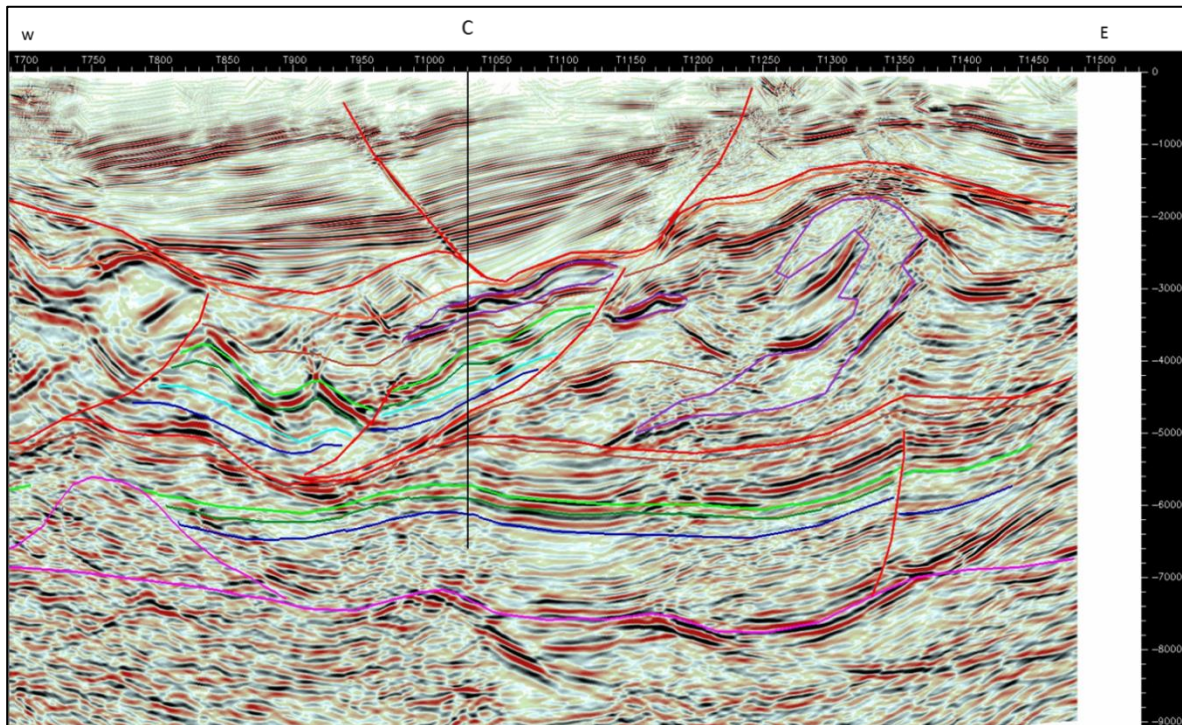


Fig. 4.2. Sección estructural en dirección W-E, mostrando el estilo estructural del área, los objetivos CRTc y JSK para la propuesta delimitadora C (Datos tomados del Informe de Localizaciones, Proyecto Juliva-Comalcalco, AECST, Pemex, Jul. 2010).

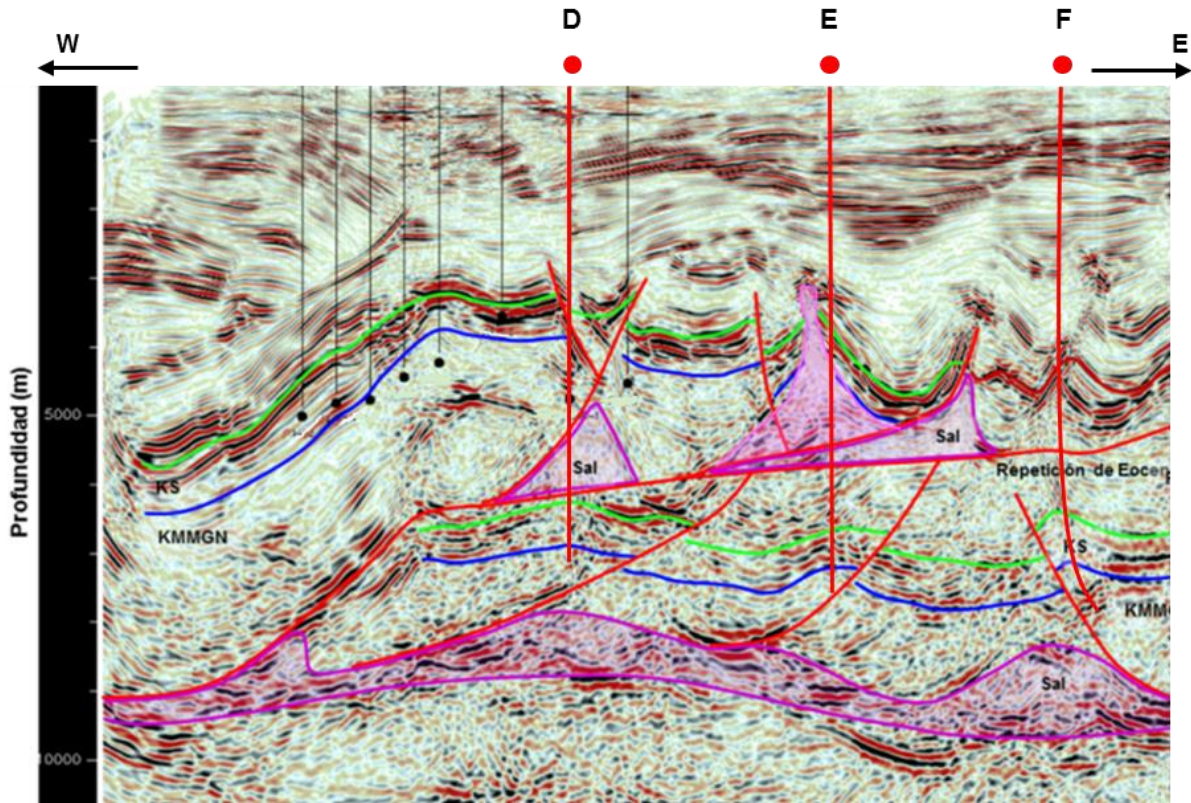


Fig. 4.3. Sección estructural en dirección W-E, mostrando el estilo estructural del área, los objetivos CRTC y JSK para las propuestas al sur del pozo A (Datos tomados del Informe de Localizaciones, Proyecto Juliva-Comalcalco, AECST, Pemex, Jul. 2010).

Actualmente se trabaja en el procesado sísmico anisotrópico, con el cual se disminuirá la incertidumbre en geometría de la trampa (Fig. 4.4) y se obtendrá un campo de velocidades robusto, el cual nos servirá de insumo para el cálculo de la presión de poro para la perforación.

Aunado a esto se está llevando una campaña de adquisición de líneas sísmicas de offset largo que ayudarán a identificar correctamente los horizontes objetivos y a diseñar un nuevo levantamiento con offset largos con los cuales se disminuirá aún más el riesgo en esta área.

Estas propuestas nos llevan a pensar y plantear modelos robustos para la perforación, la predicción de la presión de poro, así como aplicar las nuevas metodologías que nos ayuden a disminuir los riesgos durante la perforación de estas áreas complejas. Estas técnicas deben ser empleadas durante la

## “La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

elaboración del VCDSE (Visualización, Conceptualización, Definición, Seguimiento y Evaluación)

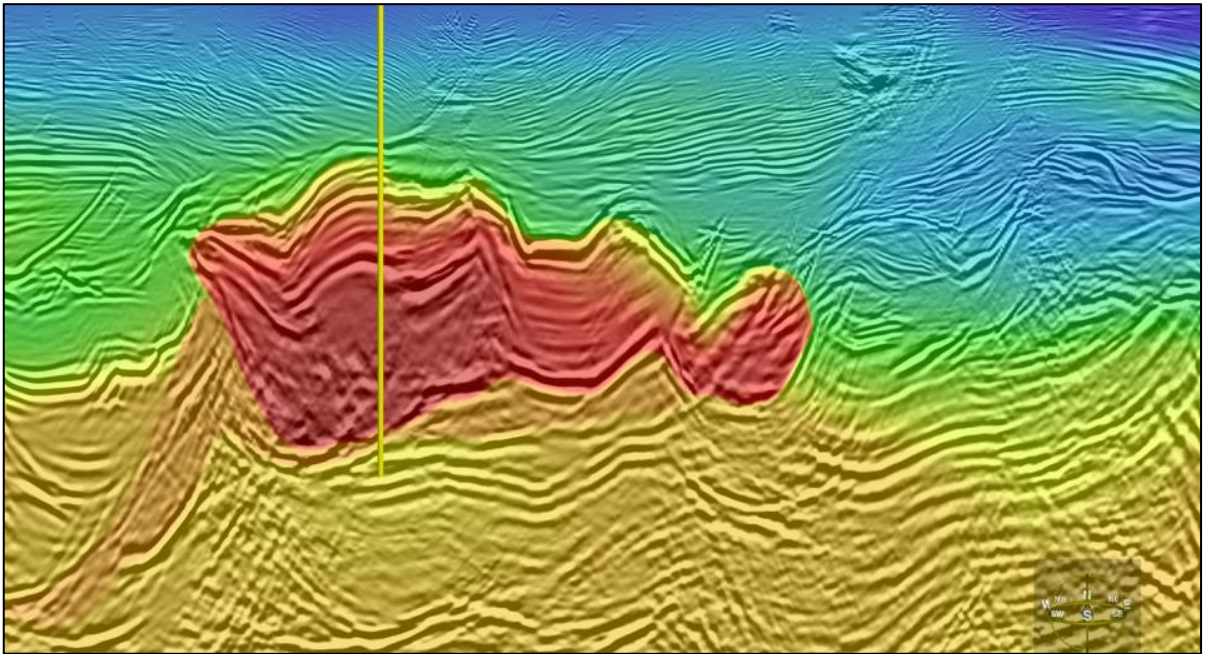


Fig. 4.4. Modelo de velocidades anisotrópico.



## Capítulo 5

---

### 5 Retos y oportunidades.

El concepto del bloque autóctono fue probado con la perforación del pozo exploratorio A.

Este descubrimiento abre una enorme área de oportunidades local y regionalmente.

El recurso prospectivo en el bloque autóctono a nivel de Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano es del orden de los 320 MMbpce en la media.

Este descubrimiento confirma el modelo geológico propuesto y da certidumbre para explorar la extensión de estos bloques autóctonos al occidente y sur de este pozo.

1. Reconocer que se trata de estructuras complejas de bloques cabalgados asociados a tectónica compresiva y salina.
2. Que los objetivos profundos requieren diseños no convencionales de perforación.
3. Se requiere disminuir la incertidumbre de la trampa y control de velocidades tanto vertical como lateral.
4. Diseñar propuestas de perforación más robustas con las cuales logremos llegar con los diámetros adecuados sin poner en riesgo la exploración del área.

## “La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

Para garantizar el éxito en el desarrollo del bloque autóctono es necesario considerar lo siguiente:

- ✓ Procesamiento de datos sísmicos, con algoritmos robustos.
- ✓ El uso de anisotropía (TTI)
- ✓ Full Wave Inversion, Reverse Time Migration, etc.
- ✓ Adquirir información sísmica con offset largos para los objetivos profundos.

## Bibliografía.

---

Beristáin, S.C.A., Castillo, G.D., Sanchez S.V.M., Rodríguez C.C.O., Informe de generación de localizaciones, Coordinación de Proyectos Juliva-Comalcalco, Activo de Exploración Sur, PEMEX Exploración y Producción, Julio 2010 (inédito).

Bolon, T.M., Peña, R. H., Beristáin, S.C.A., Vazquez, A.E.A., Alva, A.G., Varela, S.M., Informe de generación de localizaciones, Coordinación de Prospecto y Caracterización Inicial, Activo Integral Samaria Luna, PEMEX Exploración y Producción, Diciembre 2006 (inédito).

Bolon, T.M., Peña, R. H., Beristáin, S.C.A., Vila, V.R., Informe de generación de localizaciones, Coordinación de Prospecto y Caracterización Inicial, Activo Integral Samaria Luna, PEMEX Exploración y Producción, Julio 2005 (inédito).

Clara Valdés M. Lourdes, Chávez Valois Víctor M., Moreno Solís Arquímedes, Caballero García Ernesto, Bernal Vargas Leticia, et al, 2009, Sistemas Petroleros Etapa III, Activo de Exploración Sur, PEMEX (inédito).

Iparrea, D.A., et al, Informe de caracterización del CAJB, Coordinación de Prospecto y Caracterización Inicial y Coordinación de Diseño de Explotación, Activo Integral Samaria Luna, PEMEX Exploración y Producción, Febrero 2007 (inédito).

Mata Jurado M., Varela Santamaría M., Alejandro Sánchez E., Monroy Audelo M.E., Luna Sánchez J., Coordinación de Geología Regional y Plays Establecidos, Estudio de Plays en la Cuenca Mesozoica del Sureste de México, Activo Regional de Exploración Sur, Región Sur, PEMEX (inédito).

Mora Carnejo N., Téllez Ramírez G., Beristáin Suárez C. A., Peña Ramírez H., Vázquez Arana E. A., Informe Final Proy. Chopo, Coordinación del Proyecto Julivá, Activo Integral Samaria-Luna, Región Sur, Dic 2007 (inédito).

Pemex, Activo de Exploración Sur, Coordinación de Operación Geofísica, 2011, Resumen de Estudios Sismológicos Región Sur (inédito).

Pemex, Las reservas de Hidrocarburos de México, Enero de 2012 (Inédito).

Pemex-BGP, 2004, Activo Reforma-Comalcalco, Región Sur, Informe Final de Adquisición del Estudio Sismológico Canela 3D (inédito).

## “La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

- Pemex-GEDCO, Activo Integral Samaria-Luna, Coordinación del Proyecto Julivá, Región Sur, 3D Post Survey Analysis and Review (PSAR) for Activo Samaria Luna, Tabasco, México, Abril 2008 (inédito).
- Pemex, Zona Sureste, Distrito Comalcalco, Operación Geofísica, 1981, Informe Sismológico Final de Operación, Área Comalcalco y Villahermosa (inédito).
- Pemex, Distrito Coatzacoalcos, Veracruz, Agosto de 1975, Informe Sismológico, Área Ayapa, Tabasco (inédito).
- Pemex, Activo de Exploración Cuencas del Sureste Terrestre, Operación Geológica, Informe final del pozo exploratorio, 2012 (inédito).
- Pemex, Activo de Exploración Cuencas del Sureste Terrestre, Centro Regional de Estudios de Laboratorio Mesozoico, Estudio Bioestratigráfico, 2012 (inédito).
- Pemex, Activo de Exploración Cuencas del Sureste Terrestre, Coordinación de Modelado Geológico Regional, Estudio de Plays Jurásicos Etapa II, 2011 (inédito).
- PEMEX, SPYMP, Programa de perforación y terminación del pozo exploratorio, Marzo 2011 (inédito).
- Peña, R. H., López A. R., Ríos R. R., Estudio de Plays Jurásicos Etapa I, Coordinación de Proyectos Juliva-Comalcalco, AES, PEMEX Exploración y Producción, 2009 (inédito).
- Sheriff R.E. Geldart L.P, 1982, Cambridge University Press, Exploration Seismology Vol. 1 and Vol. 2.

# Índice de figuras

---

Fig. 1.1. Ubicación geográfica del área de estudio (@GeoPEMEX, 2012).....	10
Fig. 1.2. Provincias Geológicas (@GeoPEMEX, 2012). .....	11
Fig. 1.3. Ubicación de campos petroleros terciarios y mesozoicos (@ditep PEMEX, 2012).....	12
Fig. 1.4. Isopacas del Jurásico Superior Tithoniano (Informe de Localizaciones, Proyecto Comalcalco, AECST, Pemex, Dic. 2012).....	13
Fig. 1.5. Secciones sísmicas 2D que se ubican en el área de estudio (Pemex, 1978). .....	15
Fig. 1.6. Roseta y diagrama de azimut (Resumen de Estudios Sismológicos Región Sur, Coordinación de Operación Geofísica, 2011). .....	16
Fig. 1.7. Mapa de apilamiento (Informe Final de Adquisición del Estudio Sismológico, 2004).....	16
Fig. 1.8. Imagen sísmica pre-apilada en tiempo, se observa la calidad de la imagen sísmica, para la parte de la falla lístrica del Terciario los eventos se ven con buena correlación, pero a nivel Mesozoico solo podemos observar zonas caóticas que dificultan la interpretación. a) Migración en tiempo después de apilar, b) Migración en tiempo antes de apilar. ....	17
Fig. 1.11. Relación señal a ruido, en donde se observa la “huella de adquisición” (Informe 3D Post Survey Analysis and Review, Pemex-GEDCO, 2008).....	21
Fig. 1.12. Campos productores en el área, se ilustran las presiones iniciales y actuales, así como la producción acumulada para cada campo (Informe de Reservas, Pemex, 2012). .....	23
Fig. 2.1. Registro tipo del área de estudio indicando los horizontes productores (Informe Final CPI, AISL, Pemex, 2007).....	24
Fig. 2.2. Mapa Paleoambiental del Jurásico Superior Kimmeridgiano (Estudio de Plays Jurásicos, AES, Pemex, Dic. 2010).....	27
Fig. 2.3. Mapa Paleoambiental del Jurásico Superior Tithoniano (Informe de la Coordinación de Geología Regional y Plays Establecidos, ARES, Pemex, Dic. 2006).....	28
Fig. 2.4. Mapa Paleoambiental del Cretácico, mostrando la calidad de la roca a nivel de Cretácico Superior (Informe de la Coordinación de Geología Regional y Plays Establecidos, ARES, Pemex, Dic. 2006).....	29
Fig. 2.5. Calidad de la roca a nivel de Cretácico Inferior (Informe de Localizaciones, Proyecto Comalcalco, AECST, Pemex, Dic. 2012).....	30
Fig. 2.6. Calidad de la roca a nivel de Cretácico Medio (Informe de Localizaciones, Proyecto Comalcalco, AECST, Pemex; Dic. 2012). .....	32
Fig. 2.7. Sección estretigráfica-1, se muestra el cambio de facies a nivel Jurásico Superior Kimmeridgiano, (Informe de Localizaciones, Proyecto Comalcalco, AECST, Pemex, Dic. 2012). .....	34
Fig. 2.8. Sección estratigráfica-2, se muestra el cambio de facies a nivel Jurásico Superior Kimmeridgiano (Informe de Localizaciones, Proyecto Comalcalco, AECST, Pemex, Dic. 2012).....	36
Fig. 3.1. Sección estructural en dirección Oeste-Este, mostrando el estilo estructural del área, los objetivos CRTc y JSK (Informe de Localizaciones, Proyecto Juliva-Comalcalco, AECST, Pemex, Jul. 2010).....	40

## “La Exploración en el Área del Alto de Jalpa, Tabasco, México”

Fig. 3.2. Estilo estructurales, observamos que hacia el sur del área de estudio tenemos anticlinales nucleados por sal, la zona de estudio como estructuras cabalgante y el norte canopies y diapiros comprimidos (Informe de Localizaciones, Proyecto Juliva-Comalcalco, AECST, Pemex, Jul. 2010).	42
Fig. 3.3. Sección estructural en dirección NW-SE, se observa el bloque de mesozoico cabalgando al bloque autóctono, el bloque alóctono nucleado por sal, así como, en la parte frontal del cabalgamiento y los diferentes niveles de sal que se tienen en el área (Informe de Localizaciones, Proyecto Juliva-Comalcalco, AECST, Pemex, Jul. 2010).	43
Fig. 3.4. Sección estructural en dirección SW-NE, observamos el nivel de despegue del bloque alóctono, así como el movimiento de la sal (Informe de Localizaciones, Proyecto Juliva-Comalcalco, AECST, Pemex, Jul. 2010).	44
Fig. 3.5 Sección estructural en dirección W-NE, mostrando el estilo estructural del área, los objetivos CRTC y JSK (Informe de Localizaciones, Proyecto Juliva-Comalcalco, AECST, Pemex, Jul. 2010).	46
Fig. 3.6. Sección estructural en dirección NW-E, mostrando el estilo estructural del área, los objetivos CRTC y JSK (Informe de Localizaciones, Proyecto Juliva-Comalcalco, AECST, Pemex, Jul. 2010).	47
Fig. 3.7. Sección estructural en dirección NW-E, mostrando el estilo estructural del área, los objetivos CRTC y JSK (Informe de Localizaciones, Proyecto Juliva-Comalcalco, AECST, Pemex, Jul. 2010).	48
Fig. 3.8. El modelo estructural muestra la complejidad del área, observándose el cabalgamiento del bloque alóctono sobre el autóctono (Informe de Localizaciones, Proyecto Juliva-Comalcalco, AECST, Pemex, Jul. 2010).	49
Fig. 3.9. Modelo estructural (CMRG, AES, 2010).	51
Fig. 3.10. Modelo geológico de acumulación de hidrocarburos (CMRG, AES, 2010).	52
Fig. 4.1. Sección estructural en dirección W-E, mostrando el estilo estructural del área, los objetivos CRTC y JSK para la propuesta delimitadora C (Datos tomados del Informe de Localizaciones, Proyecto Juliva-Comalcalco, AECST, Pemex, Jul. 2010).	54
Fig. 4.2. Sección estructural en dirección W-E, mostrando el estilo estructural del área, los objetivos CRTC y JSK para la propuesta delimitadora C (Datos tomados del Informe de Localizaciones, Proyecto Juliva-Comalcalco, AECST, Pemex, Jul. 2010).	54
Fig. 4.3. Sección estructural en dirección W-E, mostrando el estilo estructural del área, los objetivos CRTC y JSK para las propuestas al sur del pozo A (Datos tomados del Informe de Localizaciones, Proyecto Juliva-Comalcalco, AECST, Pemex, Jul. 2010).	55
Fig. 4.4. Modelo de velocidades anisotrópico.	56