



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ALCANCES ESTRUCTURALES DE LA APERTURA  
DEL RIFT EN LA DISTRIBUCIÓN DE  
YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES, EN UNA  
PORCIÓN DE LA CUENCA TAMPICO MISANTLA**

**TESIS**

Que para obtener el título de

**Ingeniera Geofísica**

**P R E S E N T A**

Liz Fernanda Orozco Almazán

**DIRECTORA DE TESIS**

Dra. Iza Canales García



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021**

## AGRADECIMIENTOS

*A Iza, por su cariño, apoyo incondicional, consejos, paciencia y palabras de aliento cuando más las necesité y por estar allí cuando mis horas de trabajo parecían confusas e interminables.*

*Al Dr. Ricardo Padilla, por sus enseñanzas, por impulsarme a ser mejor y por hacerme ver que soy capaz de lograr mis metas.*

*A mis sinodales, Mtra. Isabel Trejo, Ing. Javier Arellano y Dr. Guillermo Pérez por su tiempo, dedicación y comentarios que enriquecieron este trabajo y mi formación profesional.*

*A mi padre, por ser siempre el motor que impulsa mis sueños y anhelos, por todo su apoyo y por quererme siempre. A él dedico esta meta conquistada. No hubiera podido llegar a donde estoy sin ti.*

*A mis abuelos, hermano, primos, tíos David y Aris y a toda mi familia, por el apoyo y orientación que me han otorgado a lo largo de mi vida.*

*A Yazmín, Valeria y Lulú, por alegrar mis días con sus bromas, complicidad y compañía y alentarme siempre a lograr mis metas.*

*A Jocelyn, por ser mi amiga y compañera, por brindarme su amistad honesta y leal y por tantos buenos momentos que hemos pasado juntas todos estos años.*

*A Amairani, por ser un pilar importante en mi vida, por escucharme, brindarme siempre su cariño, amistad, confianza y consejo cuando más lo he necesitado.*

*A Miguel, por estar conmigo en aquellos momentos en los que el estudio y el trabajo ocuparon mi tiempo y esfuerzo. Agradezco tu apoyo y amor incondicionales y valoro infinitamente tu compañía. Sacas lo mejor de mí.*

*A mis compañeros y amigos: Maribel, Tatiana, Citlali, Carolina y Rafael por su apoyo, compañía y por todas las risas, nuevas experiencias, horas de clase y desveladas que pasamos juntos. A su lado pasé los mejores momentos de la carrera.*

*A Cynthia y Lulú, por su cariño, apoyo y por recibirme en su familia con los brazos y el corazón abiertos.*

*Mi agradecimiento eterno a la UNAM por tantas oportunidades y alegrías que me ha dado. A mis maestros por su dedicación y por ser parte fundamental en mi formación personal y profesional.*

*Especial agradecimiento a la Fundación Chapopote por su apoyo a este trabajo.*

Lista de figuras	5
Lista de tablas	7
<b>Resumen</b>	8
<b>Abstract</b>	9
<b>1 Introducción</b>	10
1.1 Antecedentes	11
<b>2 Área de estudio</b>	18
2.1 El Golfo de México	18
2.2 Cuenca Tampico Misantla	19
2.1 Evolución tectono-estratigráfica de la cuenca Tampico-Misantla	19
2.3 Estratigrafía	21
2.4 Rift	25
2.4.1 Evolución temporal de un <i>rift</i>	29
2.4.2 Estilos estructurales de las cuencas de <i>rift</i>	30
2.4.3 Implicaciones del <i>rift</i> en sistemas petroleros	32
2.5 Tipos de corteza	33
2.5.1 Corteza	34
2.5.2 Litosfera	35
2.5.3 Corteza del Golfo de México	35
2.6 Apertura del Golfo de México	36
<b>3 Información Sísmica</b>	45
3.1 Método de Reflexión Sísmica	45
3.2 Adquisición de datos sísmicos en 3D	49
3.3 Procesamiento de datos sísmicos	51
3.4 Interpretación Sísmica	56
<b>4 Sistemas petroleros</b>	59
4.1 Elementos y procesos	59
4.2 Roca Generadora	60
4.3 Yacimientos no convencionales/atípicos	62
<b>5 Resultados</b>	67
5.1 Interpretación sísmica	67
5.2 Mapas estructurales	76
5.3 Modelo geológico	84
<b>6 Conclusiones y recomendaciones</b>	87
<b>7 Referencias</b>	89

## Lista de figuras

Figura 1.1. Sección estratigráfica con dirección NE-SW de la cuenca Tampico-Misantla, donde se indica la ventana de madurez del Jurásico (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017). .....	12
Figura 1.2. Sección esquemática con dirección SE-NW donde se representan los plays convencionales de la cuenca Tampico Misantla (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017). .....	13
Figura 1.3. Ubicación de los tres pozos perforados en la cuenca Tampico-Misantla con fines no convencionales (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017). .....	14
Figura 2.1. Localización de La Planicie Costera del Golfo (Ortiz Lozano, Arceo Briseño, Granados Barba, Salas Monreal, & Jiménez Badillo). .....	18
Figura 2.2. Localización de la Cuenca Tampico Misantla (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017). .....	19
Figura 2.3. Columna Estratigráfica del Mesozoico (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017). .....	25
Figura 2.4. Mapa de la edad de la corteza oceánica (NOAA, 2021). .....	26
Figura 2.5. Modelos de rift pasivo y activo (Nemčok, 2016). .....	26
Figura 2.6. Creación de horst y graben. Tomada y modificada de (Corti, 2019). .....	27
Figura 2.7. Propagación de un rift indicando las diferentes direcciones que toma durante su evolución. Imagen tomada y modificada de (Kearey, Klepeis, & Vine, 2009). .....	28
Figura 2.8. Principales zonas prospectivas del mundo. .....	29
Figura 2.9. Fallas no rotacionales en la etapa sin-rift .....	30
Figura 2.10. Fallas rotacionales en etapa sin-rift. .....	30
Figura 2.11. Fallas lítricas en la etapa sin-rift .....	30
Figura 2.12. Tipos de corteza en el Golfo de México (Salvador, The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Gulf of North America , 1991a). .....	36
Figura 2.13. Ubicación de los afloramientos pre-mesozoicos en México durante el Precámbrico (izquierda) y Paleozoico (derecha) (Padilla y Sánchez, Origen y evolución tectónica Mesozoica del Golfo de México, 2020). .....	37
Figura 2.14. Ubicación de los horst esquematizada por Salvador con datos superficiales y del subsuelo (Padilla y Sánchez, Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México, 2006). .....	38
Figura 2.15. A) imagen original obtenida por el estudio, B) imagen interpretada donde se observa la cresta de generación de corteza oceánica al centro del Golfo de México en dirección NE-SW (Sandwell, 2014). .....	38
Figura 2.16. Ubicación del proto-Golfo de México hace 200 Ma (izquierda) y 160 Ma (derecha) (Padilla y Sánchez, Origen y evolución tectónica Mesozoica del Golfo de México, 2020). .....	39
Figura 2.17. Lineamientos relevantes para explicar la evolución geológica del Golfo de México (líneas punteadas), donde se indica en color verde el polo de rotación del Bloque de Yucatán propuesto por Sandwell en 2014 y en color azul el polo de rotación propuesto por Padilla y Sánchez en 2016. (Padilla y Sánchez, Origen y evolución tectónica Mesozoica del Golfo de México, 2020). .....	40
Figura 2.18. Imagen satelital donde se ubica el Bloque de Yucatán donde posiblemente se encontraba en el Jurásico Inferior (Toarciense 174 Ma) (derecha) y donde se encuentra ahora (izquierda) rotando el bloque 39° en sentido antihorario a lo largo de donde se sugiere que se encuentra la Falla Transformante Tamaulipas-Oaxaca ubicando el polo de rotación cerca Florida (Padilla y Sánchez, Origen y evolución tectónica Mesozoica del Golfo de México, 2020). .....	42
Figura 2.19. Ubicación de la Falla Transformante Tamaulipas-Oaxaca, donde se observa que está justo en el límite entre la Planicie Costera del Golfo y el Eje Volcánico Transmexicano (izquierda). En la otra imagen (derecha) se aprecia la diferencia de espesores de la corteza, cuyo cambio ubica a la falla transformante en el límite entre la corteza continental y la corteza transicional del Golfo de México (Padilla y Sánchez, Origen y evolución tectónica Mesozoica del Golfo de México, 2020). .....	42
Figura 2.20. Ubicación de las Fallas Transformantes en México y el Caribe que se asocian con los yacimientos de serpentinitas de la región (Padilla y Sánchez, Origen y evolución tectónica Mesozoica del Golfo de México, 2020). .....	43
Figura 2.21. Imagen obtenida con magnetometría del Macizo de Chiapas donde se indica con un rectángulo en color amarillo la continuación de la Falla de Tonalá, la cual concuerda con la ubicación y	

orientación de la Falla Transformante Tamaulipas-Oaxaca (Padilla y Sánchez, Origen y evolución tectónica Mesozoica del Golfo de México, 2020) .....	43
Figura 3.1. Esquematación de la reflexión de una onda. ....	46
Figura 3.2. Apilamiento de trazas (Schlumberger, Oilfield Glossary , 2019). ....	47
Figura 3.3. Esquema del CP en una configuración de capas horizontales. ....	48
Figura 3.4. Esquema de capas inclinadas donde se observa que no existe CDP. ....	48
Figura 3.5. Elementos más importantes que considerar para la adquisición sísmica terrestre en 3D, imagen tomada y modificada de (Cordsen, Galbraith, & Peirce, 2000) .....	50
Figura 4.1. Diferencia de granulometría entre una roca con alta y baja porosidad (ACP, 2014). ....	62
Figura 4.2. Diferencia entre la configuración de un yacimiento convencional y uno no convencional (ACP, 2014).....	63
Figura 4.3. Esquema que muestra el proceso del fracturamiento hidráulico en un pozo horizontal con fines no convencionales. Imagen tomada y modificada de (SENER, 2018).....	65
Figura 4.4. Distribución esquemática de los principales plays no convencionales (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017).....	66
Figura 5.1. Mapa de ubicación aproximada de los estudios sísmicos utilizados, en amarillo se muestra el área de cobertura sísmica. Modificado de Mapa de la industria de los hidrocarburos CNIH, 2021. ....	67
Figura 5.2. Sección sísmica A-B con dirección SW-NE donde se observan los cuatro horizontes sísmicos y las fallas normales principales.....	68
Figura 5.3. Sección sísmica C-D con dirección SW-NE donde se observan los cuatro horizontes sísmicos y las fallas normales principales.....	70
Figura 5.4. Sección sísmica E-F con dirección NW-SE donde se observan los cuatro horizontes sísmicos y las fallas normales principales.....	71
Figura 5.5. Sección sísmica G-H con dirección NW-SE donde se observan los cuatro horizontes sísmicos y las fallas normales principales.....	72
Figura 5.6. Mapa de espesores entre los horizontes Basamento y Oxfordiano.....	73
Figura 5.7. Mapa de espesores entre los horizontes Oxfordiano y Kimmeridgiano. ....	74
Figura 5.8. Mapa de espesores entre los horizontes Kimmeridgiano y Tithoniano. ....	74
Figura 5.9. Interpretación sísmica perteneciente a un trabajo previo en la cuenca. Estas imágenes se presentan con el fin de comparar esta interpretación con la interpretación realizada en este trabajo y analizar similitudes.....	76
Figura 5.10. Mapa estructural de la superficie interpretada como Basamento.....	77
Figura 5.11. Mapa estructural del Basamento obtenido de un trabajo previo. ....	77
Figura 5.12. Mapa estructural de la superficie interpretada como Oxfordiano. ....	78
Figura 5.13. Mapa estructural de la superficie interpretada como Kimmeridgiano. ....	79
Figura 5.14. Mapa estructural de la superficie Tithoniano.....	79
Figura 5.15. Corte a 6000 metros de profundidad con extracción del atributo RMS. ....	80
Figura 5.16. Corte a 6000 metros de profundidad con extracción del atributo varianza. ....	81
Figura 5.17. Corte a 5200 metros de profundidad con extracción del atributo RMS (derecha). A la izquierda se observa su superposición con el mapa estructural del Basamento. ....	81
Figura 5.18. Corte a 5200 metros de profundidad con extracción del atributo varianza (derecha). A la izquierda se observa su superposición con el mapa estructural del Basamento. ....	81
Figura 5.19. Corte a 3700 metros de profundidad con extracción del atributo RMS (derecha). A la izquierda se observa su superposición con el mapa estructural del Oxfordiano. ....	82
Figura 5.20. Corte a 3700 metros de profundidad con extracción del atributo varianza (derecha). A la izquierda se observa su superposición con el mapa estructural del Oxfordiano. ....	82
Figura 5.21. Corte a 3500 metros de profundidad con extracción del atributo RMS (derecha). A la izquierda se observa su superposición con el mapa estructural del Kimmeridgiano.....	83
Figura 5.22. Corte a 3500 metros de profundidad con extracción del atributo varianza (derecha). A la izquierda se observa su superposición con el mapa estructural del Kimmeridgiano.....	83
Figura 5.23. Corte a 3000 metros de profundidad con extracción del atributo RMS (derecha). A la izquierda se observa su superposición con el mapa estructural del Tithoniano.....	84

<i>Figura 5.24. Corte a 3000 metros de profundidad con extracción del atributo varianza (derecha). A la izquierda se observa su superposición con el mapa estructural del Tithoniano.....</i>	<i>84</i>
<i>Figura 5.25. Visualización del modelo geológico 3D desde diferentes ángulos .....</i>	<i>86</i>

## Lista de tablas

<i>Tabla 1.1. Información de los tres pozos perforados en la cuenca Tampico-Misantla con fines no convencionales (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017). .....</i>	<i>15</i>
<i>Tabla 1.2. Reservas y recursos de la cuenca Tampico-Misantla y la cuenca del Sureste (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017). .....</i>	<i>16</i>
<i>Tabla 2.1. Estilos estructurales de las cuencas tipo rift. ....</i>	<i>31</i>
<i>Tabla 2.2. Información de los lineamientos regionales importantes para explicar la evolución geológica del Golfo de México. ....</i>	<i>41</i>

## Resumen

Se utilizó información de dos cubos sísmicos pertenecientes a la cuenca Tampico-Misantla, con esta información se interpretaron cuatro horizontes sísmicos y las fallas principales en el paquete sedimentario de edad Jurásica. Se extrajeron de los volúmenes sísmicos los atributos RMS, varianza y coseno de fase para facilitar la interpretación sísmica. Se crearon cuatro superficies que posteriormente se integraron para la creación de un modelo geológico tridimensional.

Este modelo sugiere que las rocas más antiguas que conforman el Basamento en la región fueron deformadas por estructuras con orientación NW-SE y NE-SW. Como se esperaba, la geometría del Basamento se compone de un sistema de horst y graben con desniveles de hasta 1km. Este tipo de estructuras sugieren que la primera etapa de formación de la región tuvo su origen en la ruptura de Pangea por medio de un sistema de *rift*, lo que posteriormente resultó en la apertura del Golfo de México.

El modelo realizado permite analizar la historia tectónica y sedimentaria del área que dio origen a una porción de la cuenca Tampico-Misantla, esto permite determinar la importancia de dichos procesos en la generación de recursos energéticos. En este trabajo se hace hincapié en la relevancia de la geometría y las características de los depósitos para la exploración de hidrocarburos, sobre todo en lo correspondiente con el subsistema generador y su importancia como un recurso convencional y no convencional.

## **Abstract**

Information from a seismic cube belonging to the Tampico-Misantla basin was used, with this information, four seismic horizons and the main faults in the Jurassic sedimentary package were interpreted. The RMS, variance, and cosine of the phase attributes were extracted from the seismic volume to facilitate seismic interpretation. Four surfaces were created which were then integrated to create a three-dimensional geological model.

This model suggests that the oldest rocks that make up the Basement were deformed by structures with NW-SE and NE-SW orientation. As expected, the geometry of the Basement is formed by a system of horst and graben with slopes of up to 1km. This type of structure suggests that the first stage of formation of the region had its origin in the rupture of Pangea by means of a rift system, which later resulted in the opening of the Gulf of Mexico.

This model allows us to analyze the tectonic and sedimentary history of the area that gave rise to a portion of the Tampico-Misantla basin, which allows us to determine the importance of these processes in the generation of energy resources. This work emphasizes the relevance of the geometry and characteristics of the deposits for the exploration of hydrocarbons, especially in relation to the generator subsystem and its importance as a conventional and unconventional resource.

# 1 Introducción

La influencia de las estructuras del basamento resulta fundamental para explicar la geometría de los depósitos sedimentarios más jóvenes en cualquier secuencia estratigráfica, sin embargo, la importancia en el conocimiento de estas características se maximiza cuando dichas secuencias son productoras de algún recurso energético, como lo es en el caso de las formaciones del Jurásico Superior ubicadas en el subsuelo de la Planicie Costera del Golfo de México.

Se estima que las reservas de recursos no convencionales en México ocupan el sexto lugar a nivel mundial, esto gracias principalmente a las condiciones ambientales predominantes durante el Jurásico, que permitieron el depósito de lutitas ricas en materia orgánica. Sin embargo, para mejorar el éxito en la recuperación del recurso es importante comenzar por implementar mecanismos adecuados de exploración y así incrementar el éxito geológico y disminuir los riesgos.

El presente trabajo centra su contribución en el área de Tampico Misantla, ya que ésta representa más del 20% de los recursos no convencionales del país, según los cálculos de recursos prospectivos de la CNH para 2021.

El objetivo principal de esta tesis es la interpretación sísmica y el análisis de los horizontes correspondientes al Jurásico Superior en una porción de la Cuenca Tampico Misantla, la generación de mapas estructurales que permitan observar la geometría del Basamento y su repercusión en la disposición de los horizontes Pimienta y Tamán, para finalmente, discutir su importancia petrolera y el tipo de play que representan.

Para cumplir con el objetivo principal se abordará la importancia petrolera de la cuenca Tampico-Misantla. Se describirán los elementos estructurales que la conforman y se analizará el play no convencional constituido por la Formación Pimienta. Se describirá la situación actual de la región y el potencial petrolero que tiene a pesar de estar prácticamente olvidada actualmente. Por último, se tocarán puntos a favor y en contra del fracturamiento hidráulico y sus posibles repercusiones para el país.

En el segundo capítulo se realiza un análisis bibliográfico de las secuencias del Jurásico, con énfasis en que el conocimiento de la historia geológica regional y del marco tectónico que permiten a establecer la geometría esperada. Ésta consiste en grandes depocentros y altos topográficos relacionados con la apertura del Golfo de México en la etapa de *rift*, posteriormente el relleno de las cuencas con el aumento en el nivel del mar, la reactivación de las fallas normales asociadas con el basamento. Se

presentarán los antecedentes necesarios para entender cómo es que la formación del *rift* ayudó a la formación de secuencias de lutitas ricas en materia orgánica y cómo es que actuaron los depósitos posteriores al cese de la apertura.

En el tercer capítulo se dará una introducción del tratamiento dado a la información sísmica, presentando los principios fundamentales del método sísmico y el proceso de interpretación.

En el cuarto capítulo se aborda lo referente al sistema petrolero. Se describirán los elementos y procesos que lo componen, se hará una distinción entre yacimientos convencionales y no convencionales y se hablará sobre el potencial para producción no convencional de la cuenca.

En los resultados se muestran los mapas estructurales y el modelo geológico que resultaron de la interpretación sísmo-estructural se presentan en el quinto capítulo. Se espera que con el conocimiento de su geometría, distribución, profundidad y estructuras sirvan como base para continuar con los procesos exploratorios, pues brindan una herramienta fundamental de visualización del área.

En el último capítulo se describen los resultados obtenidos de acuerdo con el objetivo de este trabajo.

## **1.1 Antecedentes**

La Provincia Tampico-Misantla es considerada la más importante en cuanto a yacimientos no convencionales de lutitas ricas en contenido de materia orgánica en México y son los elementos estructurales que moldean el basamento los responsables de que varias unidades litoestratigráficas de la cuenca sean de interés económico petrolero (Figura 1.1).

Esta provincia está conformada en el norte por el Alto de Tamaulipas y el Homoclinal de San José de las Rusias, hacia el centro con el Paleocañón Bejuco-La Laja, el Alto de la Sierra de Tantima y el Paleocañón de Chicontepec, al sur con la Franja Volcánica Transmexicana; al este con el Alto de Arenque y el Alto de la Plataforma de Tuxpan, y hacia el oeste limita con el Frente Tectónico del Cinturón Plegado y Cabalgado de la Sierra Madre Oriental (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017).

Una de las secuencias generadoras de la cuenca corresponde a la Formación Pimienta del Jurásico Superior (Tithoniano). Se estima que los recursos de esta provincia son 30.7 MMMb de aceite y 20.7 MMMMbc de gas húmedo (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017).

Según la CNH se entiende por play a una familia de yacimientos y/o prospectos que tienen la misma roca almacén, roca sello, misma historia de generación de hidrocarburos, de migración y carga, por lo que en la cuenca de estudio se identifican dos plays no convencionales de gran interés: la Formación Agua Nueva del Cretácico Superior y la Formación Pimienta del Jurásico Superior, siendo este último el objetivo para el presente trabajo. En la cuenca Tampico-Misantla se encuentran reportados plays convencionales y no convencionales, ilustrados en la figura 1.2.

La secuencia de terrígenos de la Formación Pimienta alcanza profundidades de 1,400 a 3,000 m en el sur, en donde se encuentran tres estructuras elevadas: El anticlinal Piedra de Cal de 40 km de longitud, en donde la formación se encuentra a 1,600 metros de profundidad. En el sureste de Bejuco, el Tithoniano alcanza una profundidad máxima de 3,000 m en el este y cerca de 2,400 m en el oeste (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017).

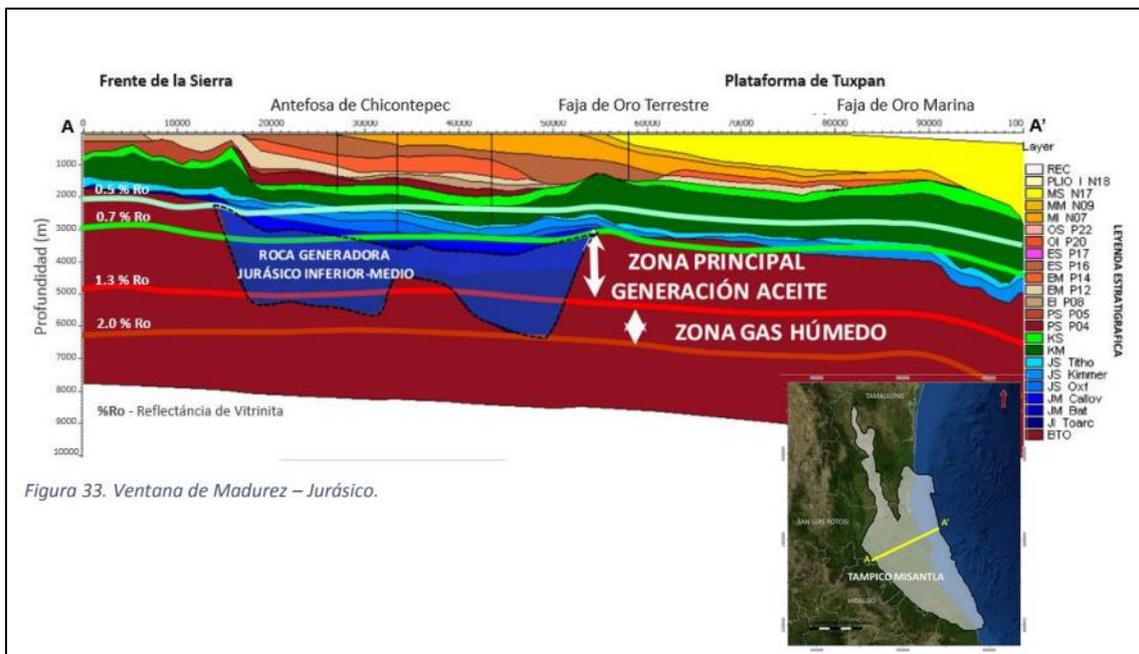


Figura 1.1. Sección estratigráfica con dirección NE-SW de la cuenca Tampico-Misantla, donde se indica la ventana de madurez del Jurásico (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017).

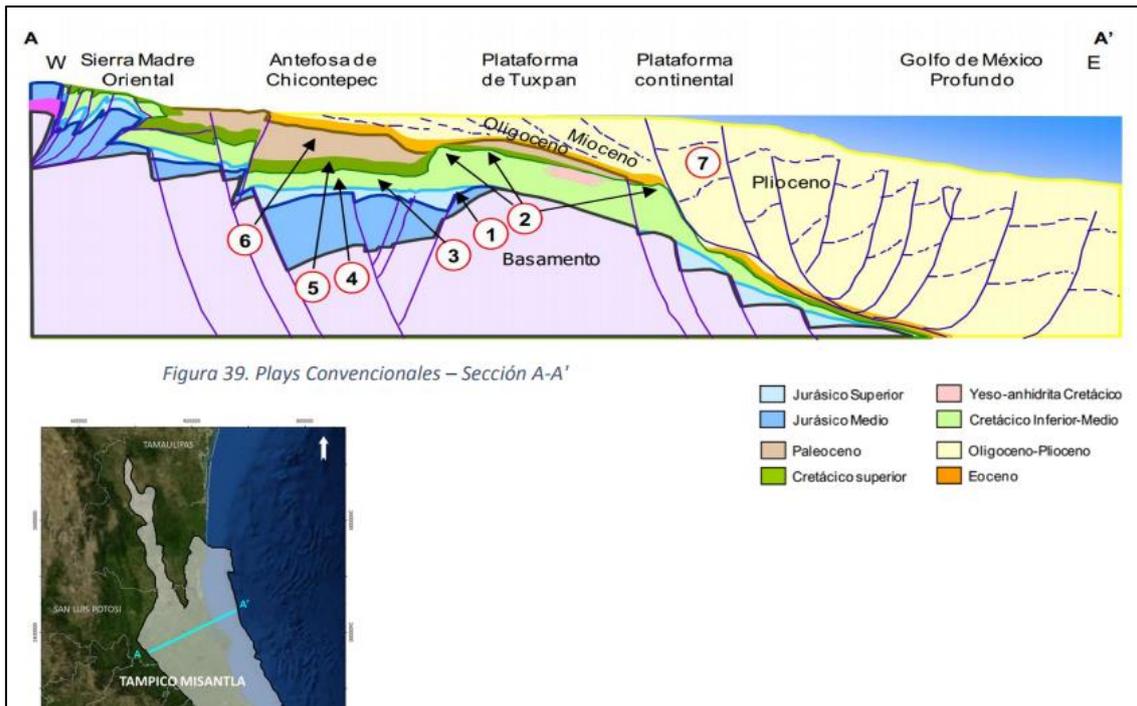


Figura 1.2. Sección esquemática con dirección SE-NW donde se representan los plays convencionales de la cuenca Tampico Misantla (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017).

En el año 2017, la CNH confirmó a través de un estudio que las formaciones Tamán y Pimienta contienen un alto contenido de Carbono Orgánico Total (TOC), buena acumulación de aceite y gas, tendencia constante de madurez térmica y altos valores de Índice de Hidrógeno (IH). Sin embargo, hasta la fecha no se ha aprovechado en nuestro país la enorme riqueza de estos recursos de los campos no convencionales de formaciones de lutitas. Se han perforado 3 pozos con objetivos no convencionales en la cuenca: Horcones-8127, Corralillo-157 y presidente Miguel Aleman-802 (figura 1.3), cuyos resultados muestran la presencia de aceite dentro de la matriz fracturada de las rocas de la formación Pimienta, con hidrocarburos líquidos que varían en calidad de aceites medios a ligeros con relaciones gas aceite (RGA) entre 900 a 3000 pc/bls (tabla 1.1).

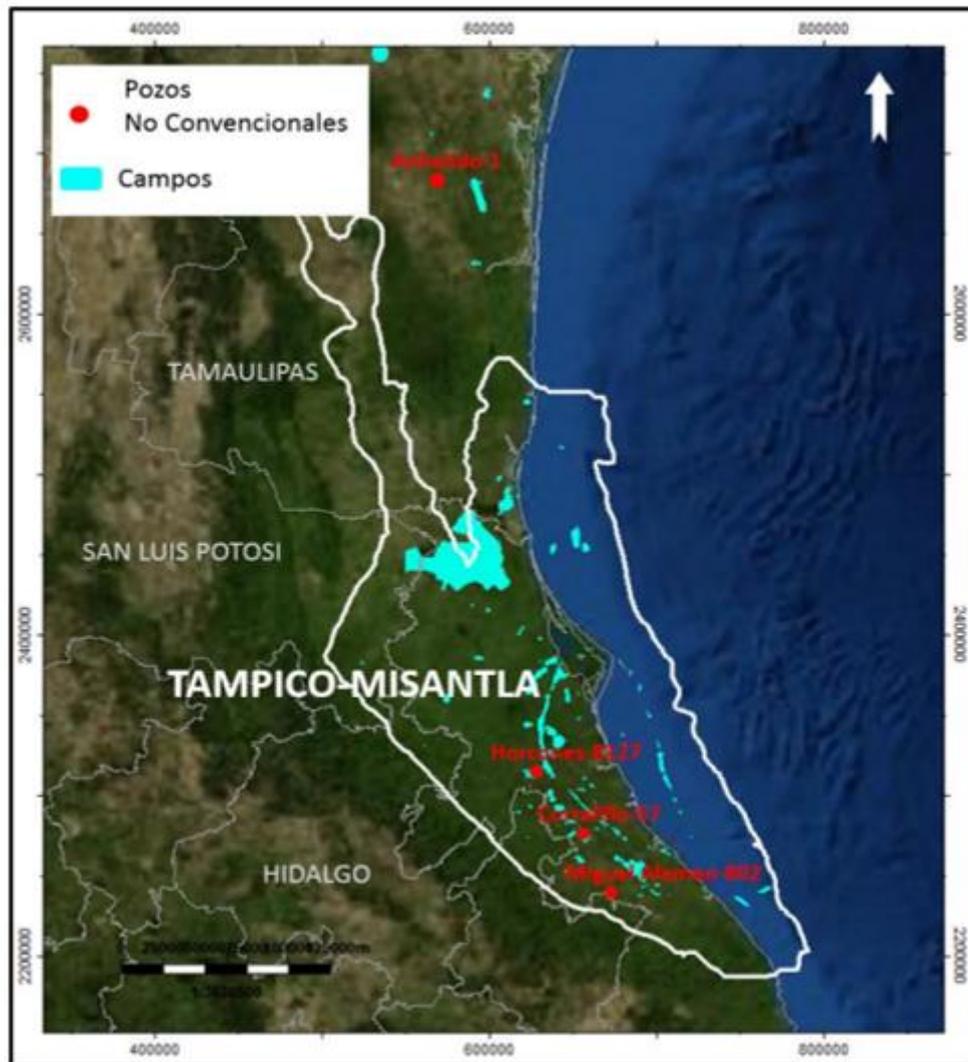


Figura 1.3. Ubicación de los tres pozos perforados en la cuenca Tampico-Misantla con fines no convencionales (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017).

Aunque es un hecho que en el país se encuentra una cantidad enorme de hidrocarburos remanentes en cuencas prácticamente olvidadas en la actualidad, se sabe que la industria petrolera está buscando incrementar su producción a través de continuar desarrollando la Cuenca del Sureste (offshore principalmente) además de seguir explorando en aguas profundas del Golfo de México, buscando mejorar el factor de recuperación optimizando sus campos reduciendo espaciamiento entre pozos y aplicando recuperación mejorada a sus yacimientos. Sin embargo, algunos estudiosos del tema creen que es más conveniente que México invierta en nueva tecnología para poder explotar los yacimientos no convencionales.

**Tabla 1.1. Información de los tres pozos perforados en la cuenca Tampico-Misantla con fines no convencionales (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017).**

Pozo	Tipo Trayectoria	Formación Productora	Producción			
			Gas (MMpcd)	RGA (pc/bls)	Agua (%)	ISO
Corralillo-157	Horizontal	Pimienta	1117	1744	42	2.00
Horcones-8127	Horizontal	Pimienta	759	2870	72	1.50
P Miguel Alemán-802	Horizontal	Pimienta	---	---	---	---

En el pasado se favoreció a la cuenca del Sureste sobre la de Tampico - Misantla por razones económicas pues era más rentable y por lo mismo ha sido mejor explotada que Tampico - Misantla, que fue abandonada en los años 1980´s cuando el petróleo en rocas muy compactas y en lutitas ricas en materia orgánica, no se consideraba producible (Guzman, 2019). Pues tiene sentido que al haber sólo una empresa petrolera en el país esta destinara sus limitados recursos en lo que en ese momento se consideraba económicamente más rentable.

En la actualidad los avances tecnológicos permiten la extracción de aceite en lutitas compactas de manera más económica y en menor tiempo que en yacimientos profundos (>5000 m) o en yacimientos en aguas profundas. Es importante considerar que el fracturamiento hidráulico es una técnica empleada en EUA desde 1930, por lo que no es que sea un método nuevo de extracción, sino que los avances tecnológicos han permitido que la técnica haya sido mejorada a través de los años hasta la versión del método que tenemos hoy en día.

En la cuenca Tampico-Misantla no se ha extraído aceite y gas de yacimientos no convencionales de lutitas o de rocas compactas, además la producción proveniente de yacimientos convencionales es sumamente baja, porque se dejó de invertir en la cuenca en los años 1980´s después del descubrimiento del Mesozoico en el Sureste (Guzman, 2019).

Según datos publicados por la CNH en el año 2018 los recursos no convencionales y los convencionales por descubrir en las cuencas Tampico-Misantla y Sureste son casi idénticos: 135 MMMbpce y 134 MMMbpce, respectivamente. La situación es la misma si se considera solamente el aceite remanente (que incluye las reservas), más los recursos no convencionales y por descubrir: 122 MMbpce en Tampico-Misantla y 120 MMbpce en la Cuenca del Sureste (tabla 1.2).

El aceite presente en Chicontepec fue certificado por DeGolyer y Macnaughton en los años 1960's con 137 MMMb y 63 MMMMpc y reservas de 17 MMMbpce (3P), lo que fue confirmado en los años 2000 tempranos por ellos mismos y por Netherland y Sewell, sin embargo, después de 2011 estos volúmenes han sido degradados hasta 59 MMMb y 31 MMMMpc y reservas 3P de tan solo 6 MMMbpce. No queda claro cuál fue la razón técnica para hacer esto, pero obviamente no se tomaron en consideración los nuevos conceptos, las nuevas tecnologías y las mejores prácticas para desarrollar y producir aceite a partir de lutitas y de rocas compactas con aceite (Guzman, 2019). Por otra parte, aunque estas cifras pueden resultar atractivas es importante hacer más consideraciones.

**Tabla 1.2. Reservas y recursos de la cuenca Tampico-Misantla y la cuenca del Sureste (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017).**

Sólo aceite	Tampico-Misantla	Sureste
Reservas 3P MMb	5	13
Remanente MMb	80 Incluye convencionales y No convencionales (Chicontepec)	93
Recursos MMMbpce	2 Convencionales 35 No convencionales	14 -
Total MMbpce	122	120

Como todos los recursos finitos, la producción de los combustibles fósiles sigue la llamada curva de Hubbert: la producción crece hasta un máximo (pico) donde se han consumado los recursos más accesibles y de mejor calidad, al que le sigue un declive acompañado por la explotación de los recursos de menor calidad y más caros de extraer (Ferrari, 2013).

Desde la Revolución Industrial hasta nuestros días los combustibles fósiles, particularmente el petróleo, constituyen la base de la economía global. Actualmente el 80% de la energía requerida por la humanidad proviene de recursos fósiles no renovables (petróleo 32 %, gas 21 % y carbón 27 %), al menos no en la escala humana. Predecir cuándo será el *pick oil* a nivel mundial no es tan sencillo, pues para ello es necesario conocer las reservas mundiales, el consumo a futuro y la tasa de reposición de las reservas por los nuevos descubrimientos, pero ninguno de estos datos es conocido con precisión.

Los datos que se tienen actualmente apuntan que el pick oil en México fue en 2004, año que coincide con el declive de Cantarell. Además, los campos que sustituyeron parcialmente a Cantarell, Ku-Malub-Zaa comenzaron su declive a partir del año 2016. Esta es la razón principal por la que algunos autores sugieren que el país debería voltear a ver a los yacimientos en lutitas.

Sin embargo, la información que se tiene de este tipo de yacimientos es mínima, pues la explotación de hidrocarburo convencional evidentemente no es igual a la de uno no convencional, pues para saber el volumen del yacimiento no convencional es necesario perforar antes para tener datos de la reserva, esta es la razón por la que no se tienen en México reservas certificadas. Lo que resulta en el desconocimiento de un número certero que indique cuánto hidrocarburo no convencional hay en el país; no podemos saber la permeabilidad, la cantidad y calidad de los hidrocarburos, fracturabilidad, entre otros parámetros, hasta que no se perforen pozos suficientes.

Por otro lado, es importante también considerar el impacto ambiental. A continuación, se mencionarán algunas de las opiniones a favor y en contra del uso del fracturamiento hidráulico, con el único propósito de poner sobre la mesa dicha discusión, sin afán de establecer alguna postura sino con el fin de informar.

Mucho se ha hablado sobre el impacto negativo que ha tenido el *fracking* en Estados Unidos. Algunas de estas repercusiones negativas son: decrecimiento del gasto base en ríos (caudal que aporta un acuífero a un río), afectación a la biodiversidad nativa, aumento de la presencia de metano en ríos y acuíferos, generación de sismos y sobre todo el enorme consumo de agua. Pero sobre el tema hay opiniones divididas, se ha confirmado que la explotación de yacimientos convencionales también consume gran cantidad de agua, que la presencia de metano en ríos y acuíferos también se debe a un compuesto natural, pues cuando el acuífero es reductor y anóxico se genera una metanogénesis, la cual no se relaciona con el fracturamiento hidráulico de ninguna manera. Y es correcta que esta técnica genera sismos, pero casi cualquier extracción de fluidos en subsuperficie los genera. Algunos investigadores aseguran que el calentamiento global, puntualmente las sequías que actualmente son más intensas y constantes que hace unas décadas, también han contribuido con la sobreexplotación y agotamiento de los acuíferos.

Estas aseveraciones nos invitan a tratar la técnica de fracturamiento hidráulico con rigor científico, considerar los efectos negativos que este provoca aunado a las repercusiones del cambio climático; y también a impulsar el fomento a la investigación de esta problemática y sus posibles soluciones.

## 2 Área de estudio

### 2.1 El Golfo de México

El golfo de México es una cuenca semicerrada que corresponde a una región del Océano Atlántico, tiene una extensión aproximada de 1 550 000 km<sup>2</sup> y una profundidad máxima de 4 384 m. Geográficamente está limitado por Estados Unidos al norte, al este con Cuba y al oeste por México. En México, esta región colinda con los estados Tamaulipas, Veracruz, Tabasco, Campeche y Yucatán.

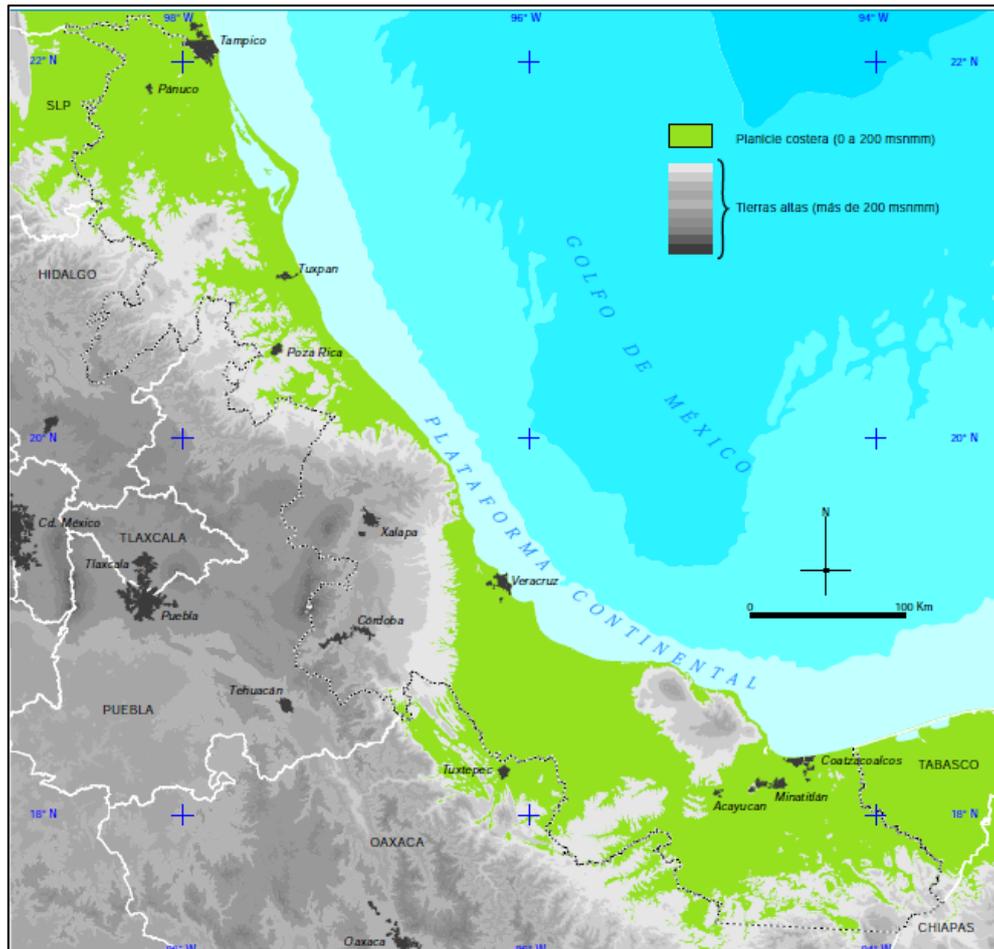


Figura 2.1. Localización de La Planicie Costera del Golfo (Ortiz Lozano, Arceo Briseño, Granados Barba, Salas Monreal, & Jiménez Badillo).

La planicie costera del golfo es la llanura con mayor superficie del país, su ancho varía entre 125 y 150 km, y la cota altimétrica máxima no rebasa los 200 m (sin considerar los volcanes). Limita al norte con el golfo de México, al este con la península de Yucatán, al sur con la Sierra de Chiapas y Oaxaca, con la Sierra Madre Oriental y el Eje volcánico Transversal Mexicano (Figura 2.1).

## 2.2 Cuenca Tampico Misantla

La cuenca Tampico-Misantla tiene una extensión geográfica aproximada de 25 000 km<sup>2</sup>. Se localiza al oriente de México, y comprende el estado de Tamaulipas y hasta la parte central del estado de Veracruz, la parte oriental de los estados San Luis Potosí, Hidalgo y el norte de Puebla. Limitada al norte por la Sierra de Tamaulipas, al sur por el macizo de Teziutlán, al oeste por la Sierra Madre Oriental y al este por el Golfo de México (figura 2.2).

Esta cuenca es considerada de suma importancia por su gran potencial en recursos asociados a los yacimientos no convencionales de lutitas orgánicas en el país.

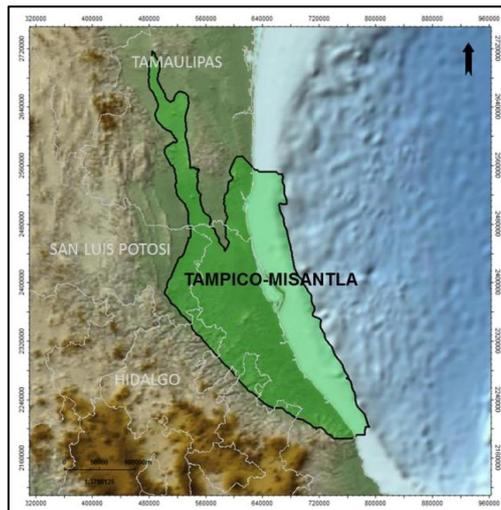


Figura 2.2. Localización de la Cuenca Tampico Misantla (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017)

## 2.1 Evolución tectono-estratigráfica de la cuenca Tampico-Misantla

En la evolución tectónica de la cuenca Tampico-Misantla se identifican tres etapas tectónicas: *sin-rift*, margen pasivo y antifosa.

La etapa *sin-rift* tuvo lugar durante el Triásico y Jurásico. Comenzó con la disgregación de Pangea; pues la cuenca Tampico-Misantla se desarrolló por esfuerzos extensivos que causaron extensión y consecuentemente hundimiento, originando fosas continentales que recibieron grandes cantidades de sedimentos. La continua deriva continental provocó transgresión marina y con ello se desarrollaron diferentes ambientes de depósito. Seguido a esto, se depositaron sedimentos clásticos continentales de ambiente aluvial y fluvial, con flujos de lava sobre el basamento cristalino y metamórfico, pertenecientes a la Formación Huizachal. Posteriormente, se depositó la Formación Huayacocotla, constituida por secuencias de areniscas y lutitas debido a la transgresión marina, ocasionada por un ascenso del nivel del mar y un posterior descenso.

Posteriormente se reestablecieron condiciones continentales dando como resultado el depósito de clásticos de la Formación Cahuizas. Se generó nuevamente una transgresión marina que favoreció el depósito de calizas oolíticas pertenecientes a la formación Huehuetepic, y calizas arenosas con contenido de bioclastos y oolitas conocidas actualmente como la Formación Tepexic, a las que siguió el depósito de lutitas calcáreas y carbonosas con alto contenido de materia orgánica, constituyentes de la Formación Santiago. Esta última formación se depositó en mares de baja energía con restringida circulación rodeando los altos del basamento, lo que provocó el desarrollo de rampas carbonatadas donde a su vez se depositaron calizas arcillosas y calizas oolíticas pertenecientes a las Formaciones San Pedro y San Andrés respectivamente. Mientras que en las partes más profundas se fueron depositando calizas arcillosas con menor contenido de materia orgánica y calizas arcillosas negras dando origen a la Formación Tamán.

El basamento se encontraba bajo subsidencia continua, creando así espacio para el depósito de calizas arcillosas con gran contenido de materia orgánica, que constituyen a la Formación Pimienta.

Al inicio de la segunda etapa, prevaleció la transgresión marina que finalmente inundó los altos del basamento restantes y comenzó el depósito de calizas, dolomitas y el desarrollo de arrecifes.

Debido a la subsidencia térmica, las áreas bajas se fueron profundizando, originando las cuencas de mares profundos donde se depositó la Formación Tamaulipas Inferior seguida del Horizonte Otates. Después, se desarrolló un borde arrecifal de 1 400 metros de espesor sobre lo que hoy es la plataforma Tuxpan, originando la creación de las formaciones Tamabra y Tamaulipas Superior.

A finales del Cenomaniano, la plataforma queda bajo condiciones subaéreas por un pulso regresivo marino, la cual fue seguida por un nuevo evento transgresivo, permitiendo el depósito tanto en la facies lagunar como en las zonas del talud medio, distal y cuenca de las formaciones Agua Nueva del Turoniano, (calizas negras arcillosas con intercalaciones de lutitas negras), San Felipe del Coniaciano-Santoniano (calizas arcillosas gris verdoso con abundantes intercalaciones de bentonitas verde olivo) y Méndez del Campaniano Mastrichtiano (calizas arcillosas y margas de color verdes y rojas), con el depósito de esta última formación terminó el periodo de esta tectono-secuencia. (PEMEX, 2013).

La última etapa, corresponde con la Orogénia Larámide, evento tectónico que creó la Sierra Madre Oriental, provocando un gran aporte de sedimentos terrígenos a una

Cuenca Foreland o de Antepaís (Cuenca de Chicontepec). Su levantamiento continuo ocasionó planicies costeras y plataformas continentales angostas donde predomina el transporte de sedimentos por corrientes de turbidez, flujos de escombros, deslizamientos y ambientes turbidíticos.

### **2.3 Estratigrafía**

A continuación, se describen las principales características de las unidades estratigráficas pertenecientes a la cuenca Tampico-Misantla, comenzando con el basamento y abarcando únicamente las formaciones del Triásico Superior al Jurásico Superior de acuerdo con los objetivos de este trabajo. Se hace hincapié en la última formación de este periodo, la Formación Pimienta, debido a su gran importancia petrolera (figura 2.3).

- **Basamento**

El basamento se constituye por rocas ígneas plutónicas como granitos, granodioritas, tonalitas, dioritas y gabros. También se encuentran rocas metamórficas como esquistos y gneises, sus edades varían desde el Pérmico hasta el Jurásico Medio (SGM, Léxico Estratigráfico, 2007)

Se conforma principalmente de rocas ígneas Formación Huizachal (Triásico Superior – Jurásico Inferior) y algunas secuencias de lutitas, lutitas arenosas, lutitas calcáreas, areniscas de grano fino, limolitas y conglomerados. La litología predominante es arenisca limolítica color rojo con intercalaciones de capas de arenisca color rojo, verde grisáceo, púrpura, ocre y amarillo. Se encuentran cuerpos intrusivos como diques, sills de basalto y diabasas. Tiene un espesor promedio de 1 000 m, pero en algunas localidades alcanza hasta 2 000 m. (SGM, Léxico Estratigráfico, 2007)

- **Formación Huayacocotla (Jurásico Medio)**

En general, se compone de conglomerados compuestos de diferentes tamaños de areniscas y lutitas cementadas por material arcillo-arenoso de color gris oscuro. Encima del conglomerado descansan calizas-arenosas, lutitas y areniscas calcáreas de grano medio de colores gris, negro y verdoso con restos de plantas, amonitas y pelecípodos. Su espesor oscila entre 500 y 1 000m, teniendo mayor espesor al sur y adelgazándose al norte y este (SGM, Léxico Estratigráfico, 2007).

- **Formación Cahuascal (Jurásico Medio)**

Secuencia de areniscas, lutitas, limolitas y conglomerados de color rojo. El conglomerado se encuentra pobremente clasificado, con clastos sub-angulares de

cuarzo y varias clases de areniscas. Esta formación tiene un espesor promedio de 300m (SGM, Léxico Estratigráfico, 2007).

- **Formación Huehuetepec (Jurásico Medio)**

Facies evaporítica constituida por anhidritas, capas de sal, lutitas rojas y nuevamente anhidritas y lutitas. Esta se encuentra con intercalaciones de limolita calcárea, calizas fosilíferas y calcarenitas. Contiene también, estratos de *wackestone*, *grainstone*, *mudstone*, *packstone*, oolitas, bioclastos y algas de color café claro a gris verdoso. El espesor varía de 50 a 273m. Esta formación es considerada roca sello por sus horizontes arcillosos y evaporíticos (SGM, Léxico Estratigráfico, 2008).

- **Formación Tepexic (Jurásico Medio)**

Secuencia de *grainstone* y *packstone* café a gris oscuro, cuarzo, oolitas, bioclastos, algas, gasterópodos y amonitas; con intercalaciones de calizas arcillosas, calizas arenosas y calcarenitas de color gris oscuro a negro con algunos horizontes de lutitas carbonosas. Su espesor varía entre 20 y 220 m (SGM, Léxico Estratigráfico, 2007)

- **Formación Santiago (Jurásico Medio – Jurásico Superior)**

Contenido de lutitas gris oscuro con nódulos de caliza y caliza arcillosa de color amarillo ocre con capas de lutita calcárea y capas delgadas de lutita y caliza arcillosa color gris. Las calizas de esta formación son consideradas rocas almacenadoras, así como rocas generadoras y rocas sello por los horizontes arcillo-calcáreos. Esta formación tiene un espesor aproximado es de 160m (SGM, Léxico Estratigráfico, 2008).

- **Formación Tamán (Jurásico Superior)**

Secuencia de calizas negras estratificada de grano fino, caliza microcristalina con intercalaciones de lutita, ambas también de color negro. Se presentan alternancias con lutitas calcáreas y carbonosas de color negro, caliza arcillosa color gris oscuro y nódulos de caliza. Esta formación tiene un espesor promedio de 700m (SGM, Léxico Estratigráfico, 2008).

- **Formación Pimienta (Jurásico Superior – Cretácico Inferior)**

- **Localidad:** 1km al norte del poblado La Pimienta en San Luis Potosí.

- **Litología:** estratificación delgada de caliza blanca y negra y alto contenido de pedernal negro. También, capas de caliza micrítica arcillosa de color gris a negro con espesores que varían de 20 a 30 cm, alternadas con lutitas grises, capas

delgadas de bentonita y lentes de pedernal de 15 a 25 cm de espesor. Se diferencian dos facies calcáreas según Aguilera (1972), denominadas facies calcáreo-arcillosa con pedernal y facies calcárea-terrágena. La primera constituida por mudstone arcilloso color gris oscuro ligeramente piritizados con intercalaciones de lutita negra laminar, bentonita y lentes de pedernal negro. La segunda está constituida por mudstone de color claro con bajo contenido de arcilla y lentes de pedernal, también contiene mudstone recristalizado color oscuro. Wackstone arcillosos y carbonosos color gris oscuro a negro, mudstone cristalizado con intercalaciones de lutita calcárea y lutitas laminares con alto contenido de materia orgánica. El espesor oscila entre 60 y 300m (SGM, Léxico Estratigráfico, 2007).

Otros autores como Hermoso de la Torre y Martínez -Pérez (1972) describen la parte inferior de la unidad como caliza negra arcillosa de estratificación delgada que se alternan con lutita color negro, bentonita y pedernal negro, mientras que la parte superior es de caliza arcillosa color pardo oscuro con intercalaciones de lutita y nódulos de pedernal negros.

De acuerdo con PEMEX (1988), la formación Pimienta consiste en mudstone y *wackestone* arcilloso de color gris oscuro a negro, carbonoso, estratificado en capas con espesores de 5 a 30 cm, intercalado con lutitas calcáreas y lutitas laminares de color negro con un alto contenido de materia orgánica, donde además se observan nódulos y lentes de pedernal negro y bentonita de color gris a verde.

- **Espesor:** se han reportado espesores muy variantes debido posiblemente a la paleotopografía y a la tectónica de compresión, en algunas localidades donde las rocas afloran está registrado un espesor entre los 100 y 200 m (área de Tamán, SLP). PEMEX, por su parte, ha informado que el espesor de la formación varía de 60 m hasta 300 y 500 metros.
- **Distribución:** la formación se encuentra distribuida en el área de Tamán, San Luis Potosí y Río Apulco, Puebla. También, en la Proción sur de la Cuenca de Burgos y en el frente de la Sierra Madre Oriental, desde Tezuitlán y hasta el sur de Galeana, Nuevo León. En el subsuelo se sabe presente sobre la Plataforma Valles-San Luis Potosí a y en la Cuenca Tampico-Misantla.
- **Edad:** Al analizar su contenido fósil, la mayoría de los autores concluyen que su edad varía del Tithoniano al Berriasiano/Valanginiano.

Relación estratigráfica: Hermoso De La Torre y Martínez-Pérez (1972) mencionan que el contacto inferior de la Formación Pimienta es transicional y concordante con la Formación Tamán y el contacto superior es también concordante y transicional con la Formación Tamaulipas Inferior. (SGM S. G., 2019).

- **Ambiente de depósito:** De acuerdo con PEMEX (1988) y Salvador (1991) el ambiente de depósito de la formación varía de Plataforma externa a cuenca con baja energía. Esta unidad refleja aporte de terrígenos y numerosos estratos de bentonita y pedernal negro en estratos (lentes y nódulos) los cuales indican la existencia de actividad volcánica para este tiempo probablemente en el oeste de México (Salvador, The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Gulf of North America , 1991a).
  
- **Importancia económica:** Debido a su alto contenido orgánico, los mudstone y *wackestone*, así como las lutitas negras carbonosas de la Formación Pimienta, se han considerado como las principales rocas generadoras de los hidrocarburos que se extraen en las cuencas de Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y del Sureste (SGM, Léxico Estratigráfico, 2007). Las lutitas y lutitas calcáreas de la Formación Pimienta, rica en materia orgánica, han sido consideradas como excelentes rocas fuentes de petróleo en muchos campos del centro este y sur de México (Salvador, Origin and development of the Gulf of Mexico Basin, 1991c).



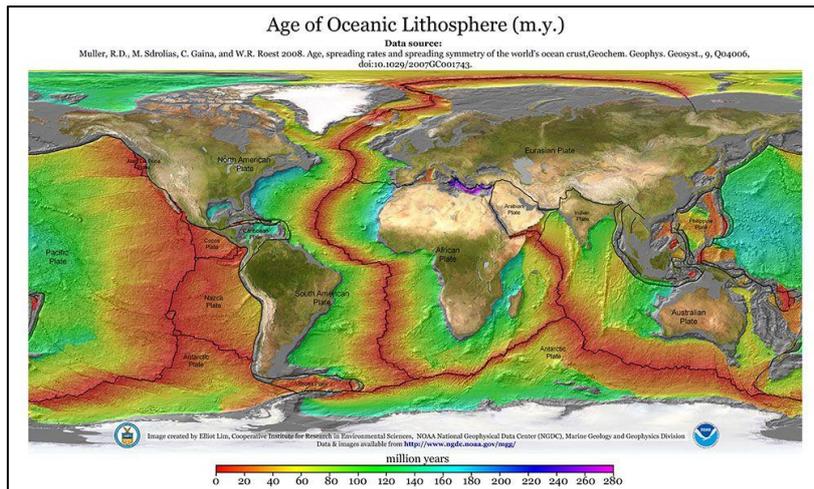


Figura 2.4. Mapa de la edad de la corteza oceánica (NOAA, 2021).

Un *rift* se define como una depresión alargada bien definida a lo largo de la cual la litósfera se ha roto. Esta ruptura se genera por adelgazamiento de la litosfera, a medida que el *rifting* progresa la litosfera se hace cada vez más delgada permitiendo el ascenso de material proveniente del manto. El *rifting*

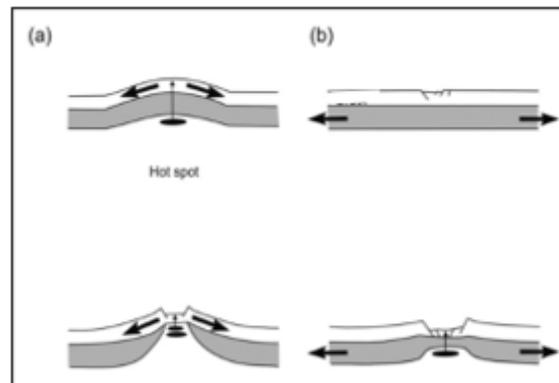


Figura 2.5. Modelos de *rift* pasivo y activo (Nemčok, 2016).

en los continentes puede ser causado por extensión cortical o porque la corteza se debilita al ser calentada por la ascensión de una pluma mantélica. Esto permite hacer una clasificación de los rifts en pasivos y activos. El activo (figura 2.5a) es causado por el ascenso de material magmático proveniente de la astenosfera, provocando un *hot spot* o “pluma”. Por otra parte, el *rift* pasivo (figura 2.5b) es llamado así porque la extensión es causada por el movimiento de las placas litosféricas, es decir, la litosfera se adelgaza y eleva sólo en respuesta a la extensión. Además de esta clasificación, podemos también distinguir dos grandes grupos de rifts con base en el grosor y rigidez de la litosfera; una corteza delgada cederá más rápidamente a los esfuerzos de extensión o ascensión de magma, mientras que una corteza gruesa presentará mayor resistencia. Los rifts continentales pueden ser estrechos (*narrow rift*) de menos de 100 km de ancho o amplios (*wide rift*) de hasta 1000 km de ancho. Los rifts estrechos se forman en regiones frías donde la litosfera es gruesa y fuerte, mientras que los rifts amplios se forman en regiones donde la litósfera es delgada y débil.

La creación y evolución de una cuenca de *rift* que evoluciona hasta convertirse en un océano consta de tres etapas:



Es importante mencionar que esto no siempre es así. Si el proceso de *rifting* es exitoso se tendrán estas tres etapas. Si no lo es, se creará un *rift* fallido, también llamado aulacógeno, que se volverá inactivo en alguna etapa de su evolución.

En la etapa inicial, a medida que la expansión continúa, los continentes se separan y el *rift* pasa de sub-aéreo a submarino. Se empiezan a desarrollar fallas normales que a su vez dan origen a dos estructuras características de esta etapa, los horst y los graben.

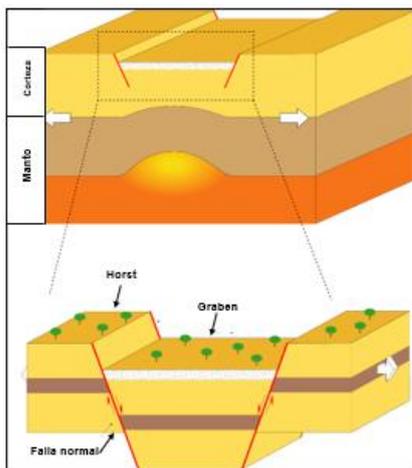


Figura 2.6. Creación de horst y graben. Tomada y modificada de (Corti, 2019).

Un graben o fosa tectónica se define como una estructura negativa que es parte del bloque de techo de la falla y el *horst* o pilar tectónico es una estructura positiva que pertenece al bloque de piso (figura 2.6). Las erupciones volcánicas también son comunes en esta etapa, por lo que sedimentos terrígenos intercalados con flujos de lava constituyen los sedimentos más antiguos en una cuenca de *rift*. Como ya se mencionó, algunos rifts pueden detenerse en esta etapa inicial, pero otros continúan expandiéndose, es aquí donde inicia la segunda etapa. A medida que la extensión continúa la zona

expandida experimenta subsidencia, estos bajos topográficos se inundan y forman océanos incipientes. El Golfo de California es un ejemplo de océano incipiente.

Dependiendo de las condiciones climáticas, estos océanos incipientes pueden seguir siendo inundados por agua proveniente de algún océano cercano y después evaporados y separados de ese océano, lo que propicia la formación de depósitos de evaporitas, como sucedió en la apertura del Golfo de México. A medida que este nuevo océano se amplía el agua puede volver a circular, cubriendo las rocas depositadas anteriormente, y una vez que se establece una vía al mar, comienzan a depositarse sedimentos marinos. Esta secuencia de depósito: sedimentos terrígenos y lava,

seguidos de evaporitas que a su vez están cubiertos por sedimentos marinos es muy común en una cuenca de *rift* que evoluciona hasta formar un océano.

El cambio en la sedimentación del *rift* ocurre paralelo al proceso de subsidencia de la cuenca. La subsidencia en la etapa temprana está controlada por fallamiento normal y graben estrechos en los que se depositan sedimentos terrígenos y lava. La subsidencia posterior es causada por el enfriamiento y engrosamiento de la litosfera. Cuando el continente pasa de estar en una fase temprana de *rifting* a separarse se dice que inicia la transición *rift-to-drift*.

En esta etapa el continente ha dejado de comportarse como una unidad y se ha convertido en dos (o más) placas con capacidad de desplazamiento relativo. Entre los fragmentos que se separan, los magmas basálticos extruidos por las fracturas van originando corteza oceánica, que se queda adosada a la litosfera continental. (Padilla, 2013). La dirección de propagación de un *rift* no siempre permanece constante durante largos periodos de tiempo. La reorientación de un *rift* se lleva a cabo mediante rotaciones suaves y continuas de segmentos individuales hasta que estos se vuelven ortogonales a la nueva dirección de propagación (figura 2.7).

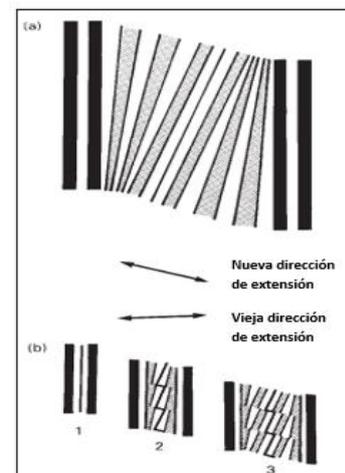


Figura 2.7. Propagación de un *rift* indicando las diferentes direcciones que toma durante su evolución. Imagen tomada y modificada de (Kearey, Klepeis, & Vine, 2009).

Se entra en la última etapa de evolución cuando las dos partes del *rift* original sufren subsidencia continua y se convierten en márgenes continentales pasivos con una dorsal oceánica separándolas y creando nueva corteza oceánica continuamente. El Golfo de México es un ejemplo de margen pasivo continental.

Por lo tanto, los márgenes pasivos continentales se encuentran al interior de las placas y suelen ser el límite entre la corteza oceánica y la corteza continental. Debido a que los grandes ríos circulan desde el interior de los continentes hasta el mar, es en los márgenes pasivos donde gran parte de sedimentos son depositados.

Actualmente se considera que las cuencas asociadas a *rift* en márgenes continentales pasivos antiguas albergan cientos de miles de millones de barriles de petróleo recuperable, y se estima que más de dos tercios de las reservas mundiales de hidrocarburos se encuentran en entornos extensionales. Se encuentran tanto en

cuencas sedimentarias asociadas a márgenes pasivos como aquellas asociadas a *rift* (Mann et al., 2003) y es la estabilidad tectónica en éstas la que permite que la preservación de hidrocarburos y previene que las acumulaciones sean perturbadas por eventos tectónicos subsecuentes (figura 2.8) (Díaz Flores, 2014).

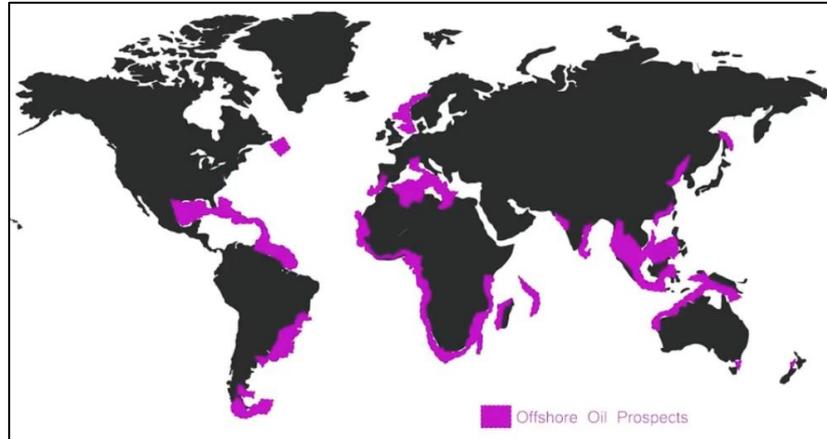


Figura 2.8. Principales zonas prospectivas del mundo.

#### 2.4.1 Evolución temporal de un *rift*

La evolución temporal de un *rift* puede clasificarse en tres etapas:

- **Etapa pre-*rift*:** en esta etapa se da el inicio de la extensión de la corteza. En los *rifts* activos esta extensión se asocia con el abultamiento de la corteza, mientras que en el *rift* pasivo se caracteriza por el fracturamiento inicial y con el desarrollo de fallas de bajo ángulo.
- **Etapa sin-*rift*:** Esta etapa resulta de la evolución de los procesos extensivos, pues las fracturas presentan desplazamientos originando fallas que dan lugar a grabens o semi grabens, que posteriormente afectan a los bloques previos configurando así una depresión central.
- **Etapa post-*rift*:** Cuando las fallas normales son no rotacionales, los sedimentos de la etapa sin-*rift* son depositados en el bloque superior o bloque de techo de la falla, manteniendo una geometría tabular y espesor constante a lo largo de la cuenca (figura 2.9). Si las fallas son rotacionales, los sedimentos de la etapa sin-*rift* presentarán acuñamiento, el espesor irá disminuyendo conforme se alejan del plano de falla para cada bloque (figura 2.10). Por otro lado, si las fallas son lístricas los sedimentos presentarán también acuñamiento, pero a diferencia de las anteriores el

espesor de la capa no será constante, sino que irá disminuyendo hasta desaparecer al alejarse del plano de falla (figura 2.11).

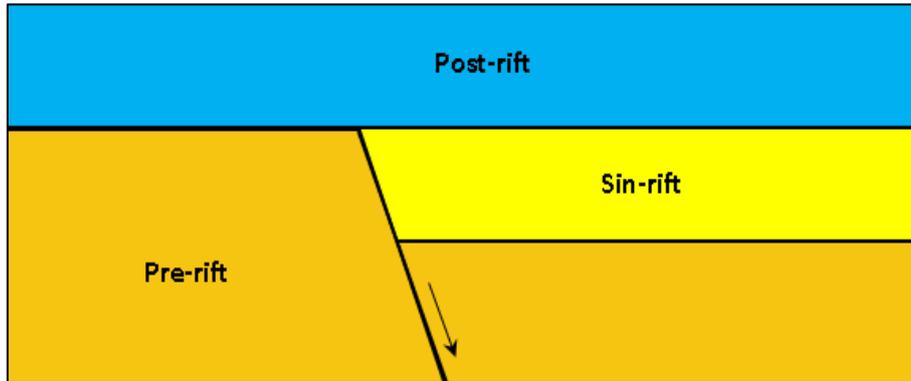


Figura 2.9. Fallas no rotacionales en la etapa *sin-rift*

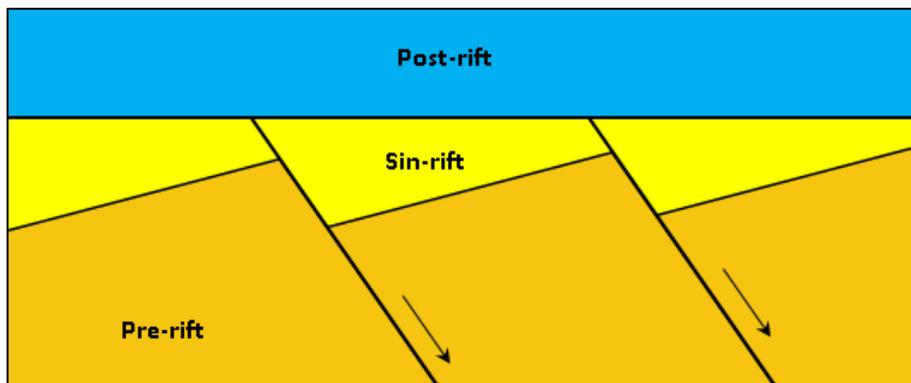


Figura 2.10. Fallas rotacionales en etapa *sin-rift*.

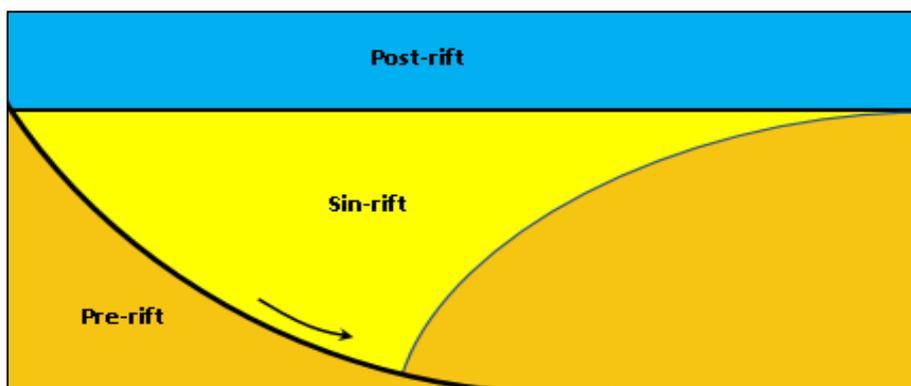


Figura 2.11. Fallas lítricas en la etapa *sin-rift*

#### 2.4.2 Estilos estructurales de las cuencas de *rift*

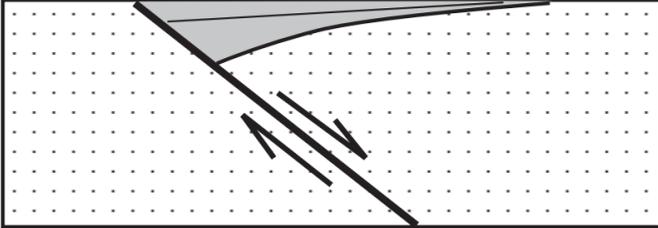
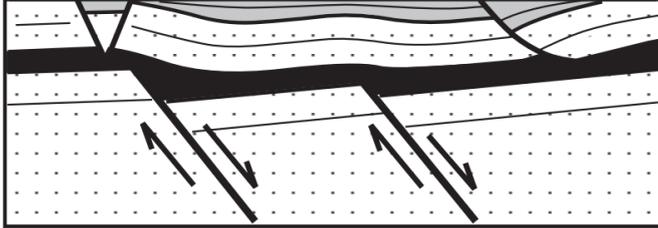
Las cuencas de *rift* son depresiones alargadas delimitadas en uno o ambos extremos por fallas normales que cortan el basamento cristalino. (Díaz Flores, 2014). Cuatro factores influyen fuertemente en los estilos estructurales de las cuencas de *rift*: el

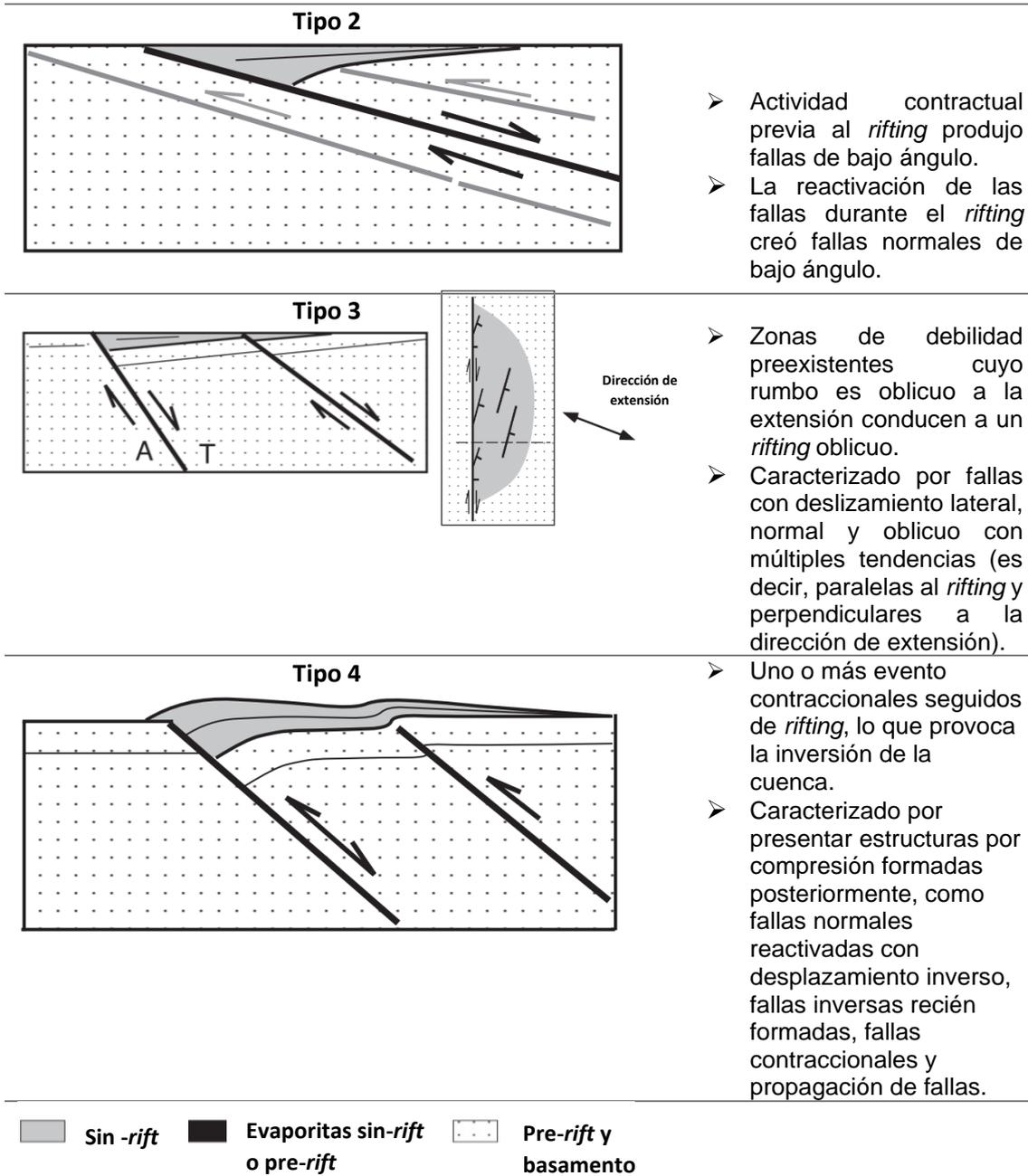
comportamiento mecánico de los paquetes sedimentarios, la actividad tectónica pre-*rift*, la oblicuidad del rompimiento y la actividad tectónica post-*rift*.

De acuerdo con estos factores y con los estilos estructurales de este tipo de cuencas, Withjack define cinco categorías: cuencas estándar, cuencas tipo 1, cuencas tipo 2, cuencas tipo 3, y cuencas tipo 4.

Las cuencas estándar se caracterizan por la presencia de fallas de basamento perpendiculares a la dirección de máxima extensión; las Tipo 1 por la presencia de pliegues extensionales forzados y por flexión de falla; las Tipo 2 por la presencia de cabalgaduras; las Tipo 3 por el *rifting* oblicuo debido a la presencia de debilidades estructurales previas a la extensión; y las Tipo 4 por la reactivación de fallas normales con un desplazamiento inverso, como resultado de procesos de compresión posteriores al *rifting* (Withjack & Schlische, 2002).

Tabla 2.1. Estilos estructurales de las cuencas tipo *rift*.

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN
<p style="text-align: center;"><b>Estándar</b></p> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Poco contenido de sal o lutita en pre-<i>rift</i> y sin-<i>rift</i></li> <li>➤ Pocas zonas de debilidad reactivadas durante el <i>rifting</i></li> <li>➤ Poca actividad tectónica después del <i>rifting</i>.</li> <li>➤ Se caracteriza por una inmersión moderada a abrupta del basamento involucrando fallas normales perpendiculares a la dirección de extensión.</li> </ul>
<p style="text-align: center;"><b>Tipo 1</b></p> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Presencia de sal o lutita en pre-<i>rift</i> y/o sin-<i>rift</i>.</li> <li>➤ Caracterizado por pliegues extensionales por encima de las fallas normales del basamento, fallas normales desprendidas y pliegues de falla asociados.</li> <li>➤ Desacoplamiento de deformación superficial y profunda.</li> </ul>



Información tomada y modificada de (Withjack & Schlische, 2002).

### 2.4.3 Implicaciones del *rift* en sistemas petroleros

El sistema petrolero se define como un conjunto de elementos y procesos geológicos necesarios para que los hidrocarburos se generen, se acumulen y se preserven.

Estos elementos son: la roca madre, la roca reservorio, la roca sello, la columna de roca (que ejerce presión sobre el sistema), una trampa, los procesos (generación-migración-acumulación), y la preservación del hidrocarburo generado, migrado y acumulado en la roca reservorio (Gallegos, 2014). El sistema petrolero comprende una

interdependencia y sincronía entre estos elementos y procesos sin los cuales no es posible la creación de un yacimiento convencional.

Generalmente, los rifts se forman a partir de fallas normales que se caracterizan por tener en una etapa inicial una sedimentación cerrada con facies lacustres asociadas a éstos. Típicamente, con el desarrollo de los rifts continentales, las rocas generadoras se acumulan en lagos profundos (especialmente cuando el *rifting* es “rápido”), y las lutitas orgánicas suelen encontrarse en la parte profunda del *rift*. Los desplazamientos por fallamiento se incrementan y aumentan su extensión lateral, se unen y forman arreglos de fallas normales. Comúnmente, los depósitos marinos reemplazan a los continentales a medida que el *rift* crece en escala y forma un océano. Se pueden formar rocas generadoras de buena calidad durante esta etapa si el *rifting* es rápido, especialmente si la tasa de subsidencia es mayor que la de aporte de sedimentos en los depocentros formados en los *semi-graben* y la circulación oceánica es escasa. (Díaz Flores, 2014).

El 67% de las reservas mundiales de hidrocarburos yacen en campos gigantes de aceite y gas. Campos de este tipo poseen al menos 500 mil barriles de aceite recuperable o gas equivalente, y existen 877 en el mundo; se encuentran distribuidos en 27 regiones, en una superficie equivalente al 30% de la superficie terrestre. La importancia de los entornos extensionales es evidente: los márgenes pasivos y los rifts suponen el 66% (dos tercios) de los 877 campos gigantes. Esta dominancia puede explicarse si consideramos los siguientes puntos: (1) la presencia de rocas madre de buena calidad en ambientes lacustres y marinos restringidos durante las etapas tempranas de *rift*; (2) la efectividad de las cuencas de hundimiento o márgenes pasivos situadas sobre los rifts para actuar como almacén de hidrocarburos y/o como sello para éstos; (3) la estabilidad tectónica después de las etapas de *rifting* tempranas, que permite que las fuentes de hidrocarburos y las acumulaciones de éstos se preserven y no sean afectados por las perturbaciones generadas por eventos tectónicos subsecuentes en límites de placas distantes (Mann, Gahagan, & Buchanan, 2001).

## **2.5 Tipos de corteza**

Los estudios sobre la forma de propagación de las ondas a través de la Tierra y de las ondas superficiales a su alrededor, han aportado datos sobre la estructura del globo desde su superficie hasta el centro. Tales estudios han podido hacerse basándose en el conocimiento de la velocidad de estas ondas terrestres y de su comportamiento en los diferentes materiales. (Don Leet & Judson, 1997).

La formación de la estructura en capas de la Tierra comenzó con un periodo de calentamiento que provocó un proceso de diferenciación química. Como resultado de dicho proceso se establecieron tres divisiones básicas de la Tierra de acuerdo con su composición química: el núcleo, la corteza y el manto. Además de esta clasificación, la estructura interna del planeta puede dividirse en función de propiedades físicas: litósfera, astenosfera, mesosfera o manto inferior, núcleos interno y externo. Ambas clasificaciones son esenciales para la comprensión de importantes procesos geológicos. El objetivo de este trabajo limita a tratar sólo con la corteza y litósfera. A continuación, se describen sus características.

### **2.5.1 Corteza**

La corteza terrestre es la capa superficial sólida y delgada de la Tierra, su espesor oscila entre los 60 km en los continentes y los 7 km en los fondos oceánicos, y se divide en corteza continental y corteza oceánica.

La corteza continental tiene una composición granítica y ocupa el 41,2% de la superficie terrestre, sin embargo, sólo representa en 0,35% de la masa total de la Tierra y tiene un espesor promedio de 35 km.

Las rocas continentales son más antiguas que las rocas de la corteza oceánica, pues se han encontrado rocas cuya edad supera los 4000 Ma, mientras que la edad más antigua de las rocas de corteza oceánica es aproximadamente de 180 Ma. Al iniciarse los estudios de la corteza, el sismólogo A. Mohorovicic, estudió los registros de las ondas de un sismo que tuvo lugar el 8 de octubre de 1809 en el valle de Kulpa, en Croacia. Al analizar los sismogramas, notó que las velocidades de onda P y S aumentaron bruscamente a una profundidad de 48 km. Debido a este violento cambio, Mohorovicic concluyó que se trataba de una discontinuidad que indica el límite entre la corteza y el manto, en su honor se nombró a ésta la discontinuidad de Moho.

La corteza oceánica es joven (200 Ma) y delgada, de composición basáltica, oscura, con rocas volcánicas y rica en Mg y Fe, es más o menos uniforme. Es más densa que la corteza continental y se va renovando constantemente a través de las dorsales oceánicas. (Agüera Ángel, 2014). Se sabe que tiene un espesor que varía entre 6 y 7 km. Está constituida por capas, la capa superficial está formada de materiales pobremente consolidados y tiene un espesor de 0.5 km; seguida de una capa intermedia de composición basáltica (lavas almohadillas y productos de erupciones submarinas). La última capa está compuesta por gabros y peridotitas.

## 2.5.2 Litosfera

La litósfera comprende la corteza y el manto superior. Aunque éstas tienen diferente composición química actúan como una misma unidad porque presentan un comportamiento similar rígido.

Debido a su rigidez, la litósfera está fragmentada en placas tectónicas o litosféricas, causantes de importantes eventos geológicos. Tiene un espesor promedio de 100 km, pero puede alcanzar hasta 250 km en las partes más antiguas de los continentes.

## 2.5.3 Corteza del Golfo de México

La cuenca del Golfo de México ha sido arduamente estudiada porque representa una zona geológica compleja con un gran interés económico. Brown y Mussett (1981) y Wilson (1989) analizaron resultados de estudios sísmicos y gravimétricos regionales en la zona e identificaron tres tipos de corteza: corteza oceánica, corteza transicional adelgazada y corteza transicional gruesa (Figura 2.12).

- **Corteza oceánica:** capa de roca rígida cuyos espesores varían entre 6 y 7 km, originada durante el Jurásico Superior.
- **Corteza transicional:** esta tiene un espesor entre 8 y 15 km. Se considera que esta corteza fue originalmente continental y que fue afectada por un evento termal del manto, relacionado a la apertura del Golfo de México, caracterizada por un adelgazamiento cortical debido a un esfuerzo extensional como resultado de este mismo evento, además se considera que esta corteza probablemente fue intrusionada por material proveniente del manto (Rosales Rodríguez, 2007).
  - a) Corteza transicional adelgazada. En esta los efectos tectónicos y termales de la apertura del golfo fueron mayores (Salvador, The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Gulf of North America , 1991a).
  - b) Corteza transicional gruesa. Se considera que en la corteza transicional gruesa hay varios bloques relativamente más adelgazados, rodeados por regiones de mayor espesor cortical (Salvador, The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Gulf of North America , 1991a).

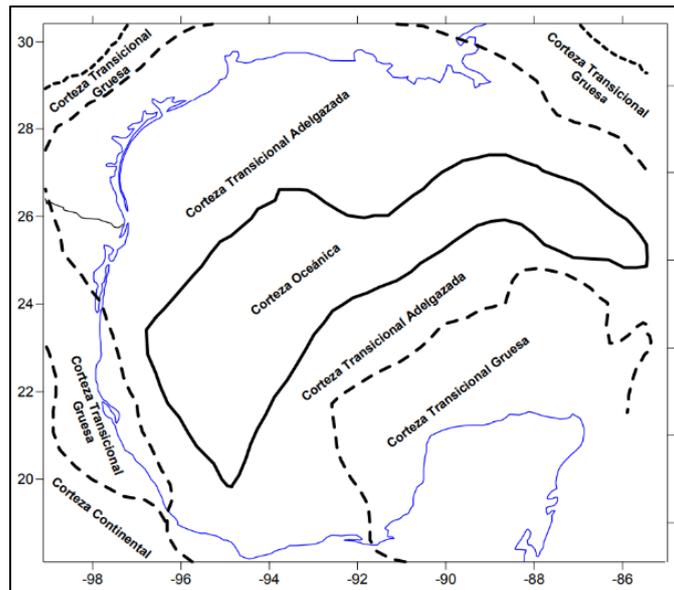


Figura 2.12. Tipos de corteza en el Golfo de México (Salvador, The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Gulf of North America , 1991a).

## 2.6 Apertura del Golfo de México

A lo largo de la historia de la Tierra se han dado un sinnúmero de eventos que han transformado su geología y morfología. Sin duda, uno de los eventos más relevantes que definió la evolución geológica del sureste del territorio mexicano se dio en el Triásico Tardío con el rompimiento del supercontinente Pangea, teniendo como consecuencias principales la creación del Golfo de México y la formación del Océano Atlántico.

Este evento puede dividirse en tres periodos:

- Periodo de Rifting (Triásico Superior- Jurásico Medio)
- Periodo Tectónico Pasivo (Jurásico Superior-Cretácico Superior)
- Periodo Tectónico de Compresión (Cretácico Superior-Reciente)

Por el objetivo de este trabajo sólo se describirán los eventos ocurridos durante el Jurásico.

La fragmentación y separación inicial de la Pangea en el área que hoy ocupa el Golfo de México está evidenciada por la presencia de lechos rojos que fueron depositados en depresiones continentales cuya geometría estuvo controlada por grabens estrechos con direcciones aproximadamente paralelas a la actual línea de costa (Salvador, Origin and development of the Gulf of Mexico Basin, 1991c). La etapa inicial de la fragmentación de Pangea tuvo lugar en el Triásico Superior y finalizó en el Jurásico Medio-Superior, es decir, este proceso se llevó a cabo aproximadamente en 146 Ma.

En la figura 2.13 se muestran los afloramientos pre-Mesozoicos encontrados en México. Durante el Precámbrico se ubican en Sonora, Tamaulipas, Hidalgo y la mayoría de estos en Oaxaca y durante el Paleozoico ubicados al norte de la república en Baja California, Sonora, Sinaloa, Chihuahua, Coahuila y extendiéndose al este y sureste por Tamaulipas, Hidalgo, Puebla, Oaxaca y Chiapas.

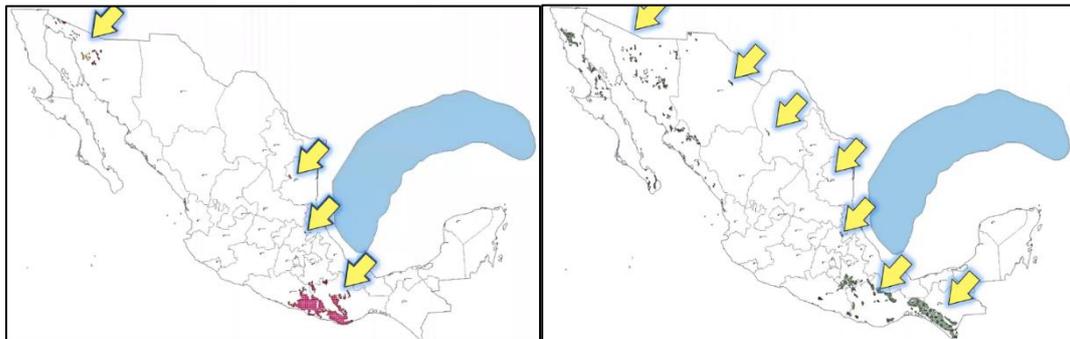


Figura 2.13. Ubicación de los afloramientos pre-mesozoicos en México durante el Precámbrico (izquierda) y Paleozoico (derecha) (Padilla y Sánchez, Origen y evolución tectónica Mesozoica del Golfo de México, 2020).

Para continuar con la evolución tectónica del Golfo de México, es de suma importancia considerar la corteza oceánica, pues esta se creó a partir de un adelgazamiento crítico de la corteza continental, lo que inició la etapa de drift. Se cree que el tiempo de operación de la dorsal oceánica en el Golfo de México fue del Jurásico Medio al Jurásico Superior. Esta etapa de drift provocó que el Bloque de Yucatán migrara hacia el SE.

En la figura 2.14 se muestra esta cresta de generación de corteza oceánica en dirección NE-SW inferida al centro de lo que hoy se conoce como el Golfo de México presentada por Padilla y Sánchez en el año 2006. Sin embargo, en el año 2014, la existencia y ubicación de esta cresta de generación oceánica fue confirmada por Sandwell en su artículo titulado “*New global marine gravity model from CryoSat-2 and Jason-1 reveals buried tectonic structure*”. En la figura 2.15 se presentan dos imágenes resultantes de dicho estudio, la fotografía de la derecha muestra la interpretación de los resultados realizada por Sandwell. Esta interpretación ubica crestas extintas en la parte central del Golfo de México siguiendo una distribución y dirección bastante similar a la inferida años antes.

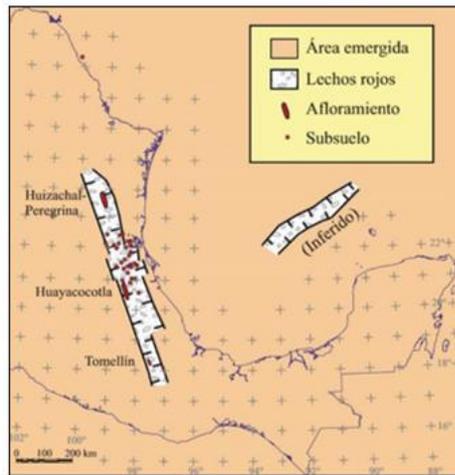


Figura 2.14. Ubicación de los horst esquematizada por Salvador con datos superficiales y del subsuelo (Padilla y Sánchez, Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México, 2006).

Siguiendo con la evolución geológica del área, se sabe que hubo sedimentación marina contemporánea a la continental debido a el avance transgresivo de aguas hipersalinas provenientes del Pacífico hacia el proto-Golfo de México a través de la parte central del país (actualmente Zacatecas y San Luis Potosí). También, se ha especulado que estas aguas provinieron del Mar de Tetis, sin embargo, la distribución de Pangea en el Jurásico no sugiere que haya ocurrido así, pues en ese tiempo el Mar Tetis se encontraba inundando las costas de África y el proto-Golfo de México se encontraba en ese momento a gran distancia de dicho evento (figura 2.16).

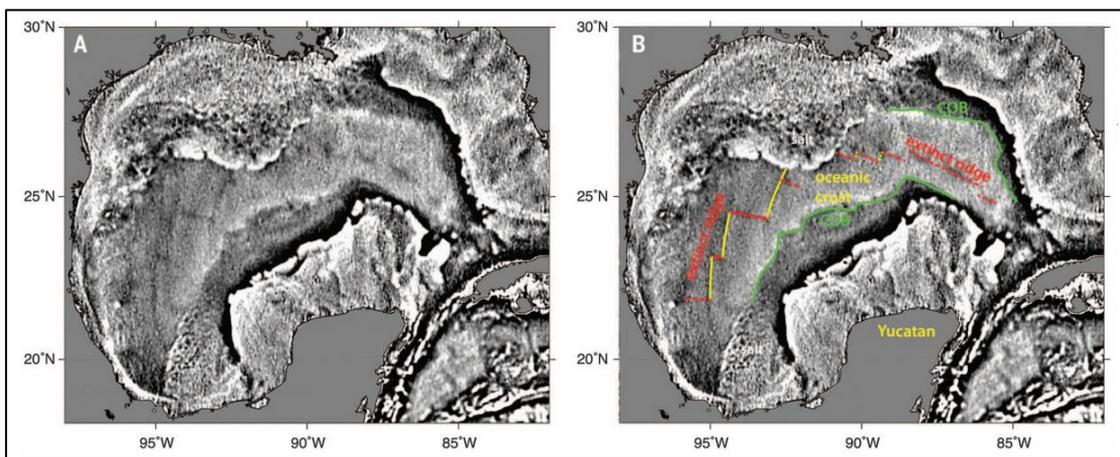


Figura 2.15. A) imagen original obtenida por el estudio, B) imagen interpretada donde se observa la cresta de generación de corteza oceánica al centro del Golfo de México en dirección NE-SW (Sandwell, 2014).

Durante esta transgresión, las condiciones presentes, tales como la restringida circulación, alta evaporación, bajo tirante de agua, subsidencia lenta y un posible clima desértico, favorecieron el depósito de grandes volúmenes de sal en las fosas del *rift*. Posiblemente en esta primera etapa la corteza estuvo sujeta a hundimiento lento y ensanchamiento de los grabens que fueron inundados paulatinamente por estas aguas

hipersalinas. La evidencia indica que el depósito de la sal fue relativamente rápido, pues se dio durante el Calloviano (5 Ma aproximadamente) y que cesó al darse las condiciones favorables para una mayor circulación del agua.

Fue la dorsal oceánica relativamente pequeña en la parte central del Golfo de México la que provocó que el paquete salino se dividiera en dos partes. Actualmente, estos dos paquetes de sal son conocidos como la provincia Louann al norte (costa de Texas, Louisiana y Tamaulipas) y la provincia Campeche al sur (costas de Tabasco y Campeche).

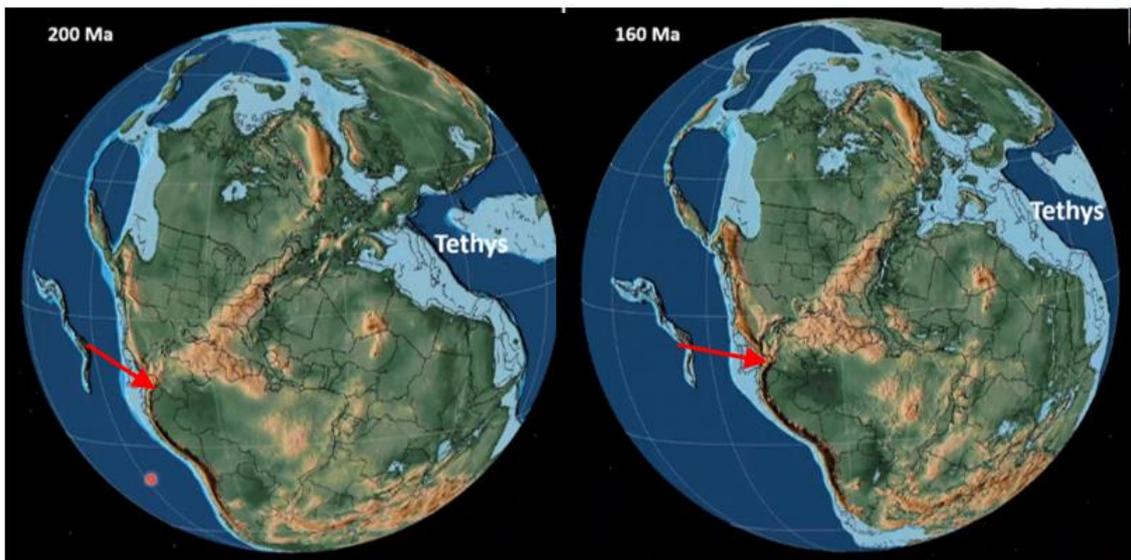
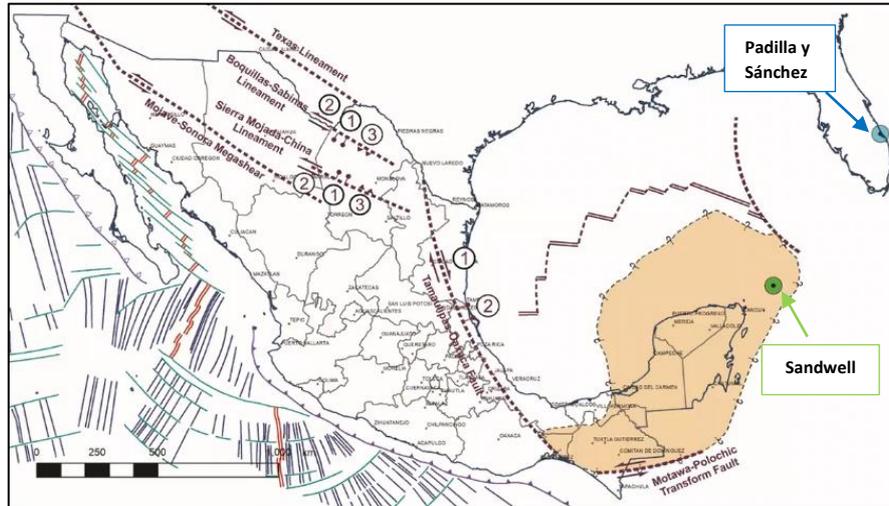


Figura 2.16. Ubicación del proto-Golfo de México hace 200 Ma (izquierda) y 160 Ma (derecha) (Padilla y Sánchez, Origen y evolución tectónica Mesozoica del Golfo de México, 2020).

Como ya se mencionó, el depósito de sal se dio en la parte central de la cuenca, sin embargo, al mismo tiempo que se daba la transgresión marina, se fueron generando plataformas limitadas por largas barras de oolitas que se extendieron cientos de kilómetros alrededor de la cuenca, propiciando el depósito de más sal en las zonas lagunares que se originaron también alrededor de la misma. Estas barras de oolitas han sido identificadas como las rocas productoras de hidrocarburos en campos de suma importancia en el país.

Para continuar analizando la evolución geológica del Golfo de México es preciso considerar los rasgos tectónicos más importantes del país. Estos son: el lineamiento de Texas, el lineamiento Boquillas-Sabinas, la Sierra Mojada-China, la Megacizalla Mojave-Sonora, la Falla Transformante Tamaulipas-Oaxaca y la Falla Transformante Motawa-Polochic (Tabla 2-2). Además de estos lineamientos es importante también considerar

la dorsal oceánica al centro del Golfo, pues esta franja que divide la masa de sal se asocia al movimiento del Bloque de Yucatán (Figura 2.17).



**Figura 2.17.** Lineamientos relevantes para explicar la evolución geológica del Golfo de México (líneas punteadas), donde se indica en color verde el polo de rotación del Bloque de Yucatán propuesto por Sandwell en 2014 y en color azul el polo de rotación propuesto por Padilla y Sánchez en 2016. (Padilla y Sánchez, Origen y evolución tectónica Mesozoica del Golfo de México, 2020).

La Falla Transformante Imaulipas-Oaxaca, nombrada así por el vulcanólogo francés Robin en 1982, es de suma importancia para explicar la apertura y evolución tectónica del Golfo de México cuya existencia es respaldada por la siguiente evidencia:

- a) Su forma de arco favorece un deslizamiento lateral del Bloque Yucatán a lo largo de la misma a finales del Jurásico Inferior (Toarciense) hasta el Jurásico Superior (Kimmeridgiense), que hizo girar al Bloque de Yucatán 39° en sentido antihorario. Es decir, el bloque se desplazó alrededor de 1334 km hasta su posición actual en 20.2 Ma a una velocidad de 6.6 cm/año (Padilla y Sánchez, Origen y evolución tectónica Mesozoica del Golfo de México, 2020). Este modelo permite explicar cómo fue que se creó el espacio necesario en el tiempo adecuado para el depósito de las grandes masas salinas (figura 2.17 y tabla 2-2).

**Tabla 2.2. Información de los lineamientos regionales importantes para explicar la evolución geológica del Golfo de México.**

Rasgo Tectónico	Tipo de desplazamiento	Periodo
<b>Lineamiento de Texas</b>	Falla transformante izquierda Falla normal	Paleozoico
<b>Lineamiento Boquillas-Sabinas</b>	1. Falla normal 2. Falla transformante izquierda 3. Falla inversa	1. Triásico Sup – Cretácico Sup 2. Caloviano – Paleoceno Sup- Eoceno Inferior 3. Paleoceno Superior – Eoceno inferior (con vergencia hacia el NE)
<b>Lineamiento Sierra mojada - China</b>	1. Falla normal 2. Falla transformante izquierda 3. Falla inversa	1. Triásico Sup – Cretácico Sup 2. Caloviano – Paleoceno Sup- Eoceno Inferior 3. Paleoceno Superior – Eoceno inferior (con vergencia hacia el SW)
<b>Megacizalla Mojave - Sonora</b>	1. Falla transformante izquierda	Paleozoico-Jurásico Sup
<b>Falla Transformante Tamaulipas - Oaxaca</b>	1. Falla transformante derecha 2. Falla normal	3. Caloviano 4. Oxfordiano-Pleistoceno
<b>Falla Transformante Motawa - Polochic</b>	Falla transformante izquierda	Mioceno

- b) Fue identificada por Robin en 1982 como el límite entre la corteza continental y la corteza transicional y, además, como el límite entre las rocas ígneas de la Franja Volcánica Transmexicana y las rocas alcalinas e hiperalcalinas de Planicie Costera del Golfo (figura 2.18).
- c) Información gravimétrica y sísmica utilizada por Padilla y Sánchez en 1986 permitió calcular los espesores de las diferentes cortezas, cuyos valores ubican a la Falla Transformante Tamaulipas-Oaxaca donde el espesor cambia notablemente, respaldando la propuesta por Robin años antes que sugiere que esta constituye el

límite entre la corteza continental y la corteza transicional. Además de separar La Planicie Costera del Golfo del Eje Volcánico Transmexicano (figura 2.19).

- d) Es el conducto en el cual se emplazan las serpentinitas de Cd. Victoria, Concepción Pápalo (Dengo, 1972; Delgado-Argote y Morales-Velázquez, 1984) y Matías Romero (figura 2.20) (Padilla y Sánchez, Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México, 2006).
- e) Evidencia magnetométrica obtenida por Molina Garza en 2015 sugiere que la cizalla de Tonalá continúa siguiendo la tendencia de la Falla Transformante Tamaulipas-Oaxaca (figura 2.21).



Figura 2.18. Imagen satelital donde se ubica el Bloque de Yucatán donde posiblemente se encontraba en el Jurásico Inferior (Toarciense 174 Ma) (derecha) y donde se encuentra ahora (izquierda) rotando el bloque 39° en sentido antihorario a lo largo de donde se sugiere que se encuentra la Falla Transformante Tamaulipas-Oaxaca ubicando el polo de rotación cerca Florida (Padilla y Sánchez, Origen y evolución tectónica Mesozoica del Golfo de México, 2020).

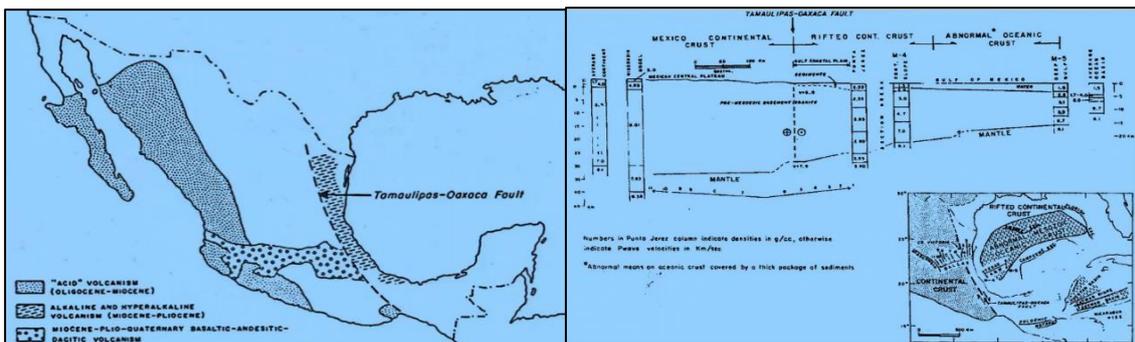


Figura 2.19. Ubicación de la Falla Transformante Tamaulipas-Oaxaca, donde se observa que está justo en el límite entre la Planicie Costera del Golfo y el Eje Volcánico Transmexicano (izquierda). En la otra imagen (derecha) se aprecia la diferencia de espesores de la corteza, cuyo cambio ubica a la falla transformante en el límite entre la corteza continental y la corteza transicional del Golfo de México (Padilla y Sánchez, Origen y evolución tectónica Mesozoica del Golfo de México, 2020).

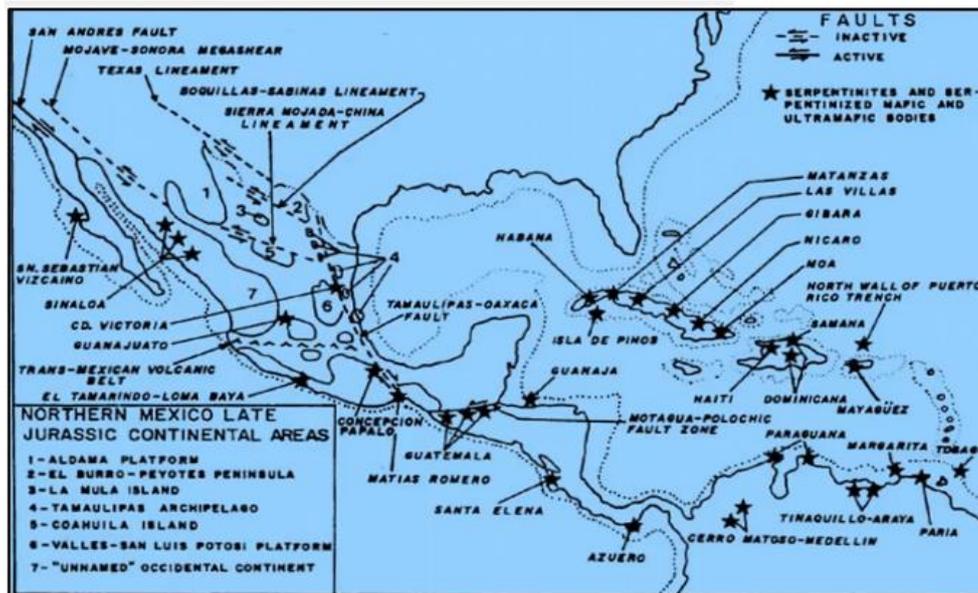


Figura 2.20. Ubicación de las Fallas Transformantes en México y el Caribe que se asocian con los yacimientos de serpentinitas de la región (Padilla y Sánchez, Origen y evolución tectónica Mesozoica del Golfo de México, 2020)

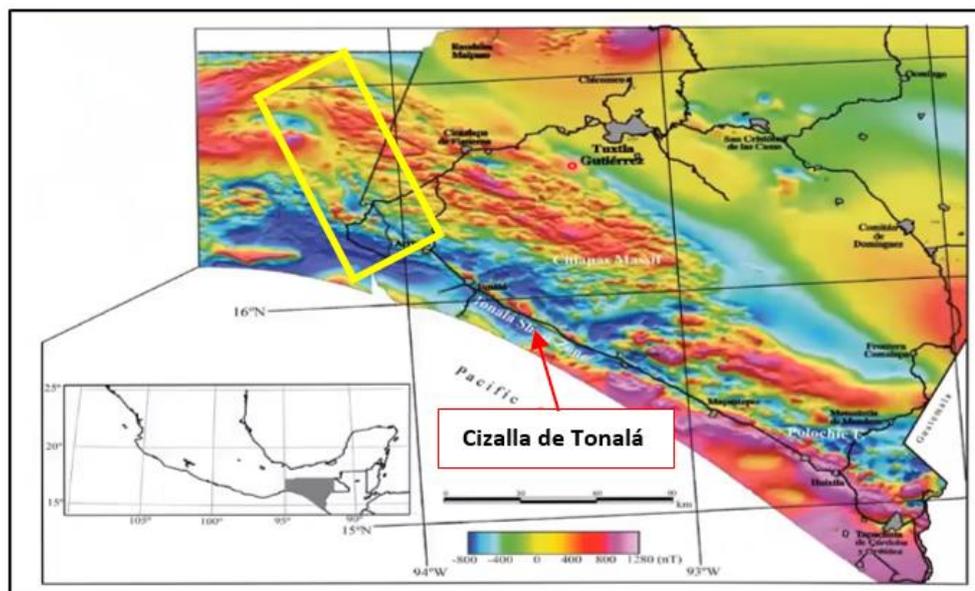


Figura 2.21. Imagen obtenida con magnetometría del Macizo de Chiapas donde se indica con un rectángulo en color amarillo la continuación de la Falla de Tonalá, la cual concuerda con la ubicación y orientación de la Falla Transformante Tamaulipas-Oaxaca (Padilla y Sánchez, Origen y evolución tectónica Mesozoica del Golfo de México, 2020)

En el Calloviano termina el proceso tectónico de *rifting* y a finales de este, el bloque de Yucatán ocupó su posición actual y presentó subsidencia lenta pero continua hasta el Pleistoceno cuando comenzó a emerger, y comienza a recibir sedimentos marinos en la parte norte. Además, el movimiento vertical que presentó la Falla Transformante Tamaulipas-Oaxaca en esta época favoreció la subsidencia de los altos de basamento.

El Oxfordiano es un periodo que se caracteriza por el depósito de sedimentos clásticos en zona litoral, carbonatos y extensas barras de oolitas en las amplias plataformas de aguas someras recién formadas, así como el depósito en menor cantidad de lutitas y carbonatos con intercalaciones delgadas de calizas argiláceas bien definidas de manera concéntrica en las zonas de cuenca. Las condiciones de tranquilidad tectónica y subsidencia lenta prevalecieron también durante el Kimmeridgiano.

Para el Tithoniano, la velocidad de subsidencia se hizo más lenta y predominó la sedimentación de secuencias de estratificación delgada de lutitas y carbonatos, en las cuales aumentó considerablemente la presencia de organismos, probablemente favorecido por un clima templado. Los horsts formados en el basamento priesozoico bordeando la parte occidental del Golfo de México permanecieron emergidos y aportando sedimentos clásticos cada vez en menores cantidades a medida que el relieve topográfico disminuía (Padilla y Sánchez, Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México, 2006).

La estabilidad tectónica que caracteriza a este periodo aunado de las condiciones climáticas favoreció la proliferación de vida, lo que propició el depósito de lutitas ricas en materia orgánica con delgadas intercalaciones de carbonatos. Dichos depósitos constituyen la roca generadora de todos los yacimientos del Golfo de México.

A finales del Jurásico Superior, en el Tithoniano, continuó la invasión de aguas salina en el Golfo de México. La mayoría de las islas del occidente del Golfo de México fueron cubiertas por los mares jurásicos, pero permanecieron emergidas la parte noroeste de la Península de El Burro Peyotes, las Islas de Tamaulipas, Coahuila, pequeñas islas en el área de Tampico, el Macizo de Teziutlán, el Macizo de Chiapas y el Bloque Yucatán (Padilla y Sánchez, Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México, 2006). Además, se sabe que también aumentó la actividad volcánica porque se han encontrado capas de bentonita, lentes y nódulos de pedernal negro al norte de Veracruz.

Ahora bien, a manera de resumen se enlistan a continuación las condiciones necesarias bajo las que se analizó la apertura del Golfo de México:

1. Creación del espacio para el depósito de las extensas masas de sal durante el Calloviano.
2. Identificación de las extintas crestas de generación de corteza oceánica al centro de la cuenca que propiciaron el movimiento del bloque de Yucatán.

3. Identificar las estructuras corticales que generaron el movimiento de bloques tectónicos en el tiempo adecuado.
4. Rotar el bloque de Yucatán  $39^\circ$  en sentido antihorario, desplazándolo aproximadamente 1334 Km con una velocidad de 6.6 cm/año (Padilla y Sánchez, Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México, 2006).
5. Localizar la entrada del agua de mar que inundó el Golfo de México.
6. Considerar las provincias volcánicas y las rocas alcalinas e hiperalcalinas de la Llanura Costera del Golfo de México.
7. Ubicación de serpentinitas y su relación con las fallas transformantes.

### **3 Información Sísmica**

#### **3.1 Método de Reflexión Sísmica**

La exploración con sísmica de reflexión es uno de los métodos de prospección geofísica más viables y eficientes en la actualidad. Dicho método está basado en el registro de los frentes de ondas sísmicas reflejadas de las distintas interfaces del subsuelo. Estas interfaces horizontales son llamadas reflectores, que corresponden a contrastes de impedancia, producto de la diferencia de propiedades físicas entre las distintas capas geológicas. Los métodos sísmicos de exploración utilizan esta metodología para el estudio de las propiedades físicas de los estratos superiores en la corteza con fuentes controladas (Telford, Geldart, & Sheriff, 1990).

Con este método se puede conocer con certeza a qué profundidades se encuentran las superficies reflectantes, el espesor de las capas y la velocidad del medio. La precisión de esta técnica sólo es superada por las medidas efectuadas en pozo.

A diferencia del método de refracción, en este método no basta con registrar el primer arribo de las ondas, sino que se deben registrar también la amplitud y los tiempos de viaje doble (ida y regreso) de las ondas reflejadas en las diversas interfaces del subsuelo. Esto se realiza por medio de geófonos que fungen la función de receptores que transforman la energía de movimiento en energía eléctrica y envían la señal registrada al sismógrafo que es un equipo de grabación digital.

El método de reflexión se rige principalmente por el principio de Huygens, el principio de Fermat y la Ley de Snell. El principio de Huygens establece que cada frente de onda, al incidir en una superficie plana, actúa como una fuente que da lugar a un nuevo frente de onda. Por otro lado, el Principio de Fermat dice que la trayectoria de

rayo entre dos puntos es aquella en la que el tiempo de viaje es mínimo respecto a las otras posibles trayectorias. La Ley de Snell establece una relación entre los ángulos de ondas incidentes y reflejadas en una superficie. Dicha relación muestra que la razón del seno del ángulo de incidencia de una onda con su correspondiente velocidad es constante. Por ende, las ondas incidentes y reflejadas tienen el mismo ángulo respecto a la vertical.

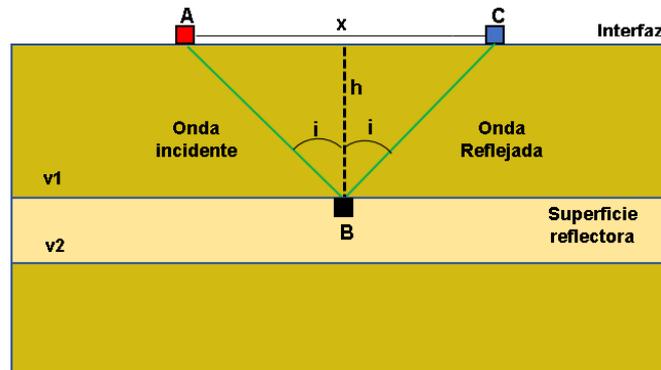


Figura 3.1. Esquematización de la reflexión de una onda.

En la figura 3.1 se muestran una fuente  $A$ , una estación receptora  $C$  y un punto de reflexión en  $B$ . El receptor y la fuente se encuentran separados a una distancia  $x$  y el espesor de la primera capa es  $h$ .

Partiendo de la definición de velocidad:

$$v = \frac{d}{t} \rightarrow t = \frac{d}{v}$$

Entonces:

$$t = \frac{AB}{v} + \frac{BC}{v} \rightarrow t = \frac{2AB}{v}$$

Aplicando el Teorema de Pitágoras:

$$AB^2 = h^2 + (x/2)^2 \rightarrow AB = \sqrt{(x^2/4) + h^2}$$

$$t = \frac{2}{v} \sqrt{(x^2/4) + h^2}$$

$$t^2 = \frac{4}{v^2} \left( (x^2/4) + h^2 \right)$$

$$t^2 = \frac{x^2}{v^2} + \frac{4h^2}{v^2}$$

Multiplicando ambos lados de la ecuación por  $\frac{v^2}{4h^2}$

$$\frac{t^2}{(4h^2/v^2)} - \frac{x^2}{4h^2} = 1$$

$$\frac{t^2}{(2h/v)^2} - \frac{x^2}{(2h)^2} = 1$$

La última es la ecuación de una hipérbola, dicha función representa el comportamiento de las ondas reflejadas, pues al aumentar la distancia entre la fuente y el receptor, la trayectoria de la onda reflejada se inclina y el tiempo de viaje aumenta. Para quitar este efecto es necesario aplicar la corrección *Normal Moveout (NMO)*, también llamada corrección por Sobretiempo Normal por Distancia (figura 3.2a y 3.2b).

Generalmente una reflexión arriba primero al receptor más próximo a la fuente. La distancia entre la fuente y los otros receptores induce un retardo en el tiempo de arribo de una reflexión proveniente de una superficie horizontal en profundidad. Una gráfica de los tiempos de arribo versus el desplazamiento (distancia) tiene forma hiperbólica. (Schlumberger, Oilfield Glossary , 2019). Así, esta corrección posiciona a las trazas en su posición original compensando el retraso en tiempo que implica la separación de fuentes sísmicas y receptores (figura 3.2c).

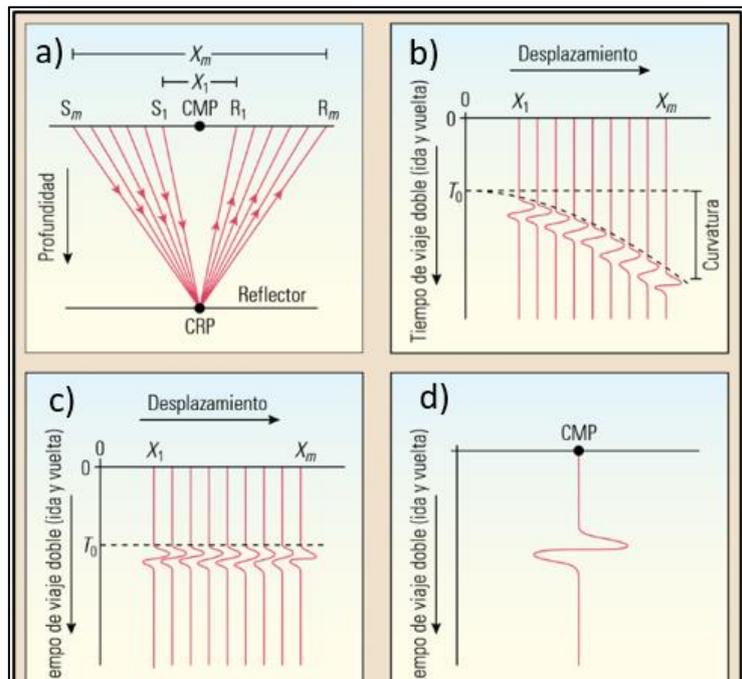


Figura 3.2. Apilamiento de trazas (Schlumberger, Oilfield Glossary , 2019).

Una mejora sustancial de este método, en calidad (y economía) se consiguió, primero, al reducir el desplazamiento entre tiros respecto a la distancia máxima entre receptores. Con esto se logra que varios tiros se reflejen en el mismo punto del subsuelo, creando sistemas “*multifold*” o de cobertura simple (varias trazas reflejadas en el mismo punto). En segundo lugar, para atenuar el ruido superficial se suelen agrupar más de un

geófono en el mismo canal de registro para así reducir el ruido aleatorio de cada uno de ellos. (Bartolomé de la Peña, 2002).

Un CDP por sus siglas en inglés (*Common Depth Point*), también llamado Punto de Reflexión Común (CRP), es donde ocurren reflexiones de diferentes tiros que corresponden a un mismo punto en el subsuelo (figura 3.3). Es decir, las reflexiones corresponderán a un mismo punto, aunque se hayan originado en diferentes tiros a lo largo del perfil. En el caso de las capas planas, el CDP se encuentra situado verticalmente por debajo del Punto Medio Común (CMP).

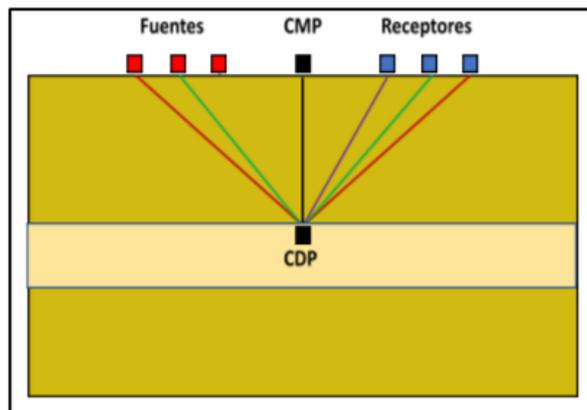


Figura 3.3. Esquema del CP en una configuración de capas horizontales.

En el caso de las capas inclinadas, no existe ningún punto medio común compartido por múltiples fuentes y receptores, de modo que es necesario la corrección por sobretiempo debido al echado con el fin de reducir el traslape, o la mezcla inadecuada de los datos (Schlumberger, Oilfield Glossary , 2019) (figura 3.4).

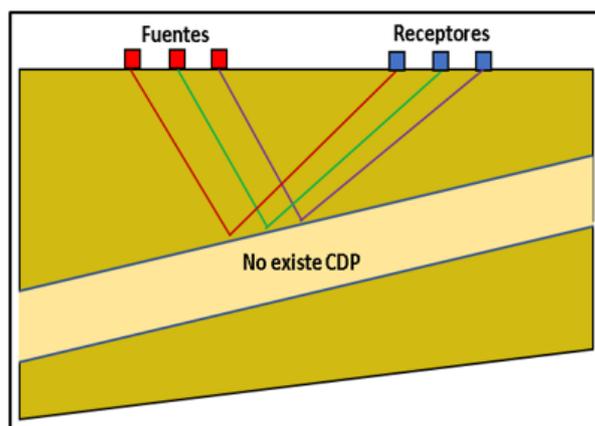


Figura 3.4. Esquema de capas inclinadas donde se observa que no existe CDP.

Después de aplicar la corrección NMO se procede a sumar todas las trazas con lo que se apilan en un mismo CMP (figura 3.2d).

### 3.2 Adquisición de datos sísmicos en 3D

Un levantamiento sísmico en 3D proporciona un volumen de información del subsuelo. Para elaborar un diseño de adquisición que permita obtener una imagen acertada de la geometría y estratigrafía del subsuelo es conveniente considerar algunos parámetros importantes delimitados por el objetivo del estudio. A continuación, se describen algunos de estos parámetros (figura 3.5).

#### ➤ **Diseño de malla**

Existen diferentes tipos de arreglos que se emplean dependiendo del objetivo y del área de estudio. Entre ellos se encuentran los diseños diagonal, hexagonal, zigzag, aleatorios y ortogonal, sólo por mencionar algunos. En el diseño ortogonal (Figura 4.4) las líneas fuente (**SL**) y las de recepción (**RL**) se encuentran ubicadas de forma ortogonal entre sí, dicho arreglo es el más empleado por su eficiencia y practicidad en campo, por ello, este tipo de diseño se utilizará como ejemplo para abordar todos los parámetros involucrados en el diseño de la adquisición de datos.

#### ➤ **Líneas receptoras RL (*Receiver Line*)**

Línea sobre la cual son posicionados equiespacialmente los receptores o geófonos.

#### ➤ **Líneas fuente SL (*Source Line*)**

Línea en la que se colocan las fuentes o puntos de tiro a intervalos iguales.

#### ➤ **Distancia RLI (*Receiver Line Interval*)**

Distancia entre líneas receptoras.

#### ➤ **Distancia entre líneas fuente. Celda unitaria o box**

Se le llama así al área que se encuentra delimitada por dos líneas receptoras adyacentes y dos líneas de disparo adyacentes. Llamada así porque representa el área más pequeña del levantamiento.

#### ➤ **Bin o CMP Bin**

Es el área con dimensiones  $SI/2$  y  $RI/2$ , donde **SI (Source Interval)** es la distancia que hay entre dos fuentes o puntos de disparo consecutivos y **RI (Receiver Interval)** la distancia entre dos receptores consecutivos. Se asume que todos los puntos medios que caen dentro de esta área corresponden al mismo Punto Medio Común o CMP (*Common Mid Point*). Es decir, todas las trazas que estén dentro un mismo Bin serán apiladas en un CDP.

➤ **Dirección Cross-Line**

Dirección perpendicular a la dirección de las líneas receptoras.

➤ **Dirección In-Line**

Dirección paralela a las líneas receptoras.

➤ **Cobertura o Fold**

Corresponde al número de trazas que son apilados dentro de un CMP Bin. Aunque normalmente se habla de un número promedio de *fold*, éste varía de *bin a bin* y para diferentes *offsets* (Cordsen, Galbraith, & Peirce, 2000).

La cobertura nominal total o *full fold* es la cobertura para el máximo offset. Esta cobertura en un diseño ortogonal se obtiene con una ecuación sencilla.

$$\text{Cobertura Nominal Total} = (\text{Cobertura In - Line})(\text{Cobertura Cross - line})$$

Donde:

$$\text{Cobertura In - Line} = \frac{(\# \text{ de receptores})(RI)}{2 SLI}$$

$$\text{Cobertura Cross - Line} = \frac{\# \text{ de RL}}{2}$$

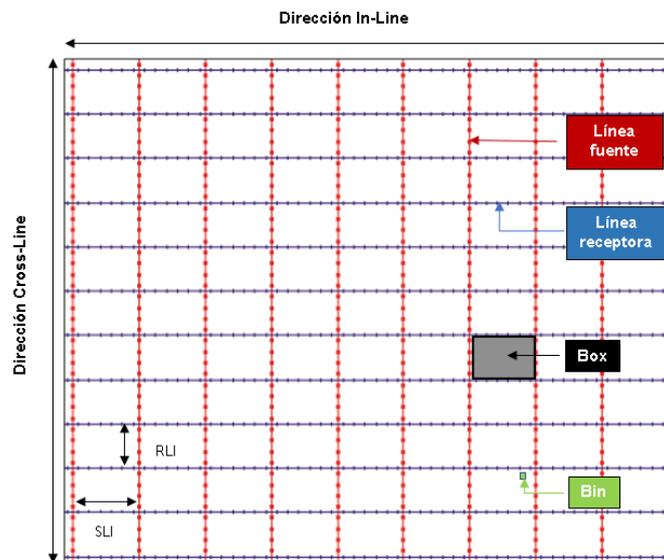


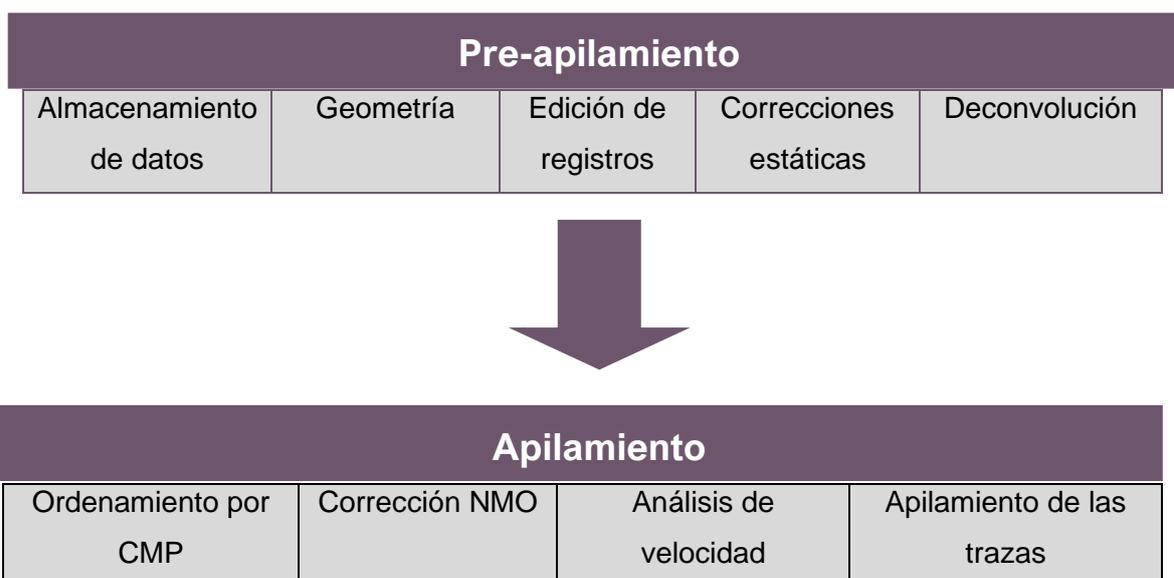
Figura 3.5. Elementos más importantes que considerar para la adquisición sísmica terrestre en 3D, imagen tomada y modificada de (Cordsen, Galbraith, & Peirce, 2000)

### 3.3 Procesamiento de datos sísmicos

El procesamiento consiste en la elección y posterior aplicación de los parámetros y algoritmos de tratamiento adecuados a los datos sísmicos adquiridos en el campo (datos brutos) con el fin de obtener secciones sísmicas de calidad. El objetivo fundamental de todo procesado multiseñal es aislar en los registros las reflexiones de los otros eventos sísmicos que se superponen a ellas (ruido ambiental, GR, onda aérea, etc.). Actualmente, debido al gran incremento del volumen de datos (mayor capacidad instrumental) y al desarrollo de nuevos algoritmos (mayor potencia de cálculo), el dominio de las técnicas de procesado es el pilar básico de la prospección geofísica (Gayá Florez, 20004).

Los datos crudos adquiridos en campo por sí solos no reflejan la estructura y morfología del subsuelo, por ello con el procesamiento de datos adecuado, se busca que la información adquiera sentido geológico para poder ser interpretada.

A lo largo de los años las técnicas y secuencias de procesamiento de datos sísmicos han ido cambiando, y aunque todo procesamiento comparte etapas imprescindibles, es importante resaltar que la secuencia de procesamiento depende de los objetivos del proyecto. La secuencia de procesamiento se divide en tres etapas: 1) Etapa de pre-apilamiento (*pre-stack*), 2) Etapa de apilamiento (*stack*) y 3) Etapa de post-apilamiento (*post-stack*). En cada una de estas etapas hay tratamientos fijos, mientras que hay otros algoritmos, como aplicación de filtros, escalado de amplitud, etc., que se pueden aplicar en cualquier etapa del procesamiento.





Post-apilamiento	
Migración	Conversión a profundidad

## PRE-APILAMIENTO

### Almacenamiento de los datos

Los datos de campo son guardados en distintos formatos compatibles con el software utilizado. A partir de 1990 la SEG propuso como formato estándar el formato SEG-2 para datos de sísmica superficial y SEG-Y para sísmica profunda.

### Geometría

Se define la distribución geométrica en el terreno de los receptores (geófonos) y las fuentes, así como del *offset*. Algunos de estos datos deben ser introducidos al software de manera manual, mientras que otros ya se encuentran en los *headers* de los archivos de cada registro sísmico. Una vez definida la geometría del tendido, se procede a su implantación de manera que cada traza de cada uno de los tiros queda perfectamente ubicada.

### Edición de registros

Durante la adquisición de los datos es importante procurar que los registros sísmicos sean de alta calidad, puesto que los datos posteriores van a depender del buen aislamiento del ruido y las reflexiones. A continuación, se presentan las etapas más significativas de esta etapa del procesamiento.

- Eliminación de trazas (*kill trace*): Se eliminan total o parcialmente las trazas con ruido o mala conexión.
- Cambio de polaridad (*reverse trace*): Algunas trazas pueden presentar cambio de polaridad debido a efectos del sitio.
- Lectura de los primeros arribos: En sísmica de reflexión esta lectura se emplea para realizar el cálculo de las correcciones estáticas.

- Eliminación de las refracciones (top mute): las señales de los primeros arribos correspondientes a refracciones deben eliminarse o de lo contrario se superpondrán con las reflexiones
- Aplicación de filtros: la aplicación de filtros tiene como objetivo eliminar el ruido y enfatizar las reflexiones. Generalmente, estos filtros intervienen en la frecuencia y amplitud de las trazas, aunque también se pueden utilizar filtros que actúen sobre coherencia y longitud de onda.
- Análisis Espectral: el análisis espectral de registros se utiliza para poder elegir los filtros a emplear y sus parámetros.
- Filtro Paso-Banda: el objetivo de aplicar este filtro es dejar pasar la señal de una banda limitada de frecuencias que contienen energía de reflexión coherente, rechazando aquellas frecuencias asociadas al ruido sísmico, como las ondas superficiales, onda de aire, ruido ambiental, etc.
- Filtro F-K: Este tipo de filtro es útil para eliminar el ruido coherente que presenta una tendencia lineal. Se le conoce también como filtro de velocidad ya que en el espacio en que opera (número de onda, frecuencia), se discriminan los distintos eventos por estar alineados según rectas cuyas pendientes definen las distintas velocidades. De esta forma los eventos lineales de baja velocidad (GR u onda de aire) se hallan con ángulos menores respondiendo a las bajas velocidades, mientras que las reflexiones, se localizan en sectores angulares mayores (Gayá Florez, 20004).

### **Aplicación de correcciones estáticas**

Esta corrección se aplica a los datos sísmicos para compensar los efectos de variaciones en la elevación, espesor de la capa superficial de baja velocidad o capa meteorizada (generalmente constituida por material no consolidado) y referencia del datum. El principal objetivo es ajustar el tiempo de viaje, tiempo que se observaría si la fuente y los receptores estuvieran ubicados al mismo nivel, sobre el plano de referencia (datum) por debajo de la capa meteorizada.

Hay dos formas de determinar el espesor y la velocidad de la capa meteorizada, midiendo directamente a través de un tiro de verificación (*check-shot*) o, lo más usual en sísmica superficial, calculándolos mediante refracciones estáticas: Los tiempos de primeras llegadas atribuidos a la capa meteorizada definen las curvas Distancia-Tiempo a partir de las cuales se calcula la profundidad y la velocidad de esta primera superficie.

Una vez caracterizada esta superficie, se elige el nivel del datum y se calculan los intervalos de tiempo que deben corregirse para cada rayo de la línea sísmica (Gayá Florez, 20004).

### **Correcciones de Amplitud**

- **Control de ganancia programada**  
Es la corrección de amplitud más simple y consiste en asignar un valor predefinido a los datos. Se calcula el inverso de la envolvente de la traza (curva que une los picos de las trazas) de manera que al aplicar esta relación se corrige el decaimiento de la amplitud. Puede aplicarse tanto a los tiros como a las secciones apiladas, con el fin de preservar las variaciones relativas de amplitud en la dirección horizontal (Gayá Florez, 20004).
- **Control de ganancia automática**  
Se obtiene calculando el valor medio (o promedio absoluto) de la amplitud dentro de una ventana específica de tiempo, luego se obtiene la relación entre el valor RMS deseado y el promedio antes calculado. Este escalar es asignado a la función de ganancia la cual se aplicada a cada muestra o traza dentro de la ventana temporal elegida (Gayá Florez, 20004).
- **Corrección de amplitud por divergencia esférica.**  
La corrección por divergencia esférica se realiza porque la energía se distribuye radialmente, mientras los frentes de onda se alejan de la fuente. A mayor offset la energía decrece y por ende las amplitudes registradas también, por lo tanto, se puede afirmar que la amplitud es inversamente proporcional al offset cuando se asume un modelo de velocidad constante ( $\text{Divergencia esférica} = 1/\text{distancia}$ ) en un medio homogéneo e isotrópico, sin embargo, en la realidad los contrastes litológicos son variados y las capas más profundas poseen una mayor compactación debido a la presión litostática, lo que genera que a mayor profundidad mayor sea la velocidad del medio.

### **Deconvolución**

La deconvolución tiene como objetivo aumentar la resolución temporal de las reflexiones. Consiste en la compresión de la ondícula básica (*wavelet*) y convolucionándola con cada traza sísmica con el propósito de eliminar el efecto generado por la fuente de energía. Este proceso limpia la señal para que se pueda reducir a un *spike* o pico, el cual es la respuesta reflectiva del medio sin la alteración

generada por el impulso de entrada, mejorando la resolución temporal, atenuando o removiendo ruido coherente.

Antes de realizar la deconvolución de la señal, se hace una comparación de cómo son los impulsos de la fuente en las ventanas de tiempo, esto se logra aplicando el despliegue de la correlación con el objetivo de visualizar la energía proveniente de la fuente y establecer los parámetros que se usaran en la deconvolución, para así generar la atenuación de dicho efecto (Vargas Magaña, 2011).

## **APILAMIENTO**

### **Ordenamiento por CMP**

Las trazas sísmicas se agrupan en conjuntos con el mismo punto medio común o CMP (*Common Mid Point*), este punto se localiza a la mitad de la distancia entre fuente y receptor (*offset*), su proyección a profundidad se denomina CDP (*Common Deep Point*). El agrupamiento de estas trazas pertenecientes a un mismo punto común profundo, pero provenientes de diferentes *offsets*, genera una traza final llamada CDP, la cual contiene más información de dicho punto muestreado pues posee una mejor relación señal/ruido.

### **Corrección *Normal Move Out***

El efecto de la separación entre el receptor y la fuente sobre el tiempo de arribo de una reflexión que no se inclina. Generalmente una reflexión arriba primero al receptor más próximo a la fuente. La distancia entre la fuente y los otros receptores induce un retardo en el tiempo de arribo de una reflexión proveniente de una superficie horizontal en profundidad. Una gráfica de los tiempos de arribo versus el desplazamiento (distancia) tiene forma hiperbólica (Schlumberger, Oilfield Glossary , 2019). Esta corrección se hace justo para compensar los efectos de la separación entre fuentes sísmicas y receptores.

### **Análisis de velocidad**

En función de proveer una relación señal/ruido mejorada, la sísmica de cobertura multicanal requiere información acertada sobre la velocidad del subsuelo, la cual es obtenida mediante un análisis de velocidad. Este proceso se realiza sobre conjuntos o grupos de conjuntos de CMP determinados. El resultado del análisis es un campo de velocidades que se usará en el apilamiento para obtener la sección sísmica (fuente)

### **Apilamiento de las trazas**

El apilamiento consiste en la suma de las trazas correspondientes a un mismo punto de reflexión común, con el objetivo de generar una traza CDP final que tenga una relación señal ruido mayor, generando así una imagen preliminar del subsuelo compuesta por trazas ordenadas en CDP, offset cero (logrado por la corrección NMO), tiempo doble y con el modelo de velocidad aplicado. Es importante mencionar que esta sección obtenida no es el resultado final, ya que se le deben aplicar otros procesos post-apilado, los cuales están en función de la calidad de los datos ( (Vargas Magaña, 2011).

## **POST-APILAMIENTO**

### **Migración**

El proceso de migración se aplica porque las velocidades son variables y los reflectores comúnmente presentan relieves bruscos, lo que origina difracciones y causa que los elementos se registren en posiciones diferentes en la superficie en comparación con el subsuelo. Por lo tanto, su objetivo es reubicar toda esa energía en su verdadera posición eliminando las difracciones.

### **Conversión a profundidad**

Los datos sísmicos son adquiridos en el dominio del tiempo, por lo que es necesario hacer la conversión a una escala de profundidad para obtener una imagen de la estructura del subsuelo. Este proceso se realiza de manera iterativa y comienza con el procesamiento sísmico adecuado, análisis de velocidad y datos de pozo para refinar la conversión. Para ello se elige algunos de los reflectores más evidentes de la sección sísmica y se les calcula la profundidad de forma individual, considerando las velocidades de apilamiento.

## **3.4 Interpretación Sísmica**

La interpretación sísmica es un proceso en el cual se analizan e interpretan los datos sísmicos con el propósito de establecer modelos geológicos confiables del subsuelo. Esto con ayuda de información complementaria como lo son registros de pozos, datos gravimétricos, magnetométricos y petrofísicos, entre otros; por lo que el proceso de exploración de recursos integra información de diferentes disciplinas y especialistas en Ciencias de la Tierra.

Los atributos sísmicos son mediciones, características o propiedades derivadas de los datos sísmicos. Los atributos pueden ser medidos en un instante del tiempo o a través de una ventana de tiempo, y pueden medirse en una sola traza, en una serie de

trazas, una superficie o un volumen extraído de los datos sísmicos (Schlumberger, 2012).

Estos atributos se clasifican en dos grandes grupos: atributos físicos y atributos geométricos. Los atributos geométricos mejoran las características de los datos de entrada tales como: inmersión, azimut y continuidad. Por otro lado, los atributos físicos están relacionados con las propiedades físicas de la superficie estudiada, es decir, están estrechamente relacionados con la litología; esta familia de atributos corresponde a atributos derivados de componentes de amplitud, frecuencia y fase de la traza (Brown, 2011). A continuación, se describen los atributos Fase instantánea, Coseno de fase, Velocidad RMS y Varianza, pues estos atributos fueron empleados para la elaboración del modelo.

**Fase Instantánea.** Este atributo es un buen indicador para conocer la continuidad lateral, acñamientos y formas geométricas en general. También, es de ayuda a describir los procesos sedimentarios y a delimitar secuencias y capas geológicas. Las variaciones de fase pueden relacionarse con cambios litológicos, por ello, este atributo es comúnmente utilizado para diferenciar y delimitar áreas de interés. Además, este atributo permite asociar bajas frecuencias con zonas donde la señal se atenúa, posiblemente por el contenido de aceite en la roca o por fracturas.

**Coseno de fase.** Para obtener este atributo, se aplica una función coseno a la fase instantánea con el fin de enfatizar reflectores sísmicos, límites estratigráficos, fallas, uniformidad de litología e identificación y correlación de secuencias sísmicas. La aplicación de este atributo mejora considerablemente la continuidad de los reflectores, por lo que es de gran ayuda para el intérprete porque se puede hacer una primera aproximación para identificar horizontes sísmicos.

Además, simplifica la interpretación del atributo de fase instantánea porque para el coseno sólo existen valores entre -1 y 1.

**Velocidad RSM.** Este atributo calcula el valor de la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de los valores de velocidad dividido por el número de valores.

La velocidad media cuadrática es la velocidad de una onda a través de capas del subsuelo de velocidad de intervalo diferente a lo largo de la trayectoria sísmica específica (Schlumberger, Oilfield Review, 2019). Este atributo enfatiza la reflectividad de los horizontes y cambios de litología por cambios de impedancia acústica.

**Varianza.** La varianza es una medida de dispersión que permite conocer la variabilidad de un conjunto de datos en relación con la media de estos.

El atributo de varianza enfatiza discontinuidades, por lo que ayuda a visualizar con mayor detalle sistemas de fallas y fracturas predominantes, además de rasgos litológicos. Es importante considerar que el tamaño de ventana es clave para la visualización de discontinuidades, ya que ventanas grandes removerán eventos verticales y ventanas muy cortas, eventos horizontales.

El proceso de interpretación de datos sísmicos en tres dimensiones implica un análisis de las secciones y de los planos de isotiempo para poder identificar rasgos estructurales y estratigráficos.

Durante el proceso de interpretación debemos tomar en cuenta que los eventos sísmicos son reflexiones que provienen de interfaces del subsuelo que representan contrastes de velocidades o de impedancia acústica adecuados, además, que dichos contrastes están asociados con estratificaciones que representan morfología geológica; donde los eventos que presenten coherencia están relacionados con estructuras o cuerpos geológicos, y por último, que las características de los eventos sísmicos tales como la forma de la onda, amplitud del evento, patrones de secuencia, entre otros, dependen de los detalles estructurales, naturaleza de los fluidos intersticiales, así como de la absorción de frecuencias del paquete de rocas que se encuentren en el estrato objetivo y la superficie. (Canales García, 2018).

Generalmente, estos cambios de impedancias indican cambios litológicos, además, estos reflectores en cuencas sedimentarias tienden a seguir líneas de tiempo geológico, es decir, superficies con sedimentación contemporánea y no precisamente líneas de roca.

Hay dos aspectos geológicos claves a identificar en el proceso de interpretación de secciones sísmicas para la elaboración de un modelo geológico: horizontes reflectores y fallas.

Un horizonte sísmico es una superficie plana que separa a dos estratos o capas de rocas distintas. La diferencia fundamental entre correlacionar horizontes sísmicos y fallas es que lo primero se basa en reconocer y trazar patrones de reflexiones continuos o con cambios predecibles, mientras que lo último se basa en reconocer discontinuidades o desplazamientos de patrones que de otra manera son continuos y predecibles. (Herron, 2011).

## 4 Sistemas petroleros

### 4.1 Elementos y procesos

Los componentes geológicos y los procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos son variados; esto incluye una roca generadora madura, un trayecto de migración, una roca yacimiento, una trampa y un sello. La secuencia cronológica relativa correcta de estos elementos y los procesos de generación, migración y acumulación de hidrocarburos, son necesarios para la acumulación y la preservación. Los componentes y las relaciones cronológicas cruciales de un sistema petrolero pueden exhibirse en una gráfica que muestra el tiempo geológico a lo largo del eje horizontal y los elementos del sistema petrolero a lo largo del eje vertical. Las extensiones productivas de exploración y las áreas prospectivas son desarrolladas habitualmente en cuencas o regiones en las que existe cierta probabilidad de la presencia de un sistema petrolero (Schlumberger, Oilfield Glossary , 2019).

**Roca generadora:** Una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, que normalmente son lutitas o calizas arcillosas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (COT), si bien una roca generadora rica podría contener hasta 10% de materia orgánica. Las rocas de origen marino tienden a ser potencialmente petrolíferas, en tanto que las rocas generadoras terrestres (tales como el carbón) tienden a ser potencialmente gasíferas. La preservación de la materia orgánica sin degradación es crucial para la formación de una buena roca generadora y resulta necesaria para que exista un sistema petrolero completo. En las condiciones adecuadas, las rocas generadoras también pueden ser rocas yacimiento, como sucede en el caso de los yacimientos de gas de lutita (Schlumberger, Oilfield Glossary , 2019).

**Roca almacén:** Un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas yacimiento más comunes porque poseen más porosidad que la mayoría de las rocas ígneas o metamórficas y se forman bajo condiciones de temperatura en las cuales los hidrocarburos pueden ser preservados. Un yacimiento es un componente crítico de un sistema petrolero completo (Schlumberger, Oilfield Glossary , 2019).

**Roca sello:** Una roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera o una cubierta sobre y alrededor de la roca yacimiento, de manera que los fluidos no pueden migrar, más allá del yacimiento. Un sello es un

componente crítico de un sistema petrolero completo. La permeabilidad de un sello capaz de retener los fluidos a través del tiempo geológico oscila entre  $\sim 10^{-6}$  y  $10^{-8}$  darcies (Schlumberger, Oilfield Glossary , 2019).

**Migración:** Es el movimiento de los hidrocarburos generados, desde la fuente hacia las rocas yacimiento. El movimiento de los hidrocarburos recién generados dentro de la roca generadora es la migración primaria, también denominada expulsión. El movimiento ulterior de los hidrocarburos hacia la roca yacimiento en una trampa de hidrocarburos u otra zona de acumulación es la migración secundaria. La migración se produce habitualmente desde un área estructuralmente baja hacia un área más alta, debido a la flotabilidad relativa de los hidrocarburos, en comparación con la roca adyacente. La migración puede ser local o producirse a lo largo de distancias de cientos de kilómetros en las cuencas sedimentarias grandes, y es crucial para la formación de un sistema petrolero viable (Schlumberger, Oilfield Glossary , 2019).

**Trampa:** Una configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, selladas por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar. Las trampas se describen como trampas estructurales (en estratos deformados, tales como pliegues y fallas) o trampas estratigráficas (en zonas en las que los tipos de rocas cambian, tales como discordancias, acñamientos y arrecifes). Una trampa es un componente esencial de un sistema petrolero (Schlumberger, Oilfield Glossary , 2019).

**Sincronía:** Se define como la ocurrencia de fenómenos en un mismo tiempo. En el caso del sistema petrolero se refiere a la relación espacio-tiempo de los elementos (rocas almacén y sello) y procesos geológicos (roca generadora, migración y acumulación) relacionados con los yacimientos de hidrocarburos (PEMEX, 2013).

## 4.2 Roca Generadora

En la Cuenca Tampico-Misantla la roca generadora pertenece al Jurásico Superior, y está constituida por calizas arcillosas y lutitas calcáreas de ambiente marino, donde su distribución abarca toda la cuenca (excluyendo los altos de basamento); con un espesor promedio de 150 m, siendo de más de 400 m en los grabens formados durante el *rift*. La mayoría de los campos descubiertos en la zona contiene aceite y gas asociado, y en menor proporción campos de gas no asociado, sin embargo, el trabajo de exploración en la cuenca ha está mayormente dirigido hacia la fase aceite.

En 1992, la Coordinación de Exploración de Petróleos Mexicanos realizó estudios geoquímicos para saber la calidad y madurez térmica de la roca generadora a través de un estudio de pirólisis. Los resultados indican que el petróleo que se produce en México ha sido generado principalmente por estas lutitas calcáreas y calizas arcillosas, y en menor proporción por las rocas generadoras del Cenozoico y Cretácico.

En la cuenca Tampico-Misantla, segunda en importancia del país, el petróleo del Mesozoico y Cenozoico proviene de las formaciones Tamán y Pimienta del Kimmeridgiano y Tithoniano, respectivamente. En ambos casos el kerógeno predominante es el tipo II. Según los resultados de este estudio, la roca generadora de la cuenca tiene contenido orgánico superior al 1% en el 57% de las 309 muestras analizadas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, del Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano, respectivamente. Por lo tanto, es posible observar lo siguiente:

- Alto contenido de Carbono Orgánico Total (COT)
- Buen contenido de gas y aceite
- Existe una tendencia consistente en la madurez térmica basada en la reflectancia de vitrinita que muestra valores en ventana de generación de aceite.
- Los valores de índice de oxígeno son mucho más altos en la parte superior de la unidad Jurásica, indicativos de un sistema mixto propenso a la generación de gas y de aceite.

El 40 % de ellas presenta un potencial de generación ( $S_2$ ) superior a 2.5 mg/g. La Formación Santiago del Oxfordiano es una unidad con fuerte potencial, debido a que para aquel entonces la aún incipiente transgresión marina cubría sólo algunos restringidos depocentros en los que se acumulaban carbonatos y arcillas bajo aguas someras de muy baja energía, propicias para la preservación de materia orgánica de buena calidad (I y II), pero con aportaciones de materia orgánica continental (III), por la cercanía de amplias áreas positivas circundantes. Durante el Kimmeridgiano, la transgresión cubrió casi toda el área Tampico-Misantla, continuando la sedimentación de lodos calcáreo—arcillosos (Formación Tamán), adecuados para la conservación de materia orgánica, pero distribuidos solamente en el 50 % de la cuenca. Esta secuencia conserva aún cantidades importantes de carbono orgánico e hidrocarburos potenciales ( $S_2$ ).

Fue hasta el Tithoniano cuando la cuenca quedó completamente cubierta, con el predominio de ambientes tranquilos de mar abierto, en los cuales se depositaron carbonates y arcillas con materia orgánica marina (tipo II) que dieron origen a la Formación Pimienta, la cual presenta, actualmente, un potencial ( $S_2$ ) superior a 2.5 mg/g, en el 45 % de las 120 muestras analizadas (González García & Holguín Quiñones, 1992). El contenido de (COT), Carbono Orgánico Total varía entre 0.1 y 4.6% con potencial generador de pobre a excelente. El índice de Hidrógeno (HI) varía desde 53 hasta 542 mg HC/g COT, predominando los valores menores a 300 mg HC/g, lo que corresponde a una mezcla de kerógenos II/III precursor de gas y aceite. Mientras tanto, la temperatura máxima de pirólisis ( $T_{max}$ ) del kerógeno registra valores entre 432°C asociado a la ventana de generación de aceite, hasta 450-544°C ligada a la ventana de generación de gas y condensado al occidente en el frente de la sierra.

### 4.3 Yacimientos no convencionales/atípicos

Un yacimiento no convencional o atípico es llamado así porque no involucra todos los elementos y procesos de un sistema petrolero común, es decir, el hidrocarburo no migra a una roca almacén donde queda atrapado y se acumula, sino que permanece en la roca generadora. Dichos yacimientos se encuentran en condiciones geológicas que hacen que el hidrocarburo no fluya debido a la baja porosidad y permeabilidad de la roca que los contiene (figura 4.1). Por esta razón, este tipo de yacimientos no puede desarrollarse con técnicas tradicionales de extracción, debe emplearse la técnica de estimulación hidráulica o *fracking*, mediante la cual, por medio de la inyección de un fluido a alta presión, se realizan microfracturas en la roca para liberar el hidrocarburo (figura 4.2) (ACP, 2014).

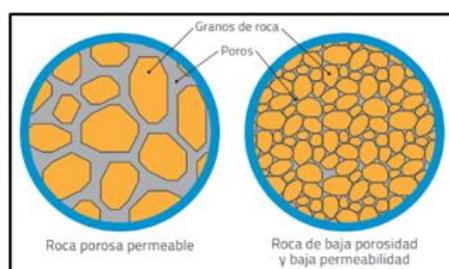


Figura 4.1. Diferencia de granulometría entre una roca con alta y baja porosidad (ACP, 2014).

En la actualidad, el término se utiliza en referencia a recursos de petróleo y gas cuya porosidad, permeabilidad, mecanismos de trampas de fluido u otras características difieren de la arenisca convencional y de los yacimientos de carbonato. (Schlumberger, Oilfield Glossary , 2019).

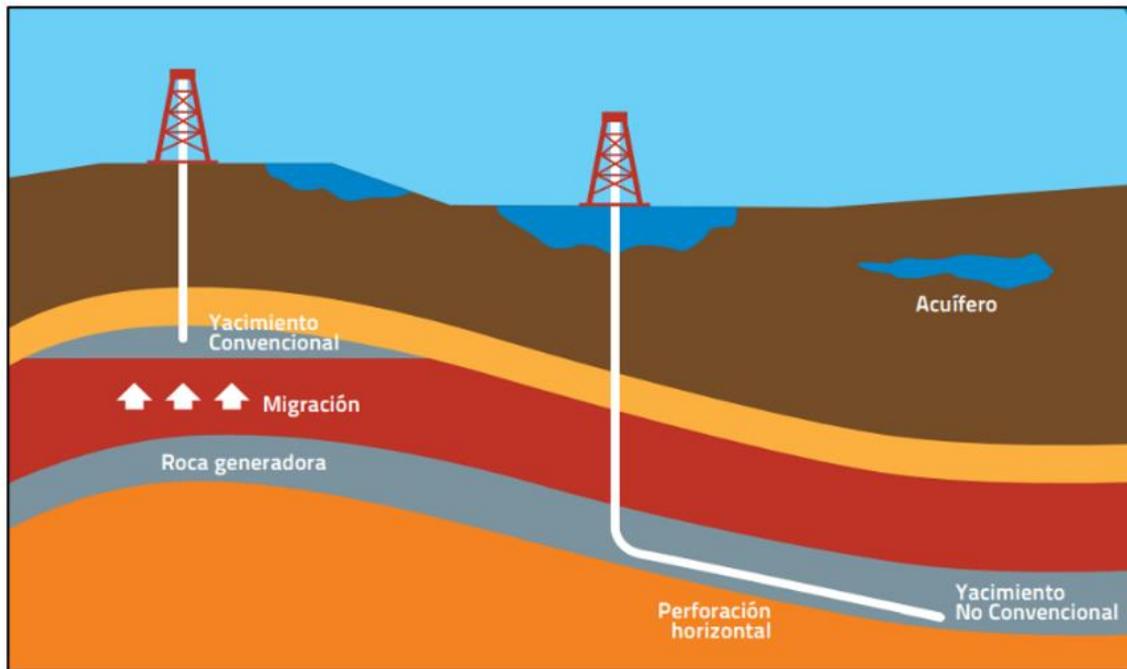


Figura 4.2. Diferencia entre la configuración de un yacimiento convencional y uno no convencional (ACP, 2014).

Los yacimientos no convencionales se clasifican en cinco grupos:

- I. **Crudo Asociado a Lutitas o *Shale Oil* o *Shale Gas*:** petróleo o gas que se encuentra atrapado en un tipo de roca arcillosa con muy baja permeabilidad denominado *Shale* o Lutita.
- II. **Yacimientos de crudo o gas en rocas compactas:** crudo o gas proveniente de cualquier yacimiento o rocas de baja porosidad y permeabilidad.
- III. **Crudo Pesado:** Petróleo en estado líquido de alta viscosidad que no fluye fácilmente.
- IV. **Arenas Bituminosas:** arenas impregnadas en bitumen, que es un hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad.
- V. **Gas Metano asociado a mantos de carbón:** gas natural extraído de capas de carbón. Debido a su alto contenido en materia orgánica el carbón retiene gran cantidad de gas adsorbido (ACP, 2014).

Características y consideraciones de yacimientos no convencionales:

- Los hidrocarburos no migran a una roca almacén, es decir, la formación productiva es roca madre y roca almacenadora a la vez, sin importar que esta roca presente valores de permeabilidad muy bajos (micro o nano darcies).
- Los hidrocarburos se entrapan in situ.
- El yacimiento se autosella

- En rocas con abundante materia orgánica (como carbones y lutitas), además de un gas libre, comprimido en las fracturas y poros, existe otro gas adsorbido con una capacidad de almacenamiento comparable a la del gas libre.
- No es necesaria la existencia de trampas estratigráficas, estructurales o mixtas para producir comercialmente los hidrocarburos.
- Una formación prospectiva, conteniendo hidrocarburos pueden ocupar grandes extensiones superficiales, formando un “gran yacimiento continuo”.

Información obtenida y modificada de (Pérez Millán, 2015).

Como ya se mencionó, la técnica utilizada para extraer hidrocarburos de este tipo de yacimientos es mediante la estimulación hidráulica. Este es un proceso en el cual se crean microfracturas en el yacimiento de interés para liberar el hidrocarburo mediante la inyección de un fluido conocido como fluido de fractura mediante un pozo horizontal. El fluido se constituye regularmente por 95% de agua no potable, 4.5% de arena y <1% de aditivos químicos cuyo propósito es reducir la fricción, disolver minerales, ayudar al transporte de arena y controlar bacterias. Además, la arena actúa como agente de sustentación o apuntalante para evitar que las fracturas se cierren por la presión, y facilitará el flujo de los hidrocarburos hacia la superficie. Este fluido se bombea desde la superficie a alta presión, creando fracturas en la roca que pueden alcanzar una longitud de 150 a 300 metros y abertura máxima de 1 centímetro.

El tamaño de las fracturas está controlado por la composición del fluido de fractura, el caudal, el bombeo y la presión. Para hacer más eficiente el proceso, la estimulación hidráulica se realiza en varias etapas a lo largo del pozo horizontal. Una vez generadas las fracturas, se colocan tapones de aislamiento para aislar la zona del pozo ya fracturada y se repite el procedimiento las veces adecuadas según la longitud del pozo (figura 4.3).

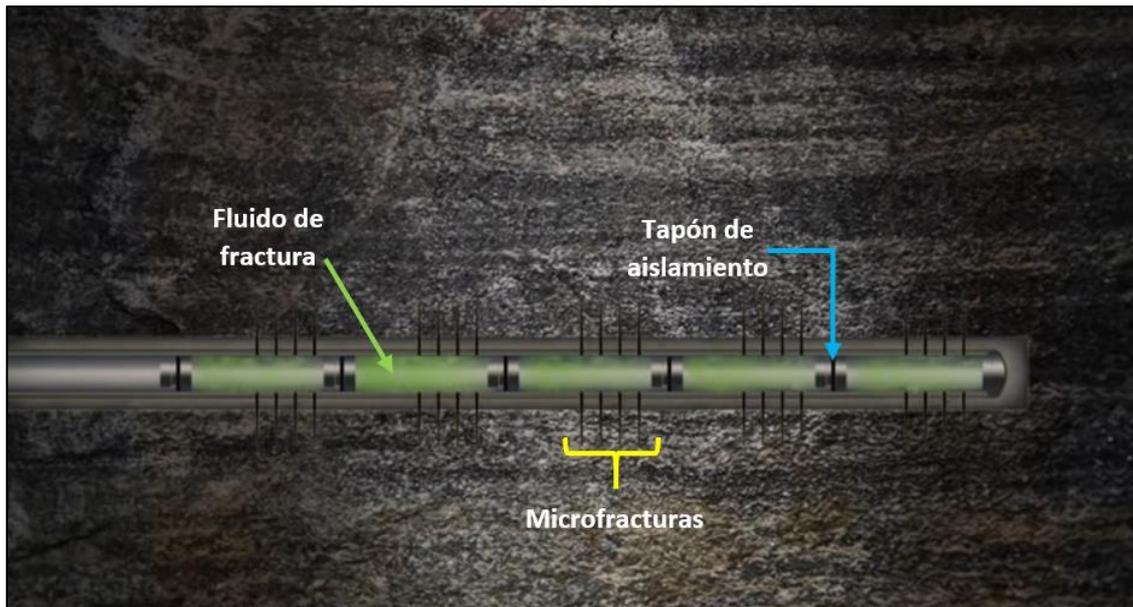


Figura 4.3. Esquema que muestra el proceso del fracturamiento hidráulico en un pozo horizontal con fines no convencionales. Imagen tomada y modificada de (SENER, 2018)

Para entrar a la etapa de producción, se remueven los tapones y comienza a fluir hacia la superficie una mezcla de gas, aceite y fluido de fractura. Al inicio del proceso retorna entre el 20% y 50% del fluido de fractura, el cual, según la regulación mexicana, debe almacenarse en contenedores correctamente sellados para ser tratado y reutilizado posteriormente. La presión hace que los hidrocarburos fluyan a la superficie donde son separados por equipos especializados que envían el gas a tratamiento por gasoductos y al aceite a refinación por tuberías o en contenedores. Los procesos de estimulación y extracción son monitoreados en tiempo real desde la superficie mediante equipos con tecnología de vanguardia.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos considera que un yacimiento no convencional es exitoso si cumple las siguientes características:

- COT: > 2
- Querógeno: tipo II y III
- Madurez termal: > 0.8% Ro (aceite), > 1.2 %Ro (Gas)
- Espesor: 15 a 30 m
- Profundidad: > 900 metros, pero <3,000 metros
- Composición Litológica: > 50% cuarzo y/o carbonatos
- Aceite y/o gas libre en espacios de poros (micro, nanoporosidad) y fracturas
- Gas absorbido en el Kerógeno y partículas arcillosas.

El play del Jurásico Superior de la Cuenca Tampico-Misantla ha demostrado un mayor potencial para la producción no-convencional de aceite (aceite en lutitas). Esto

se debe a una variedad de factores, incluyendo altas cantidades de hidrocarburos retenidos, condiciones favorables de mecánica de rocas y de propiedades del núcleo, regímenes de aceite de alta madurez negros y volátiles, y alto espesor neto. Todo esto coloca a la cuenca de Tampico- Misantla, como una de las cuencas con mejor potencial en el mundo. En la figura 4.4 se pueden observar esquemáticamente los dos principales *plays* no convencionales de la cuenca Tampico Misantla.

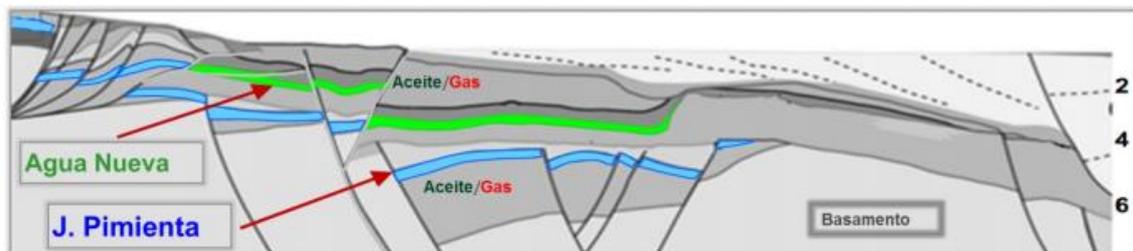


Figura 4.4. Distribución esquemática de los principales *plays* no convencionales (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017)

## 5 Resultados

A continuación, se presentan la interpretación y análisis de las secuencias del Jurásico, considerando que se contó con la información restringida de 2 cubos sísmicos, de los que, por razones de confidencialidad no se dará su posición exacta. En la figura 5.1, se puede observar la ubicación general de los estudios utilizados en este trabajo.

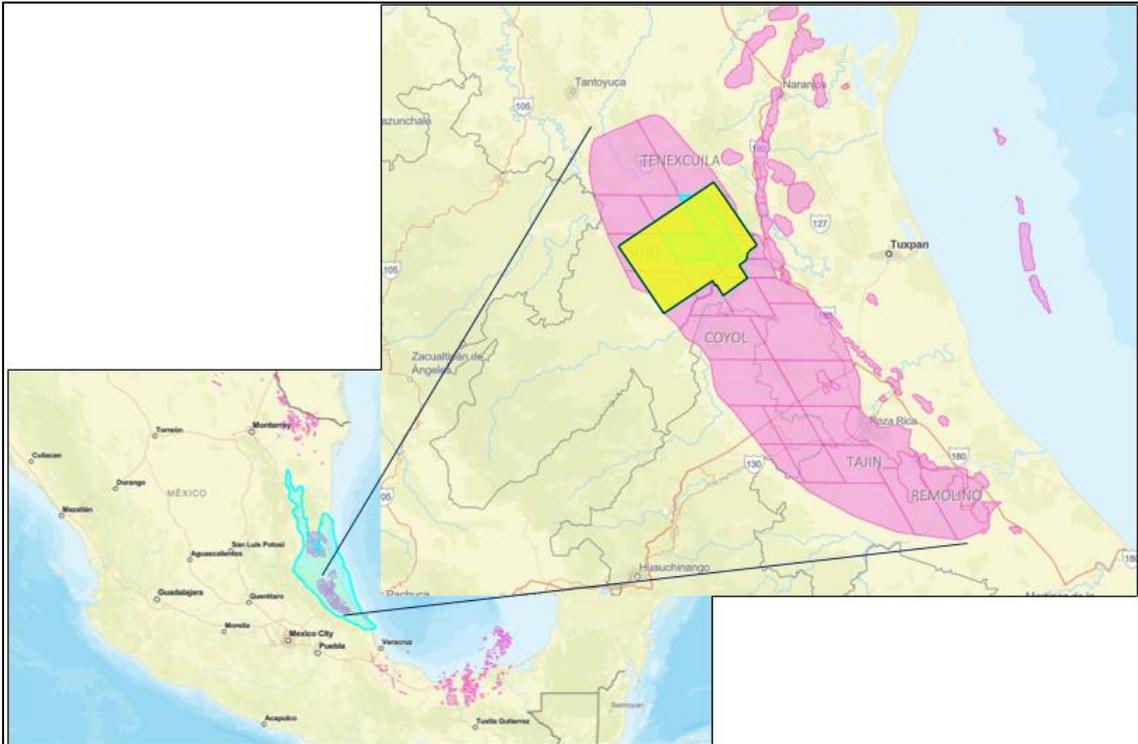


Figura 5.1. Mapa de ubicación aproximada de los estudios sísmicos utilizados, en amarillo se muestra el área de cobertura sísmica. Modificado de Mapa de la industria de los hidrocarburos CNIH, 2021.

### 5.1 Interpretación sísmica

Se muestran algunos perfiles sísmicos representativos del área de estudio, en los cuales se interpretaron horizontes sísmicos dentro de la secuencia de edad Jurásica, así como las fallas más representativas que afectan dicha secuencia. Los horizontes sísmicos fueron nombrados con base en datos de los pozos Amatitlán-2, Dorado-1 y Profeta-1, cuyos datos no se muestran en este trabajo por confidencialidad.

Puedes decir que es porque de esos encontraste la referencia en la literatura y en la información de pozos con la que contaste para hacer el amarre (lo que te preguntó Guillermo), además de que son los que más interés económico reportan, de acuerdo con la información petrolera.

Se interpretaron cuatro horizontes sísmicos entre -3000 y -7000 metros, los cuales se analizarán en secciones representativas de manera ascendente, comenzando

con el horizonte interpretado a mayor profundidad, también se interpretaron las fallas normales principales que afectan a la secuencia jurásica. Estos horizontes se nombraron de acuerdo con la literatura y la información obtenida de los pozos a los que se tuvo acceso, además, se localizaron los horizontes con mayor interés económico acorde con la información petrolera reportada.

En la figura 5.2 se muestra la sección sísmica A-B, donde se observa la secuencia jurásica afectada por fallas normales. Dichas fallas formaron desniveles de casi 1 kilómetro, estructuras que se observan mejor en el último horizonte interpretado nombrado Basamento. La longitud de algunas de las fallas normales, generadas en esta primera etapa de *rift*, se extienden hasta -3000 metros ocasionando que la geometría de la base afecte a las secuencias superiores.

Sobre el Basamento se identificó una secuencia con un gran contraste de impedancia, pues por debajo del Basamento no fue posible identificar reflectores continuos, cuya característica concuerda con el carácter caótico de las unidades geológicas asociadas al proceso de *rifting*. El espesor de esta secuencia varía entre 650 y 2250 metros, siendo mayor al NE, donde algunas de las partes con mayor espesor coinciden con los horst y las de menor espesor con los graben del Basamento. El horizonte interpretado superior a esta secuencia fue nombrada Oxfordiano, el cual también se encuentra afectado por las fallas y geometría del Basamento, el cual se encuentra a -3800 metros.

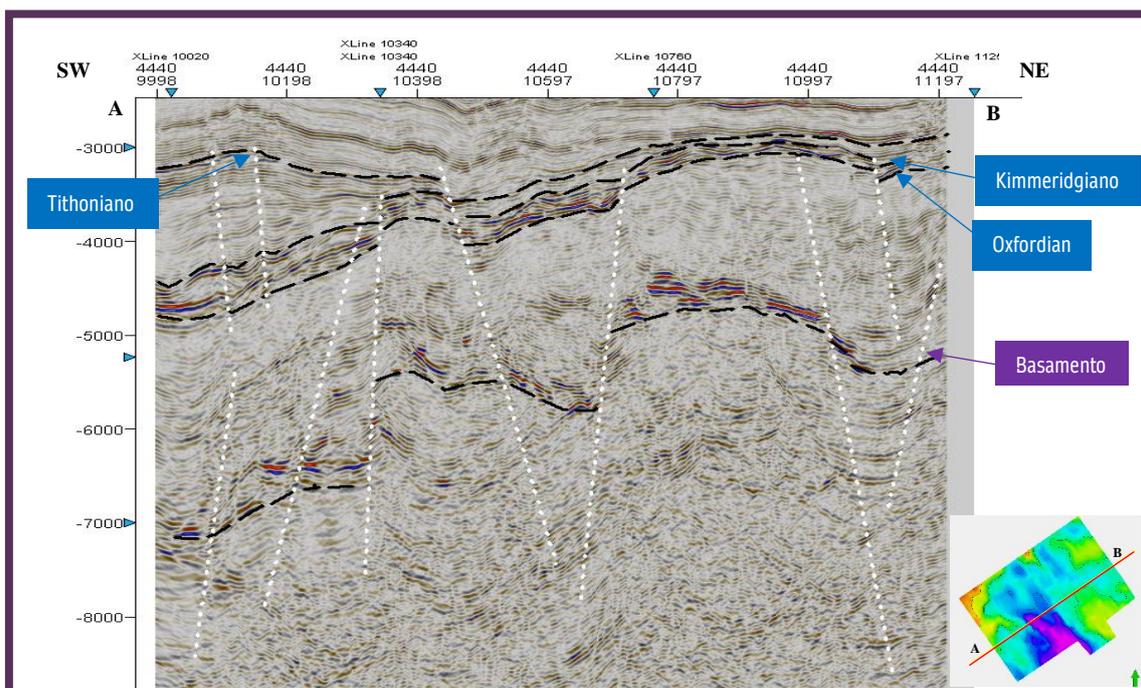


Figura 5.2. Sección sísmica A-B con dirección SW-NE donde se observan los cuatro horizontes sísmicos y las fallas normales principales.

Continuando de manera ascendente, el siguiente horizonte nombrado Oxfordiano, localizado a -3800 metros en promedio, suprayace a una secuencia con espesor de 200 metros al NE, aumentando su valor hasta 500 en dirección NW. El horizonte que delimita esta secuencia en la parte superior, nombrado Kimmeridgiano, se localiza en promedio a 3500 metros de profundidad, siendo afectado al igual que a sus antecesores por las fallas y geometría del basamento. Este horizonte subyace una secuencia con espesores que van de 200 a 750 metros, siendo mayor en las partes que descansan sobre las fosas tectónicas kilómetros abajo. Por encima de esta secuencia se localiza el último horizonte a -3000 metros en promedio, identificado como Tithoniano. El cual se observa menos afectado que los horizontes inferiores por las fallas normales y morfología producto de la apertura del Golfo de México. Incluso se aprecia lo que parecen ser fallas inversas, las cuales están relacionadas con procesos tectónicos compresivos; lo que conlleva a suponer que las fallas que la cortan se originaron en la etapa de *rifting*, pero fueron reactivadas durante la Orogenia Laramide.

En la figura 5.3 se muestra la sección sísmica C-D. En el último horizonte asociado aquí con el Basamento se observan claramente las fosas tectónicas delimitadas por fallas normales de más de 2 kilómetros, llegando a tener desniveles de más de un kilómetro y superando en profundidad los 8000 metros. Por lo tanto, en la región sur del cubo, a diferencia de la región central, se observa el Basamento a mayor profundidad y con saltos de falla considerablemente mayores que superan los 1000 metros.

La secuencia superior depositada es de gran espesor, variando entre 1400 y 2500 metros, alcanzando en la parte SW más de 7000 metros de profundidad. Por la orientación de las estructuras, es posible inferir que los esfuerzos que causaron extensión durante la primera etapa de evolución de la región se generaron en dirección SW-NE. El horizonte que envuelve en la parte superior a la secuencia, nombrado Oxfordiano, conserva la geometría irregular del Basamento y se vio afectado por las mismas fallas principales que dieron lugar a la formación de fosas y pilares tectónicos. Variando en profundidad entre 5000 y 3000 metros.

La secuencia superior tiene un espesor máximo en la parte SW de 500 metros, disminuyendo en dirección NE hasta 160 metros. Esta secuencia se encuentra conformada por reflectores de altas amplitudes, lo que genera un gran contraste de impedancia entre esta y la secuencia anterior. Dicha secuencia se encuentra delimitada en la parte superior por el horizonte nombrado Kimmeridgiano, cuya morfología es

prácticamente igual a la del horizonte anterior. La secuencia siguiente conserva un espesor mayor en la parte SW, alcanzando los 1200 metros y disminuyendo hasta 800 metros en dirección NE. La profundidad máxima de la secuencia es de -4400.

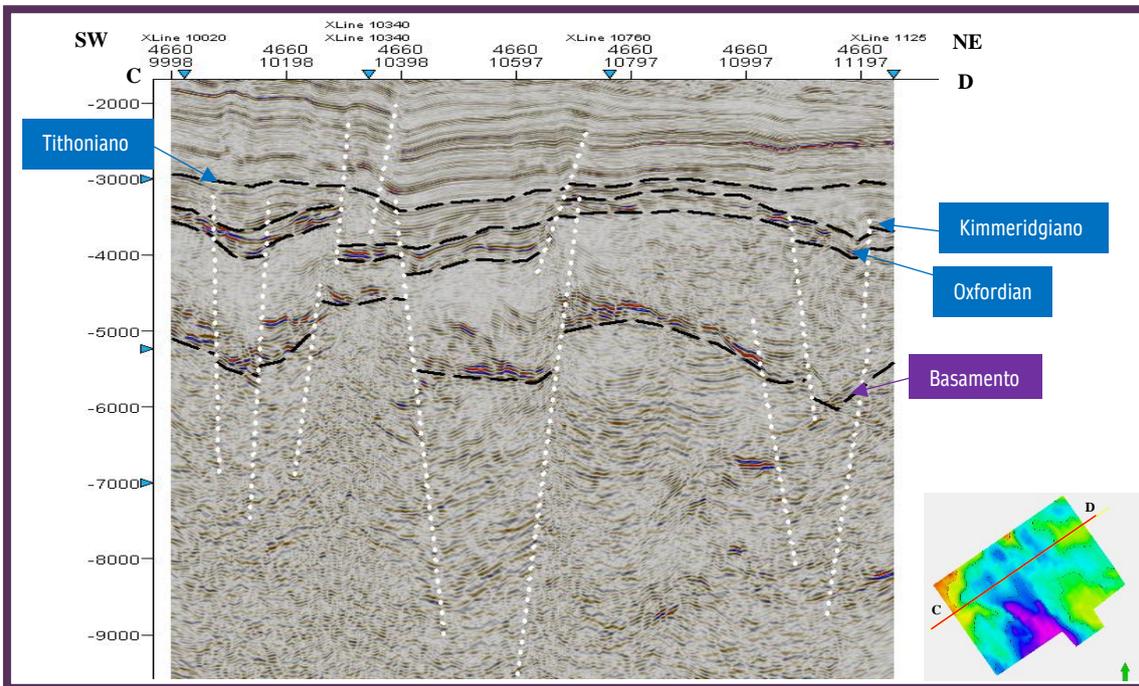


Figura 5.3. Sección sísmica C-D con dirección SW-NE donde se observan los cuatro horizontes sísmicos y las fallas normales principales.

El último horizonte que suprayace a esta secuencia, nombrado Tithoniano y localizado en promedio a -3000 metros, tiene una geometría regular en comparación con los horizontes anteriores, cuya característica concuerda con la evolución geológica a finales del Jurásico, donde tuvo lugar un periodo tectónico pasivo.

El perfil E-F mostrado en la figura 5.4 se localiza en la parte central del cubo sísmico con dirección NW-SE. En el horizonte llamado Basamento se observan las mismas estructuras tectónicas que en el perfil anterior, sin embargo, el desnivel de los bloques es menor que en la región sur y también su profundidad, que se localiza en promedio a -5500 metros. En esta parte del cubo el Basamento presenta una morfología más regular en comparación a las otras regiones y saltos de falla considerablemente menores, sin embargo, aún con estas características se puede apreciar una pequeña cuenca ubicada en la parte NW. La secuencia superior es de gran espesor, teniendo un valor máximo al NW de 2 kilómetros y disminuyendo hacia el SE hasta llegar a 1200 metros. Los dos horizontes siguientes llamados Oxfordiano y Kimmeridgiano, localizados a -3600 metros y -3300 en promedio, respectivamente, tienen una geometría similar controlada por la morfología del Basamento. Estos horizontes envuelven una

secuencia de espesor variable entre 200 y 350 metros, siendo este mayor al NW; con la cual se puede apreciar un importante contraste de impedancia en comparación con la secuencia anterior. El último horizonte interpretado nombrado Tithoniano y localizado en promedio a -3000 metros posee una geometría más regular y relativamente recta. Es suprayacente a una secuencia con espesor promedio de 50 metros con bajas amplitudes en comparación con la secuencia anterior. Como ya se mencionó, la geometría de este último horizonte concuerda con el evento tectónico pasivo característico ocurrido durante la transición del Jurásico Superior al Cretácico.

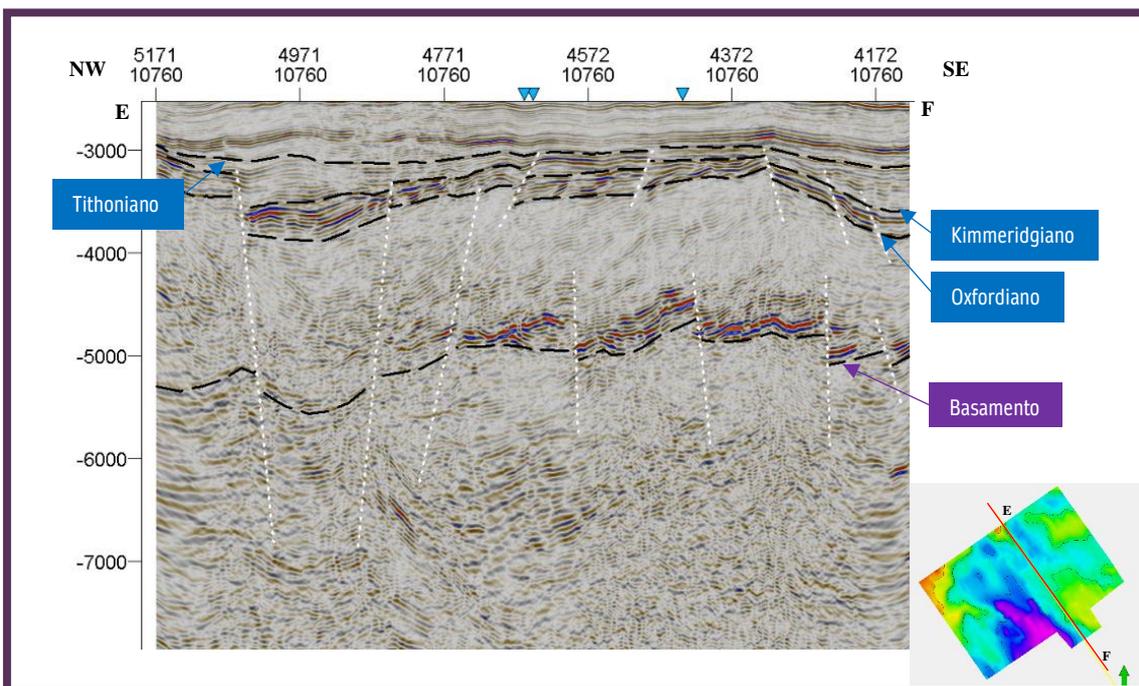


Figura 5.4. Sección sísmica E-F con dirección NW-SE donde se observan los cuatro horizontes sísmicos y las fallas normales principales.

En la sección sísmica G-H presentada en la figura 5.5 con dirección SW-NE, el Basamento alcanza una profundidad mayor a 6 kilómetros, es en esta región las fallas normales siguen modelando los pilares tectónicos, creando a su vez las fosas más profundas y de mayor extensión encontradas en el área de estudio. En este horizonte se refleja perfectamente la naturaleza caótica del *rift* ocurrido durante la primera etapa de evolución de la región; se observan fallas normales de hasta 5 kilómetros que alcanzan una profundidad que supera los 8000 metros. En esta zona se localiza un complejo sistema de fallas cuyo desplazamiento tuvo como consecuencia la creación de amplias cuencas. A este horizonte le sigue la secuencia de gran espesor descrita anteriormente, sin embargo, en esta parte del cubo su espesor es aún mayor debido al gran aporte de sedimentos ocurrido durante ese tiempo; en esta ocasión el espesor

menor se localiza en la parte NW mientras que el espesor mayor está ubicado al SE de la sección. De igual manera, esta secuencia no presenta alto contraste de impedancia continuo.

El horizonte siguiente nombrado Oxfordiano, ubicado entre 3500 y 4000 metros de profundidad, conserva la geometría del basamento al igual que el horizonte superior llamado aquí Kimmeridgiano, siendo prácticamente paralelos entre ellos. Entre estos horizontes hay una secuencia con espesor de 100 metros conformada por un reflector con altas amplitudes, en contraste con la secuencia anterior.

El último horizonte llamado Tithoniano se encuentra en promedio a -3000 metros y al igual que en las secciones anteriores, su geometría presenta menos variaciones en profundidad. Se localiza aproximadamente a -3000 metros y envuelve por la parte superior a una secuencia de espesor variable. Este es mayor en la parte NW, alcanzando los 750 y su ubicación coincide verticalmente con la fosa tectónica del Basamento. El espesor disminuye en la parte central a 180 metros y vuelve a aumentar hacia el SE terminando con 600 metros.

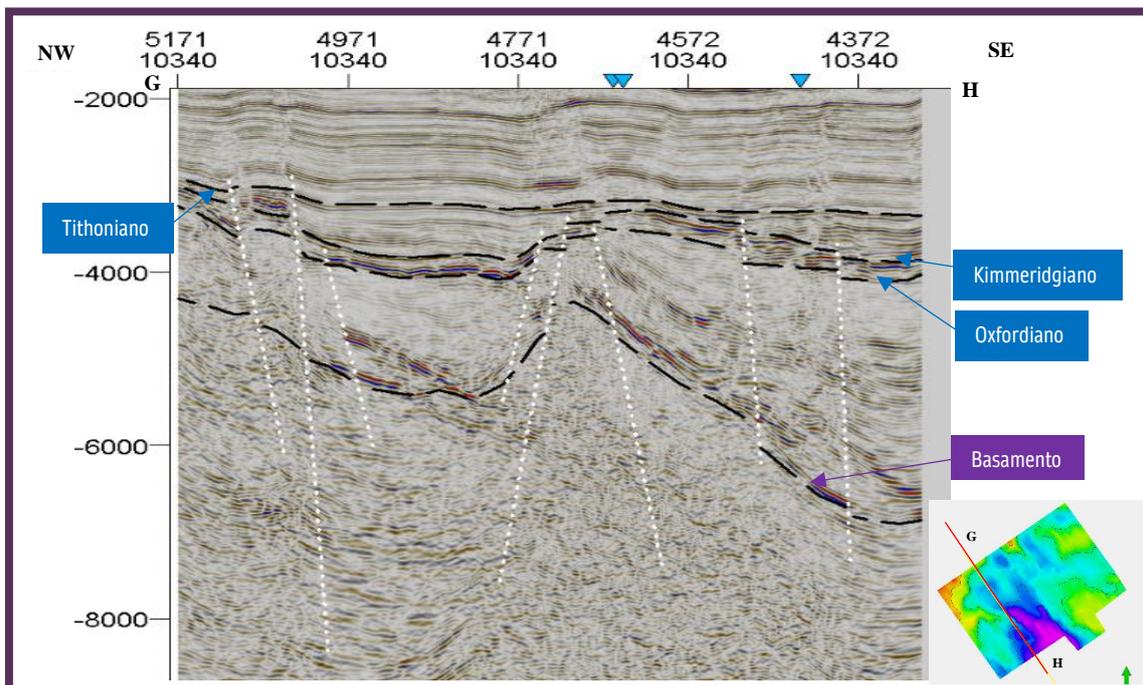


Figura 5.5. Sección sísmica G-H con dirección NW-SE donde se observan los cuatro horizontes sísmicos y las fallas normales principales.

En las siguientes figuras se muestran los mapas de espesores de las tres secuencias delimitadas por los cuatro horizontes interpretados, con el fin de ratificar los valores descritos anteriormente. En el mapa de espesor entre las superficies Basamento y Oxfordiano (figura 5.6) se observa que los valores de la secuencia oscilan entre 500 y 3000 metros, sin embargo, el rango de valores con mayor frecuencia es de 1000 a 1250 metros. Se observa que las zonas con espesores mayores (representadas en color turquesa, azul y morado), se ubican donde las fosas tectónicas encontradas con la interpretación. En la figura 5.7 se presenta el mapa de espesores de la siguiente secuencia ubicada entre los horizontes Oxfordiano y Kimmeridgiano. El espesor de esta secuencia tiene valores entre 80 y 900 metros, pero el rango de valores más frecuentes es de 100 a 400 metros. El último mapa de espesores (figura 5.8) corresponde a la secuencia entre el Kimmeridgiano y Tithoniano. Pese a que espesor de esta secuencia varía entre 100 y 2000 metros, los valores con mayor frecuencia se encuentran en el rango de 100 a 600 metros, siendo el valor 200 el que más se repite.

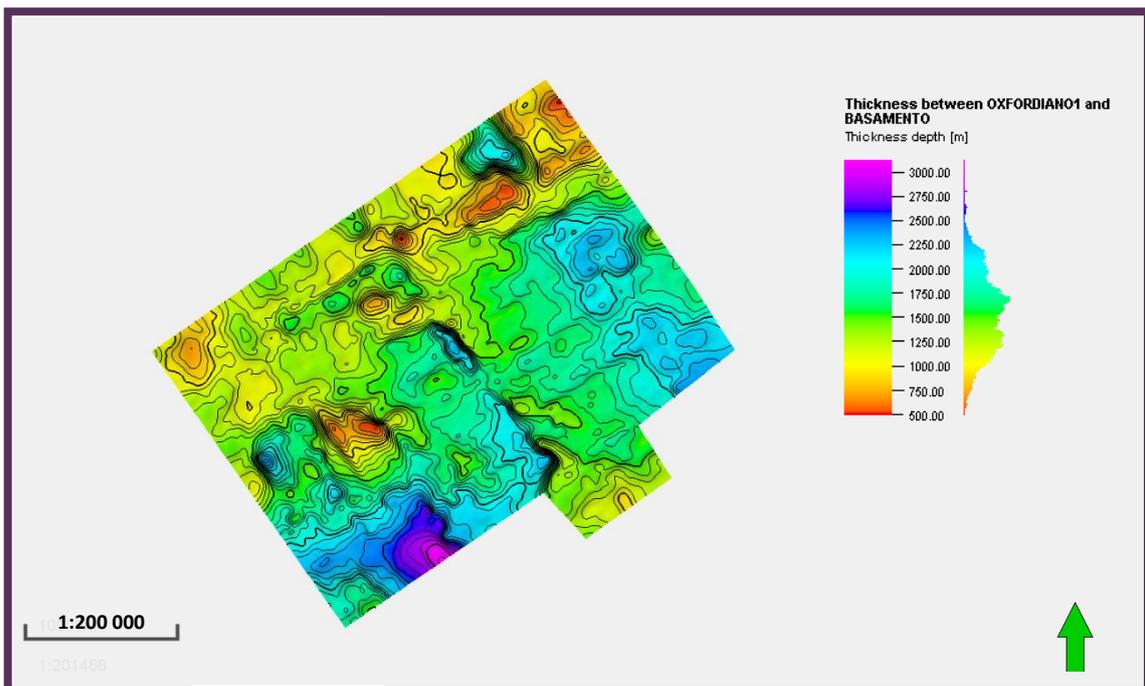


Figura 5.6. Mapa de espesores entre los horizontes Basamento y Oxfordiano.

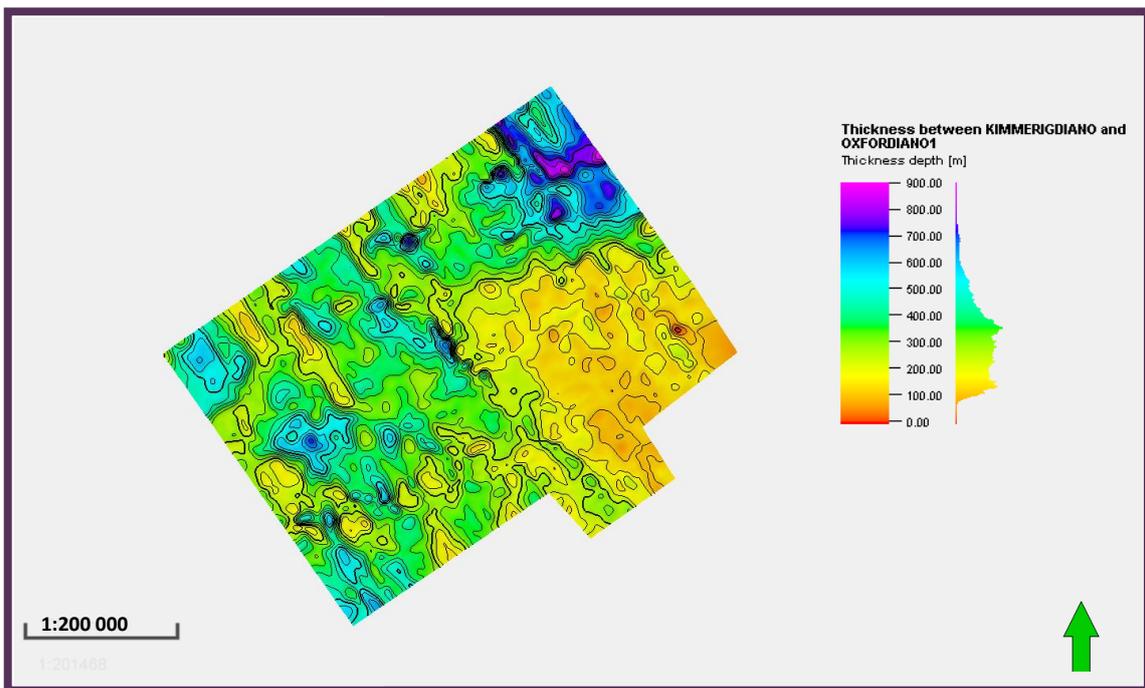


Figura 5.7. Mapa de espesores entre los horizontes Oxfordiano y Kimmeridgiano.

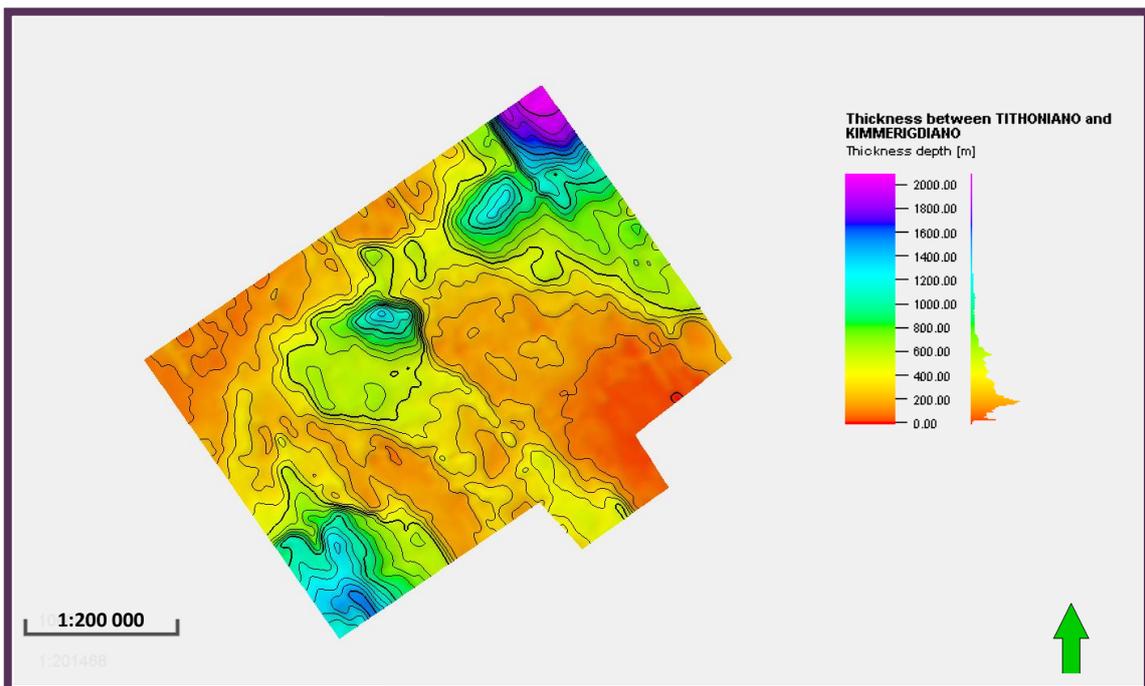
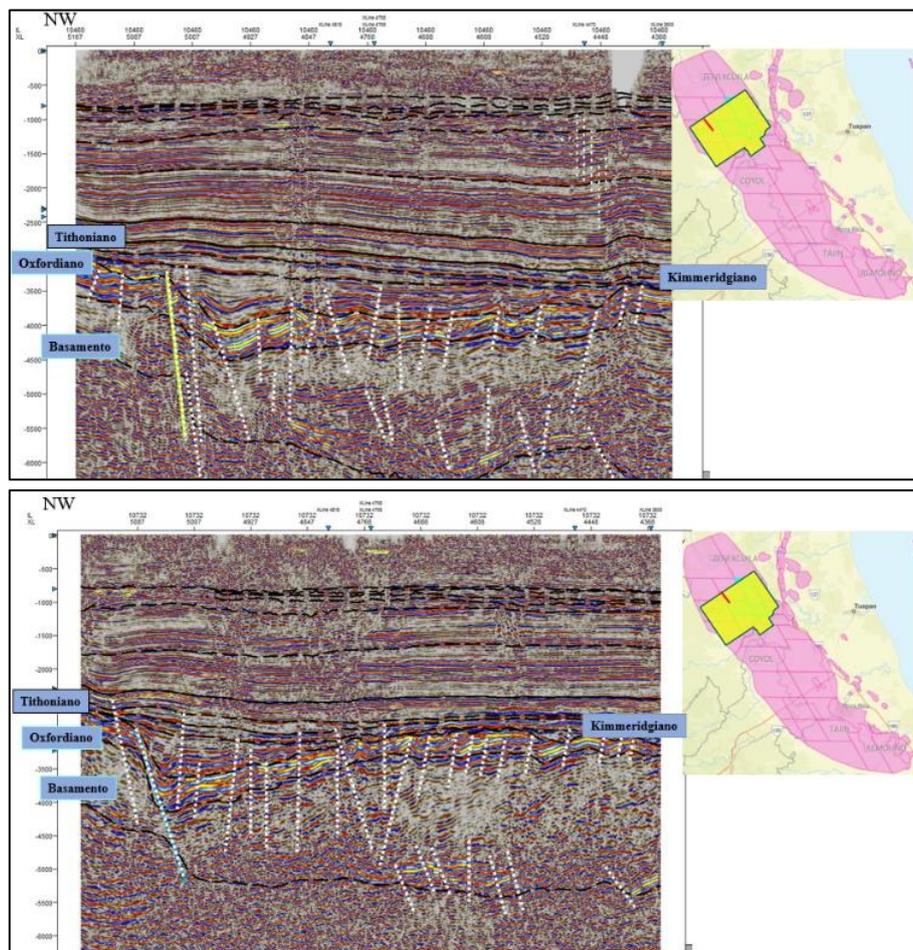


Figura 5.8. Mapa de espesores entre los horizontes Kimmeridgiano y Tithoniano.

A continuación se presentan cuatro imágenes obtenidas de trabajos previos, que por motivos de confidencialidad no se nombrarán, que muestran el análisis sísmo

estructural a la secuencia del Jurásico Superior en otra zona de la cuenca Tampico-Misantla.

Comparando la interpretación realizada para este trabajo (cuyos resultados fueron descritos anteriormente) con los perfiles mostrados a continuación provenientes de un trabajo previo que forma parte de un trabajo de exploración de los últimos años (figura 5.9), se observa que la configuración y estructuras encontradas en esta otra parte de la cuenca son bastante similares. El horizonte identificado como basamento presenta la misma geometría escalonada, sin embargo, se aprecia que en algunas regiones de este cubo sísmico el Basamento se encuentra a menor profundidad. Los desniveles de los bloques rondan los mismos valores y las secuencias presentan espesores muy parecidos. También se observa que las principales fallas normales que afectan la secuencia tienen extensiones y orientaciones parecidas.



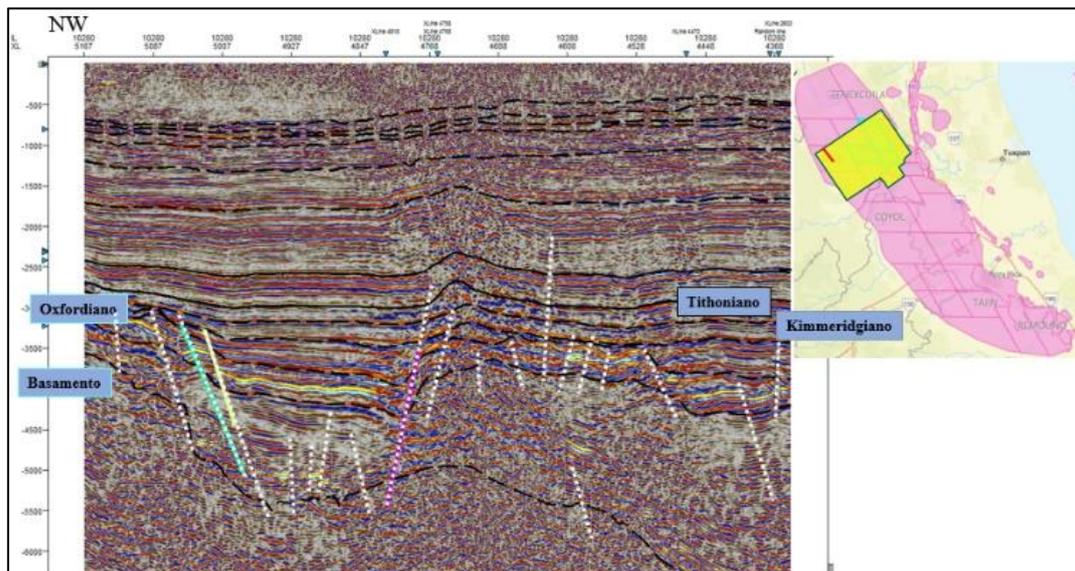


Figura 5.9. Interpretación sísmica perteneciente a un trabajo previo en la cuenca. Estas imágenes se presentan con el fin de comparar esta interpretación con la interpretación realizada en este trabajo y analizar similitudes.

## 5.2 Mapas estructurales

En las siguientes imágenes se mostrarán las cuatro superficies estructurales que se obtuvieron de las cuatro mallas interpretadas en el cubo sísmico, así como las fallas interpretadas que afectan a cada superficie. De igual manera el análisis comenzará con la superficie a mayor profundidad.

En la figura 5.10 se presenta la superficie identificada como Basamento, la cual muestra una topografía irregular escalonada, donde se pueden observar bajos topográficos que llegan hasta -7000 metros y altos que alcanzan los -4000 metros. En la región central del cubo sísmico se puede apreciar un bajo estructural importante con dirección NW-SE, el cual se encuentra delimitado por dos fallas normales prácticamente paralelas entre sí y una más casi perpendicular a éstas en dirección NE-SW (líneas en color blanco). Continuando con la región NE del cubo, se aprecia una depresión topográfica de menor extensión con valores de profundidad entre -5000 y -6500 metros.

En la parte sur del cubo se localiza una depresión entre 6250 y 7000 metros de profundidad, es de menor extensión en comparación con las anteriores y tiene una forma casi circular. La morfología escalonada del territorio favoreció el depósito de la secuencia de gran espesor que se describió por encima del basamento, pues los altos estructurales, al ir siendo erosionados, fueron la fuente de aporte de sedimentos que rellenaron las fosas tectónicas. Debido a la historia geológica de la región durante esta

etapa y las amplitudes registradas por la sismica, se infiere que estos sedimentos son clásticos de ambiente fluvial.

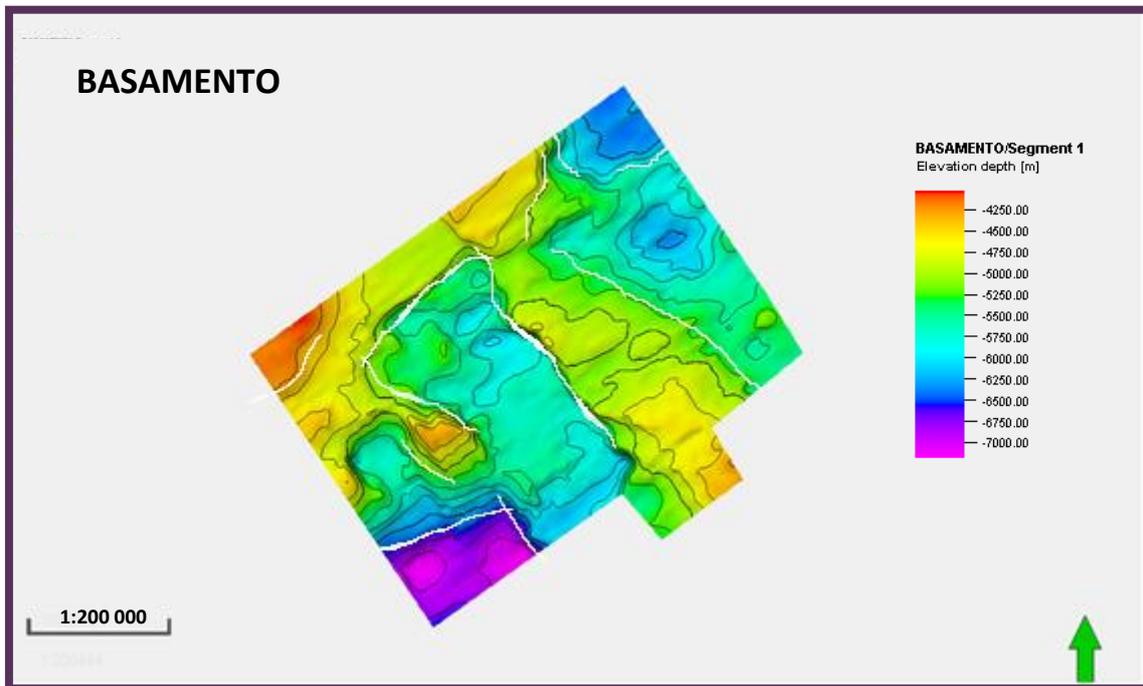


Figura 5.10. Mapa estructural de la superficie interpretada como Basamento.

Comparando el mapa anterior con el mapa de la figura 5.11, que forma parte del mismo trabajo previo citado en la interpretación sísmica, se puede observar que la orientación de las fallas es prácticamente la misma y que la geometría y distribución de los altos y bajos estructurales también son similares.

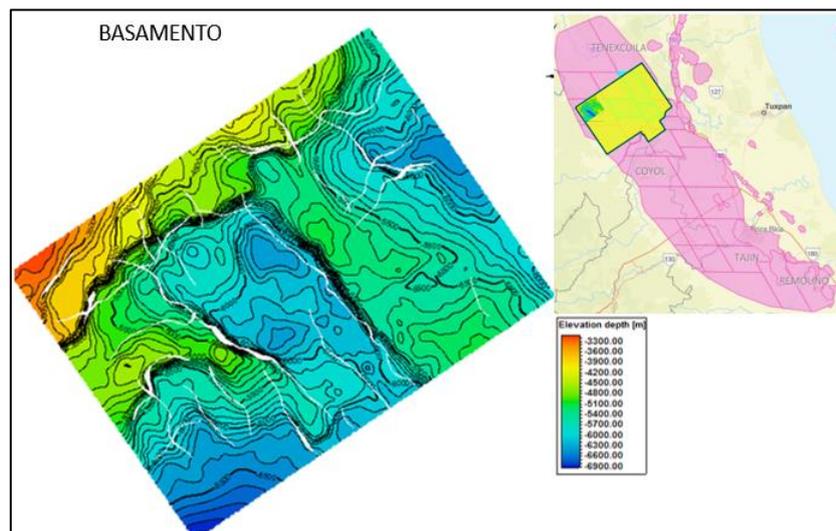


Figura 5.11. Mapa estructural del Basamento obtenido de un trabajo previo.

La siguiente superficie perteneciente al Oxfordiano presentada en la figura 5.12, se sitúa entre los -5700 y -3000 metros. Se observa una morfología similar a la del

Basamento, pues las fallas afectaron también a esta profundidad, causando estructuras de horst y graben, sin embargo, en este caso el bajo estructural es menos pronunciado. La secuencia depositada sobre esta superficie es de espesor menor.

La superficie que corresponde al horizonte interpretado Kimmeridgiano se presenta en la figura 5.13. Se localiza a una profundidad que varía entre -2700 y -5000 metros. A esta profundidad se aprecia una morfología con menor variación, sin embargo, aún se puede apreciar que los altos y bajos del relieve coinciden con la configuración estructural y orientación de las superficies anteriores. La superficie Tithoniano (figura 5.14) localizada entre -2600 y -3500, presenta un relieve regular, pues según la historia geológica de la región, esta superficie corresponde a un periodo de transgresión marina y margen tectónico pasivo. Las estructuras geológicas menos visibles a esta profundidad siguen teniendo una orientación NW-SE. Esta superficie se ve afectada mayormente por fallas inversas asociadas a un proceso tectónico compresivo ocurrido posteriormente.

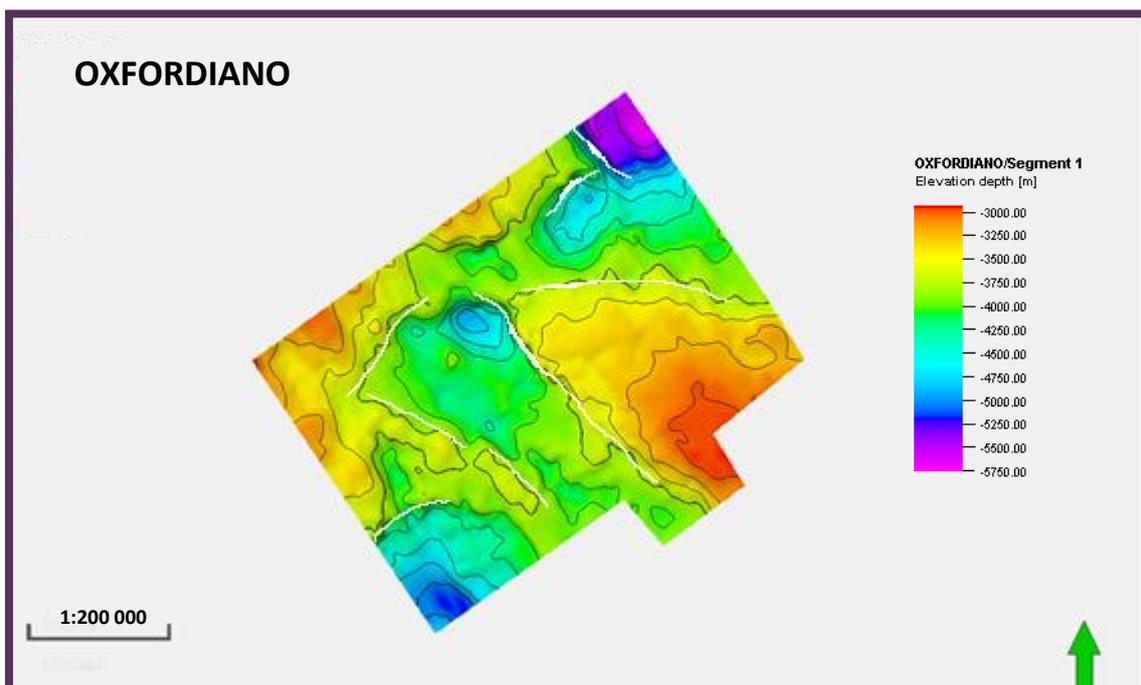


Figura 5.12. Mapa estructural de la superficie interpretada como Oxfordiano.

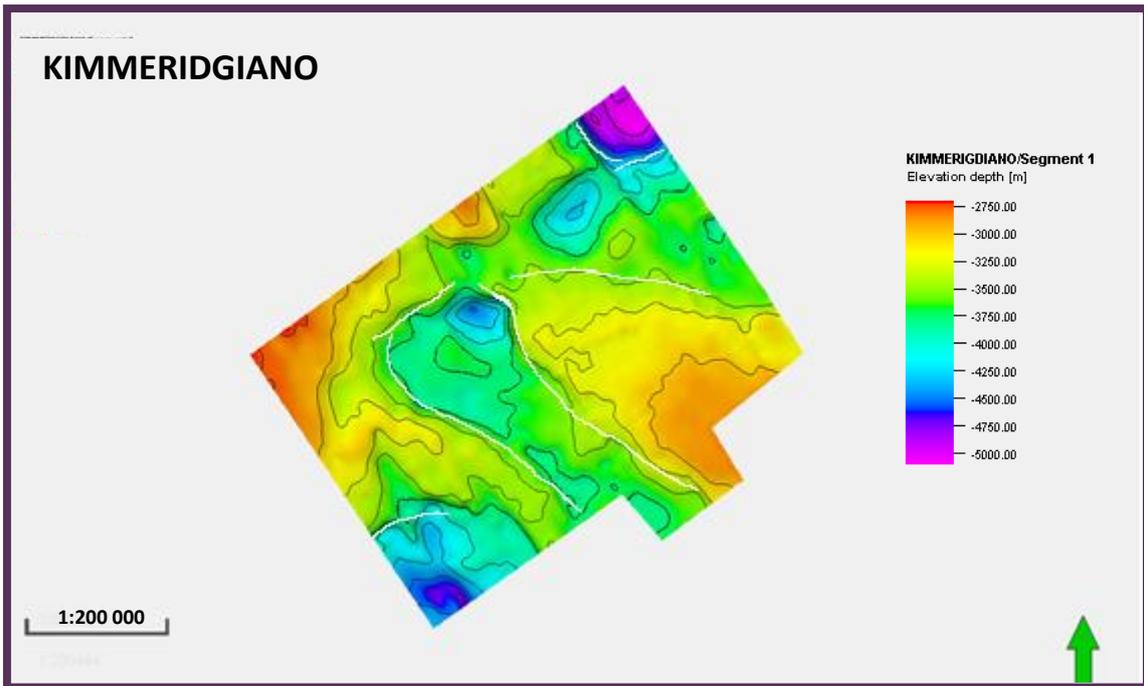


Figura 5.13. Mapa estructural de la superficie interpretada como Kimmeridgiano.

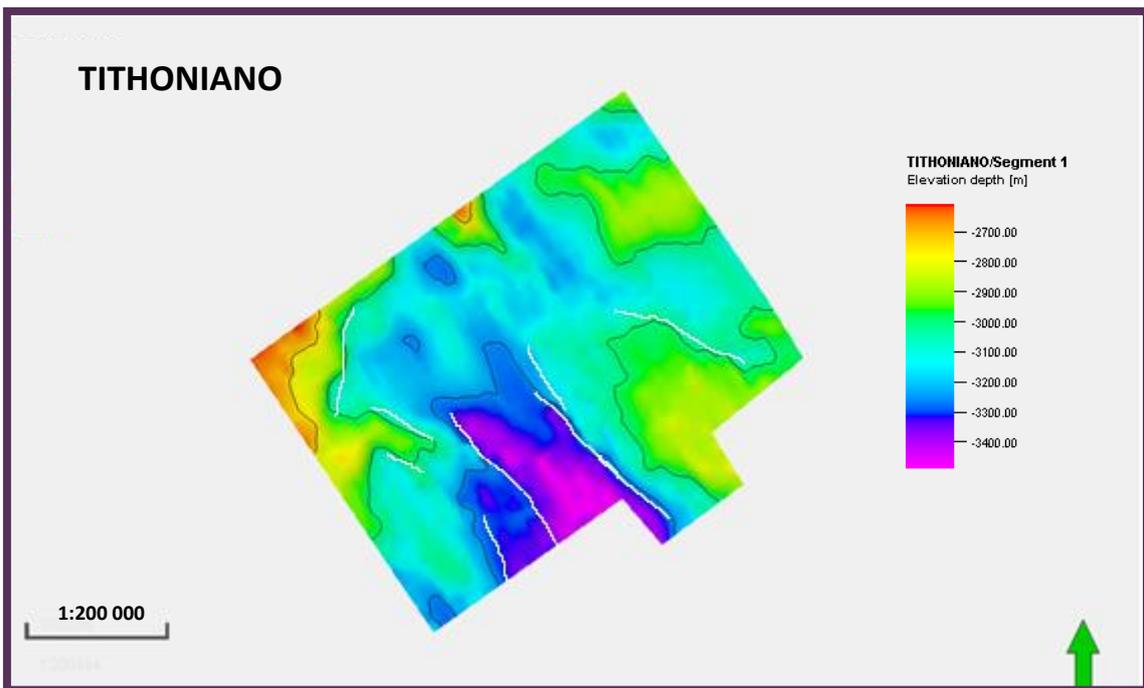


Figura 5.14. Mapa estructural de la superficie Tithoniano.

La figura 5.15 muestra un corte del cubo sísmico a -6000 metros con el atributo RMS. Esta profundidad corresponde con el Basamento. Se puede observar que no es posible identificar una tendencia definida, sino que se observa lo que posiblemente es material de carácter masivo, por lo que se infiere que se trata de material ígneo o metamórfico. Asimismo, en la figura 5.16 se muestra la extracción del atributo varianza

a la misma profundidad. La imagen muestra un gran número de fallas sin una orientación bien definida, lo que se asocia a la naturaleza caótica de la etapa de *rifting*.

En la figura 5.17 se muestra un corte del volumen estudiado a -5200 metros. Se obtuvo el atributo RMS que resalta amplitudes positivas y se puso sobre la superficie interpretada como Basamento. A esta profundidad se puede apreciar que empieza a identificarse una tendencia en cuanto a sedimentación, aunque no por completo definida. Sin embargo, se observa la distribución de material con cierta continuidad y orientación que corresponde con la orientación de las estructuras identificadas a esta profundidad. Es notable que el material con mayor amplitud se encuentra al pie de los altos estructurales; por lo que se infiere estos estaban sometidos a una erosión intensa y constante y que este material estaba siendo transportado a las fosas tectónicas.

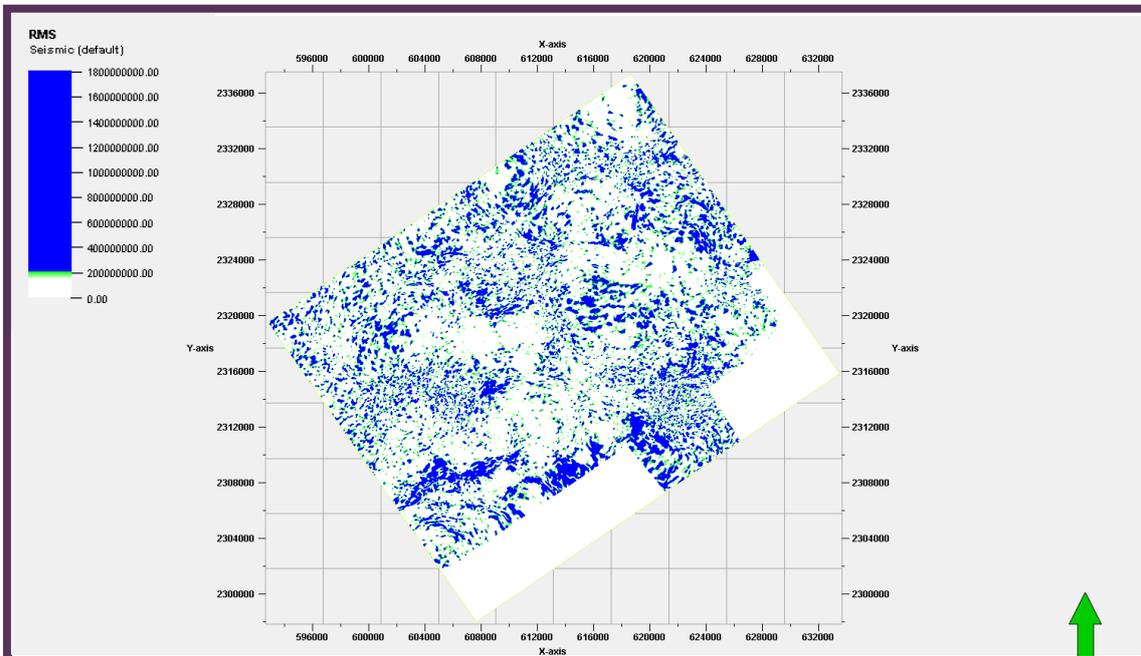


Figura 5.15. Corte a 6000 metros de profundidad con extracción del atributo RMS.

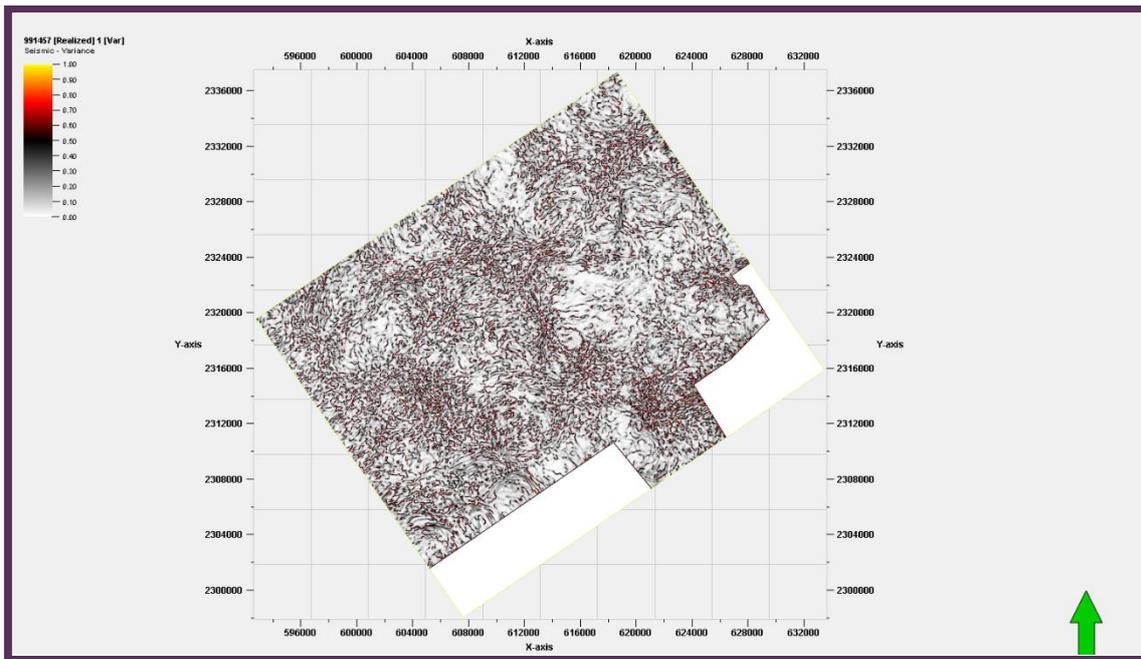


Figura 5.16. Corte a 6000 metros de profundidad con extracción del atributo varianza.

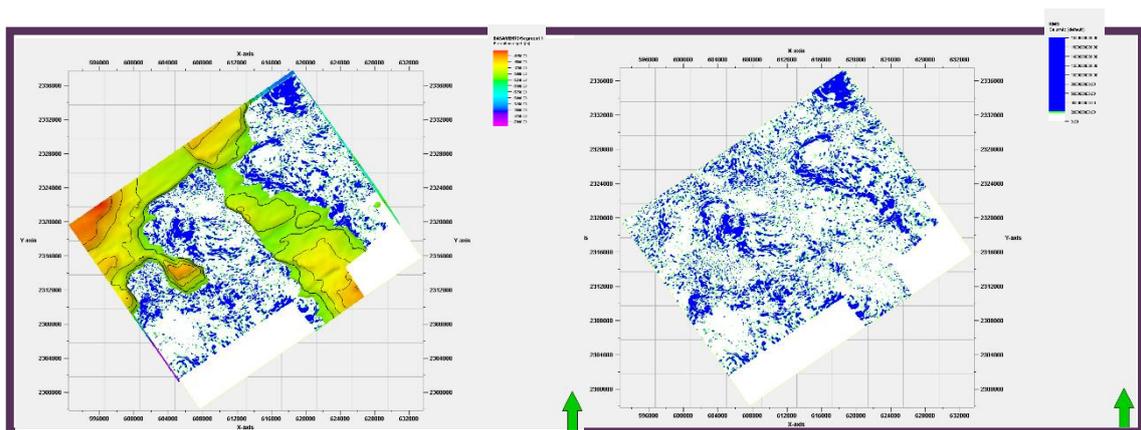


Figura 5.17. Corte a 5200 metros de profundidad con extracción del atributo RMS (derecha). A la izquierda se observa su superposición con el mapa estructural del Basamento.

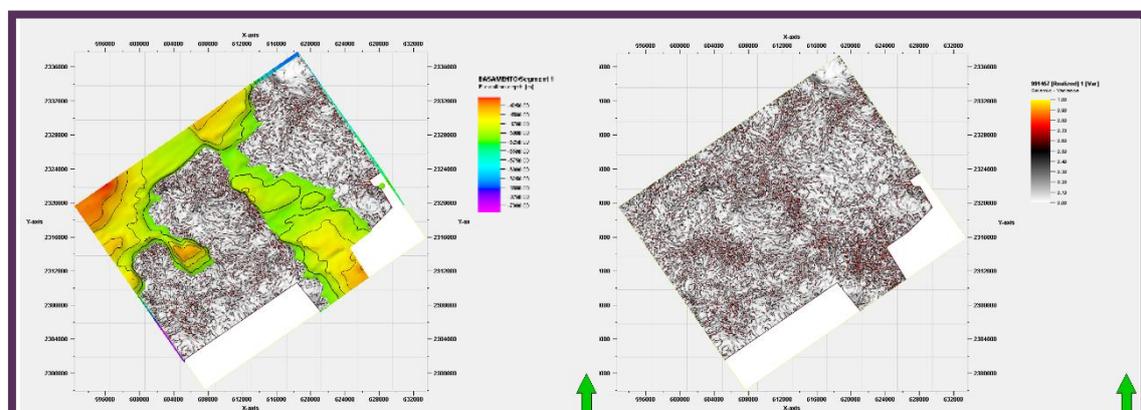


Figura 5.18. Corte a 5200 metros de profundidad con extracción del atributo varianza (derecha). A la izquierda se observa su superposición con el mapa estructural del Basamento.

Las figuras 5.18 representan el corte a -5200 metros donde se extrajo el atributo de varianza y de igual manera se sobrepuso con la superficie identificada como Basamento. Se puede observar que el atributo de varianza resalta los saltos de falla más pronunciados, cuya posición y orientación coincide con las tres fallas principales interpretadas y presentadas anteriormente.

En las figuras 5.19 y 5.20 se sobrepuso el mapa estructural identificado como Oxfordiano con los mapas de atributos RMS y varianza, respectivamente, extraídos del volumen sísmico a 3700 metros de profundidad. El atributo RMS muestra que los sedimentos de mayor amplitud siguen un patrón más definido que en la profundidad anterior. De igual manera el atributo de varianza resalta los sistemas de fallas más pronunciados y se comienza a percibir un patrón que corresponde con las tres fallas principales identificadas.

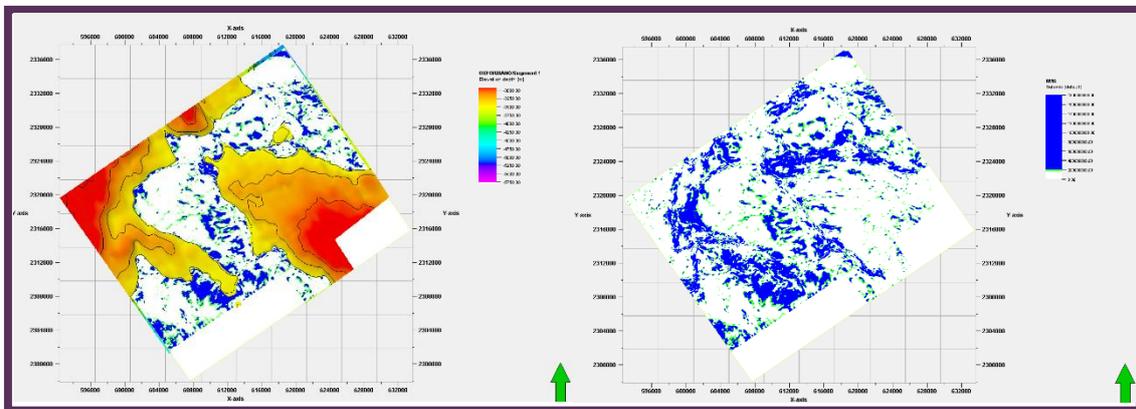


Figura 5.19. Corte a 3700 metros de profundidad con extracción del atributo RMS (derecha). A la izquierda se observa su superposición con el mapa estructural del Oxfordiano.

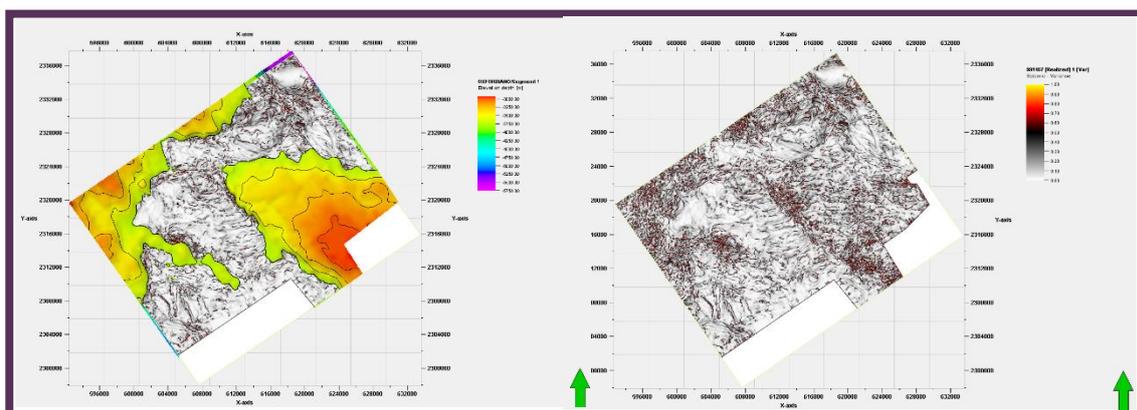


Figura 5.20. Corte a 3700 metros de profundidad con extracción del atributo varianza (derecha). A la izquierda se observa su superposición con el mapa estructural del Oxfordiano.

La figura 5.21 presenta el atributo RMS extraído a 3500 metros de profundidad sobrepuesto con la superficie estructural identificada como Kimmeridgiano. Para esta edad se observa gran contenido de sedimentos al centro de la cuenca localizada en el

área de estudio. En la figura 5.22 presenta la extracción del atributo de varianza a la misma profundidad, donde se observa que la ubicación de las fallas prominentes coincide con los flancos de las estructuras tectónicas mapeadas con la interpretación sísmica.

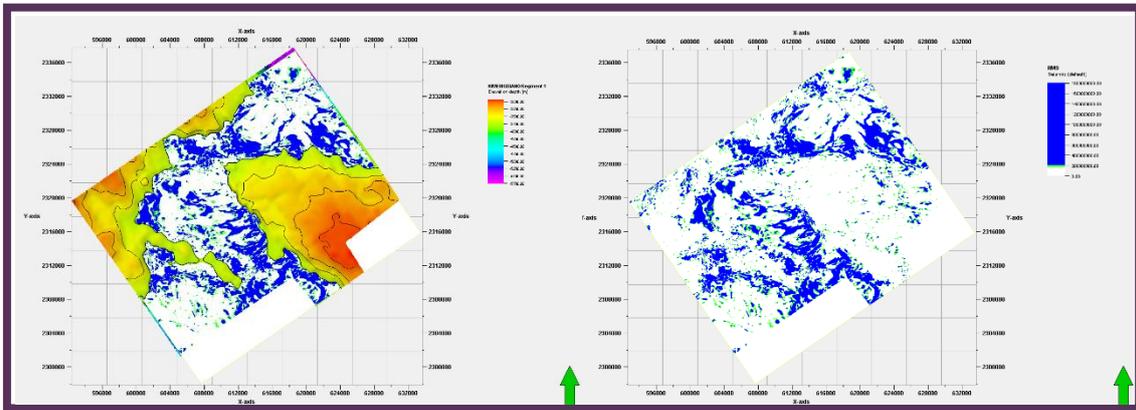


Figura 5.21. Corte a 3500 metros de profundidad con extracción del atributo RMS (derecha). A la izquierda se observa su superposición con el mapa estructural del Kimmeridgiano.

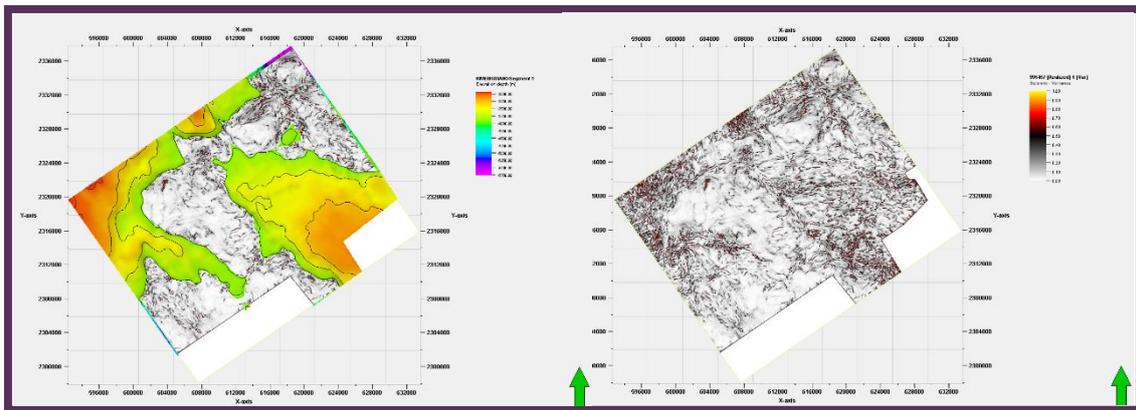


Figura 5.22. Corte a 3500 metros de profundidad con extracción del atributo varianza (derecha). A la izquierda se observa su superposición con el mapa estructural del Kimmeridgiano.

Por último, las figuras 5.23 y 5.24 se muestra el mismo par de atributos esta vez extraídos del volumen sísmico a -3000 metros y sobrepuestos con el mapa estructural de la última superficie interpretada como Tithoniano. Se observa que los sedimentos con mayor amplitud se encuentran al centro del bajo estructural más grande encontrado en el área. Por su parte, el atributo de varianza muestra las mismas tres fallas principales, aunque a esta profundidad parecen ser menos evidentes. Además, se muestra una reducción importante de fallas, esto debido probablemente a que esta superficie es el límite con el Cretácico, periodo que se caracteriza por ser tectónicamente pasivo.

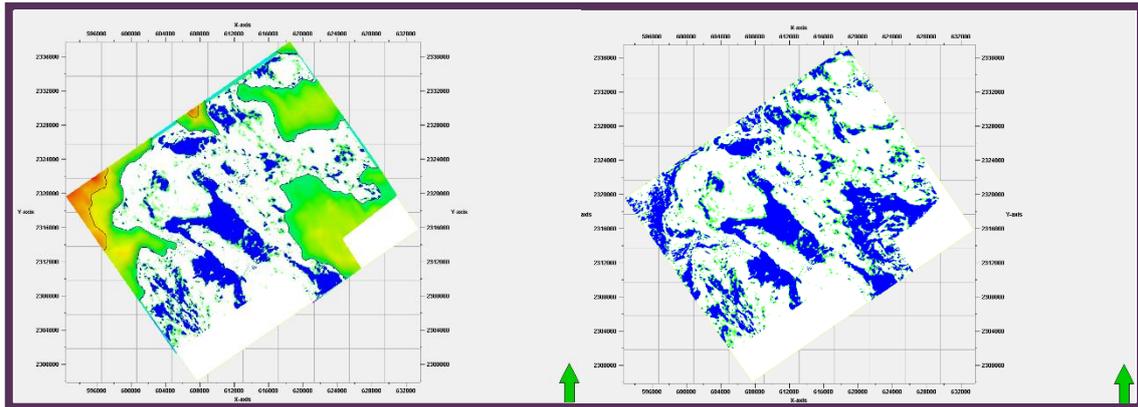


Figura 5.23. Corte a 3000 metros de profundidad con extracción del atributo RMS (derecha). A la izquierda se observa su superposición con el mapa estructural del Tithoniano.

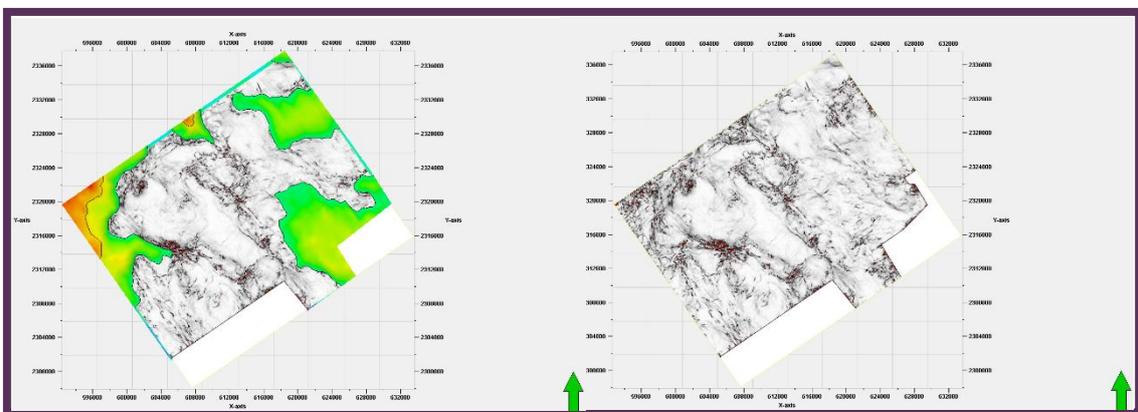


Figura 5.24. Corte a 3000 metros de profundidad con extracción del atributo varianza (derecha). A la izquierda se observa su superposición con el mapa estructural del Tithoniano.

### 5.3 Modelo geológico

En un proyecto de exploración de recursos, la creación de modelos tridimensionales es imprescindible. Un modelo geológico tridimensional consiste en la representación gráfica de elementos geológicos en el espacio y la interacción entre estos. El empleo adecuado de esta herramienta permite visualizar de manera realista la geometría del subsuelo y nos brinda información para inferir la historia geológica del área y así explicar sus condiciones actuales. La interpretación sísmica tiene como objetivo principal generar un modelo geológico estructural y estratigráfico que permita la visualización acertada de la zona de estudio a una profundidad que sólo la sísmica puede alcanzar.

En el modelo geológico resultante (figuras 5.25) se observa que la secuencia entre el basamento y hasta el Jurásico Medio es de gran espesor y representa la mayor parte del volumen interpretado. Esto debido a que desde la primera etapa del *rifting* y hasta el Calloviano, la zona estuvo sujeta a hundimiento lento y ensanchamiento de los sistemas de graben que posteriormente fueron invadidos por aguas del Pacífico.

Las secuencias superiores presentan una orientación casi paralela a la estructura basal y espesores considerablemente menores que la secuencia anterior. Estas fueron depositadas durante la etapa *post-rift*, ya que su configuración indica que los esfuerzos que causaron extensión cesaron y que su geometría estuvo controlada por la sedimentación, pues se sabe que durante esta etapa tuvo lugar una sedimentación importante de sedimentos clásticos provenientes de los altos del basamento aún emergidos. En estas secuencias superiores se aprecian pliegues y menor fallamiento, aunque en algunas zonas se pudieron identificar no solo fallas normales sino también inversas, esto a consecuencia de esfuerzos compresivos que tuvieron lugar durante el Cretácico y que resultaron en la creación de la Sierra Madre Oriental.

En la región norte del modelo se puede observar un bajo estructural importante en el basamento; las dos secuencias inmediatas depositadas son paralelas a la estructura basal. Debido a esta depresión, la última secuencia presenta un gran espesor. Se puede apreciar también que en dirección este y oeste las secuencias van ascendiendo, disminuyendo su espesor.

Hacia el este del modelo se observa que la secuencia depositada sobre el basamento es de gran espesor, ocupando la mayor parte del volumen en esta zona. Por lo tanto, las otras dos secuencias depositadas sobre esta son más delgadas, sin embargo, hacia el NE se identifica en el basamento un bajo estructural, lo que provoca que el espesor de la secuencia inmediata al Basamento disminuya considerablemente y que el espesor en las dos secuencias depositadas posteriormente aumente, sobre todo el de la última secuencia, que ocupa casi todo el volumen en esta zona. En la parte NE se puede observar claramente que la última secuencia disminuye tanto su espesor hasta que se acuña con la secuencia anterior, cuya característica corresponde a la etapa *sin-rift*.

Al sur del modelo se puede observar un bajo estructural pronunciado, aunque este presenta menor profundidad que el encontrado en la parte norte. La secuencia depositada sobre el basamento es de gran espesor, a la que le sigue una secuencia delgada prácticamente paralela a esta. La última secuencia también tiene un espesor considerable, mayormente por encima del bajo estructural, adelgazándose en dirección este y oeste.

La región oeste es en donde se presentan menos cambios de profundidad y espesor en las capas. La secuencia inmediata al Basamento es de gran espesor y presenta altos y bajos estructurales menos pronunciados. La secuencia siguiente tiene

un espesor mayor en esta parte del cubo más que en cualquier otra; de igual manera tiene una distribución casi paralela a la secuencia anterior. La última secuencia depositada tiene poco espesor que va aumentando en dirección norte y sur, donde se ubican los bajos estructurales más profundos antes descritos.

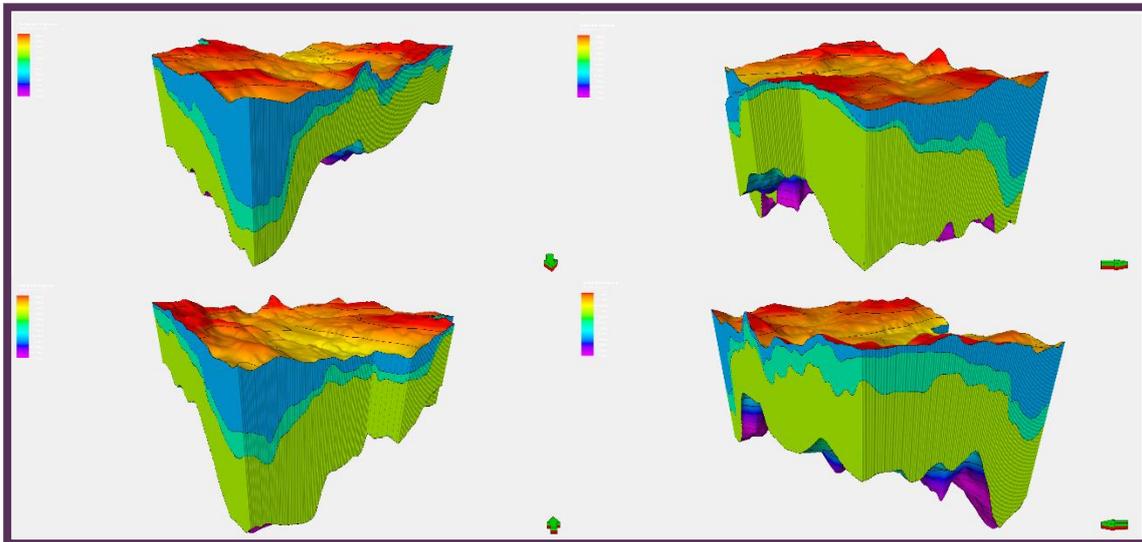


Figura 5.25. Visualización del modelo geológico 3D desde diferentes ángulos

## 6 Conclusiones y recomendaciones

Con información sísmica 3D se analizó la secuencia perteneciente al Triásico-Jurásico en una región de la Cuenca Tampico Misantla en el sector norte de la Cuenca de Chicontepec, con un espesor aproximado de 4,000 metros. Se interpretaron 4 horizontes y tres sistemas de fallas principales asociados a eventos tectónicos involucrados con la separación de Pangea y la apertura del Golfo de México.

La interpretación de los tres horizontes de menor profundidad fue de complejidad baja, debido a la alta continuidad de sus reflectores; el Basamento fue más difícil de interpretar pues debido a la naturaleza caótica de su origen, fue complicado de distinguir por la geometría y distribución de sus estructuras. Además, según la literatura, se sabe que el Basamento también se ve afectado por cuerpos ígneos intrusivos, lo que aumentan el grado de dificultad de la interpretación.

El análisis del modelo geológico obtenido mediante la interpretación sismo-estructural permite obtener un mapa aproximado del Basamento resaltando su geometría, distribución, ubicación, profundidad, posición estratigráfica, orientación de fallas, estructuras y espesores de las secuencias involucradas. Esta información es relevante porque hasta ahora la cantidad de trabajos que hay caracterizando al basamento es mínima, regularmente el conocimiento que se tiene de este es por medio de unos cuantos afloramientos en superficie.

El estudio de los mapas estructurales resultantes de la interpretación y de la aplicación de los atributos sísmicos, permitieron identificar y mapear los depósitos en un periodo determinado, complementando así al modelo geológico, pues no sólo se determinó la geometría y configuración de las secuencias sino que también se pudo determinar qué secuencias fueron afectadas por la primera etapa de evolución de la región asociada a un periodo de extensión cortical y qué otras fueron afectadas por el evento compresivo asociado a la Orogenia Laramide.

La comparación de los resultados en conjunto (modelo 3D y mapas estructurales) permite concluir que la configuración del Basamento afecta directamente a toda la secuencia jurásica, por ende, controla la distribución y profundidad de las secuencias sedimentarias de la Formación Pimienta, unidad estratigráfica que conforma la mayor proporción de la mejor roca generadora de hidrocarburos de la cuenca estudiada. Esto sirve como base para continuar con los procesos exploratorios y brinda herramientas fundamentales para la visualización del área, lo que invita a desarrollar su potencial no convencional.

También, es un hecho que la era del hidrocarburo fácil de extraer ha terminado, si esto no hubiera sucedido ya, no estaríamos buscando satisfacer la demanda de energía con otras técnicas e incluso con otro tipo de energías; comprobando que la necesidad abre paso a la innovación.

Se debe considerar que México debería aprovechar la ventaja de contar con un camino ya recorrido por Estados Unidos y aprovechar las similitudes geológicas entre Texas y los estados al norte del país, es necesario invertir tiempo y recursos, fortalecer en la UNAM y en México la línea de investigación que aborda esta problemática para que podamos tomar mejores decisiones. Tal vez sobre la marcha nos demos cuenta de que seguir consumiendo energías fósiles no es lo más conveniente, o quizá de que, por su naturaleza, las energías limpias no son capaces de satisfacer la demanda de la población. Se dará respuesta a estos cuestionamientos hasta que logremos desarrollar esta área de investigación y ésta otorgue conocimientos y soluciones certeras a esta problemática.

## 7 Referencias

- ACP. (Mayo de 2014). *Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia*. Bogotá: Asociación Colombiana del Petróleo .
- Agüera Ángel, C. (2014). *Origen y evolución de la corteza continental*. Barcelona: Universidad Autónoma de Barcelona.
- Alegría Montenegro, A. M. (2015). *Desarrollo de campos petroleros en la cuenca Tampico, Tamaulipas*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Bartolomé de la Peña, R. (2002). *Evolución Tectónica del margen continental oeste de México: Fosa Mesoamericana y Golfo de California*. Barcelona, España: Universidad de Barcelona.
- Brown, A. (2011). *Interpretation of three-dimensional seismic data*. Tulsa, Oklahoma: American Association of Petroleum (AAP), Society of Exploration Geophysicists (SEG).
- Canales García, I. (2018). *Evolución Jurásica de las secuencias marinas del sector norte del paleocanal de chicontepec, cuenca Tampico-Misantla*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM.
- Chelotti, L., Acosta, N., & Foster, M. (2018). *Procesamiento Sísmico*. Chubut, Argentina: Cátedra de Geofísica aplicada, U.N.P.S.J.B.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, C. (2017). *Atlas Geológico. Recursos No Convencionales (Lutita gas/aceite)*. Ciudad de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Cordsen, A., Galbraith, M., & Peirce, J. (2000). *Planning Land 3-D Seismic Surveys*. Estados Unidos de América : Society of Exploration Geophysicists .
- Corti, G. (2019). *National Research Council of Italy, Institute of Geosciences and Earth Resources*. Obtenido de <http://ethiopianrift.igg.cnr.it/rift%20valley%20significance.htm>
- Díaz Flores, Y. (2014). *Características e importancia económico-petrolera de las cuencas sedimentarias asociadas a rift, con ejemplos representativos*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Don Leet, L., & Judson, S. (1997). *Physical Geology*. New Jersey: Prentice-Hall, inc.
- Escalera Alcocer, J. A. (2010). *Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México*. Ciudad de México: Academia de Ingeniería México .
- Ferrari, L. (2013). Energías fósiles: diagnóstico, perspectivas e implicaciones económicas. *REVISTA MEXICANA DE FISICA* 559, 36-43.
- Gallegos, E. (2014). ¿Qué son los yacimientos No Convencionales? *Independencia Energética* .
- Gayá Florez, M. A. (20004). *Procesado de Sísmica de Reflexión Superficial en el Complejo Turbidítico de Ainsa (Huesca)*. Barcelona : Universidad Politécnica de Cataluña .
- González García, R., & Holguín Quiñones, N. (1992). *Las Rocas Generadoras de México*. México: PEMEX.

- Guzmán, A. E. (18 de junio de 2018). *Pulso Energético*. Obtenido de <https://pulsoenergetico.org/el-petroleo-futuro-de-mexico/>
- Guzman, A. E. (Junio de 2019). Cuenca Tampico - Misantla solución al problema del petróleo en México. *Energía a debate*.
- Herron, D. A. (2011). *First steps in seismic interpretation*. Estados Unidos de América: Society of Exploration Geophysicists (SEG).
- Ingersoll, R. V. (2008). *Sedimentary Basins of the world*. USA: Elsevier.
- Kearey, P., Klepeis, K., & Vine, F. (2009). *Global Tectonics*. Wiley-Blackwell.
- Mann, P., Gahagan, L., & Buchanan, M. (2001). Tectonic setting of the world's giant oil fields. *World Oil*.
- Marhx Rojano, M. A. (1988). *Prospecto Aguas Blanca-Pantepec*. PEMEX.
- Nemčok, M. (2016). *RIFTS AND PASSIVE MARGINS. Structural Architecture, Thermal Regimes, and Petroleum Systems*. Estados Unidos de América: Cambridge University Press.
- Ortiz Lozano, L. D., Arceo Briseño, P., Granados Barba, A., Salas Monreal, D., & Jiménez Badillo, M. d. (s.f.). *Zona Costera*.
- Padilla y Sánchez, R. J. (2006). *Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México*. Ciudad de México: Sociedad Geológica Mexicana.
- Padilla y Sánchez, R. J. (24 de Julio de 2020). Origen y evolución tectónica Mesozoica del Golfo de México. Ciudad de México, México.
- Padilla y Sánchez, R. J. (24 de Julio de 2020). *Origen y evolución tectónica Mesozoica del Golfo de México*. Obtenido de CIVGEO 2020.
- Padilla, F. (2013). *Geología de la Tierra*. Coruña: Universidad de A Coruña.
- PEMEX. (2013). PITEPEC. Resumen Ejecutivo. Contratos Integrales EP 2013 Chicontepec.
- Pérez Millán, R. A. (2015). *Optimización de los sistemas de perforación y terminación de pozos en yacimientos de shale gas*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México .
- Rosales Rodríguez, J. (2007). *Evaluación integral de los flujos de calor en el Golfo de México*. Ciudad de México: Instituto Politécnico Nacional.
- Salvador, A. (1991a). *The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Gulf of North America* . Austin.
- Salvador, A. (1991c). *Origin and development of the Gulf of Mexico Basin*. Austin.
- Salvador, A. (1991c). *Origin and development of the Gulf of Mexico Basin*. Austin: Geological Society of America.
- Sandwell, D. T. (2014). New global marine gravity model from CryoSat-2 and Jason-1 reveals buried tectonic structure. *Science*, 65-67.

- Schlumberger. (2012). *Detección sísmica de fallas y fracturas*. Estados Unidos de América: Schlumberger.
- Schlumberger. (01 de Marzo de 2019). *Oilfield Glossary* . Obtenido de <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/n/nmo.aspx>
- Schlumberger. (2019). *Oilfield Review*. Obtenido de Introducción a las reflexiones sísmicas.
- SENER. (07 de marzo de 2018). *Yacimiento nos convencionales*. Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=TgzCbjfc0Qk>
- SENER-PEMEX. (2014). *Secretaría de Energía, Ronda cero: Aspectos principales*. México: Secretaría de Energía .
- SGM. (2007). *Léxico Estratigráfico*. México.
- SGM. (2008). *Léxico Estratigráfico*. México. Obtenido de <http://mapserver.sgm.gob.mx/lexico/Taman.pdf>
- SGM. (2008). *Léxico Estratigráfico*. México.
- SGM, S. G. (Marzo de 2019). *Léxico Estratigráfico de México*. Obtenido de [https://www.sgm.gob.mx/Lexico\\_Es/#](https://www.sgm.gob.mx/Lexico_Es/#)
- Tarback, E. J., & Lutgens, F. K. (2005). *Ciencias de la Tierra. Una introducción a la geología física*. . Madrid: Pearson Educación S. A.
- Telford, W. M., Geldart, L., & Sheriff, R. (1990). *Applied Geophysics*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Vargas Magaña, Y. d. (2011). *Estructura en el sector noteste del Golfo de California a partir de sísmica de reflexión*. Nuevo León: Universidad Autónoma de Nuevo León.
- Withjack, M. O., & Schlische, R. W. (2002). *Rift-basin structure and its influence on sedimentary systems*. New Jersey,EUA: Rutgers University & Columbia University.