



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES
EXPLORACIÓN

IDENTIFICACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LA ROCA ALMACÉN MEDIANTE ANÁLISIS DE
ATRIBUTOS SÍSMICOS DE LA PARTE OCCIDENTAL DE LA FAJA DE ORO EN LA
FORMACIÓN TAMABRA

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRA EN INGENIERÍA

PRESENTA:
HATZIRY YEYETZI PÉREZ AQUIAHUATL

TUTOR PRINCIPAL
DR. JOAQUÍN EDUARDO AGUAYO CAMARGO
DIVISIÓN CIENCIAS DE LA TIERRA, FACULTAD DE INGENIERÍA

CD.MX., NOVIEMBRE 2017



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Guillermo Alejandro Pérez Cruz
Secretario: M.C. Noé Santillán Piña
Vocal: Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo
1er. Suplente: M.I. Isabel Domínguez Trejo
2do. Suplente: M.C. Iza Canales García

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Ciudad de México

TUTOR DE TESIS:

Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo



FIRMA

Agradecimientos

Agradecimientos

Primero que nada, a Dios por permitirme cumplir una meta más en mi vida; a mis padres por todo su cariño y comprensión, sobre todo a mi mamá por siempre alentarme a seguir adelante y no dejar que nunca me rindiera, te amo. A mis hermanas por todo su cariño y amor. A mis tías y abuelos por darme el apoyo más importante que una familia puede dar: su amor, comprensión y alentarme en todo momento, los amo.

A mis amigos con los que viví esta etapa de mi vida Angy, Gaba, Saraí, Alina, Toño, Antuna, Rosa, por todo este tiempo compartido desde el propedéutico, fueron días geniales. En especial a: Ángeles, por ser mi mejor amiga y por siempre estar conmigo en todo momento, gracias por todo; a Saraí y Gaby por todo el apoyo que me dieron, por brindarme su amistad y ayudarme en todo, sin ustedes esta maestría no hubiera sido la misma.

A mis sinodales, el Dr. Aguayo por su dirección en el desarrollo de este trabajo de tesis; a la M.I Isabel Domínguez, a la Dra. Iza Canales y al M.C. Noé Santillán, por el tiempo dedicado en la contribución de excelentes observaciones y correcciones las que aportaron una mejoría en este trabajo, pero, sobre todo, por su valiosa amistad.

Un agradecimiento especial al Dr. Guillermo Pérez Cruz por su tiempo dedicado en la elaboración de esta tesis, por el relevante y oportuno apoyo en la aportación y preparación de la información medular presentada en la misma y por las ideas que contribuyeron al buen término de este trabajo.

Agradecimientos

A la Universidad Nacional Autónoma de México por ser mi segunda casa, a la Facultad de Ingeniería División de Posgrado por sus enseñanzas dentro y fuera de las aulas y por darme las herramientas para tener una mejor oportunidad laboral.

Índice

Índice

Resumen	i
Introducción.....	1
I. Objetivo	3
II. Justificación.....	3
III. Metodología.....	4
Capítulo 1: Generalidades	6
1.1 Ubicación.....	6
1.2 Localización del área de trabajo.....	7
1.3 Antecedentes de la cuenca	7
1.4 Trabajos previos.....	9
Capítulo 2: Geología Regional.....	11
2.1 Cuenca Tampico-Misantla.....	11
2.1.1 Marco Sedimentológico-Estratigráfico	11
2.1.2 Marco Estructural-Tectónico	13
2.2 Faja de Oro.....	15
2.2.1 Marco Geológico	16
2.2.2 Ambientes de Depósito.....	17
2.2.3 Sistema Petrolero.....	18
2.3 Facies del Cretácico.....	19
2.3.1 Formación El Abra.....	20
2.3.2 Formación Tamabra	21
Capítulo 3: Marco Teórico sobre Atributos Sísmicos.....	24
3.1 Antecedentes.....	24
3.2 Atributos Sísmicos	24

Índice

3.2.1 Clasificación de los Atributos Sísmicos.....	26
3.2.2 Atributos derivados del Tiempo.....	28
3.2.3 Atributos derivados de la Amplitud.....	28
3.2.4 Atributos derivados de la Frecuencia.....	29
3.3 Generalidades de los Carbonatos.....	30
3.4 Análisis de facies sísmicas de los Carbonatos.....	31
3.5 Estratigrafía de Secuencias.....	33
3.6 Sismoestratigrafía.....	34
Capítulo 4: Resultados.....	38
4.1 Análisis de resultados.....	38
4.2 Análisis Sismoestratigráfico y Secuencial.....	43
4.2.1 Límites de Secuencias.....	43
4.2.2 Secuencias Sísmicas.....	44
4.2.3 Espesores.....	45
4.2.4 Facies Sísmicas.....	50
4.3 Descripción de unidades sismoestratigráficas.....	52
4.4 Atributos Sísmicos.....	60
4.5 Discusión de los Resultados.....	77
Conclusiones y Recomendaciones.....	81
5.1 Conclusiones.....	81
5.2 Recomendaciones.....	82
Índice de Figuras.....	83
Bibliohemerografía.....	87

Resumen

El presente trabajo de tesis se enfoca en el análisis sismoestratigráfico del intervalo de Facies Formación Tamabra en la parte Occidental de la Faja de Oro para poder identificar y conocer la distribución de la roca almacén.

Estas facies se caracterizan por estar compuestas por una mezcla de sedimentos autóctonos interestratificados con sedimentos alóctonos retrabajados que provienen de las partes altas y someras de la plataforma, y que fueron transportados hacia las áreas profundas por procesos gravitacionales y de suspensión.

En el área de estudio para este trabajo, las rocas que están presentes primordialmente son de secuencias sedimentarias cretácicas, donde están presentes las 3 litofacies del Cretácico Medio: plataforma, talud y cuenca, aunque también analicé secuencias tanto del Paleógeno como del Jurásico, las que me sirvieron de referencia en la integración de la información.

Con fines de poder cumplir con el objetivo de esta tesis analicé más específicamente la litofacies de talud, la que presenta acumulaciones de flujos de escombros y derrumbes del arrecife. La asociación de flujos de escombros demuestra la coexistencia de litologías de diferentes niveles del talud mezclados con los depósitos de aguas profundas.

Este trabajo inicia con la recopilación y síntesis de los antecedentes exploratorios, tanto geológicos como geofísicos, como de producción. Después, procedí con la interpretación del cubo sísmico, donde se distinguen 9 horizontes, los que se dividieron de la siguiente forma: 3 del Paleógeno, 4 del Cretácico y 2 del Jurásico. Posteriormente, apliqué atributos sísmicos para un mejor análisis, dando como resultado la identificación de la roca almacén.

Introducción

Desde que México comenzó a explotar los hidrocarburos de sus yacimientos a finales del siglo XIX y principios del siglo XX, se convirtió en un país con un gran potencial petrolero y económico. México ha sido objeto de estudios y actividades exploratorias destinados a descubrir yacimientos de hidrocarburos desde fines del siglo XIX; en la década de 1920 se posicionó como uno de los principales productores mundiales (WEC, 2010). Para principios del siglo XXI, PEMEX se mantuvo como la primera fuente generadora de ingresos en nuestro país. Actualmente el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos de la CNH es el responsable de la información obtenida de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, así como de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

En los últimos 70 años PEMEX ha explorado el territorio mexicano y definido las principales provincias geológicas con potencial petrolífero, habiendo establecido producción comercial de hidrocarburos en seis de ellas: Cuenca de Sabinas, Cuenca de Burgos, Cuenca de Tampico-Misantla, Cuenca de Veracruz, Cuencas del Sureste y Cuenca del Golfo de México Profundo. Asimismo, hay identificadas 6 provincias adicionales con potencial petrolífero menor que incluyen la Plataforma de Yucatán, Sierra de Chiapas, Sierra Madre Oriental, Cuenca de Chihuahua, Golfo de California y Cuencas de Vizcaíno-La Purísima en el occidente de Baja California (Figura 1) (WEC, 2010).

En los años más recientes algunos yacimientos han comenzado a declinar notablemente su producción, por lo que se ha tenido que recurrir a otras alternativas, esto debido a la necesidad de evaluar el potencial petrolero y descubrir reservas de aceite y gas, para lo que es necesario una mejor comprensión del área mediante el que se pueda hacer una evaluación a detalle de cada una de las facies y jerarquizar las zonas de mayor interés.

Una importante ayuda para proponer nuevas localidades, es decir el conocimiento y exploración de provincias petroleras, ha sido el conocimiento de datos sísmicos de reflexión 2D y 3D. Los datos sísmicos tridimensionales ofrecen información detallada acerca de la distribución de las fallas y las estructuras del subsuelo. Los intervalos de tiempo sísmicos, los intervalos de tiempo de horizontes de referencia y los intervalos de

Introducción

atributos proporcionan imágenes de los sistemas depositacionales que luego pueden ser analizados desde diversas perspectivas.

La utilización de atributos sísmicos proporciona la resolución de geometrías en los depósitos, lo que permite hacer una reconstrucción de la evolución estratigráfica y las principales direcciones de aporte, y las zonas con mejores posibilidades de funcionar como roca almacén, relacionada a la presencia de fluidos (hidrocarburos).

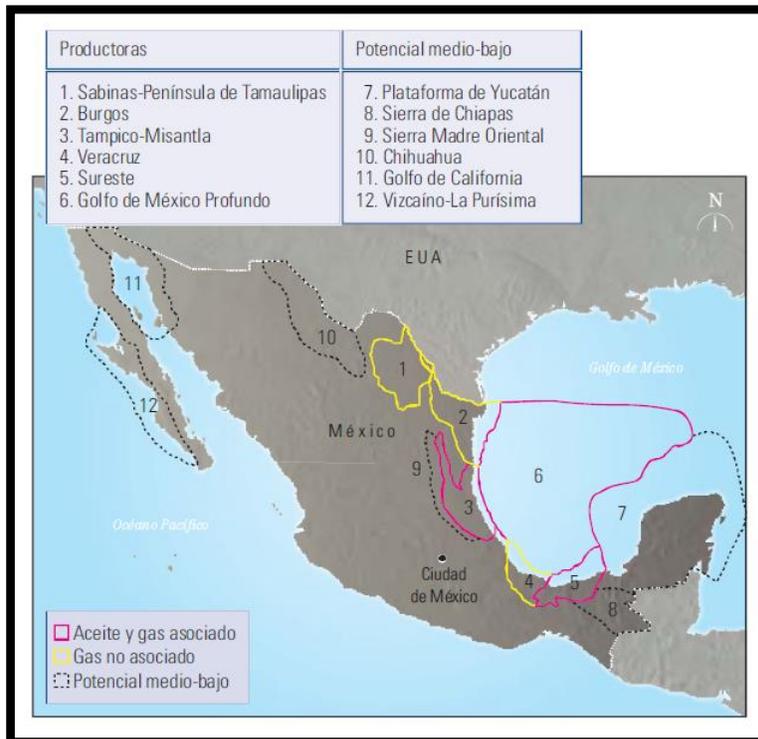


Figura 1 Provincias petroleras de México, donde se observan las provincias de alto potencial y las de medio-bajo potencial (WEC, 2010).

Se puede aplicar los atributos sísmicos en la descripción del marco estructural, diferenciar facies, interpretar ambientes de depósito, así como poder predecir las propiedades físicas del yacimiento, tales como la permeabilidad, porosidad y saturación de fluidos. Los atributos sísmicos son la herramienta que le permite al intérprete asociar la amplitud sísmica con eventos geológicos, definir fallas, revelar patrones asociados con los ambientes de sedimentación y determinar la geomorfología de la zona.

I. Objetivo

○ General

- ✓ Aplicar atributos sísmicos para identificar la roca almacén, así como para saber su distribución en el sistema de facies de la Formación Tamabra en la zona de la Faja de Oro.

○ Particular

- ✓ Establecer un marco sismo-estratigráfico, es decir, interpretación de horizontes y facies sísmicas de cada paquete para que se puedan aplicar atributos sísmicos.
- ✓ Conocer cómo se comportan estos atributos en litologías calcáreas.

II. Justificación

México necesita disponer de nuevos yacimientos con potencial económico; por lo que es importante direccionar todos los esfuerzos para encontrar hidrocarburos; para ello se requiere de análisis detallados y estudios especializados con metodologías efectivas que permitan alcanzar los objetivos planteados para localizar y explotar los recursos petroleros.

Gran parte de las reservas de hidrocarburos en México provienen de los yacimientos que se encuentran asociados con rocas carbonatadas, entre ellas flujos de escombros calcáreos que son rocas almacén; por lo que la aplicación de atributos sísmicos ayudarán a la localización de ésta y a incrementar las reservas y la producción.

Los atributos sísmicos son mediciones específicas obtenidas a partir de datos sísmicos. Algunos son más sensitivos que otros a ambientes específicos del yacimiento; algunos son mejores para revelar anomalías del subsuelo no fácilmente detectables y algunos otros han sido usados como indicadores directos de hidrocarburos.

En los últimos años se han visto un incremento característico en el número de atributos disponibles y sus usos. Los atributos se usan en los estudios de las propiedades estructurales, stratigráficas y de yacimientos.

En el presente trabajo se muestra la aplicación de atributos sísmicos para la definición y distribución de la roca almacén, lo que permite reevaluar las áreas para el cálculo volumétrico de los recursos potenciales del área en estudio.

En la zona de estudio de este trabajo se ha hecho poca investigación, sin embargo, si se ha logrado establecer que la zona tiene buen potencial de contener hidrocarburos, por lo que se pretende identificar oportunidades de desarrollo con objetivos en la Formación Tamabra.

III. Metodología

En general la elaboración de este trabajo de tesis consiste de las siguientes etapas:

1. Recopilación de la información bibliográfica relacionada con el objetivo y área propuesta.
2. Recopilación de información geológica y geofísica para la elaboración de los primeros capítulos, los que se enfocan en el marco teórico de mi trabajo (Estado del Arte). La información que se compiló fue enmarcada dentro de la Cuenca de Tampico-Misantla, en forma general, y particularmente en la Faja de Oro.
3. También se recopiló información acerca de los atributos sísmicos para la obtención del objetivo planteado.
4. Evaluación, validación y selección de la información compilada para la elaboración de los primeros capítulos del escrito final.
5. Una vez que se tuvieron las bases teóricas, se procedió al análisis del cubo sísmico, para esto, se diseñó un proyecto sísmico en el software Petrel, en el que se procedió a cargar el cubo sísmico de la zona de estudio.
6. Interpretación de horizontes y la elaboración del mallado, y la generación de las superficies.
7. Elaboración de mapas de relieve estructural.
8. Aplicación de atributos a las superficies elaboradas.

Introducción

9. Identificación de las facies arrecifales del Cretácico.
10. Interpretación de los mapas generados con atributos para localizar las zonas donde se encuentra la roca almacén y su distribución.
11. Síntesis de los resultados obtenidos y análisis de conclusiones, así como el planteamiento de recomendaciones.

Capítulo 1: Generalidades

1.1 Ubicación

La Provincia Petrolera Tampico-Misantla, se ubica en la margen centro-oriental de México y comprende desde el extremo sur del estado de Tamaulipas hasta la parte central de Veracruz, las porciones orientales de los estados de San Luis Potosí, Hidalgo, el norte de Puebla y el occidente del Golfo de México. Limita al norte con las provincias Burgos y Alto de Tamaulipas, al sur con el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y la Faja Volcánica Transmexicana, al occidente con la Plataforma Valles-San Luis Potosí y el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y al oriente con el Cinturón Extensional Quetzalcóatl (Figura 2).



Figura 2 Ubicación de la Cuenca Tampico-Misantla, en la que se observan sus límites (Modificada de PEMEX, 2013).

Capítulo 1

Generalidades

1.2 Localización del área de trabajo

El área de estudio para la realización de este trabajo de tesis corresponde al área contractual Tierra Blanca, que se localiza en la porción central de la Cuenca Tampico-Misantla, dentro de la Faja de Oro Terrestre, entre las poblaciones de Álamo y Potrero de Llano, Veracruz, en un área de 358 Km² (Figura 3).

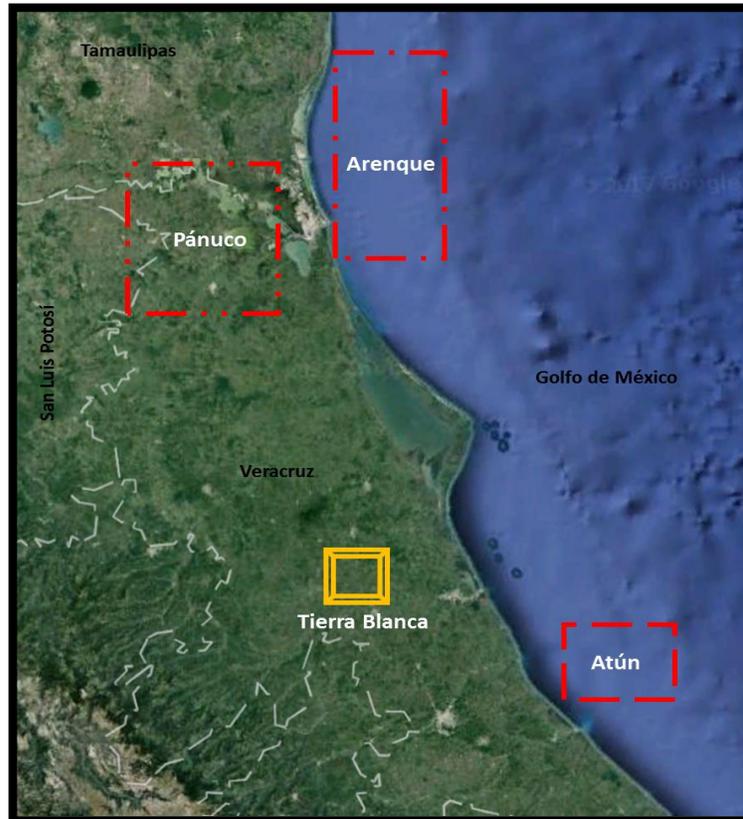


Figura 3 Ubicación del área de trabajo Tierra Blanca en la Faja de Oro Terrestre (Modificada de PEMEX, 2015).

1.3 Antecedentes de la cuenca

La historia petrolera de la Cuenca Tampico-Misantla es extensa e incluye un variado número de estratos geológicos productores de hidrocarburos, entre estos se encuentra el del Cretácico Medio, edad en la que se ubican los campos de la Faja de Oro. El descubrimiento del campo Poza Rica en los años 30, dio lugar a que se intensificara en los años 40, la prospección mediante la aplicación intensiva de métodos potenciales y

Capítulo 1

Generalidades

sísmica bidimensional en la búsqueda de campos geológicamente similares, lo que dio como resultado el descubrimiento de los campos del alineamiento Tamabra.

En 1904, en la Cuenca Tampico-Misantla se descubrieron hidrocarburos en cantidades comercialmente explotables, mediante la perforación del Pozo La Pez-1 en el municipio de Ébano, S.L.P. con una producción superior a los 500 barriles diarios en rocas fracturadas del Cretácico tardío. En las tres décadas siguientes se fueron descubriendo una gran cantidad de campos mesozoicos en la región de Ebano-Pánuco que constituyen la mundialmente conocida como "Faja de Oro", sobresaliendo los campos siguientes: San Diego en 1908, Juan Casiano en 1909, Potrero del Llano en 1910, Alazán Viejo en 1912, Alamo y Naranjos en 1913, Tepetate en 1915, Cerro Azul 4 y Juan Felipe en 1916, Álamo 7 en 1917, Chiconcillo-San Miguel y Chinampa Sur en 1918, Amatlán en 1925, Zacamixtle, Tierra Blanca, San Jerónimo, Cerro Viejo y Toteco en 1921, Chapopote Núñez en 1922, Paso Real en 1925, San Isidro y Jardín en 1927 (Hernández, 2000).

Se han elaborado diversos estudios geológicos y geofísicos en toda la cuenca, pero la mayoría de estos se han enfocado a nivel Mesozoico, donde se han encontrado los grandes yacimientos de hidrocarburos. Los principales yacimientos descubiertos en la cuenca son de edad Cretácico Medio en las formaciones El Abra y Tamabra; Jurásico Superior, en la Formación San Andrés; y Terciario en el Paleoceno Inferior-Eoceno en la Formación Chicontepec.

En mayo de 1930 se hace el descubrimiento del Campo Poza Rica con el Pozo Poza Rica-2, en 1932 inicia la explotación comercial del Pozo Poza Rica-3, que obtuvo una producción inicial de 898 barriles de aceite diarios y 858.5 miles de pies cúbicos de gas, a una profundidad de 2,060 metros. Para 1937, esta zona llegó a acumular una producción de 1,000 millones de barriles, por lo que hubo una sobre-explotación, ocasionando la caída de la producción en los campos de la Faja de Oro (Nava y Alegría, 2001).

Desde 1951 se inició en el campo Poza Rica la implementación de pruebas piloto con inyección de agua en la parte inferior del yacimiento, por medio de 28 pozos dispersos irregularmente. En 1953, el campo Poza Rica alcanzó su máxima producción diaria con 199 mil barriles de aceite. De 1966 a 1968 la producción alcanzó los 65,000

Capítulo 1

Generalidades

barriles diarios, mientras que durante el periodo de 1965 a 1977 el promedio de producción se mantuvo alrededor de 58,000 barriles por día. En diciembre de 1998 se inyectaron 36,157 barriles por día de agua a través de 20 pozos inyectoros, con una producción diaria de 16.7 miles de barriles de aceite y 17.1 millones de pies cúbicos de gas natural. Hasta el 2004 había 8 campos en desarrollo en la Faja de Oro Marina, productores de aceite y gas asociados con una producción de 217 mmbpce; con esto se da la reactivación de la Faja de Oro (Guzmán, 2012).

1.4 Trabajos previos

En la Provincia de Tampico-Misantla se han realizado una gran cantidad de investigaciones geológicas y petroleras que han contribuido de manera significativa en su conocimiento.

A finales del siglo XIX y hasta 1910 la producción de hidrocarburos en México fue escasa, considerando que los reportes históricos documentan que realmente la producción comercial del petróleo inició en 1908, cuando fue descubierto el primer yacimiento de la Faja de Oro, aunque no se cuentan con registros exactos de la producción de esa época, sólo se conocen valores aislados de algunos pozos trascendentes de la época como los de Cerro Azul y Juan Casiano (Guzmán, 2012).

En la Faja de Oro se perforaron los primeros pozos de mayor producción en México. Silva Herzog, en 1941, estimó que la producción aproximada de esa zona fue del orden de 1,849 millones de barriles, de los que se exportó casi el 83%, destinándose el resto para el consumo interno (Guzmán, 2012).

El 19 de julio de 1918, E.T. Dumble presentó el trabajo denominado "Geology of Northern end of the Tampico Embayment Area", considerado como uno de los primeros que tratan aspectos geológicos del área de Tampico, siendo referencia para las publicaciones actuales.

Belt, en 1925, publicó un artículo donde describió las características de la Calizas de la Formación Tamaulipas, la que refiere a la Serie Comancheana de edad Aptiano tardío-Albiano, que constituye el tiempo en que ocurrió el depósito (Álvarez, 2006).

Capítulo 1

Generalidades

La Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, a través de sus casi 63 años de historia, ha aportado una gran cantidad de publicaciones de distintas regiones, tal como ocurrió con el trabajo de Nájera Chiapa, 1952, quien analizó las formaciones del Eoceno en la zona de Poza Rica, Veracruz. Becerra, en 1970, realizó un estudio bioestratigráfico de la Formación Tamabra del Cretácico en el Distrito de Poza Rica (Guzmán, 2012).

Pedrazzini, en septiembre de 1978, publicó en el boletín de la Sociedad Geológica Mexicana el trabajo titulado "Facies, Ambientes y Desarrollo de la plataforma Cretácica de Tuxpan–Teocolutla (Faja de Oro)", donde integró un informe sobre las investigaciones realizadas por el IMP a lo largo del borde occidental de la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro).

González y Holguín Quiñones, en 1991, presentaron un estudio geoquímico donde establecieron que el petróleo que se produce en México ha sido generado, principalmente, por lutitas calcáreas y calizas arcillosas del Jurásico Superior, y en menor proporción por las rocas generadores del Cenozoico y Cretácico.

Bitter, en 1993, realizó un estudio de sedimentación y procedencia de las areniscas de Chicontepec, asociándolas al levantamiento de la Sierra Madre Oriental y el Macizo de Teziutlán, en la porción centro-este de México (Nieto Serrano, 2010).

En 1999, Britos Burgos y colaboradores presentaron en la Tercera Conferencia Internacional Conjunta AMGP/AAPG el sistema petrolífero y la reactivación exploratoria en la porción marina de la Plataforma de Tuxpan, México (Guzmán, 2012).

En 2010, Marhx Rojano, en su tesis de maestría, hizo una integración regional sobre el análisis de la distribución geológica y expectativas petroleras de la Formación Tamabra en la Faja de Oro.

Capítulo 2: Geología Regional

2.1 Cuenca Tampico-Misantla

2.1.1 Marco Sedimentológico-Estratigráfico

El basamento cristalino de la Cuenca Tampico-Misantla está constituido por rocas ígneas y metamórficas con edades que varían desde el Pérmico hasta el Jurásico Medio. El basamento subyace discordantemente a la Formación Huayacocotla en la porción occidental y centro del área, a la Formación Cahuasas en la porción oriental y sur de la cuenca y a la Formación Huizachal en las áreas adyacentes al Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental.

La columna sedimentaria de esta cuenca (Figura 4) inicia con la acumulación de depósitos de conglomerados y lechos rojos de la Formación Huizachal; sobre los que se depositaron sedimentos de la Formación Huayacocotla, la que está constituida en su miembro inferior por conglomerados, areniscas y limolitas que fueron transportados por corrientes de alta energía y depositadas en forma de abanicos aluviales indicando el inicio del relleno de las fosas. El miembro intermedio está constituido por conglomerados, areniscas, limonitas y lutitas con amonites lo que hace suponer un ambiente poco profundo y próximo a la costa. El miembro superior está formado por areniscas, limonitas, lutitas y conglomerados, y se caracteriza por plantas fósiles continentales como las cicadofitas, lo que sugiere un ambiente de tipo fluvial (Pemex, 2013).

Durante el Jurásico Medio inicia la depositación de los sedimentos que se relacionan con la apertura del Golfo de México, la que está conformada por sedimentos continentales constituidos por conglomerados, areniscas y lutitas depositados posiblemente por corrientes aluviales en fosas, los que presentan mayores espesores en los depocentros de los synrift y se adelgazan hasta acunarse contra los altos de basamento sobre el que descansan discordantemente. Sobre estos sedimentos continentales se depositaron calizas oolíticas y bioclásticas de la Formación Huehuetepic que marcan el inicio de una secuencia transgresiva.

Capítulo 2

Geología Regional

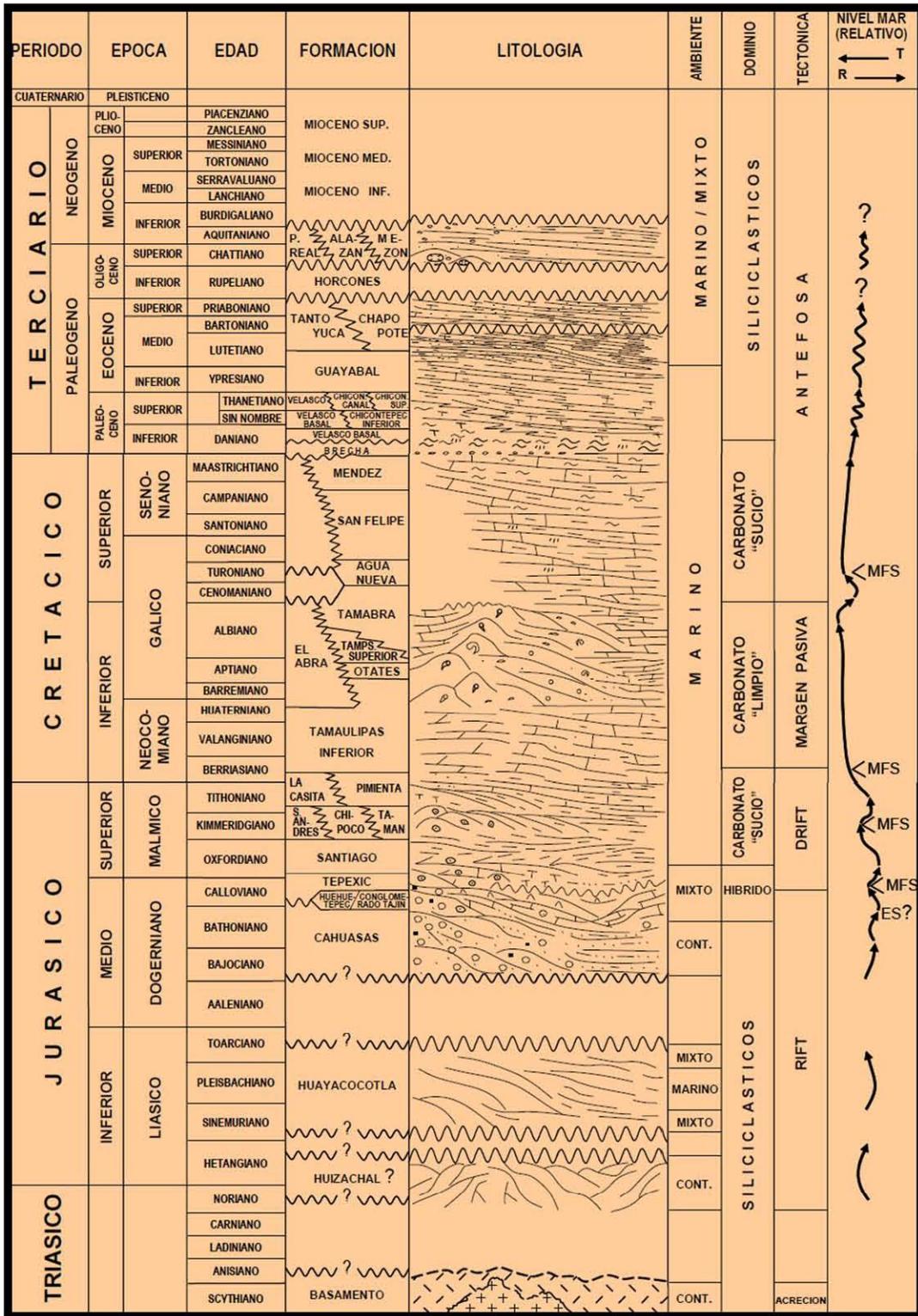


Figura 4 Columna Estratigráfica de la Cuenca Tampico-Misantla (Marhx, 2010).

Capítulo 2

Geología Regional

2.1.2 Marco Estructural-Tectónico

Tampico-Misantla es una cuenca de margen pasivo cuya geometría de bloques de basamento está relacionada a la etapa de apertura del Golfo de México y que evolucionó a una cuenca de antepaís, cuando el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental fue emplazado al occidente de la cuenca (Pemex, 2013).

Tectónicamente la provincia geológica de Tampico-Misantla ha pasado por varias etapas. A fines del Triásico se formaron cuencas que han sido relacionadas al inicio del proceso de rift del Golfo de México o al tectonismo en la margen occidental con el ancestral océano Pacífico. Durante el Jurásico temprano y Medio se presentó una etapa de rift que dio lugar a la apertura del Golfo de México. Durante el Jurásico tardío y hasta inicios del Cretácico Temprano se presentó la etapa de deriva (drift) con la formación de corteza oceánica en la parte central del Golfo de México. La margen pasiva establecida en la etapa de deriva continuó en el Cretácico tras el cese de la apertura del Golfo.

Desde finales del Cretácico se inicia la formación de una antefosa como resultado de la aproximación del cinturón de pliegues y cabalgaduras laramídico que dio lugar a la Sierra Madre Oriental. Las rocas mesozoicas de la parte occidental de la provincia fueron plegadas y cabalgadas al ser incorporadas al cinturón de deformación. Esta carga tectónica provocó la subsidencia por flexura de la corteza al oriente del cinturón cabalgado y la formación de la cuenca de antepaís o antefosa de Chicontepec durante el Paleoceno-Eoceno. Tras el cese de la deformación laramídica y la colmatación de la antefosa, la provincia pasó a un dominio de margen pasiva en la que la carga sedimentaria ocasionada por el paquete terciario depositado sobre la margen continental, provocó la subsidencia y el basculamiento de esta provincia hacia el Golfo de México.

El Golfo de México está ampliamente considerado como un ejemplo de margen divergente mesozoica, de una cuenca formada por la ruptura continental durante la separación de la Pangea, seguida por rompimiento, expansión del fondo oceánico y por el desplazamiento de varias placas tectónicas en vías de enfriamiento y subsidencia térmica (Marhx, 2010).

Capítulo 2

Geología Regional

La geometría actual de la Cuenca Tampico-Misantla es producto de varios eventos tectónicos que forman parte de la evolución de la megacuenca del Golfo de México. Tectónicamente se pueden diferenciar 4 distintos periodos:

- **Etapas de rifting:** Se relaciona a la primera etapa de apertura del Golfo de México desarrollada del Triásico tardío al Jurásico Medio en el que se formaron fosas. En el Triásico se depositaron potentes espesores de Lechos Rojos, de origen continental, constituido por areniscas, limolitas y conglomerados con clastos de rocas extrusivas basálticas y riolíticas. A principios del Jurásico temprano comienza la transgresión marina, dando origen en la porción centro-oriental de México a la Cuenca de Huayacocotla. Esta constituye una depresión irregular de edad Jurásico-temprano-Medio, de aguas someras a profundas, bajo un régimen de sedimentación rítmica tipo flysch. En el Jurásico Medio se generaron movimientos relativos de los bloques de basamento existentes, que provocaron la retirada de los mares, restituyendo en el centro y oriente del país las condiciones continentales, efectuándose a la vez manifestaciones de actividad ígnea que afectaron a la Formación Huayacocotla en varias localidades de la porción sur del sector oriente de la Sierra Madre Oriental.
- **Etapas de margen pasivo:** A partir del Jurásico tardío se presenta un amplio margen pasivo que se relaciona con el establecimiento del Golfo de México. Este margen pasivo contiene la primera unidad transgresiva temprana de subsidencia rápida y finaliza con la formación y emplazamiento de las grandes plataformas carbonatadas en el Cretácico Medio.
- **Evento Orogénico Laramídico:** En el Cretácico tardío la sedimentación del margen pasivo concluyó por el inicio de los efectos de la Orogenia Laramide que dio origen a la Sierra Madre Oriental. Las rocas mesozoicas de la parte occidental de la provincia fueron plegadas y cabalgadas al ser incorporadas al cinturón de deformación, la carga tectónica provocó la subsidencia por flexura de la corteza y dio origen a la cuenca de antepaís o antefosa de Chicontepec durante el Paleoceno-Eoceno, en la que se depositaron grandes volúmenes de sedimentos arcillo-arenosos tipo flysch, correspondientes a las formaciones del Grupo Chicontepec.

Capítulo 2

Geología Regional

- **Etapas de margen pasiva:** Tras el cese de la formación del orógeno laramídico y la colmatación de la antefosa, la provincia pasó a un dominio de margen pasiva en la que la carga sedimentaria ocasionada por el paquete terciario depositado sobre el margen continental, provocó la subsidencia y el basculamiento de esta provincia hacia el Golfo de México.

Desde el punto de vista estructural, las rocas anteriores al Jurásico Medio están afectadas por el fallamiento normal synrift, que produjo una serie de bloques basculados y que controló la distribución de las facies almacenadoras jurásicas. Algunas de estas fallas fueron reactivadas en el Jurásico tardío y Cretácico temprano, pero principalmente durante la deformación laramídica, desde finales del Cretácico hasta el Eoceno, creando vías de migración para hidrocarburos.

En la parte occidental y norte de la provincia, los esfuerzos laramídicos produjeron pliegues y cabalgaduras, que crearon fracturas en las rocas jurásicas y cretácicas más frágiles y que actualmente están sepultadas por rocas del Cretácico Superior y Cenozoico. La subsidencia térmica y la acumulación de la cuña sedimentaria cenozoica de margen pasiva provocaron el basculamiento regional de esta provincia hacia el este. Otro patrón estructural relevante son las fallas de crecimiento sintéticas y antitéticas, que afectan a los sedimentos terciarios de la plataforma continental, creando anticlinales tipo roll-over.

2.2 Faja de Oro

La Faja de Oro se localiza en la parte central-este de la República Mexicana y abarca parte del estado de Veracruz y su zona marina. Colinda al oeste con la Cuenca de Chicontepepec, al norte con la Cuenca de Tampico y al sur con la Cuenca de Misantla. Forma parte de la Provincia de Tampico-Misantla, en la denominada Plataforma de Tuxpan, la que tiene una porción arrecifal conocida como El Atolón dentro de la Faja de Oro. Su geometría es ovalada y se extiende de noroeste a sureste (Figura 5).

Capítulo 2

Geología Regional

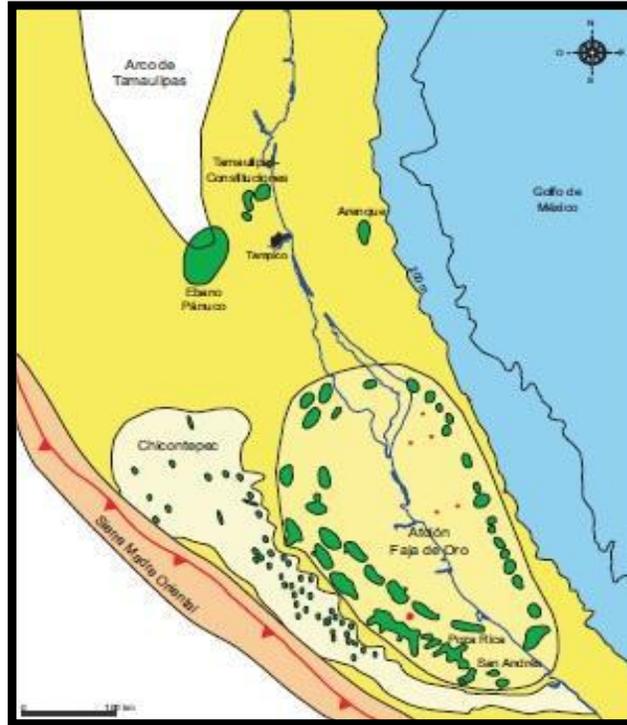


Figura 5 Imagen donde se muestra la localización del Atolón de la Faja de Oro y su geometría (Marmissolle-Dague, 1984).

2.2.1 Marco Geológico

El margen del Paleogolfo de México se caracteriza por el desarrollo, durante parte del Cretácico, de una serie de plataformas calcáreas, dentro de ellas está la Faja de Oro, que corresponde con una plataforma alargada de rocas carbonatadas que se formaron en ambientes someros de la Formación El Abra y Tamabra (descrita más adelante). La Faja de Oro tiene una longitud de 145 km y 65 km de ancho; está orientada de noroeste a sureste. El espesor total de la columna de rocas de la plataforma alcanza entre 1500 m.

La Faja de Oro, también llamada Plataforma de Tuxpan-Tecolutla, se formó sobre un basamento ígneo intrusivo de edad Paleozoica tardía, cubierto a su vez por capas rojas continentales de edad Triásico-Jurásico; ambos constituyeron un área positiva que se tradujo durante gran parte del Jurásico por la existencia de islas. Posteriormente los mares del Tithoniano y del Neocomiano cubrieron la región depositando sedimentos de mar abierto de poca profundidad sobre este alto estructural. Sin embargo, la sedimentación pelágica es breve y después vuelven a aparecer los carbonatos masivos

Capítulo 2

Geología Regional

de la Formación El Abra, acompañados de una continua subsidencia que les permite alcanzar un espesor de más de 1500 m. Hacia el final del Cretácico tardío prevalecen condiciones de mar abierto y se depositan calizas arcillosas y margas (Pedrazzini, 1978).

2.2.2 Ambientes de Depósito

En el complejo de sedimentos de plataforma calcárea pudieron reconocerse facies características de microambientes de depósito. La distribución de las facies sedimentarias muestra la existencia de las siguientes:

- **Ambientes Arrecifales:** La facies predominante es la biorrudita de rudistas, corales y algas. La matriz es micrítica y puede ser completamente recristalizada; el pseudoespato forma cristales de grandes dimensiones. Las conchas aragoníticas de rudistas y corales están reemplazadas por calcita, las cavidades internas de los moluscos están rellenas de calcita espática, frecuentemente contienen sedimento interno. En esta región también se incluye a los depósitos de intermarea, estos están caracterizados por horizontes estromatolíticos y por su alternancia con sedimentos calcareníticos.
- **Ambientes Lagunares:** Se extienden sobre la mayor parte de la plataforma. Los sedimentos de esta zona son micritas fosilíferas, pelespatitas, intraspatitas, por la cercanía con los bancos arrecifales también tiene moluscos coloniales. La zona lagunar es la región donde es mayor el desarrollo de las dolomías y donde se encuentran importantes cuerpos de evaporitas.
- **Bancos Oolíticos:** Ocupan la región central de la plataforma, limitada por el margen arrecifal. Por su amplia extensión se cree que está área representaba un banco submarino somero sobre el que se formaban alternativamente depósitos oolíticos o biostromas de rudistas, dependiendo de leves fluctuaciones del nivel del mar; al elevarse éste se retraían los arrecifes y se formaban oolitas sobre el borde de la plataforma (Pedrazzini, 1978).

Capítulo 2

Geología Regional

2.2.3 Sistema Petrolero

Roca generadora: Según estudios previos son calizas arcillosas y lutitas calcáreas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta del Jurásico Superior. Estas rocas se depositaron en un ambiente marino bajo condiciones de escasez de oxígeno y alta salinidad; el tipo de materia orgánica es de dos clases: predominantemente algácea marina, y en menor proporción, materia orgánica leñosa continental. La Formación Pimienta está compuesta por calizas arcillosas, alternando con horizontes de lutitas negras bituminosas. Esta formación contiene 32.5% de tipo leñosa y 10% de tipo carbonosa, lo que la hace generadora de gas. La Formación Santiago, con sus horizontes de materia carbonosa, algácea y leñosa. La Formación Tamán del Kimmeridgiano, compuesta por lutitas calcáreas carbonosas, también forma parte del subsistema generador de hidrocarburos (Nava y Alegría, 2001).

Roca almacenadora: Estas rocas son de las formaciones El Abra y Tamabra. La Formación El Abra es productora en sus facies arrecifales y facies de laguna interna. La Formación Tamabra es productora en sus facies pre-arrecifales.

Roca sello: Pertenecen al Jurásico Superior-Cretácico Superior. La Formación Pimienta, del Jurásico Superior, está constituida por una secuencia arcillosa; para el Cretácico, la roca sello está conformada por mudstones a wackestone con intercalaciones de bentonita arcillosa; en la cima del Cretácico, la roca sello está constituida por brechas arcillosas y/o sedimentos arcillosos.

Trampas: Son de tipo estructural, con secuencias fuertemente fracturadas y asociadas a plegamientos mayores. En el caso del yacimiento del Jurásico San Andrés, la trampa es de tipo combinada con fuerte componente estratigráfico, originada por sedimentación de alta energía y después deformada por la Orogenia Laramídica. Las trampas de los yacimientos del Cretácico son de tipo estructural, con cierre por fallas normales, lo que origina un fracturamiento que lo constituye en una roca almacenadora por porosidad secundaria.

Migración: En el sistema Jurásico Superior es de dos tipos: el vertical ascendente, con hidrocarburos provenientes de las rocas generadoras de la Formación Huayacocotla y,

Capítulo 2

Geología Regional

por otro lado, el diagonal ascendente y descendente de los hidrocarburos de las formaciones Santiago y Pimienta que llenaron los receptáculos de la Formación San Andrés. Los hidrocarburos indican la existencia de sincronía entre la migración, la formación de trampas y todos los componentes del sistema petrolero. Los procesos distensivos postorogénicos afectaron las acumulaciones por el rompimiento y la erosión de los sellos, por la formación de fallas y fracturas durante su emersión; lo que provocó la remigración y dispersión de los hidrocarburos preexistentes (Nava y Alegría, 2001).

Sincronía: En cuanto a la sincronía, en la Figura 6 se muestra de manera esquemática cada uno de los elementos que conforman el sistema petrolero; por lo que, al existir sincronía entre ellos, dieron origen a las acumulaciones de hidrocarburos en la Faja de Oro.

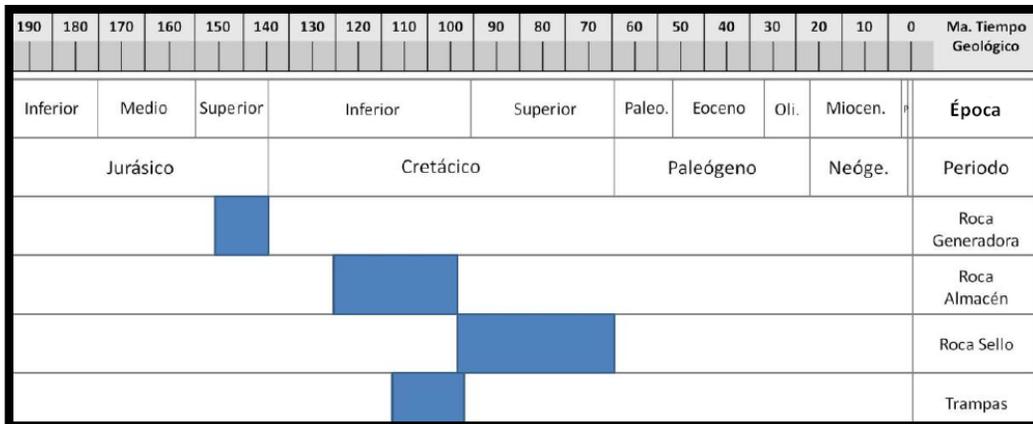


Figura 6 Eventos del sistema petrolero con relación a la sincronía (modificado de Guzmán, 2012).

2.3 Facies del Cretácico

Entre los sedimentos de aguas someras depositados durante el Cretácico Medio, se pueden diferenciar en forma generalizada dos facies principales, las que en conjunto conforman las Formación El Abra: facies de la zona lagunar conocida como miembro "El Abra", y facies de la zona arrecifal, llamada miembro "Taninul".

Las litofacies de aguas profundas se encuentran distribuidas en dos cuencas principales. En el Este y Noreste de la plataforma se extendía el paleogolfo de México,

Capítulo 2

Geología Regional

también llamado Cuenca de Tamaulipas, donde se depositó la Formación Tamaulipas Superior; hacia el Oeste se encontraba la Cuenca Mesozoica del Centro de México, donde se depositaron las rocas de la Formación Cuesta del Cura.

Las facies que se depositaron entre las plataformas y las cuencas, conformando un cinturón sedimentario de transición que circundaba las zonas de aguas someras, están compuestas por una mezcla de sedimentos autóctonos interestratificados con sedimentos alóctonos re TRABAJADOS, que provenían de las partes altas y someras de la plataforma, y que fueron transportados hacia las áreas profundas por procesos gravitacionales y de suspensión. Los sedimentos de esta zona de transición representan a la Formación Tamabra, la que fue originalmente estudiada y definida en el subsuelo del campo petrolero Poza Rica, La Faja de Oro y en la porción oriental de la plataforma Valles-San Luis Potosí (Lopez-Docel, 2003) (Figura 7).

Para fines de este trabajo, cuyo propósito es identificar la distribución de la roca almacén, sólo analizaré las facies de la Formación Tamabra.

2.3.1 Formación El Abra

Esta formación corresponde al Cretácico Medio Albiano-Cenomaniano. Estas rocas fueron originalmente incluidas en lo que se denominó Caliza Tamasopo; sin embargo, posteriormente basado principalmente en su litología y alcance estratigráfico se consideró que estas rocas no correspondían a la definición de la caliza Tamasopo (Cretácico Superior-Santoniano). El término Caliza El Abra fue originalmente utilizado por Garfias (en Aguayo 1978) y aplicado por primera vez por Power (en Aguayo 1978) para las calizas de los campos petroleros de la Faja de Oro, quien además la correlacionó en edad con la Formación Tamaulipas. Después, el nombre de Formación El Abra fue aplicado por Muir (1936) para un grupo de dos facies: la facies Taninul y la facies El Abra (Aguayo, 1978, 1998).

La Caliza El Abra incluye los carbonatos de la Plataforma Valles-San Luis Potosí y de la Faja de Oro de edad Albiano-Cenomaniano, comprendiendo las facies pre-arrecifal (equivalente a la Formación Tamabra), la facies arrecifal (equivalente a las facies Taninul), y las facies post-arrecifal (equivalente a las facies El Abra); sin embargo, Suter (1990) incluye dentro de la Formación El Abra, independiente de su edad, a las facies El

Capítulo 2

Geología Regional

Abra (interior de la plataforma) y Taninul (borde de la plataforma); estas facies fueron cartografiadas por el autor como miembros de la Formación El Abra separadas de las facies de talud (Formación Tamabra).

Pemex en 1988 (en *Léxico Estratigráfico*, 2003) interpreta que el ambiente de depósito de esta unidad corresponde al de una plataforma amplia y estable de aguas someras, con dos facies principales: la post-arrecifal o lagunar y la arrecifal. Por su lado, Aguayo-Camargo (1998) menciona que El Abra en su localidad tipo es un complejo arrecifal depositado en el margen este de la Plataforma Valles-San Luis Potosí, y agrega que esta unidad es definida por dos grandes ambientes sedimentarios: 1) arrecife de rudistas y 2) post-arrecife. Éstas fueron reconocidas por medio de su posición estratigráfica lateral, litofacies, biofacies, estructuras sedimentarias primarias y patrones diagenéticos. Finalmente, Basañez en 1993 (en *Léxico Estratigráfico*, 2003) menciona que esta formación consiste de tres ambientes deposicionales: arrecifal, lagunar y lagunar evaporítica.

Esta unidad es relevante en el subsuelo de la porción media oriental de la Cuenca Tampico-Misantla, en la región conocida como La Faja de Oro, por la producción de hidrocarburos; en las facies arrecifal, de talud y de post-arrecife.

2.3.2 Formación Tamabra

Tradicionalmente la edad de esta unidad había sido considerada Albiano-Cenomaniano y Albiano-Turoniano (*Léxico Estratigráfico*, 2013). Posteriormente, con base en datos estratigráficos y paleontológicos se ratifica una edad Aptiano para una zona de talud primitiva y, por lo tanto, una edad de Aptiano-Cenomaniano para la Tamabra Inferior y Turoniano-Campaniano para la Tamabra Superior (en *Léxico Estratigráfico*, 2013). El nombre Tamabra fue propuesto por Heim (1940) como Caliza Tamabra para designar a las rocas que se encuentran debajo de las formaciones San Felipe o Agua Nueva; cabe mencionar que este nombre fue introducido por el autor para definir el conjunto de facies calcáreas en la zona de transición entre la Plataforma Valles-San Luis Potosí y la cuenca situada al oriente de la plataforma, incluyendo a la facies de interior de plataforma o Caliza El Abra, a la facies de borde de plataforma o Caliza Taninul, y a las facies de Cuenca o Caliza Tamaulipas. En la actualidad se utiliza el término Tamabra para los depósitos de talud de la plataforma carbonatada (*Léxico Estratigráfico*, 2013).

Capítulo 2

Geología Regional

En su descripción original Heim (1940) menciona que esta unidad está constituida por estratos de 10 a 100 cm de espesor de caliza compacta, oscura y densa con concreciones y capas delgadas de pedernal negro. Estudios posteriores consideran que las principales litologías presentes en esta unidad son grainstone y packstone con fragmentos de bioclastos.

La Formación Tamabra se identificó desde las fases tempranas de su investigación como una unidad donde se mezclan calizas de cuenca de la Formación Tamaulipas Superior con los componentes calcáreos de aguas someras de la Caliza El Abra. La litología de la Formación Tamabra en los alrededores del Campo Petrolero de Poza Rica se identificó como una secuencia de calizas y dolomías bioclásticas, que subyacen a las calizas, margas y lutitas de las formaciones San Felipe y Agua Nueva y sobreyacen y cambian lateralmente hacia el sur a calcilutitas impermeables, similares a las calizas de la Formación Tamaulipas de la Sierra Madre.

Enos en 1977 (en López-Docel, 2003) distinguió básicamente cinco litologías diferentes de la Formación Tamabra en la región de la Faja de Oro y del campo petrolero de Poza Rica: 1) grainstone y packstone con fragmentos de bioclastos; 2) wackestone de rudistas; 3) wackestone con microfósiles pelágicos; 4) brecha con clastos de grainstone, packstone y wackestone; y 5) dolomía.

La Formación Tamabra pertenece a la zona de transición entre plataforma y cuenca, ubicada en el talud de la plataforma; por lo que se supone fue depositada sobre el mismo talud a profundidades entre 200 m y hacia el pie del mismo talud, con profundidad de más de 500 m, hasta su interdigitación con las facies de cuenca que pueden rebasar los 800 m, con una pendiente baja del talud en la zona occidental de la Plataforma Valles-San Luis Potosí, y que presenta rasgos que evidencian el desarrollo de canales, movimientos tectónicos de la plataforma y aportes turbidíticos hacia la cuenca. Por su parte, López-Docel (2003) menciona que en la Formación Tamabra pueden diferenciarse dos principales dominios sedimentarios, el primero representado por la sedimentación autóctona y, el segundo, por la sedimentación alóctona.

Las rocas de esta unidad son consideradas como uno de los reservorios de hidrocarburos más importantes.

Capítulo 2

Geología Regional

PERIODO	EPOCA	EDAD	Cuenca Mesozoica del Centro de México Carrillo-Bravo, 1971	Margen Occidental de la Plataforma Valles-San Luis Potosí López-Doncel, este estudio	Margen Oriental de la Plataforma Valles-San Luis Potosí Aguayo, 1998		
			Aluvión	Aluvión			
TERCIARIO	Cuaternario	Reciente					
		Pleistoceno					
	Paleogeno	Neogeno	Plioceno				
			Mioceno				
			Oligoceno	Ahuichila			
		Paleoceno	Eoceno				
	CRETÁCICO	Superior	Maestrichtiano	Caracol	Cárdenas	Lutita	
			Senoniano			Campaniano	Tamuin
Santoniano							
Coniaciano							
Turoniano			Indidura/Soyatal	Soyatal	Tamasopo	San Felipe	
Inferior			Albiano	Superior	Cuesta del Cura	Tamabra	Agua Nueva
		Medio		El Abra			Tamabra y Tamaulipas Superior (interdigitada)
		Inferior		El Abra			
		Aptiano	Tamaulipas Sup. Otates/La Peña	Guaxcamá	?	Otates	
		Neocomiano	Barremiano	Tamaulipas Inferior			Tamaulipas Inferior
			Hauteriviano				
			Valanginiano				
			Berriasiano				Taraises

Figura 7 Facies del Cretácico Medio, en donde se observa la comparación de tres diferentes autores (López-Doncel, 2003).

Capítulo 3: Marco Teórico sobre Atributos Sísmicos

3.1 Antecedentes

Los atributos sísmicos han sido utilizados en la caracterización de patrones de fracturas, fallas, identificación de canales, discriminación de litologías, mapeo de porosidades, delimitación de cuerpos, identificación de la roca almacén, etcétera. Sin embargo, cuando se trata de rocas carbonatadas es mucho más complejo, en la literatura se han documentado varios artículos sobre atributos sísmicos en carbonatos.

En 1999, Skirius, C. *et al.*, publicó un artículo en el que hablaba de la aplicación de técnicas de descomposición espectral, coherencia sísmica 3D y mapas de amplitud sísmica para detección de bordes arrecifales, fracturas y distribución de porosidades. En 2003, J.F. Rick Sarg and James S. Schuelke hicieron un estudio cuyo objetivo fue identificar la distribución de la porosidad dentro de los reservorios carbonatados por medio de atributos sísmicos (fase instantánea), impedancia acústica, estratigrafía de secuencias y redes neuronales en el campo Pegasus de la cuenca del oeste de Texas.

En 2007, Chopra, S. and K. J. Marfurt utilizaron atributos de coherencia, descomposición espectral, amplitud y mapas de curvatura para identificar fracturas, fallas, canales y bordes de arrecifes. En 2008, Harilal, S., K. Biswal, A. and V. Rangachari aplicaron análisis de secuencias sísmicas, análisis de atributos sísmicos (amplitud y frecuencia), visualización 3D e impedancia acústica y generaron facies sísmicas a través de redes neuronales para los carbonatos de la Formación Bassein de la cuenca Mumbai en la India (Valencia, 2010).

3.2 Atributos Sísmicos

Es de conocimiento general que algunos carbonatos se pueden identificar basados en características de acuerdo a su respuesta sísmica, es decir, altas amplitudes, altas impedancias y, en algunos casos, buena correlación lateral del evento; sin embargo, este rasgo no es único debido a que en otras litologías puede ser similar o parecido a la de los carbonatos.

Capítulo 3

Marco Regional

Los atributos sísmicos son mediciones específicas de características geométricas, cinemáticas dinámicas o estadísticas obtenidas a partir de datos sísmicos. Estos atributos van a describir información sísmica, a cuantificar características de información específica, y, de esta forma, representan un complemento al total de la información. Atributos como los de AVO (de las siglas en inglés de análisis Amplitud vs Offset), impedancia acústica y atributos en general, son utilizados en la caracterización de yacimientos, particularmente en la estimación de propiedades en la discriminación de litologías y contenido de fluidos (Arenas, 2010).

Los atributos sísmicos han sido utilizados en la caracterización de patrones de fracturas, fallas, identificación de canales, discriminación de litologías, mapeo de porosidades, delimitación de cuerpos, etcétera. En la práctica, es una medida extraída a partir de los datos sísmicos que ayudan visualmente a realzar o cuantificar rasgos de interés para la interpretación. Un buen atributo sísmico es aquel que es directamente sensible a los rasgos geológicos deseados o propiedades de reservorio de interés, o permite definir el ambiente de depositación y contexto estructural, y que además brinda la capacidad de inferir características y propiedades de interés.

Chopra & Martfurt (2007) los definen de forma sencilla como una medida de los datos que ayudan a visualizar, mejorar o cuantificar características de interés en la interpretación. Un buen atributo es sensible ya sea a características geológicas o a las propiedades de los fluidos de interés, permitiendo definir el ambiente estructural o deposicional y, por lo tanto, hace posible inferir algunas características o propiedades de interés. Se pueden utilizar atributos sencillos o combinados para predecir litología, facies, porosidad, contenido de fluidos, etcétera. (Quilen, 2006). También pueden ser empleados en interpretación estratigráfica para definir geometrías internas de los estratos y sus terminaciones, o para revelar patrones de fallas o fracturas.

Se pueden aplicar los atributos sísmicos en la descripción del marco estructural, ambiente de depósito, así como poder predecir las propiedades físicas del yacimiento, tales como litología, porosidad y saturación de fluidos. Una vez extraídos, los atributos son la herramienta que le permite al intérprete asociar la amplitud sísmica con eventos geológicos, delinear fallas y revelar patrones relacionados con los ambientes de sedimentación.

Capítulo 3

Marco Regional

Alistair Brown, en 1999, clasifica a los atributos sísmicos pre-apilado y post-apilado en: tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación. Los atributos sísmicos se han calculado mediante una gran variedad de métodos; ya sea, analizando la traza compleja, por medio de análisis estadístico de un intervalo, medidas de correlación, análisis de tiempo-frecuencia, o bien, mediante la transformada de ondículas. Es importante el análisis individual de los atributos sísmicos, sin embargo, recientemente se ha mejorado su análisis en la interpretación de anomalías como posibles indicadores de hidrocarburos empleando la combinación de dos o más atributos, así como el análisis AVO (Campero, 2012).

El uso de atributos sísmicos combinados da como resultado rasgos estratigráficos evidentes con posibilidades de contener hidrocarburos. En cada atributo se muestran características específicas, por ejemplo, en la descomposición espectral se pueden determinar las bajas y altas frecuencias y relacionarlas a la presencia de roca almacén, y los atributos RMS proporcionan la distribución de la roca almacén a diferentes ventanas.

3.2.1 Clasificación de los Atributos Sísmicos

Hoy en día la tecnología de atributos ha avanzado enormemente y ahora existe una diversidad inmensa de atributos. La existencia de cientos de atributos permite clasificarlos de diversas formas, a continuación, se mencionarán los más comunes:

- Barnes (2001) clasifica a los atributos sísmicos post-apilados de acuerdo al método de cálculo como se muestra en la Figura 8.

Método	Atributos
Traza compleja	Amplitud, fase, frecuencia, polaridad, respuesta de fase, respuesta de frecuencia, echado, azimut.
Tiempo-Frecuencia	echado, azimut, frecuencia media, atenuación, descomposición espectral.
Correlación/covarianza	Discontinuidad, echado, azimut, gradiente de amplitud.
Intervalo	Amplitud media, frecuencia media, varianza, tiempo medio de la energía, componentes espectrales, forma de onda.
Horizonte	Echado, azimut, curvatura.
Combinados	Frecuencia dominante, RMS de la amplitud, complejidad de la señal

Figura 8 Clasificación de los atributos post-apilados de acuerdo a Barnes (Campero, 2012).

Capítulo 3

Marco Regional

- Según el contenido de información y tipo de proceso Tanner (2000) los clasifican en:
 - Atributos instantáneos: Realizan un cálculo, muestra por muestra, representando variaciones instantáneas de varios parámetros. Se pueden determinar a través de trazas complejas.
 - Atributos de ondículas: Son atributos instantáneos que calculan el pico de la envolvente de la traza, tienen relación directa con la Transformada de Fourier de ondícula, en la vecindad del pico de la envolvente. Entre estos se mencionan también los atributos interválicos, multitrzas y acimutales.
- Alistair Brown, en 1999, clasifica a los atributos sísmicos pre-apilado en: tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación. Entre estos, se destaca la amplitud RMS, el promedio absoluto de la amplitud, la amplitud máxima o mínima y el tiempo doble interválico (Figura 9).

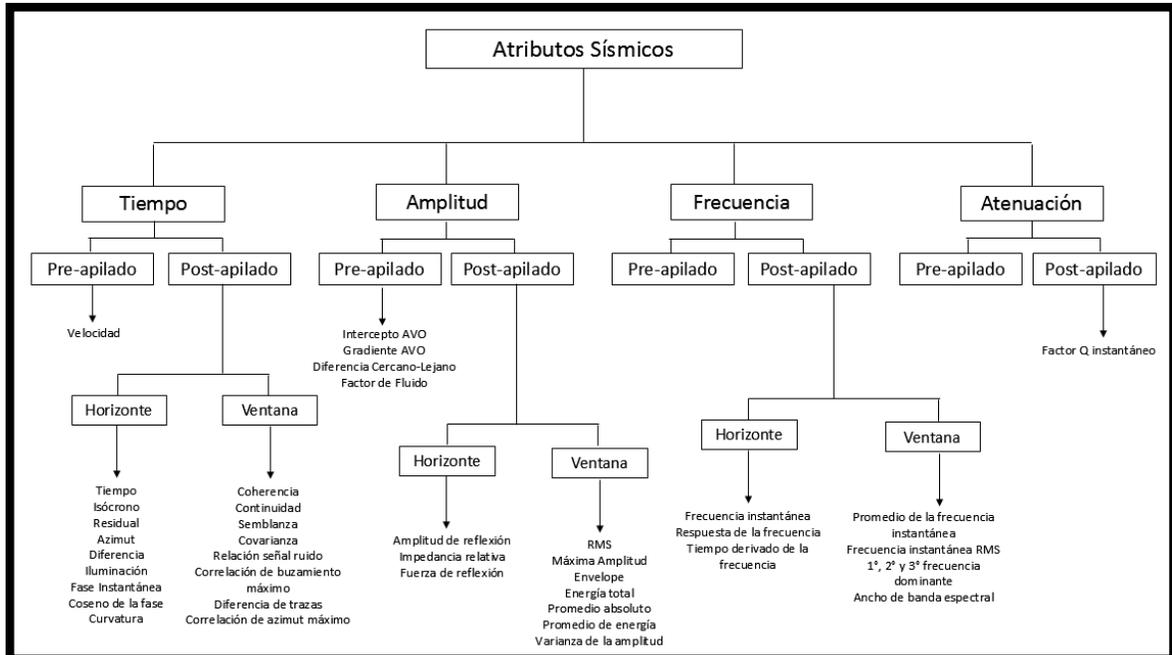


Figura 9 Clasificación de los tipos de atributos sísmicos de Alistair Brown (modificado de Gutiérrez, 2008).

3.2.2 Atributos derivados del Tiempo

Los atributos de tiempo son aquellos que dependen de la posición en tiempo de las reflexiones y se utilizan en su mayoría para mejorar la definición de rasgos estructurales. Todos los atributos estructurales se realizan en información apilada ya que no dependen de la respuesta en amplitud sino de las diferencias en tiempo. Las medidas principales son el dip (echado), el azimuth y las discontinuidades. Los principales atributos de tiempo son:

- **Dip y/o Azimuth:** Calcula para cada traza el mejor ajuste a un plano de la traza vecina y obtiene la magnitud del echado o del azimuth de dicho plano en grados.
- **Coherencia y Curvatura:** Son medidas traza a traza de la similitud de la traza sísmica dentro de una ventana de tiempo.
- **Ant tracking:** Atributo especial que simula los caminos que siguen las hormigas en su nido. Utiliza un atributo estructural como guía (por ejemplo, coherencia).

3.2.3 Atributos derivados de la Amplitud

El análisis de amplitudes es una poderosa herramienta prospectiva para la prospección de campos gasíferos en sedimentos jóvenes.

Durante la década de los 70, las compañías petroleras mantuvieron como ventaja competitiva el hecho de que reflexiones sísmicas de alta intensidad (fuertes amplitudes), podrían ser indicadores de acumulaciones de hidrocarburos (IDH), particularmente gas. Esta técnica fue conocida como exploración de puntos brillantes o Bright Spots.

No solamente los puntos brillantes son indicadores directos de hidrocarburos, existen además los llamados puntos planos (Flat Spots), que son reflexiones planas originadas en una interface entre dos fluidos; los puntos oscuros (Dim Spot); las inversiones de polaridad (Polarity Reserval); los combamientos de velocidad; y los DAD o Hydrocarbon Edge Detection.

Posteriormente, el AVO en los 80, así como la inversión sísmica post y pre-apilado en los 90, continuaron favoreciendo el análisis de amplitudes con estos objetivos.

Capítulo 3

Marco Regional

La historia ha mostrado que numerosas anomalías de amplitud sísmicas son causadas por acumulaciones de gas. Sin embargo, también se han tenido grandes fracasos. Aun cuando se tengan anomalías de amplitud asociadas a la presencia de gas, las acumulaciones pueden no ser necesariamente comerciales. Por lo anterior, una anomalía de amplitud no debe, por sí misma, ser concluyente en decisiones para la perforación.

Los atributos de amplitud en información sísmica apilada son aquellos que describen el comportamiento de las amplitudes sísmicas a partir de la descomposición de la traza sísmica en sus componentes de amplitud, frecuencia y fase.

- **RMS:** Calcula la raíz cuadrada de la suma del cuadrado de las amplitudes, dividido entre el número de muestras en una ventana de tiempo. Enfatiza la reflectividad, pero también el ruido. Útil para determinar la distribución de roca almacén.
- **Envelope o Reflection Strength:** Representa principalmente la impedancia acústica, ya que es la envolvente de la cima y base de una secuencia. Es útil para determinar límites de secuencias, cambios mayores de litología y discordancias.
- **A/B:** Esta técnica normaliza las amplitudes sísmicas para poder discriminar entre roca almacén y contenido de fluidos. Consiste en obtener el atributo de amplitud mínima sobre el horizonte objetivo (A) y el atributo RMS a lo largo de una ventana por encima y debajo del objetivo con la finalidad de determinar el background de la sísmica. Finalmente, la operación A/B proveerá un mapa de amplitudes normalizadas.
- **AVO:** Es el análisis de la variación de las amplitudes como función del offset. La amplitud varía con éste debido a que el coeficiente de reflexión cambia con el ángulo de incidencia de la onda en la interfase.

3.2.4 Atributos derivados de la Frecuencia

Los atributos de frecuencia en información sísmica apilada son aquellos que describen el comportamiento de las frecuencias a partir de la descomposición de la traza sísmica en sus componentes de amplitud, frecuencia y fase. Técnicamente cada frecuencia o un conjunto de frecuencias puede ser utilizada como un atributo. Es importante resaltar que

Capítulo 3

Marco Regional

existe una relación inversamente proporcional entre el espesor de una capa y su correspondiente frecuencia dominante en la información sísmica (mayor frecuencia, menor espesor y viceversa).

- **Fase instantánea:** Representa la medida de la fase de la ondícula sísmica medida en grados. Puede ser utilizado como atributo de continuidad.
- **Frecuencia instantánea:** Corresponde a la frecuencia promedio del espectro de amplitud de la ondícula sísmica. Zonas de bajas frecuencias pueden ser un indicador de hidrocarburos.
- **Descomposición espectral:** Descompone la señal en su contenido de frecuencias para observar la contribución de cada frecuencia como un atributo individual. Existen ciertos rasgos que podrán observarse mejor en unas frecuencias que en otras.

3.3 Generalidades de los Carbonatos

Las rocas carbonatadas por definición contienen más del 50% de componentes de carbonatos; los minerales más abundantes son calcita, aragonita y dolomita. Son rocas de interés económico, ya que conforman el 25% del registro sedimentario, constituyen importantes acuíferos y reservorios de hidrocarburos. Se distinguen dos tipos principales: las calizas (compuestas en más de un 90% por carbonato de calcio: calcita y/o aragonita) y las dolomías (compuestas en más de un 90% por carbonato de calcio y magnesio: dolomita). Las calizas se forman fundamentalmente por procesos biológicos y bioquímicos (rocas organogénicas), aunque también el carbonato de calcio puede precipitar directamente de una solución en lagos, en el mar o dentro del suelo (rocas químicas).

En la adición al tema de sedimentología y producción, los carbonatos también presentan cambios en las imágenes sísmicas por el contraste en la impedancia acústica. Chopra y Marfurt (2007) definen que las velocidades de los carbonatos son en general, significativamente más rápidas que las velocidades de los siliciclásticos a profundidades comparables. Para una frecuencia dada esto implica que la longitud de onda λ , por lo

Capítulo 3

Marco Regional

tanto, la resolución vertical (separación mínima necesaria entre dos interfaces para que éstas puedan ser detectadas por la información sísmica), es más baja en los carbonatos que en los siliciclastos, además los carbonatos también tienen densidades mayores que los siliciclastos. La combinación de altas velocidades y altas densidades produce altas impedancias para los carbonatos en contraste con los siliciclastos de los alrededores, ahora los carbonatos producen altos coeficientes de reflexión en los límites de capa (Valencia, 2010).

3.4 Análisis de facies sísmicas de los Carbonatos

Los sistemas de carbonatos en virtud de sus complejidades inherentes presentan muchos cambios cuando se intenta identificar y delinear un reservorio desde los datos sísmicos. Los reservorios carbonatados están en gran medida controlados por el ambiente de depositación original o facies y, sobre todo, por los cambios diagenéticos. En los carbonatos, a diferencia de los sedimentos clásticos, la porosidad y la permeabilidad pueden ser fuertemente dependientes de la diagénesis, por lo que los hace extremadamente heterogéneos e impredecibles en el subsuelo. Además, los cambios de facies en los carbonatos pueden ser sutiles y estar sobreimpresos por múltiples etapas de diagénesis, haciendo que la identificación de los límites del reservorio, por quequier medio, sea más complicado.

La apariencia de las rocas carbonatadas en los datos sísmicos contiene información acerca del ambiente de depósito: litofacies, diagénesis, roca fuente y potencial reservorio. Las facies sísmicas carbonatadas pueden ser interpretadas a través del análisis de amplitud (relativamente fuerte en los picos y valles), frecuencia (número de reflexiones por unidad de travel time) y continuidad (persistencia lateral de las reflexiones) de las reflexiones sísmicas. La geometría de las configuraciones de reflexión es el aspecto más variado de los datos sísmicos, incluyendo paralelismo, progradación, montículos y onlap. Cada geometría sugiere diferentes procesos que pueden ocurrir en diferentes ambientes depositacionales. La amplitud y la frecuencia también pueden diagnosticar rocas carbonatadas; una falta de continuidad es frecuentemente característica de las construcciones de los carbonatos (Valencia, 2010).

Capítulo 3

Marco Regional

Hay 4 configuraciones básicas de reflexiones encontradas en los datos sísmicos. Éstas son paralelas o sub-paralelas, progradantes, montículos o draped y onlap (se reconoce por terminaciones de reflexiones de bajo ángulo en contra de una superficie sísmica de mayor pendiente).

Otras características diagnósticas de los carbonatos

- **Amplitud:** Capas de sedimentos carbonatados generalmente muestran altas amplitudes. Esto puede ocurrir en un ambiente puramente carbonatado o zona mezclada con evaporitas, lutitas y margas. Las amplitudes usualmente son altas en configuraciones de plataformas y también están asociadas a acumulaciones orgánicas. En contraste, el interior de las construcciones de los carbonatos muestra bajas amplitudes, esto se debe a la naturaleza masiva de la construcción o a la falta de algún horizonte continuo dentro de éste. Otra variación en la amplitud es la transición de caliza a dolomía. Las dolomías pueden tener amplitudes más fuertes que las calizas adyacentes.
- **Frecuencia:** Es medida por el número de reflexiones sísmicas para un travel time vertical (TWT). Dado que las frecuencias disminuyen con la porosidad y son a menudo altamente filtradas en procesamiento, es necesario ser consciente del TWT utilizado en la sección y los filtros aplicados a los datos durante la adquisición y procesamiento. En general, los carbonatos son caracterizados por más bajas frecuencias que los siliciclastos. Parte de esto es función de su alta velocidad que ofrece menos resolución interna. Las facies progradantes tienen frecuencias variables.
- **Continuidad:** No hay otro ambiente que pueda competir con los carbonatos de plataforma por la continuidad individual de las reflexiones sísmicas. Los ambientes de pendiente usualmente tienen reflexiones cortas debido a los procesos sedimentarios. Hay algunas configuraciones en los carbonatos de plataforma donde las reflexiones discontinuas se presentan dentro de la plataforma.

3.5 Estratigrafía de Secuencias

La estratigrafía de secuencias es considerada con frecuencia como una extensión de la estratigrafía sísmica en los años 70. Ésta se define como una interpretación estratigráfica a partir de datos sísmicos. De acuerdo con Vail *et al.* (1987), la estratigrafía de secuencias es el estudio de las relaciones entre las rocas dentro de un marco cronoestratigráfico de estratos repetitivos relacionados genéticamente y limitados por superficies de erosión o no-depósito o sus conformidades correlativas; estas relaciones incluyen la distribución de ambientes depositacionales y litofacies dentro de ese marco cronoestratigráfico (Arango, 2014). El objeto de la estratigrafía de secuencias es predecir el tipo de depósito sedimentario que existe en un sector de la cuenca a partir del amarre de información multidisciplinaria en un área colindante. Se basa en la interpretación de terminaciones de reflexiones y patrones de facies sísmicas para predecir el ambiente y el tipo de roca.

El término de "secuencia" fue introducido por Sloss *et al.* en 1949 (en Valencia, 2010) para definir una unidad estratigráfica limitada por dos discontinuidades. El estudio de la estratigrafía de secuencias es regido por dos autores, uno de ellos es Vail (1987), quien utiliza las discordancias o sus correspondientes concordancias para limitar secuencias; el segundo autor es Galloway, quien en 1989 (en Reyes, 2008) empleó superficies mayores de inundación marina para limitar secuencias genéticamente relacionada, las que a su vez se constituyen por un ciclo regresivo seguido de otro transgresivo.

Así mismo, una secuencia está compuesta por una sucesión de sistemas depositacionales relacionados genéticamente llamados Tractos de Sistemas o System Tracks, los que representan la colección de los sistemas sedimentarios depositados durante diferentes fases de cambios del nivel base. Los Tractos de Sistemas son unidades estratigráficas representadas en el registro rocoso como asociaciones de facies tridimensionales. Se definen con base en los límites de secuencias, su posición con respecto a la secuencia y su patrón de apilamiento. Se reconocen básicamente tres Tractos de Sistema:

- TMB, Tracto de Mar Bajo (Lowstand System Track-LST)

Capítulo 3

Marco Regional

- TMT, Tracto Transgresivo (Transgressive System Track-TST)
- TMA, Tracto de Mar Alto (Highstand System Track-LST)

El continuo desarrollo de la estratigrafía de secuencias en los años 80 y 90 dio lugar a una diversificación de enfoques y la definición de varios tipos de secuencias: 1) Secuencias Depositacionales, delimitadas por discordancias y sus conformidades correlativas; 2) Secuencias Estratigráficas, delimitadas por máximas superficies de inundación; y 3) Secuencias Transgresivas-Regresivas, delimitadas por superficies de máxima regresión.

3.6 Sismoestratigrafía

La estratigrafía sísmica o Sismoestratigrafía es la parte de la Estratigrafía que se encarga del estudio de los rasgos estratigráficos y de facies sedimentarias a partir de secciones sísmicas de reflexión. Ésta es una poderosa herramienta que permite diferenciar tanto superficies significativas como discontinuidades a partir del arreglo de los reflectores. La estratigrafía sísmica permite la identificación de superficies continuas, estilos estructurales, patrones de apilamiento, imágenes de elementos depositacionales, geomorfología y geometría de estratos. Para complementar el análisis que se hace sobre la sísmica, se usan otros tipos de datos como los registros de pozos, que contribuyen en la definición de los patrones de apilamiento vertical; elementos depositacionales; sistemas depositacionales; petrofísica y calibración de la sísmica.

En los primeros años de la estratigrafía sísmica, la resolución vertical era de 20 a 30 m o más; actualmente, esta resolución puede llegar a ser hasta de 5 m de resolución vertical o menos, dependiendo de la profundidad de investigación y de las técnicas que actualmente se usan para mejorarla. Las últimas técnicas de visualización en 3D permiten realizar viajes virtuales a través de volúmenes sísmicos a lo largo de inconformidades interpretadas.

La unidad básica de análisis en la estratigrafía sísmica es la secuencia sísmica, la que corresponde a una secuencia depositacional identificada sobre la sísmica. Mitchum *et al.* (1977) definieron las facies sísmicas como grupos de reflexiones sísmicas cuyos

Capítulo 3

Marco Regional

parámetros (configuración, amplitud, continuidad, frecuencia y velocidad interválica) son distintos a las de los grupos contiguos (Arango, 2014). Las secuencias sísmicas son cronoestratigráficamente significativas y ellas proveen un excelente marco para realizar un análisis estratigráfico.

Uno de los conceptos básicos detrás de la estratigrafía sísmica es la observación de las reflexiones como líneas de tiempo, es decir, ellas representan un corto período de tiempo con condiciones de sedimentación continuas e incorporan varias litofacies, ya que, esta línea de tiempo puede estar presente a lo largo de diferentes ambientes de depósito.

A partir de la interpretación de facies sísmicas se pueden elaborar mapas A-B/C (Figura 10), los que se basan en el resultado del análisis de propiedades de las reflexiones sísmicas, tomando criterios como amplitud, continuidad, frecuencia, el patrón interno de las reflexiones y la forma externa (geometría) dominante en la secuencia (Figuras 11- 12).

- **Amplitud (fuerte o débil):** Explica el contraste de densidad y la velocidad de propagación de ondas acústicas a través de diferentes litologías, y ayuda a definir las variaciones laterales.
- **Frecuencia (alta o baja):** Es la distancia entre los reflectores y depende de la diferencia en distancia entre estratos (espesores) y variaciones laterales de velocidad de ondas debido a cambios litológicos.
- **Continuidad (buena a discontinua):** Ésta generalmente asociada a la extensión lateral de los estratos.

Capítulo 3

Marco Regional

<p>CODIGOS DEL SISTEMA A-B/C</p> <hr/> <p>TERMINACIONES LIMITE SUPERIOR (A)</p> <hr/> <p>TRUNCACIÓN EROSIONAL (Te) (TOPLAP) (Top) CONCORDANTE (C)</p> <p>TERMINACIONES LIMITE INFERIOR (B)</p> <hr/> <p>(ONLAP) (On) (DOWNLAP) (Dwn) CONCORDANTE (C)</p> <p>CONFIGURACIÓN INTERNA (C)</p> <hr/> <p>PARALELA (P) DIVERGENTE (D) CAÓTICO (C) ONDULADA (W) DIVERGENTE (MOUNDED) (DM) (MOUNDEN) (M) PROGRADACIÓN OBLICUA (Ob) PROGRADACIÓN SIGMOIDAL (SIG) REFLEXIONES LIBRES (Rf) (SHINGLED) (Sh)</p>	<p>CONFIGURACIÓN DE REFLECTORES (DENTRO DE LAS SECUENCIAS)</p> <hr/> <p>CONFIGURACIONES PRINCIPALES</p> <hr/> <p>PARALELA SUBPARALELA DIVERGENTE CLINIFORMAS PROGRADACIONALES</p> <hr/> <p>SIGMOIDE OBLICUA (COMPLEX) SIGMOIDE-OBLICUA (SHINGLED) CLINIFORMAS (HUMMOKY)</p> <hr/> <p>CAÓTICA</p> <hr/> <p>REFLESIONES LIBRES</p> <hr/> <p>POR AGRUPACIÓN</p> <hr/> <p>LISAS (HUMMOKY) ONDULADAS LENTICULAR REGULARES INTERRUMPIDAS IRREGULARES (CONTORTED) UNIFORMES VARIABLES</p>
--	---

Figura 10 Sistema de códigos para la elaboración de mapas A-B/C y tipos de configuraciones internas para definir la variable C en los mapas A-B (Arango, 2014).

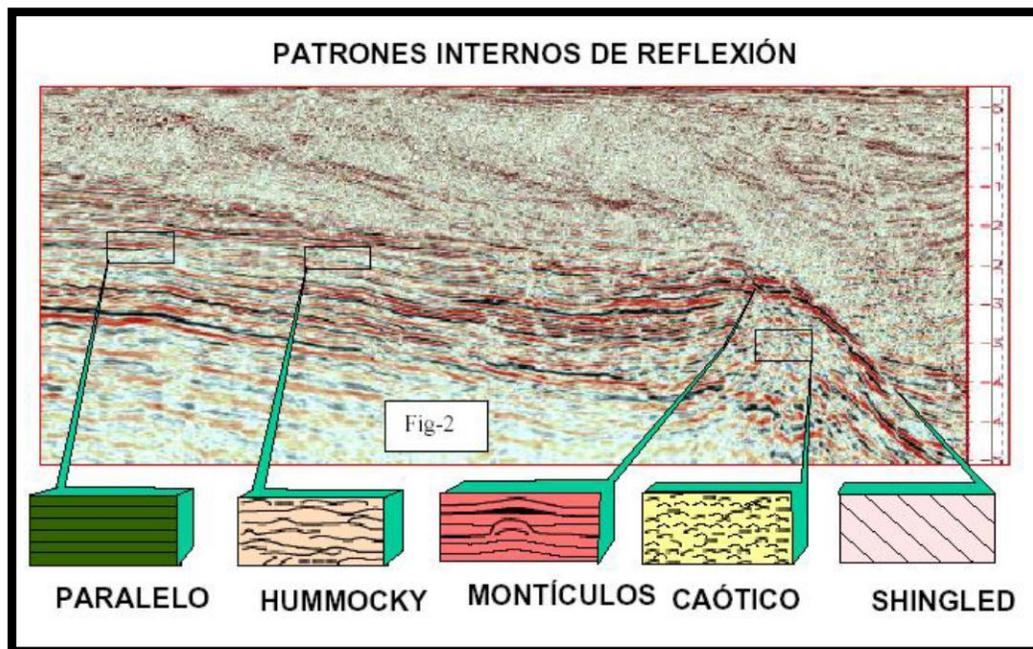


Figura 11 Patrones internos de reflexión en la sísmica (Arango, 2014).

Capítulo 3

Marco Regional

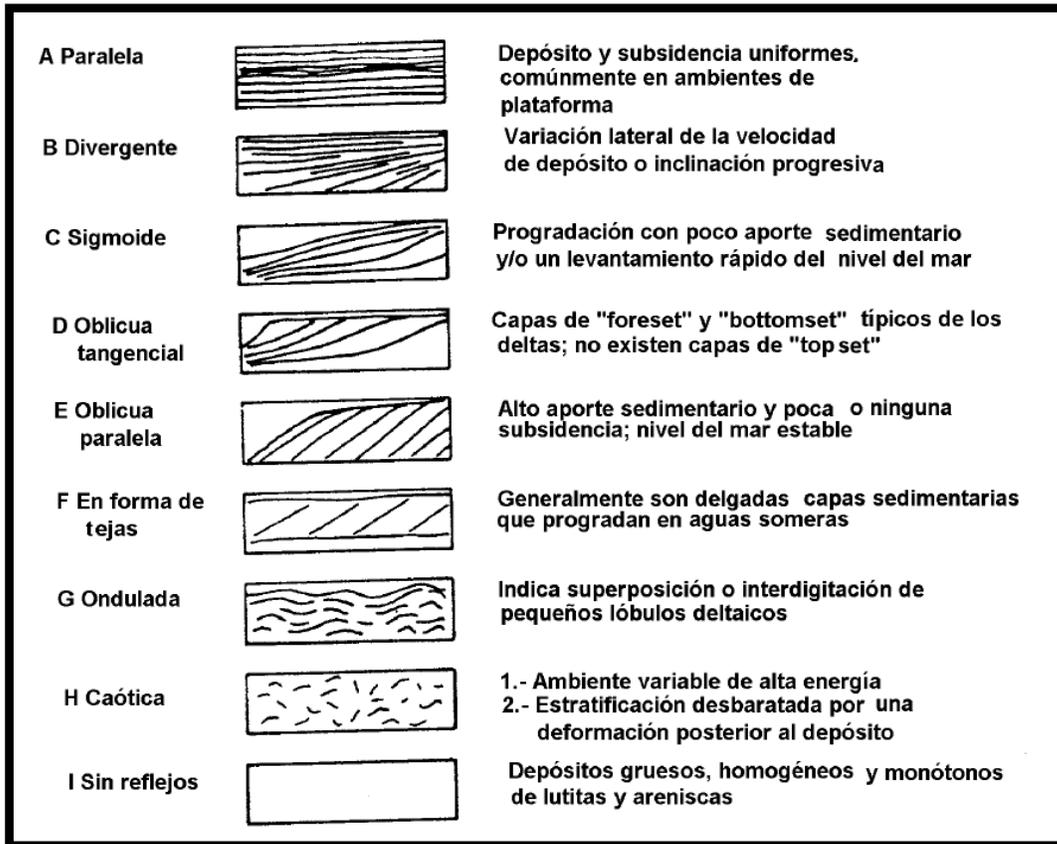


Figura 12 Configuraciones sísmicas internas típicas y la explicación de dónde se pueden encontrar (Valencia, 2010).

Capítulo 4: Resultados

Para poder llevar a cabo la interpretación estratigráfica fue necesario analizar la información sísmica con la que se contaba para determinar las facies sísmicas, delinear la geomorfología sísmica de la misma y con esto poder determinar las zonas con mayor posibilidad de presencia de la roca almacén.

4.1 Análisis de resultados

Primero, se seleccionó dentro del área de estudio los horizontes a interpretar debido a que no se cuenta con información de pozos, además me apoyé con información de la Formación Tamabra y Formación El Abra. Estos límites estratigráficos se definieron tomando en cuenta las secciones de Viniegra y Castillo Tejero (1970) (Figura 13), por ello, no hay plena certeza de que correspondan 100% con lo propuesto en este trabajo de tesis.

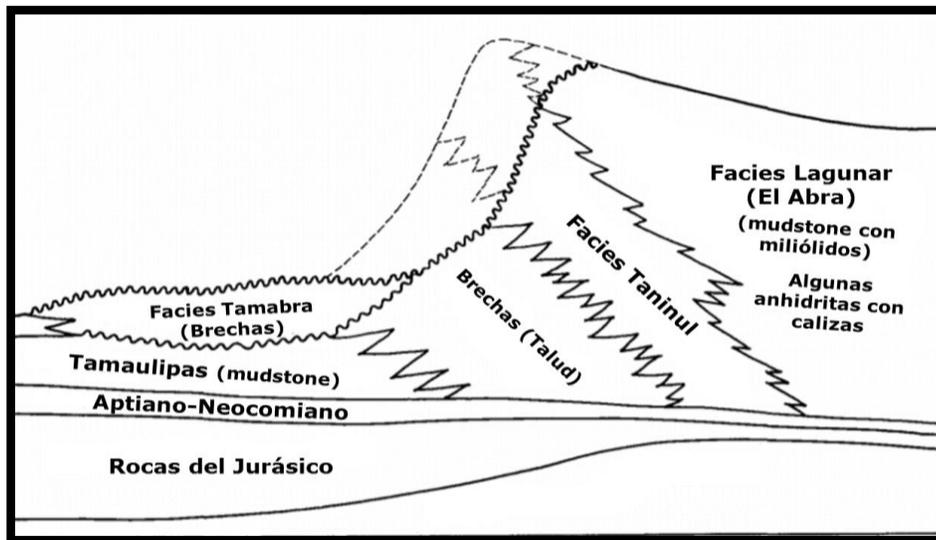


Figura 13 Imagen de referencia para poder seleccionar los horizontes interpretados (Viniegra y Castillo Tejero, 1970).

Posteriormente, utilizando las herramientas de interpretación del software Petrel, se marcaron los reflectores a partir de la Figura 20, verificando la continuidad de los mismos. Cada reflector fue marcado con un color diferente se denominó "horizonte". Así se inició el marcado desde el horizonte más profundo hasta el más somero (Figuras 14-15).

Capítulo 4

Resultados

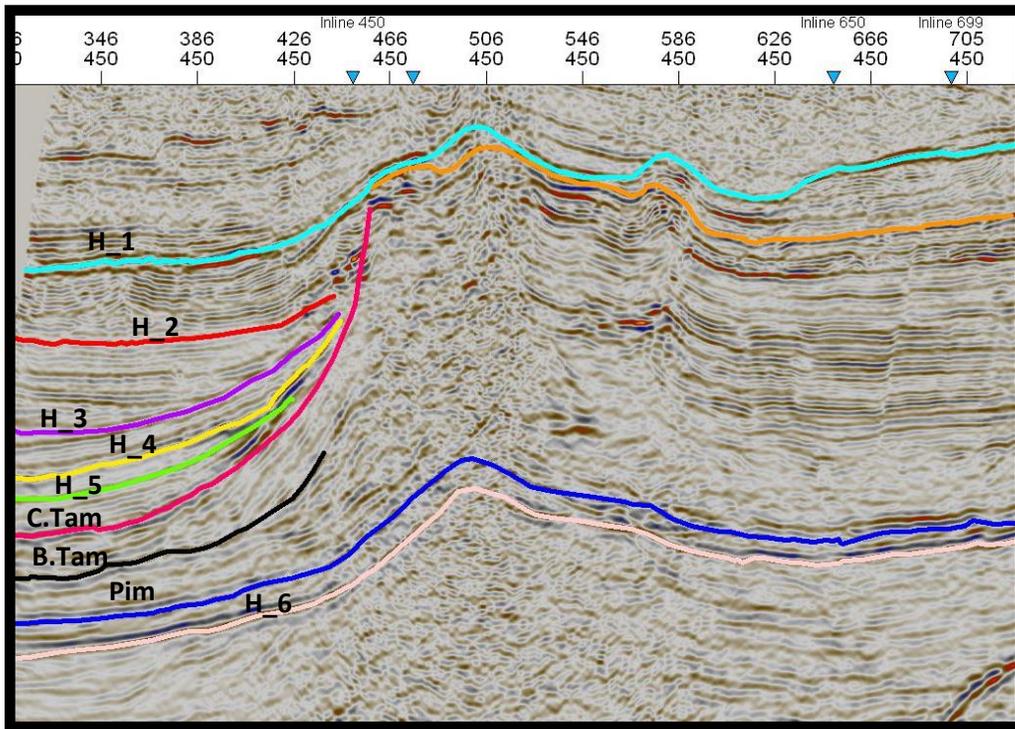


Figura 14 Ejemplo sección sísmica cross-line, en la que se observan todos los horizontes interpretados.

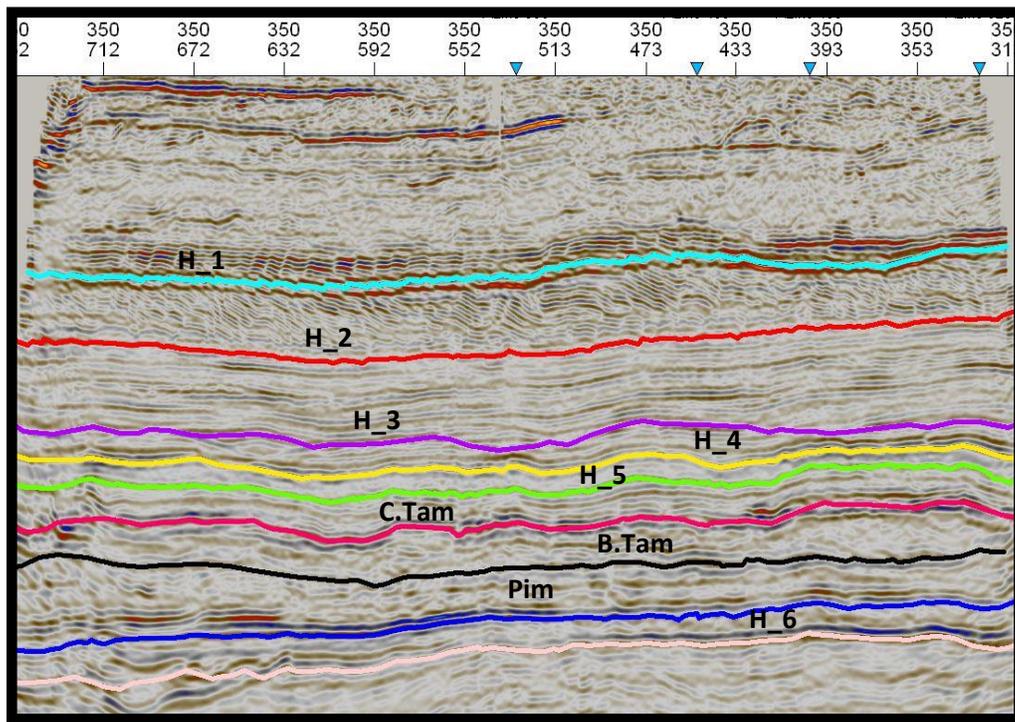


Figura 15 Ejemplo sección sísmica in-line, en la que se observan todos los horizontes interpretados.

Capítulo 4

Resultados

Se optó por marcar los horizontes in-line y cross-line, empezando cada 100 líneas, después cada 50, finalizando cada 25 líneas para poder tener un mallado más cerrado, preciso y, de esta manera, poder eliminar picos que nos causaran ruido. Como resultado se obtuvo las mallas y polígonos de los 9 horizontes (Figuras 16-24):



Figura 16 Malla y Polígono del Horizonte 1 (H_1).

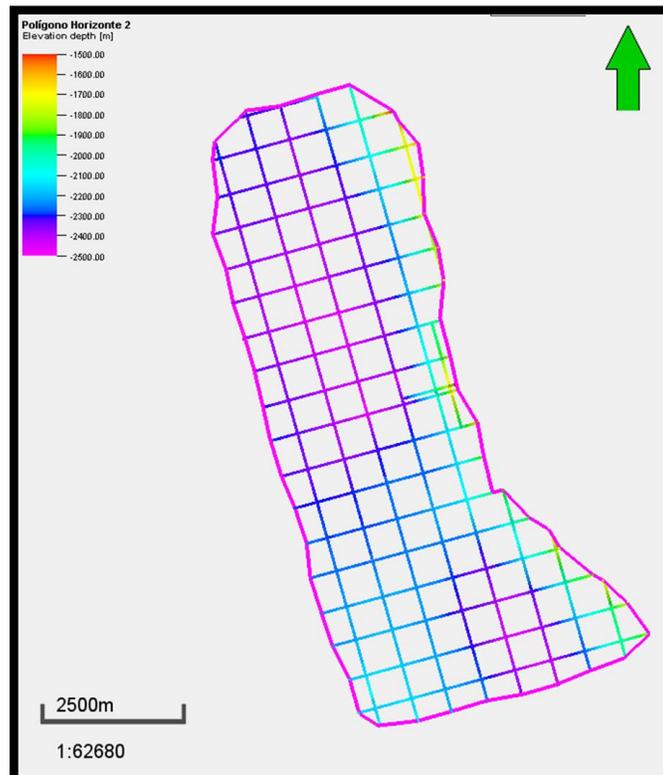


Figura 17 Malla y Polígono del Horizonte 2 (H_2).

Capítulo 4

Resultados

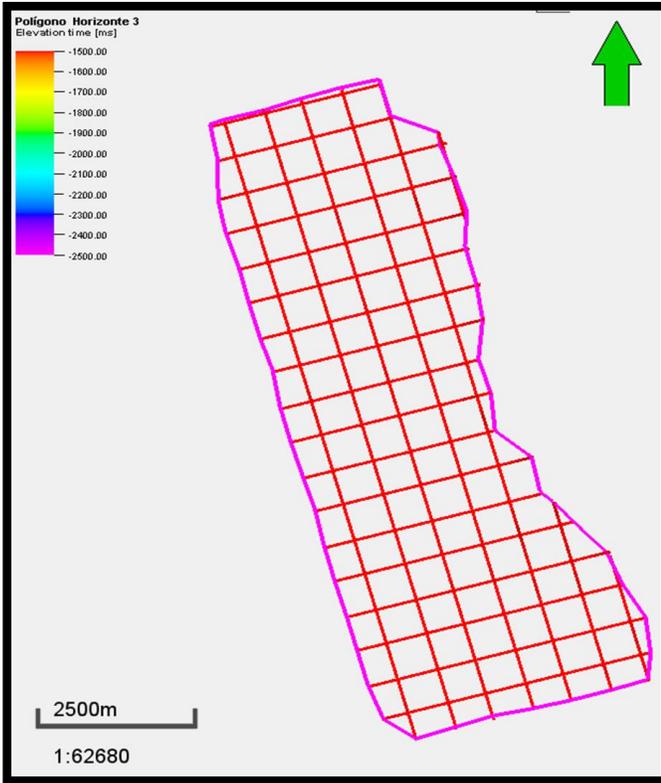


Figura 18 Malla y Polígono del Horizonte 3 (H_3).

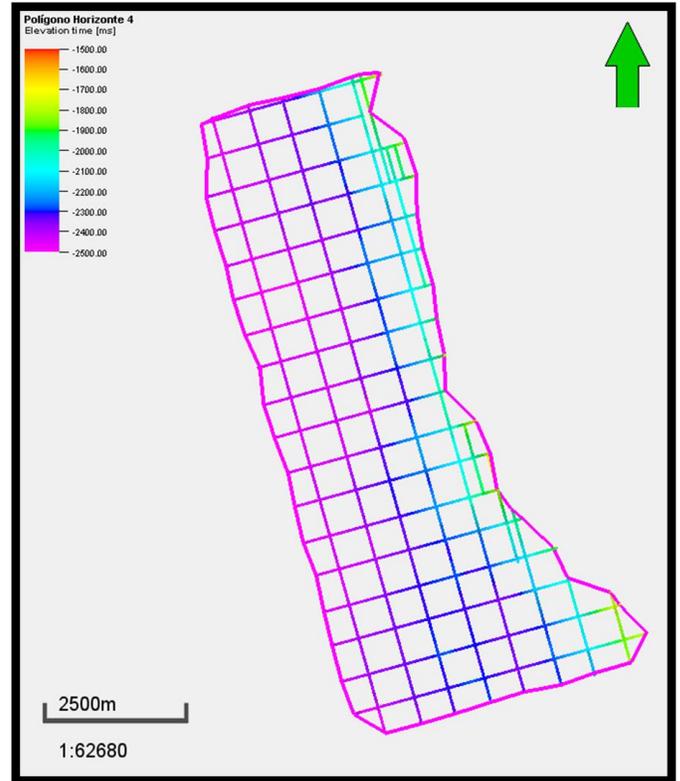


Figura 19 Malla y Polígono del Horizonte 4 (H_4).

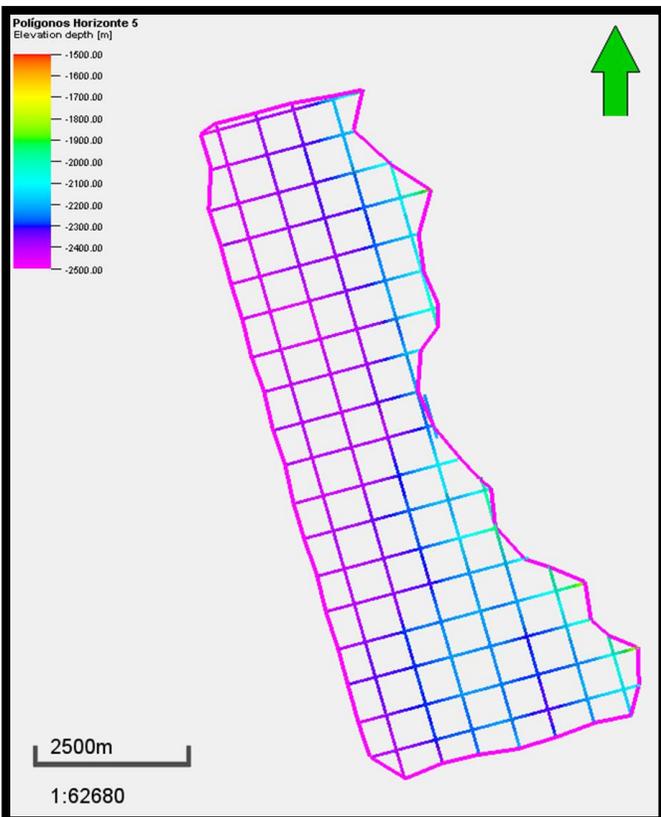


Figura 20 Malla y Polígono del Horizonte 5 (H_5).

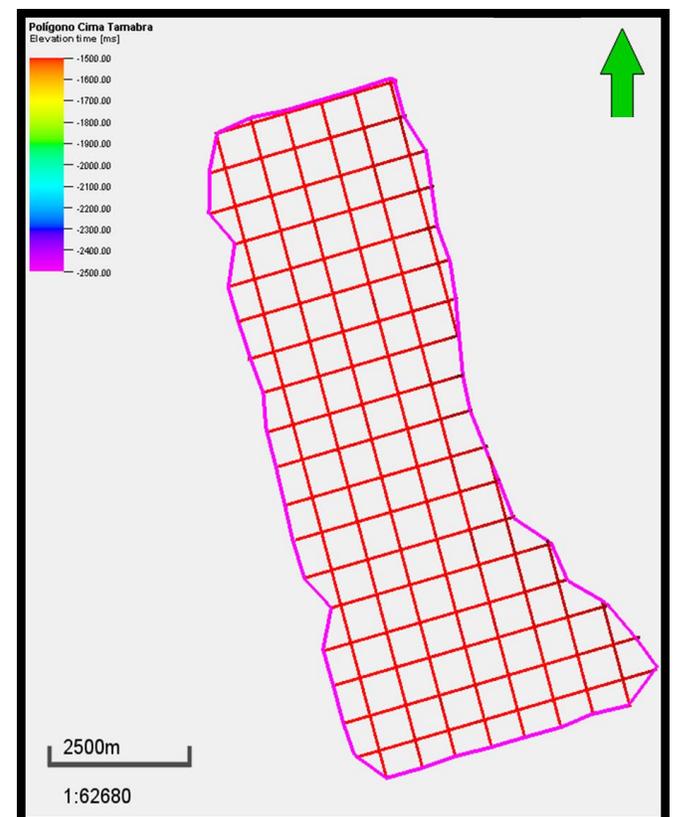


Figura 21 Malla y Polígono Cima Tamabra (C.Tam).

Capítulo 4

Resultados

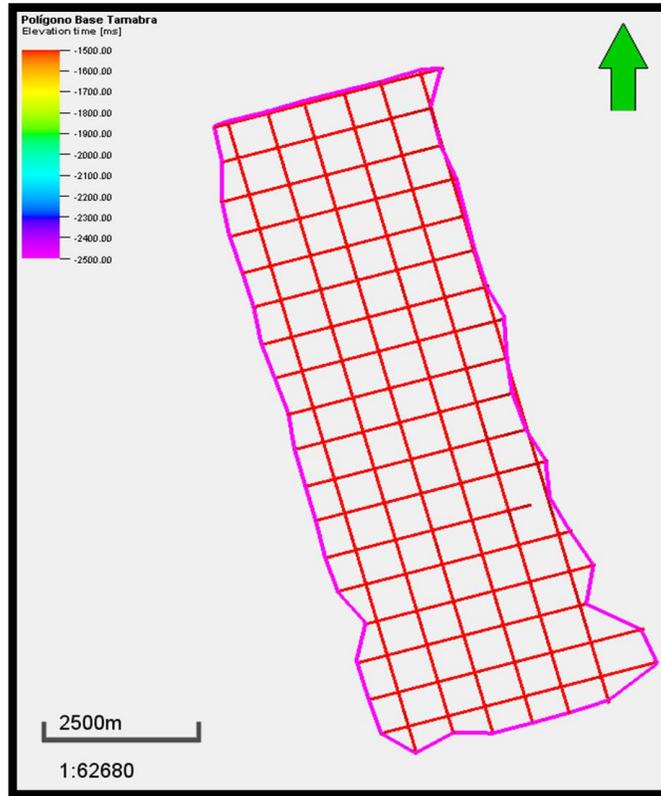


Figura 22 Malla y Polígono Base Tamabra (B.Tam).



Figura 24 Malla y Polígono Pimienta (Pim).



Figura 23 Malla y Polígono del Horizonte 6 (H_6).

Después se realizó su superficie con el propósito de poder extraer la sísmica. Para el realce de estructuras y todo tipo de formas geológicas de depósito se obtuvieron diferentes atributos sísmicos. De esta forma, se lograron tener vistas interesantes, por ejemplo, los depósitos que se tienen y dónde se localiza la roca almacén, así como su distribución en la Formación Tamabra.

4.2 Análisis Sismoestratigráfico y Secuencial

En estratigrafía sísmica, el intérprete tiene como documento el registro sísmico, es decir, puede observar una unidad sedimentaria en su conjunto geográfico con sus extensiones laterales y longitudinales.

Una secuencia sísmica, como ya se mencionó en el capítulo anterior, es una secuencia de depósito observable en los datos sísmicos, compuesta por una sucesión relativamente continua de estratos genéticamente relacionados, limitada en su base y cima por superficies discontinuas marcadas por terminación de reflectores.

A continuación, se mostrarán los diferentes parámetros sísmicos que se tomaron en cuenta para la descripción de secuencias durante el análisis sismoestratigráfico.

4.2.1 Límites de Secuencias

Los límites de secuencias separan diferentes unidades cronoestratigráficas; en la sección sísmica se identifican por la continuidad y terminación de los reflectores sísmicos sobre superficies depositacionales. Estos límites pueden ser discordantes o concordantes, y para cada secuencia se tendrán un límite inferior y uno superior. Los patrones de terminación de los límites discordantes son: onlap, downlap, truncamiento, toplap y truncamiento aparente, mientras que los patrones de terminación de los límites concordantes son casi paralelos sin mostrar inclinaciones aparentes.

En la Figura 25 se observan algunos patrones de reflexión en los que la mayoría son onlaps y con truncamiento aparente, son muy comunes en zonas de arrecifes. En la imagen se puede apreciar como las terminaciones limitan la zona del arrecife y la zona del talud, principalmente, aunque también se tienen algunos toplap como en la cima de

Capítulo 4

Resultados

la secuencia 1, la secuencia 3, la secuencia 4, la secuencia 5 y downlap en la base de la secuencia 6.

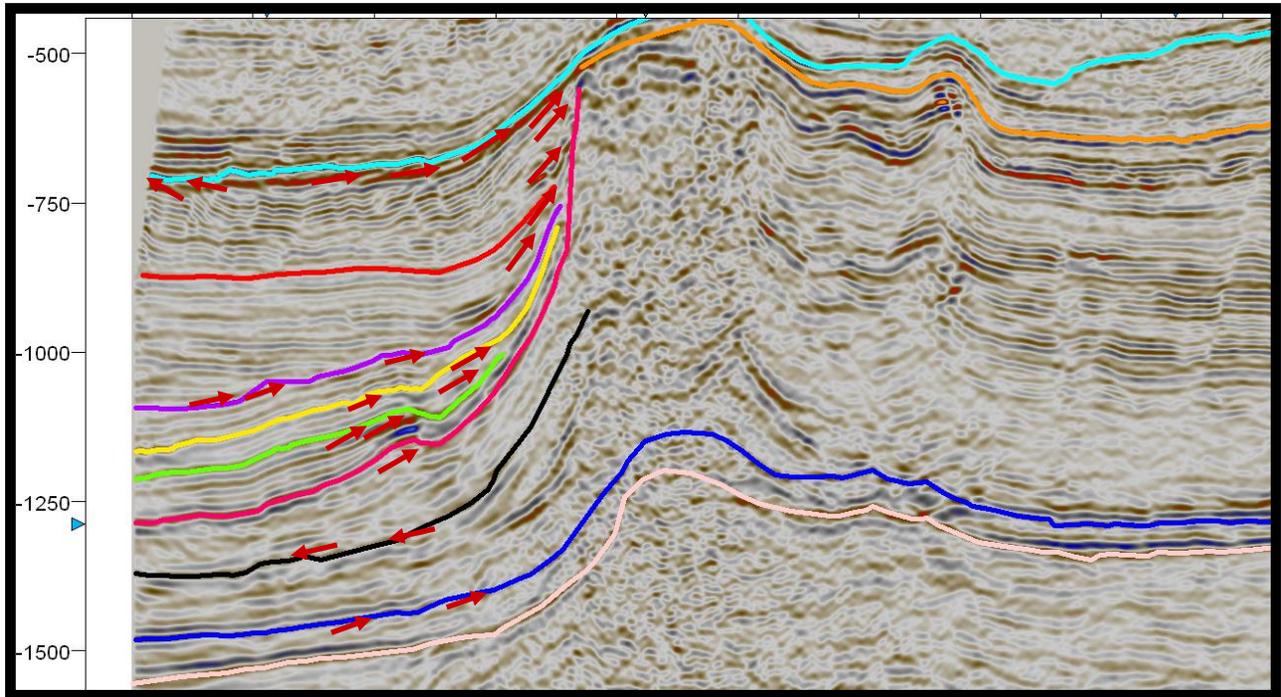


Figura 25 Patrones de reflexión en la zona de estudio que ayudan a delimitar las bases y cimas de las secuencias estratigráficas.

4.2.2 Secuencias Sísmicas

Teniendo en cuenta los límites de secuencias entonces se pueden definir los paquetes de secuencias sísmicas. Se identificaron 8 secuencias sísmicas depositadas desde el Jurásico al Cretácico Superior y descritas de la más antigua a la más joven. La S1 de edad Jurásica (Tithoniano), la secuencia S2 corresponde a una secuencia del Jurásico Superior (Tithoniano) al Cretácico Inferior (Aptiano), de la secuencia S3 a la S5 corresponden a edades del Cretácico Inferior al Cretácico Superior, y de las secuencias S6 a la S8 corresponden a edades del Paleógeno (Figura 26).

Capítulo 4

Resultados

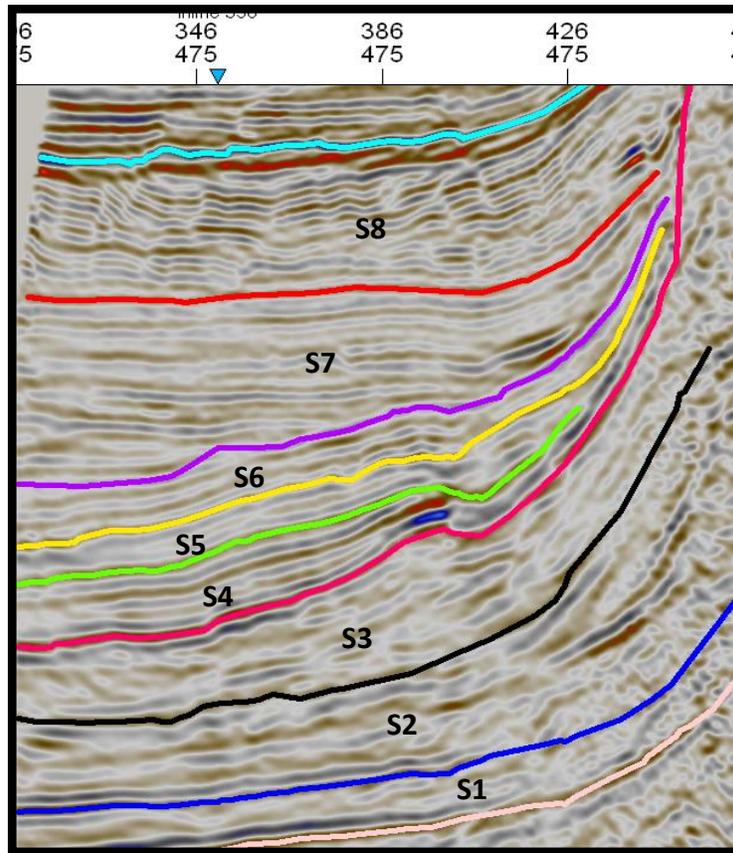


Figura 26 Secuencias sísmicas obtenidas por los patrones de reflexión.

4.2.3 Espesores

Debido a que no se cuenta con una sección sísmica en profundidad, los espesores de las secuencias van a ser referencia al tiempo de reflejo (mseg) que corresponde a la diferencia en tiempo entre la cima y la base de la secuencia.

El primer mapa de espesores que se obtuvo es entre el Horizonte 1 y el Horizonte 2 (Figura 27), donde se puede observar que los valores más grandes se localizan en el centro del mapa, hacia la parte sur se observan valores más bajos, lo que indica que la secuencia tiende a ser más delgada hacia esa zona. Sin embargo, hay un predominio de valores de medios a altos a lo largo del mapa, lo que nos indica un espesor constante.

El mapa de la figura 28 que corresponde a la zona entre los horizontes 2 y 3, en el que se observan los valores más pequeños hacia el sureste, que es donde se tiene el

Capítulo 4

Resultados

talud y donde el horizonte 3 se acuña con el horizonte 2; hacia la parte de la cuenca se tienen los valores más altos.

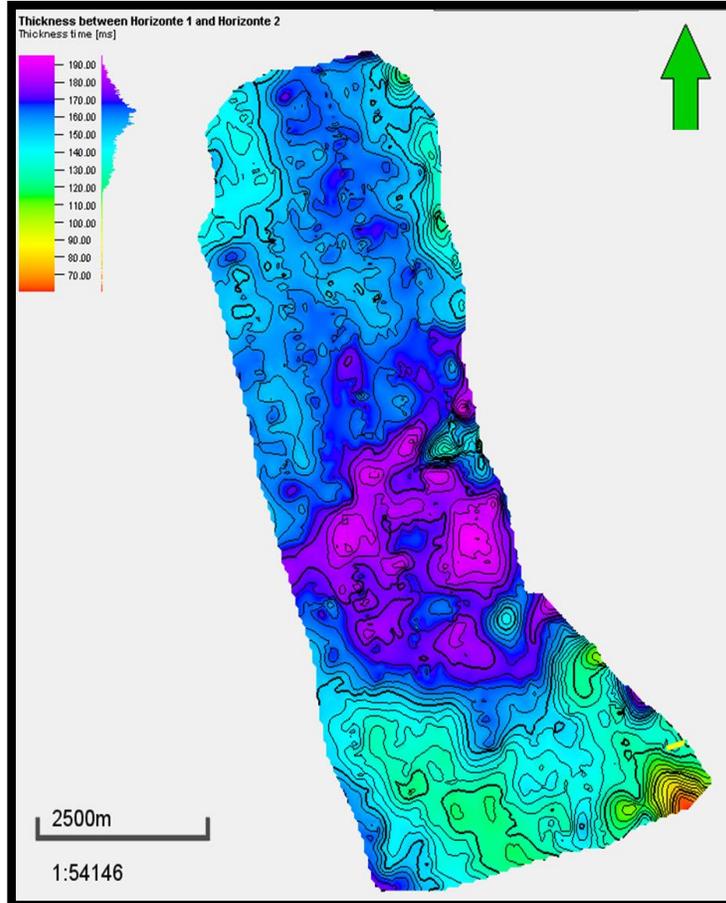


Figura 27 Mapa de espesores entre el Horizonte 1 y el Horizonte 2.

En el mapa de espesores entre el Horizonte 3 al Horizonte 4 (Figura 29) se puede ver una mezcla de colores donde predominan los azules y verdes, lo que indica valores medianos. Este mapa muestra mayor homogeneidad debido a que son límites paralelos y mantienen un espesor constante, aunque se observan algunos montículos con espesores altos. El mapa de espesores entre el Horizonte 4 al Horizonte 5 (Figura 30) se pueden ver que los colores que predominan son los amarillos y verdes, es decir, colores que indican un espesor bajo debido a que están muy juntos los dos horizontes; también en base a estos colores, se puede decir que el espesor es homogéneo. En esta secuencia es donde se tendrían los espesores más bajos de todos los mapas interpretados.

Capítulo 4

Resultados

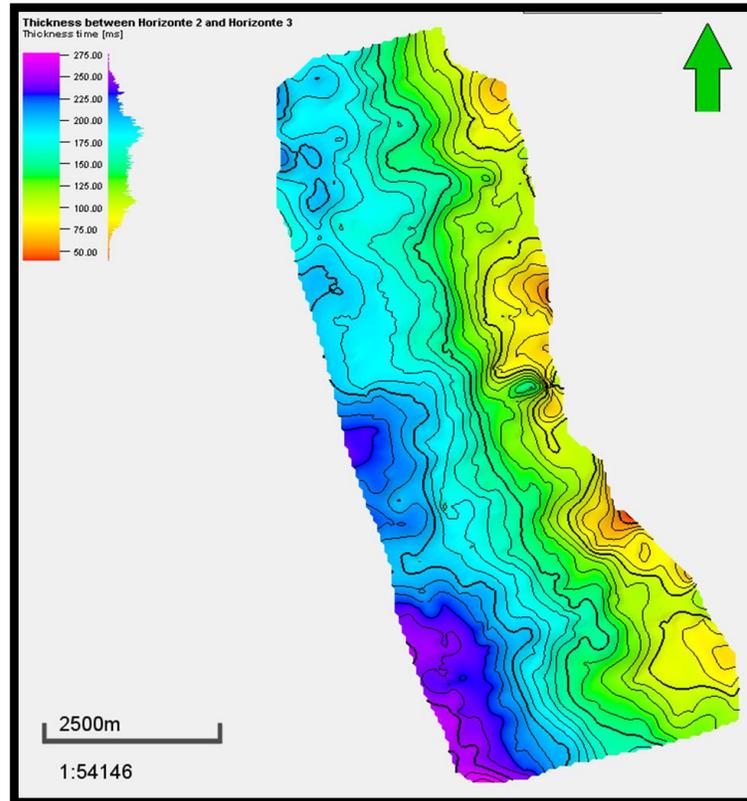


Figura 28 Mapa de espesores entre el Horizonte 2 y el Horizonte 3.

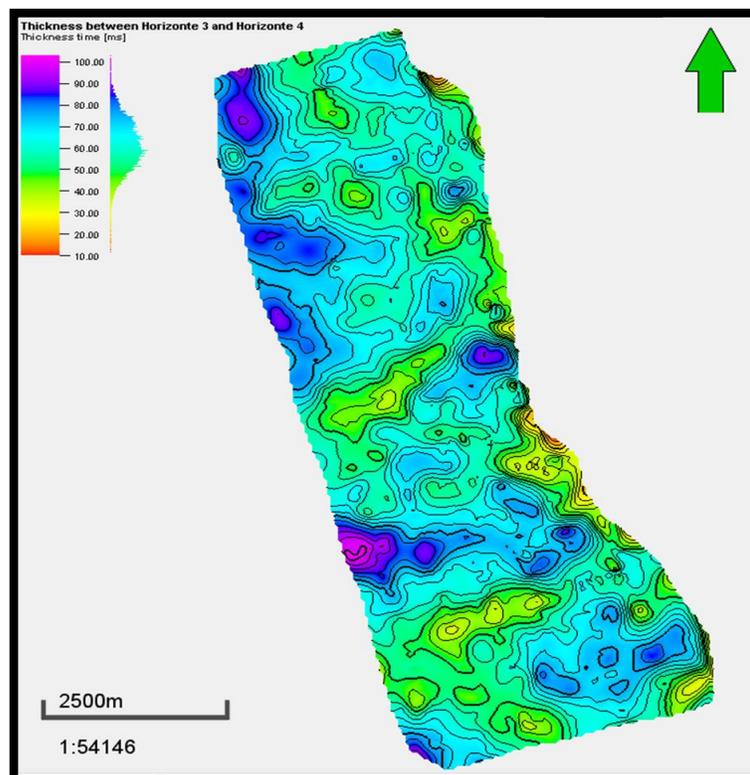


Figura 29 Mapa de espesores entre el Horizonte 3 y el Horizonte 4.

Capítulo 4

Resultados

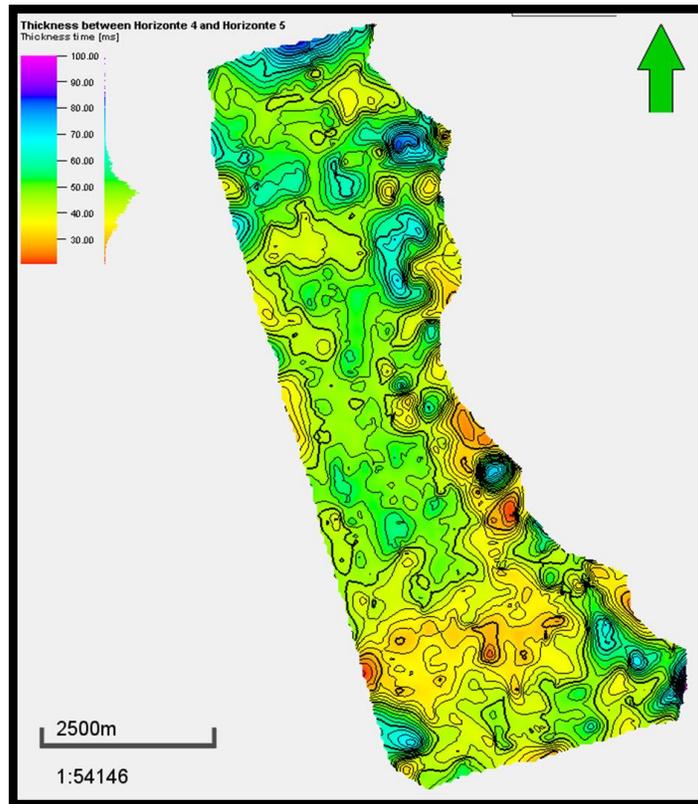


Figura 30 Mapa de espesores entre el Horizonte 4 y el Horizonte 5.

El mapa de espesores entre el Horizonte 5 al Horizonte Cima Tamabra (Figura 31) muestra una mezcla de colores, donde se observan los amarillos hacia el este del mapa, lo que nos indica valores con espesores bajos. Hacia la parte oeste del mapa se observan los mayores valores de espesores. Este mapa no muestra homogeneidad, debido a que en la sísmica estos horizontes no guardan un espesor constante por el acuífero. En la Figura 32 se presenta el mapa de espesores entre la Cima y la Base Tamabra, este mapa presenta valores bajos en general, es decir, de norte a sur con algunos valores medios hacia la parte del talud. La homogeneidad de color nos indica que esta secuencia estratigráfica mantiene su espesor.

Capítulo 4

Resultados

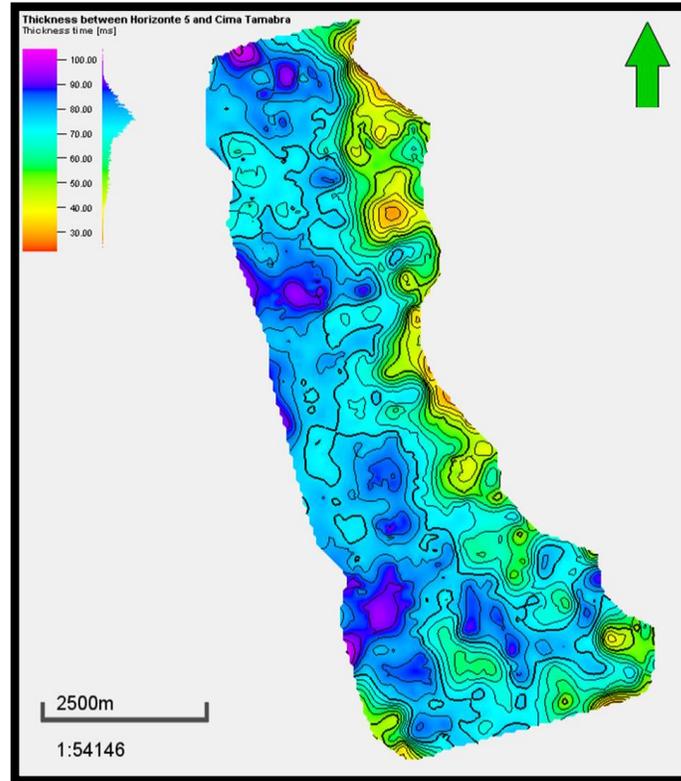


Figura 31 Mapa de espesores entre el Horizonte 5 y Cima Tamabra.

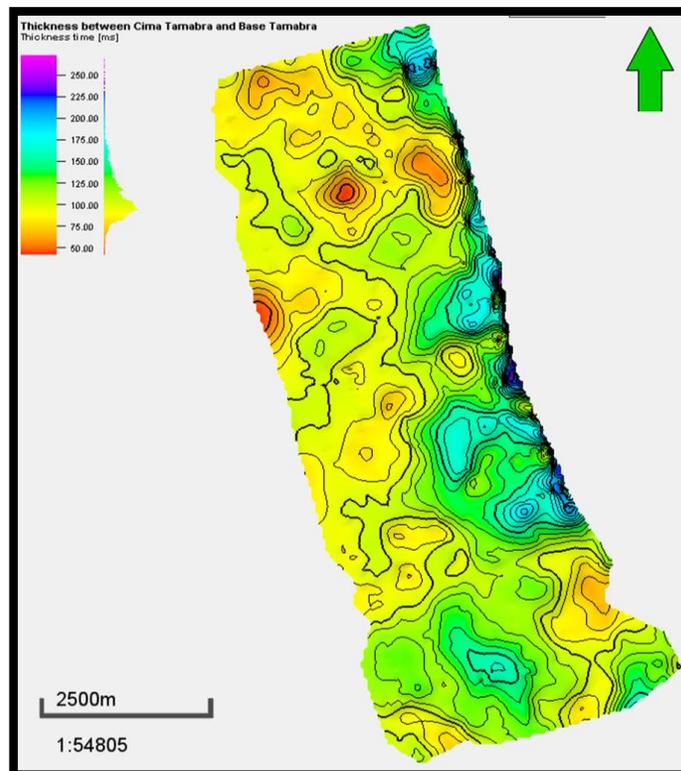


Figura 32 Mapa de espesores entre el Horizonte Cima Tamabra y Base Tamabra.

Capítulo 4

Resultados

El mapa de la Figura 33 corresponde al último mapa de espesores entre la Formación Pimienta y el Horizonte 6, aquí se observa que los valores que predominan hacia el sureste del mapa son valores bajos, es decir, se tienen menores espesores; por el contrario, los valores medios a altos se localizan hacia la parte norte del mapa, lo que indica que el espesor es mayor.

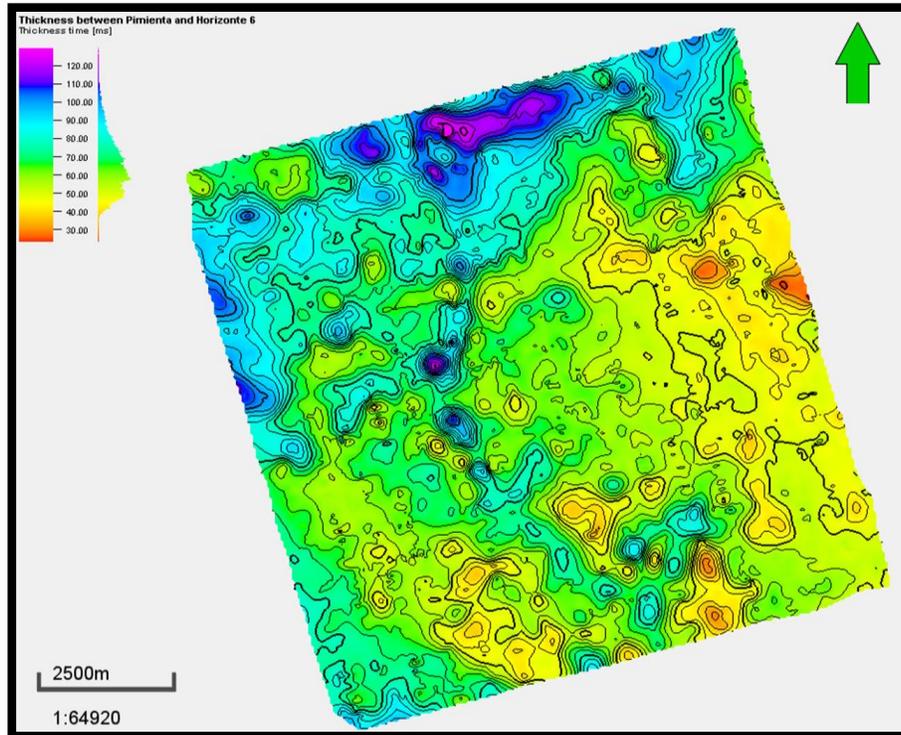


Figura 33 Mapa de espesores entre el Horizonte 6 y Pimienta.

4.2.4 Facies Sísmicas

A continuación, se muestra una tabla en la que se aprecian las características de cada una de las facies interpretadas (Figura 34). Las facies sísmicas de talud son generalmente paralelas y continuas.

Capítulo 4
Resultados

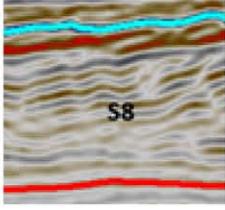
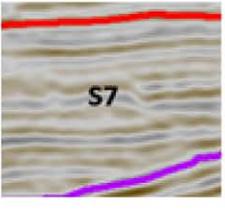
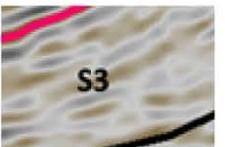
	Geometría	Amplitud	Frecuencia	Continuidad	Facies
S8	Sigmoide / Ondulante	Alta a media	Baja	Discontinuo	
S7	Divergente	Alta	Baja	Semi-continuo	
S6	Paralela	Alta	Baja	Continuo	
S5	No tiene	Baja	Baja	Continuo	
S4	Sub-Paralela	Alta	Baja	Semi-continuo	
S3	Sub-Paralela	Alta	Baja	Semi-continuo	
S2	Sub-Paralela	Baja	Baja	Semi-continuo	
S1	Paralela	Baja	Baja	Semi-continuo	

Figura 34 Tabla donde se muestran las características de cada una de las facies sísmicas que se interpretaron.

4.3 Descripción de unidades sismoestratigráficas

- **Secuencia 1** (Jurásico-Tithoniano). Su límite superior se caracteriza por ser concordante y paralelo a la estratificación de la secuencia superior. La secuencia guarda un espesor casi constante de 50 a 70 msec de oriente a occidente. Esta secuencia corresponde a la Formación Pimienta, la que es característica por ser roca generadora.

El análisis de facies sísmicas indica que los patrones de reflexión son semi-continuos con patrones de configuración interna paralelos, con bajas amplitudes y bajas frecuencias (Figura 35).

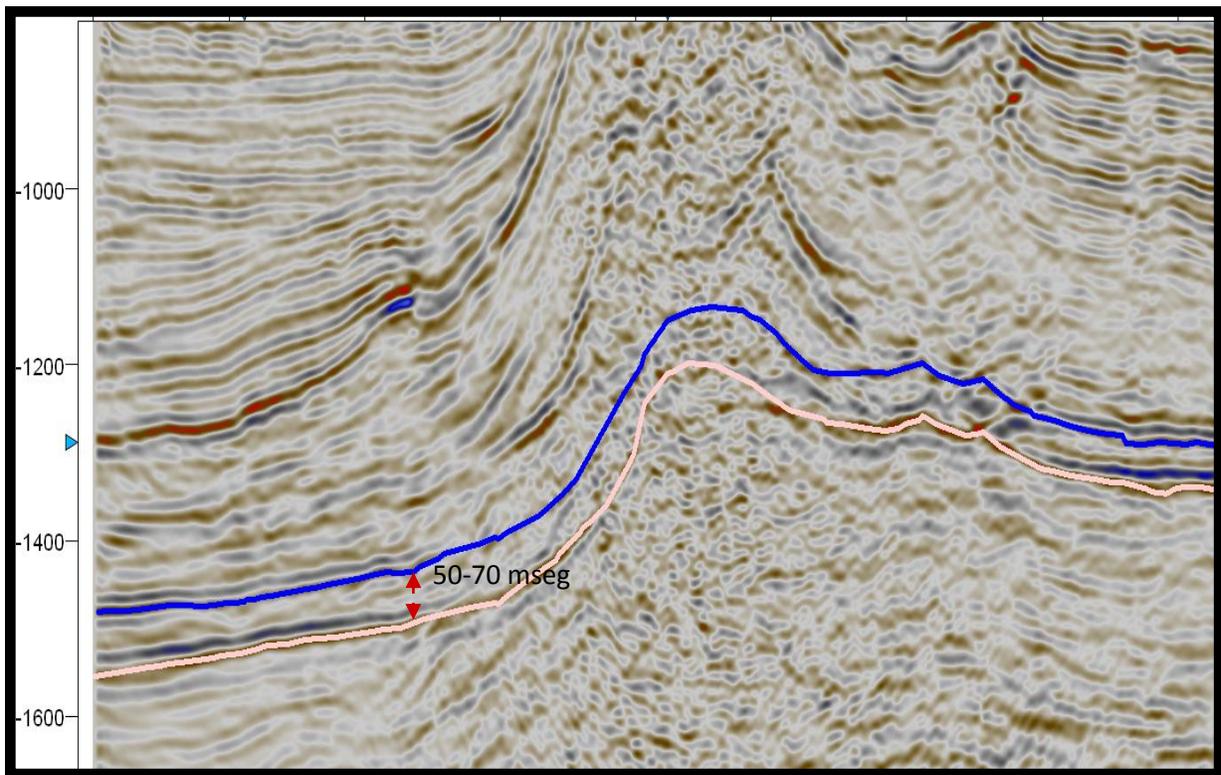


Figura 35 Sección Cross-line donde se muestra la secuencia 1 con valores aproximados de espesores.

Capítulo 4

Resultados

- **Secuencia 2** (Jurásico Superior-Tithoniano al Cretácico Inferior-Aptiano). Su límite inferior se caracteriza por ser generalmente concordante y paralelo a la estratificación de la secuencia inferior. Del mismo modo, el límite superior es concordante y paralelo a la estratificación de la secuencia superior. La secuencia guarda un espesor en la parte occidental de 70 a 100 mseg, pero en la zona oriental se hace más grande, aproximadamente de 200 a 250 mseg.

El análisis de facies sísmicas indica que los patrones de reflexión son semi-continuos con patrones de configuración interna sub-paralelos, con bajas amplitudes y bajas frecuencias (Figura 36).

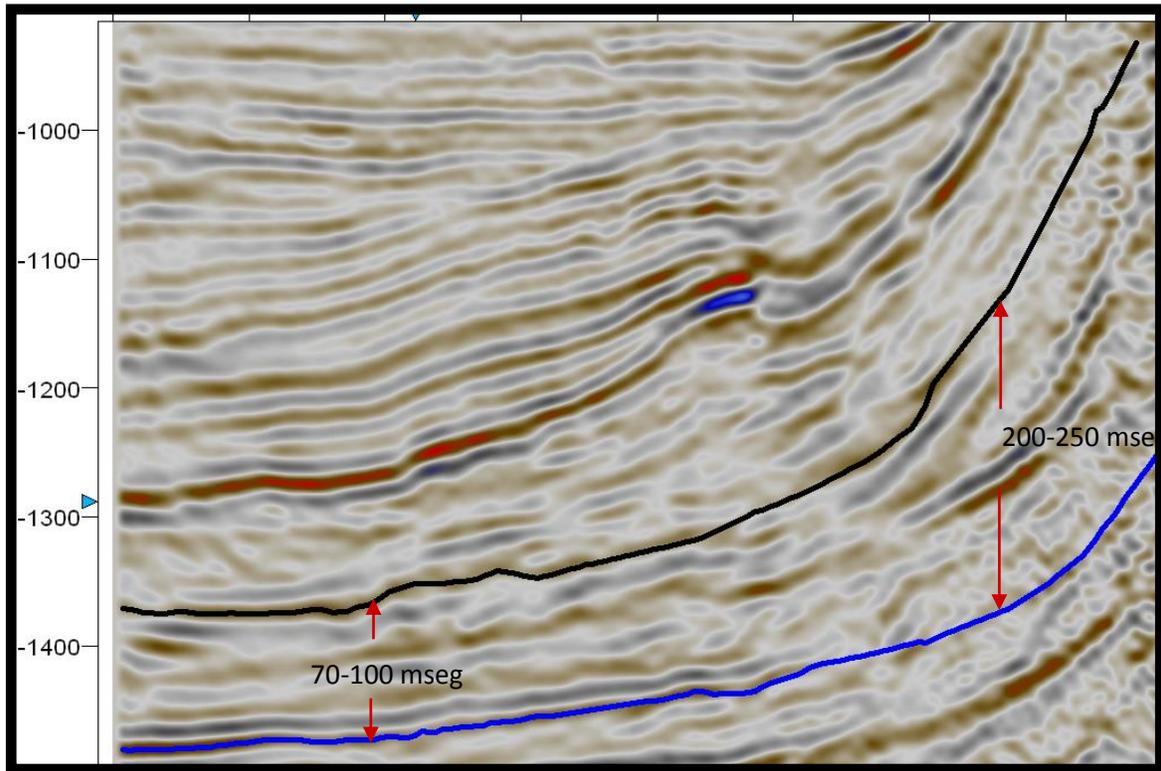


Figura 36 Sección Cross-line donde se muestra la secuencia 2 con valores aproximados de espesores.

- **Secuencia 3** (Cretácico Inferior Aptiano al Cretácico Superior). Su límite inferior se caracteriza por ser discordante y paralelo a la estratificación de la secuencia inferior. Del mismo modo, el límite superior es concordante y paralelo a la estratificación de la secuencia superior. La secuencia guarda un espesor casi constante de 70 a 100 msec tanto en la zona oriental como en la occidental. La secuencia se acuña hacia la parte del talud, es decir, hacia la parte oriental. Esta secuencia es de mucho interés, ya que es la que corresponde con la Formación Tamabra.

El análisis de facies sísmicas indica que los patrones de reflexión son semi-continuos con patrones de configuración interna sub-paralelos, con altas amplitudes y bajas frecuencias (Figura 37).

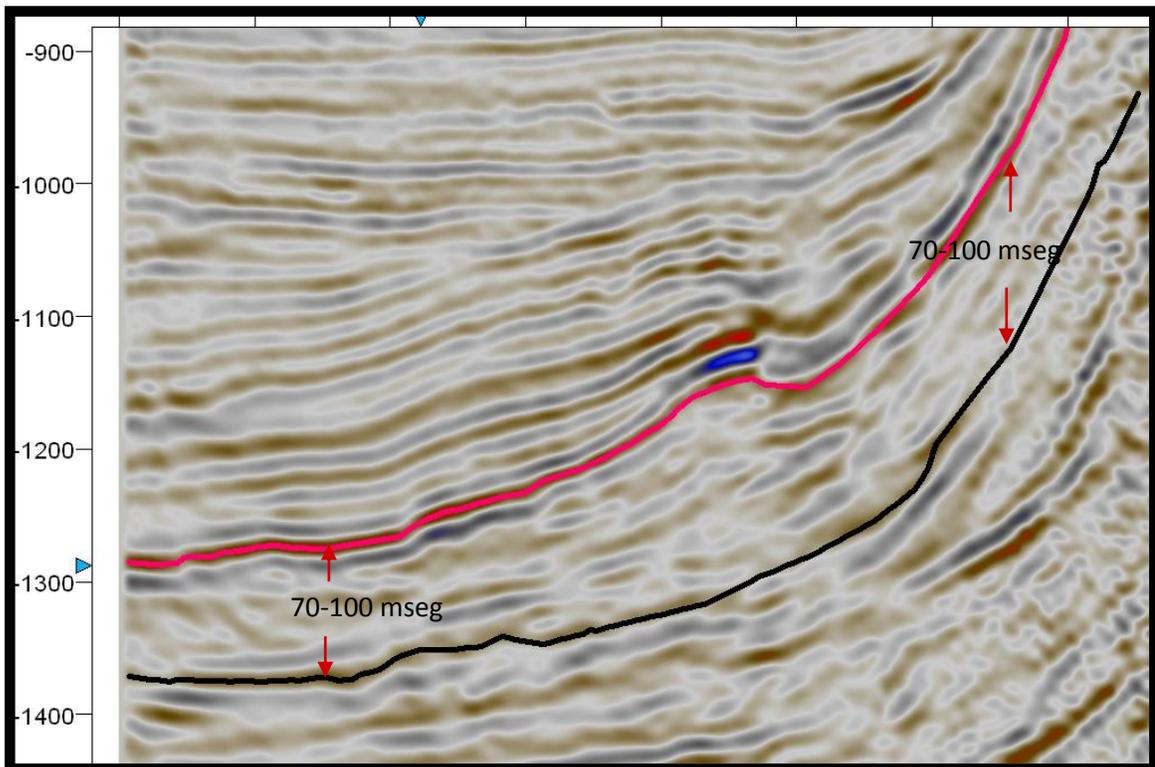


Figura 37 Sección Cross-line donde se muestra la secuencia 3 con valores aproximados de espesores.

Capítulo 4

Resultados

- **Secuencia 4** (Cretácico Superior). Su límite inferior se caracteriza por ser generalmente concordante y paralelo a la estratificación de la secuencia inferior. Del mismo modo, el límite superior es concordante y paralelo a la estratificación de la secuencia superior. La secuencia guarda un espesor casi constante de 100 msec, pero en la zona oriental se reduce a aproximadamente 30 msec debido al acuñaamiento que presenta la zona hacia el talud.

El análisis de facies sísmicas indica que los patrones de reflexión son semi-continuos con patrones de configuración interna sub-paralelos, con altas amplitudes y bajas frecuencias (Figura 38).

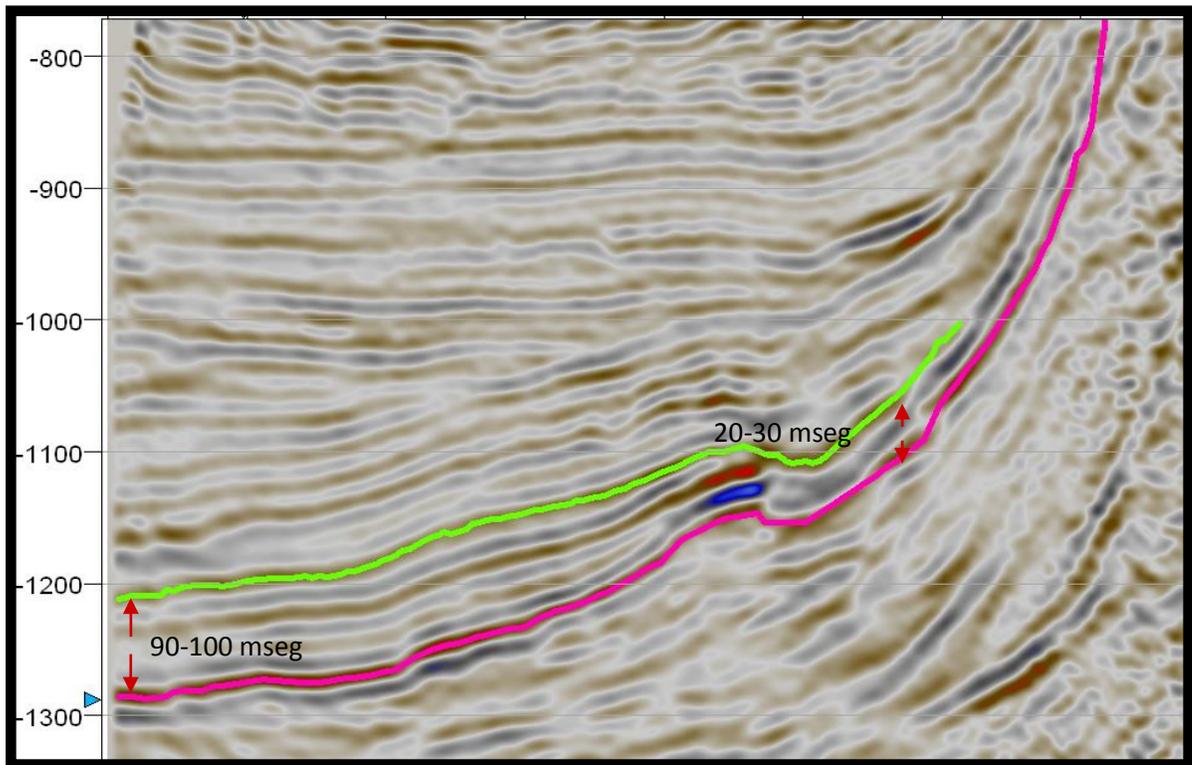


Figura 38 Sección Cross-line donde se muestra la secuencia 4 con valores aproximados de espesores.

- **Secuencia 5** (Cretácico Superior). Al igual que en las secuencias anteriores, tiene variaciones laterales en sus límites, facies, espesores y configuración interna. Por lo general, el límite de secuencias inferior es concordante con el límite de secuencia 5 y paralelo a la estratificación. El límite de secuencia superior es concordante con la base de la secuencia 3. Su espesor es muy reducido con un promedio de 50 msec.

El análisis de facies indicó que son reflectores sordos, es decir, no se puede visualizar su geometría interna, entre sus dos límites hay continuidad con frecuencias y amplitudes bajas (Figura 39).

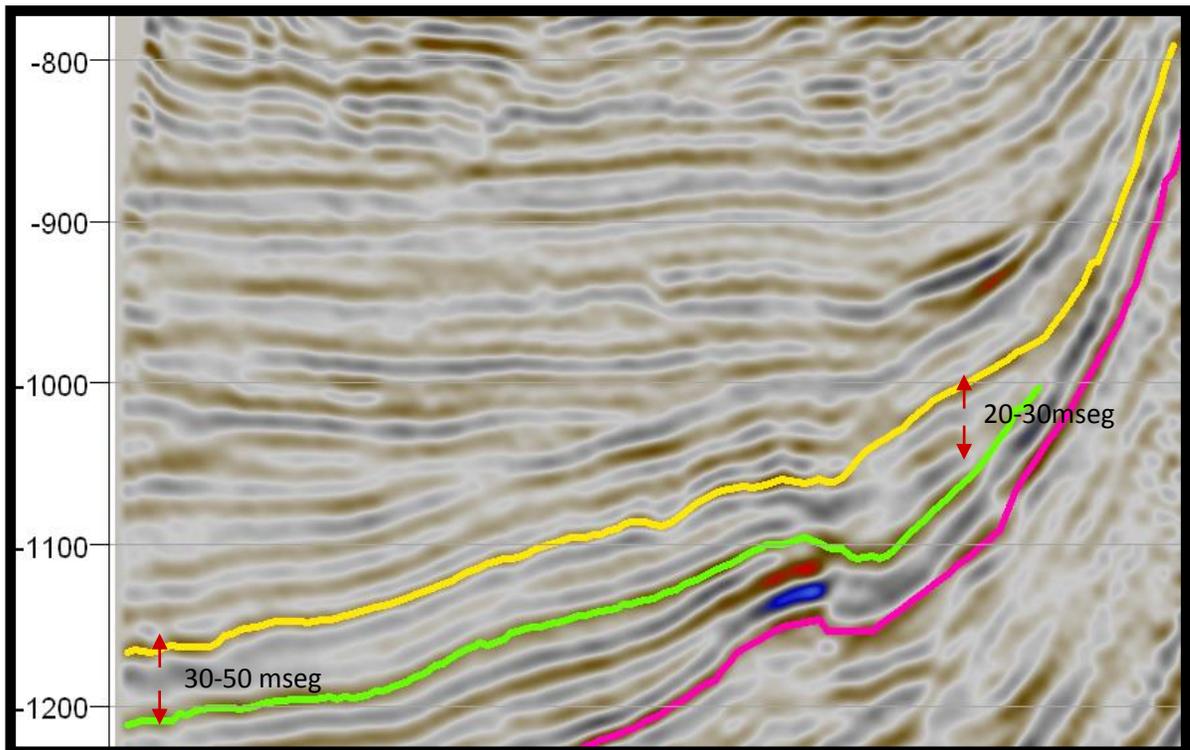


Figura 39 Sección Cross-line donde se muestra la secuencia 5 con valores aproximados de espesores.

Capítulo 4

Resultados

- **Secuencia 6** (Paleógeno). En la zona occidental el límite inferior es concordante y paralelo a la estratificación de la secuencia 4, del mismo modo, su límite superior es concordante con la secuencia 2. En la zona oriental el límite inferior es relativamente concordante y paralelo a la secuencia 4, acuñados por el horizonte Base Tamabra se pueden observar terminaciones de onlaps. Su espesor es aproximadamente, para la parte occidental, de 30-40 msec y, para la parte oriental, de 10-20 msec. Esta secuencia en espesor es muy delgada.

El análisis de facies sísmicas indica que los patrones de reflexión son continuos, paralelos, con altas amplitudes y bajas frecuencia (Figura 40).

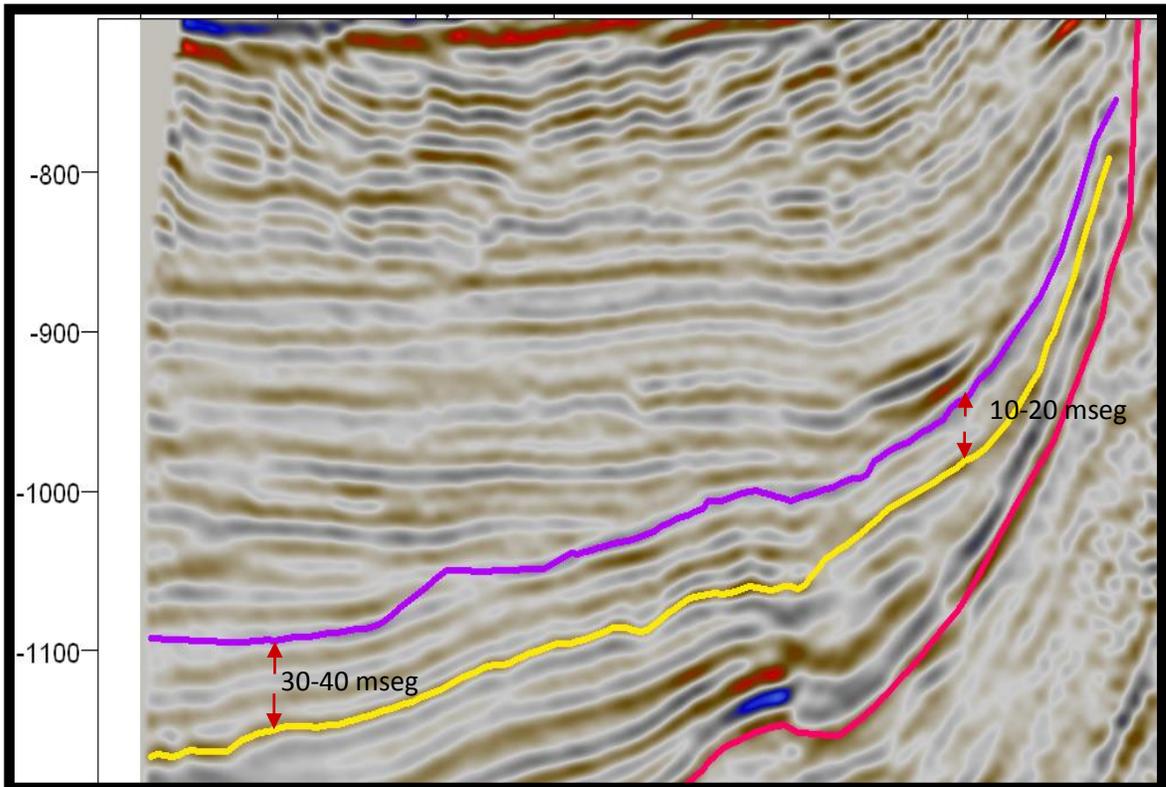


Figura 40 Sección Cross-line donde se muestra la secuencia 6 con valores aproximados de espesores.

- **Secuencia 7** (Paleógeno). En la zona occidental el límite inferior es concordante y paralelo a la estratificación de la secuencia 3, del mismo modo, su límite superior es concordante con la secuencia 1. En la zona oriental el límite inferior es relativamente concordante y paralelo a la secuencia 3, se pueden observar terminaciones de onlaps. Su espesor es aproximadamente, para la parte occidental, de 200-250 mseg y, para la parte oriental, de 70-100 mseg.

El análisis de facies sísmicas indica que los patrones de reflexión son semi-continuos, ligeramente divergentes y paralelos, lo que indica, en general, una velocidad uniforme de depósito con altas amplitudes y bajas frecuencias (Figura 41).

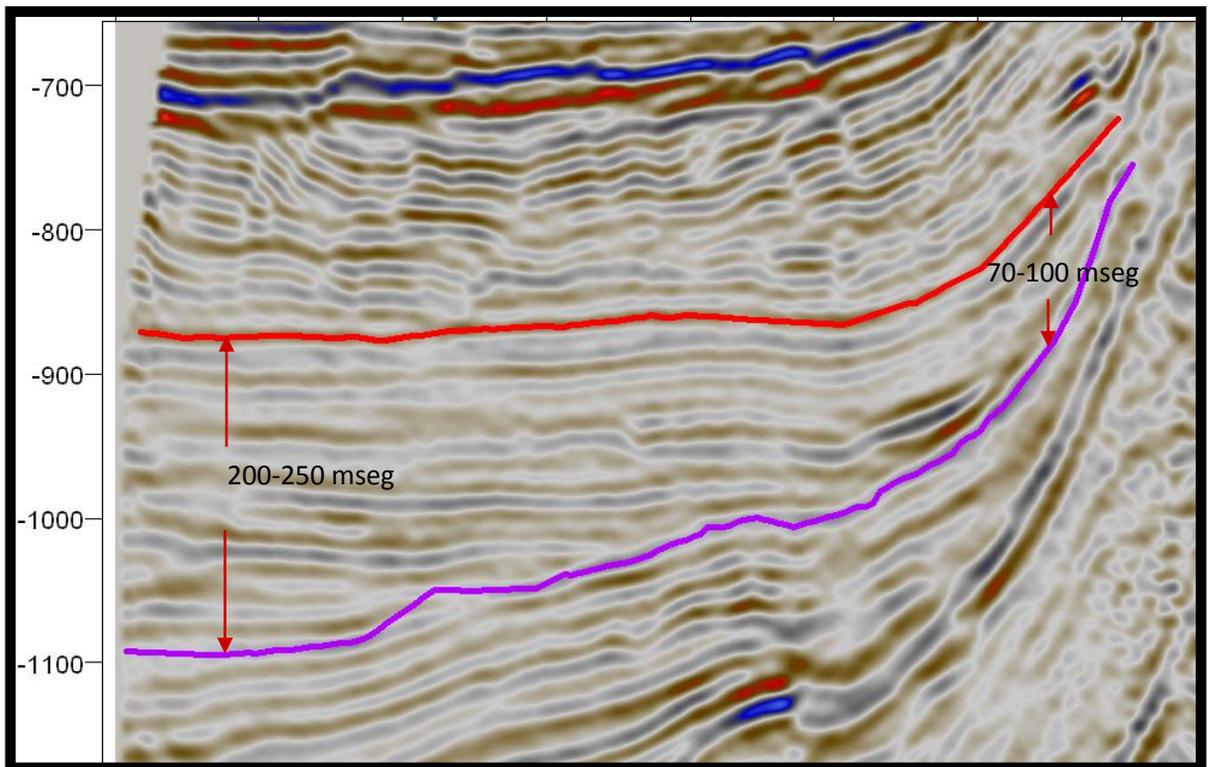


Figura 41 Sección Cross-line donde se muestra la secuencia 7 con valores aproximados de espesores.

Capítulo 4

Resultados

- **Secuencia 8** (Paleógeno). En la región oriental su límite inferior está en contacto con la cima de la secuencia 2 de manera acuñada, es decir, se adelgaza hacia la parte del talud. Su límite superior corresponde al límite entre el Cretácico y el Paleógeno. Por otro lado, en la zona occidental, el límite inferior está en contacto con la Cima El Abra de manera concordante y paralela. Su espesor es variable siendo menor hacia la zona oriental debido al acuñamiento (150-170 mseg) y mayor en la zona occidental (150-200 mseg).

Las facies sísmicas de esta secuencia corresponden a reflectores generalmente discontinuos, con patrones de configuración sigmoides y ondulantes, con bajas frecuencias y amplitudes de medias a altas. En cuanto a su forma externa, la secuencia 1 tiene forma de cuña (Figura 42).

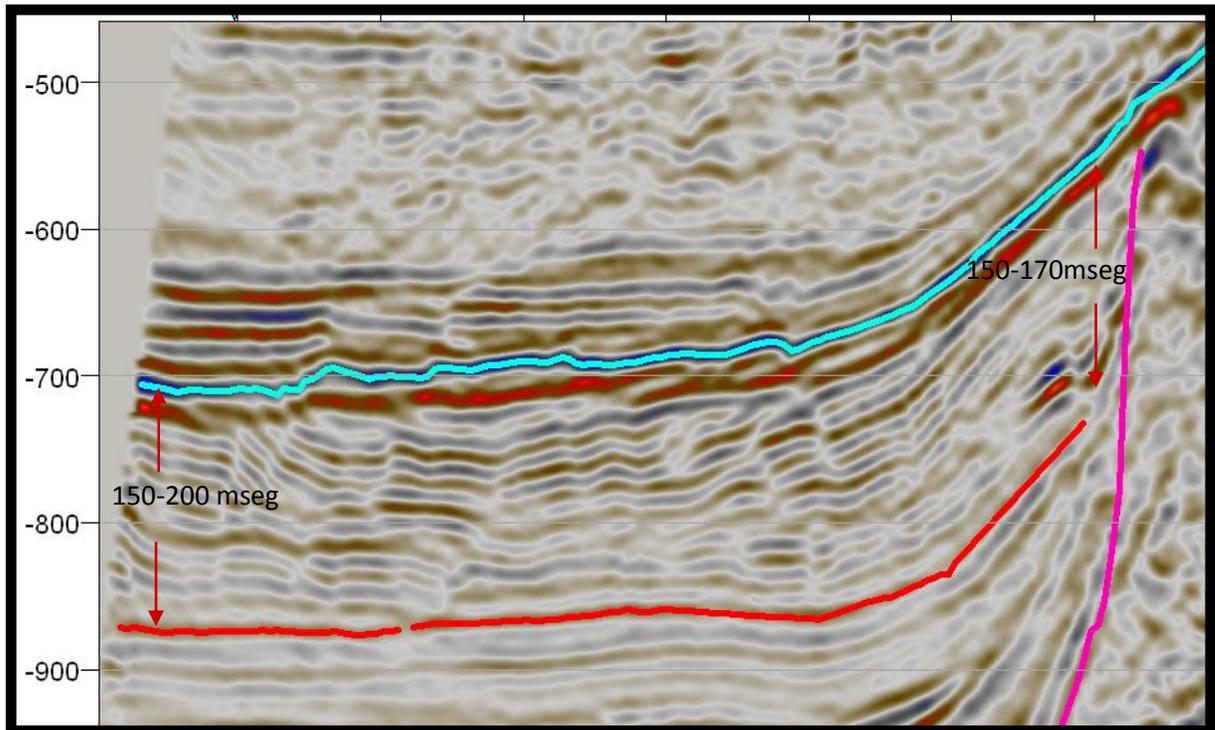


Figura 42 Sección Cross-line donde se muestra la secuencia 8 con valores aproximados de espesores.

4.4 Atributos Sísmicos

Para poder aplicar los atributos envelope y varianza a las superficies fue necesario en primer lugar aplicar estos mismos atributos al cubo original.

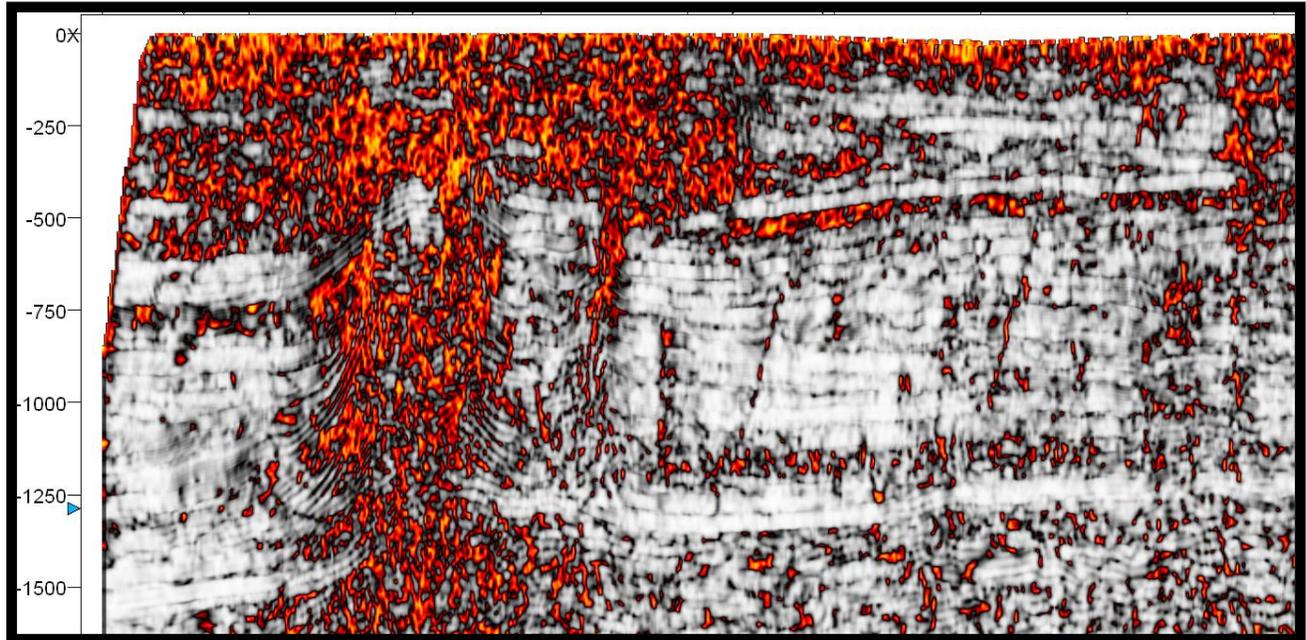


Figura 43 Sección sísmica que muestra el atributo varianza aplicado al cubo sísmico, lo que permitió ver los cambios de pendientes.

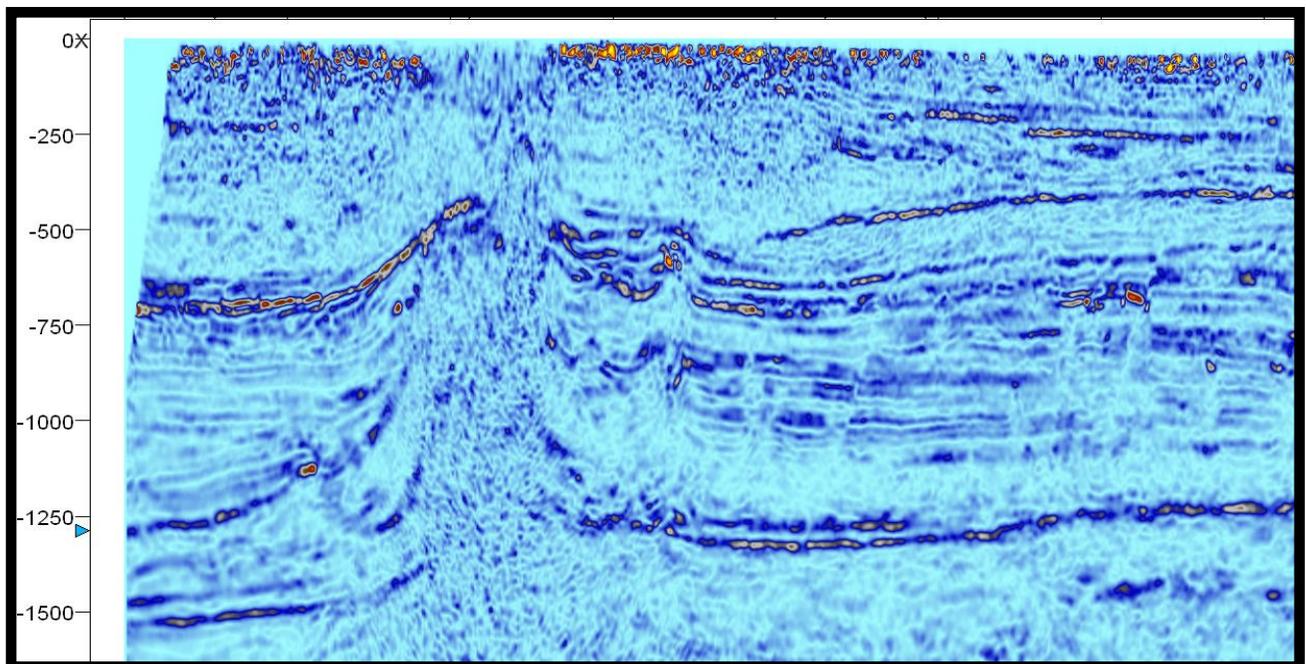


Figura 44 Sección sísmica que muestra el atributo envelope aplicado al cubo sísmico, lo que permitió ver los cambios de litología.

Teniendo los cubos configurados se procedió a extraer los atributos para cada uno de las superficies generadas. Los atributos seleccionados fueron Varianza y Envelope para cada uno de los cubos y con una ventana centrada; también se empleó la paleta de colores para sobresaltar estructuras que puedan indicar presencia de hidrocarburos. Las anomalías de amplitud se asocian con la distribución de espesores por medio de los mapas de espesores, delimitando las zonas con mayor posibilidad de presencia de la roca almacén. El uso de los atributos sísmicos combinados permite tener como resultado rasgos estratigráficos evidentes con posibilidades de contener hidrocarburos.

A continuación, se describirán todas las superficies de los horizontes interpretados con sus respectivos atributos sísmicos:

- **Horizonte 1:** Las Figuras 45, 46 y 47 muestran una comparación entre los mapas de relieve, varianza y envelope. El mapa de envelope muestra una variedad de colores que se interpreta como cambios en la litología; se puede observar una mezcla de colores amarillos y azules, es decir, una mezcla de valores altos y bajos, lo que se puede interpretar como una combinación de sedimentación siliciclástica. Los colores amarillos estarían asociados a las granulometrías de grano grueso y amplitudes altas, en tanto que los azules se asociarían con granulometrías finas y amplitudes bajas. El mapa de varianza muestra las zonas con mayor pendiente, indicando la zona de talud. En el mapa de relieve se observa que los colores más bajos corresponden a la zona de cuenca hacia el oeste del mapa; mientras que los colores más altos representan la zona de plataforma hacia el este del mapa.

Capítulo 4

Resultados

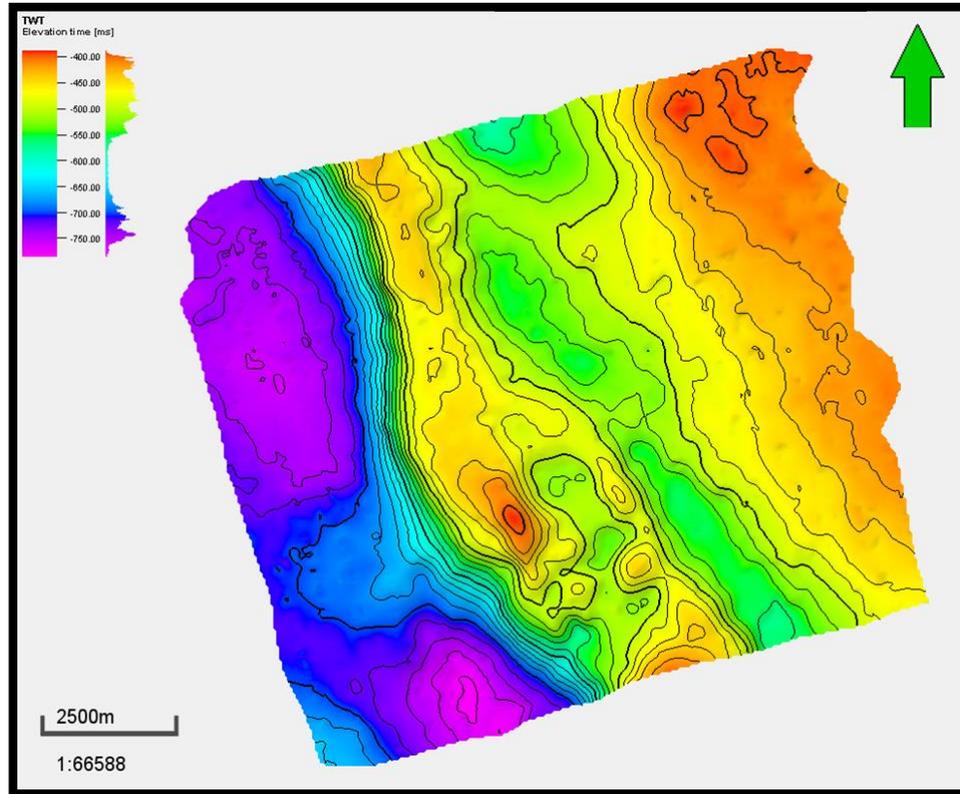


Figura 45 Mapa de relieve de la superficie Horizonte 1.

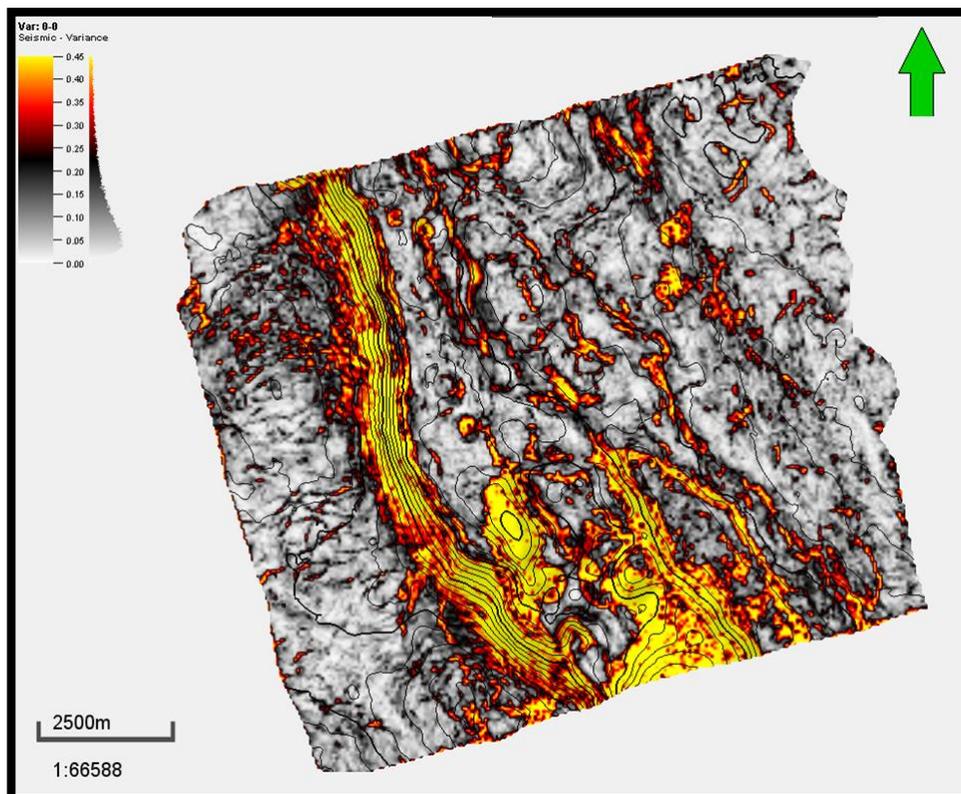


Figura 46 Mapa del atributo varianza de la superficie Horizonte 1.

Capítulo 4

Resultados

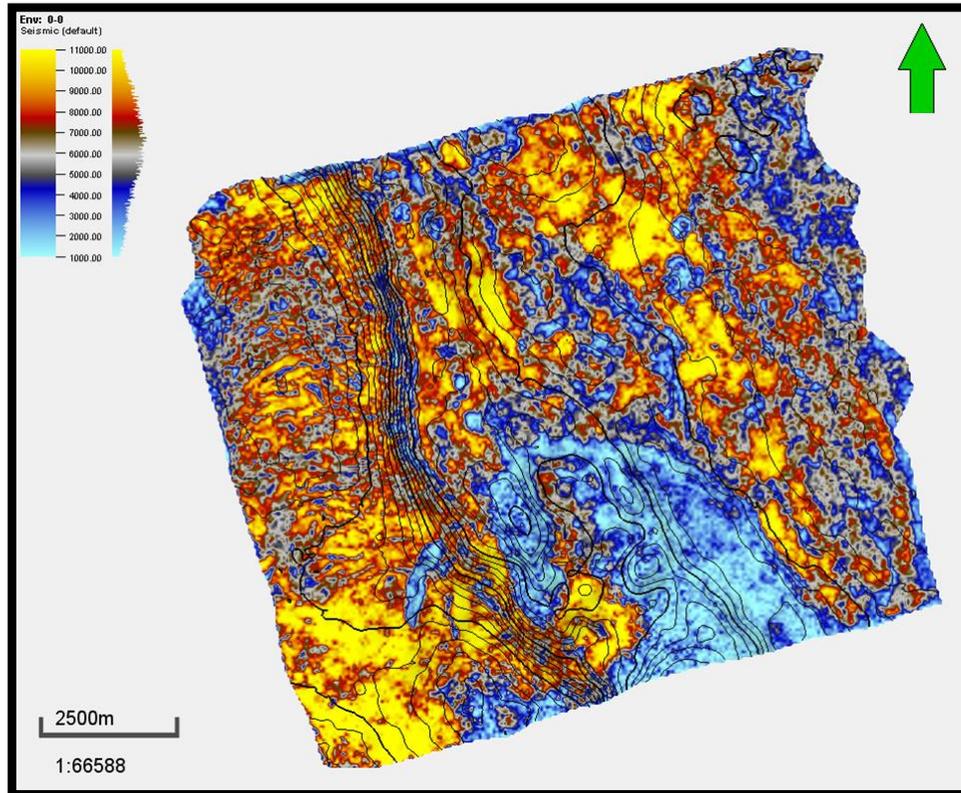


Figura 47 Mapa del atributo envelope de la superficie Horizonte 1.

- **Horizonte 2:** En la Figura 50 el mapa de envelope muestra las variaciones de amplitudes del Paleógeno, al igual que en la figura anterior, las tonalidades en tonos amarillos muestran las amplitudes altas relacionadas a granulometría gruesa y los tonos azules muestran las amplitudes bajas asociadas a granulometría fina. En el mapa de varianza (Figura 49) se observa que donde tenemos los valores altos es en la zona del quiebre, es decir en las zonas del pie de talud. En el mapa de relieve (figura 48) se pueden observar 2 zonas que presentan los valores más bajos, indicando la zona de la cuenca.

Capítulo 4

Resultados

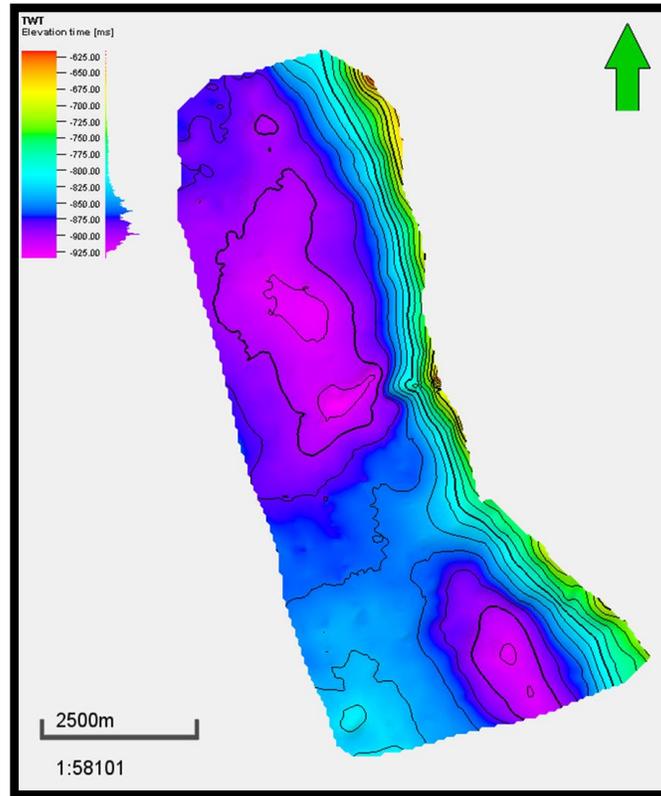


Figura 48 Mapa de relieve de la superficie Horizonte 2.

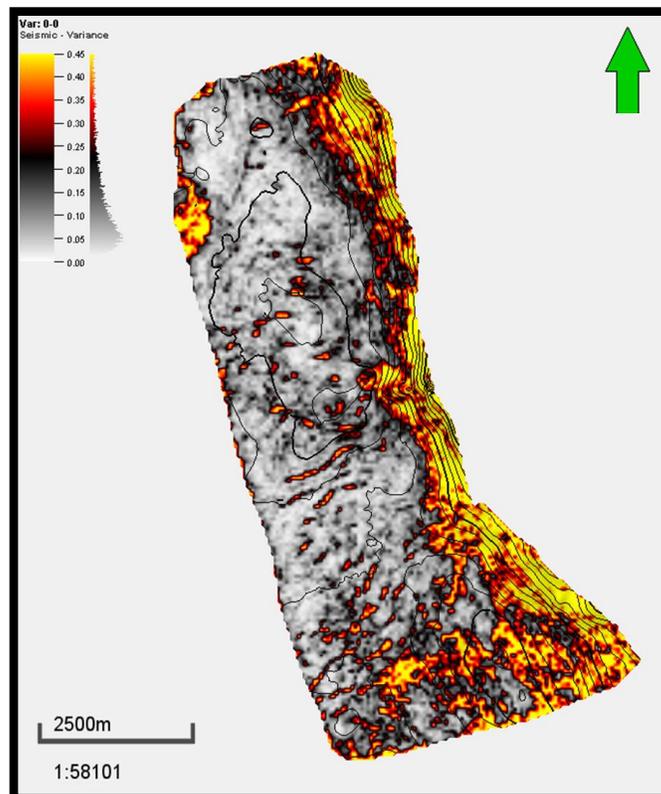


Figura 49 Mapa del atributo varianza de la superficie Horizonte 2.

Capítulo 4

Resultados

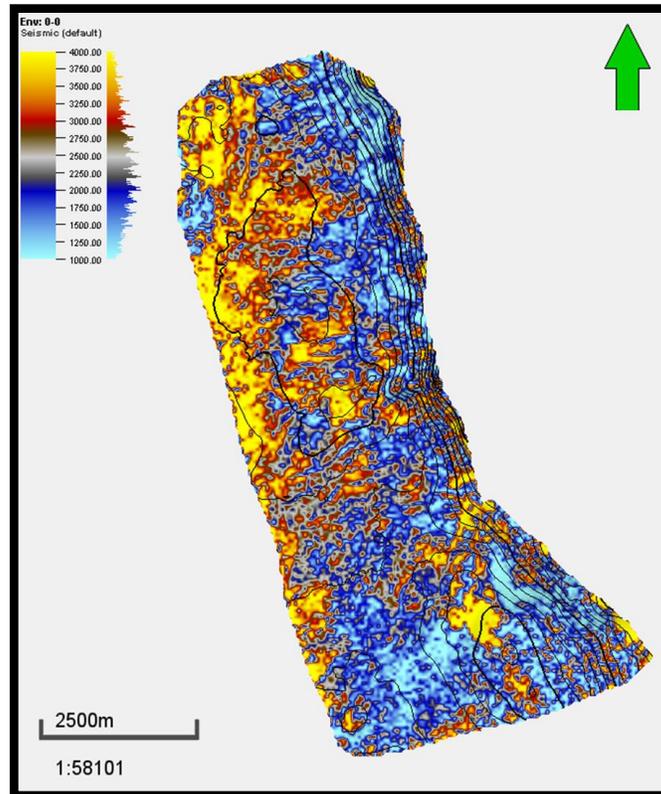


Figura 50 Mapa del atributo envelope de la superficie Horizonte 2.

- **Horizonte 3:** En la Figura 53 específicamente en el mapa de envelope, se observan las mismas características similares a las anteriores; sin embargo, este horizonte es la transición entre los siliciclastos del Paleógeno y las calizas del Cretácico, por lo que las amplitudes altas muestran que empiezan a formarse las avalanchas de flujos de escombros. En el mapa de varianza (Figura 52) se observa de mejor manera la zona de la mayor pendiente. En la Figura 51, el mapa de relieve estructural muestra cómo están diferenciadas las zonas, empezando de las más profundas (zona de cuenca), hasta las zonas más someras (zonas de plataforma).

Capítulo 4

Resultados

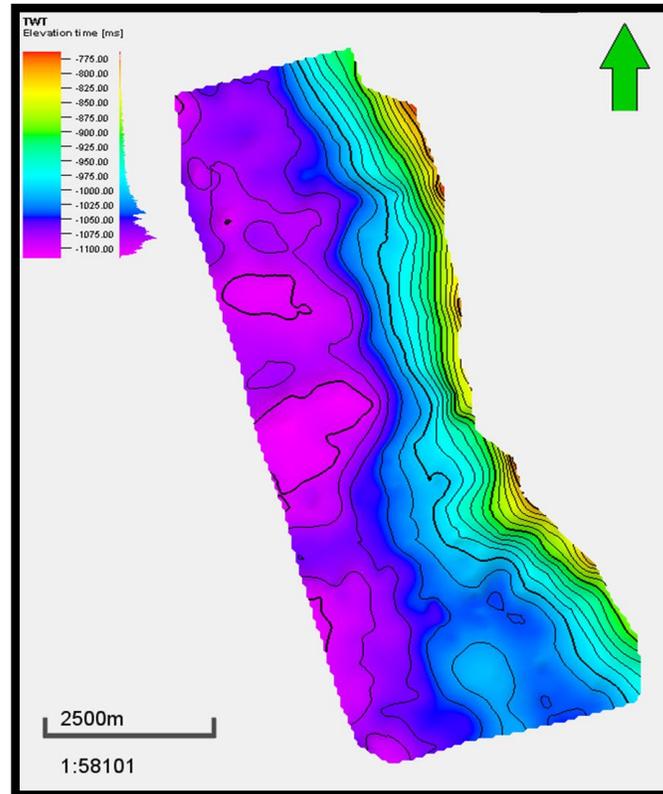


Figura 51 Mapa de relieve de la superficie Horizonte 3.

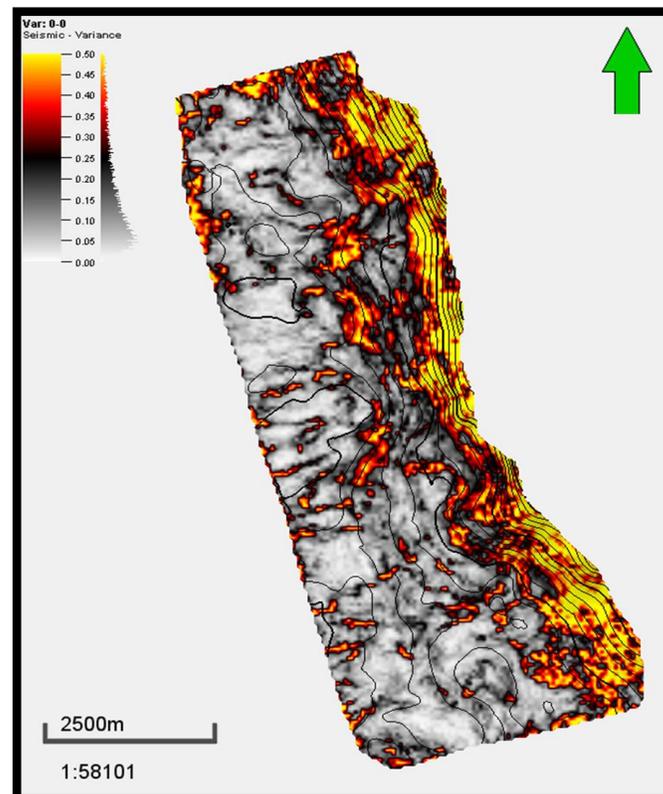


Figura 52 Mapa del atributo varianza de la superficie Horizonte 3.

Capítulo 4

Resultados

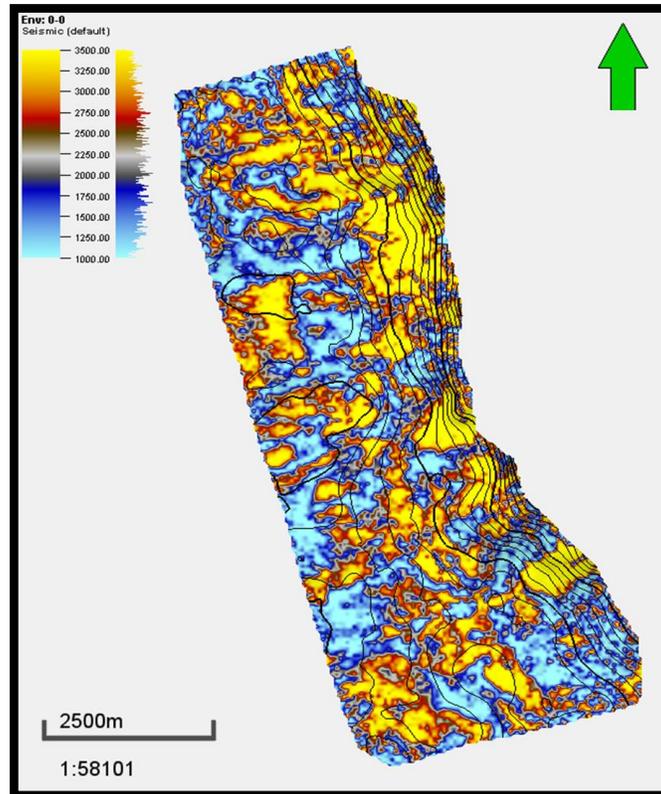


Figura 53 Mapa del atributo envelope de la superficie Horizonte 3.

- **Horizonte 4:** En la Figura 56 se observan en el mapa de envelope las grandes acumulaciones de flujos de escombros, estos dan indicios claros de la existencia de un quiebre importante en el perfil depositacional de la plataforma, lo que da como resultado grandes flujos de escombros a lo largo del talud. Esto se confirma al observar el mapa de varianza (Figura 55) y ver que los colores más altos están junto al pie del talud. En el mapa de relieve (Figura 54) se aprecia que los colores más altos están hacia el este del mapa, indicando zonas más someras; y los colores más bajos, están hacia el occidente de la cuenta en las zonas más profundas.

Capítulo 4

Resultados

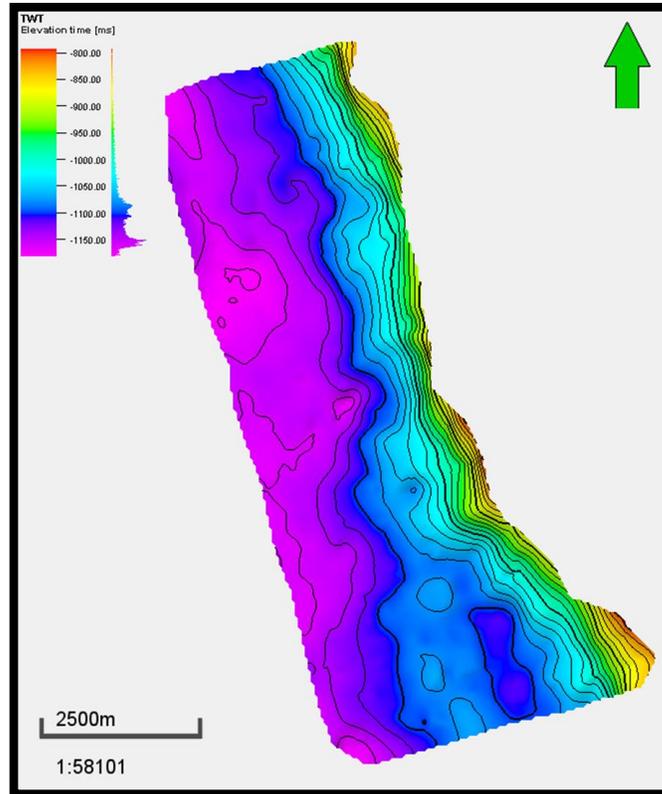


Figura 54 Mapa de relieve de la superficie Horizonte 4.

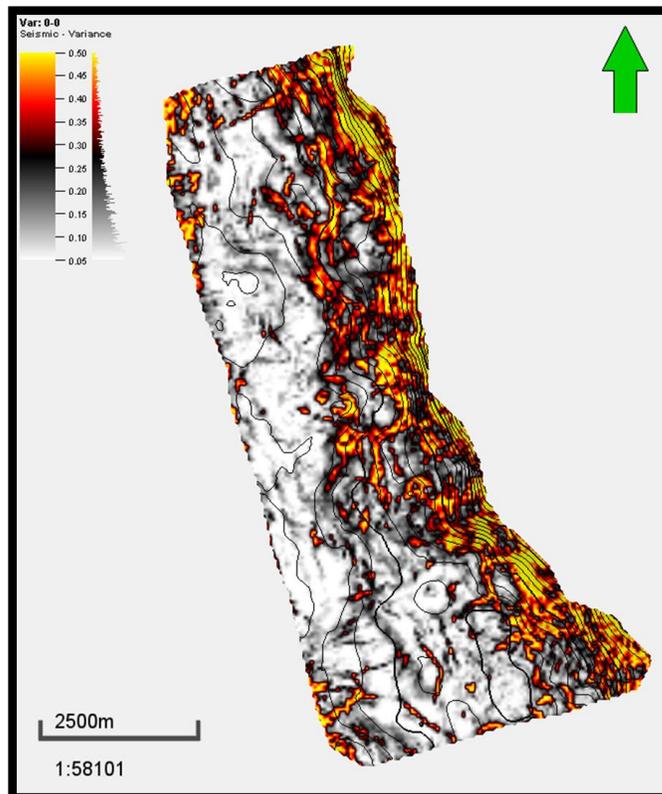


Figura 55 Mapa del atributo varianza de la superficie Horizonte 4.

Capítulo 4

Resultados

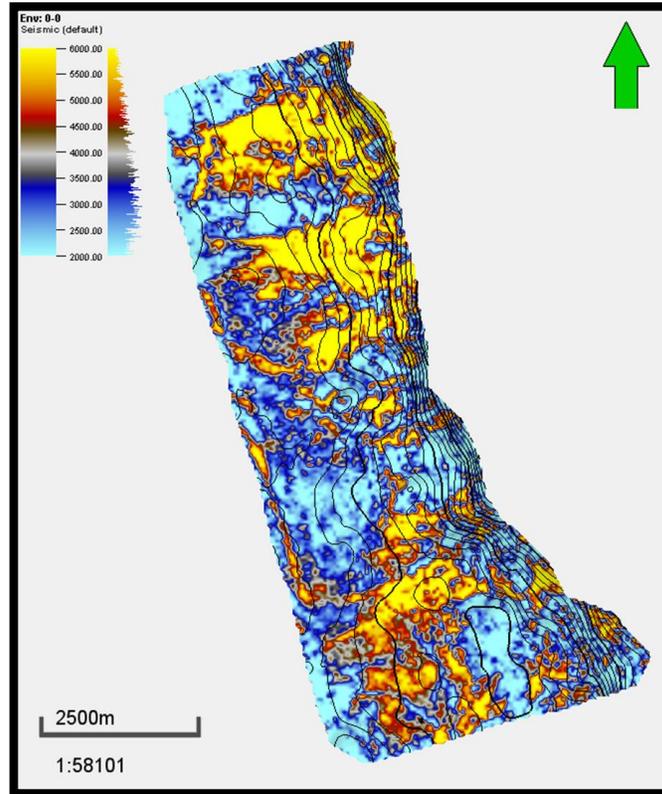


Figura 56 Mapa del atributo envelope de la superficie Horizonte 4.

- **Horizonte 5:** En la Figura 59, el mapa de envelope sigue mostrando las variaciones de amplitudes del Cretácico. Analizando la figura se observa que las amplitudes en tonos amarillos siguen mostrando flujos de escombros; también se observa que ya hay una mezcla de tonos azules y amarillos, lo que indica la coexistencia de fragmentos de diferentes niveles del talud mezclados con los depósitos de aguas más profundas. En el mapa de varianza (Figura 58) se puede visualizar que los colores más altos están junto al pie del talud. En el mapa de relieve (Figura 57) se observa que los colores más altos están hacia el este del mapa, indicando zonas más someras; los colores más bajos están hacia el occidente de la cuenta en las zonas más profundas.

Capítulo 4

Resultados

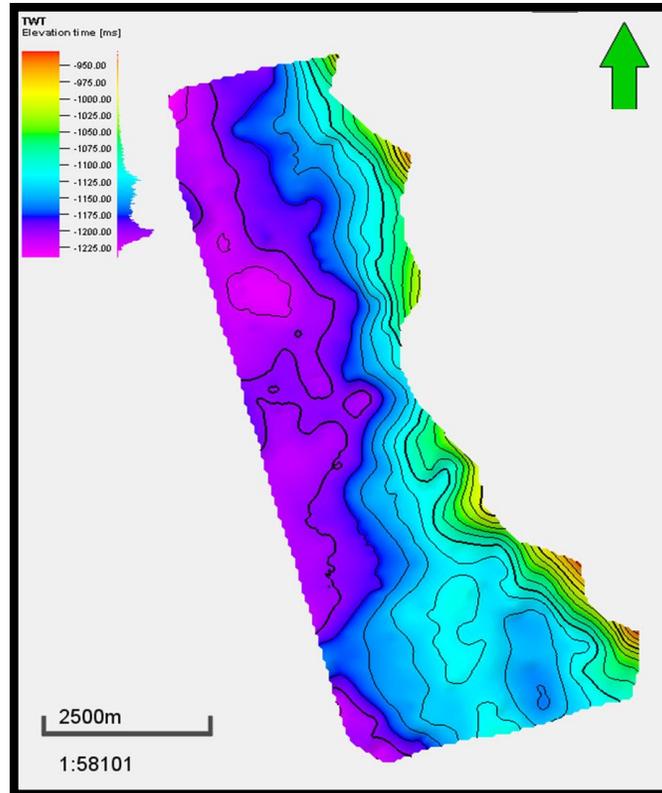


Figura 57 Mapa de relieve de la superficie Horizonte 5.

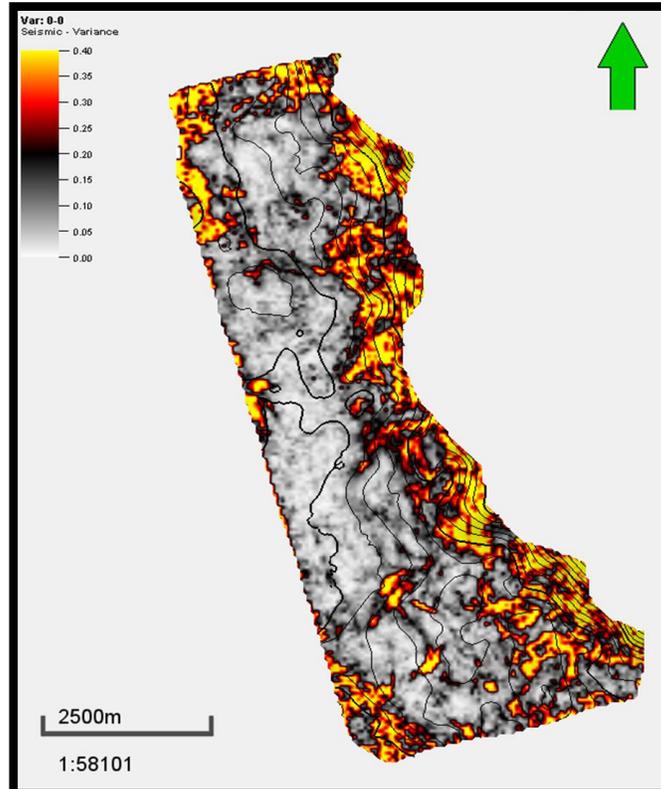


Figura 58 Mapa del atributo varianza de la superficie Horizonte 5.

Capítulo 4

Resultados

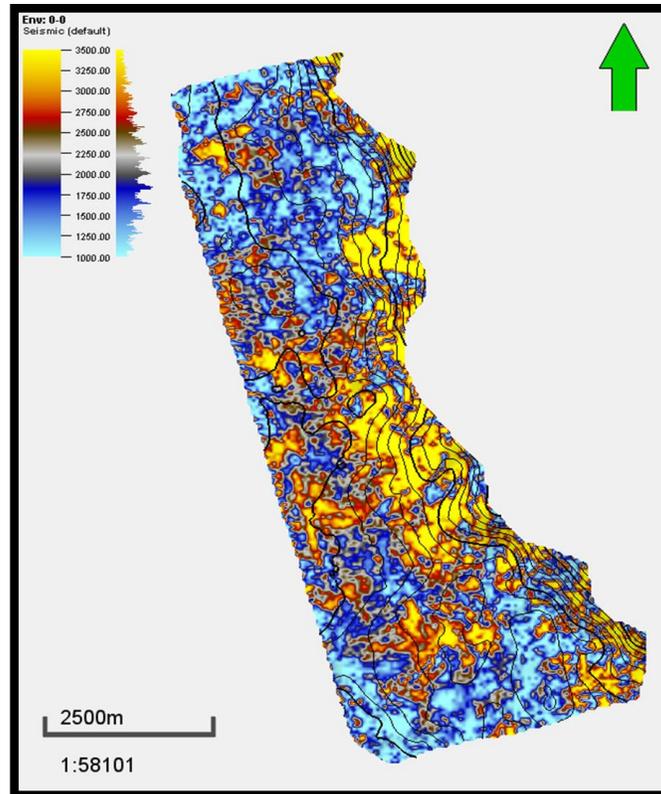


Figura 59 Mapa del atributo envelope de la superficie Horizonte 5.

- **Cima Tamabra:** En la Figura 62, el mapa de envelope sigue mostrando las variaciones de amplitudes del Cretácico. Analizando la figura se puede observar que las amplitudes en tonos amarillos siguen mostrando flujos de escombros; también se aprecia una mezcla de tonos amarillos, lo que nos indica la coexistencia de fragmentos a diferentes niveles del talud mezclados con los depósitos de aguas más profundas. Por otro lado, las turbiditas también pueden representarse con valores altos, éstas se desarrollan en diversos niveles del talud, llegando a alcanzar claramente zonas más profundas; por lo que, en estos niveles, se reconoce la relación “flujos de escombros-turbiditas”, que es muy común en secuencias de la Formación Tamabra, de acuerdo a trabajos previos.

Capítulo 4

Resultados

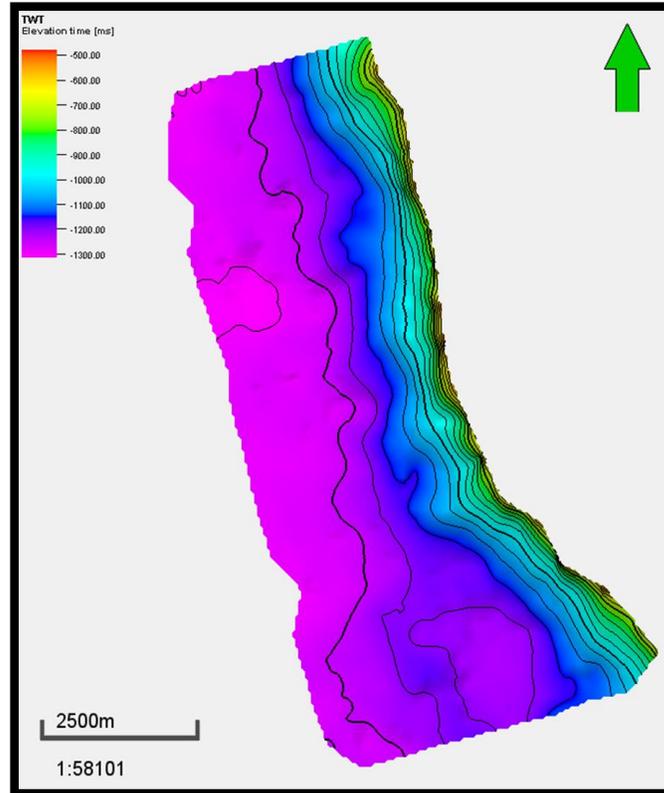


Figura 60 Mapa de relieve de la superficie Cima Tamabra.

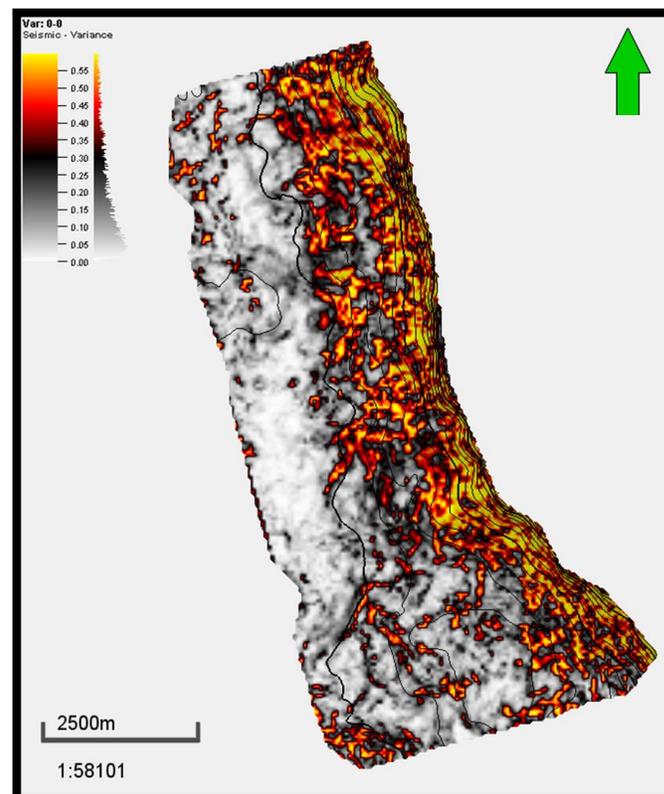


Figura 61 Mapa del atributo varianza de la superficie Cima Tamabra.

Capítulo 4

Resultados

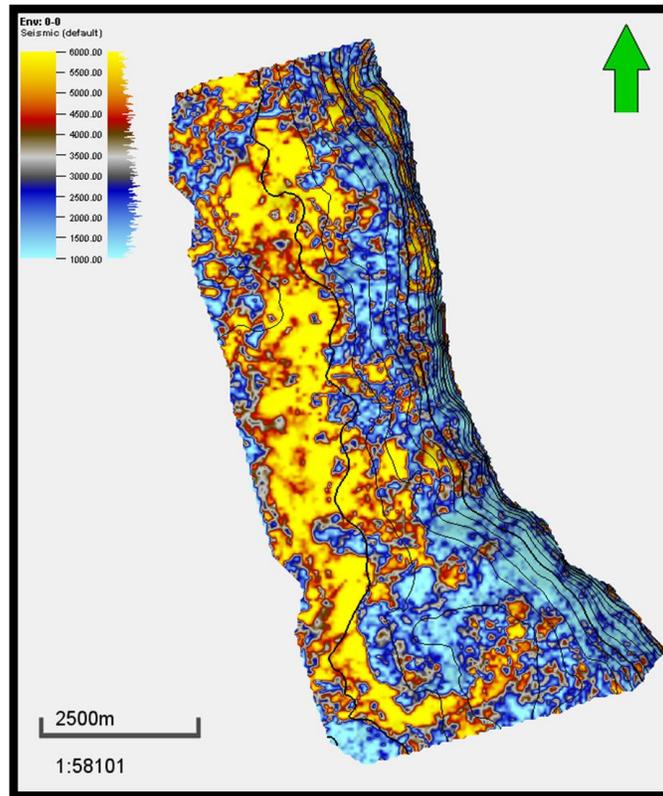


Figura 62 Mapa del atributo envelope de la superficie Cima Tamabra.

- **Base Tamabra:** En el mapa de envelope (Figura 65) se ve que la mayor acumulación de valores altos se localiza en la parte suroeste, es decir, aquí se tiene la mayor concentración de fragmentos a diferentes niveles del talud. Como en las figuras anteriores, los mapas de varianza y relieve (Figuras 64 y 63) muestran las zonas de plataforma, talud y cuenca.

Capítulo 4 Resultados

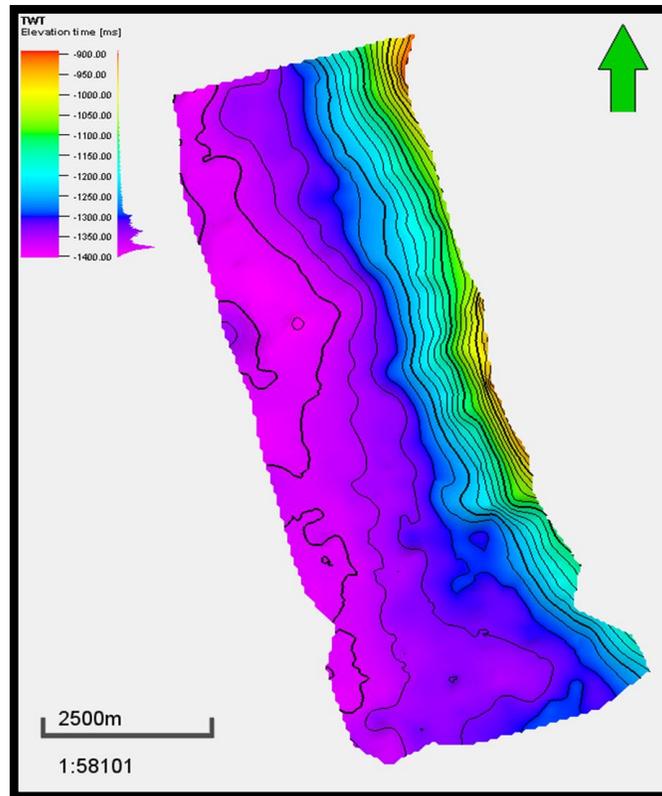


Figura 63 Mapa de relieve de la superficie Base Tamabra.

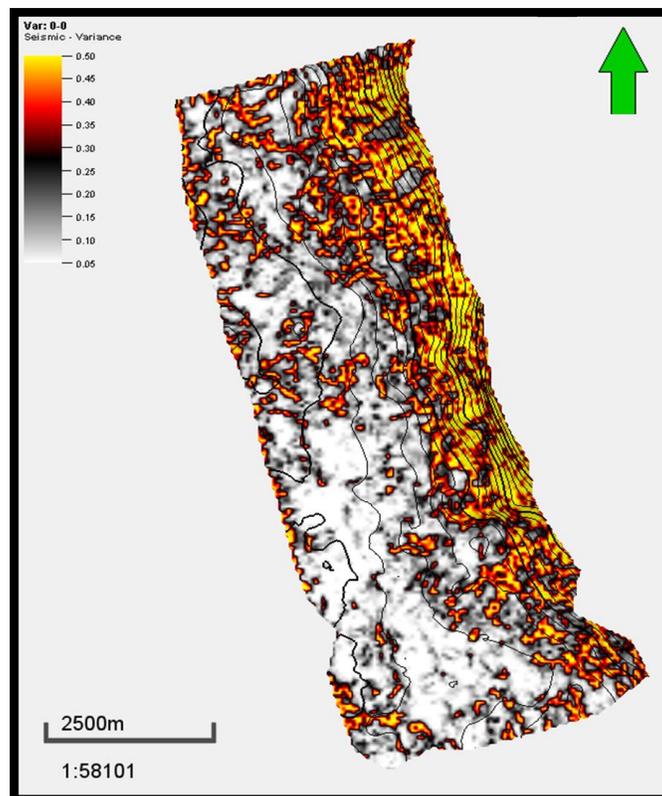


Figura 64 Mapa del atributo varianza de la superficie Base Tamabra.

Capítulo 4

Resultados

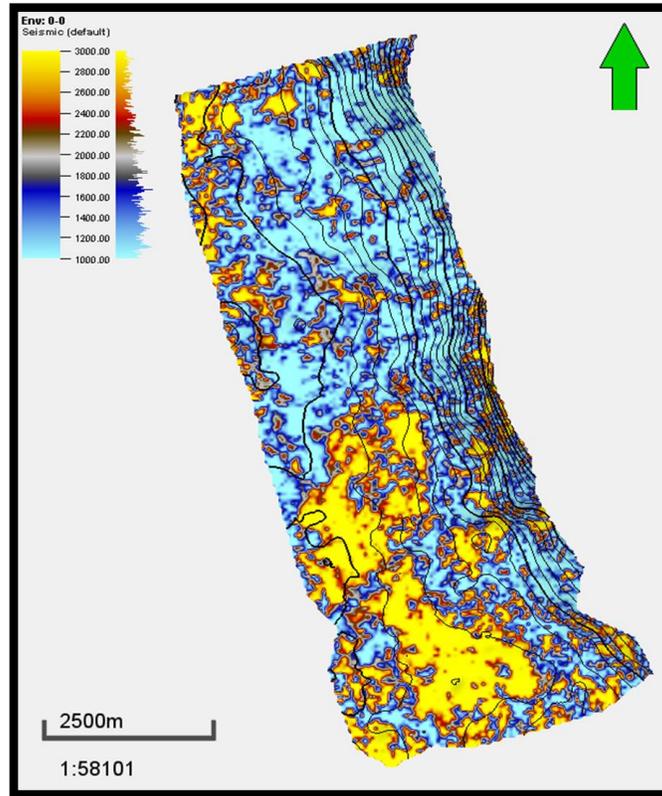


Figura 65 Mapa del atributo envelope de la superficie Base Tamabra.

- **Pimienta:** En las figuras 66 a 68 se muestra una comparación entre los mapas de relieve, varianza y envelope. El mapa de envelope muestra las variaciones de amplitudes del Jurásico específicamente de Tithoniano, asociando las altas amplitudes a la zona generadora, estos valores altos se concentran en la parte norte del mapa. En los mapas de varianza y relieve se observa parte de la zona de plataforma y también que los valores más altos se concentran en la zona central, es decir, en la zona del arrecife.

Capítulo 4 Resultados

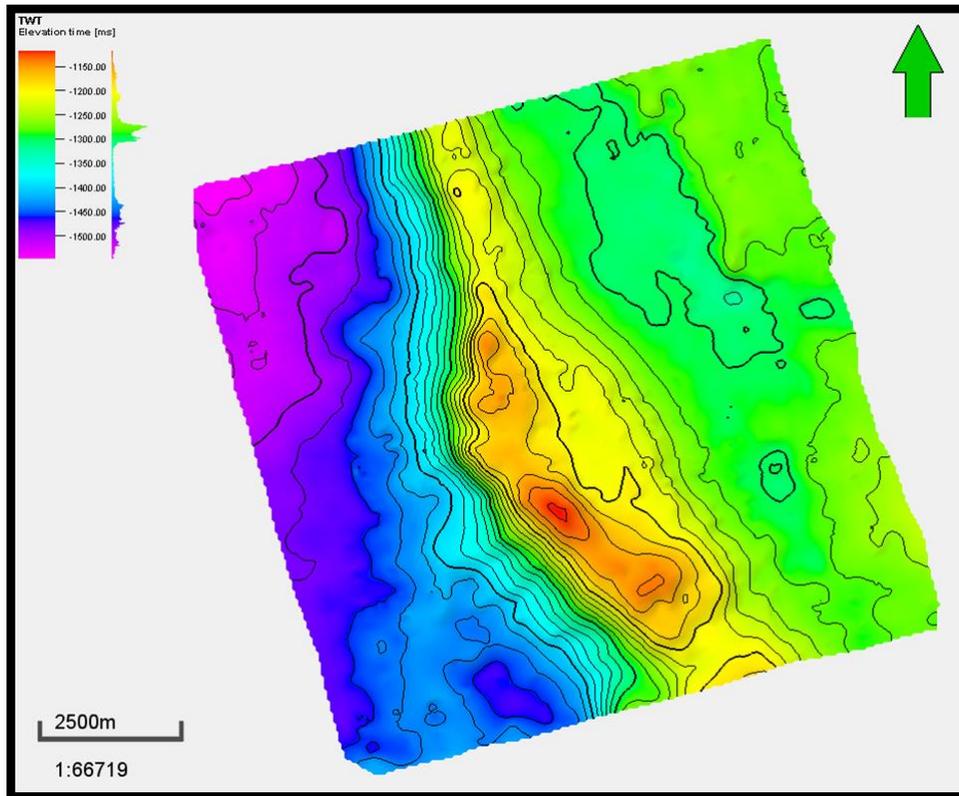


Figura 66 Mapa de relieve de la superficie Pimienta.

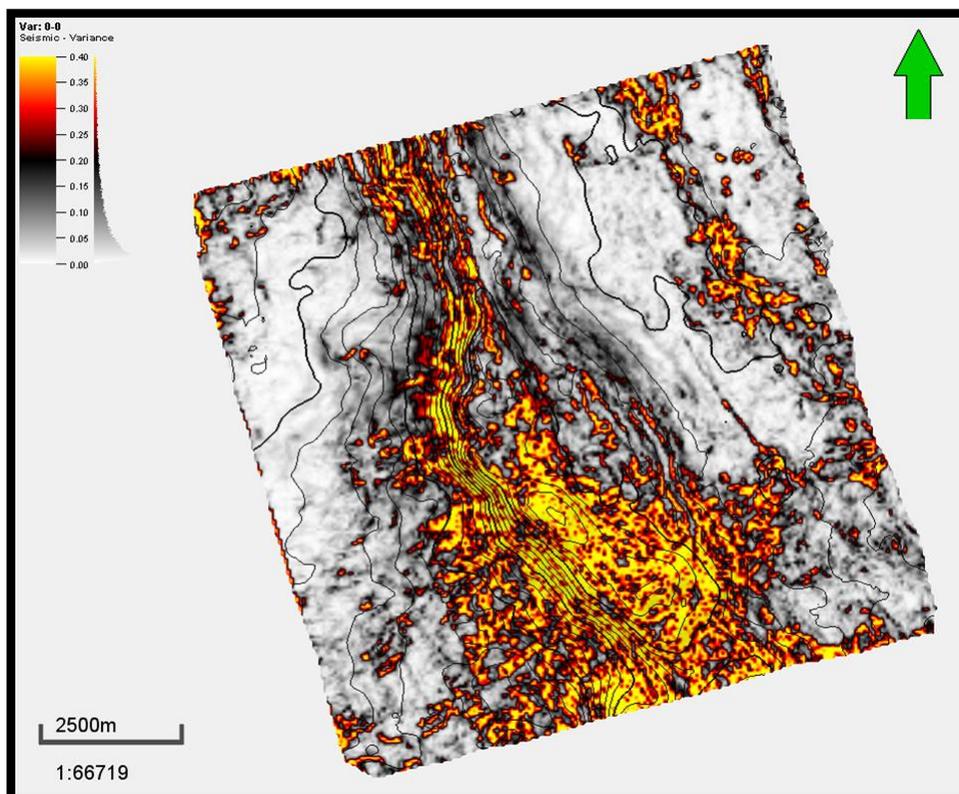


Figura 67 Mapa del atributo varianza de la superficie Pimienta.

Capítulo 4

Resultados

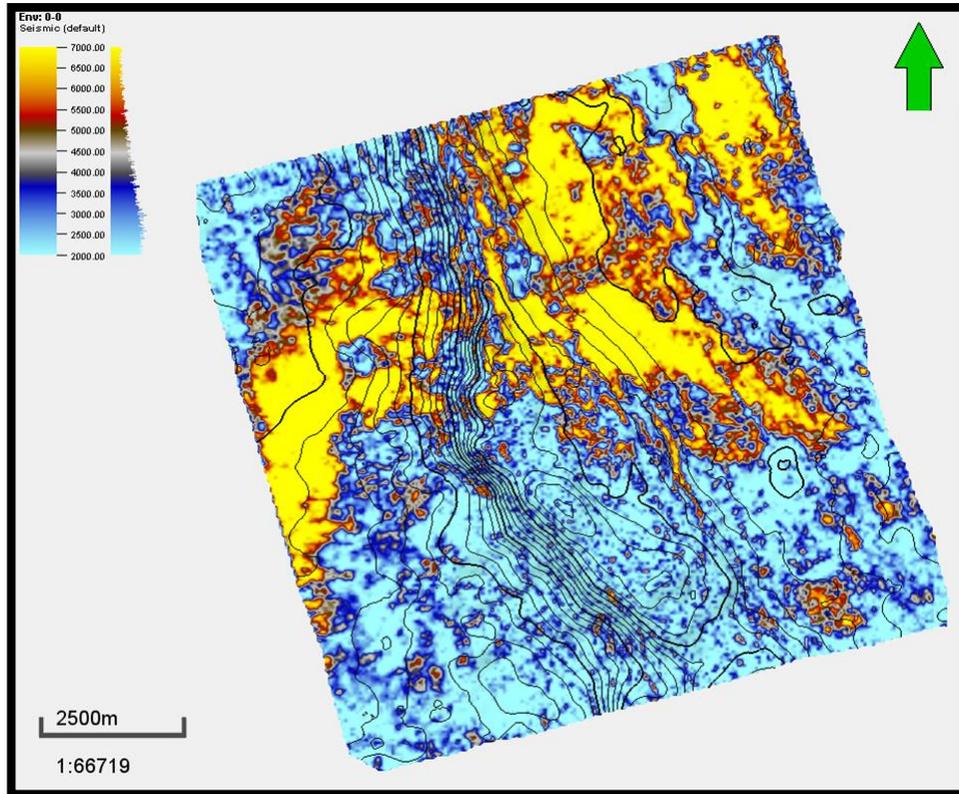


Figura 68 Mapa del atributo envelope de la superficie Pimienta.

4.5 Discusión de los Resultados

Como resultado de la integración de la información antes interpretada se obtuvo la siguiente información:

1. Se analizaron 9 horizontes sísmicos a los que se les hizo un análisis sísmico-estratigráfico con el fin de poder determinar las zonas con mejores posibilidades de funcionar como roca almacén, relacionada a la presencia de fluidos (hidrocarburos).
2. Las edades de estos horizontes analizados van desde el Jurásico hasta el Paleógeno, concentrándose en los horizontes de edades cretácicas.
3. Los sistemas de depósito en el proyecto de estudio durante el Cretácico corresponden principalmente a facies de transición "margen de plataforma-cuenca" que pertenecen a la zona de talud.
4. Los límites de la S4 a la S6 corresponden a las secuencias de Cretácico en donde se tiene la zona de interés para este estudio.

Capítulo 4

Resultados

5. Los sedimentos de esta zona de transición representan a la Formación Tamabra, donde existe una mezcla de sedimentos alóctonos mezclados con sedimentos autóctonos. Esta zona de transición se interestratifica con los sedimentos de cuenca (aguas profundas) de la Formación Tamaulipas Superior y con los sedimentos de plataforma (aguas someras) de la Formación El Abra.
6. Esta asociación sedimentaria da como resultado una mezcla de sedimentos depositados por mecanismos gravitacionales de flujo de detritos (debris flow) y también turbiditas calcáreas depositadas por gravedad y suspensión; aunque con los atributos sísmicos es más complicado diferenciar este tipo de depósitos. Los principales flujos de detritos hacia la cuenca se formaron presumiblemente en periodos de nivel bajo del nivel del mar ocasionando exposición aérea de la zona arrecifal, disolución, denudación y colapso de las rocas de El Abra hacia el pie del talud. En el siguiente mapa se observan los flujos de escombros, los que se aprecian a partir del atributo envelope (Figura 69).

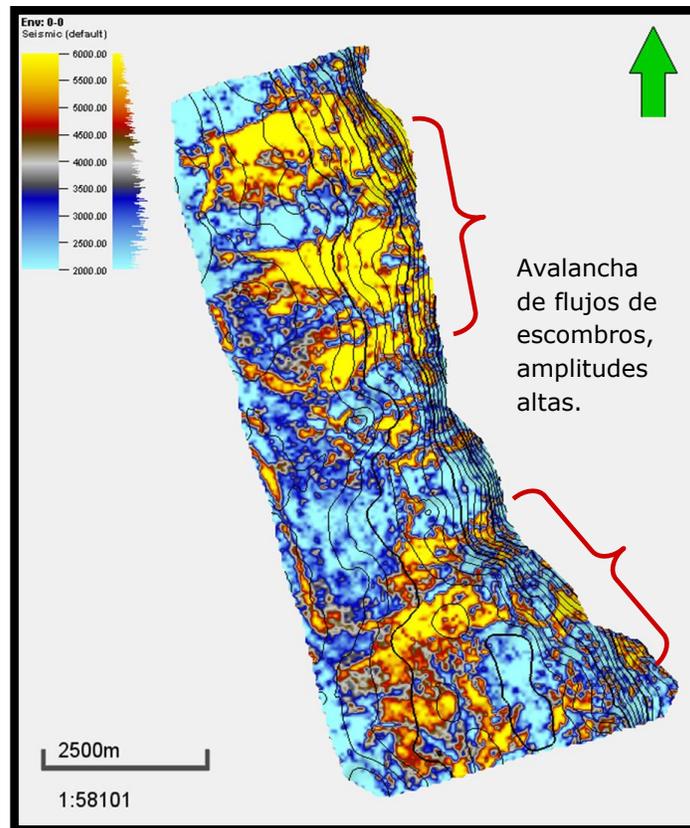


Figura 69 Mapa donde se observan las avalanchas de flujos de escombros en las que está presente la roca almacén.

Capítulo 4

Resultados

7. Con base en la interpretación de los mapas de espesores y de atributo envelope, destaca que donde se tiene las mayores amplitudes es en las zonas donde existen menores espesores, excepto en la secuencia del Albiano-Cenomaniano (Cima y Base Tamabra), en la que se nota que hay espesores mayores y altas amplitudes, por lo que, hay presencia de roca almacén. En estos mapas sobresalen las avalanchas de flujos de escombros, en los que se encuentra presente la roca almacén; aquí también hay mayores amplitudes y, aunque no es muy grande la distribución, es importante en el contenido de fluidos, que es el objetivo de esta tesis (Figura 70-71).

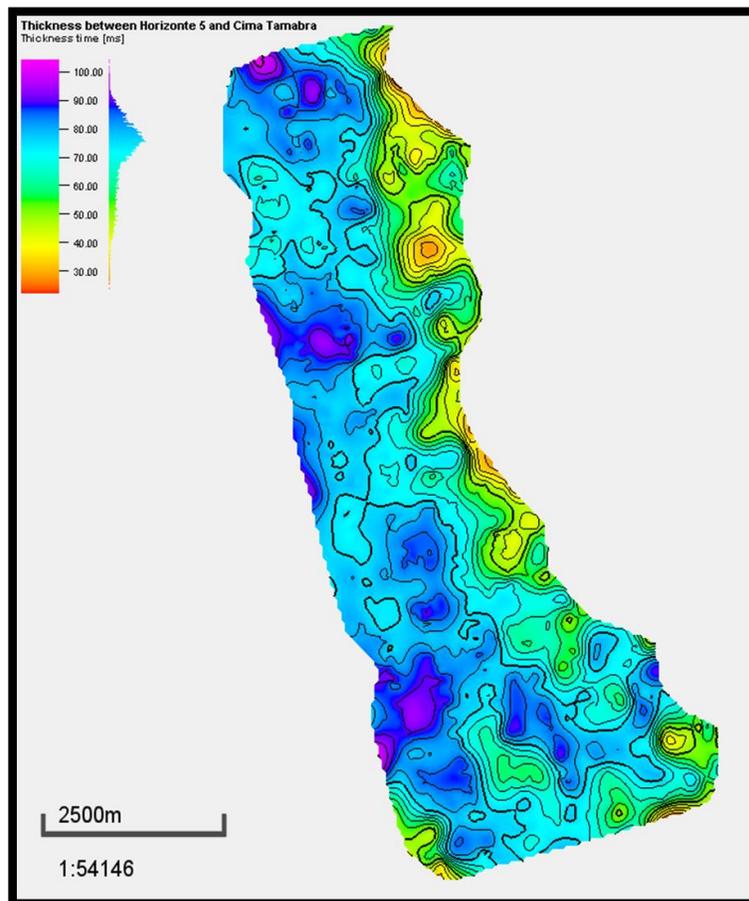


Figura 70 Mapa de espesores entre el Horizonte 5 y la Cima Tamabra en el que se observa los espesores medios a altos en la zona donde se localizan los flujos.

Capítulo 4

Resultados

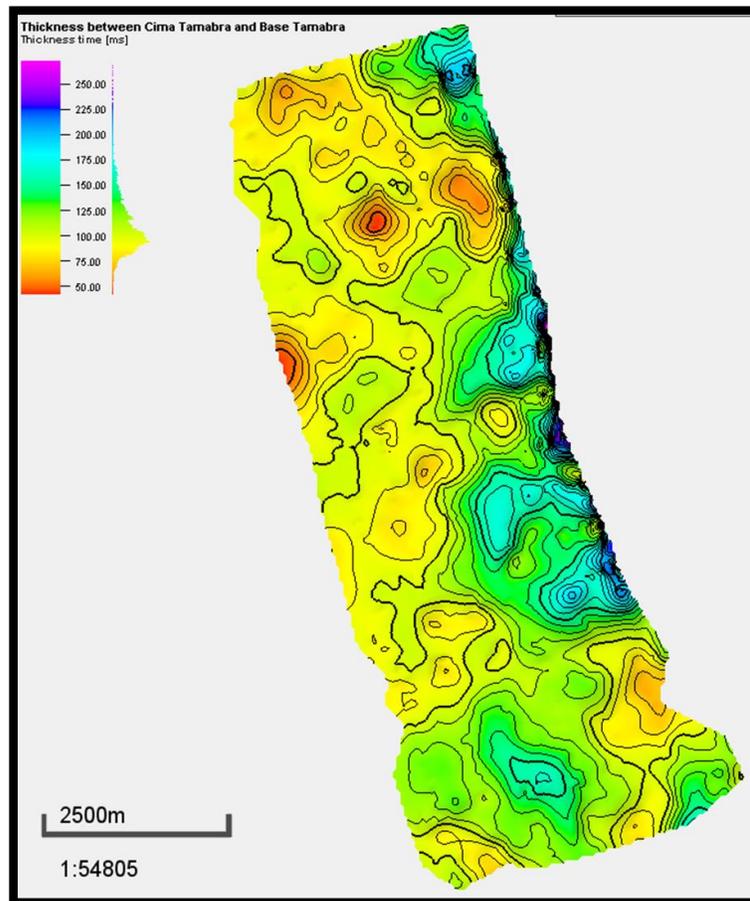


Figura 71 Mapa de espesores entre Cima y Base Tamabra en el que se observa que los espesores mayores pegados al talud.

8. La forma de cuña contra la plataforma que presentan varias de las secuencias es indicativa, por un lado, del rápido crecimiento del borde de la plataforma en la que se desarrollaron las facies El Abra, y, por el otro, de la rápida subsidencia del lado de la cuenca.
9. También se determinó en forma general dos horizontes a nivel Jurásico, los que son importantes debido a que es la roca generadora.

Conclusiones y Recomendaciones

5.1 Conclusiones

- ❖ Con la metodología establecida se realizó el análisis sísmico-estratigráfico determinando los límites de secuencias y facies sísmicas, y con esto se obtuvieron secuencias estratigráficas que permitieron ver el tipo de depósito sedimentario.
- ❖ El análisis sismoestratigráfico permitió un mejor entendimiento del área de estudio, ya que se pudieron determinar las condiciones sedimentarias que prevalecieron durante el Cretácico en las facies Tamabra de la Faja de Oro y conocer el tipo de ambiente sedimentario.
- ❖ Se pudo ver el comportamiento de los atributos sísmicos, específicamente Envelope y Varianza, para zonas donde hay sedimentos de tipo calcáreo con buena definición y delimitación sismo-estratigráfica.
- ❖ Con la ayuda de los atributos sísmicos se identificaron las avalanchas de flujos de escombros, las que fueron depositadas en el Cretácico, representadas por las secuencias S4, S5 y S6, en un ambiente de transición "margen de plataforma-cuenca", es decir, de la parte del arrecife hacia la cuenca; este margen corresponde a la zona de talud del margen occidental de la plataforma.
- ❖ Conjuntando toda la interpretación se tiene que el área de estudio se localiza en la zona de talud en la que existen flujos de escombros y/o dentritos, los que constituyen a las rocas almacenadoras de los yacimientos de los campos de la Formación Tamabra.

5.2 Recomendaciones

- ❖ Se recomienda ampliar estos estudios sísmico-estratigráficos en la zona para abarcar por completo todo el margen plataforma-cuenca y poder analizar tanto la Formación Tamaulipas hacia el occidente como la Formación el Abra hacia el este, y de esta forma tener un estudio integrado y más detallado para identificar las zonas con mayores posibilidades de almacenamiento de hidrocarburos.
- ❖ Se recomienda contar con check shots o VSP's para obtener información de velocidades y así lograr hacer la conversión a profundidad de los horizontes.
- ❖ Se recomienda integrar información de registros de pozos para tener un mejor calibrado y trazar los horizontes estratigráficos con mayor resolución.
- ❖ Se recomienda adquirir núcleos del área de estudio a partir de los que, se puedan tener descripciones litológicas que ayuden en la definición de facies y de sus atributos petrofísicos, y así saber si cumplen con las características de roca almacén.

Índice de Figuras

Figura 1 Provincias petroleras de México, donde se observan las provincias de alto potencial y las de medio-bajo potencial (WEC, 2010).	2
Figura 2 Ubicación de la Cuenca Tampico-Misantla, en la que se observan sus límites (Modificada de PEMEX, 2013).....	6
Figura 3 Ubicación del área de trabajo Tierra Blanca en la Faja de Oro Terrestre (Modificada de PEMEX, 2015).....	7
Figura 4 Columna Estratigráfica de la Cuenca Tampico-Misantla (Marhx, 2010).	12
Figura 5 Imagen donde se muestra la localización del Atolón de la Faja de Oro y su geometría (Marmissolle- Dague, 1984).....	16
Figura 6 Eventos del sistema petrolero con relación a la sincronía (modificado de Guzmán, 2012).....	19
Figura 7 Facies del Cretácico Medio, en donde se observa la comparación de tres diferentes autores (López-Docel, 2003).....	23
Figura 8 Clasificación de los atributos post-apilados de acuerdo a Barnes (Campero, 2012).....	26
Figura 9 Clasificación de los tipos de atributos sísmicos de Aliestair Brown (modificado de Gutiérrez, 2008).....	27
Figura 10 Sistema de códigos para la elaboración de mapas A-B/C y tipos de configuraciones internas para definir la variable C en los mapas A-B (Arango, 2014).	36
Figura 11 Patrones internos de reflexión en la sísmica (Arango, 2014).	36
Figura 12 Configuraciones sísmicas internas típicas y la explicación explicación de dónde se pueden encontrar (Valencia, 2010).	37
Figura 13 Imagen de referencia para poder seleccionar los horizontes interpretados (Viniestra y Castillo Tejero, 1970).	38
Figura 14 Ejemplo sección sísmica cross-line, en la que se observan todos los horizontes interpretados.	39
Figura 15 Ejemplo sección sísmica in-line, en la que se observan todos los horizontes interpretados.	39
Figura 16 Malla y Polígono del Horizonte 1 (H_1).....	40

Índice de Figuras

Figura 17 Malla y Polígono del Horizonte 2 (H_2).....	40
Figura 18 Malla y Polígono del Horizonte 3 (H_3).....	41
Figura 19 Malla y Polígono del Horizonte 4 (H_4).....	41
Figura 20 Malla y Polígono del Horizonte 5 (H_5).....	41
Figura 21 Malla y Polígono Cima Tamabra (C.Tam).	41
Figura 22 Malla y Polígono Base Tamabra (B.Tam).....	42
Figura 23 Malla y Polígono del Horizonte 6 (H_6).....	42
Figura 24 Malla y Polígono Pimienta (Pim).	42
Figura 25 Patrones de reflexión en la zona de estudio que ayudan a delimitar las bases y cimas de las secuencias estratigráficas.....	44
Figura 26 Secuencias sísmicas obtenidas por los patrones de reflexión.	45
Figura 27 Mapa de espesores entre el Horizonte 1 y el Horizonte 2.	46
Figura 28 Mapa de espesores entre el Horizonte 2 y el Horizonte 3.	47
Figura 29 Mapa de espesores entre el Horizonte 3 y el Horizonte 4.	47
Figura 30 Mapa de espesores entre el Horizonte 4 y el Horizonte 5.	48
Figura 31 Mapa de espesores entre el Horizonte 5 y Cima Tamabra.	49
Figura 32 Mapa de espesores entre el Horizonte Cima Tamabra y Base Tamabra.	49
Figura 33 Mapa de espesores entre el Horizonte 6 y Pimienta.....	50
Figura 34 Tabla donde se muestran las características de cada una de las facies sísmicas que se interpretaron.	51
Figura 35 Sección Cross-line donde se muestra la secuencia 1 con valores aproximados de espesores.....	52
Figura 36 Sección Cross-line donde se muestra la secuencia 2 con valores aproximados de espesores.....	53
Figura 37 Sección Cross-line donde se muestra la secuencia 3 con valores aproximados de espesores.....	54
Figura 38 Sección Cross-line donde se muestra la secuencia 4 con valores aproximados de espesores.....	55

Índice de Figuras

Figura 39 Sección Cross-line donde se muestra la secuencia 5 con valores aproximados de espesores.	56
Figura 40 Sección Cross-line donde se muestra la secuencia 6 con valores aproximados de espesores.	57
Figura 41 Sección Cross-line donde se muestra la secuencia 7 con valores aproximados de espesores.	58
Figura 42 Sección Cross-line donde se muestra la secuencia 8 con valores aproximados de espesores.	59
Figura 43 Sección sísmica que muestra el atributo varianza aplicado al cubo sísmico, lo que permitió ver los cambios de pendientes.	60
Figura 44 Sección sísmica que muestra el atributo envelope aplicado al cubo sísmico, lo que permitió ver los cambios de litología.	60
Figura 45 Mapa de relieve de la superficie Horizonte 1.	62
Figura 46 Mapa del atributo varianza de la superficie Horizonte 1.	62
Figura 47 Mapa del atributo envelope de la superficie Horizonte 1.	63
Figura 48 Mapa de relieve de la superficie Horizonte 2.	64
Figura 49 Mapa del atributo varianza de la superficie Horizonte 2.	64
Figura 50 Mapa del atributo envelope de la superficie Horizonte 2.	65
Figura 51 Mapa de relieve de la superficie Horizonte 3.	66
Figura 52 Mapa del atributo varianza de la superficie Horizonte 3.	66
Figura 53 Mapa del atributo envelope de la superficie Horizonte 3.	67
Figura 54 Mapa de relieve de la superficie Horizonte 4.	68
Figura 55 Mapa del atributo varianza de la superficie Horizonte 4.	68
Figura 56 Mapa del atributo envelope de la superficie Horizonte 4.	69
Figura 57 Mapa de relieve de la superficie Horizonte 5.	70
Figura 58 Mapa del atributo varianza de la superficie Horizonte 5.	70
Figura 59 Mapa del atributo envelope de la superficie Horizonte 5.	71
Figura 60 Mapa de relieve de la superficie Cima Tamabra.	72

Índice de Figuras

Figura 61 Mapa del atributo varianza de la superficie Cima Tamabra.	72
Figura 62 Mapa del atributo envelope de la superficie Cima Tamabra.	73
Figura 63 Mapa de relieve de la superficie Base Tamabra.....	74
Figura 64 Mapa del atributo varianza de la superficie Base Tamabra.	74
Figura 65 Mapa del atributo envelope de la superficie Base Tamabra.....	75
Figura 66 Mapa de relieve de la superficie Pimienta.	76
Figura 67 Mapa del atributo varianza de la superficie Pimienta.	76
Figura 68 Mapa del atributo envelope de la superficie Pimienta.	77
Figura 69 Mapa donde se observan las avalanchas de flujos de escombros en las que está presente la roca almacén.....	78
Figura 70 Mapa de espesores entre el Horizonte 5 y la Cima Tamabra en el que se observa los espesores medios a altos en la zona donde se localizan los flujos.	79
Figura 71 Mapa de espesores entre Cima y Base Tamabra en el que se observa que los espesores mayores pegados al talud.	80

Bibliohemerografía

- Aguayo Camargo, Eduardo Joaquín, *Sedimentary environments and diagenesis of a Cretaceous reef complex, Eastern Mexico*, Universidad Nacional Autónoma de México, Centro de Ciencias del Mar y Limnología, volumen 5, número 1, 1978.
- Aguayo Camargo, Eduardo Joaquín, *The Middle Cretaceous El Abra Limestone at its type locality (Facies, Diagenesis and Oil Emplacement), East-Central Mexico*, Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Geología, Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, volumen 15, número 1, 1998.
- Álvarez de la Borda, Joel, *Crónica del petróleo en México de 1863 a nuestros días*, PEMEX Archivo Histórico de Petróleos Mexicanos, 2006.
- Arango Domínguez, Andrea Juliana, *Análisis Sismoestratigráfico de la Formación Carbonera Miembro C7 (Municipios de Orocué y San Luis de Palenque, Cuenca Llanos Orientales), Colombia*, Tesis de Maestría en Ciencias Geológicas, Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ciencias, Departamento de Geociencias, 2014.
- Arenas Márquez, Sasha Verónica, *Análisis de Descomposición Espectral e Integración de Atributos Sísmicos para la identificación de posibles cuerpos gasíferos. Área de Roblete, Fase II. Edo. Anzoátegui*, Tesis de Licenciatura, Universidad Simón Bolívar, Decanato de Estudios Profesionales, Coordinación de Ingeniería Geofísica, Marzo, 2010.
- Barnes E. Arthur, *Seismic Attributes in your facies*, CSEG Recorder, 2001.
- Brown, A. *Understanding Seismic Attributes*, Geophysics, 1999.
- Campero Cervantes, Monserrat, *Atributos Sísmicos aplicados en la identificación de Sistemas Turbidíticos en un campo del Sureste de México*, Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2012.

- Carrillo, J., *Exploración geológica y posibilidades petroleras de la Plataforma Valles-San Luis Potosí (Sierra Madre Oriental-Altiplano Mexicano)*, Mesa Redonda No.6, Instituto Mexicano del Petróleo, 1969.
- González, Holguín, *Las rocas generadoras de México*. AMGP Vol. XLII. NUM. 1. 1992.
- Gutiérrez Salazar Zoilarosa Gedynia, *Determinación de mapas de facies usando múltiples atributos y cadenas de Markov en el Campo Lama*, Tesis de Maestría, Universidad Simón Bolívar, Maestría de Ciencias de la Tierra, Julio 2008.
- Guzmán Arellano, Isaí, *Evaluación Petrolera y Método de Explotación de la Región Tampico-Misantla*, Tesis Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2012.
- Heim, A., *The front ranges of Sierra Madre Oriental, Mexico, from Ciudad Victoria to Tamazunchale*, *Eclogae Geology Helvetiae*, volume 33, número 2, 313-352, 1940.
- Hernández Bravo, José, *Análisis de Facies Sísmicas para la identificación de cuerpos arenosos del Eoceno Tardío al noroeste del Campo Mecatepec en la Cuenca Tampico Misantla*, Tesis Maestría, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2000.
- Marhx Rojano, M.A., *Análisis de la distribución geológica y expectativas petroleras de la Formación Tamabra*, Tesis Maestría, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2010.
- Marmissolle-Dague, D., *Evaluación de Formaciones en México*, Schlumberger, 1984.
- Mitchum, R, Vail, P., Thomson, S., *Seismic stratigraphy and global changes in sea level, part 2: the depositional sequence as the basic unit for stratigraphic analysis*, *Seismic stratigraphy: application to hydrocarbon exploration*. C. Payton, (ed.). American Association of Petroleum Geologists Memoir 26, p. 53-62, 1977.
- Muir, J.M., *Geology of the Tampico Region, Mexico*, Tulsa, Oklahoma, Am. Assoc., Petroleum Geologists, p.280, 1936.
- Nava Pérez, L., Alegría-Luna, M.A., *Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico-Misantla*, Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2001.

Bibliohemerografía

- Negrete Cadena, Rocío, *Apuntes de Clase de Atributos Sísmicos Especiales*, Posgrado de Exploración y Explotación en Recursos Naturales, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2016.
- Nieto-Serrano, J.O., *Análisis Estratigráfico de la Secuencia Sedimentaria del Grupo Chicontepec*, Tesis Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2010.
- Pemex Exploración y Producción. *Provincia Petrolera Tampico-Misantla*, Subdirección de Exploración, 2013.
- Pemex Exploración y Producción. *Área Contractual Tierra Blanca*. Activo de Producción Poza Rica-Altamira, 2015.
- Predrazzini, C. *Facies ambientales y desarrollo de la plataforma cretácico de Tuxpan-Tecolutla (Faja de Oro)*, Boletín de la sociedad geológica mexicana. Tomo XXXIX, No.2, pp. 118-125, septiembre 1978.
- Quilen, Keyla, *Integración de Atributos Sísmicos con datos petrofísicos para determinar zonas prospectivas, arena 12m, área de finca-Yopales, edo. Anzoátegui*, Tesis Licenciatura, Universidad Simón Bolívar, Venezuela, 2006.
- Reyes Hernández J.C, Hernández del Ángel E., *Yacimientos Petroleros en Calizas de Plataforma*, Tesis Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2012.
- Reyes Ladys, *Caracterización litoestratigráfica de las secuencias Calcáreo-siliciclásticas plio-pleistocenas en el sector de Manzanillo y arroyo de piedra, Bolívar*, Tesis de Posgrado, Universidad Industrial de Santander, 2008.
- Rick, J.F, et al., *Integrated seismic analysis of carbonate reservoirs from the framework to the volume attributes*, The leading Edge, 640-645,2003.
- Servicio Geológico Mexicano, *El Abra Formación, Cretácico Temprano (Albiano)-Cretácico Tardío (Santoniano)*, Léxico Estratigráfico de México, junio 2013.
- Servicio Geológico Mexicano, *Tamabra Formación, Cretácico Temprano (Aptiano)-Cretácico Tardío (Campaniano)*, Léxico Estratigráfico de México, junio 2003.

Bibliohemerografía

- Skirius, Christine, et al., *3-D seismic attributes applied to carbonates*, The Leading Edge, 384-393, 1999).
- Tanner, T, *Attributes Revisited. Rock Solid Images*, Houston, Texas, 2000. (www.rocksolidimages.com).
- Lopez-Docel Rubén, *La Formación Tamabra del Cretácico medio en la porción central del margen occidental de la Plataforma Valles-San Luis Potosí, centro-noreste de México*, Instituto de Geología, Universidad Autónoma de San Luis Potosí, *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, v.20, núm.1, 2003.
- Vail, P.R., et al, *Seismic Stratigraphy and global changes of sea level, part 3: relative changes of sea level from coastal "onlap"*, Payton, C.E. *Seismic Stratigraphy*, American of Petroleum Geologists, 63-81, 1987).
- Valencia Lozada, Leydy Edith, *Calibración de Atributos Sísmicos para la identificación litológica de carbonatos en el Caribe Colombiano*, Universidad Industrial de Santander, Facultad de Físico-Químicas, Escuela de Geología, Bucaramanga, 2010.
- Viniegra-O, F., Castillo-Tejero, C., *Golden Lane fields, Veracruz, México*, American Association of Petroleum Geologist, *Memoir*, 14, 309-325, 1970.
- WEC, 2010. Capítulo 2: Provincias petroleras de México.
- INEGI, 2014 www.inegi.org.mx