

**Interpretación sísmico-estructural, para la identificación de las
posibles causas de la formación de chimeneas de gas en el
Caribe Colombiano offshore.**

LEIDY TATIANA MAYORGA MANTILLA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2011

Interpretación sísmico-estructural, para la identificación de las posibles causas de la formación de chimeneas de gas en el Caribe Colombiano offshore.

LEIDY TATIANA MAYORGA MANTILLA

Trabajo de investigación presentado como requisito para optar al título de
GEÓLOGA

Director ICP:
Geofísico MSc. Andrés Eduardo Calle Ochoa

Codirector UIS:
Geólogo MSc. Jorge Luis Rubiano Ortiz

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2011

Dedicado a Dios y a mis padres

AGRADECIMIENTOS

A Andrés Eduardo Calle, por darme la oportunidad de trabajar este tema tan interesante, por guiarme y colaborarme en la elaboración de este proyecto, pero en especial por su apoyo incondicional, su amistad y tan buenos consejos.

A Jorge Luis Rubiano, por guiarme y colaborarme en la elaboración de este proyecto, pero en especial por sus palabras, que marcaron mi mente y guiaron para seguir adelante.

A Javier Tamara por guiarme y haber cumplido un papel fundamental en la elaboración de este proyecto.

A los profesores de la escuela de geología por su formación académica.

A toda mi familia, porque siempre estuvieron a mi lado apoyándome en este camino.

Al instituto colombiano del petróleo y al grupo de investigación de petrosísmica por darme la oportunidad de desarrollar mi proyecto de grado.

A los grandes amigos con los que compartí a lo largo de la carrera y seguiré compartiendo el resto de la vida, Sergio Herrera, Yojanis, Sergio Villamizar, Nayive, Silvia, Rubén Darío, el Chavo, Guille, Cuervo, Eduardo, Adriana Herrera, Jorge Alexis, Marly, Gabo, Laura Chaparro, Pedro Pablo y Edwar.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	14
1. GENERALIDADES	16
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	16
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	17
1.3 OBJETIVOS.....	19
1.3.1 Objetivo general.	19
1.3.2 Objetivos específicos.	19
2. MARCO TEÓRICO.....	20
2.1 INTERPRETACIÓN SÍSMICA	20
2.1.1 Detección y cartografiado de fallas.....	20
2.1.2 Propagación de horizontes.....	22
2.1.3 Estratigrafía Sísmica.	23
2.1.4 Terminaciones y parámetros sísmicos.	23
2.2 ATRIBUTOS SÍSMICOS.....	25
2.3 CHIMENEAS DE GAS.....	28
2.4 REDES NEURONALES.....	29
2.5 GEOFORMAS INDICANDO MIGRACIÓN DE FLUIDOS	31
3. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL AREA DE ESTUDIO.....	33
4. MARCO GEOLÓGICO	34
4.1 ESTRUCTURA DEL NW COLOMBIANO OFFSHORE	34
4.1.1 Zona de Acreción.	34
5. METODOLOGÍA.....	38
5.1 RECOPIACIÓN Y REVISIÓN DE INFORMACIÓN.....	38
5.2. BASE DE DATOS.....	40
5.3. INTERPRETACIÓN SÍSMICA	40
5.3.1 Interpretación de fallas.	42
5.3.2 Interpretación de horizontes.....	42

5.3.3 Interpretación de Geoformas.....	43
5.3.4 Elaboración de mapas estructurales en tiempo.....	43
5.4 ENTRENAMIENTO DE REDES NEURONALES PARA OBTENER EL CUBO DE CHIMENEAS	44
5.5 CÁLCULO DE ATRIBUTOS	45
5.6 PRESIÓN DE PORO	45
5.7 AJUSTE ENTRE LA INTERPRETACIÓN SÍSMICA Y LA INTERPRETACIÓN DE CHIMENEAS.	46
6. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	47
6.1 INTERPRETACIÓN SISMICA	47
6.1.1 Interpretación de fallas y pliegues.	47
6.1.2 Interpretación de horizontes.	49
6.1.3 Modelo estructural.....	57
6.1.4 Zona de interés.	57
6.1.5 Interpretación de Geoformas.....	59
6.2 ENTRENAMIENTO DE REDES NEURONALES.....	61
6.3 RELACIÓN DE LOS RESULTADOS DE <i>PISTÓN CORE</i> Y LA CHIMENEA.	65
6.4 COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS A LO LARGO DE LA FALLA.....	66
6. 5 CÁLCULO DE ATRIBUTOS	67
6.5.1 Time-Slice a 2000ms.....	68
6.5.2 Tope Plioceno	71
6.5.3 Tope Mioceno.....	75
6.6 Presión de poro.	79
7. CONCLUSIONES.....	82
8. RECOMENDACIONES	85
BIBLIOGRAFÍA.....	86

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Sismograma sintético (a) y modelo sísmico (b), mostrando los parámetros para la identificación de fallas en sísmica.....	21
Figura 2. Interpretación de horizontes en una sección sísmica.	22
Figura 3. Terminaciones sísmicas.	24
Figura 4. Cálculo Cubo de Coherencia.	26
Figura 5. Muestra los resultados que se obtienen al aplicar la descomposición espectral.	28
Figura 6. Tipos de chimeneas; tipo 1 (recuadro rojo) y tipo 2 (recuadro azul).	30
Figura 7. Creación de un meta-atributos.....	31
Figura 8. Secciones sísmicas a lo largo de pockmarks y volcanes de lodo.....	32
Figura 9. Localización del área de estudio.....	33
Figura 10. Modelo tectónico conceptual del Noroeste Colombiano.	35
Figura 11. Esquema del prisma de accrecion.....	37
Figura 12. Diagrama de flujo de las actividades realizadas durante este trabajo. Cabe destacar que la revisión bibliográfica se realizó durante todo el proceso.....	39
Figura 13. Esquema de los pasos tomados para realizar la interpretación sísmica del subvolumen 3D.	41
Figura 14. Foto de las fallas interpretadas en el subvolumen 3D, observadas desde dos ángulos diferentes, Siendo la falla 6 la falla más antigua y la falla 1 la falla más joven..	48
Figura 15. Mapa de contornos estructurales en tiempo al tope del basamento o corteza oceánica. El Intervalo de contorneo (IC) 35ms. Por razones de confidencialidad con ECOPETROL S.A. no es posible indicar con exactitud el área de estudio.	50
Figura 16. Mapa de contornos estructurales en tiempo al tope del Mioceno Superior. El Intervalo de contorneo (IC) 100ms. Por razones de confidencialidad con ECOPETROL S.A. no es posible indicar con exactitud el área de estudio.	52
Figura 17. Mapa de contornos estructurales en tiempo al tope del Plioceno. El Intervalo de contorneo (IC) 50ms. Por razones de confidencialidad con ECOPETROL S.A. no es posible indicar con exactitud el área de estudio.	53

Figura 18. Mapa de contornos estructurales en tiempo del fondo marino. El Intervalo de contorneo (IC) 50ms. Por razones de confidencialidad con ECOPETROL S.A. no es posible indicar con exactitud el área de estudio.	54
Figura 19. Sección X-line interpretada. Por razones de confidencialidad con ECOPETROL S.A. no es posible indicar con exactitud la ubicación.....	55
Figura 20. Sección X-line interpretada. Por razones de confidencialidad con ECOPETROL S.A. no es posible indicar con exactitud la ubicación.....	56
Figura 21. Superficie del fondo marino donde se puede observar el volcán de lodo, desde dos ángulos diferentes. Por razones de confidencialidad con ECOPETROL S.A. no es posible indicar con exactitud la ubicación.....	59
Figura 22. Sección sísmica donde se puede observar el volcán de lodo. Por razones de confidencialidad con ECOPETROL S.A. no es posible indicar con exactitud la ubicación.....	61
Figura 23. X-line que exhibe la zona de interés. En el recuadro negro se puede ver el subvolumen 3D en color verde, y en blanco se delimita la zona de interés. Por razones de confidencialidad con ECOPETROL S.A. no es posible indicar con exactitud la ubicación.....	58
Figura 24. Exhibe la ruta de flujo columnar (a) localizado a lo largo del plano de falla, evidenciada por la interpretación de chimeneas en la zona de interés (b). En el recuadro negro se puede ver el subvolumen 3D en color verde y en blanco se delimita la zona de interés.	62
Figura 25. X-line mostrando la interpretación de la zona, con un zoom de la interpretación de chimeneas.	64
Figura 26. Muestra un time-slice a 2000ms, con presencia de chimenea en forma circular, superpuesta en la sísmica (a), sin sísmica (b).	65
Figura 27. Distribución de las muestras de <i>pistón core</i> en el área de estudio.	66
Figura 28. Mapa de contornos estructurales en tiempo al tope Mioceno, para la zona de interés. El Intervalo de contorneo (IC) 100 ms. Por razones de confidencialidad con ECOPETROL S.A. no es posible indicar con exactitud el área de estudio.	75
Figura 29. Descomposición espectral para el tope Mioceno en la zona de interés: las frecuencias son seleccionadas dentro del ancho de banda sísmico; mínima 4Hz (rojo), media 30Hz (verde), máxima 50Hz (azul), del espectro de amplitud. ...	76
Figura 30. Atributo de similaridad, para el tope Mioceno en la zona de interés (a), y similaridad con la chimenea superpuesta (b).....	77
Figura 31. Atributo de frecuencia (a) y amplitud (b), para el tope Mioceno en la zona de interés.	78
Figura 32. Mapa de contornos estructurales en tiempo al tope Plioceno, para la zona de interés. El Intervalo de contorneo (IC) 50 ms. Por razones de	

confidencialidad con ECOPETROL S.A. no es posible indicar con exactitud el área de estudio.	71
Figura 33. Descomposición espectral para el tope Plioceno en la zona de interés: las frecuencias son seleccionadas dentro del ancho de banda sísmico; mínima 4Hz (rojo), media 30Hz (verde), máxima 50Hz (azul), del espectro de amplitud. ..	72
Figura 34. Atributo de similaridad, para el tope Plioceno en la zona de interés (a), y similaridad con la chimenea superpuesta (b).....	73
Figura 35. Atributo de frecuencia (a) y amplitud (b), para el tope Plioceno en la zona de interés.	74
Figura 36. Descomposición espectral para un Time-slice a 2000ms en la zona de interés: las frecuencias son seleccionadas dentro del ancho de banda sísmico; mínima 4Hz (rojo), media 30Hz (verde), máxima 50Hz (azul), del espectro de amplitud.	68
Figura 37. Atributo de similaridad, para un Time-Slice a 2000ms en la zona de interés (a), y similaridad con la chimenea superpuesta (b).	69
Figura 38. Atributo de frecuencia (a) y amplitud (b), para un Time-Slice a 2000ms en la zona de interés.....	70
Figura 39. X-line con la Imagen del cubo de velocidades y la interpretación del área superpuesta.	80
Figura 40. X-line con la Imagen del cubo de presión de poro y la interpretación del área superpuesta.	81

RESUMEN

TÍTULO

Interpretación sísmico-estructural, para la identificación de las posibles causas de la formación de chimeneas de gas en el Caribe Colombiano offshore¹.

AUTOR

Leidy Tatiana Mayorga Mantilla².

PALABRAS CLAVES

Chimeneas de gas, interpretación sísmica, Caribe Colombiano.

DESCRIPCIÓN

La presencia de rezumaderos de hidrocarburos líquidos y gaseosos en el Caribe Colombiano, es un fenómeno que ocurre de forma continua y que se ha podido observar debido a la migración vertical o lateral de los hidrocarburos. Cuando ocurren estas migraciones con presencia de gas, se les denomina -chimeneas de gas- las cuales pueden actuar como válvulas, permitiendo la migración del gas a través del sedimento. Estas chimeneas de gas derivadas de información sísmica; y corroboradas por medio de análisis químicos de muestras extraídas en el área, pueden ser usadas para determinar rutas de migración de hidrocarburos y como una herramienta poderosa en la identificación de un posible yacimiento de gas.

En este trabajo se desarrolla una comprensión de los procesos que inducen la formación de chimeneas de gas y su relación con el sistema petrolífero en un área del Caribe Colombiano, implementando la interpretación estructural del área para identificar el papel que juegan las fallas en la migración de los hidrocarburos en estos depósitos y, a su vez, detectar las rutas de migración, los eventos sísmicos (reflectores) que infieran la posible ubicación de la roca fuente de expulsión de hidrocarburo, y los elementos relacionados con las filtraciones; tales como los *pockmarks* y volcanes de lodo. Estos datos sísmicos combinados con el conocimiento geológico regional, datos de *piston core*, datos de presión de poro, y otra información relevante, mejora la comprensión de los procesos de las chimeneas y las condiciones ambientales que favorecen su formación.

¹ Trabajo de grado

² Facultad de ingenierías FísicoQuímicas. Escuela de Geología. Director: Andrés Eduardo Calle O. Codirector: Jorge Luis Rubiano O.

ABSTRACT

TITLE

A seismic- structural interpretation, on the identification of possible causes in the formation of gas chimneys in Colombia's Caribbean Offshore³.

AUTHOR

Leidy Tatiana Mayorga Mantilla⁴.

KEY WORDS

Gas chimney, seismic interpretation, Colombian Caribbean.

DESCRIPTION

The presence of hydrocarbon seepages, both liquids and gases in the Colombian offshore, is a phenomenon that has occurred naturally and continuously. In fact, it is a dynamical characteristic of hydrocarbon systems due mainly to the vertical and/or lateral hydrocarbon migrations. The seismic object is called Gas Chimney. Geologically speaking, it could be treated as a valve that release gases throughout sediments. This gas chimney derived of Seismic information and corroborated by chemical analysis of samples taken of the area. Could be used to determine migration routes of hydrocarbons; thus providing a powerful tool in the identification of possible gas deposits.

The main goal, of this study, is to find out the processes that produce the formation of gas chimneys and its possible relation with a petroleum system in Colombia's offshore area. Implementing the structural interpretation of the area in order to identify the role that the seismic faults play in the migration of hydrocarbons in these deposits and, also, to detect the migration routes, the seismic events [reflectors] that provide the possible location of the source rock of hydrocarbon expulsion and the elements related with filtrations; like pockmarks and mud volcanoes. This seismic data will be combine with the regional geological knowledge, piston core data, pressure pore data, and other relevant information, that would assist the understanding of the processes of the Chimneys and the environmental conditions that assist with its development.

³ Graduate work

⁴ Faculty of Physical-Chemical engineering. Geology school. Director: Andrés Eduardo Calle O. Codirector: Jorge Luis Rubiano O.

INTRODUCCIÓN

La detección de objetos, como las chimeneas de gas, en sísmica 3-D es un campo relativamente nuevo en el que se visualizan ciertas respuestas sísmicas que difieren de los alrededores, para ello se indaga en posibles relaciones espaciales de las amplitudes o atributos del cubo sísmico, con el fin de extraer información geológica así como también en inferir la presencia de hidrocarburos. Los datos sísmicos procesados presentan a menudo zonas de baja coherencia que han sido atribuidas a fuentes de ruido (Aminzadeh and Connolly, 2003) y degradan la calidad de los eventos sísmicos de reflexión. Recientemente se ha mostrado que a través del análisis de multiatributos o redes neuronales, estas zonas de baja calidad sísmica o pobre imaging son ocasionadas, posiblemente, por la presencia de gas “chimeneas de gas” (Heggland and Meldahl, 2001).

Este libro, presenta una síntesis de los resultados geológicos y geofísicos obtenidos a partir del análisis de un subvolumen extraído de un volumen (sísmica 3D), ubicado costa afuera del NW Colombiano. Sobre este subvolumen se ha realizado una interpretación de chimeneas, la cual se integró con una interpretación sísmica y análisis de presión de poro, Que permiten avanzar en el conocimiento en cuanto a la configuración estructural, los mecanismos de formación del área y su incidencia sobre la formación de los rezumaderos y/o las chimeneas de gas.

Este estudio permite revelar los procesos y condiciones que favorecen la formación de las chimeneas de gas, en la región noroeste del Caribe Colombiano offshore. Estas chimeneas de gas derivadas de información sísmica; y corroboradas por medio de análisis químicos de muestras extraídas en el área,

pueden ser usadas para determinar rutas de migración de hidrocarburos y como una herramienta poderosa en la identificación de un posible yacimiento de gas, y la integración con otros indicadores de migración de hidrocarburos, como el conocimiento geológico, datos de *piston core*, la interpretación estructural y datos de presión de poro pueden aportar al entendimiento de la geometría de los reservorios en la cuenca.

1. GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La presencia de rezumaderos de hidrocarburos líquidos y gaseosos en el Caribe Colombiano, es un fenómeno que ocurre de forma continua y que se ha podido observar debido a la migración vertical o lateral de los hidrocarburos. Cuando ocurren estas migraciones con presencia de gas, se les denomina -chimeneas de gas- las cuales pueden actuar como válvulas (Aminzadeh and de Groot ,2001), permitiendo la migración del gas a través del sedimento.

La detección de objetos en sísmica 3-D es un campo relativamente nuevo en el que se visualizan ciertas respuestas sísmicas que difieren de los alrededores, para ello se indaga en posibles relaciones espaciales de las amplitudes o atributos del cubo sísmico, con el fin de extraer información geológica así como también en inferir presencias de hidrocarburos. En el procesado de datos sísmicos a menudo, zonas de baja coherencia han sido atribuidas a fuentes de ruido (Aminzadeh and Connolly, 2003) que degradan la calidad de los eventos sísmicos de reflexión. Recientemente se ha mostrado que a través del análisis de multiatributos o redes neuronales, estas zonas de baja calidad sísmica o pobre imaging son ocasionadas, posiblemente, por la presencia de gas “chimeneas de gas” (Heggland and Meldahl, 2001). Estas chimeneas de gas pueden ser usadas como una herramienta poderosa en la identificación de acumulaciones de gas, especialmente cuando se combinan con características geológicas, tales como *pockmarks*⁵ y evidencia de volcanes de lodo en el fondo marino.

⁵ *Pockmarks*: Son cráteres en el fondo marino formados por la expulsión de gases o agua de los sedimentos.

Las zonas offshore en Colombia han sido poco exploradas y, aún hay aspectos que constituyen elementos “incierto” en cuanto a la configuración estructural, los mecanismos de formación del área y su incidencia sobre la formación de los rezumaderos y/o las posibles chimeneas de gas.

Con este estudio se intenta obtener una comprensión de los procesos que inducen a la formación de las chimeneas de gas en un sector del Caribe colombiano offshore, específicamente en un subvolumen sísmico-3D de la cuenca Sinú - San Jacinto, Mediante la interpretación de datos geofísicos que puedan llegar a mostrar una aproximación del estilo estructural de la zona y, a su vez, poder detectar las rutas de migración, los eventos sísmicos (reflectores) que infieran la posible ubicación de la roca fuente de expulsión, las fallas y los elementos relacionados con las filtraciones; tales como los *pockmarks* y los volcanes de lodo (Hovland, 2003). Estos datos sísmicos se combinarán con el conocimiento geológico regional, datos de *piston core*⁶, datos de presión de poro, y otra información relevante, la cual podrá mejorar la comprensión de los procesos de las chimeneas y las condiciones ambientales que favorecen su formación.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Dado el alcance y complejidad de los proyectos que trascienden las plataformas continentales (offshore), con costos operativos e incertidumbres asociados significativamente elevados, se pretende contribuir a minimizar el riesgo exploratorio a través de la integración de técnicas de interpretación con meta atributos e información de fondo marino. Lo anterior con el fin de contar con información confiable que contribuya a este tipo de proyectos costa fuera reduciendo costos y mitigando la incertidumbre en cuanto al riesgo geológico.

⁶ *Piston Core*: Toma de muestras en secciones verticales del fondo marino.

El estudio que se lleva a cabo a través de este trabajo de grado, permitirá revelar los procesos y condiciones que favorecen la formación de las posibles chimeneas de gas, en la región del Caribe Colombiano offshore. Estas chimeneas de gas derivadas de información sísmica; a través de la integración de técnicas de interpretación con meta atributos e información de fondo marino, y corroboradas por medio de análisis químicos de muestras extraídas en el área, pueden ser usadas para determinar rutas de migración de hidrocarburos y como una herramienta poderosa en la identificación de un posible yacimiento de gas, y la integración con otros indicadores de migración de hidrocarburos, como el conocimiento geológico, la interpretación estructural, datos de *piston core* y datos de presión de poro pueden aportar al entendimiento de la geometría de los reservorios en la cuenca.

Este trabajo es un gran apoyo en actividades de exploración en operaciones costa afuera y contribuye en la búsqueda de prospectos con potenciales acumulaciones de hidrocarburos. Y por último, contribuirá al estudio del modelo regional de los reservorios en cuencas marinas Colombianas y servirá de referencia para estudios de interpretación a realizarse en el futuro.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo general.

Comprender los procesos que inducen la formación de chimeneas de gas y su relación con el sistema petrolífero en un sector del Caribe Colombiano offshore.

1.3.2 Objetivos específicos.

- Realizar la interpretación estructural del área para identificar el papel que juegan las fallas en la migración de los hidrocarburos en estos depósitos.
- Identificar los eventos sísmicos (reflectores) que infieran la posible ubicación de la roca fuente de expulsión de hidrocarburos a partir del análisis de chimeneas de gas y el análisis o interpretación estructural del área.
- Indagar en la relación entre las chimeneas de gas y la presión de poro con el fin de determinar su influencia en las rutas de migración.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 INTERPRETACIÓN SÍSMICA

Según Sheriff (2002) la exploración sísmica es el uso de distintas técnicas con el objetivo de cartografiar las estructuras presentes en el subsuelo y sus características geológicas y estratigráficas con la finalidad de localizar acumulaciones de petróleo, gas y minerales.

La interpretación sísmica es una fase clave dentro de las campañas de exploración y con la misma se busca sacar la mayor cantidad información posible de los datos, definiendo estilos estructurales por medio del estudio de la geometría de los reflectores de las secciones sísmicas (Liner, 2004).

Diversos autores, entre ellos Mitchum (1977) y Bally (1987) señalan que los aspectos más importantes dentro de un proceso de interpretación son:

Análisis Sísmico Secuencial.

Análisis de Registros de Pozos

Amarre Sísmica-Pozo.

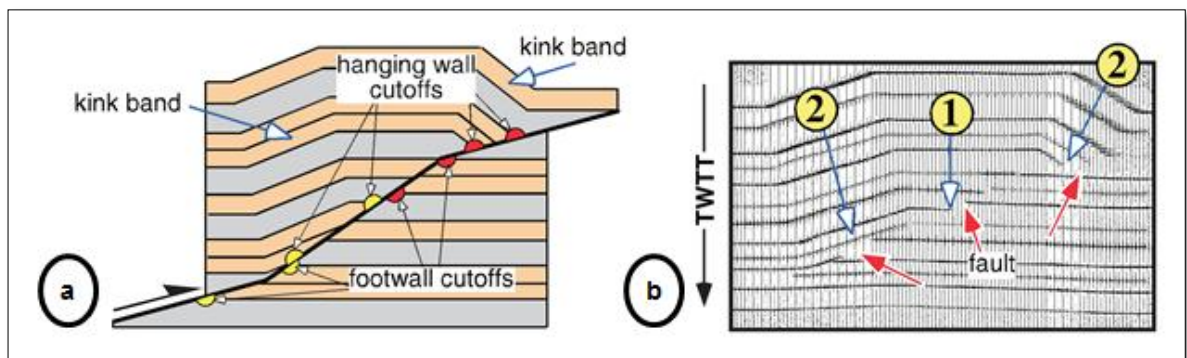
Análisis de Facies Sísmicas.

2.1.1 Detección y cartografiado de fallas.

Según Shaw (2004), las fallas pueden ser identificadas dentro de las secciones sísmicas por medio de los siguientes patrones (figura 1):

1. Terminación de los reflectores sísmicos o cambios abruptos de las reflexiones sobre la superficie de falla.
2. Terminación de los flancos de los pliegues o *bandas kink*.
3. Reflexión directa del plano de falla.

Figura 1. Sismograma sintético (a) y modelo sísmico (b), mostrando los parámetros para la identificación de fallas en sísmica.



Tomado y modificado de, Shaw (2004).

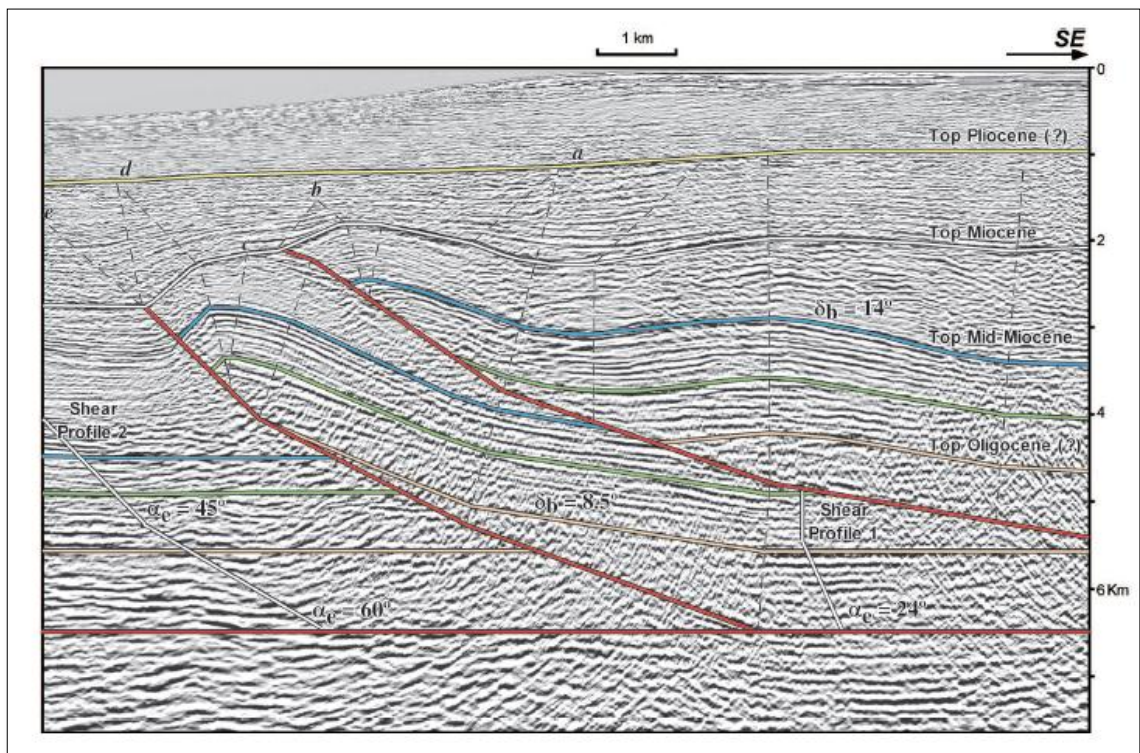
Adicionalmente, las fallas presentes en la sección producen un efecto de degradación en la calidad de la imagen sísmica, como resultado en el incremento de la complejidad estructural, difracción en pequeños bloques fallados o conversión de ondas en las zonas de fallas. El desplazamiento de las fallas puede ser vertical, horizontal o una combinación de ambos.

El poder detectar y cartografiar las fallas es de suma importancia debido a que estas darán sentido estructural a los datos y además pueden actuar como trampas de petróleo, barreras de permeabilidad o vías de migración y comunicación de yacimientos.

2.1.2 Propagación de horizontes.

Es necesario cartografiar los patrones de falla antes de propagar los horizontes, debido a que las fallas segmentan en bloques la zona donde se encuentran los datos (figura 2). Dentro de cada bloque se puede usar la técnica de *autopicking* para propagar los eventos de interés, para luego armar el mapa compuesto por todos los bloques y crear un mapa estructural en tiempo que represente la geometría de la superficie de reflexión (Liner, 2004).

Figura 2. Interpretación de horizontes en una sección sísmica.



Tomado de Corredor (2004).

2.1.3 Estratigrafía Sísmica.

La estratigrafía secuencial es el estudio de las relaciones entre las rocas o paquetes de rocas dentro de un marco de tiempo o intervalos depositacionales repetitivos y relacionados “genéticamente”, encadenados por superficies de erosión u otra discontinuidad. Con la estratigrafía secuencial se reconoce y correlaciona aquellas superficies estratigráficas que manifiestan cambios en la secuencia depositacional de la formación. Tales cambios son generados por la interacción entre la sedimentación, la erosión y la oscilación del nivel base, y van a ser determinados por análisis sedimentológico y relaciones geométricas. (Van Wagoner et al., 1988).

2.1.4 Terminaciones y parámetros sísmicos.

Los parámetros sísmicos son una serie de factores que dependen de las características de la onda y que varían dentro del medio sedimentario. Entre los principales parámetros encontramos: geometría del reflector, amplitud de la onda, continuidad, disposición de las secuencias y velocidad intervállica (Pinto 2007).

El paso inicial en un análisis sismo-estratigráfico es una búsqueda intensa de discordancias en los datos sísmicos, porque las discordancias, o sus concordancias correlativas, separan a las secuencias sísmicas. La clase de angularidad de los reflectores en el límite superior o en la base de una secuencia es importante para la reconstrucción de la historia sedimentaria, porque esa angularidad le permite a un explorador deducir las condiciones ambientales que más probablemente existían durante la sedimentación de la secuencia. Algunos patrones comunes de angularidad sísmica se ilustran en la figura 3.

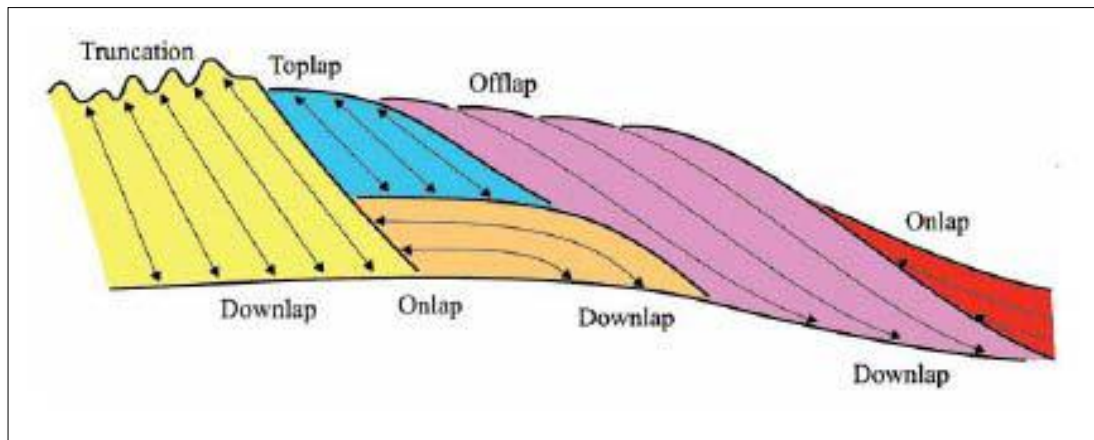
Onlap (On): Sedimentario transgresivo. Cuando los reflectores terminan progresivamente contra una superficie que tiene una mayor inclinación.

Downlap (Dw): Sedimentario progresivo. Cuando los reflectores terminan buzamiento abajo contra una discordancia.

Truncaciones erosiónales (Te): Origen tectónico. Es un tipo importante de terminación de reflectores que se observa con frecuencia en el límite superior de una secuencia.

Toplap (Tp): Sedimentario progresivo. Se forma debido a la ausencia de sedimentación a lo largo del límite superior de una cuña sedimentaria progradante.

Figura 3. Terminaciones sísmicas.



Tomado de Mitchum, (1977; en Pinto, 2007).

2.2 ATRIBUTOS SÍSMICOS

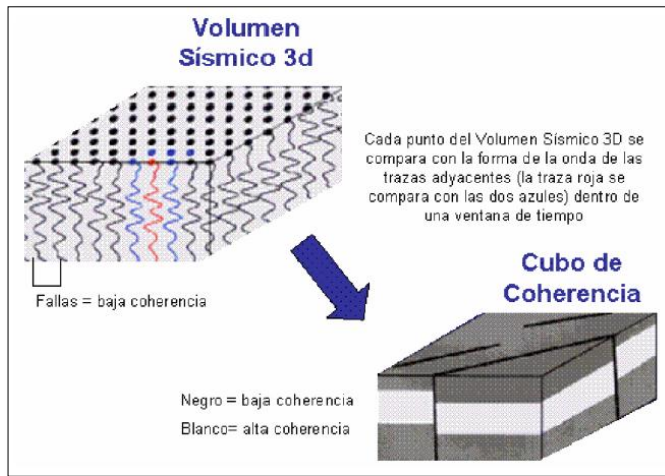
Los atributos sísmicos son las propiedades cuantificables de los datos sísmicos, como la amplitud, rumbo, frecuencia, fase y polaridad. Pueden ser medidos en un instante sobre una ventana de tiempo, y pueden ser cuantificados en una traza simple, sobre un conjunto de trazas, o sobre una superficie interpretada de los datos sísmicos (Chopra and Marfurt, 2008), ayudando a la visualización o a cuantificar características de interés de interpretación.

Los atributos sísmicos caen dentro de dos categorías amplias, aquellos que ayudan a cuantificar el componente morfológico de los datos sísmicos y aquellos que ayudan a cuantificar el componente de reflectividad de los datos sísmicos. Los atributos morfológicos asisten en la extracción de información sobre el reflector de buzamiento, los azimutales y las terminaciones, los cuales a su vez pueden relacionarse con fallas, canales, fracturas, diapiros y acumulaciones de carbono. Los atributos de reflectividad ayudan a extraer información sobre la amplitud del reflector, la forma de onda y la variación con el ángulo de iluminación, lo cual a su vez puede relacionarse con la litología, el grosor del reservorio y la presencia de hidrocarburos. En el modo de reconocimiento, los atributos sísmicos en 3D, ayudan a identificar rápidamente las características estructurales y los ambientes de depositación (Marfurt, 1998).

Para interés de este trabajo se definen los atributos utilizados:

Coherencia o Similitud: es una medida de la similaridad entre las trazas, (Neidell and Tanner, 1971), busca convertir un volumen de continuidad (figura 4.), como lo son las reflexiones normales en un volumen de discontinuidad, acentuando fallas y otros límites. Estos atributos operan dentro de una ventana de tiempo y usan una variedad de aproximaciones matemáticas similares a la correlación.

Figura 4. Cálculo Cubo de Coherencia.



Tomada de Nissen (2002).

Amplitud instantánea: la fuerza de la reflexión aporta información sobre los contrastes de impedancia. Por esto, a través del estudio de los cambios de la intensidad de la reflexión, se puede tener idea sobre cambios litológicos importantes, discontinuidades y límites asociados a cambios significativos en el nivel del mar o ambientes depositacionales. Cambios laterales muy marcados pueden estar asociados al fallamiento o a la presencia de hidrocarburos. Este último factor se ejemplifica a través de las grandes amplitudes asociadas a acumulaciones de gas conocidas como puntos brillantes, (Chopra and Marfurt, 2007).

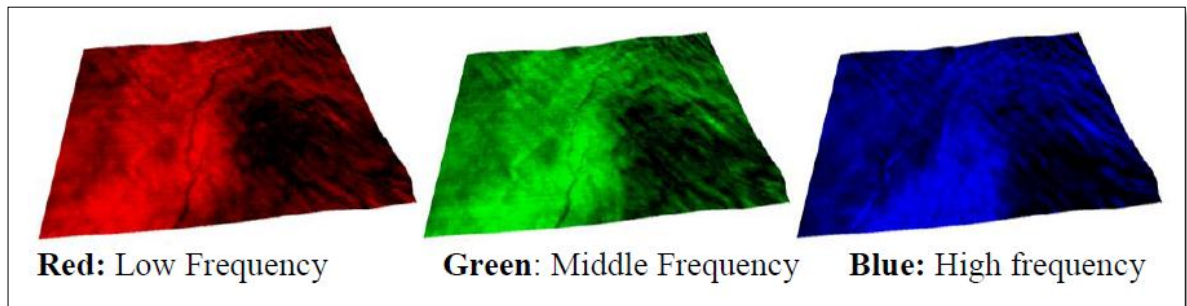
Frecuencia Instantánea: Representa la tasa de cambio de la fase con el tiempo (Chopra and Marfurt, 2007), La mayoría de los eventos desplegados en el atributo de frecuencia son la conjugada de las reflexiones originales en reflectores espaciadamente estrechos, con contrastes de impedancia constante. Los eventos de reflexión producen patrones de frecuencia que caracterizan y correlacionan los

reflectores, y pueden proveer información acerca de la frecuencia característica de los eventos, efectos de absorción, fracturamiento y espesores depositacionales. La superposición de reflexiones individuales puede llegar a producir un modelo de frecuencia que caracteriza a la reflexión compuesta, y su carácter cambiará gradualmente así como la litología o el espesor en la secuencia de estratos. Los acñamientos y bordes de interfaces de fluidos, tienden a cambiar de frecuencia instantánea de manera más rápida. Un cambio de frecuencias bajas se observa comúnmente en reflexiones de horizontes con gas, puesto que las acumulaciones hidrocarburos condensados tienden a atenuar las altas frecuencias.

Descomposición espectral: Consiste en descomponer los datos en sus componentes espectrales (figura 5), para revelar detalles estratigráficos y estructurales que frecuentemente son oscurecidos por el ancho de banda de los datos, (Aminzadeh and De Groot, 2005). Existen dos métodos de descomposición espectral, la transformada de Fourier (FFT) o la transformada de wavelet (CWT). En este trabajo se utilizó la transformada de wavelet (CWT) (*Continuous Wavelet Transform*) que consiste en transformar los datos al dominio de frecuencia-tiempo utilizando la ondícula (Función Gausiana modulada) y la señal (Chen et al., 2008).

La descomposición espectral se utiliza para mapear espesores de los estratos, discontinuidades geológicas y como un posible indicador de hidrocarburos debido a la atenuación de las bajas frecuencias. Como indicador de hidrocarburos se deben cumplir tres características, estas son: 1. Atenuación sísmica anormal. 2. Sombras de bajas frecuencias asociadas con hidrocarburos, y, 3. Diferencias en frecuencia entre gas y salmuera.

Figura 5. Muestra los resultados que se obtienen al aplicar la descomposición espectral.



Tomada de De bruin & Huck (2010).

2.3 CHIMENEAS DE GAS

Las chimeneas de gas son visibles en los datos sísmicos como perturbaciones de forma cilíndrica, donde la continuidad de los reflectores se rompe, y las amplitudes de reflexión son más débiles que en los alrededores. Y pueden ser usadas para determinar la presencia de hidrocarburos y las rutas de migración de gas.

Según Heggland (2005), las chimeneas de gas han sido ordenadas en dos clases:

Tipo 1: Chimeneas asociadas con fallas

Estas chimeneas comúnmente tienen una sección transversal horizontal circular y limitada, del orden de 100 metros (figura 6). La presencia de chimeneas de gas a lo largo de las fallas indica, que las fallas están abiertas o han sido abiertas por cierto tiempo, en dicho caso, los fluidos pueden migrar a través de las fallas, resaltando rutas de migración donde las tasas de flujo pueden ser relativamente altas.

Tipo 2: Chimeneas no asociadas con fallas

Ocupan un espacio mucho más grande y su extensión lateral puede ser del orden de varios cientos de metros (figura 6). La resistencia capilar en los shale evita el movimiento hacia arriba del gas libre, y las chimeneas se caracterizan por tener movimiento muy lento o no tener movimiento hacia arriba. Sin embargo, pueden existir fracturas que permiten la migración del gas a través del shale. Otra explicación para la presencia de gas en este tipo de chimeneas es que el agua saturada de gas puede liberar gas durante su movimiento o desplazamiento hacia arriba causado por una disminución en la presión.

La presencia de chimeneas de gas ha sido interpretada como rutas de migración de hidrocarburos, y mapeadas por medio de una técnica denominada redes neuronales (Ligtenberg, 2003; Heggland, 2005).

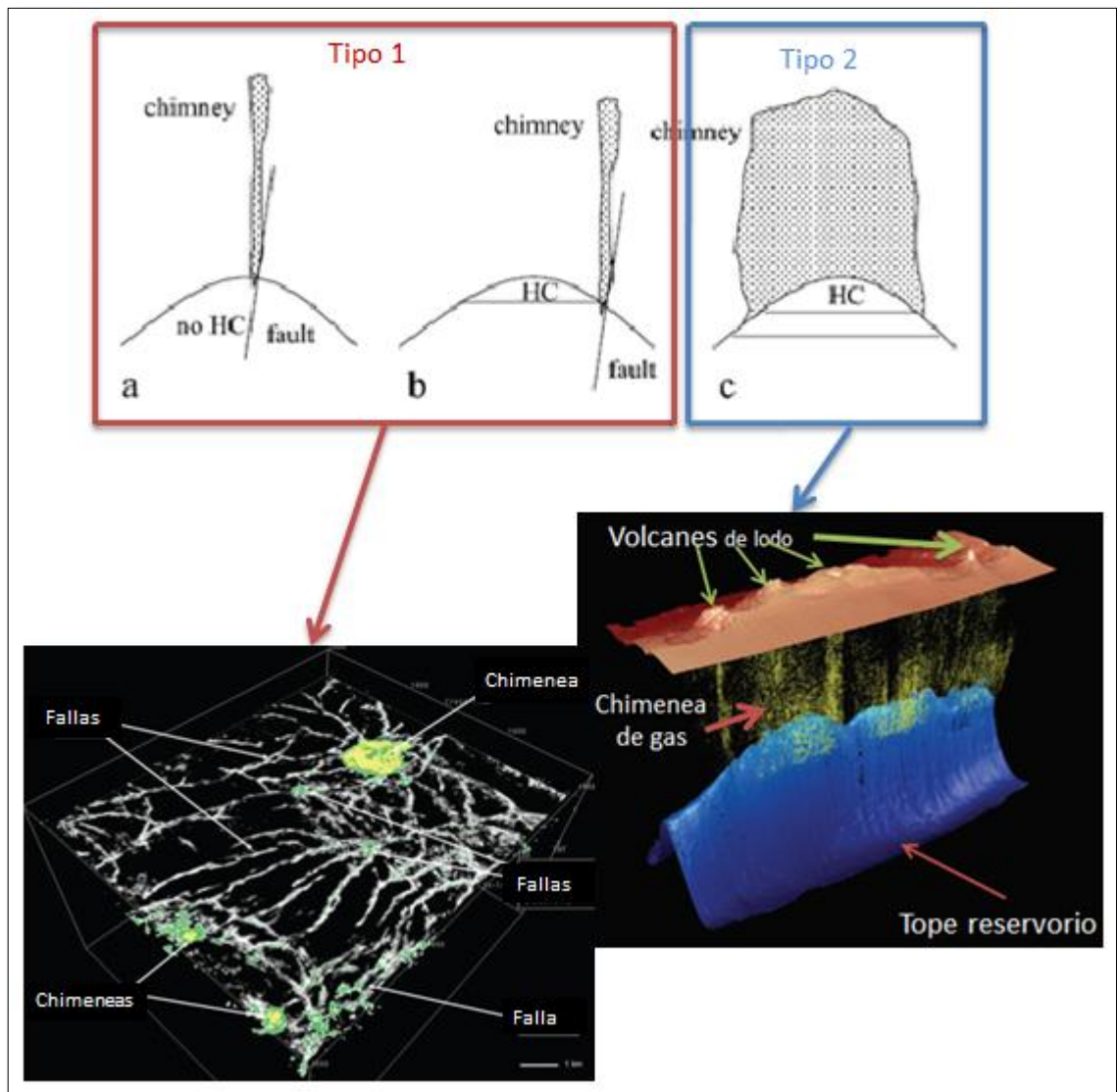
2.4 REDES NEURONALES

Objetos sísmicos, como las chimeneas de gas, son muchas veces difíciles de delimitar usando el análisis de atributos convencional, muchos atributos contienen información útil sobre el objeto de estudio pero cada nuevo atributo proporciona una visión diferente de los datos. El reto es hallar el atributo óptimo para una interpretación específica.

Por lo cual se utiliza una red neuronal la cual selecciona un subconjunto de meta-atributos (figura 7), que puede proveer información espacial de los objetos sísmicos; el papel de la red neuronal es clasificar los atributos introducidos dentro de dos o más clases. Las redes neuronales son entrenadas en atributos sísmicos extraídos de lugares representativos que son picados manualmente por un

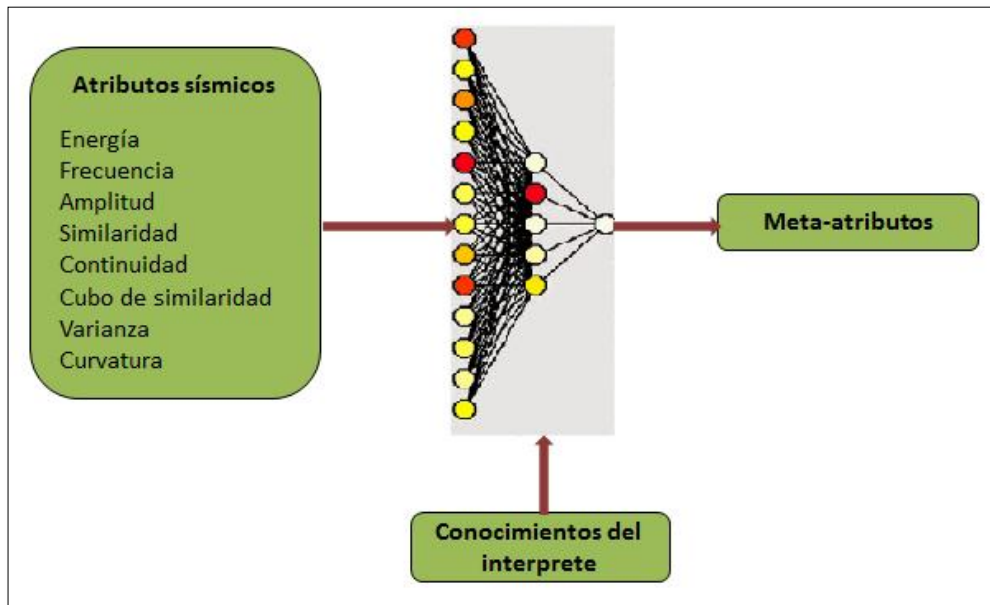
intérprete. Este enfoque es una forma de aprendizaje supervisado en el cual las redes aprenden a reconocer respuestas sísmicas asociadas con la identificación de chimeneas, la respuesta de la red para cada punto de muestreo es un valor que representa la probabilidad de chimeneas

Figura 6. Tipos de chimeneas; tipo 1 (cuadro rojo) y tipo 2 (cuadro azul).



Tomadas y modificadas de, Heggland, (2005) y Ligtenberg (2005)

Figura 7. Creación de un meta-atributos.



Tomada y modificada de Aminzadeh and Connolly (2003).

2.5 GEOFORMAS INDICANDO MIGRACIÓN DE FLUIDOS

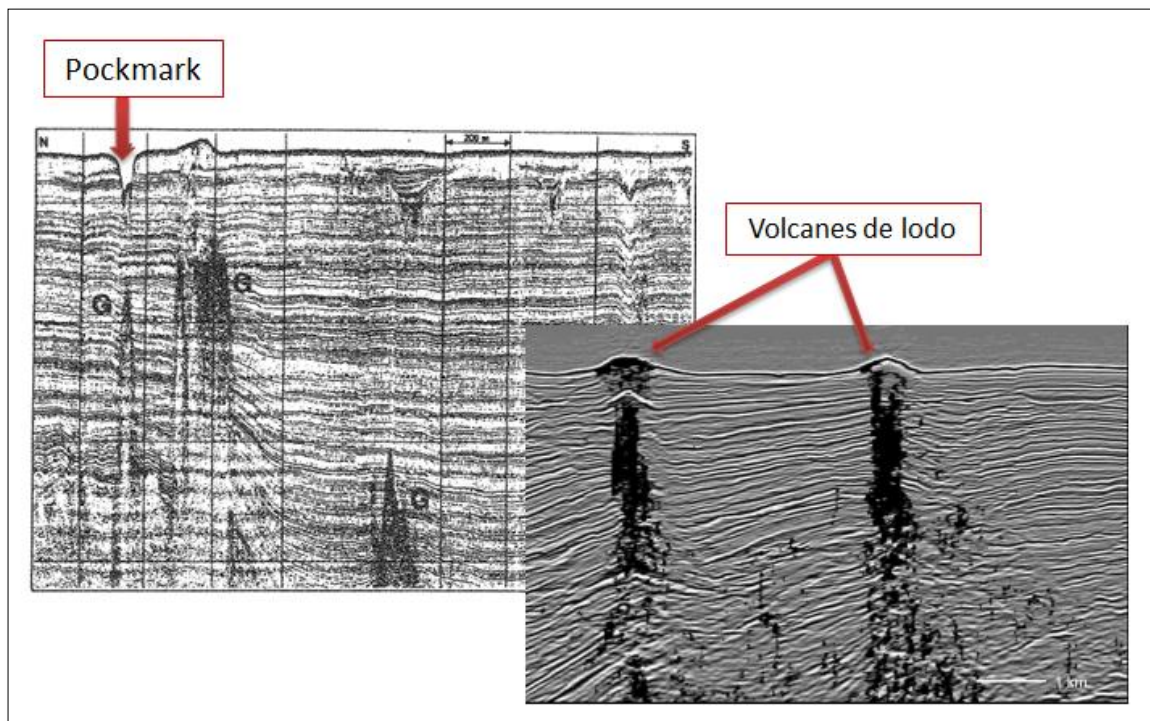
Las filtraciones de hidrocarburos algunas veces pueden ser reconocidas en datos sísmicos, porque estas causan cambios acústicos, mecánicos o biogénicos en las secuencias geológicas. Indicaciones directas por la migración de fluidos y rezumaderos son expuestas por rasgos característicos de filtraciones en la superficie del fondo del mar y bajo la superficie del fondo. Para estudiar estos rasgos en detalle, es necesario tener imágenes con alta resolución y un fuerte reflector del fondo marino. Que permita destacar expresiones geomorfológicas tales como volcanes de lodo y pockmarks.

Volcanes de lodo: son estructuras topográficas cónicas monticulares, fácilmente reconocibles en los datos sísmicos (figura 8). A veces se presentan asociados a

shale sobrepresurados enterrados a gran profundidad o a áreas de compresión tectónica; donde estos se alinean a lo largo de fallas o de los ejes de pliegues. Usualmente son encontrados en cuencas que han sufrido rápida subsidencia y altas tasas de sedimentación, y algunas veces son formados en asociación con la liberación de gas por debajo de la superficie del fondo del mar.

Pockmarks: son cráteres que ocurren en el fondo del mar (figura 8), formados por flujo de fluidos (Hovland and Judd, 1988), su tamaño alcanza un diámetro desde 15 a 45 metros y una profundidad entre 5 y 10 metros (Hovland et al., 2002). Son indicadores de flujo de fluidos, morfológicamente son diversos. Su forma se genera como una consecuencia de erupción de gas y/o agua de poro y son comunes tanto en aguas someras como profundas.

Figura 8. Secciones sísmicas a lo largo de pockmarks y volcanes de lodo



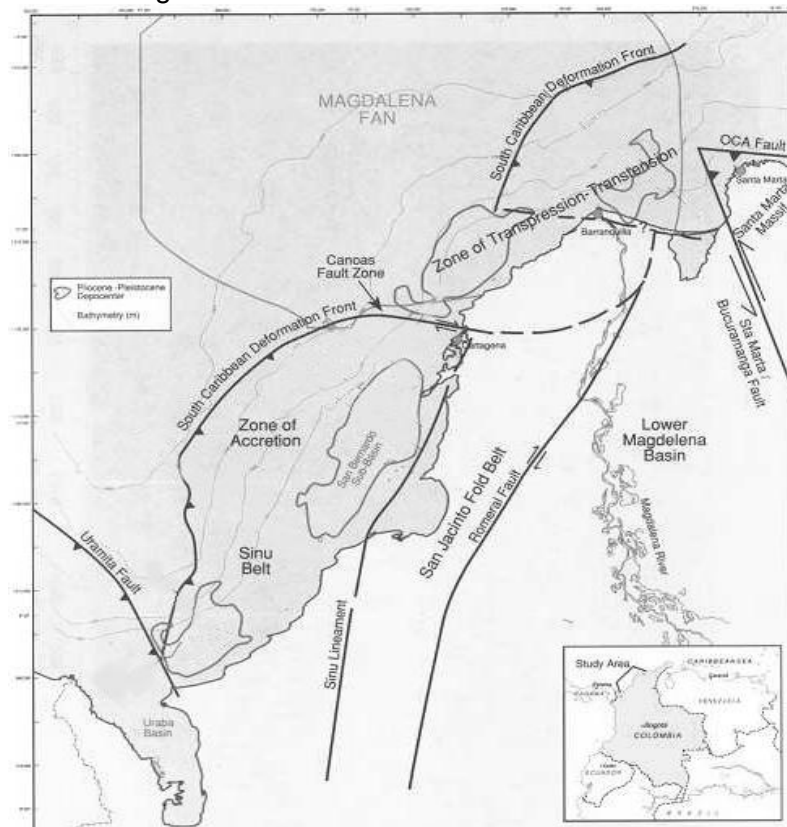
Tomadas y modificadas de Ligtenberg (2005).

3. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL AREA DE ESTUDIO

El área de estudio se encuentra localizada costa afuera del NW Colombiano, ubicada dentro del cinturón de cabalgamientos del Sur del Caribe (figura 9). El cinturón se encuentra limitado al sur por la Falla de Uramita y al norte por los sedimentos recientes del Delta del Magdalena. Al oeste se encuentra separado de la cuenca de Colombia, por el frente de deformación activo y al este limita con el cinturón deformado del Sinú.

El área de estudio abarca un total de 242.3183 Km². Por razones de confidencialidad con ECOPETROL S.A. no es posible indicar con exactitud el área de estudio.

Figura 9. Localización del área de estudio



Tomado y editado de RUIZ *et al.*, (2000).

4. MARCO GEOLÓGICO

4.1 ESTRUCTURA DEL NW COLOMBIANO OFFSHORE

Según Ruiz *et al.*, (2000) el Noroeste offshore de Colombia puede ser dividido en dos áreas distintivas una “zona de acreción” (área Sur) y una “zona de transpresión – transtensión” (área norte), (Figura 10). El estilo estructural de la cuenca del Caribe Sur offshore es muy diferente a la cuenca del Caribe Norte offshore:

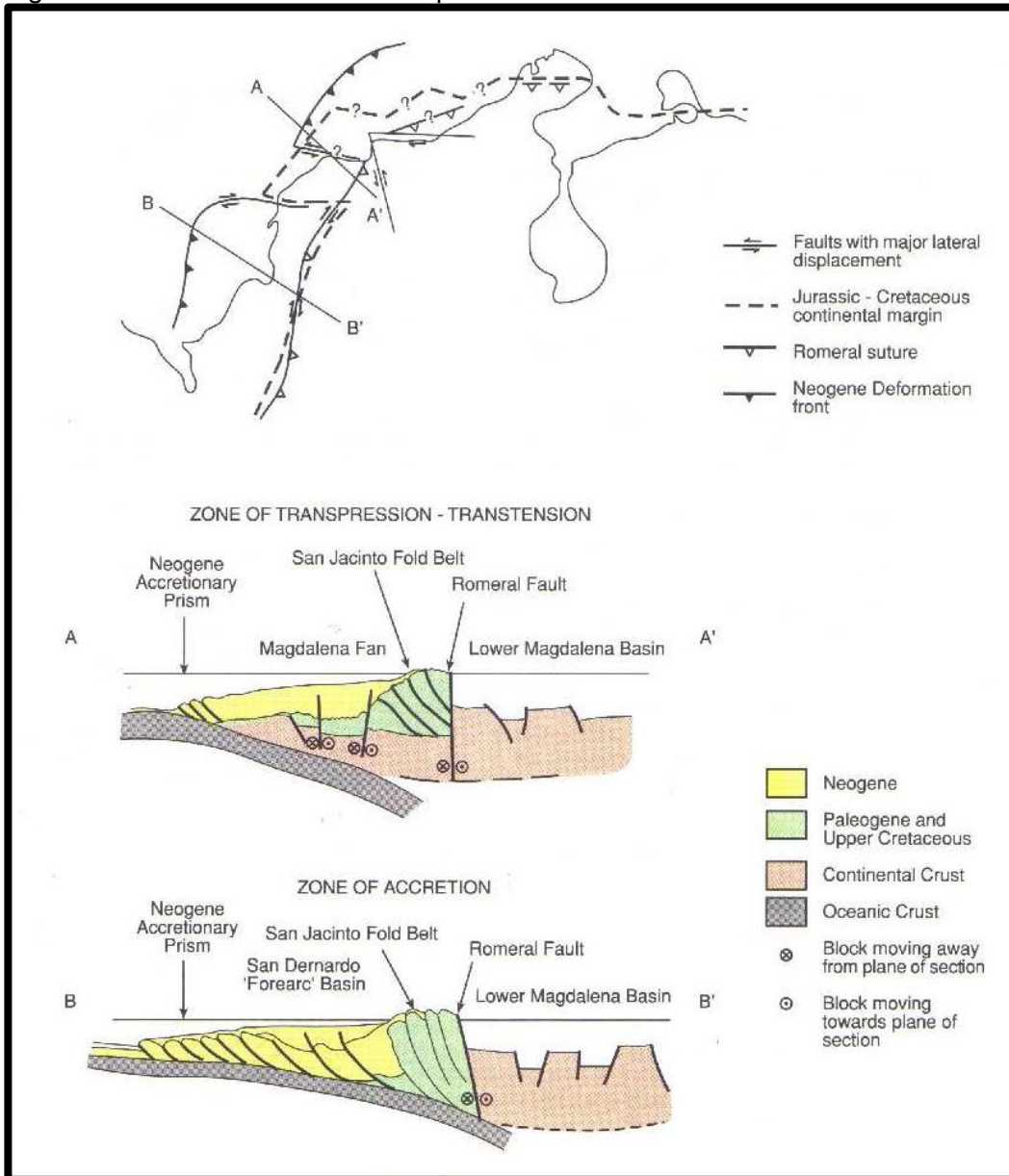
Mientras la zona de acreción es subducida por el basamento oceánico, la zona de transpresión-transtensión es subducido por la corteza continental (en el este) y por la corteza oceánica (en el oeste). Esta área es interpretada como un promontorio del antiguo margen continental. El estilo de estructuras cambia de sur a norte a lo largo del margen continental del Noroeste Colombiano, en la zona de acreción las estructuras compresionales regionales han sido localmente modificadas por diapirismo de lodo, mientras que la zona de transpresion-transtension está dominada por altos ángulos de fallamiento. Esto se debe tanto a la variación en la estructura de la corteza alrededor del margen, y a el cambio de subducción ortogonal en el área Sur, como a la fuerte subducción oblicua en el área Norte, (Ruiz *et al.*, 2000).

El área de interés para este trabajo se encuentra localizada dentro de la zona de acreción o área Sur del Caribe Colombiano Offshore, específicamente dentro del prisma de acreción, (Figura 10).

4.1.1 Zona de Acreción.

Esta zona es el resultado de la colisión transpresional entre las placa Caribe y la placa Sur Americana durante el terciario (Shaw *et al.*, 2005), y

Figura 10. Modelo tectónico conceptual del Noroeste Colombiano.



Tomado de RUIZ *et al.*, (2000).

puede ser separada en dos áreas de distinta geometría estructural, un prisma de acreción presente en el talud continental moderno (área de estudio) y una cuenca de ante-arco situada en la plataforma continental moderna (figura 10).

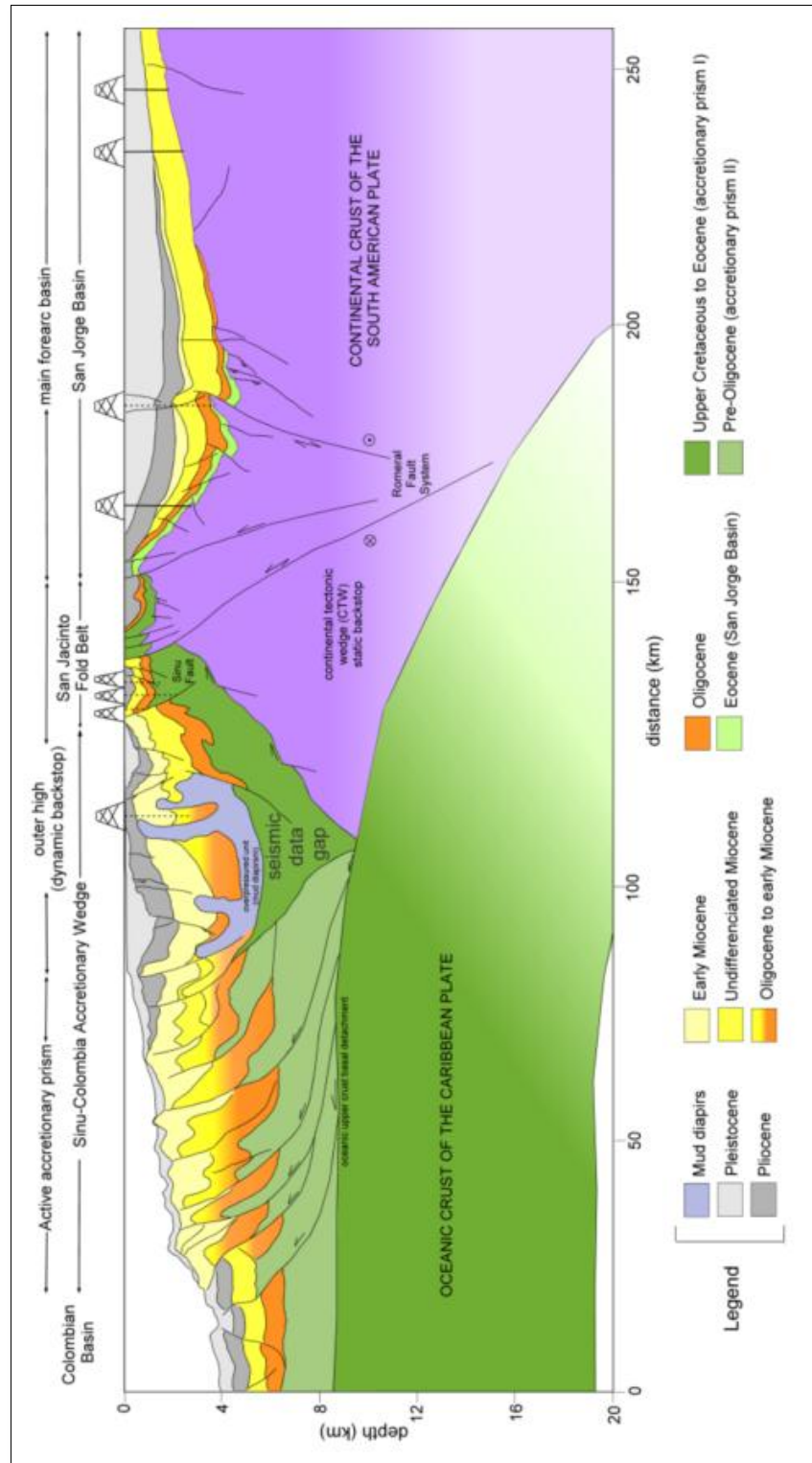
ξ **Prisma de acreción** (área de estudio).

El prisma de acreción, ubicado en la esquina NW de Colombia (figura 11), ha sido testigo de múltiples eventos geotectónicos desde el Cretácico Superior. La deformación desde el Mioceno al presente es típica de un prisma de acreción por subducción, evidenciado por sus características morfológicas y tectónicas. (Mantilla *et al.*, 2009). Esta área es caracterizada por una zona de deformación activa y un fuerte acortamiento.

La mayor parte de la deformación se desarrolló durante el Pleistoceno y se encuentra actualmente activa (Flinch *et al.*, 2003). Las estructuras se encuentran cortadas por la discordancia del Mioceno Medio, relacionada a la Orogenia Andina y a la colisión del Arco de Panamá (Kellogg *et al.*, 1982)

El principal despegue de falla basal de este sistema imbricado yace dentro de shale de edad Oligoceno?.

Figura 11.
del prisma
acrecion.
Tomado
et al.,



Esquema
de
de Mantilla
(2009).

5. METODOLOGÍA

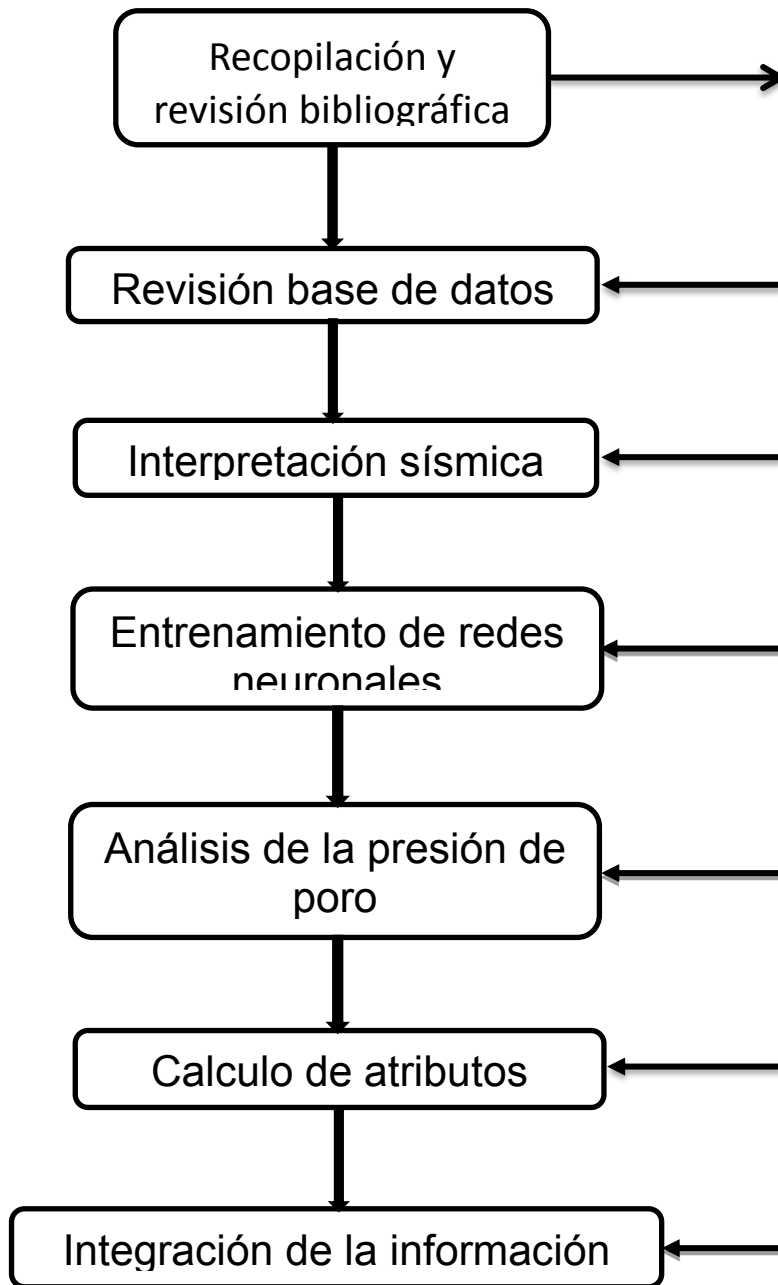
En este capítulo se muestran los pasos que se siguieron en la elaboración del proyecto, los cuales están interrelacionados entre si y permitieron alcanzar, de forma efectiva, el objetivo general de este trabajo de grado. En la figura 12 se puede observar el diagrama de flujo de las actividades realizadas durante esta investigación.

5.1 RECOPIACIÓN Y REVISIÓN DE INFORMACIÓN

Al comienzo del trabajo se buscaron todas las fuentes necesarias para comprender de una mejor manera los procesos y metodologías a desarrollar durante el avance del mismo, entre ellas, artículos científicos, tesis, publicaciones, manuales de los programas a utilizar y los temas a desarrollar en el proyecto. Asimismo, se consultó una variada bibliografía referente a la geología regional y local. Por último, se buscaron los trabajos previos en la zona, los cuales, resultaron ser escasos debido a que existe una baja densidad de información del subsuelo de la cuenca y muchos no han sido publicados por razones de confidencialidad.

Esta recopilación se llevó a cabo en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP-ECOPETROL S.A.) por medio del Centro de Información Técnica (CIT) y en la Universidad Industrial de Santander (UIS) a través de los recursos electrónicos y bases de datos, como The American Association of Petroleum Geologists (AAPG) JOURNALS Datapages y Society of Exploration Geophysicists (SEG) JOURNALS.

Figura 12. Diagrama de flujo de las actividades realizadas durante este trabajo. Cabe destacar que la revisión bibliográfica se realizó durante todo el proceso.



5.2. BASE DE DATOS

Esta etapa del trabajo se realizó en forma detallada porque de la correcta depuración de los datos de origen va a depender la calidad de la interpretación realizada y por consiguiente, la calidad y precisión de las conclusiones finales.

El material utilizado en la elaboración del proyecto, consiste en un cubo tridimensional (sísmica 3D), cubo de velocidades, líneas sísmicas 2D cercanas al área de interés; todo en formato digital *.SGY, y información de muestras de *pistón core*, (proporcionados por ICP-ECOPETROL S.A).

Con el propósito de delimitar el alcance de este trabajo, se redujo el tamaño del cubo sísmico 3D, concentrándonos en un subvolumen 3D, que representa un área de interés específico para ECOPETROL S.A.

Luego de revisar la información sísmica existente, se encontró que no hay pozos localizados dentro del subvolumen sísmico 3D, y para no perder el verdadero objetivo del proyecto, se decidió, extrapolar los nombres de los horizontes presentes en el área, mediante correlación de información con líneas sísmicas 2D.

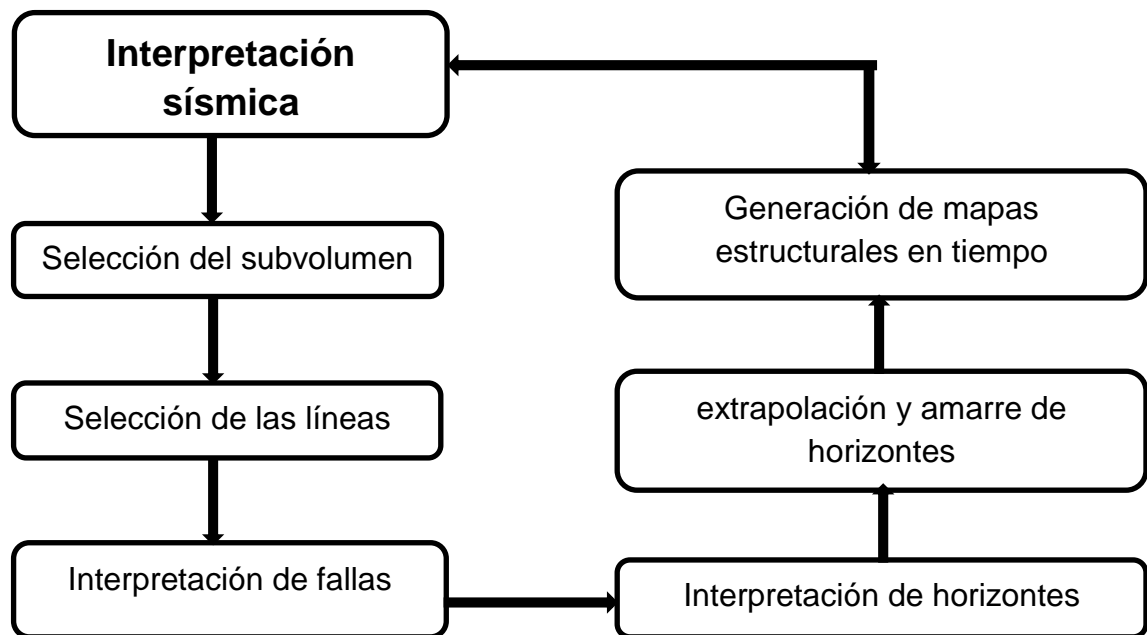
Luego de haber revisado y depurado detalladamente la base de datos, se procedió a efectuar la interpretación sísmica por un lado, y la interpretación de chimeneas por otro.

5.3. INTERPRETACIÓN SÍSMICA

Con todos los datos sísmicos correctamente revisados y cargados se procede a realizar la interpretación sísmica con la finalidad de obtener los horizontes propagados en tiempo doble y los trenes de fallas que determinarán el

comportamiento de la estructura. En la figura 13 se puede observar el diagrama de flujo que se llevó a cabo durante la interpretación. Como primer paso se procedió a delimitar el área de interés (Subvolumen 3D) y a escoger las líneas 2D principales que se utilizarían como punto de partida en la interpretación de los horizontes; las mismas se seleccionaron tomando en cuenta la calidad de las reflexiones, su extensión y su posición con respecto al subvolumen 3D. Posteriormente estos eventos fueron trasladados al paquete de interpretación para ser utilizados como punto de partida para el resto de la interpretación.

Figura 13. Esquema de los pasos tomados para realizar la interpretación sísmica del subvolumen 3D.



Esta interpretación se basó en el reconocimiento de las fallas principales, discordancias mayores, y la identificación de los horizontes más representativos que evidencian los eventos tectono-estratigráficos más importantes del área.

5.3.1 Interpretación de fallas.

La geometría de las fallas se determinó a partir de la teoría planteada en (Shaw *et al.*, 2004):

1. Terminación de los reflectores sísmicos o cambios abruptos de las reflexiones sobre la superficie de falla.
2. Terminación de los flancos de los pliegues o bandas kink.
3. Reflexión directa del plano de falla.

La interpretación de las fallas se realizó cada 25 in-lines y se identificaron aquellas que claramente eran visibles y se extendían a lo largo del área. A cada falla interpretada en el área seleccionada, se le determinó características como el tipo de movimiento y ubicación en el espacio; luego de identificar la falla, se procedió a buscar fallas que cumplieran con las mismas características y tuvieran respuestas similares a lo largo del cubo. Este proceso se repitió para todas las fallas y se siguieron y cartografiaron a lo largo de todo el subvolumen 3D. Esto permitió construir los polígonos de fallas para definir los bloques dentro de la estructura y orientar los contornos al generar los mapas de profundidad.

5.3.2 Interpretación de horizontes.

Su interpretación se realizó con un detalle de cada 25 in-lines y 25 X-line, Los 5 horizontes que se interpretaron en toda el área fueron: el fondo marino, Tope Pleistoceno, Tope Plioceno, Tope Mioceno-Oligoceno? y el Basamento o corteza oceánica. Debido a que fueron los 5 reflectores más fuertes dentro de la sísmica.

Sus nombres se correlacionaron o extrapolaron del estudio realizado por (Corredor *et al.*, 2004), en la figura 2 se tiene la línea sísmica con los respectivos marcadores de los horizontes guías, los cuales al igual que las fallas, poseen rasgos distintivos a lo largo del subvolumen.

Después de haber interpretado la totalidad de los horizontes en el área, se procedió a construir los mapas estructurales en tiempo para cada horizonte de interés, como se verá en la sección 5.3.4.

Luego se procedió a realizar la integración de la información.

5.3.3 Interpretación de Geoformas.

Se interpretó el fondo marino con gran detalle, con la finalidad de obtener información detallada de las geoformas presentes en el área de estudio, esto se realizó picando o interpretando el horizonte con un intervalo de cada 5 X-line.

5.3.4 Elaboración de mapas estructurales en tiempo.

Una vez que la interpretación cubrió por completo el área de estudio (subvolumen 3D), se les aplicó el proceso de suavizado “smooth” para cada uno de los horizontes interpretados. El motivo para aplicar estos procesos, es realizar un mejor ajuste de la interpretación manual de cada reflector en la sísmica, y de tal forma suavizar la interpretación en aquellos lugares donde hay cambios abruptos en el reflector, con este procesos aplicado se inició la elaboración de los mapas estructurales.

Para generar los mapas se necesitó, en primer lugar, la elaboración de una malla o grid. La malla representa la superficie interpretada para cada horizonte con una escala de colores establecida. La escala del grid está en milisegundos y se buscó

una barra de colores que representara de forma clara las características estructurales del área.

5.4 ENTRENAMIENTO DE REDES NEURONALES PARA OBTENER EL CUBO DE CHIMENEAS

Esta fase de reconocimiento de rutas de migración en los datos sísmicos, se comenzó con un exhaustivo análisis tectono-estratigráfico de los datos sísmicos, los cuales proporcionaron un mejor entendimiento de la geología local y regional desde una perspectiva estructural, estratigráfica y tectónica. Colocando especial atención a rasgos sísmicos que indicaran presencia de hidrocarburos.

1. se revisó el subvolumen sísmico en busca de zonas donde fuera evidente la presencia de chimeneas.
2. se crearon dos *picksets* o puntos de muestreo: uno en zonas caóticas con posible presencia de chimeneas y otro en zonas donde no hay presencia de chimeneas, denominadas *chimney* y *Non-chimney* respectivamente.
3. se seleccionó el paquete de meta-atributos, que sería aplicado en el entrenamiento de la red neuronal.
4. se creó la red neuronal, indicándole los puntos seleccionados como *chimneys* y *Non-chimney*, la cual selecciona un subconjunto de meta-atributos tales como amplitud, frecuencia, energía, similaridad y continuidad entre otros, que funcionan como discriminantes para distinguir entre zonas de chimeneas y zonas de no-chimeneas. La respuesta de la red para cada punto de muestreo es un valor que representa la probabilidad de chimeneas.

5. se obtuvo el cubo de chimeneas, el cual es un volumen 3D de datos sísmicos que resalta zonas caóticas.

5.5 CÁLCULO DE ATRIBUTOS

En este trabajo se emplearon dos series de atributos uno implementado como ayuda en la interpretación sísmica y otros que contribuyeron en la identificación de chimeneas.

Los atributos que dieron mejores resultados en la identificación de chimeneas fueron:

- Similaridad
- Amplitud instantánea
- Frecuencia instantánea
- Descomposición espectral

5.6 PRESIÓN DE PORO

A partir de un cubo de velocidades de intervalo, extraído de la sísmica 3D y un cubo de presión de poro que muestra el comportamiento regional de la presión de poro en el área, proporcionados por ICP-ECOPETROL S.A, se pretende evaluar el comportamiento de las sobrepresiones en las zonas de falla, con presencia de chimenea en la zona de interés.

5.7 AJUSTE ENTRE LA INTERPRETACIÓN SÍSMICA Y LA INTERPRETACIÓN DE CHIMENEAS.

Se exportaron los horizontes y fallas interpretados y se realizó el montaje o superposición de la interpretación sísmica con el cubo de chimeneas

Los resultados de este ajuste se presentan en la sección 6.

6. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

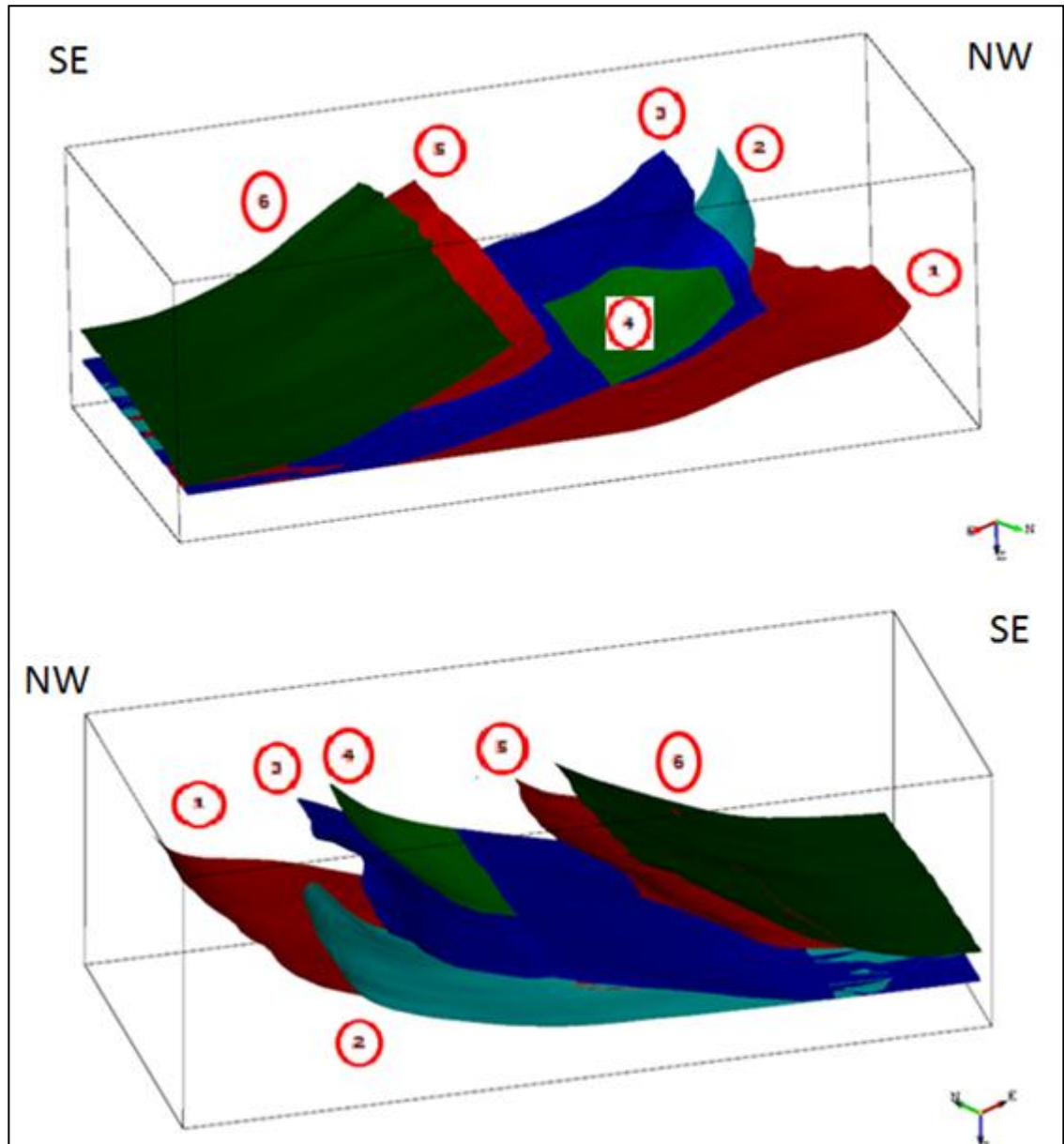
6.1 INTERPRETACIÓN SISMICA

6.1.1 Interpretación de fallas y pliegues.

Las fallas interpretadas, poseen un movimiento inverso, resultando en un sistema de fallas imbricadas con deformación hacia el frente (costa afuera) y vergencia hacia el NW (figura 14).

Se destacan 6 fallas principales nombradas en la interpretación en sentido NW-SE con los números de 1 a 6 respectivamente, Siendo la falla 6 la falla más antigua y la falla 1 la falla más joven, (ver figuras 19 y 20).

Figura 14. Foto de las fallas interpretadas en el subvolumen 3D, observadas desde dos ángulos diferentes, Siendo la falla 6 la falla más antigua y la falla 1 la falla más joven..



Se observa una serie de pliegues (ver figuras 19 y 20) generados por las fallas apiladas interpretadas, en donde se repliega la falla más antigua “falla 6” por la formación de una falla más joven “falla 1” (*Break-forward imbricate*). En el área se presenta plegamiento por cizalla asociados a flexión de falla.

La geometría de los pliegues en algunas zonas, se caracteriza por tener largos flancos traseros sobre los que se exhiben la mayor cantidad de estratos de crecimiento posiblemente afectados por algo de erosión, y flancos frontales angostos, de buzamiento mayor. Los estratos de crecimiento son rotados con cada aumento del plegamiento, presentando una geometría abanicada, en donde los estratos de crecimiento más antiguos están más inclinados que los estratos más jóvenes. Esto es característico de pliegues por cizalla asociados a fallas, (Suppe, *et al.* 2004 y Shaw. *et al.* 2004),

6.1.2 Interpretación de horizontes.

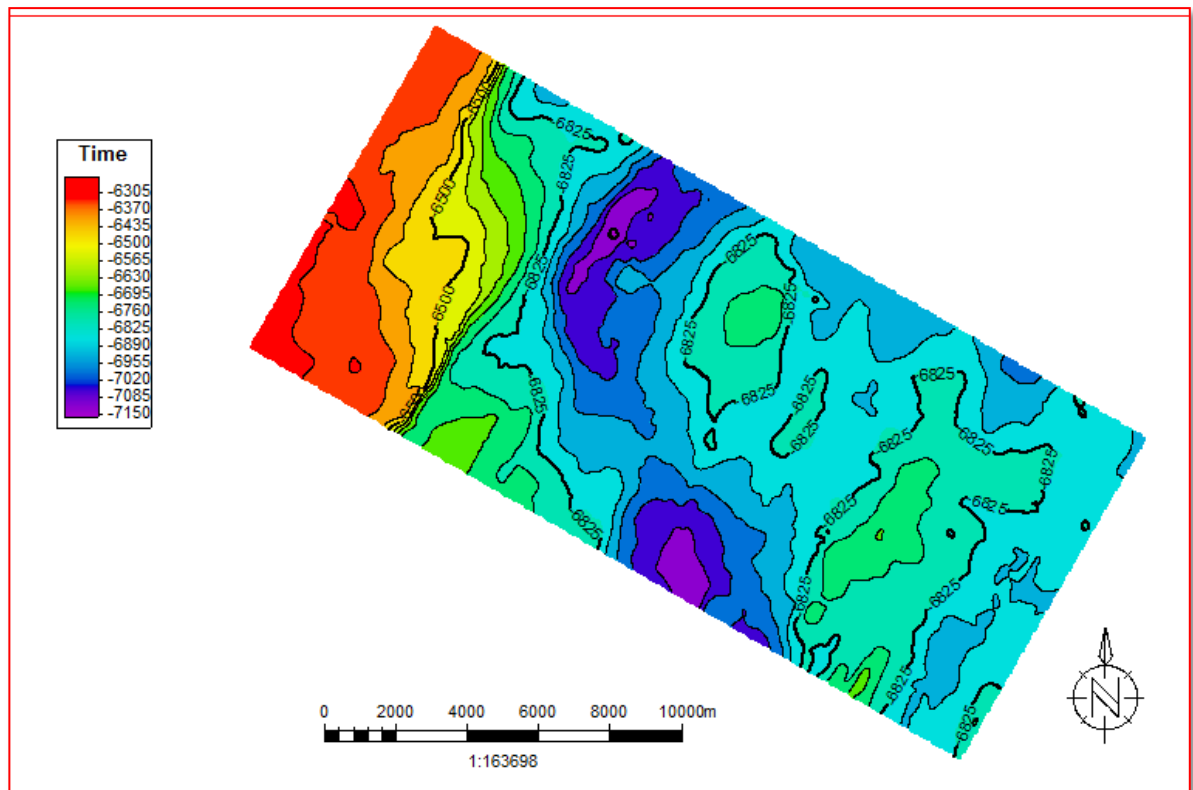
Estratigrafía sísmica

Se interpretaron 4 reflectores importantes, Basamento o Corteza Oceánica, Tope Mioceno- Oligoceno?, Tope Plioceno, y el fondo marino, los cuales generaron 5 secuencias; Basamento, secuencia Mioceno-Oligoceno?, Secuencia Plioceno y secuencia Pleistoceno y el fondo del mar, (figuras 19 y 20). Estas unidades poseen reflectores muy fuertes dentro del área de estudio. La descripción se hace desde la unidad más antigua a la más joven.

Basamento o Corteza oceánica

Este horizonte presenta su máxima profundidad local con 7157 ms y al noroeste un mínimo local de 6243ms (figura 15). Presenta un poco de dificultad al interpretar debido a la resolución de la sísmica en esta zona. Este horizonte se presenta por debajo y muy cercano al principal despegue de falla basal de este sistema imbricado (figuras 19 y 20), la configuración interna entre este reflector y el reflector suprayacente es paralela discontinua. Este horizonte fue trasladado desde una línea sísmica 2D, interpretada en estudios anteriores y llevada hacia el subvolumen 3D.

Figura 15. Mapa de contornos estructurales en tiempo al tope del basamento o corteza oceánica. El Intervalo de contorneo (IC) 35ms. Por razones de confidencialidad con ECOPETROL S.A. no es posible indicar con exactitud el área de estudio.



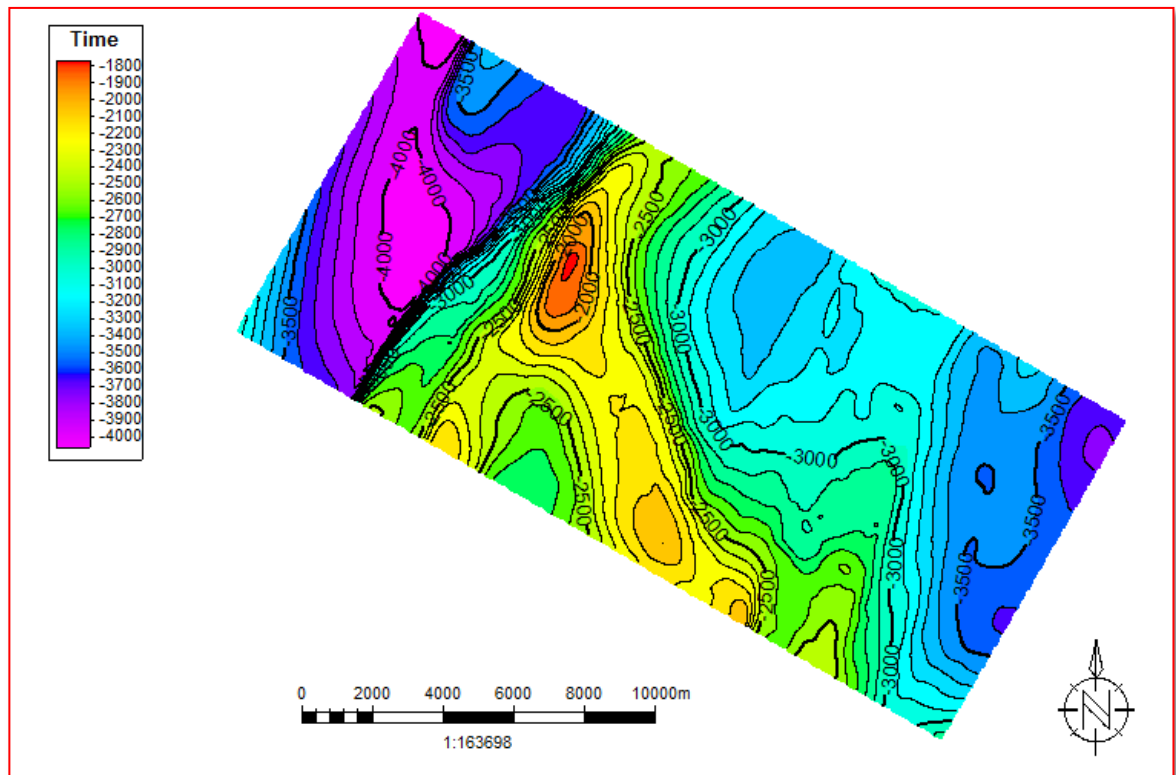
Tope Oligoceno?

No fue posible interpretar este horizonte, debido a que su reflector no se observa con claridad a lo largo del subvolumen 3D y es difícil ver las relaciones estratigráficas; pero se infiere su presencia de estudios anteriores (Corredor *et al.*, 2004). Este está bastante fallado y se observa que la actividad tectónica es posterior a la sedimentación (ver figura 2), a la base de esta unidad se produce la zona de despegue del fallamiento que afecta el área de estudio.

Tope Mioceno superior

Este horizonte presenta su máxima profundidad local hacia el noroeste, con 4066 ms y un mínimo local de 1773 ms (figura 16). Este horizonte se presenta como discordancia y los reflectores contra ella muestran una geometría de truncación erosional (Te), esta zona es activa y está deformada por actividad tectónica. En la base tiene una relación “concordante (C)” es decir es paralela al tope del reflector denominado oligoceno? (figuras 19 y 20).

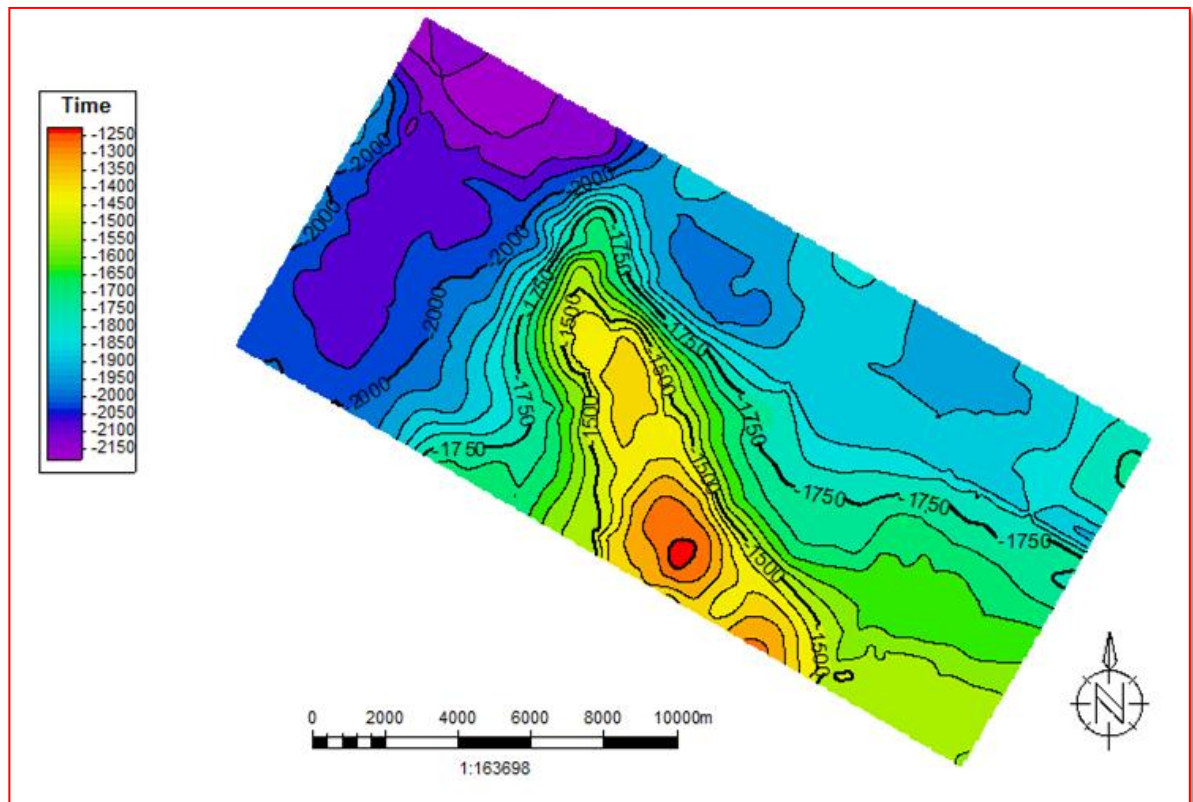
Figura 16. Mapa de contornos estructurales en tiempo al tope del Mioceno Superior. El Intervalo de contorneo (IC) 100ms. Por razones de confidencialidad con ECOPETROL S.A. no es posible indicar con exactitud el área de estudio.



Tope Plioceno

Este horizonte presenta su máxima profundidad local hacia el noroeste, con 2183 ms y un mínimo local de 1228 ms ubicado al Sur (figura 17). Se presenta como una discordancia generada por un cambio drástico en el ambiente de depositación, contra él los reflectores muestran una geometría de relación concordante (C), y en la base tiene una relación de Onlap (On) y en menor proporción concordante (C), con el reflector infrayacente denominado Tope Mioceno-Oligoceno?. Se ve que la depositación fue simultánea con la actividad tectónica (figuras 19 y 20).

Figura 17. Mapa de contornos estructurales en tiempo al tope del Plioceno. El Intervalo de contorneo (IC) 50ms. Por razones de confidencialidad con ECOPETROL S.A. no es posible indicar con exactitud el área de estudio.

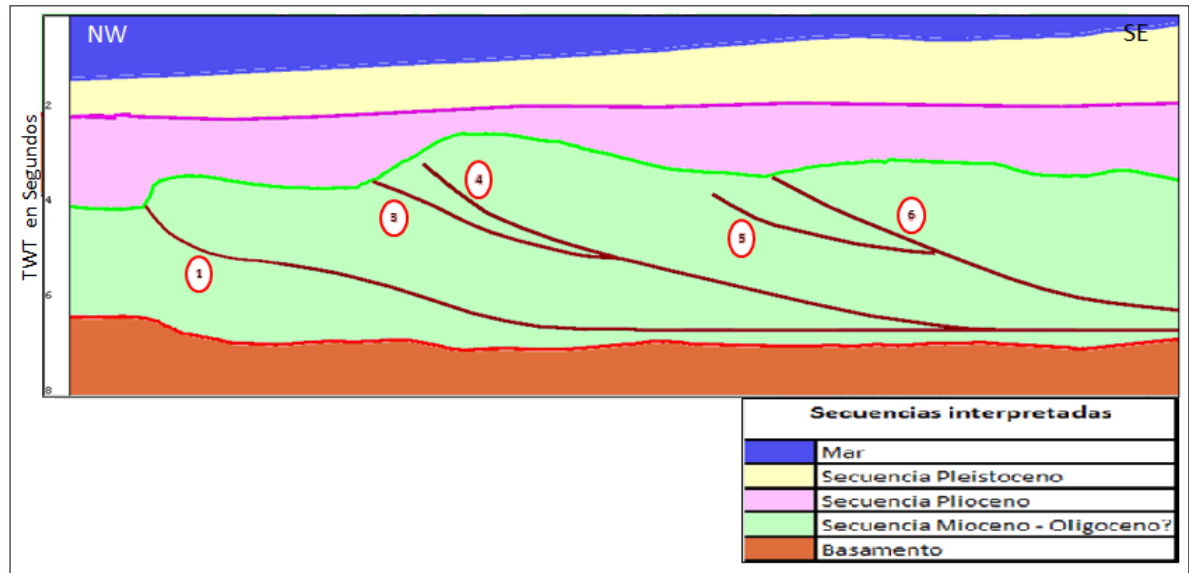


Fondo del mar

Este horizonte Presenta su máxima profundización local al Noroeste con 1336ms, y un mínimo local de 75 ms ubicado al Suroeste (figura18). Presenta un relieve ondulado y contra él los reflectores muestran una geometría de relación de truncación erosional (Te), la configuración interna entre este reflector y el reflector infrayacente denominado el tope del Plioceno es paralela discontinua (figuras 19 y 20).

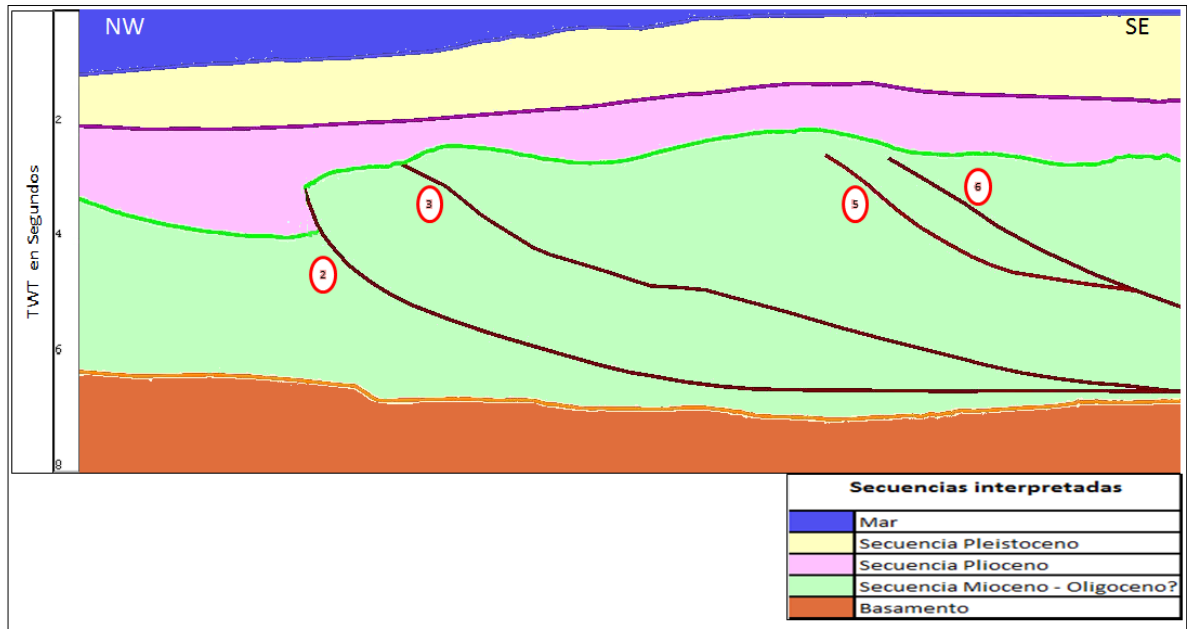
En la parte noroeste del horizonte se observa un volcán de lodo que intruye este horizonte.

Figura 19. Sección X-line interpretada. Por razones de confidencialidad con ECOPEPETROL S.A. no es posible indicar con exactitud la ubicación.



En la figura 19, correspondiente a una sección X-line interpretada, se observa la presencia de las secuencias principales del área llamadas Basamento o Corteza Oceánica (en color naranja), secuencia Mioceno-Oligoceno? (en color verde), secuencia Plioceno (en color rosado), secuencia Pleistoceno (en color amarillo), y el mar (en color azul). Adicionalmente se puede apreciar la presencia de una serie de pliegues generados por fallas apiladas interpretadas como una sucesión de fallas imbricadas con deformación hacia el frente (costa afuera) que atraviesan la sección desde el oligoceno?, hasta el tope del Mioceno, las cuales son representadas por una serie de números (1, 3, 4, 5 y 6).

Figura 20. Sección X-line interpretada. Por razones de confidencialidad con ECOPEPETROL S.A. no es posible indicar con exactitud la ubicación.



La figura 20. Correspondiente a una sección X-line interpretada. Al igual que en la figura 19 (la anterior) se observan las secuencias principales del área llamadas Basamento o Corteza Oceánica (en color naranja), secuencia Mioceno-Oligoceno? (en color verde), secuencia Plioceno (en color rosado), secuencia Pleistoceno (en color amarillo), y el mar (en color azul). Igualmente se puede apreciar la presencia de una serie de pliegues generados por fallas apiladas interpretadas como una sucesión de fallas imbricadas con deformación hacia el frente (costa afuera) que atraviesan la sección desde el oligoceno?, hasta el tope del Mioceno, las cuales son representadas por una serie de números (2, 3, 5 y 6).

6.1.3 Modelo estructural

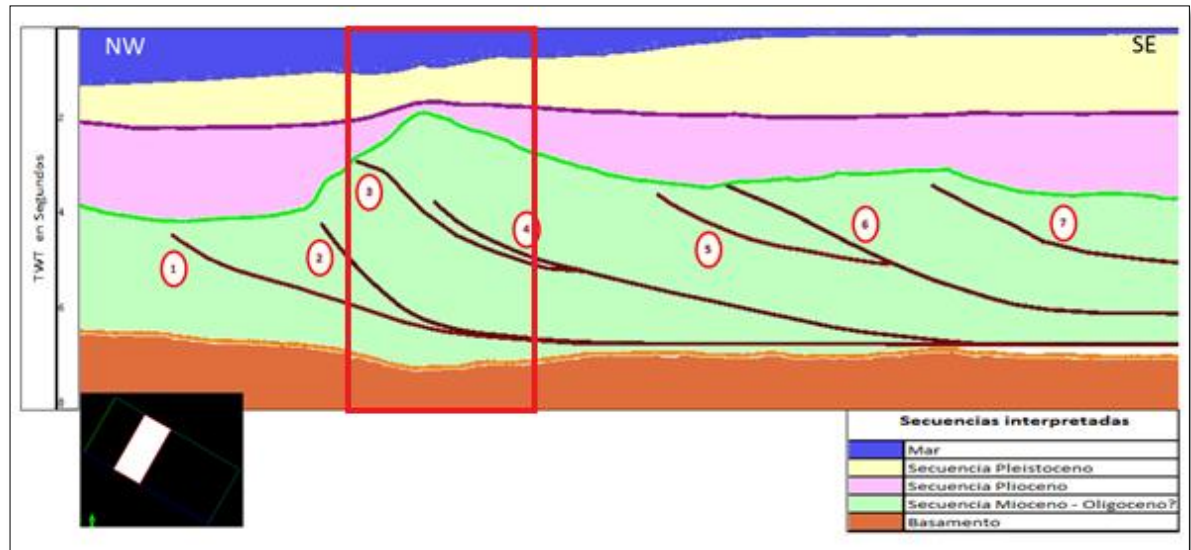
Con base en la interpretación sísmica combinada con el conocimiento geológico regional. Se pudo determinar, que el área se caracteriza por ser una zona de deformación activa y fuerte compresión, la cual está dominada por fallas inversas, resultando en un complejo sistema de fallas imbricadas con deformación hacia el frente y plegamientos por cizalla asociados a flexión de falla, formando anticlinales que en algunas zonas se separan por sinclinales suprayacidos por sedimentos que presentan geometrías abanicadas, indicando actividad tectónica contemporánea a la sedimentación.

El despegue basal de este sistema de fallas imbricadas se produce encima y muy cerca del tope del horizonte interpretado como corteza o basamento oceánico. (figuras 19 y 20).

6.1.4 Zona de interés.

Dentro del subvolumen 3D, se delimito una zona de interés para orientar el proyecto. Esta zona está ubicada sobre el pliegue, generado por la deformación producida por la falla 3, (en la figura 23 se puede observar la zona interés delimitada en color blanco), por lo que se hace necesaria una interpretación más detallada de esta zona en particular.

Figura 21. X-line que exhibe la zona de interés. En el recuadro negro se puede ver el subvolumen 3D en color verde, y en blanco se delimita la zona de interés. Por razones de confidencialidad con ECOPEPETROL S.A. no es posible indicar con exactitud la ubicación.



A lo largo del área se presentan las mismas 5 secuencias; Basamento o Corteza Oceánica (en color naranja), secuencia Mioceno-Oligoceno? (en color verde), secuencia Plioceno (en color rosado), secuencia Pleistoceno (en color amarillo), y el mar (en color azul),

En el área de estudio, específicamente en la zona de interés, la falla 4 se presenta como un rompimiento de la estructura anticlinal generada por la falla 3; esta falla es la falla de interés o la que posiblemente está permitiendo el escape de hidrocarburos. (ver sección 6.2)

6.1.5 Interpretación de Geoformas.

Al interpretar el fondo marino con gran detalle se observó la presencia de un posible volcán de lodo, ubicado directamente sobre el área escogida como zona de interés para el proyecto.

La figura 21 muestra el fondo marino y la figura 22 un rectángulo de una sección sísmica donde se puede observar claramente el montículo del volcán de lodo, el cual presenta una depresión somera circular alrededor de él.

Lo cual puede deberse a que en la sección, se desarrolló una mayor sobrepresurización de los fluidos de poro presentes dentro de la unidad, lo que pudo producir la expulsión de estos, dando lugar a la conformación de la estructura del volcán de lodo presente en superficie

Figura 22. Superficie del fondo marino donde se puede observar el volcán de lodo, desde dos ángulos diferentes. Por razones de confidencialidad con ECOPETROL S.A. no es posible indicar con exactitud la ubicación.

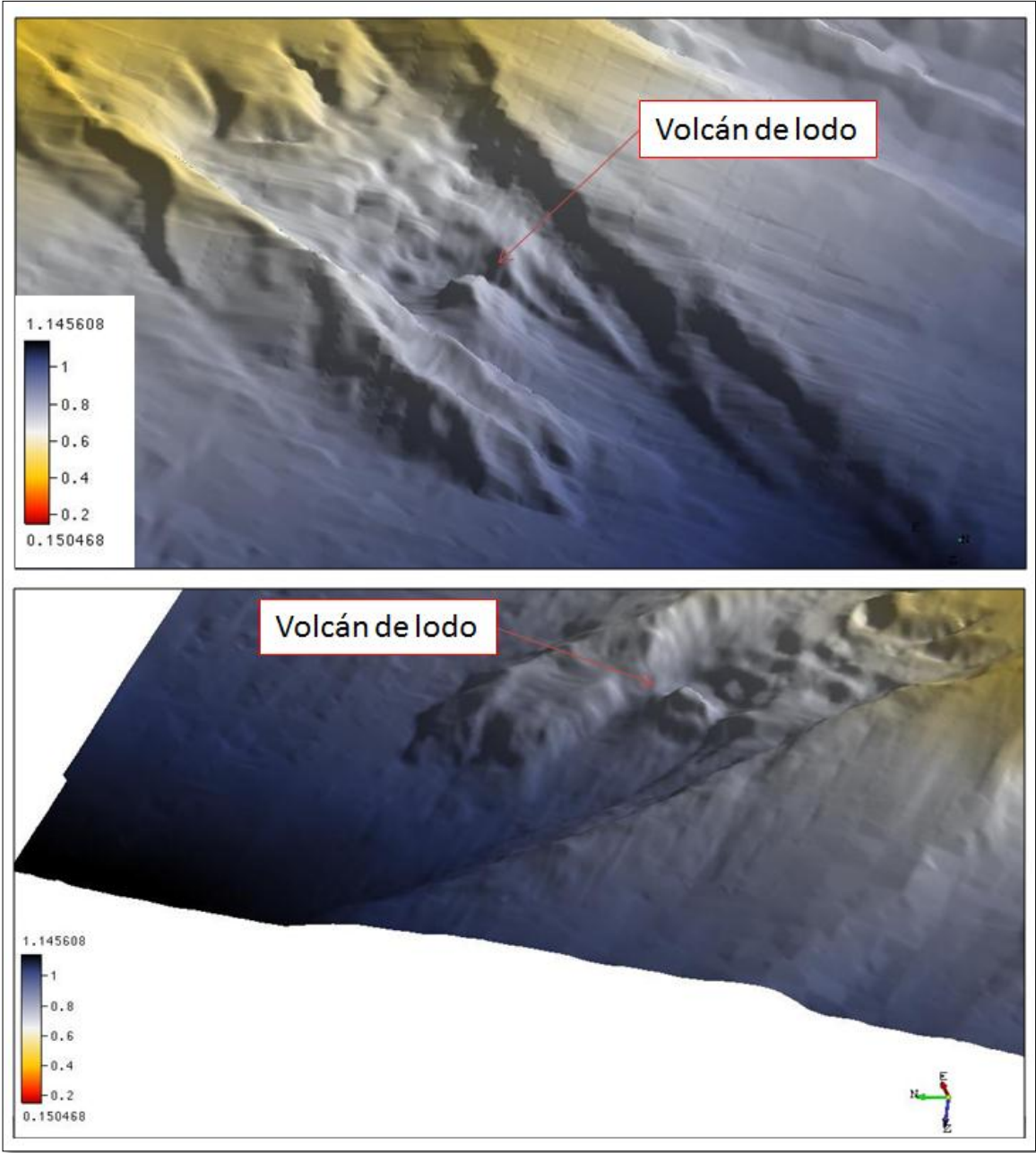
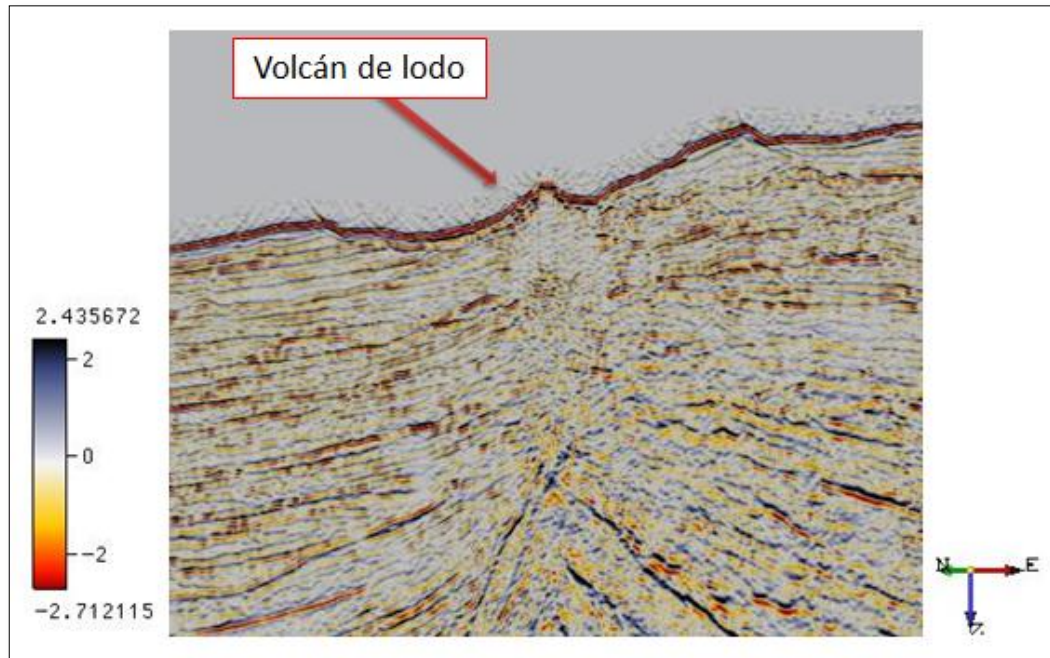


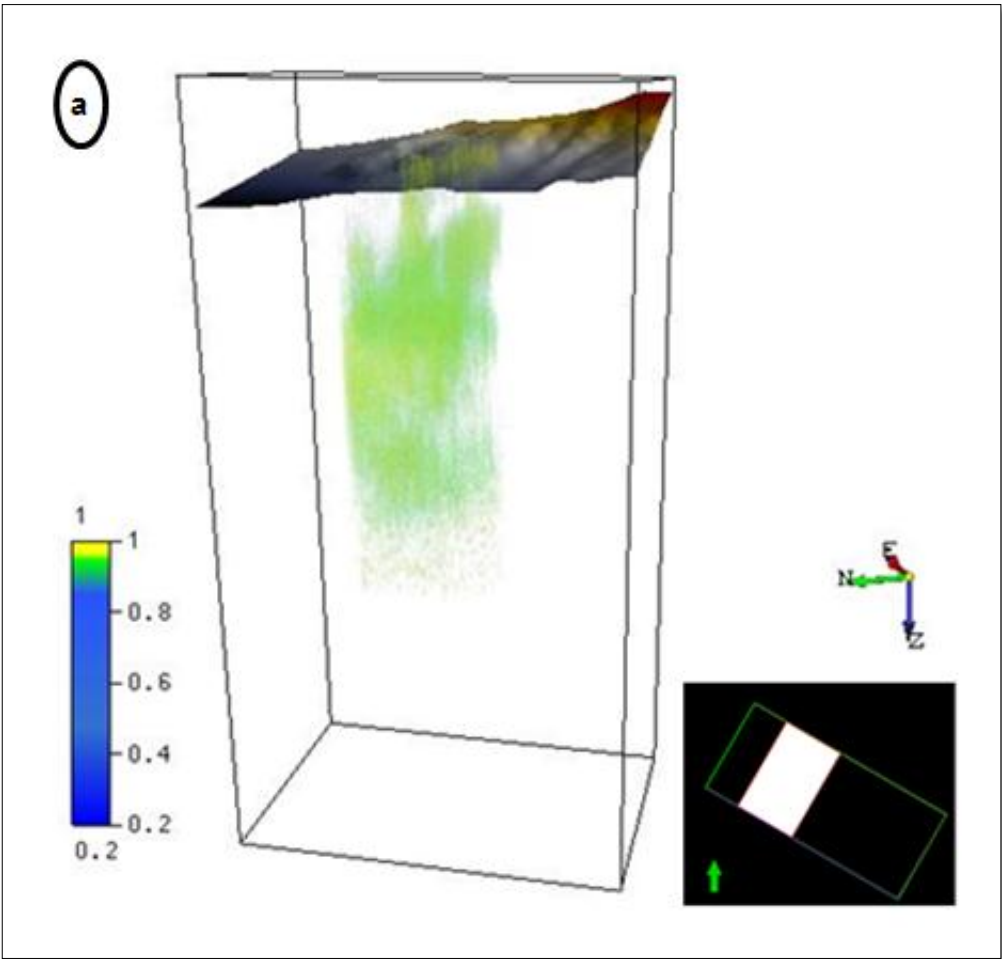
Figura 23. Sección sísmica donde se puede observar el volcán de lodo. Por razones de confidencialidad con ECOPETROL S.A. no es posible indicar con exactitud la ubicación.

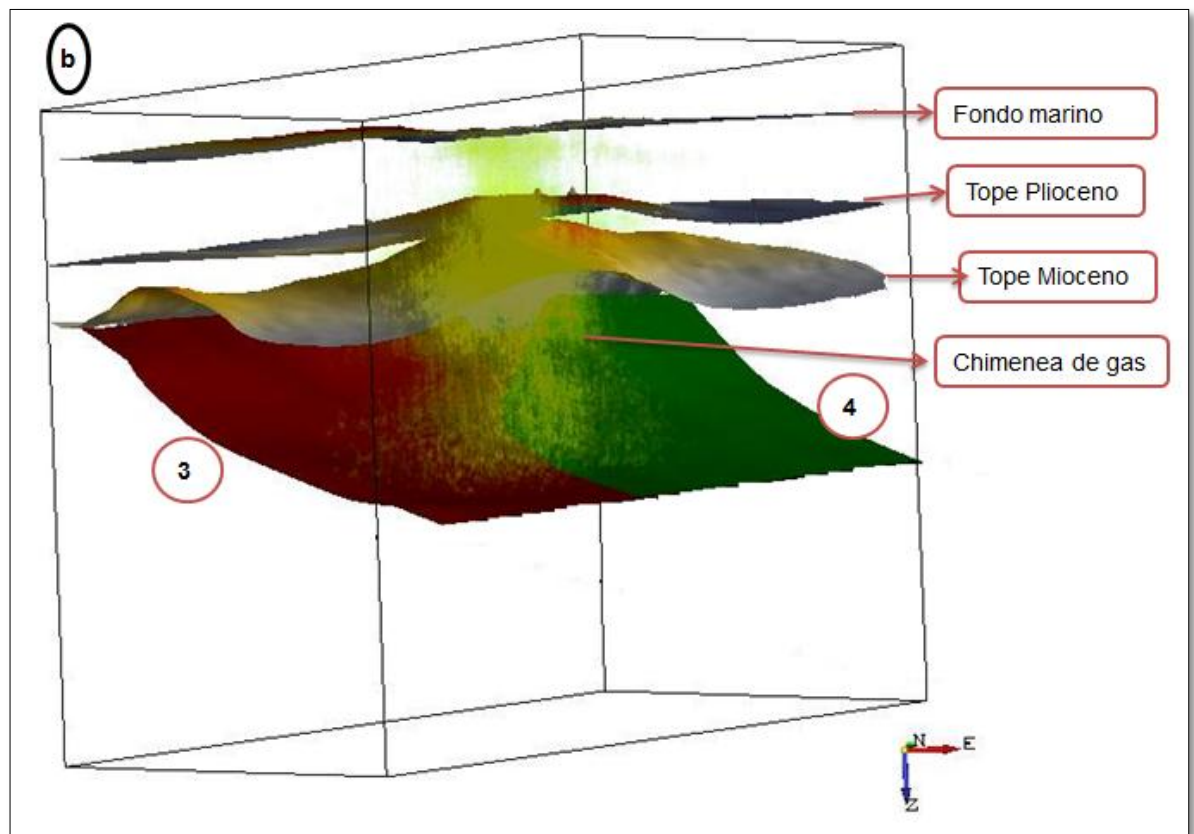


6.2 ENTRENAMIENTO DE REDES NEURONALES

A partir del entrenamiento de la red neuronal para identificar la presencia de chimeneas de gas en el subvolumen 3D, se obtuvo un cubo de chimeneas para el área. Donde se exhibe un cuerpo vertical o nube de gas cilíndrico "posible chimenea", (figura 24); la cual en la sísmica se observa con baja calidad sísmica, de forma y distribución muy variada. Esta nube de gas o posible chimenea se presenta a lo largo de la zona de falla dentro de la denominada zona de interés.

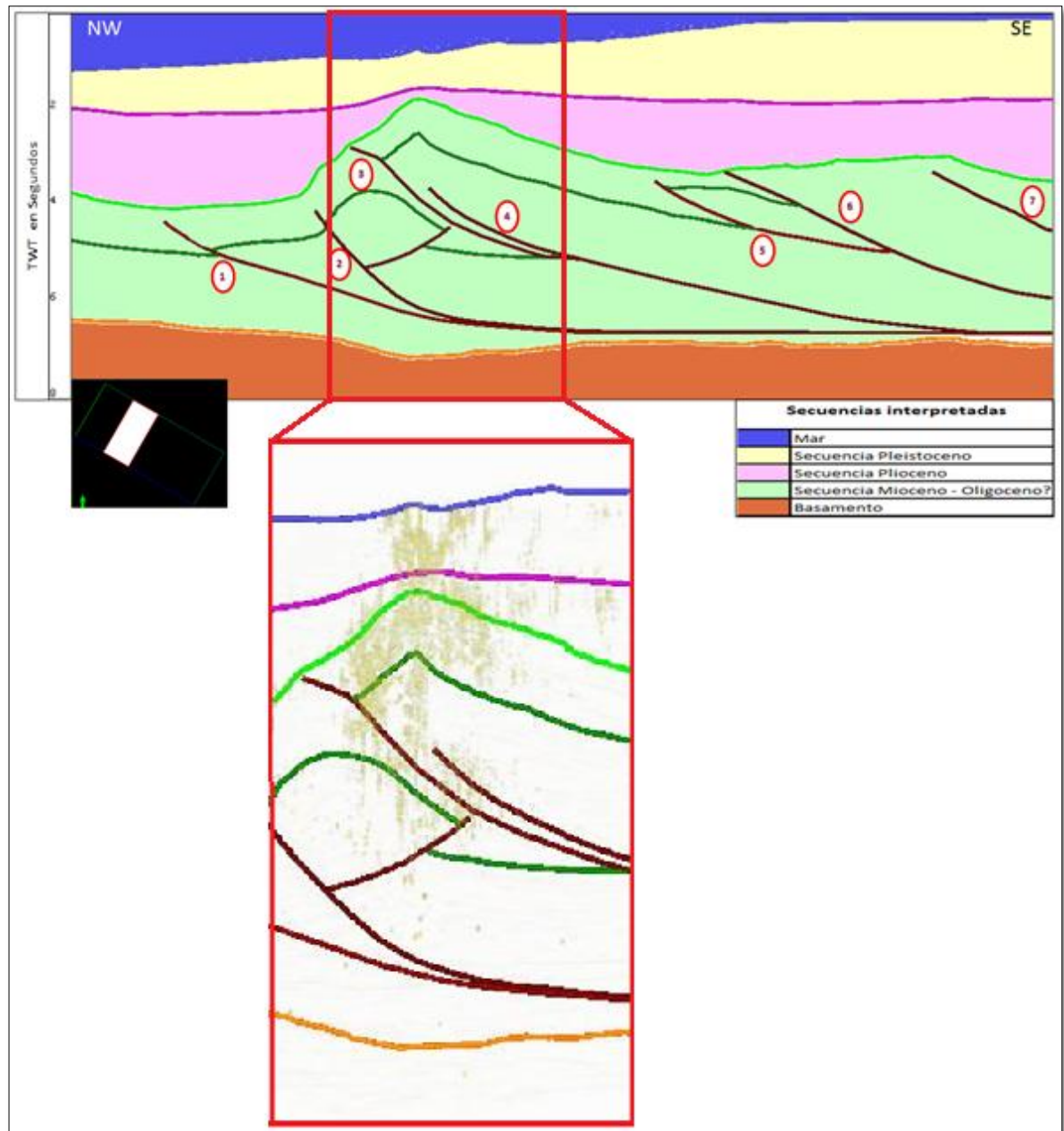
Figura 24. Exhibe la ruta de flujo columnar (a) localizado a lo largo del plano de falla, evidenciada por la interpretación de chimeneas en la zona de interés (b). En el recuadro negro se puede ver el subvolumen 3D en color verde y en blanco se delimita la zona de interés.





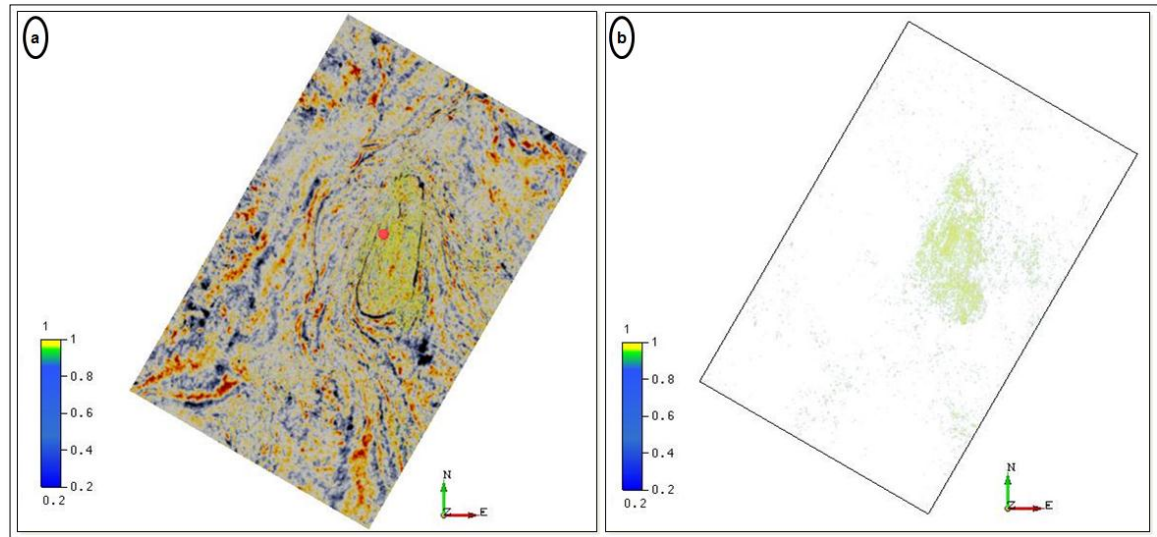
En la figura 25 se puede observar claramente que la migración del gas está ocurriendo gracias a la falla. Y se puede inferir el evento sísmico o reflector tope que representa la posible roca fuente de expulsión de hidrocarburos se encuentra dentro de la secuencia del Mioceno (denominado en esta interpretación como Intra-Mioceno.) y representado con el color verde oscuro.

Figura 25. X-line mostrando la interpretación de la zona, con un zoom de la interpretación de chimeneas.



Combinando los resultados de la detección de chimeneas con los resultados de la interpretación sísmica, revelan rasgos característicos alrededor de la zona de falla, tales como zona circular de chimeneas (figura 26) sobre la falla y alta probabilidad de que la falla es parte de la ruta de migración del fluido.

Figura 26. Muestra un time-slice a 2000ms, con presencia de chimenea en forma circular, superpuesta en la sísmica (a), sin sísmica (b).

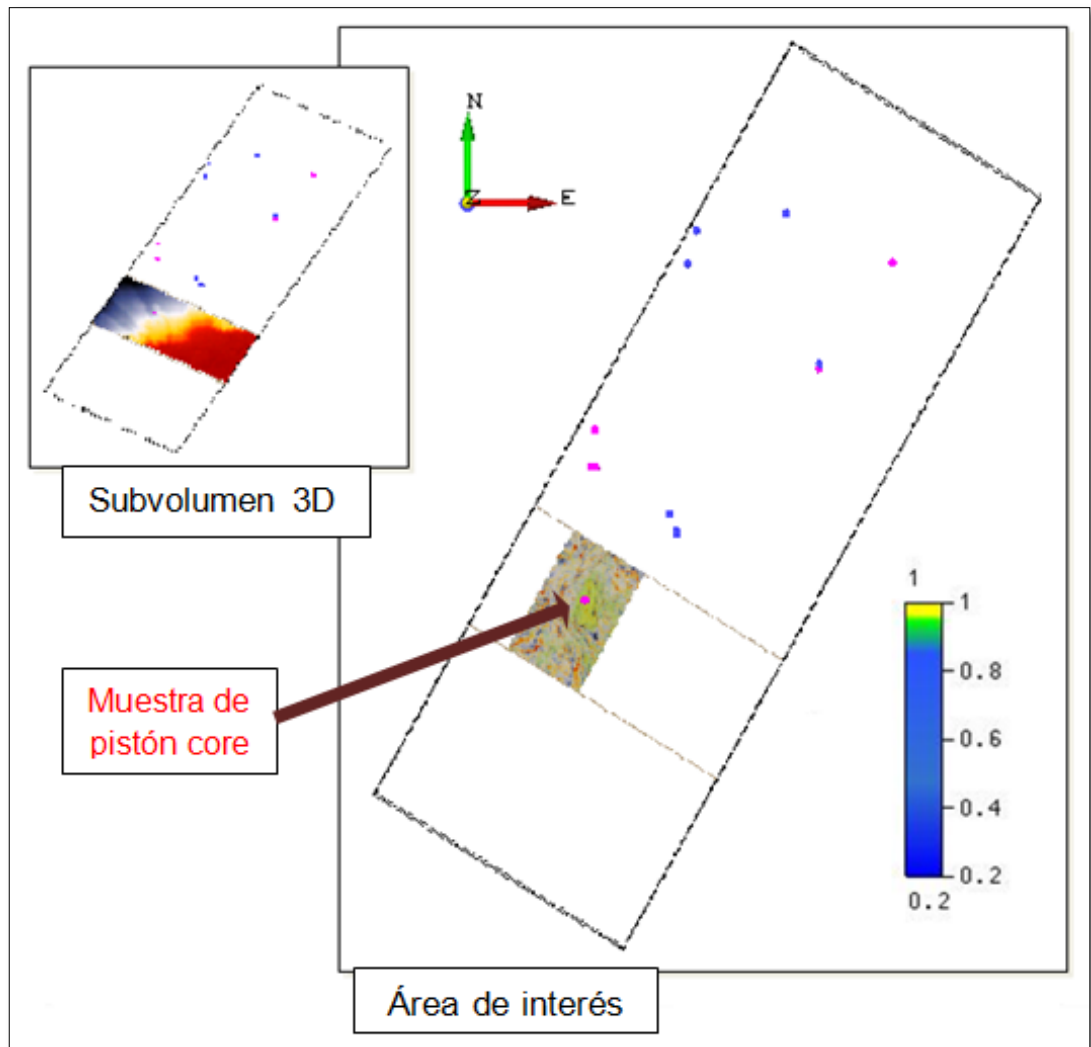


6.3 RELACIÓN DE LOS RESULTADOS DE *PISTÓN CORE* Y LA CHIMENEA.

La figura 27, muestra un time-slice con la chimenea superpuesta para un intervalo cerca al fondo marino, donde se superpone la localización de las muestras de *piston core* tomadas en el fondo del mar. Aquí son indicadas con color rojo las muestras de *piston core* que presentaron indicios positivos de filtración de hidrocarburos, mientras con el color azul se indican aquellas muestras que no tuvieron indicios.

En la zona de interés se puede observar una perfecta correlación entre una de las muestras de *piston core* con indicios positivos y la chimenea resaltada a través de este procesamiento sísmico. Lo cual contribuye a inferir que si hay presencia de hidrocarburos en el área.

Figura 27. Distribución de las muestras de *pistón core* en el área de estudio.



6.4 COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS A LO LARGO DE LA FALLA

El método presentado para resaltar las rutas de migración de fluidos en los datos sísmicos, por medio de atributos sísmicos en las redes neuronales, es capaz de destacar rasgos muy sutiles, que no serían resaltados aplicando los atributos individualmente. El presente estudio reveló que la predicción de resultados a

través de la red neuronal deja ver concentraciones muy locales de alta probabilidad de flujo de fluidos. Los cuales al parecer migran a lo largo de la zona de falla, en patrones columnares. Esta estructura columnar que tiene un patrón circular a lo largo de la falla (como se puede observar en la figura 26), parece indicar flujo a lo largo del plano de falla, y no fuga a lo largo de toda la longitud de la falla, lo cual revela que el flujo está limitado y existe una gran influencia de las fallas en las rutas de migración en el Caribe Colombiano.

Se muestra que el flujo es guiado a zonas someras alcanzando la superficie del fondo marino, específicamente con la formación de un volcán de lodo en superficie, (Figuras 21 y 22). Esta conexión directa con el volcán de lodo en el fondo del mar, permite inferir que la estructura cilíndrica resaltada a lo largo del plano de falla, está en efecto relacionada al flujo de fluido.

6. 5 CÁLCULO DE ATRIBUTOS

El análisis de atributos fue realizado con el fin de ubicar la presencia de gas y fueron aplicados en los horizontes y un Time-slice que son “atravesados” por la presencia de la chimenea; Time-slice a 2000ms, Tope plioceno y Tope Mioceno (Discordancia):

6.5.1 Time-Slice a 2000ms.

Figura 28. Descomposición espectral para un Time-slice a 2000ms en la zona de interés: las frecuencias son seleccionadas dentro del ancho de banda sísmico; mínima 4Hz (rojo), media 30Hz (verde), máxima 50Hz (azul), del espectro de amplitud.

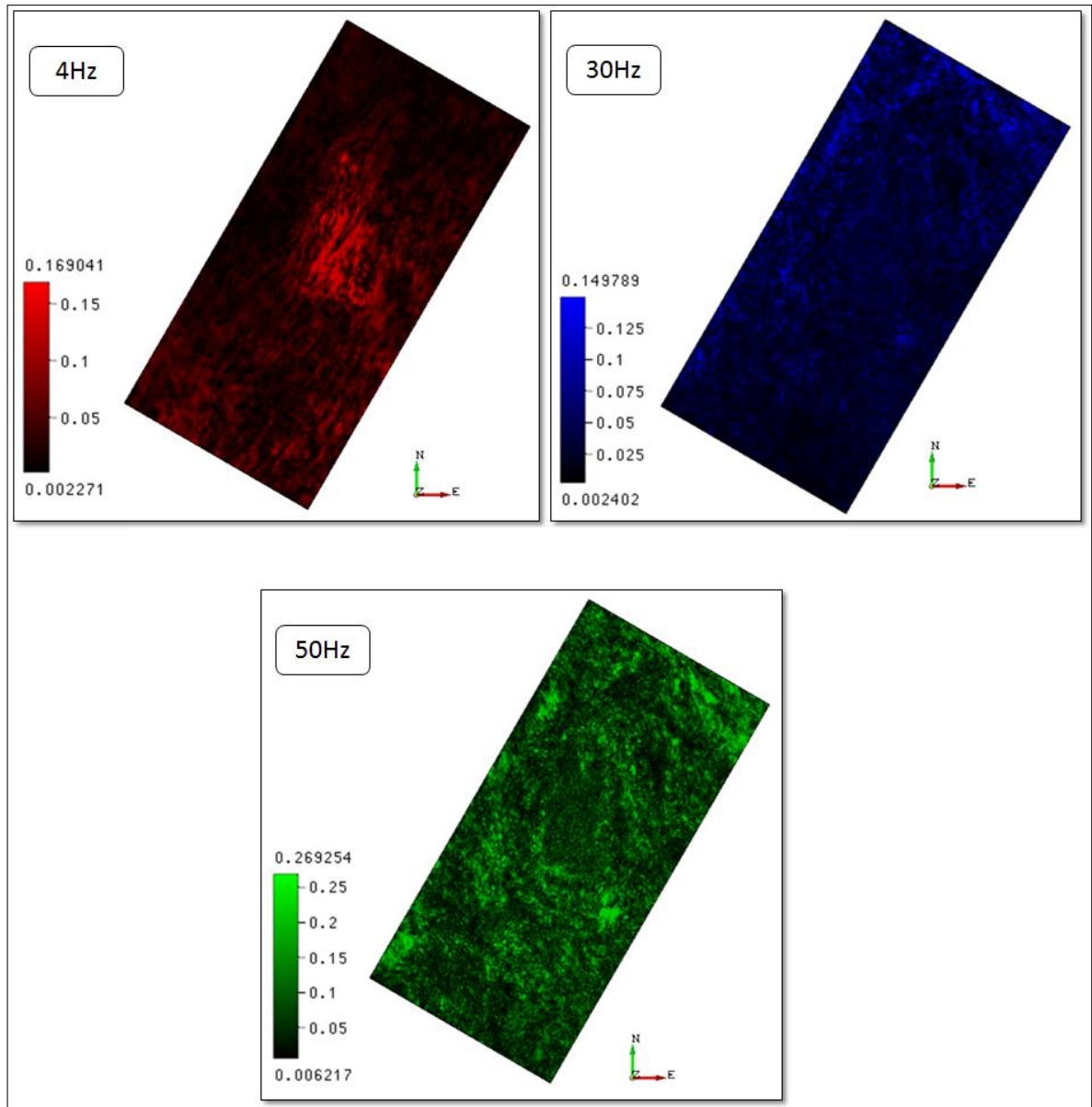


Figura 29. Atributo de similitud, para un Time-Slice a 2000ms en la zona de interés (a), y similitud con la chimenea superpuesta (b).

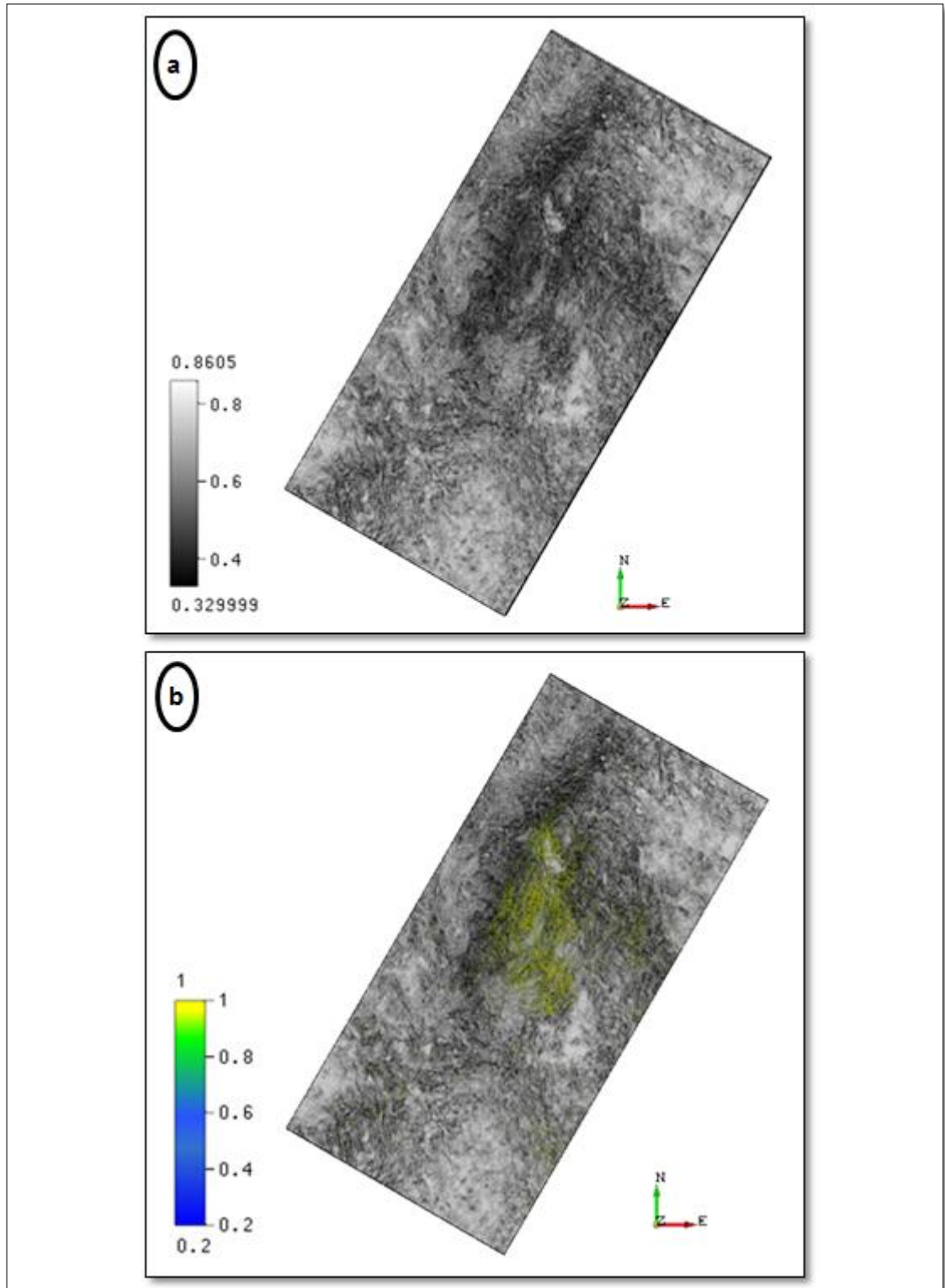
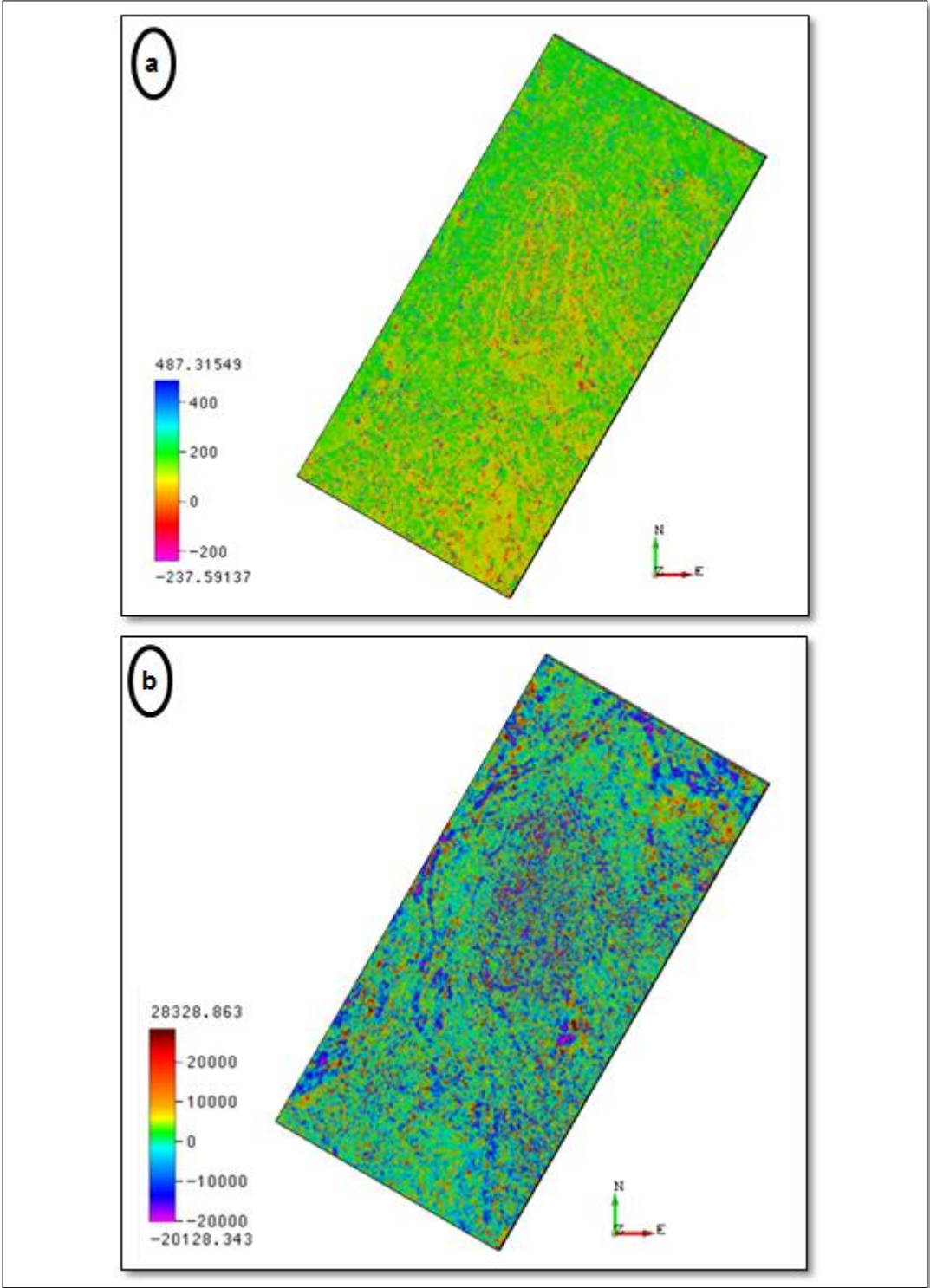


Figura 30. Atributo de frecuencia (a) y amplitud (b), para un Time-Slice a 2000ms en la zona de interés.



6.5.2 Tope Plioceno

Figura 31. Mapa de contornos estructurales en tiempo al tope Plioceno, para la zona de interés. El Intervalo de contorneo (IC) 50 ms. Por razones de confidencialidad con ECOPETROL S.A. no es posible indicar con exactitud el área de estudio.

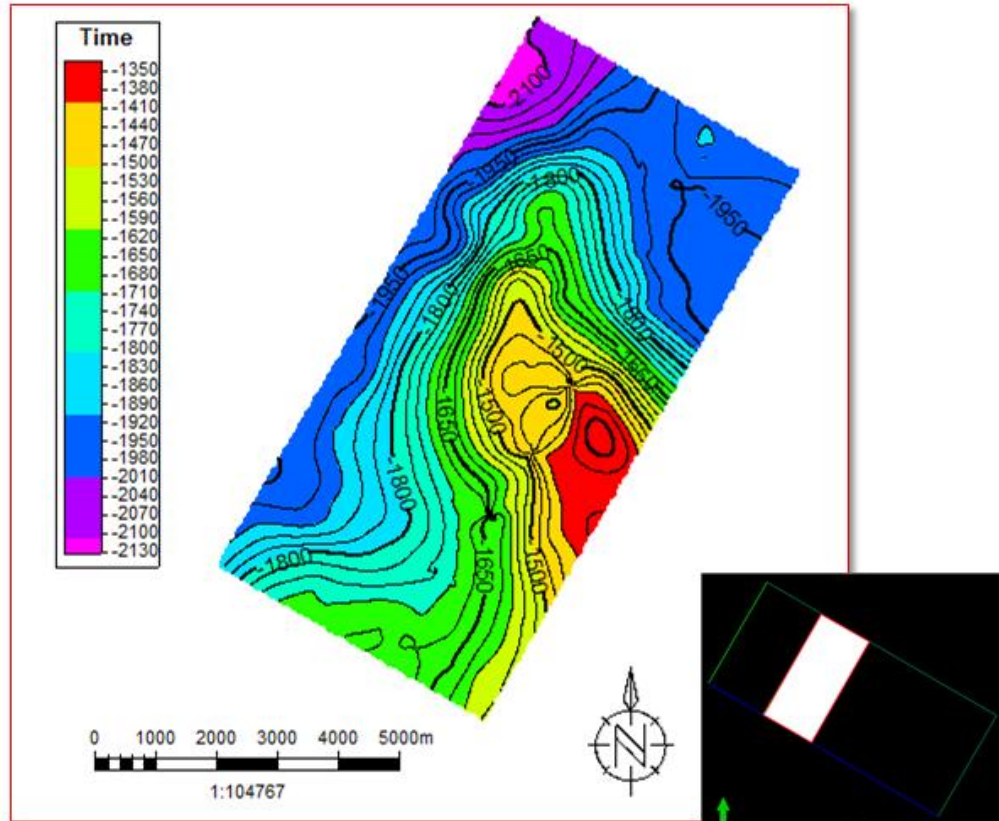


Figura 32. Descomposición espectral para el tope Plioceno en la zona de interés: las frecuencias son seleccionadas dentro del ancho de banda sísmico; mínima 4Hz (rojo), media 30Hz (verde), máxima 50Hz (azul), del espectro de amplitud.

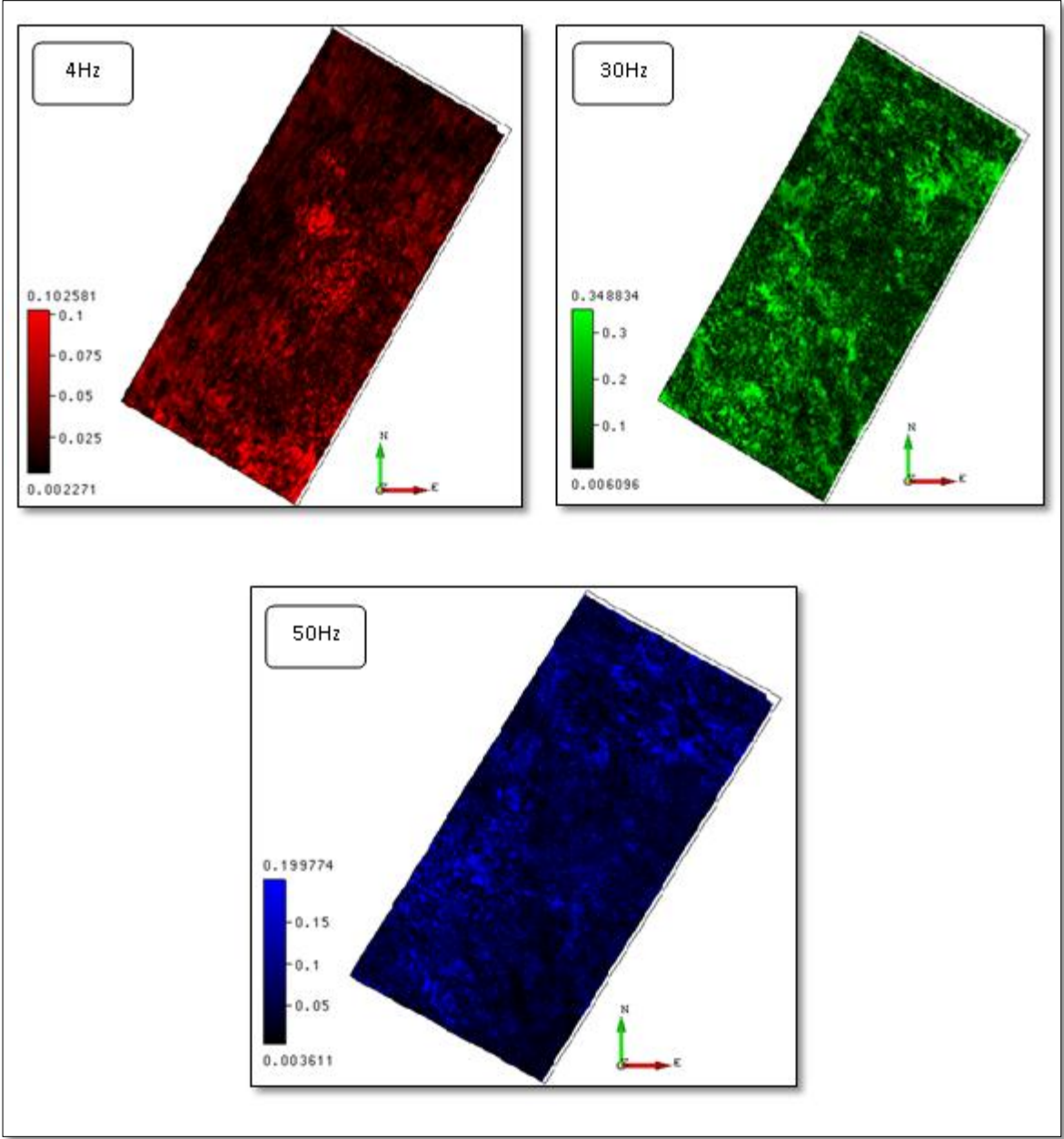


Figura 33. Atributo de similaridad, para el tope Plioceno en la zona de interés (a), y similaridad con la chimenea superpuesta (b).

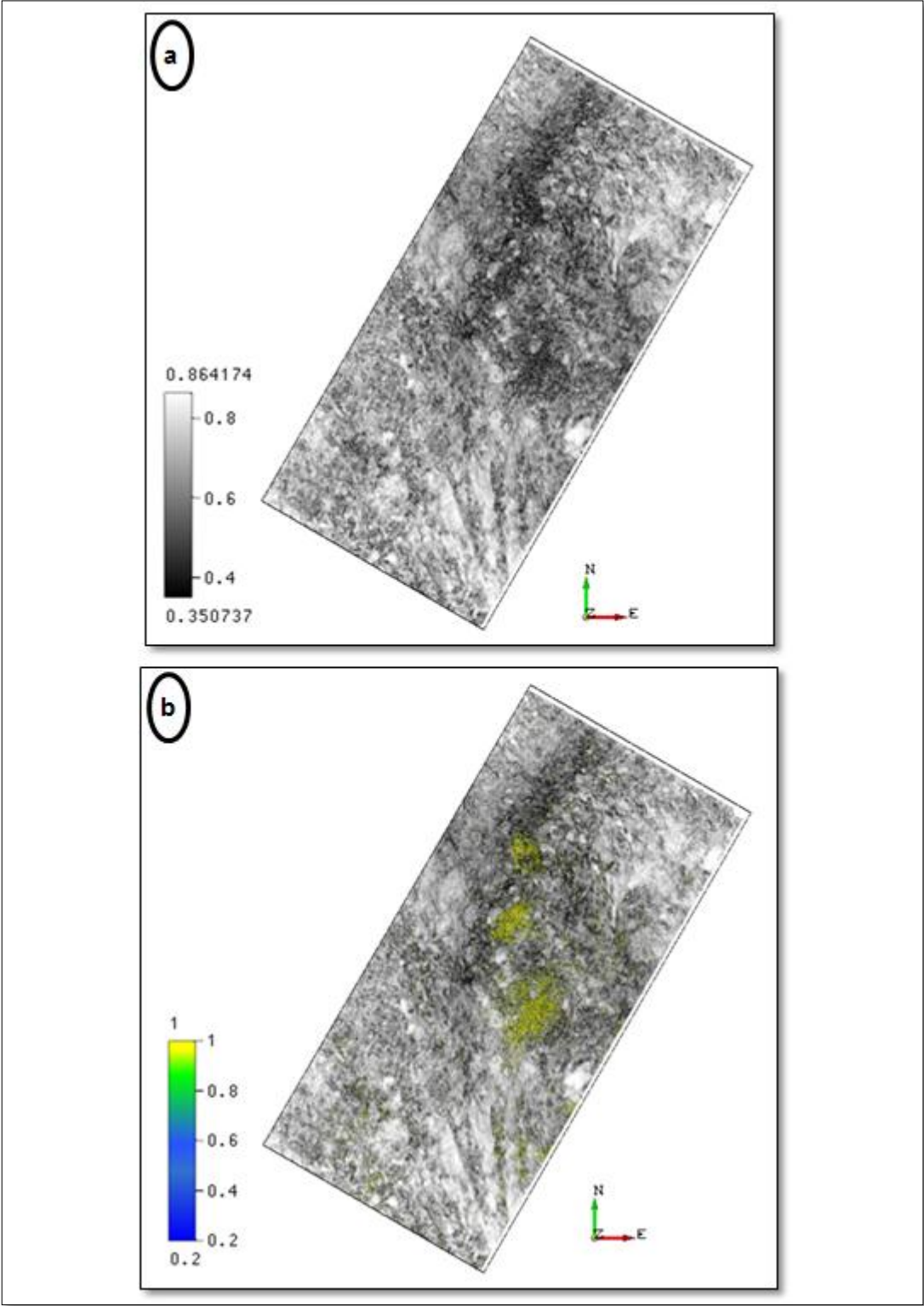
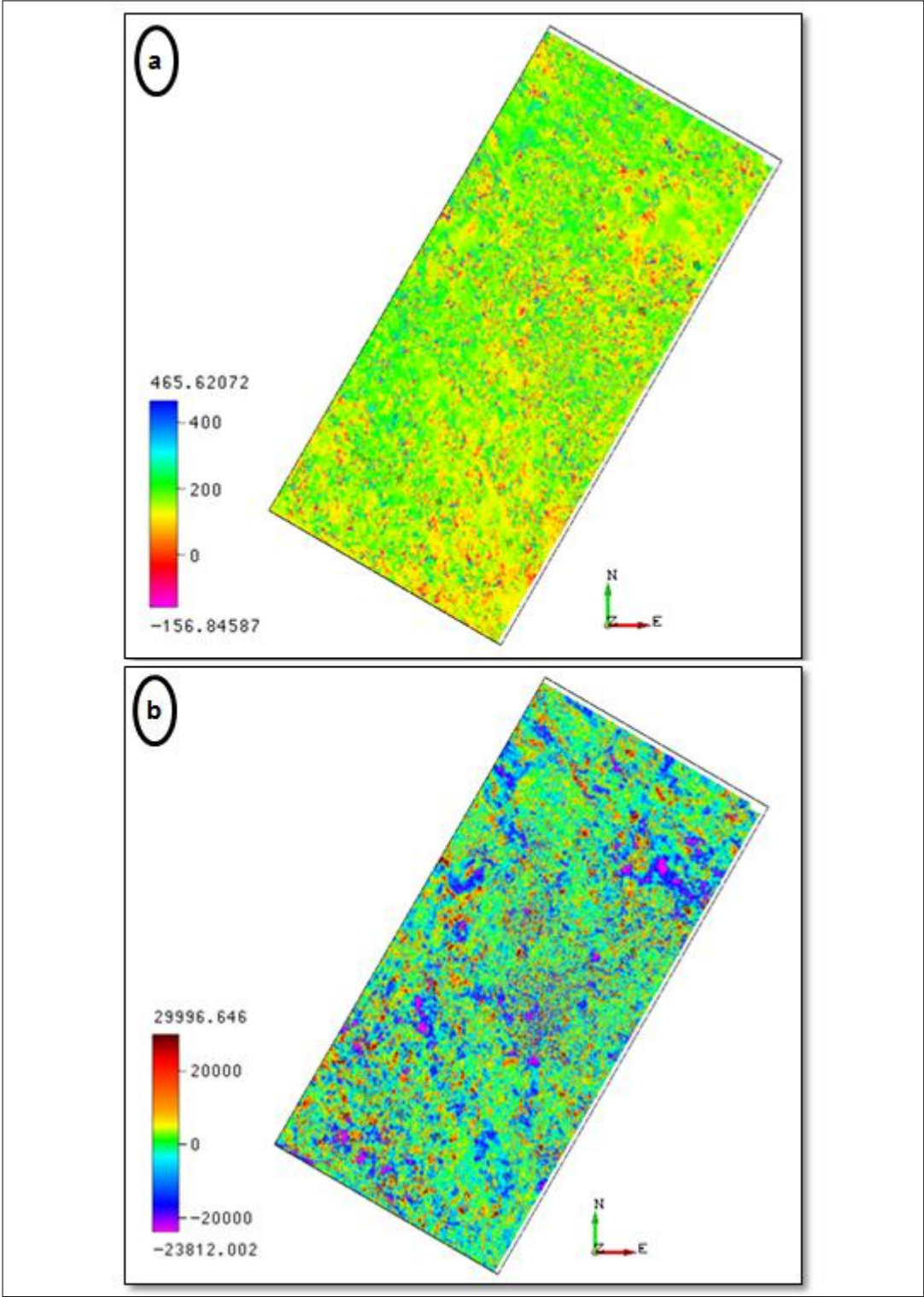


Figura 34. Atributo de frecuencia (a) y amplitud (b), para el tope Plioceno en la zona de interés.



6.5.3 Tope Mioceno

Figura 35. Mapa de contornos estructurales en tiempo al tope Mioceno, para la zona de interés. El Intervalo de contorneo (IC) 100 ms. Por razones de confidencialidad con ECOPETROL S.A. no es posible indicar con exactitud el área de estudio.

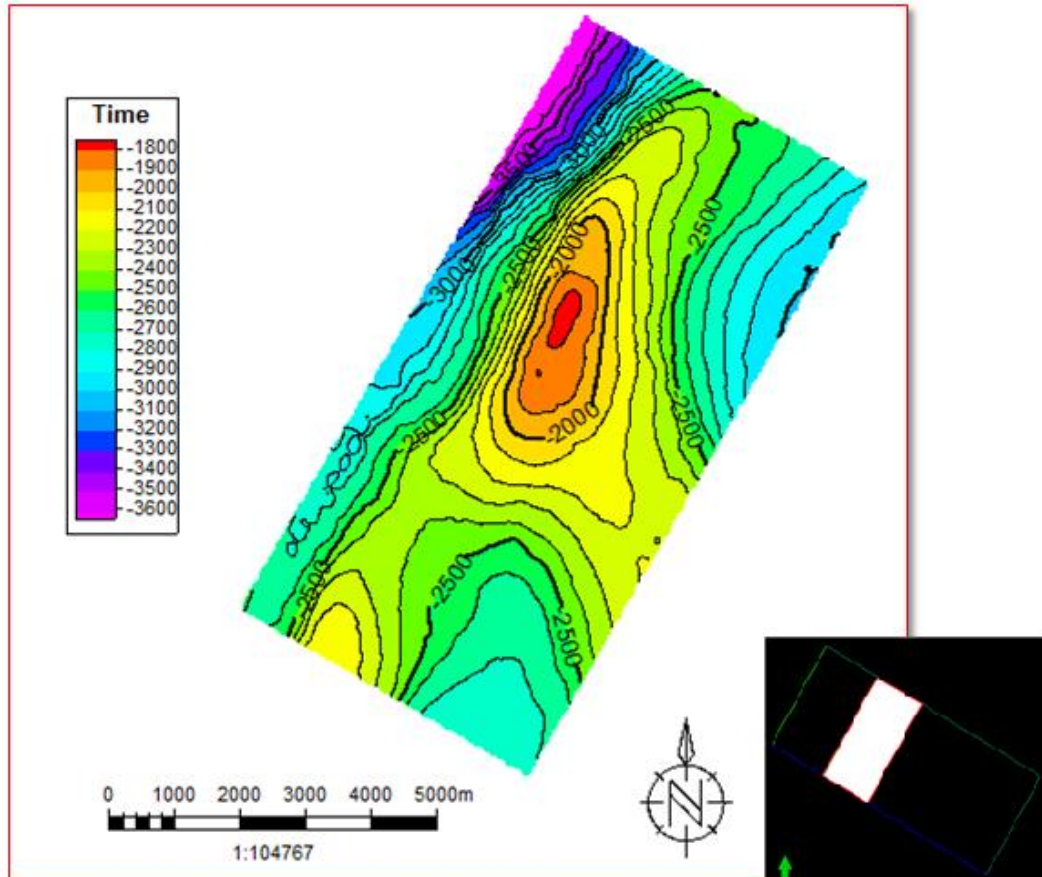


Figura 36. Descomposición espectral para el tope Mioceno en la zona de interés: las frecuencias son seleccionadas dentro del ancho de banda sísmico; mínima 4Hz (rojo), media 30Hz (verde), máxima 50Hz (azul), del espectro de amplitud.

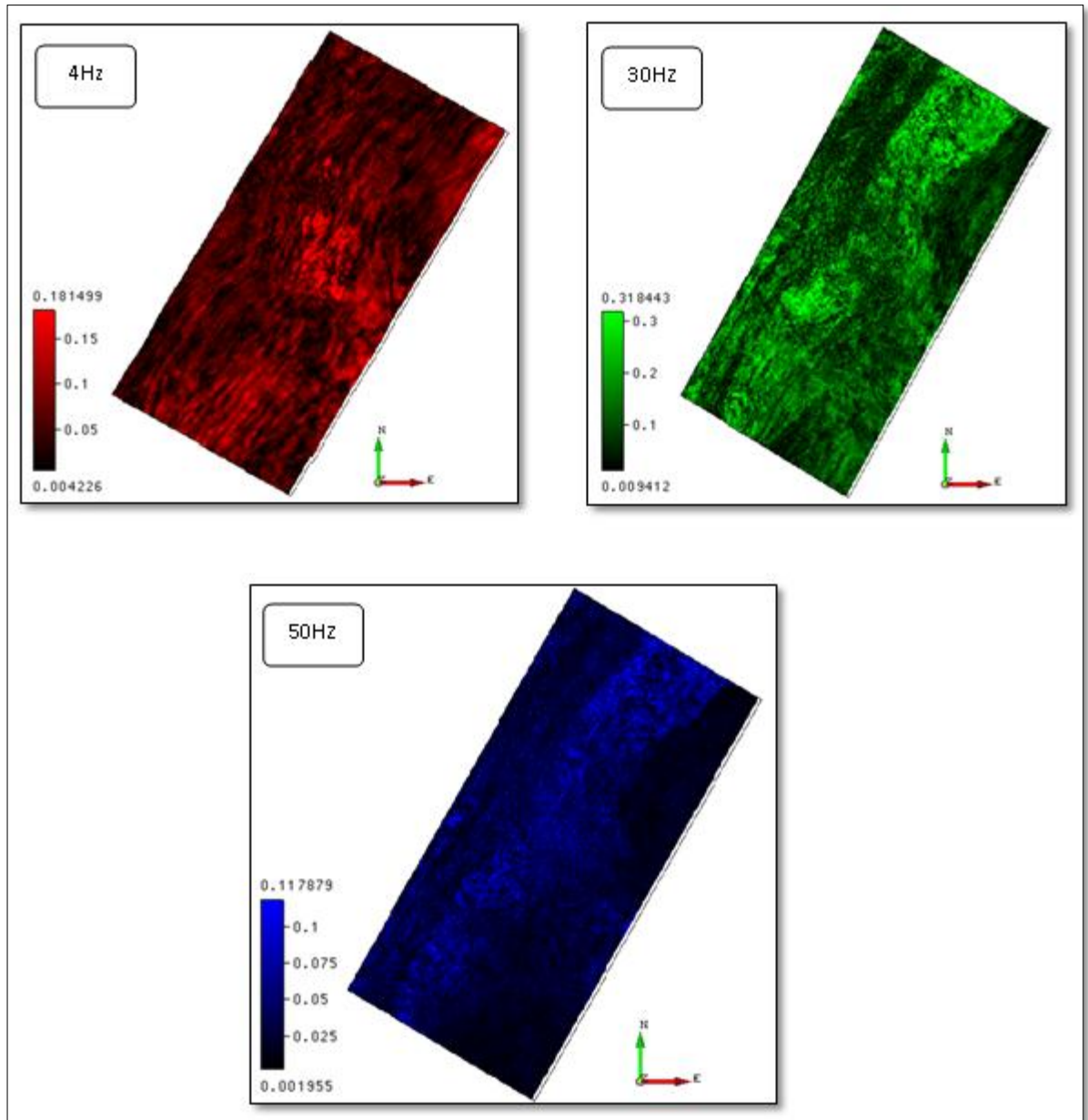


Figura 37. Atributo de similaridad, para el tope Mioceno en la zona de interés (a), y similaridad con la chimenea superpuesta (b).

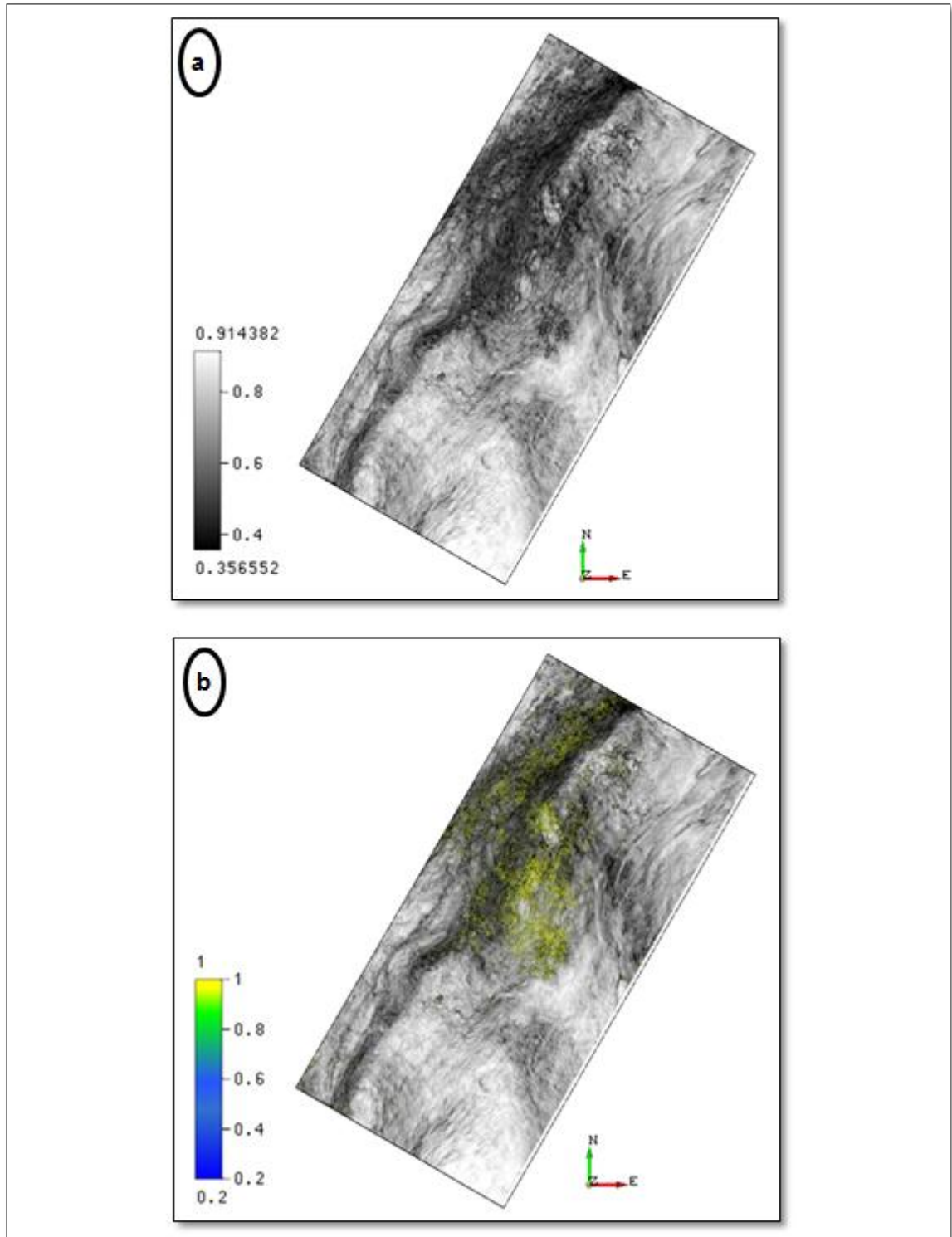
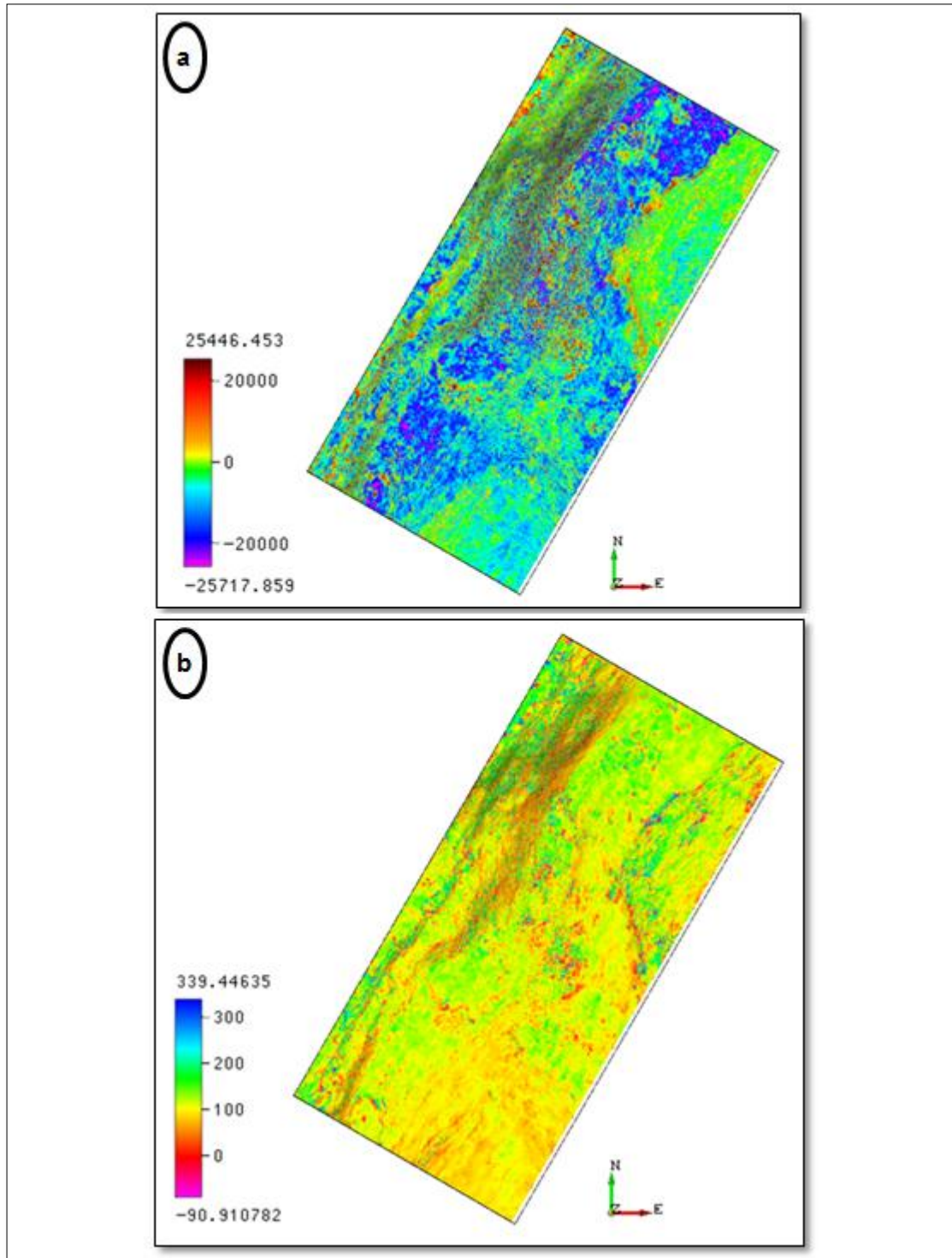


Figura 38. Atributo de frecuencia (a) y amplitud (b), para el tope Mioceno en la zona de interés.



Mediante la aplicación y combinación de los atributos sísmicos, se pudo diferenciar una iluminación o atenuación sísmica anormal preferencial para las bajas frecuencias (4Hz) en los horizontes, estableciendo la presencia de sombras de baja frecuencia en la zona de interés, las cuales están asociadas o pueden deberse a la presencia de hidrocarburos.

En el atributo de frecuencia instantánea se observa una atenuación de las altas frecuencias, observando un cambio de frecuencias bajas, lo cual es común en reflexiones de horizontes con presencia de gas.

En el atributo de amplitud instantánea se observan puntos brillantes en la zona de interés, lo cual es común o está asociado a acumulaciones de gas.

En el atributo de similaridad es posible inferir tendencias que muestran valores altos (colores grises) o alta "coherencia" en la zona de interés o chimenea de gas.

6.6 Presión de poro.

Al realizar el montaje o unión de datos para el análisis de presión de poro para la zona de interés, se descubrió que los cubos adquiridos no permiten interpretar u obtener información sobre el comportamiento de las sobrepresiones en las zonas de falla, ya que el cubo de velocidades proporcionado no tiene una concordancia coherente con la interpretación sísmica (figura 33), y esto es corroborado con el cubo de presión de poro en el área (figura 34), ya que este no muestra variación en la secuencia deformada, afectada por fallamiento.

Figura 39. X-line con la Imagen del cubo de velocidades y la interpretación del área superpuesta.

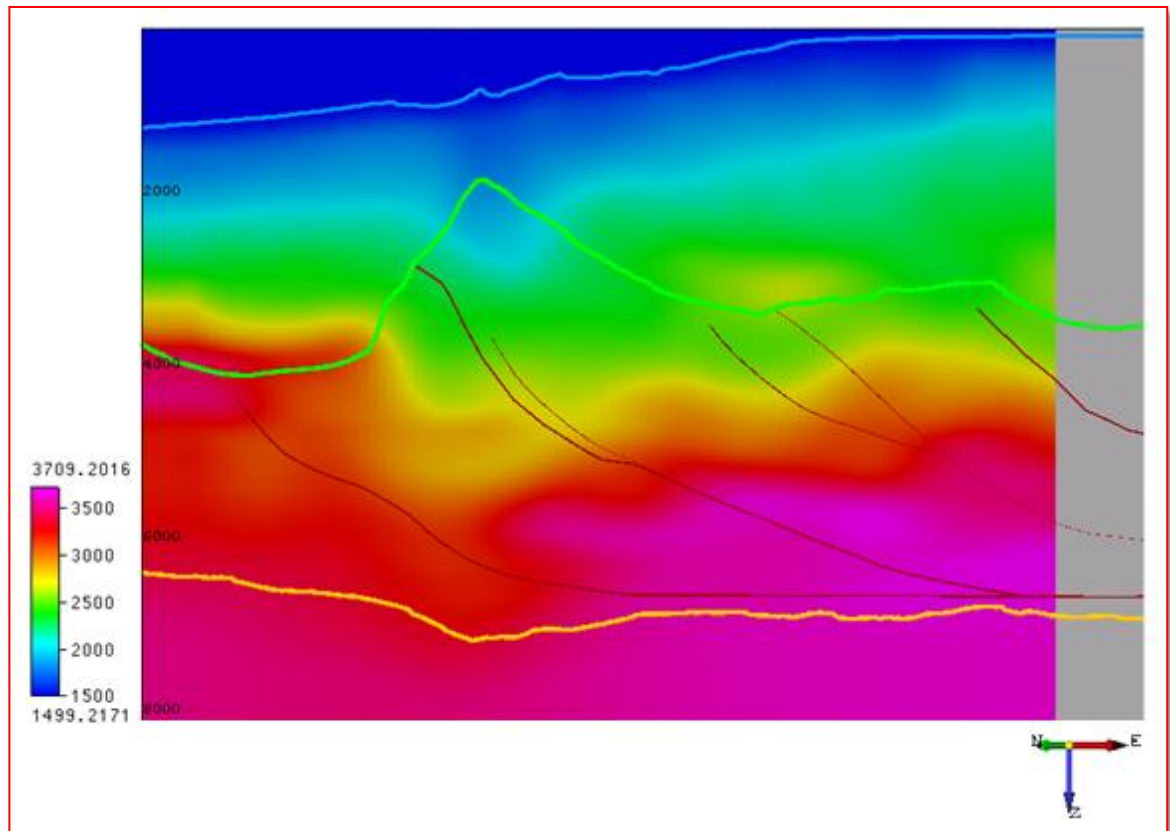
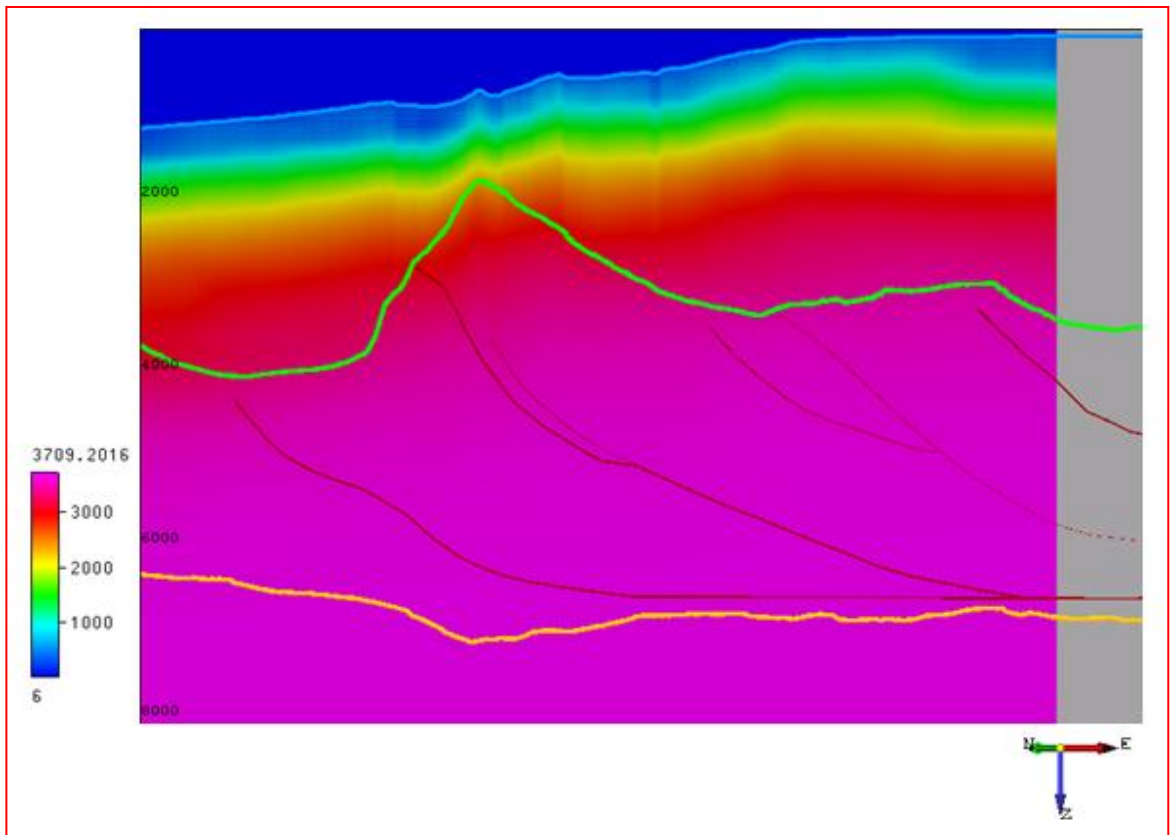


Figura 40. X-line con la Imagen del cubo de presión de poro y la interpretación del área superpuesta.



7. CONCLUSIONES

- El área se caracteriza por ser una zona de deformación activa y fuerte compresión, la cual está dominada por fallas inversas, resultando en un complejo sistema de fallas imbricadas con deformación hacia el frente y plegamientos por cizalla asociados a flexión de falla.
- A partir del análisis de chimeneas de gas y la interpretación sísmica del área se identificó como potencial roca fuente de expulsión de hidrocarburos, dentro de la secuencia del Mioceno el evento sísmico o reflector denominado en esta interpretación como Intra-Mioceno.
- El cubo de velocidades del área no es apropiado, para el análisis de la relación entre las chimeneas de gas y la presión de poro.
- Los datos obtenidos en superficie y los obtenidos en subsuelo, confirman que la chimenea resaltada a través de este procesamiento sísmico, está relacionada a la migración vertical de hidrocarburos.
- La migración del gas está ocurriendo gracias a la presencia de una falla en la estructura anticlinal (generada por cabalgamientos).
- El procesamiento de chimeneas muestra claramente, la ruta de migración vertical o cilíndrica; principalmente relacionada a la zona de falla. Lo que permite inferir, que existe gran influencia de las fallas en las rutas de migración en el Caribe Colombiano.

- El cubo de chimeneas demostró ser una buena herramienta para determinar, donde y como está migrando el hidrocarburo dentro de la zona de interés, y donde se está filtrando permitiendo la creación de gas somero y la creación de volcanes de lodo en el suelo marino.
- El análisis de chimeneas, mejoró el entendimiento del sistema petrolífero en el área de estudio e identificó el rol que juegan las fallas en la migración de hidrocarburos en esta zona.
- El flujo de fluido, a lo largo de esta falla, es sugerida o corroborada por la presencia del Volcán de lodo localizado en la superficie del fondo marino.
- La chimenea reconocida representa una fuga de gas, y esto es confirmado por muestras de *pistón core*.
- Los resultados obtenidos por la interpretación de chimeneas, muestran que el análisis de redes neuronales es una herramienta computacional de gran potencial para la identificación de posibles yacimientos de hidrocarburos.
- Mediante la aplicación y combinación de atributos sísmicos, se pudo diferenciar una iluminación preferencial para las bajas frecuencias, estableciendo la presencia de sombras de baja frecuencia en el área de interés, las cuales están asociadas o pueden deberse a la presencia de hidrocarburos.

- Este proyecto es un gran apoyo en actividades de exploración en operaciones costa afuera y contribuye en la búsqueda de prospectos con potenciales acumulaciones de hidrocarburos.

8. RECOMENDACIONES

Se recomienda en futuros estudios, realizar un procesamiento para definir un campo de velocidades de alta resolución o inversión sísmica pre-apilada, que permita analizar el comportamiento de las sobrepresiones en las zonas de falla.

Se recomienda realizar este tipo de estudios para analizar la capacidad de retención, la integridad de la trampa y el riesgo asociado a cierre contra fallas.

BIBLIOGRAFÍA

AMINZADEH, F, DE GROOT, P. (2001). Using gas chimneys as exploration tool. Geological and geophysical modeling, world oil. Pp. 1-4

AMINZADEH, F. CONNOLLY, D; DE GROOT, P. (2002). Interpretation of Gas Chimney Volumes. Journal of society of exploration geology; USA. pp. 187-192.

AMINZADEH F and CONNOLLY D, (2003). Seismic Meta-Attributes as a Practical Exploration Tool: Gas Chimney and Fault Volumes Search and Discovery Article #40101 *Adapted for online presentation from the Geophysical Corner column in *AAPG Explorer* December.

AMINZADEH, F; CONNOLLY, D; LIGTENBERG H. (2004). Hydrocarbon Phase Detection and Other Applications of Chimney Technology. AAPG International Conference: October 24-27, Cancun, Mexico. pp. 2-3.

AMINZADEH F, DEGROOT P, (2005). A neural networks based seismic object detection technique; Society of Exploration Geophysicists, volume 24. Pp 2370-2372

BALLY, A. (1987). Atlas of seismic stratigraphy. AAPG, Vol 1, pp. 1-9.

BROWN, A, R. (2001). "Understanding Seismic Attributes", Geophysics, Vol 66 (1), pp. 47-48

CHEN G, MATTEUCCI G, FAHMY B, and FINN C, (2008). Spectral-decomposition response to reservoir fluids from a deepwater West Africa reservoir. *Geophysics*, vol. 73, no. 6 November-December.

CHOPRA, S. MARFURT, K. (2007), *Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization*. SEG, Society of exploration Geophysicists Geophysical Development Series N.11.

CHOPRA, K, J. MARFURT, (2008), *Seismic Attribute mapping of structure and Stratigraphy*.

CONNOLLY, D, AMINZADEH, F. y SELVA, C. (2003). Using integrated gas chimney processing, seismic attributes, and seismic facies classification to delineate oil filled reservoirs: Case studies from the Oriente Basin, Ecuador.

CORREDOR, F., VILLAMIL, T. & SHAW, J.H. (2004). Imbricate fault-related folding, South Caribbean Basin, Colombia. *An AAPG Seismic Atlas, Studies in Geology* 53. p. 126- 130. Oklahoma.

DE BRUIN Geert, HUCK, A. (2010) *Introduction to OpendTect F3 – Dutch Offshore* , Prepared for: Training Manual OpendTect 4.0 January Prepared by; dGB Earth Sciences B.V. Nijverheidstraat 11-2 7511 JM Enschede The Netherlands.

DE GROOT, P. (2006). *Interactive multi-volume seismic attribute analysis in OpendTect*. dGB Earth Sciences BV The Netherlands.

FLINCH, J.F. (2003): Structural evolution of the Sinu-Lower Magdalena area (Northern Colombia).- Bartolini, C., Buffler, R.T. & Blickwede, J., eds. The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon Habitats, Basin Formation, and Plate Tectonics AAPG. Francia, Memoir 79, p. 776-796.

FLINCH, J.F., AMARAL, J., DOULCET, A., MOULY B., OSORIO, C. and PINCE J.M.

(2003). Onshore-Offshore Structure of the Northern Colombia Accretionary Complex.- AAPG International Conference, Barcelona. pp. 1-5,

HEGGLAND, R; MELDAHL, P. (2001). Detection of seismic chimneys by neural networks, a new prospect evaluation tool. dGB.

HEGGLAND, R. (2002). Seismic evidence of vertical fluid migration through faults, applications of chimney and fault detection. AAPG hedberg conference, April 7-10, Vancouver, bc, Canada.

HEGGLAND, R. (2005), Using gas chimneys in seal integrity analysis: A discussion based on case histories, in P. Boulton and J. Kaldi, eds., Evaluating fault and cap rock seals: AAPG Hedberg Series, no. 2, p. 237 – 245.

HOVLAND, M. and JUDD, A.G. (1988). Seabed Pockmarks and Seepages. Impact on Geology, Biology and the Marine Environment. Graham & Trotman Ltd., London, 293 pp.

HOVLAND, M. GARDNER, J.V. and JUDD, (2002), A. The significance of pockmarks to understanding fluid flow processes and geohazards, Statoil Stavanger, Norway, US Geological Survey, Menlo Park, CA, USA, Sunderland university, Benedict Building, Sunderland, UK. Geofluis 2, pp. 127-138

HOVLAND, M. (2003). Geomorphological, geophysical, and geochemical evidence of fluid flow through the seabed. *Journal of Geochemical Exploration*. 78-79, 287-291.

KELLOGG, J.N. & BONINI, W.E, (1982). Subduction of the Caribbean plate and basement uplifts in the overriding South American plate. *Tectonics*, 1, p. 251-276.

LIGTENBERG, J., (2003), Unraveling the petroleum system by enhancing fluid migration paths in seismic data using neural network pattern recognition techniques: *Geofluids*, **3**, 255–261.

LIGTENBERG J. H, (2005). Detection of fluidmigration pathways in seismic data: implications for fault seal analysis *dGBEarth Sciences*, Enschede, The Netherlands Basin Research 17, 141–153.

LINER, C, L. (2004). *Elements of 3D Seismology*. Segunda edición, pp. 403-427.

MANTILLA, A, M., GERHARD J., KLEY J. & ALFONSO-PAVA C. (2009). Configuration of the Colombian Caribbean Margin: Constraints from 2D Seismic Reflection data and Potential Fields Interpretation.- S. Lallemand and F. Funicello, eds. *Subduction Zone Geodynamics*, p. 247-272, Springer-Verlag, Berlin.

MARFUT K, (1998). 3-D seismic attributes using a semblance-based coherency algorithm.

MITCHUM, R. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 6: Stratigraphic Interpretation of Seismic Reflection Patterns in Depositional Sequences. En: Payton, C.E. (Ed.), Seismic Stratigraphy—Applications to Hydrocarbon Exploration, vol. 26. A.A.P.G. Memoir, pp. 205–212.

NEIDELL, N. and TANNER, M. T. (1971) Semblance and other coherency measures for multichannel data. Geophysics, 36, 482–497.

NISSEN, S (2002) Seismic Attributes for the Explorationist. Kansas Geological Survey (KGS).

PINTO, R. (2007). Interpretación Sismoestratigráfica y Estructural de la Secuencia Sedimentaria (Cretácico-Terciario) del Bloque Norte del Área Boyacá, Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo Especial de Grado, Departamento de Geofísica. Universidad Central de Venezuela. Caracas. pp. 12 – 39.

RUIZ C, NEIL D, BENTHAM P, PRICE A, CARVAJAL D. (2000). Structure and tectonic evolution of the south Caribbean basin, southern offshore Colombia: a progressive accretionary system. Memorias VII Simposio Bolivariano (Colombia), exploración petrolera en las cuencas Subandinas, Sociedad Venezolana de Geólogos, Caracas, September: 334-335.

SHAW J, H., CONNORS, C AND SUPPE J. (2004). Seismic Interpretation of Contractual Fault-Related Folds. Published by The American Association of Petroleum Geologists AAPG. . An AAPG Seismic Atlas Studies in Geology #53 Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 70 pag.

SHERIFF, R. (2002). Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics. 4th edition, Society of Exploration Geophysicists.

VAN WAGONER, J. C., MITCHUM, R. M., CAMPION, K. M. and RHAMANIAN, V. D. (1990). Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, cores, and outcrops. American Association of Petroleum Geologists, Methods in Exploration, Tulsa, N 7.