

Aplicación de atributos sísmicos como herramienta para la identificación de fallas geológicas en  
un campo de la cuenca del Valle Medio del Magdalena

Mateo Acuña Uribe y María Camila Pico Forero

Trabajo de Grado para Optar el título de Geólogo(a)

Director:

Yesid Paul Goyes Peñafiel

Geólogo PhD (c)

Codirector:

Darwin Clemente Mateus Tarazona

Geólogo PhD (c)

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas  
Escuela de Geología  
Bucaramanga  
2020

**Dedicatoria**

“Si he visto más lejos que otros, es porque me apoyé en los hombros de gigantes.”

- *Isaac Newton*

A Dios por ser quien ilumina y bendice mi camino.

A mis padres, Darío y Cristina, que por su esfuerzo, sacrificio y apoyo incondicional han hecho posible que logre alcanzar una de las metas más grandes de mi vida.

A mi hermana, Carolina, quien por sus sabios consejos y enseñanzas me han hecho una mejor persona cada día.

A mi hermano, Luis Felipe, para que se motive a seguir el camino de la ciencia.

A mi sobrina, Lucia, quien llegó a nuestra familia para iluminarnos con su alegría.

A mi amor, por ser un apoyo incondicional y fuente de inspiración para este proyecto.

A mis amigos, por compartir hermosos momentos de alegría y regocijo durante mi carrera universitaria.

*Mateo Acuña Uribe*

### **Dedicatoria**

A Dios, por haber bendecido mi camino para culminar satisfactoriamente esta etapa de mi vida.

A mis padres Jesús y Betty, que, con su gran sacrificio, motivación y ejemplo, me dieron las fuerzas para dar lo mejor de mi durante la carrera.

A mis hermanos Karen, Lady y Joao, que son ejemplo de que no hay que rendirse ante las dificultades.

A mi amor, por sus consejos, por recargarme de energía para salir adelante y por tenerme en cuenta en sus proyectos.

A mi madrina Melissa, mi tía Nelly y mi tía Stella, por su apoyo y por preocuparse por mi presente y futuro.

A mis amigos, por ser parte de este proceso de aprendizaje y por los grandes recuerdos que construimos juntos.

***María Camila Pico***

### **Agradecimientos**

A PhD (c) Geol. Yesid Paul Goyes Peñafiel, director de nuestro proyecto de grado, por sus valiosos consejos, aportes y su interés en el desarrollo del proyecto.

A PhD (c) Geol. Darwin Clemente Mateus Tarazona, codirector de nuestro proyecto de grado, por sus valiosas ideas, apoyo y tiempo invertido durante el proyecto.

A Msc (c) Geol. Oscar Javier Acevedo, por su tiempo, apoyo y recomendaciones valiosas que fueron cruciales para el desarrollo de este proyecto.

A PhD (c) Geol. Sait Khurama Velásquez, evaluador de nuestro proyecto de grado, por las recomendaciones y sugerencias brindadas para el presente proyecto.

Al grupo de investigación en Estabilidad de Pozo y al Instituto Colombiano del Petróleo por brindarnos apoyo y los medios para la realización de este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander por contribuir en nuestra formación académica y profesional, al igual que los docentes de la Escuela de Geología que marcaron nuestra pasión por la carrera: Jesús H. Mendoza, Pedro Parra, Luis Carlos Mantilla y Giovanny Jiménez.

Finalmente, a nuestros amigos y demás personas involucradas por su valiosa compañía y apoyo.

**Tabla de Contenido**

	Pág.
Introducción .....	17
1. Planteamiento del problema .....	19
2. Objetivos .....	20
2.1 Objetivo General .....	20
2.2 Objetivos Específicos .....	20
3. Marco teórico .....	21
3.1 Generalidades de la sísmica de reflexión .....	21
3.2 Sísmica 3D .....	23
3.3 Limitaciones del método de sísmica de reflexión .....	24
3.4 Interpretación sísmica.....	25
3.5 Ruido sísmico .....	26
3.6 Atributos sísmicos .....	27
3.6.1 Importancia de los atributos sísmicos .....	30
3.6.2 parametrización de los atributos sísmicos .....	30
3.6.2.1 Ventana vertical de análisis o ventana de tiempo .....	31
3.6.2.2 Ventana lateral de análisis o configuración del patrón espacial.....	31
3.6.3 Breve reseña histórica de los atributos sísmicos .....	33
3.6.4 Clasificación de atributos sísmicos .....	37
3.6.4.1 Clasificación de Brown (2996) y su modificación del 2001 .....	37
3.6.4.2 Clasificación de Chen & Sidney (1997).....	38
3.6.4.3 Clasificación de Tarner (1999, 2001).....	41
3.6.4.4 Clasificación de Barnes (2001). .....	42
3.6.4.5 Clasificación de Barnes (2016). .....	43
3.5.6 Evolución de los atributos sísmicos y metodologías para la identificación de fallas en datos sísmicos .....	44

3.7 Aspectos geológicos generales.....	56
3.7.1 Localización de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	56
3.7.2 Evolución geológica.....	57
3.7.3 Geología estructural regional .....	60
4. Metodología .....	62
4.1 Etapa 1: Establecer el estado del arte en lo referente a atributos sísmicos y sus metodologías para identificar fallas.....	62
4.2 Etapa 2: Identificar atributos matemáticos para el acondicionamiento de los datos sísmicos 3D con migración post-apilada en tiempo para atenuar el ruido sísmico y agudizar discontinuidades de amplitud.....	62
4.3 Etapa 3: Establecer atributos sísmicos geométricos y/o estructurales que realcen fallas geológicas en la zona de estudio y sean menos susceptibles al ruido sísmico. ....	63
4.4 Etapa 4: Diseñar y proponer un flujo de trabajo que integre los atributos sísmicos seleccionados para la detección de fallas en volúmenes sísmicos.....	63
4.5 Etapa 5: Proponer un modelo de fallas para el área de estudio a partir de los resultados obtenidos con los atributos sísmicos.....	64
5. Descripción de los datos sísmicos.....	64
5.1 Calidad de los datos sísmicos y distribución vertical de las frecuencias .....	67
6. Análisis y selección de los atributos matemáticos para el acondicionamiento de los datos sísmicos .....	70
6.1 Steering Cube .....	70
6.2 Suavizado Estructural o Suavizado Gaussiano .....	74
6.3 Filtro de Mediana Dirigido por el Buzamiento .....	76
6.4 Filtro de Mejora de Fallas .....	78
6.5 Edge Preserving Smoother .....	80
6.6 Ecuador Gráfico.....	83
6.7 Métodos de Descomposición Espectral.....	85
6.8 Comparación y selección de atributos para el acondicionamiento sísmico .....	91

7. Análisis y selección de los atributos geométricos y/o estructurales para la identificación de discontinuidades de amplitud .....	95
7.1 Similaridad .....	96
7.2 Semblanza .....	98
7.3 Contraste de Amplitud – Filtro Sobel .....	100
7.4 Varianza .....	103
7.5 Magnitud del Gradiente.....	105
7.6 Iluminación de Buzamiento – <i>Dip Illumination</i> .....	107
7.7 Curvatura Volumétrica o Curvatura 3D .....	109
7.8 Probabilidad de Falla.....	113
7.9 Comparación y selección de Atributos para la detección de discontinuidades de amplitud ...	115
8. Flujo de trabajo para la identificación de fallas geológicas .....	119
8.1 Fase 1: Acondicionamiento sísmico.....	119
8.2 Fase 2: Detección de discontinuidades de amplitud.....	125
8.3 Fase 3: Optimización de discontinuidades de amplitud .....	126
8.3.1 Ant-tracking .....	127
8.4 Fase 4: Interpretacion de fallas geologicas.....	137
8.4.1 Extracción automática de los planos de falla.....	137
9. Modelo geológico de fallas para el volumen sísmico en estudio .....	141
9.1 Aplicación de la identificación de fallas geológicas .....	146
10. Conclusiones .....	148
11. Recomendaciones.....	150
Referencias bibliográficas .....	151

**Lista de Tablas**

Tabla 1. Parámetros usados para el cálculo del Ant-tracking en el modo agresivo predeterminado en  
 Petrel v.2019 ..... 129

**Lista de Figuras**

Figura 1. Método conceptualizado de reflexión sísmica ..... 21

Figura 2. Datos sísmicos sin procesar ..... 22

Figura 3. Sección sísmica post apilada migrada en tiempo en la región Arcabuz–Culebra de la Cuenca de Burgos, México ..... 23

Figura 4. Elementos de la sísmica 3D ..... 24

Figura 5. Sección sísmica interpretada en la región Arcabuz–Culebra de la Cuenca de Burgos, México .... 26

Figura 6. Los atributos sísmicos logran revelar características del subsuelo ..... 28

Figura 7. Descomposición espectral, corenderización de tres volúmenes de única frecuencia en RGB. .... 29

Figura 8. Representación gráfica de la ventana vertical de análisis ..... 32

Figura 9. Las nueve configuraciones de patrones espaciales para realizar el cálculo de atributos sísmicos multi-traza ..... 32

Figura 10. (a) Sección sísmica 2D procesada y (b) Sonograma de color de la sección sísmica en (a) ..... 33

Figura 11. (a) sección sísmica 2D offshore de Alaska. (b) Fuerza de la Reflexión.  
..... 35

Figura 12. Comparación entre sección en tiempo de un volumen sísmico en amplitud y un volumen de Coherencia..... 36

Figura 13. Clasificación de atributos sísmicos basada en la información básica sísmica de tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación ..... 38

Figura 14. Clasificación de atributos sísmicos con base a la cinemática/dinámica de la onda..... 39

Figura 15. Clasificación de atributos sísmicos con base a las características que quieren ser iluminadas del reservorio ..... 40

Figura 16. Clasificación de objetos de atributos sísmicos..... 40

Figura 17. Clasificación de atributos sísmicos agrupados por su método de cómputo..... 43

Figura 18. Clasificación de atributos sísmicos de Barnes (2016)..... 44

Figura 19. Comparación de diferentes coherencias basados en distintos algoritmos de Coherencia..... 46

Figura 20. Ilustración de una falla normal y su relación con la curvatura positiva y negativa ..... 47

Figura 21. Cubo de bordes mejorados generado de un cubo sísmico..... 48

Figura 22. Distribución de las trazas sísmicas con y sin Steering ..... 49

Figura 23. (a) Time slice de un cubo de Varianza; (b) resultado obtenidos con el Ant-Tracking a partir del cubo de Varianza en (a). ..... 50

Figura 24. TheFaultCube desarrollado por Meldahl et al. (2001) ..... 51

Figura 25. Comparación entre la Varianza (a) - (d) y EL Contraste de Amplitud (b)-(c). ..... 52

Figura 26. Visualización de la Probabilidad de Falla..... 53

Figura 27. Sección en tiempo de un cubo sísmico en amplitud corenderizado con (a) Similaridad y en (b) Similaridad Espectral. .... 54

Figura 28. Localización y limites estructurales de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (polígono amarillo)..... 57

Figura 29. Evolución tectónica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena ..... 59

Figura 30. Dominios estructurales de la cuenca del Valle Medio del Magdalena..... 61

Figura 31. A la izquierda: Cubo sísmico en vista 3D. A la derecha: Xline 420 ..... 65

Figura 32. Espectro de amplitudes del cubo sísmico en estudio, espectro utilizable entre los 10 Hz y 70 Hz ..... 66

Figura 33. Atributos sísmicos (a) Ruido, (b) Señal y (c) Relación Señal-Ruido en Xline 420..... 68

Figura 34. Distribución vertical de las frecuencias mediante el atributo de Frecuencia Instantánea en el Xline 420..... 69

Figura 35. Comparación entre trazas sísmicas a) Sin steering, con b) Steering central y con c) Steering total ..... 71

Figura 36. Steering Cube en Xline 420 generado a partir de distintos algoritmos ..... 73

Figura 37. Funcionamiento de la opción de filtrado “guiado por el buzamiento con bordes mejorados” del suavizado estructural ..... 75

Figura 38. Suavizado Estructural o Suavizado Gaussiano (Xline 420) con tres opciones de filtro y  $\sigma = 2$ .. 76

Figura 39. Comparación en Xline 420 entre (a) la sísmica original y el Filtro de Mediana Dirigido por el Buzamiento ..... 78

Figura 40. Filtro de Mejora de Fallas en Xline 420 ..... 79

Figura 41. (a) función escalón sin ruido, (b) función escalón con ruido añadido, (c) resultado después de aplicar un filtro de suavizado común, (d) resultado después de aplicar el EPS..... 80

Figura 42. Patrones de análisis para el Edge Preserving Smoother en 2D (a-b) y en 3D (c-d-e). ..... 82

Figura 43. Resultado de la extracción del Edge Preserving Smoother en el Xline 420..... 83

Figura 44. Resultado de la extracción del Ecuilizador gráfico en el Xline 420 ..... 84

Figura 45. Variación de la ventana de tiempo para la Descomposición Espectral vía Transformada de Fourier de Tiempo Corto en cubo de frecuencia pico de 44.5 Hz (Xline 420) ..... 88

Figura 46. Comparación de los tres métodos de Descomposición Espectral (Xline 420) ..... 90

Figura 47. Comparación de atributos matemáticos para el acondicionamiento de datos sísmicos (Xline 420) ..... 93

Figura 48. Comparación entre la descomposición espectral vía CWT y el Ecuilizador Grafico (Xline 420) ..... 94

Figura 49. Similaridad calculada en Xline 420 y en la sección de tiempo 1440 ..... 97

Figura 50. Semblanza calculada en Xline 420 y sección de tiempo 1440..... 100

Figura 51. Filtro Sobel calculado a partir en diferentes direcciones de buzamiento en el Xline 420 ..... 103

Figura 52. Atributo de Varianza extraído en diferentes ventanas horizontales en el Xline 420 ..... 105

Figura 53. Magnitud del Gradiente en el Xline 420 y 1440 ms ..... 106

Figura 54. Iluminación de Buzamiento (Xline 420) a partir de distintas direcciones de iluminación ..... 109

Figura 55. Representación gráfica de (a) Curvatura 2D y (b) Curvatura 3D..... 110

Figura 56. Representación de diferentes tipos de Curvatura volumétrica en Xline 420 y time slice 1440 ms ..... 112

Figura 57. Probabilidad de Falla en Xline 420 y sección de tiempo 1440. .... 114

Figura 58. Comparación de atributos geométricos en sección Xline 420 ..... 118

Figura 59. Comparación de atributos geométricos en sección de tiempo 1440 ms ..... 119

Figura 60. Importancia de la fase de acondicionamiento para la detección de fallas ..... 121

Figura 61. Primera fase del flujo de trabajo – Acondicionamiento de los datos sísmicos ..... 123

Figura 62. Evolución de la atenuación del ruido sísmico, realce y preservación de las discontinuidades de amplitud ..... 124

Figura 63. Flujo de trabajo propuesto para la fase de detección de discontinuidades de amplitud ..... 126

Figura 64. Ilustración del funcionamiento de la inteligencia de enjambre ..... 128

Figura 65. Ant Tracking FS generado a partir del Filtro Sobel (Xline 420 y Time slice 1440 ms) ..... 131

Figura 66. Ant Tracking IB generado a partir del atributo Iluminación del Buzamiento (Xline 420 y Time slice 1440 ms) ..... 131

Figura 67. Ant-Tracking CP generado a partir de la Curvatura Más Positiva (Xline 420 y Time slice 1440 ms) ..... 132

Figura 68. Ant-Tracking PF generado a partir de la Probabilidad de Falla (Xline 420 y Time slice 1440 ms) ..... 132

Figura 69. Flujo de la fase de optimización de discontinuidades ..... 134

Figura 70. (a y f) Ant-Tracking FS; (b y g) Ant-tracking CP; (c y h) Ant-Tracking IB; (d y i) Ant-Tracking PF; (e y j) Ant-Tracking mejorado, resultado de la combinación de los cuatro volúmenes Ant-Tracking. 135

Figura 71. Comparación entre distintos volúmenes Ant-tracking generados a partir de la metodología de Pepper & Bejarano (2005), Zhang et al. (2017) y el flujo de trabajo diseñado en el presente proyecto. ... 136

Figura 72. Vista 3D de los planos de falla a partir de (a) Picado manual, (b)Extracción automática, (c)Extracción automática con planos editados, eliminando aquellos que no representan fallas geológicas. .... 139

Figura 73. Flujo de trabajo propuesto para la interpretación de fallas a partir de atributos sísmicos en datos sísmicos migrados y post-apilados en tiempo con alta presencia de ruido sísmico aleatorio ..... 140

Figura 74. Corenderización entre el Ant-tracking mejorado (paleta monocromática negra/rojo), sísmica en amplitud (paleta dicromática), Buzamiento aparente (paleta monocromática grisácea) y Azimut Local (paleta policromática)..... 141

Figura 75. Estereogramas de las fallas presentes en las zonas de interés ..... 143

Figura 76. A la izquierda modelo de fallas interpretado a partir de los resultados obtenidos con el Ant-tracking mejorado en Xline 420 (derecha)..... 143

Figura 77. Secciones verticales interpretadas a partir de los resultados obtenidos con el Ant-tracking mejorado en Xline a) 350, b) 390, c) 444 y d) 480 ..... 144

Figura 78. Resultados obtenidos con el Ant-tracking optimizado en Xline 420 (izquierda) y en las secciones de tiempo 600, 900, 1440, 1740, 1940 y 2260 ms (derecha) ..... 145

Figura 79. En (a) Corenderización entre el Ant-tracking mejorado producto de la metodología propuesta, la sísmica en amplitud y la Densidad de Fracturas ..... 146

**Lista de Apéndices**

**Ver apéndices adjuntos y pueden ser consultados en la base de datos de Biblioteca UIS**

Apéndice A. Flujo para la identificación de fallas geológicas.

## Resumen

**Título:** Aplicación de atributos sísmicos como herramienta para la identificación de fallas geológicas en un campo de la cuenca del Valle Medio del Magdalena\*

**Autores:** Mateo Acuña Uribe y María Camila Pico Forero\*\*

**Palabras Clave:** Atributos sísmicos, Interpretación sísmica, Fallas geológicas.

### Descripción:

La interpretación de fallas geológicas en volúmenes sísmicos es una tarea primordial para el entendimiento de la geología estructural del subsuelo y a su vez aporta a la toma de decisiones asociadas a la planeación de pozos para minimizar riesgos operacionales. Durante las últimas décadas se han desarrollado atributos sísmicos basados en distintos algoritmos que preservan y realzan las discontinuidades de amplitud las cuales generalmente se encuentran asociadas a planos de fallas; de igual forma, distintas metodologías y flujos de trabajo se han propuesto para realzar e identificar fallas geológicas en datos sísmicos a partir de la unificación de estos atributos. En el presente proyecto de grado, se propone un flujo de trabajo el cual integra distintos tipos de atributos sísmicos de diferentes plataformas de interpretación sísmica, tales como el Filtro de Mediana Dirigido por el Buzamiento, *Edge Preserving Smoother*, Contraste de Amplitud, Curvatura, Iluminación de Buzamiento, Probabilidad de Falla y su vez integra la Descomposición Espectral mediante la Transformada Continua de la Ondícula y algoritmos tipo enjambre con el atenuar el ruido sísmico aleatorio, preservar las discontinuidades de amplitud, suavizar los reflectores, realzar los lineamientos y esqueletizar las mismas. Este flujo de trabajo se ha dividido cuatro fases primordiales: 1. Acondicionamiento de los datos sísmicos, 2. Detección de discontinuidades de amplitud, 3. Optimización de las discontinuidades de amplitud, 4. Interpretación de fallas geológicas. El resultado proporciona un *Ant-Tracking* mejorado u optimizado, con el cual se identifican de forma más certera las fallas geológicas, su ubicación, extensión, orientación y al mismo tiempo posibilita la extracción automática de los planos de falla. Este flujo se aplicó a un volumen sísmico de un campo del Valle Medio del Magdalena (VMM) caracterizado por altos niveles de ruido aleatorio, donde se diferencian principalmente dos sistemas de fallas con tendencia NW-SE: 1. fallas normales conjugadas en conjunto con fallas normales en tijera y 2. fallas inversas de alto ángulo mayoritariamente asociadas a eventos de inversión tectónica.

---

\*Trabajo de Grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología.

Director: Yesid Paul Goyes Peñafiel.

Codirector: Darwin Clemente Mateus Tarazona.

### Abstract

**Title:** Seismic Attributes application as a tool for the identification of geological faults in a field of the Middle Magdalena Basin\*

**Authors:** Mateo Acuña Uribe y María Camila Pico Forero\*\*

**Key Words:** Seismic attributes, Seismic interpretation, Geological faults.

### Description:

Fault interpretation in seismic volumes is an essential task to understanding the geologic structural framework of the subsurface on account to provides to decision making related to well path planning and reducing operational risks. During the last decades, it has developed seismic attributes based on different algorithms which preserving and highlighting amplitude discontinuities that typically are associated with faults, by the same token, distinct methodologies and workflows have been proposed to highlight and identify geological faults in seismic data as of the unification of those attributes. In the present Bachelor's thesis project, we propose a workflow which integrates different types of seismic attributes available in seismic interpretation software such as Dip Steered Median Filter, Edge Preserving Smoother, Amplitude Contrast, Curvature, Dip Illumination, Fault likelihood and likewise integrates Spectral Decomposition by Continuous Wavelet Transform and swarm algorithms to attenuate the random seismic noise, preserve the amplitude discontinuities, smooth the seismic reflectors and highlight the lineal features and finally skeletonize them. This workflow has been divided into four stages: 1. Seismic data conditioning, 2. Amplitude discontinuities detection, 3. Amplitude discontinuities enhancement, and 4. Geological fault interpretation. The workflow results provide an enhanced Ant-tracking in which geological faults, their locations, extensions, orientations are more accurately identified and at the same time enables the automatic extraction of fault planes. This workflow was employed to a seismic volume of a petroleum field located in the Middle Magdalena Basin (MMB) characterized by a high random noise level, where it distinguishes mainly two fault systems with NW-SE trend: 1. Conjugate normal faults altogether with scissors faults and 2. High angle reserve faults associated with tectonic inversion events.

---

\*Bachelor Thesis

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología.

Director: Yesid Paul Goyes Peñafiel.

Codirector: Darwin Clemente Mateus Tarazona

## Introducción

Durante los últimos años se han desarrollado diferentes avances en materia de geología y geofísica, en particular las ramas de conocimiento asociadas a la exploración y desarrollo de yacimientos de hidrocarburos no se quedan atrás, ya que los retos que se presentan hoy en día en la industria *Oil & Gas* requieren un desarrollo de nuevas técnicas y tecnologías que disminuyan el riesgo de fracaso durante las diferentes operaciones que se llevan a cabo para extraer el crudo de las entrañas de la tierra. El método geofísico de sísmica de reflexión ha sido por muchos años el más usado para estudiar la configuración geológica del subsuelo y con la introducción de las técnicas sísmicas 3D y el desarrollo de los atributos sísmicos a finales del siglo pasado, ha cambiado la forma en la que los intérpretes elaboran los modelos geológicos del subsuelo, puesto que los atributos en sísmica 3D revelan características, relaciones, y patrones de la información sísmica que no puede ser percibida con facilidad (Chopra & Marfurt, 2007). Los atributos sísmicos son herramientas para inferir geología a partir de datos de reflexión sísmica (Barnes, 2001), por ende ayudan a solucionar diferentes problemáticas asociadas a la interpretación y caracterización de la configuración geológica del subsuelo, tales como identificar patrones de fallas y configuraciones estructurales que a su vez aportan en la resolución de un determinado número de inconvenientes en operaciones de perforación de pozos petrolífero, ya que pueden ocurrir diferentes problemas de inestabilidad de pozo como atascamiento de la tubería, derrumbes en las paredes del pozo o pérdidas de circulación de fluidos que dan como resultado tiempos no productivos y afectaciones económicas. Uno de los problemas más graves es la pérdida de circulación, por lo que es necesario tomar medidas de prevención para este contratiempo y así desarrollar una perforación para una segura y económica (Amanullah *et al.*, 2018). Hacer una buena planeación de la trayectoria del pozo para evitar posibles zonas de pérdidas de fluido, como

lo son formaciones con fracturas naturales, altamente falladas, con alta permeabilidad o no consolidadas, puede ser la forma más evidente para prevenir la pérdida de circulación, además que en las áreas aledañas a planos de falla la roca suele tener un comportamiento frágil y su vez presencia de fracturas por donde el fluido de circulación puede infiltrarse y perderse (Lavrov, 2016). Por lo tanto, es necesario una buena identificación y caracterización sísmica de los sistemas de fallas presentes en el subsuelo a partir de atributos sísmicos, especialmente en cubos sísmicos con alta presencia de ruido aleatorio donde dicha caracterización e interpretación se torna una tarea compleja. Para lograr identificar y caracterizar los sistemas de fallas del subsuelo en esta clase de cubos sísmicos se desarrolló una metodología basada en diferentes atributos sísmicos con el objetivo de preservar, mejorar, realzar y esqueletizar las discontinuidades de amplitud asociadas a fallas geológicas, además de atenuar el ruido sísmico aleatorio y suavizar los reflectores sísmicos para detallar de forma más coherente los lineamientos del subsuelo. Por último, el presente proyecto fue apoyado científicamente por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) mediante el acuerdo de cooperación N. 28 entre la Universidad Industria de Santander y dicha institución.

## **1. Planteamiento del Problema**

Durante la perforación de pozos en áreas falladas y fracturadas se han presentado problemas de pérdidas de fluidos de perforación, dando como resultado un incremento en los tiempos y costos de perforación. La interpretación sísmica y geológica de fallas ayuda a diseñar una trayectoria de pozo que evite estas zonas de posibles pérdidas de circulación. Por lo tanto, se requiere predecir lineamientos asociados a fallas mediante el uso de atributos sísmicos, los cuales son herramientas que ayudan al interprete a resaltar características estructurales que no pueden ser observadas con facilidad en los datos sísmicos originales con alta presencia de ruido aleatorio. Por esto, es de gran utilidad conocer su correcto funcionamiento y aplicabilidad en plataformas de interpretación sísmica. Para ello se hace necesario conocer el estado del arte para la identificación de fallas con atributos sísmicos y de ese modo establecer un flujo de trabajo óptimo para el realce de fallas facilitando su visualización durante la interpretación sísmica y, por último, proponer un modelo de fallas que se ajuste a las características geológicas de la zona de estudio.

## 2. Objetivos

### 2.1 Objetivo General

Implementar atributos sísmicos para la identificación de fallas geológicas en un cubo sísmico de un campo de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

### 2.2 Objetivos Específicos

- 1) Identificar atributos matemáticos para el acondicionamiento de datos sísmicos que atenúen el ruido aleatorio y agudicen los rasgos asociados a las discontinuidades de amplitud en datos sísmicos 3D con migración post-apilada en tiempo en la zona de estudio.
- 2) Identificar atributos geométricos y/o estructurales que estimen de forma eficaz lineamientos asociados a fallas geológicas.
- 3) Diseñar y proponer un flujo de trabajo que integre los atributos sísmicos seleccionados para la detección de fallas en cubos sísmicos con alta presencia de ruido aleatorio.
- 4) Proponer un modelo de fallas para el área de estudio a partir de los resultados obtenidos con los atributos sísmicos.

### 3. Marco Teórico

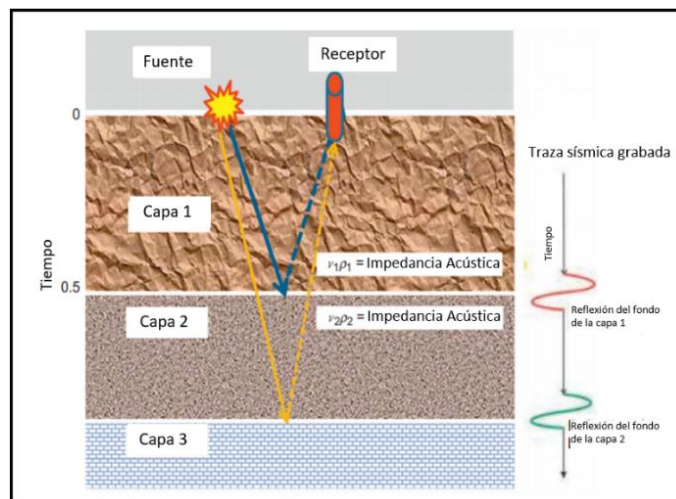
#### 3.1 Generalidades de la sísmica de reflexión

A lo largo de la historia, la sísmica de reflexión ha sido el método geofísico más utilizado para la exploración de hidrocarburos, ya que es una herramienta útil para mapear el subsuelo y detectar presencia de gas o petróleo (Ashcroft, 2011). Las técnicas analíticas de los datos sísmicos de reflexión se dividen en tres: adquisición, procesamiento e interpretación.

El principio básico de este método es producir una señal sísmica en la superficie, como la generada durante una explosión, a un tiempo y lugar conocido; con el objetivo de que ondas viajen en profundidad y se reflejen entre el límite de capas de las rocas (reflectores sísmicos) los cuales presentan diferentes velocidades sísmicas y densidades o impedancias acústicas (Lowrie & Fichtner, 2007). El sismómetro electromagnético o geófono es el receptor encargado de registrar la energía de las ondas reflejadas (Figura 1). Generalmente este tipo de adquisición se realiza lo más cerca posible a una estructura geológica determinada.

**Figura 1**

*Método conceptualizado de reflexión sísmica*

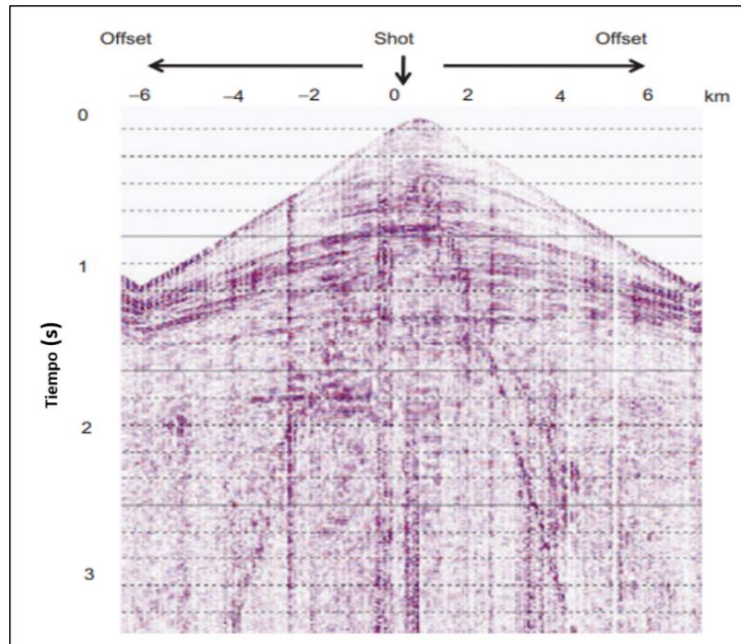


*Nota.* Modificado de Onajite (2014).

(Lowrie & Fichtner, 2007). Los tiempos de viaje registrados en los geófonos se observan en una sección bidimensional (Figura 2) donde la escala horizontal representa la ubicación de los geófonos con respecto a la fuente (*offset*) y la escala vertical representa el tiempo de viaje doble o *two-way travel time (TWT)*, el cual hace referencia al tiempo que se requiere para que las ondas sísmicas viajen desde la fuente hacia un reflector y luego se refleje en dirección a un receptor en superficie (Onajite, 2014).

### Figura 2

*Datos sísmicos sin procesar*



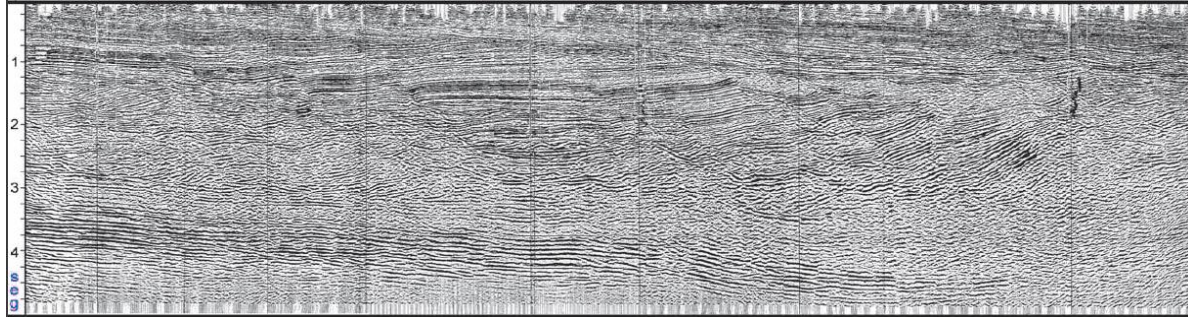
*Nota.* La escala horizontal representa la ubicación de los geófonos con respecto a la fuente (*offset*) y la escala vertical representa el tiempo de viaje doble. Tomado de Onajite (2014).

Una vez realizada la adquisición sísmica se procede a modificar los datos obtenidos en la etapa denominada de procesamiento, cuyo objetivo es eliminar ruido, mejorar las trazas sísmicas registradas y migrarlas a su ubicación correcta en el espacio y tiempo (Figura 3).

Durante esta fase se incluyen las correcciones estáticas, deconvolución, movimiento normal o *normal moveout* por sus siglas en inglés (NMO), análisis de velocidad, apilamiento y migración sísmica (Figura 3) (Onajite, 2014).

### Figura 3

*Sección sísmica post apilada migrada en tiempo en la región Arcabuz–Culebra de la Cuenca de Burgos, México*



*Nota.* Tomada de Ortiz & Tolson (2004).

Finalmente, en la etapa de interpretación se delimitan características estructurales como fallas geológicas, o estratigráficas como horizontes y canales; lo anterior se convierte en un proceso optimizado a partir del uso de atributos sísmicos, ya que la detección de un determinado tipo de característica geológica se torna menos complejo. En el ítem 3.4 se describe como más detalle lo anterior.

### 3.2 Sísmica 3D

Un volumen sísmico tridimensional ofrece grandes ventajas en la geología del subsuelo ya que proporciona información detallada y con mayor resolución de las características estructurales y estratigráficas en comparación con las que se pueden observar con la sísmica 2D (Kearey et al., 2002).

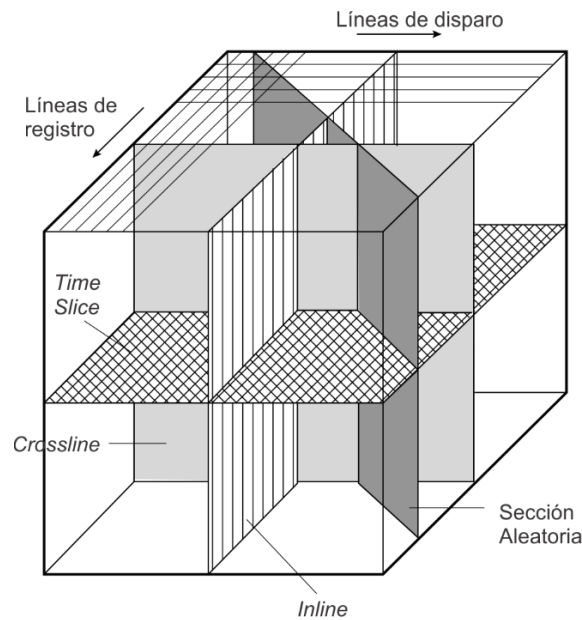
A partir de un volumen de datos sísmicos de reflexión, se pueden construir secciones sísmicas bidimensionales a lo largo de las líneas de disparo (*crossline*), de las líneas de registro (*inline*) y

de cualquier otro corte vertical aleatorio a través del volumen sísmico (Figura 4), es decir, las secciones sísmicas se pueden simular para cualquier acimut, permitiendo una representación bidimensional óptima de cualquier característica estructural en el área de interés (Kearey et al., 2002).

Un elemento importante dentro de la sísmica 3D son los cortes horizontales a través del volumen sísmico que muestran el patrón de reflejos intersecados por cualquier plano de tiempo (Figura 4). Esta representación se conoce como secciones de tiempo o *time slice*, y son de gran utilidad para mapear estructuras tridimensionales (Kearey *et al.*, 2002).

**Figura 4**

*Elementos de la sísmica 3D*



*Nota.* Las líneas *crossline* poseen mismo rumbo que las líneas de disparo, en cambio las líneas *inline* van perpendiculares a estas últimas. Modificado de Kearey et al. (2002).

### 3.3 Limitaciones del método de sísmica de reflexión

heterogéneo y parcialmente reflectante que constituye la zona de transmisión a los reflectores objetivo de interés. La reflexión múltiple entre la superficie y los reflectores someros produce un

ruido aditivo que interfiere con la visualización de la geometría de la capa y las propiedades de la roca en la zona objetivo (Backus & Simmons, 1984).

Las limitaciones que giran en torno a las resolución vertical y horizontal tienen que ver con el fenómeno de disminución de la señal sísmica con la profundidad, este fenómeno se debe a que las ondas sísmicas que viajan a más profundidad tienden a tener una frecuencia dominante más baja debido a la pérdida progresiva de frecuencias más altas por absorción (Kearey *et al.*, 2002).

Dado que las rocas propagan las ondas sísmicas a diferentes velocidades, es complejo traducir el tiempo de viaje a una profundidad exacta (Kearey *et al.*, 2002), para esto, es necesario recurrir a datos de registros de pozo para conocer las velocidades interválicas de cada formación y así desarrollar un modelo de velocidades con el objetivo de convertir el tiempo a profundidad. Debido a la carencia de registros de pozo para el presente proyecto, no se puede convertir el cubo sísmico a profundidad y, por lo tanto, en el modelo de fallas no será posible calcular ángulos de buzamiento o longitud vertical de las fallas.

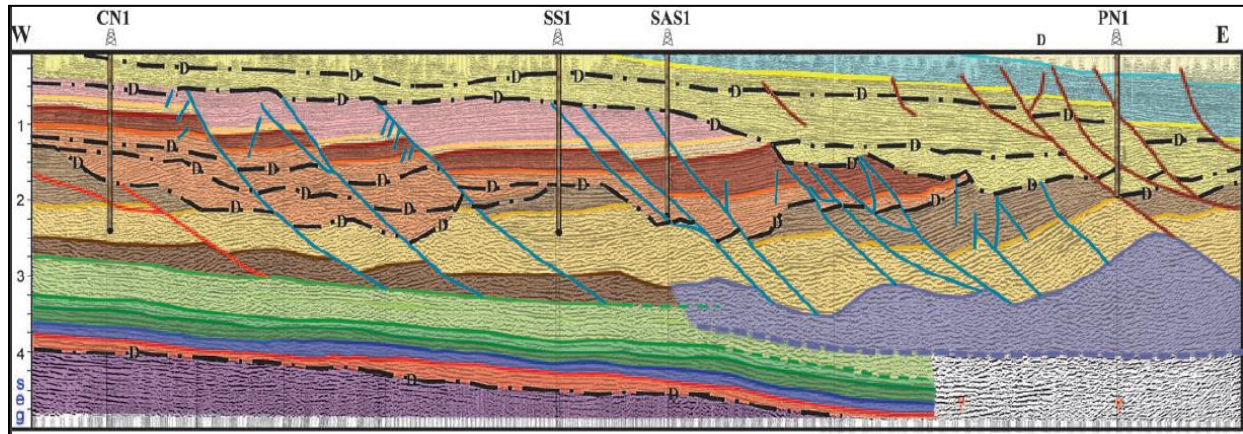
### **3.4 Interpretación sísmica**

En la interpretación sísmica se analizan los datos sísmicos procesados, donde se delimitan y caracterizan rasgos estructurales y estratigráficos del subsuelo (Figura 5) (Kearey *et al.*, 2002). Este proceso depende de los resultados obtenidos en las etapas de adquisición y procesamiento, ya que, si se presentan inconvenientes que afecten la imagen sísmica en estas fases la interpretación de los datos se hará más compleja. Es necesario que el intérprete tenga conocimiento previo sobre la geología del área de estudio, esto con el fin de tomar las mejores decisiones durante la interpretación de horizontes y sistemas de fallas, estos últimos identificables gracias a las pérdidas de continuidad en los reflectores sísmicos (Onajite, 2014). En los últimos años se han desarrollado

diferentes metodologías con el fin de facilitar las labores de identificación y modelamiento de sistemas de fallas por medio de atributos sísmicos.

### Figura 5

*Sección sísmica interpretada en la región Arcabuz–Culebra de la Cuenca de Burgos, México*



*Nota.* Tomada de Ortiz & Tolson (2004).

### 3.5 Ruido sísmico

El ruido sísmico es la parte no deseable de los datos sísmicos, ya que es energía registrada que contamina los mismos y dificulta la visualización del subsuelo. Uno de los más grandes desafíos en la etapa de procesamiento de los datos sísmicos es separar el ruido de la señal o al menos atenuarlo para mejorar la relación señal-ruido (Kumar & Ahmed, 2020) con el fin de obtener una imagen más definida del subsuelo. La relación señal / ruido o *signal-to-noise ratio* es una medida que compara la fuerza de la señal con el ruido sísmico, en otras palabras, mide la calidad de los datos.

Existen dos clases de ruido sísmico: el ruido aleatorio y el ruido coherente (Kumar & Ahmed, 2020). El ruido aleatorio no tiene relación espacial ya que no se correlaciona con los canales vecinos y es fácil de atenuar durante el procesamiento de los datos sísmicos; el ruido coherente no tiene relación temporal, ya que no se correlaciona a lo largo de un canal, este tipo de ruido presenta

mayor dificultada al momento de atenuarlo debido a que interfiere directamente con la señal malinterpretándose como señal real.

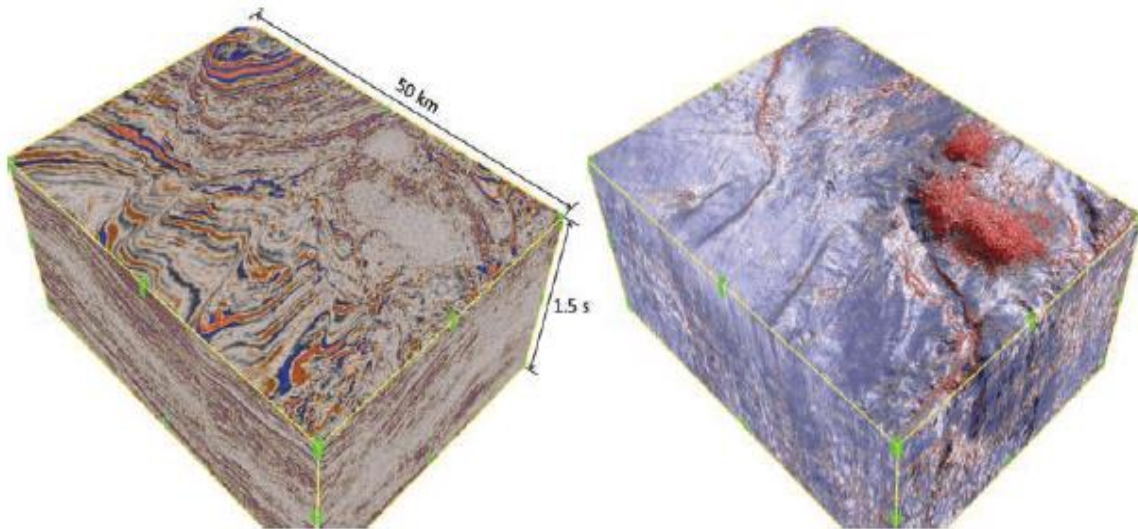
Las posibles fuentes de estos ruidos sísmicos se pueden ubicar en cuatro categorías: (1) fuentes ambientales, (2) ruido relacionado con la propagación de ondas, (3) ruido relacionado con la adquisición de datos y (4) artefactos de procesamiento de datos (Kumar & Ahmed, 2020). La intensidad y los tipos de ruido sísmico pueden diferir entre el entorno de adquisición marino y terrestre. Por último, es de gran importancia atenuar el ruido sísmico para facilitar el proceso de interpretación tanto estructural como estratigráfica en los datos sísmicos ya que una alta relación señal ruido (baja presencia de ruido) mejora los resultados de los atributos sísmicos, especialmente aquellos enfocados en la interpretación de fallas geológicas puesto que son sensibles a cambios en la continuidad de los reflectores sísmicos.

### **3.6 Atributos sísmicos**

El término “atributo sísmico” se acuñó en la literatura geofísica a finales de los años setenta (Bodine, 1984) y desde entonces han sido herramientas útiles para la caracterización del subsuelo y en especial de yacimientos de hidrocarburos (Subrahmanyam & Rao, 2008). Los atributos sísmicos hacen referencia a cualquier medida de los datos sísmicos, cuyo objetivo es mejorar o cuantificar visualmente un cierto tipo de característica de interés por el intérprete (Figura 6 y 7) (Chopra & Marfurt, 2007). En otras palabras, un atributo sísmico es cualquier propiedad medible de los datos sísmicos tales como: la amplitud, la polaridad, la fase, el buzamiento y la frecuencia, que pueden llegar a ser medidos en un instante de tiempo, en una ventana de tiempo/profundidad o en una superficie interpretada a partir de los reflectores sísmicos, sea en una sola traza o en un conjunto de ellas (Roden, 2015; Schlumberger, 2015).

**Figura 6**

*Los atributos sísmicos logran revelar características del subsuelo*

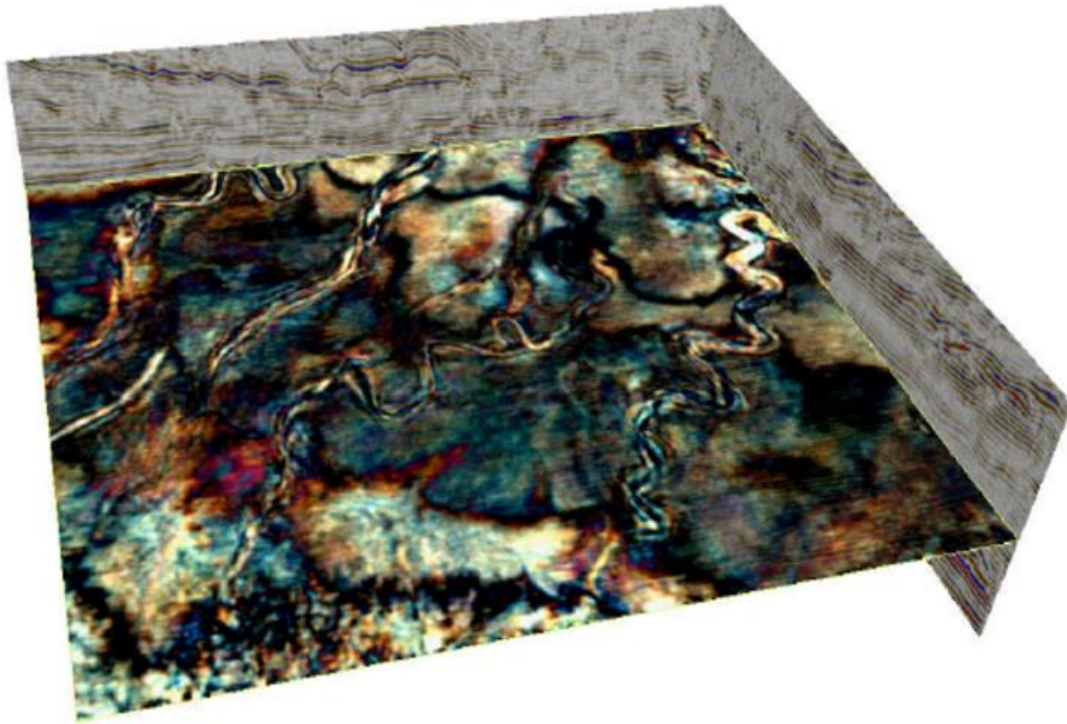


*Nota.* En este caso los diapiros de sal y las fallas se logran visualizar de forma más clara (derecha) a diferencia que en los datos sísmicos originales (izquierda). Tomado de Barnes (2016).

Los atributos sísmicos se pueden generar de diferentes formas, algunos se basan en cálculos a partir de la traza sísmica compleja o en análisis de trazas complejas gracias a la transformada de Hilbert, otros usan un sinnúmero de algoritmos que describen la variación de las trazas pre-apiladas o post-apilada (Tarner *et al.*, 1979; Schlumberger, 2007; Piggot, Kang, & Han, 2013). De este modo los atributos sísmicos revelan o cuantifican un cierto número de características, relaciones y patrones en los datos sísmicos, que sin ellos no serían tan sencillos de visualizar. En definitiva, los atributos sísmicos descomponen los datos sísmicos en atributos constituyentes (Barnes, 2001; Chopra & Marfurt, 2007) además, un atributo sísmico eficaz está estrechamente asociado a una determinada característica geológica o propiedad de un reservorio de interés, que facilita inferir el ambiente de depositación o el estilo estructural del subsuelo (Chopra & Marfurt, 2007).

**Figura 7**

*Descomposición espectral, corenderización de tres volúmenes de única frecuencia en RGB*



*Nota.* Nótese como se realzan características del ambiente de depositación, en este caso canales fluviales. Tomado de Alee (2018).

Los atributos sísmicos descomponen la sísmica post-apilada en diferentes tipos de datos, pero este proceso de “descomposición” no es formal ya que no existen reglas establecidas de como calcular atributos sísmicos o lo que representan (Barnes, 2016) y bien es sabido que los atributos funcionan como una clase de filtro que eliminan un determinado número de componentes de la señal sísmica para revelar otros lo que forma la esencia de los atributos sísmicos.

### 3.6.1 Importancia de los atributos sísmicos

- Permiten el acondicionamiento de los datos sísmicos para la atenuación del ruido aleatorio y de esta forma facilitar la visualización de la configuración estructural del subsuelo.
- Facilitan durante la interpretación el realce de características estratigráficas del subsuelo que no pueden ser detectados a simple vista por el intérprete o mediante técnicas convencionales de interpretación.
- Permiten detectar anomalías sísmicas de amplitud como puntos brillantes, puntos tenues, puntos planos o *flat spots* y anomalías tipo *Amplitude vs Offset* generalmente asociadas a la presencia de hidrocarburos en el subsuelo.
- Permiten desarrollar técnicas de reconocimiento automático de patrones mediante algoritmos matemáticos para visualizar de forma más eficiente patrones de interés (Chopra & Marfurt, 2006).
- Permite ser combinados mediante técnicas convencionales y *machine learning* para desarrollar análisis multi-atributos, donde se realzan características del subsuelo que con un solo atributo sísmico no se logran observar.

### 3.6.2 parametrización de los atributos sísmicos

El cálculo de atributos sísmicos generalmente depende de un determinado número de parámetros los cuales están relacionados estrechamente con los resultados obtenidos a partir de cada atributo. Conocer cómo funciona el algoritmo y como se deben variar los parámetros de cada atributo es esencial para obtener resultados claros y concisos. Generalmente los algoritmos de los atributos sísmicos han sido desarrollados en sísmica migrada en tiempo (Chopra & Marfurt, 2007)

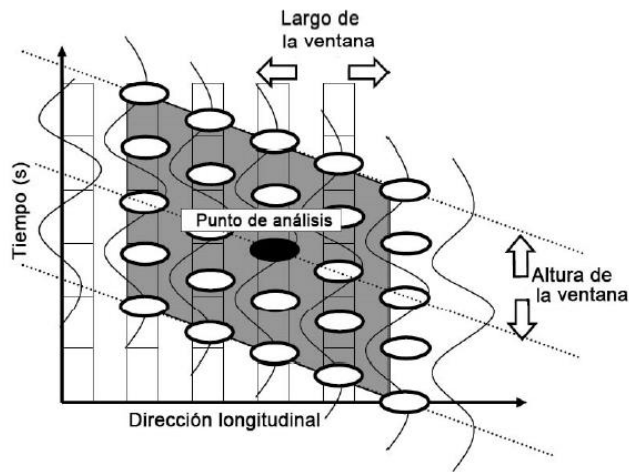
ya que los efectos de migración en profundidad tales como el estiramiento de la ondícula generalmente asociado a efectos de altas velocidades, ocasionan que el número de muestras a analizar no sean el necesario para representar un evento sísmico y por ende este no sea correctamente interpretado.

**3.6.2.1 Ventana vertical de análisis o ventana de tiempo.** En pocas palabras este parámetro generalmente se establece como una ventana de tiempo, donde se analizan las muestras dentro de este intervalo. Existen dos formas de establecer la ventana vertical de análisis, el primero es por medio el cociente entre uno y dos veces la frecuencia dominante de los datos (AASPI,2020) y el segundo variando la ventana vertical, comparando sus resultados y escogiendo el mejor entre ellos, este último se justifica mejor cuando los datos tienen alta presencia de ruido aleatorio. Además, cabe resaltar que ventanas verticales muy amplias pueden provocar distorsiones y artefactos sísmicos.

**3.6.2.2 Ventana lateral de análisis o configuración del patrón espacial.** Otro parámetro importante en los atributos sísmicos multi-traza es la ventana lateral de análisis, también conocida como la configuración del patrón espacial, la cual solo es posible encontrar en atributos sísmicos para datos en tres dimensiones. Existen diferentes geometrías para el cálculo de la ventana lateral de análisis que incorpora un determinado número de trazas. Estos patrones espaciales se desarrollan alrededor de la muestra de análisis. En la Figura 9 se detallan los diferentes tipos de patrones espaciales. Chen & Sidney (1997) establece que los atributos sísmicos con diferentes configuraciones espaciales de trazas pueden revelar características anisotrópicas de fracturas del yacimiento y / o patrones de falla.

**Figura 8**

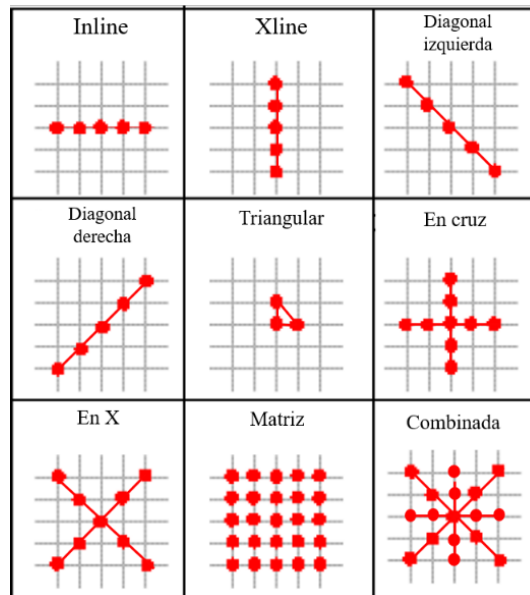
*Representación gráfica de la ventana vertical de análisis*



*Nota.* En gris las muestras incorporadas en el análisis y en negro la muestra principal del análisis. Modificado por Espinoza (2016), tomado de AASPI (2016).

**Figura 9**

Las nueve configuraciones de patrones espaciales para realizar el cálculo de atributos sísmicos multi-traza.



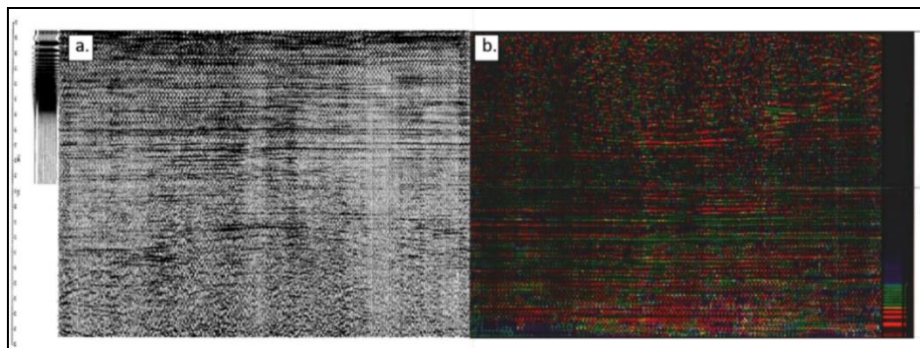
*Nota.* Modificado de Chen & Sidney (1997).

### 3.6.3 Breve reseña histórica de los atributos sísmicos

Desde los primeros experimentos de sísmica de reflexión en los años veinte hasta la década de los años sesenta, la interpretación de las secciones sísmicas fue sencillamente mapear los tiempos de los eventos sísmicos y transformarlos en profundidad para determinar la estructura geológica del subsuelo (Barnes, 2001). Unos pocos visionarios intrépidos se dieron cuenta que la reflexión sísmica contenía valiosas pistas para la estratigrafía, uno de estos visionarios en preguntarse sobre la calidad de la reflexión, el contenido de fluidos, la porosidad y los cambios de facies en las litologías del subsuelo fue Rummerfield en 1954, quien es el precursor del análisis de atributos sísmicos en general (Barnes, 2001).

#### Figura 10

(a) Sección sísmica 2D procesada y (b) Sonograma de color de la sección sísmica en (a).



Nota. Tomado de Balch (1971).

Investigadores de compañías del sector *Oil & Gas* se enfocaron en el comportamiento de la frecuencia de las ondas al atravesar un yacimiento de gas y concluyeron que ocurre una atenuación de la amplitud y de la frecuencia, lo anterior entre la década de los años cincuenta y sesenta. Más tarde, Balch en 1971 fue el primero en desarrollar un sonograma de color a partir de filtros para lograr calcular la variación de la frecuencia promedio en el tiempo (Figura 10) y sugirió que su técnica detectaría la atenuación de la frecuencia de una onda al atravesar un arrecife con presencia

de gas, de ahí su trabajo fue el primero en representar la sísmica con una paleta de colores (Balch, 1971).

En 1973 Nigel Anstey publica su trabajo de investigación de atributos sísmicos y propone la Fuerza de la Reflexión desarrollada principalmente para la detección de puntos brillantes y la cual es una medida de la amplitud (Figura 11). No contento con su trabajo, Anstey desarrolla otros atributos como la polaridad aparente, frecuencia diferencial y propone otros como la velocidad interválica, *Cross-Dip* y *Stack-coherence* (Barnes, 2001).

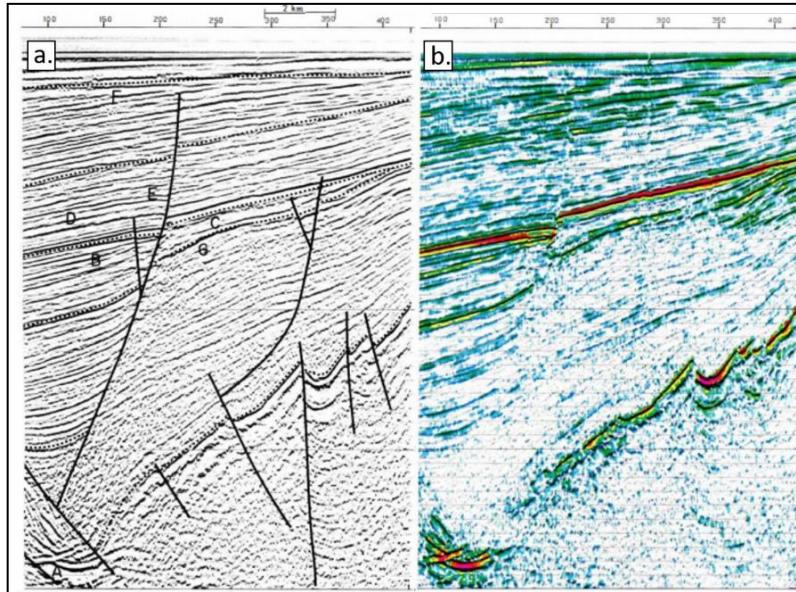
Años más tarde, en 1977 y 1979 se publican los primeros trabajos relacionados con atributos sísmicos de traza compleja. En Tarner & Sheriff (1977) y Tarner *et al.*, (1979) se proponen cinco atributos: la Amplitud Instantánea, la Fase Instantánea, la Polaridad Instantánea, la Frecuencia Instantánea y la Frecuencia Media Ponderada, todos los anteriores resultados de las matemáticas con trazas complejas.

Otros atributos fueron desarrollados durante la década de los ochenta con enfoques a facilitar la interpretación estratigráfica, tales como: la Frecuencia Dominante, la Amplitud Promedio, la Homogeneidad y el Coseno de la Fase, donde la mayoría de ellos carecían de significado geológico (Barnes, 2001; Lindseth, 1982). Debido a esto, distintos investigadores centraron sus proyectos en darle más sentido geológico a los atributos sísmicos, relacionándolos directamente con las propiedades de la ondícula como la envolvente, la cuadratura y la frecuencia instantánea (Bodine, 1984; Barnes, 2001). En su trabajo Justice *et al.*, (1985) se enfocaron en la identificación de atributos sísmicos que puedan ser combinados de diferentes maneras mediante el análisis de patrones para inferir la información requerida por los intérpretes y localizar depósitos de hidrocarburos comerciales, lo que sienta la base para el análisis multi-atributos. Lastimosamente, los resultados de estos trabajos de investigación no cumplieron con las expectativas de los

investigadores de la época, por consiguiente, los atributos sísmicos durante los últimos años de la década de los ochenta perdieron su protagonismo (Barnes, 2001).

### Figura 11

(a) sección sísmica 2D offshore de Alaska. (b) Fuerza de la Reflexión.



Nota. Tomado de Turner & Sheriff (1977).

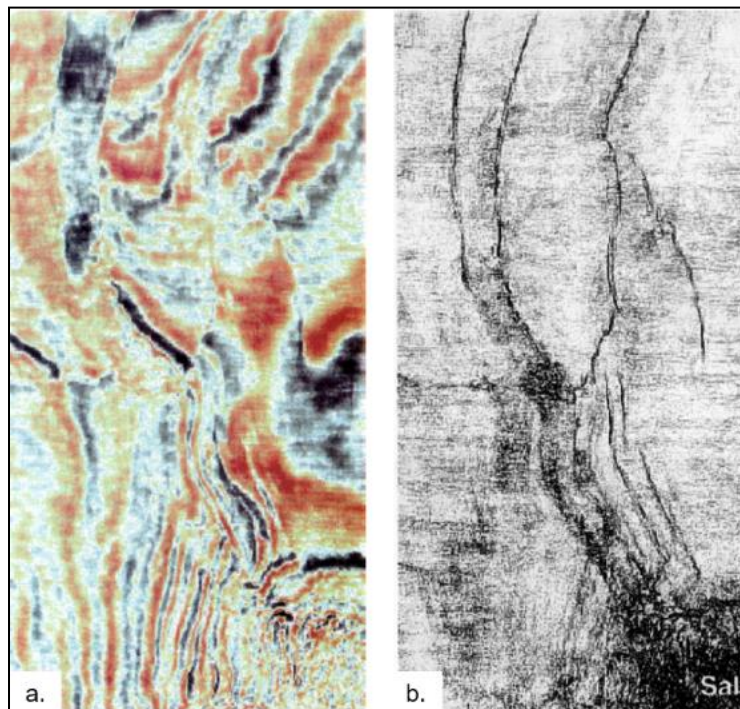
Con el desarrollo de la sísmica de reflexión en 3D en la década de los años ochenta, se mejoró la resolución de la sísmica (Chopra & Marfurt, 2007) y ello conllevó a nuevos atributos sísmicos con enfoque hacia la interpretación estructural del subsuelo, tales como *Dip* y *Azimuth* (Dalley *et al.*, 1989). En su trabajo Bahorich & Farmer (1995) proponen el cubo de Coherencia, como apoyo a la identificación e interpretación de lineamientos asociados con fallas y otras características estratigráficas (Figura 12). El éxito de este trabajo dio nuevamente vida a los atributos sísmicos (Barnes, 2001) e inició la incorporación de atributos (*Dip* y *Azimuth*) y horizontes sísmicos (Dalley, y otros, 1989).

A finales del siglo pasado y a principios de los años 2000 inicio la aplicación de los algoritmos tipo *clustering* con el fin de desarrollar análisis multi-atributos, es decir clasificando conjuntos de

mapas y/o volúmenes de atributos. A su vez las redes neuronales propuestas en los años cincuenta logran clasificar los atributos de entrada ya sea en dos o más clasificaciones de salida (falla o no falla), entrenándolas primero con atributos sísmicos extraídos en zonas ejemplo identificadas por el intérprete (Meldahl *et al.*, 2001; Barnes , 2001; Tingdahl *et al.*, 2002). En resumen durante los últimos años se han presentado un sinfín de atributos sísmicos los cuales están disponibles en diferentes plataformas de interpretación sísmica, al igual que han sido propuestas distintas metodologías (Chopra & Marfurt, 2007; Dewet & Alissa, 2016; Marfurt , 2017; Lyu *et al.*, 2018) en donde se trabaja mancomunadamente filtros, atributos y hasta técnicas de *machine learning* para mejorar la visualización e identificación de sistemas de fallas en cubos sísmicos alrededor de todo el mundo.

### Figura 12

*Comparación entre sección en tiempo de un volumen sísmico en amplitud y un volumen de Coherencia*



*Nota.* En (a) Sección en tiempo de un cubo sísmico, los lineamientos asociados a las fallas no se detectan a simple vista. En (b) Sección en tiempo de un cubo de Coherencia calculado a partir del cubo de la figura (12a). Nótese el realce de las fallas y cuerpo salino de la zona inferior izquierda. Tomado de Bahorich & Farmer (1995).

### 3.6.4 Clasificación de atributos sísmicos

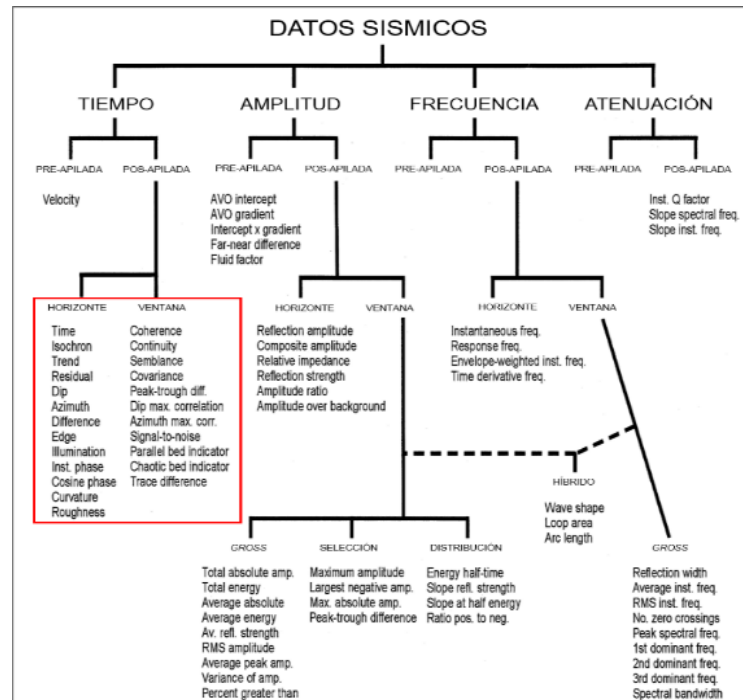
A lo largo de la historia los atributos sísmicos han sido clasificados de diferentes maneras por distintos autores como se muestra a continuación:

**3.6.4.1 Clasificación de Brown (1996) y su modificación del 2001.** Brown (1996) propuso una clasificación general de los atributos sísmicos teniendo en cuenta la información sísmica básica: el tiempo, la amplitud, la frecuencia y la atenuación de la onda. El autor menciona que cada tipo de atributo proporciona información específica del subsuelo, por ejemplo, los atributos que están definidos por el tiempo suministran información estructural mientras que los atributos derivados de la amplitud resaltan características estratigráficas; para el caso de los atributos de frecuencia y atenuación no tenían una fuerte asociación con la geología del subsuelo. Cada atributo puede ser usado con datos pre-apilados como el atributo *Amplitud vs offset (AVO)* o post-apilados, donde estos último se destacan por su extracción largo de un horizonte o dentro de una ventana de tiempo (Brown, 1996).

Brown (2001) presenta una variación a su clasificación al agregar el concepto de atributos híbridos (Figura 13) los cuales contienen elementos tanto de amplitud como de frecuencia, además, define que los atributos de frecuencia sirven para abordar problemas estratigráficos y definir propiedades del reservorio (Brown, 2001). La clasificación de Brown es una de las más usadas en la industria *Oil & Gas*, dentro de esta clasificación se resaltan los atributos post-apilados calculados en tiempo y en horizontes clasificados en el grupo *Time*, por ejemplo: Coherencia o *Dip*, Azimuth, Curvatura, relación señal ruido, lo cuales son útiles para la identificación de fallas en datos sísmicos.

Figura 13

Clasificación de atributos sísmicos basada en la información básica sísmica de tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación.

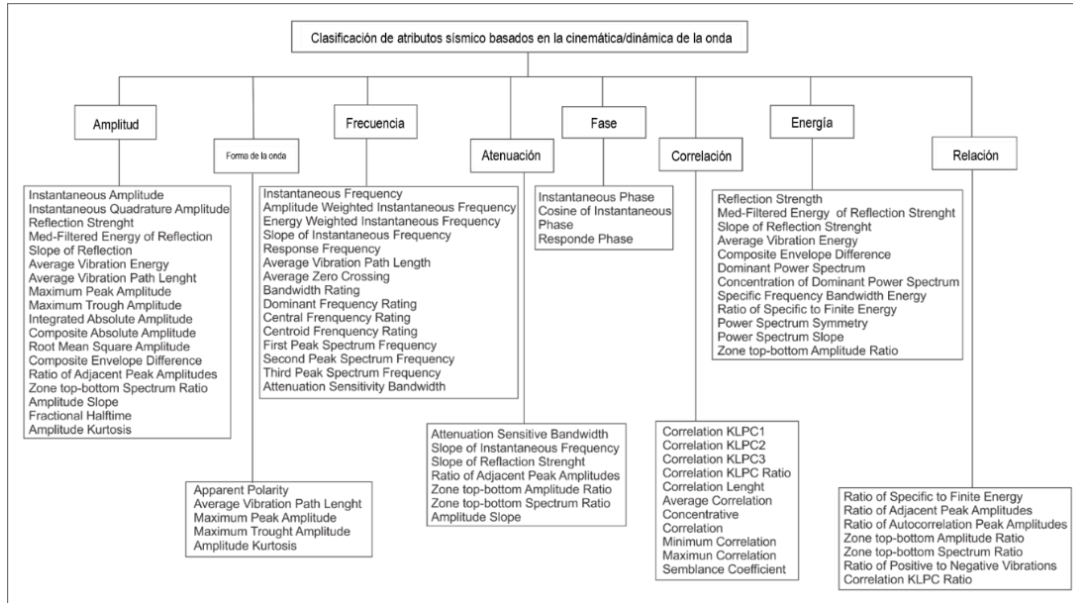


Nota. En rojo se resaltan los atributos sísmicos apropiados para resaltar fallas y que puedan llegar a ser interés en el presente trabajo. Modificado de Brown (2001).

3.6.4.2 *Clasificación de Chen & Sidney (1997)*. Chen & Sidney (1997) proponen tres clasificaciones para ayudar al interprete a escoger de forma adecuada atributos para resaltar una determinada característica del subsuelo, estas se basan en la cinemática/dinámica de la onda, en características del reservorio objetivo de estudio y la última conocida como “*Classification of seismic attribute objects*”. La primera clasificación (cinemática/dinámica de la onda) agrupa los atributos sísmicos con base a la información de la onda: amplitud, forma de la onda, frecuencia, atenuación, fase, correlación, energía, *ratio* (Figura 14).

Figura 14

Clasificación de atributos sísmicos con base a la cinemática/dinámica de la onda



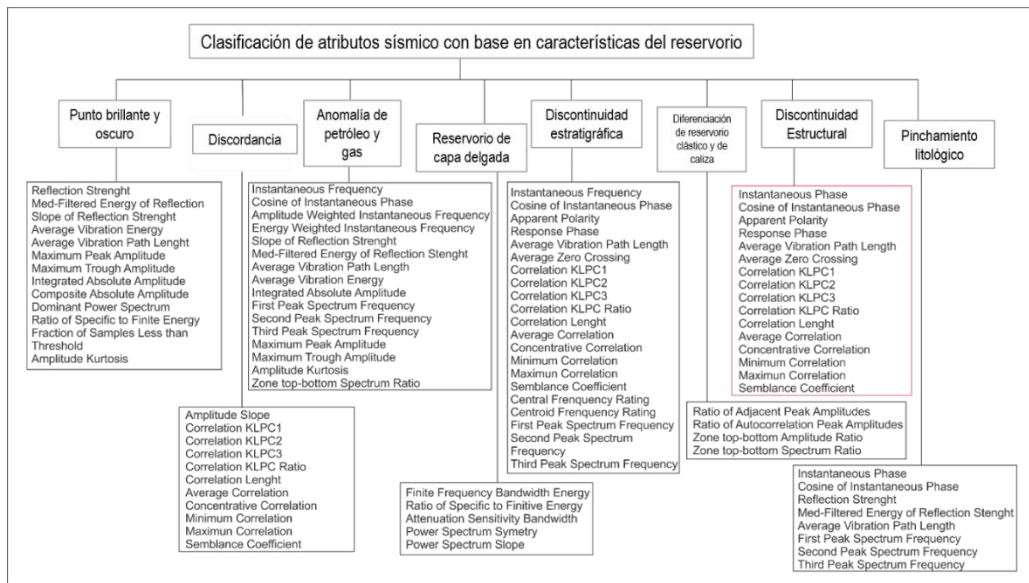
Nota. Modificado de Chen & Sidney (1997).

La segunda clasificación está enfocada hacia las características del reservorio que quieran ser resaltadas, tales como: puntos brillantes, reservorios de capa delgada, *Oil & Gas bearing anomaly*, discontinuidades estratigráficas, diferencias entre reservorios carbonatados y clásticos, y por último en discontinuidades estructurales (Figura 15). Parte de los atributos agrupados en estas clasificaciones no se encuentran con facilidad en las plataformas de interpretación sísmica actuales como Petrel, Opentect, Paleoscan y Decision Space, ya que esta clasificación no es tan usada y es poco común.

La tercera clasificación, como se puede observar en la Figura 16, agrupa los atributos sísmicos en cuatro grupos: atributos generados en secciones sísmicas; en superficies interpretadas de reflectores; atributos generados a partir de secciones en tiempo de cubos sísmicos; y finalmente, a partir de un cubo sísmico. (Chen & Sidney, 1997).

Figura 15

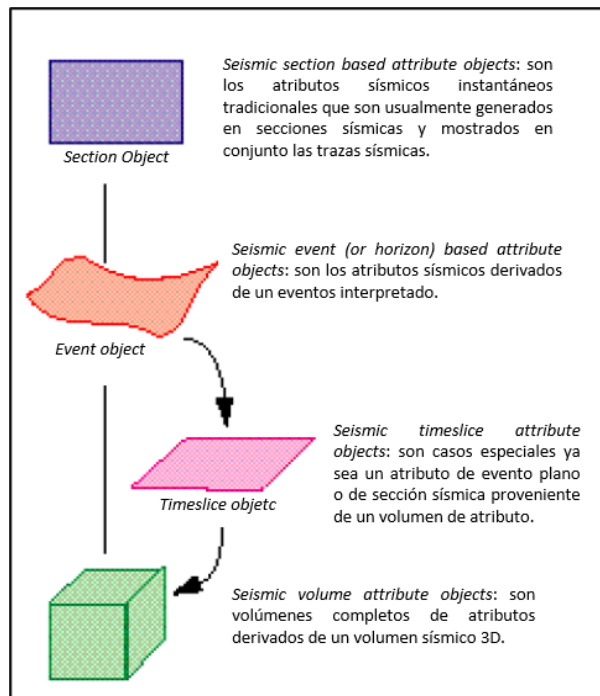
Clasificación de atributos sísmicos con base a las características que quieren ser iluminadas del reservorio



Nota. En rojo se observa los atributos útiles para resaltar rasgos estructurales, sin embargo, actualmente no son muy utilizados. Modificado de Chen & Sidney (1997).

Figura 16

Clasificación de objetos de atributos sísmicos



Nota. Modificado de Chen & Sidney (1997).

**3.6.4.3 Clasificación de Tarner (1999, 2001).** Según Tarner (1999) los atributos sísmicos pueden estar en función de la velocidad, la amplitud, los tiempos de reflexión, entre otros; y se pueden calcular en trazas sísmicas pre-apilados o post-apilados. En su trabajo clasifica los atributos sísmicos dependiendo de la información directa o implícita contenida en ellos, así pues, se enfoca en los atributos físicos como la Envolvente, los atributos geométricos como la Curvatura y la Coherencia, y los atributos combinados.

Los atributos físicos son atributos de traza compleja relacionados con las mediciones del frente de onda de propagación, la litología y otros parámetros físicos, este tipo de atributos a su vez se divide en dos subclases: atributos instantáneos y atributos de ondícula, los primeros se calculan muestra por muestra y son útiles para resaltar características estratigráficas e indicar presencia de hidrocarburos; y los segundos, representan características de la ondícula y su espectro de amplitud, muestran características de la transformada de Fourier e indican variación espacial de las ondículas, estos se usan principalmente para determinar límites de fluidos, cambios litológicos y variaciones estratigráficas laterales del reservorio (Tarner, 1999).

Por otro lado, los atributos geométricos miden la configuración de la reflexión y la continuidad, se utilizan principalmente en datos post-apilados y son útiles para definir características estructurales en un reservorio (Tarner, 1999). Estos son útiles para los objetivos del presente trabajo.

Finalmente, se encuentra la combinación de los atributos físicos y geométricos cuyo propósito es proporcionar información adicional sobre la morfología del yacimiento e identificación de tipos de litología específicos. Cabe destacar que Tarner (1999) hace un especial énfasis en los atributos pre-apilados, los cuales se utilizan para estudiar el comportamiento de trazas sísmicas individuales, estos incluyen estimaciones de velocidad y atributos AVO.

Tarner (2001) hace una actualización de su trabajo y propone diferentes clasificaciones de los atributos sísmicos, algunas semejantes a las anteriormente mencionadas. La primera está basada en las características del dominio de los atributos, donde se encuentran los atributos pre-apilados y post-apilados; la segunda agrupa a los atributos Instantáneos y de ondícula y los diferencia dependiendo de sus características computacionales. Además, el autor señala que esta clasificación puede subdividirse en atributos físicos y atributos geométricos, si lo que se quiere tener en cuenta son características geológicas; y en atributos reflectivos y atributos transmisivos, si lo que se quiere es resaltar las interfaces entre dos capas (reflectivos) o si se quiere destacar una capa entre dos interfaces (transmisivos).

**3.6.4.4 Clasificación de Barnes (2001).** Barnes propone una clasificación para los atributos sísmicos similar a la de sus antecesores. Agrupa atributos sísmicos en atributos *pre-stack*, atributos de inversión, de velocidad, de horizontes, multicomponentes, 4-D y por último atributos *post-stack*, en los cuales hace énfasis especial y los agrupa por el método en que se computan, estos son: Atributos sísmicos generados a partir de cálculos de la traza compleja o a partir de cálculos de tiempo-frecuencia como el Buzamiento, Azimuth, Frecuencia Promedio y Descomposición Espectral; atributos de correlación como Discontinuidad, Gradiente de Amplitud; atributos de intervalos como Promedio de la Amplitud, Varianza, Promedio de la Frecuencia y componentes espectrales; atributos de horizontes como Buzamiento, Azimuth y Curvatura; y por último atributos varios como Frecuencia Dominante, Amplitud RMS, Componentes Principales, Frecuencia de Cruce Cero y Complejidad de la Señal (Figura 17). Cabe destacar los siguientes atributos para términos del presente trabajo: Buzamiento, Azimuth, Descomposición Espectral, Varianza y Curvatura.

**Figura 17**

*Clasificación de atributos sísmicos agrupados por su método de cómputo*

<b>Método</b>	<b>Atributos Representativos</b>
Traza Compleja	Amplitud, fase, frecuencia, polaridad, respuesta de la fase, respuesta de la frecuencia, buzamiento, azimuth, paralelismo.
Tiempo-Frecuencia	Buzamiento, azimuth, frecuencia promedio, atenuación, descomposición espectral
Correlación/Covarianza	Discontinuidad, buzamiento, azimuth, gradiente de la amplitud
Intervalo	Promedio de la amplitud, promedio de la frecuencia, varianza, máximo numero de picos, % sobre el umbral, energía de tiempo medio, componentes espectrales, ondícula.
Horizonte	Buzamiento, azimuth, curvatura.
Varios	Frecuencia de cruce ceo, frecuencias dominantes, amplitud RMS, componentes principales, complejidad de la señal.

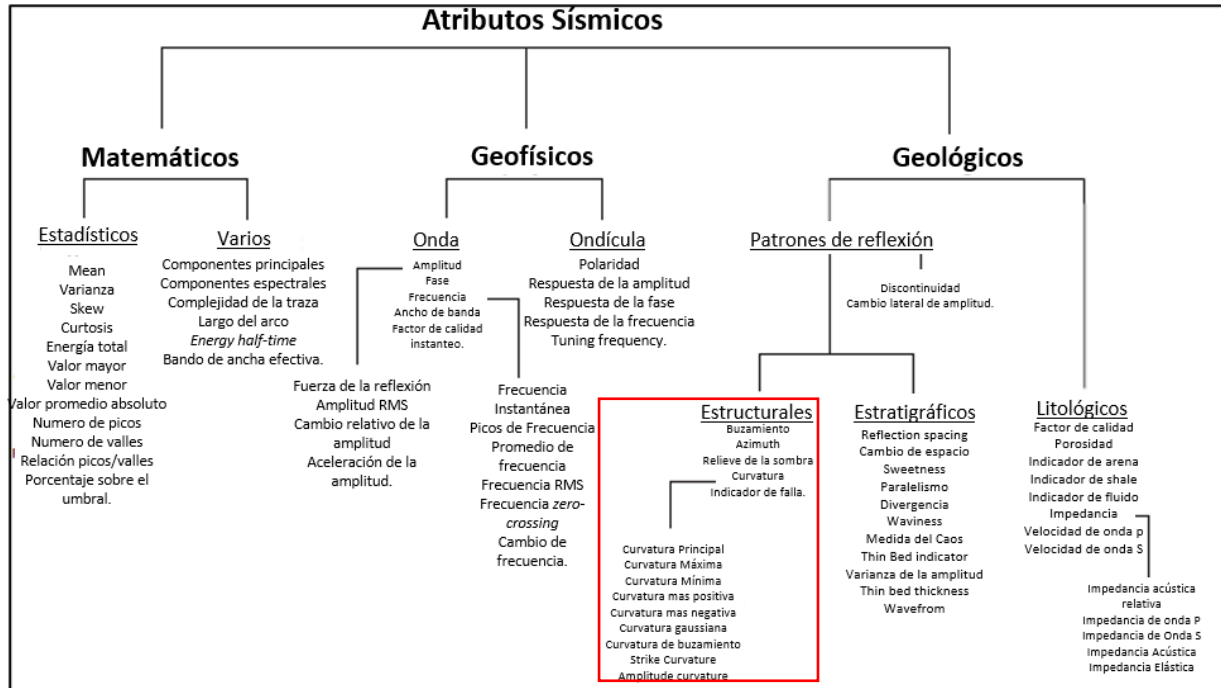
*Nota.* Modificado de Barnes (2001).

**3.6.4.5 Clasificación de Barnes (2016).** Barnes en el 2016, propone una nueva clasificación diferente a su clasificación del 2001. Esta clasificación se basa en las propiedades sísmicas de los atributos, además de ser una de las clasificaciones más nuevas hasta la fecha. Agrupa los atributos sísmicos en diferentes categorías (matemáticos, geofísicos, geológicos) y también propone grupos dentro de estas categorías (Figura 18). Los atributos matemáticos se dividen en estadísticos y diversos; los geofísicos en onda y ondícula; los geológicos en litológicos y patrones de reflexión que se dividen en atributos estructurales y estratigráficos (Barnes, 2016). Cabe resaltar en los

atributos matemáticos los Componentes Espectrales, la Varianza y la Mediana, de igual forma la Curvatura, el Buzamiento, Azimuth y el Indicador de Falla, estos últimos son parte de los atributos estructurales.

Figura 18

Clasificación de atributos sísmicos de Barnes (2016)



Nota. En rojo se resaltan los atributos sísmicos apropiados para resaltar fallas y pueden llegar a ser de interés en el presente trabajo. Modificado de Barnes (2016).

### 3.5.6 Evolución de los atributos sísmicos y metodologías para la identificación de fallas en datos sísmicos

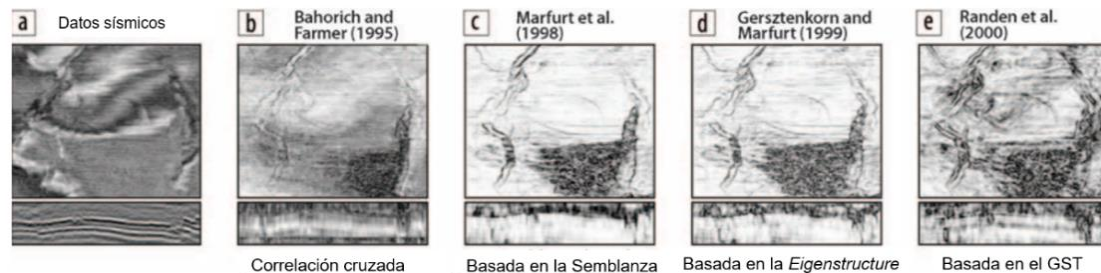
A pesar de que los atributos de Dip y Azimut fueron propuestos a finales de los años ochenta (Dalley *et al.*, 1989) fue hasta la propuesta de Bahorich y Farmer en 1995 donde se inicia la aplicación de atributos sísmicos para el mejoramiento de la visualización e identificación de fallas en cubos sísmicos por medio del atributo de Coherencia, donde su algoritmo se basa en una correlación cruzada de tres trazas sísmicas vecinas en dirección *in-line* y *cross-line* (Bahorich &

Farmer, 1995). Pese a esto, la Coherencia era muy sensible al ruido, por lo que sus resultados no eran los esperados cuando se aplicaba en datos sísmicos con alta presencia de ruido (Dewet & Alissa, 2016). Años más tarde, se publica un nuevo atributo utilizando un algoritmo de Coherencia basado en la Semblanza (Marfurt *et al.*, 1998) el cual a diferencia de su antecesor era mucho menos sensible al ruido y no se calculaba a partir de una correlación cruzada de tres trazas, ya que es un algoritmo multi-traza. Pese a su mejoría en términos de resolución vertical aun así poseía gran sensibilidad a las discontinuidades (Dewet & Alissa, 2016) o pérdidas de amplitud de los reflectores sísmicos, que no siempre están asociados con fallas. En 1999, Gersztenkorn & Marfurt proponen un tercer atributo de Coherencia, calculado a partir de los valores propios o *eigenvalues* de una matriz de covarianza sobre una ventana de datos sísmicos. Esta tercera generación de Coherencias disminuyó la sensibilidad a las pérdidas de amplitud y mejoró la respuesta a las fallas en los datos sísmicos (Gersztenkorn & Marfurt, 1999; Dewet & Alissa, 2016).

Una nueva generación de Coherencias fue publicada en el año 2000 en el trabajo de Randen *et al.*, (2000) conocida como *GST-Coherence*, *Gradiente-Structure-Tensor Coherence* o *Chaos*, el cual se basa en la aplicación del *Gradient-Structure-Tensor* a un cubo de Coherencia e indica una medida de que tan planos son los datos localmente; en otras palabras, mide el cambio local de pendiente en los datos sísmicos (Randen *et al.*, 2000; Kington, 2015). El *Chaos* revela características diferentes a sus antecesores que comparan la similitud de la forma de la onda arrojando regiones más gruesas alrededor de las fallas (Chopra & Marfurt, 2007; Kington, 2015). En la Figura 19 se muestra una comparación de los diferentes tipos de atributos de Coherencia basados en algoritmos tipo *Edge Detection*. (Dewet & Alissa, 2016).

**Figura 19**

Comparación de diferentes coherencias basados en distintos algoritmos de Coherencia



*Nota.* En a) sísmica en amplitud, b) Coherencia basada en la correlación cruzada, (c) coherencia basada en la semblanza, (d) Eigenstructure-Based Coherence (e) Coherencia GST o Chaos. Modificado de Kington (2015).

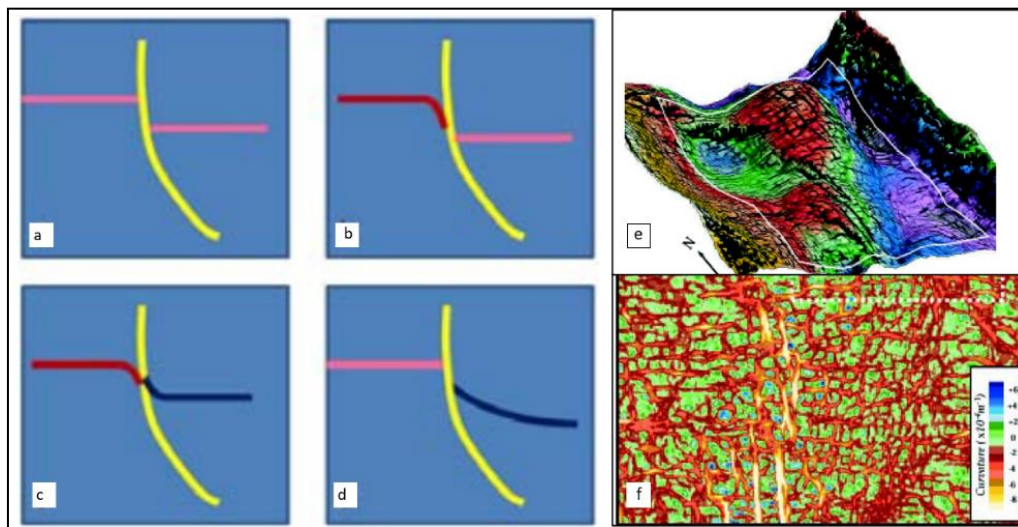
Less (1999) fue de los primeros en desarrollar una metodología para la construcción de planos de falla en tres dimensiones el cual se basa en un algoritmo de selección de vóxeles o *voxel-picking*, mismo usado para construir superficies de los reflectores, a partir de un cubo de Semblanza. El inicio del nuevo milenio trae consigo la propuesta de Van Bemmél & Pepper (2000) conocida como el atributo de Varianza, que calcula los valores de varianzas normalizadas de una celda compuesta de 9 trazas (3x3) en una sección de tiempo, asignando el valor promedio de la varianza a la traza central de la matriz. La Coherencia difiere de la Varianza, ya que este último mide las diferencias de amplitud de cada traza respecto a un valor promedio de nueve trazas, mientras que la Coherencia promedia los valores sobre una ventana y busca similitudes para luego inferir las diferencias entre ellas (Schlumberger, 2007).

Una serie de nuevos atributos conocidos como las Curvaturas (más positiva, más negativa, máxima, mínima, volumétrica, *K-mean*, gaussiana) mejoran la visualización de fallas y su funcionamiento es diferente a las Coherencias propuestas en los años noventa, ya que son una medida de que tan curva es una superficie en un determinado punto (Roberts, 2001); en otras

palabras las Curvaturas se centran en la geometría y no en las variaciones de la amplitud como las diferentes generaciones de Coherencias (Basir *et al.*, 2012). El algoritmo toma la superficie del reflector como una superficie cuadrática y calcula el buzamiento en dirección *inline* y *crossline* para obtener los coeficientes de esta superficie cuadrática. A diferencia de la Coherencia, la Curvatura mapea pliegues y detecta fallas con una yuxtaposición de anomalías máximas y mínimas (Mai & Marfurt, 2009). Años más tarde la Curvatura comienza a ser un atributo comúnmente usado para realzar e identificar fallas en datos sísmicos (Figura 20). (Chopra & Marfurt, 2007; Basir *et al.*, 2012; Francelino & Antunes, 2013; Basir *et al.*, 2013).

**Figura 20**

*Ilustración de una falla normal y su relación con la curvatura positiva y negativa*



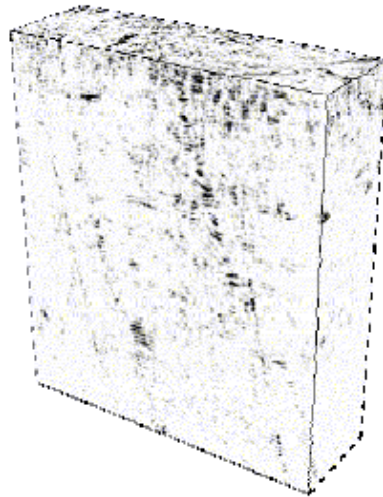
*Nota.* En (a) falla con desplazamiento pero sin arrastre; en (b) falla con arrastre (superficie curva) en el bloque yacente; en (c) arrastre en el bloque yacente y colgante y en (d) falla asociada a depositación syn-tectónica. (Mai & Marfurt, 2009). En (e) visualización 3D de la curvatura más negativa corenderizada con una superficie sísmica, nótese la presencia de fallas en la cúspide de la estructura y, por último, (f) la curvatura más negativa en una sección de tiempo. Tomado de Roberts (2001).

Durante el 2001 diferentes interpretes se dieron cuenta de la necesidad de acondicionar los datos sísmicos para mejorar los resultados obtenidos por los atributos de Coherencia. Así pues, en ese mismo año, Randen *et al.*, (2001) proponen un atributo de mejoramiento de bordes que captura

pequeños cambios en la amplitud (efectos de atenuación de las fallas con resolución sub-sísmica). Por lo tanto, las fallas que serían difíciles de detectar visualmente, con este atributo se lograrían detallar, lo anterior gracias a la estimación del buzamiento de un plano, las proyecciones de su vector normal y sus derivadas (Figura 21).

**Figura 21**

*Cubo de bordes mejorados generado de un cubo sísmico*



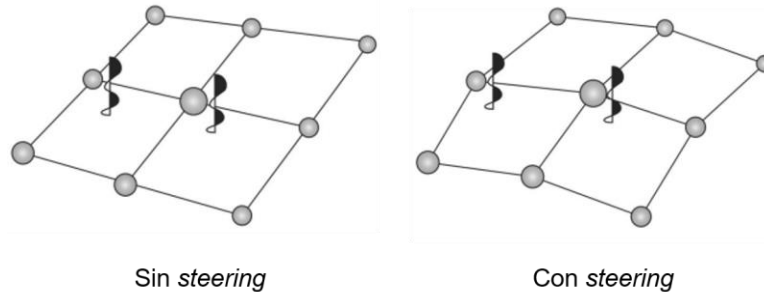
*Nota.* Tomado de Randen, et al.(2001).

Tingdahl (1999) propone un método novedoso para extraer el buzamiento y el azimut local de los datos sísmicos comparando traza con traza (Figura 22), denominado *Steering Cube*, el cual está basado en dos tipos de algoritmos, el de gradiente y el de la Transformada Rápida de Fourier (TRF), siendo este último el más preciso y menos ruidoso. El algoritmo TRF ajusta un polinomio tridimensional de tercer orden a un subcubo alrededor de la muestra de mayor energía en el dominio de Fourier, y posteriormente, busca en ese polinomio sus máximos locales, y el buzamiento y el azimut correspondientes a esos máximos locales se establecen como salida (Tingdahl & De Groot, 2003). Cabe resaltar que es posible generar dos tipos de *Steering Cube*

dependiendo de la escala de la estructura que se quiere resaltar, el *Steering* detallado para estructuras pequeñas y el *Steering* de fondo para estructuras regionales (Brouwer, 2007).

**Figura 22**

*Distribución de las trazas sísmicas con y sin Steering*



*Nota.* Nótese que las trazas sísmicas en la imagen de la izquierda están a la misma profundidad, mientras que en la imagen de la derecha la profundidad de las trazas sísmicas esta determina por el campo del buzamiento. Tomado de Francelino & Antunes (2013) modificación de Brouwer & Huck (2011).

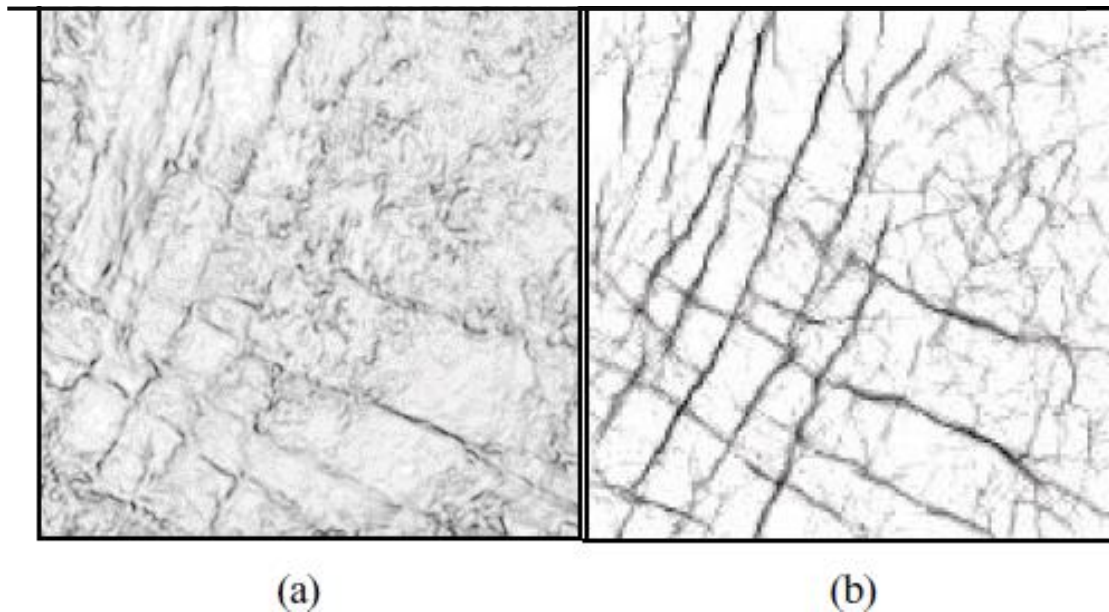
En aquella época también son publicados los primeros trabajos relacionados con atributos sísmicos desarrollados para acondicionamiento de los datos sísmicos, conocidos como filtros sísmicos: Filtro de Mediana Dirigido por el Buzamiento para el suavizado de los reflectores sísmicos (Tingdahl, 1999), Filtro Orientado por la Estructura para la atenuación del ruido aleatorio (Fehmers & Hocker, 2003) y el *Edge-Preserving Smoothing* enfocado a la preservación de las discontinuidades de los reflectores (Luo et al., 2002; AlBinHassan et al., 2006). Al aplicar estos atributos sísmicos y luego extraer atributos geométricos o estructurales se lograría tener un resultado mejorado de los mismos.

Con la introducción de los algoritmos tipo enjambre a los atributos sísmicos, Pedersen *et al.* (2002) presentan el *Ant-Tracking* el cual es implementando en un novedoso flujo de trabajo para la mejorar la visualización de fallas en tres pasos: (1) acondicionamiento para mejorar las discontinuidades espaciales de los datos (generación de atributos de falla como la Varianza); (2)

aplicación del Ant-Tracking para suprimir el ruido y realzar los eventos de fallas, el cual se basa en el comportamiento cooperativo de hormigas “artificiales” (Figura 23); y por último, (3) extracción de los planos de fallas. Este flujo mejora significativamente hasta ese momento, las apariencias visuales de las fallas y resalta detalles antes ocultos gracias al ruido y malas respuestas.

**Figura 23**

(a) *Time slice de un cubo de Varianza; (b) resultado obtenidos con el Ant-Tracking a partir del cubo de Varianza en (a).*



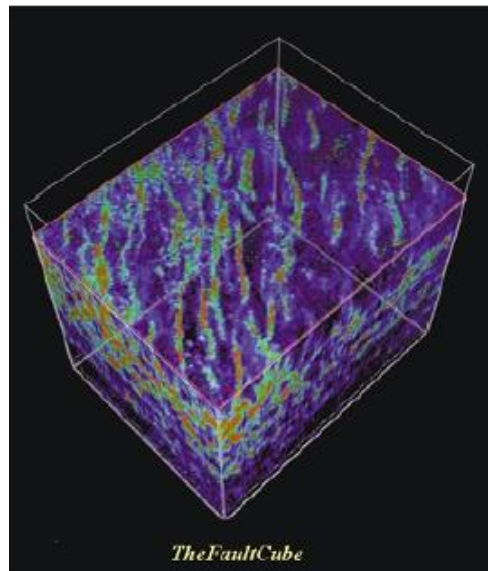
*Nota.* Tomado de Pedersen et al. (2002).

Una desventaja del *Ant -Tracking* es su sensibilidad al ruido, por lo que todos los lineamientos iluminados no son necesariamente fallas, ya que el algoritmo captura características que tienen forma de falla las cuales pueden ser cambios de textura, canales, cambios muy bruscos de buzamiento (Basir *et al.*, 2013) o incluso ruido coherente o aleatorio. Por lo anterior, el intérprete debe validar y seleccionar los planos que realmente se asocian con fallas (Pedersen *et al.*, 2002) o aplicar diferentes tipos de filtros y atributos para resaltar de forma eficiente los lineamientos que estén más asociados a fallas.

En el año 2001, Meldahl y otros desarrollan un método novedoso para la detección de objetos sísmicos como chimeneas de gas y fallas geológicas. Se basa en la combinación de múltiples atributos para obtener un nuevo atributo que resalte de forma óptima el objeto de estudio, este nuevo método se conoce como *TheFaultCube* (Figura 24). El flujo de trabajo comprende un procesamiento iterativo de atributos sísmicos con redes neuronales (Perceptrón Multicapa) y técnicas de procesamiento de imágenes (Meldahl et al., 1999; Meldahl et al., 2001). De este modo con el trabajo de Meldahl inicia una nueva etapa para los atributos sísmicos en relación con el análisis multi-atributos y las redes neuronales.

**Figura 24**

*TheFaultCube* desarrollado por Meldahl et al. (2001)



*Nota.* *FaultCube* desarrollado a partir de análisis multi-atributos mediante redes neuronales. Nótese el bajo detalle de los lineamientos en sección vertical.

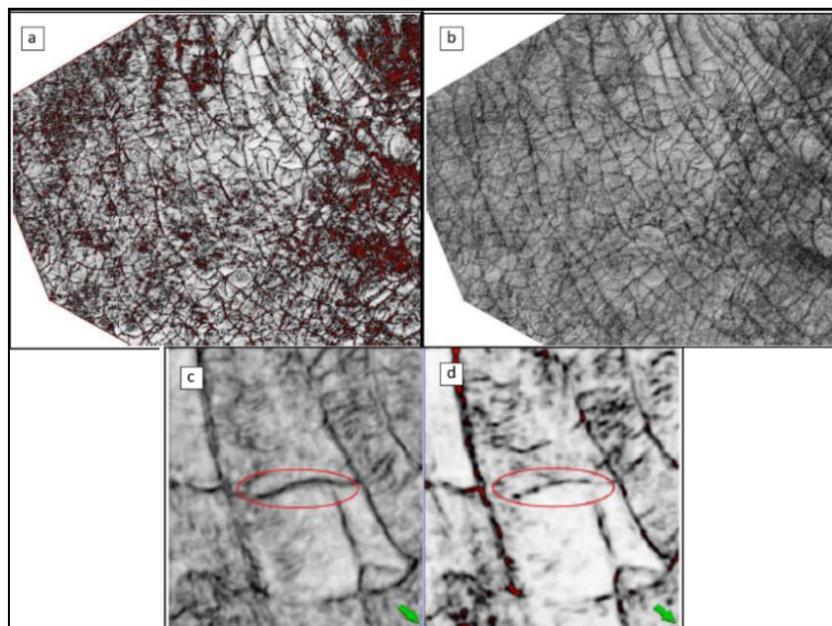
Así como para la Coherencia se desarrollaron diferentes variantes en los años noventa (Bahorich & Farmer, 1995; Marfurt, et al., 1998; Gersztenkorn & Marfurt, 1999; Randen et al., 2000; Van Bommel & Pepper, 2000) para el atributo de Buzamiento o *Dip* se desarrollaron sus variantes en

los años 2000, los cuales se basan en distintos métodos para calcular los componentes del buzamiento volumétrico, como el presentado por Barnes (2000) que se basa en la ponderación de las frecuencias instantáneas y en los números de onda. Randen *et al.*, (2000) presenta un *Dip* basado en el tensor de estructura del gradiente o GST *Gradient-Structure-Tensor* y, por último, Marfurt (2006) propone un *Dip* basado en la Semblanza discreta, el cual a diferencia de sus antecesores logra resaltar de forma más eficiente lineamientos asociados con fallas.

Aqwari & Boe (2011) desarrollaron un nuevo atributo basado en el filtro Sobel, conocido en plataformas comerciales de interpretación sísmica como Contraste de Amplitud, una variante de los clásicos atributos de algoritmos *Edge Detection* como la Coherencia. Este atributo calcula las derivadas de amplitud entre trazas vecinas y aquellas que no sean diagonales entre si se ponderan al doble. A diferencia de la Varianza, el Contraste de Amplitud no es tan sensible al ruido y mejora la continuidad vertical de las fallas (Figura 25).

**Figura 25**

*Comparación entre la Varianza (a) - (d) y EL Contraste de Amplitud (b)-(c).*

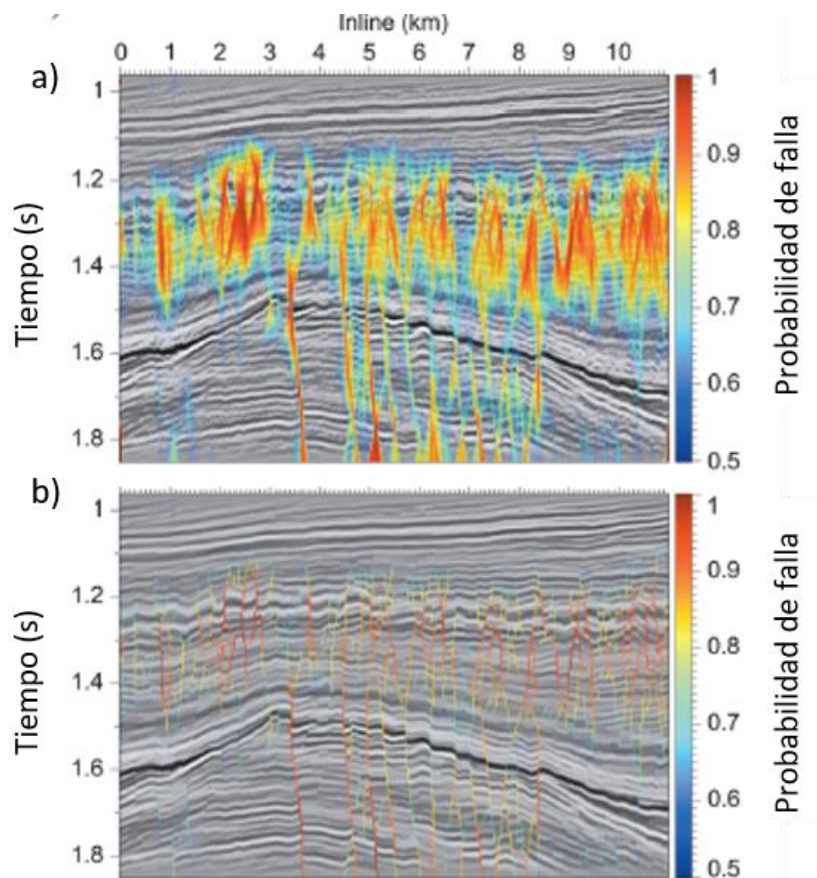


*Nota.* Nótese la mejora en la continuidad de las fallas en el Contraste de Amplitud respecto a la Varianza al igual que resalta menos zonas de ruido. Tomado de Aqwari & Boe (2011).

En su trabajo Hale en el 2013 propone un novedoso atributo llamado Probabilidad de Falla donde se obtienen resultados similares a los obtenidos con los diferentes tipos de Coherencia, Dip, y Curvatura. Este atributo es la diferencia entre uno y la semblanza elevada a la octava potencia (Hale, 2013). La Probabilidad de Falla es menos sensible al ruido y las fallas tienen mejor continuidad estructural lateral y vertical (Figura 26).

**Figura 26**

*Visualización de la Probabilidad de Falla*



*Nota.* En (a) Probabilidad de Falla y en (b) Probabilidad de Falla con suavizado a lo largo de las estructuras, pero no a través de las fallas. Modificado de Hale (2013).

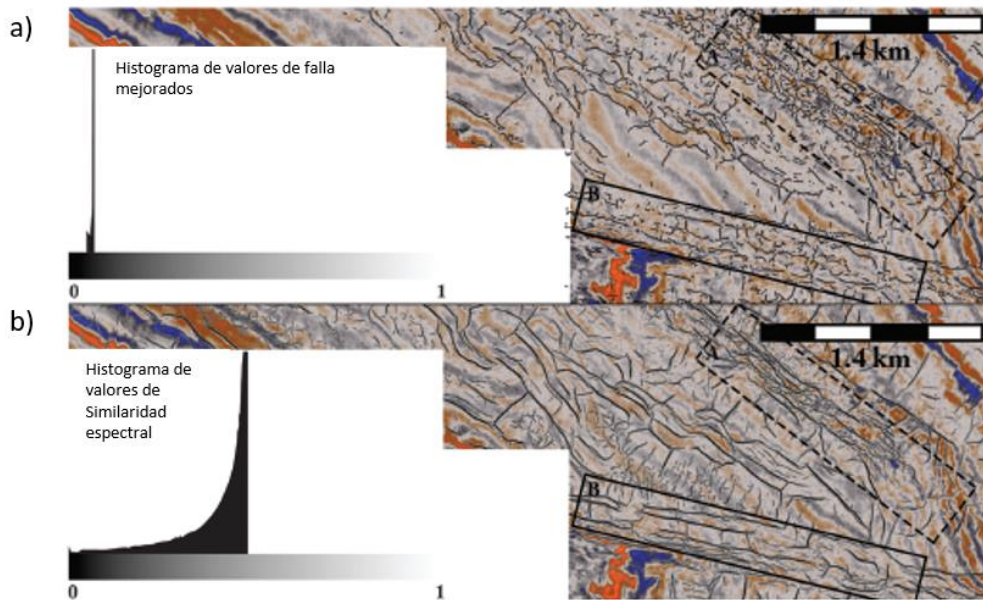
Fue Henderson en el año 2008 quien estableció que la descomposición espectral y la corenderización de tres cubos de única frecuencia en rojo-verde-azul o RGB por sus siglas en

ingles *Red-Green-Blue*, logran resaltar lineamientos de forma similar a como lo hace un atributo de Coherencia (Henderson et al., 2008). Años más tarde Alaei (2012) inicia la tendencia de integrar la Descomposición Espectral con atributos sísmicos, es decir propone una metodología que descompone el cubo sísmico en diferentes cubos de única frecuencia, y luego extrae la Semblanza estructuralmente orientada a cada uno de los cubos y mejorando así la visualización de las discontinuidades estructurales.

Otros trabajos como Chopra (2007), Dewet & Alissa (2016), Li *et al.*, (2018), Chopra & Marfurt (2018), Lyu *et al.*, (2018) y Lyu, *et al.*, (2019) proponen metodologías similares extrayendo la Similitud, la Curvatura y distintos tipos de Coherencia a cubos de única frecuencia generados a partir de descomposiciones espectrales para así mejorar la continuidad de los lineamientos, su forma y a su vez eliminar el ruido sísmico, lo cual aplicado directamente a un cubo sísmico de ancho de banda completa no podría lograrse de forma tan práctica.

**Figura 27**

*Sección en tiempo de un cubo sísmico en amplitud corenderizado con (a) Similitud y en (b) Similitud Espectral*



*Nota.* El resultado obtenido en (b) mejora los lineamientos dándole más continuidad (recuadro A y B) y eliminando gran parte del ruido como se detalla en B, en comparación con la Similitud generada directamente del cubo de amplitud. Modificado de Dewet & Alissa (2016).

Desde el 2010 hasta el 2020, se presenta una marcada tendencia por el análisis multi-atributos a partir de redes neuronales para obtener un atributo sísmico por medio de combinación de diferentes tipos de atributos. En las metodologías asociadas con redes neuronales supervisadas se destacan las técnicas de perceptrones multicapa (Basir, *et al.*, 2013; Chehrazi *et al.*, 2013; Zheng *et al.*, 2014; Di *et al.*, 2018; Kumar & Mandal, 2018) y respecto a redes neuronales no supervisadas, se destacan los mapas autoorganizados o *Self-Organized Maps* (SOM's) (Roden *et al.*, 2015; Dewet & Alissa, 2016).

Las redes neuronales convolucionales también han sido implementadas en metodologías de identificación de fallas (Zhao & Mukhopadhyay, 2018; Guiton, 2018; Wu *et al.*, 2019) pero a diferencia de las redes neuronales del *shallow learning* esta técnica hasta el momento no trabaja con atributos sísmicos, solo con sísmica 3D en amplitud como entrada. Otras metodologías para mejorar los resultados obtenidos a partir del *Ant-Tracking* también fueron tendencia durante esta época (Basir *et al.*, 2012; Othman *et al.*, 2016; Kee *et al.*, 2017)

Respecto a nuevos atributos sísmicos, en los últimos años se han presentado una serie de atributos innovadores para la identificación de fallas en datos sísmicos, pero no con la misma intensidad como en los años noventa. Estos atributos innovadores son: *Vein Plein*, Densidad de Fracturas, la Probabilidad de Falla y la Aberrancia (Zhang *et al.*, 2014; Jaglan *et al.*, 2015 Qi & Marfurt, 2018). Otros procesos para esquelitizar atributos sísmicos tipo *Edge Detection* también han sido propuestos en los últimos años (Qi *et al.*, 2017).

En síntesis, durante los años ochenta, noventa y principios de los años 2000, se proponen la gran mayoría de atributos sísmicos guiados a la interpretación e identificación de fallas en datos sísmicos, tales como Buzamiento, *Azimut*, Coherencia, *Chaos*, Varianza, *Ant-Tracking* y filtros que acondicionan los datos sísmicos para atenuar ruido aleatorio y preservar las pérdidas de

amplitud asociados a fallas, otros atributos como el Contraste de Amplitud, *Fault Likelihood* o Probabilidad de Falla, *Vein plain*, *Aberrancy* son propuestos después del 2010. Durante los años 2005 y 2017 se desarrollan metodologías alrededor del *Ant-tracking* utilizando diferentes filtros para eliminar el ruido sísmico, diferentes atributos para identificar fallas y aplicar el *Ant-Tracking* repetidas veces hasta obtener un resultado más acorde a la geología del subsuelo, a su vez la Descomposición Espectral empieza a tomar terreno en el mundo de la interpretación sísmica.

En los últimos años, 2014 al 2020, se han propuesto diferentes metodologías con base a técnicas del *machine learning* (redes neuronales) para realizar análisis multi-atributos e integrar distintos atributos de detección de fallas. También la aplicación de la Descomposición Espectral con atributos sísmicos tipo *Edge Detection* para lograr atenuar eficientemente el ruido sísmico y obtener mejores atributos que realcen las fallas, tales como Curvatura Espectral, la Coherencia Espectral y la Similaridad Espectral, ha marcado una tendencia importante en esta época. Así pues, ha quedado atrás el extraer únicamente un solo atributo sísmico como herramienta para visualizar fallas, ya que ahora el trabajo mancomunado de filtros, atributos, técnicas de Descomposición Espectral y redes neuronales logran obtener resultados más precisos para la identificación de fallas en datos sísmicos.

### **3.7 Aspectos geológicos generales**

#### **3.7.1 Localización de la cuenca del Valle Medio del Magdalena**

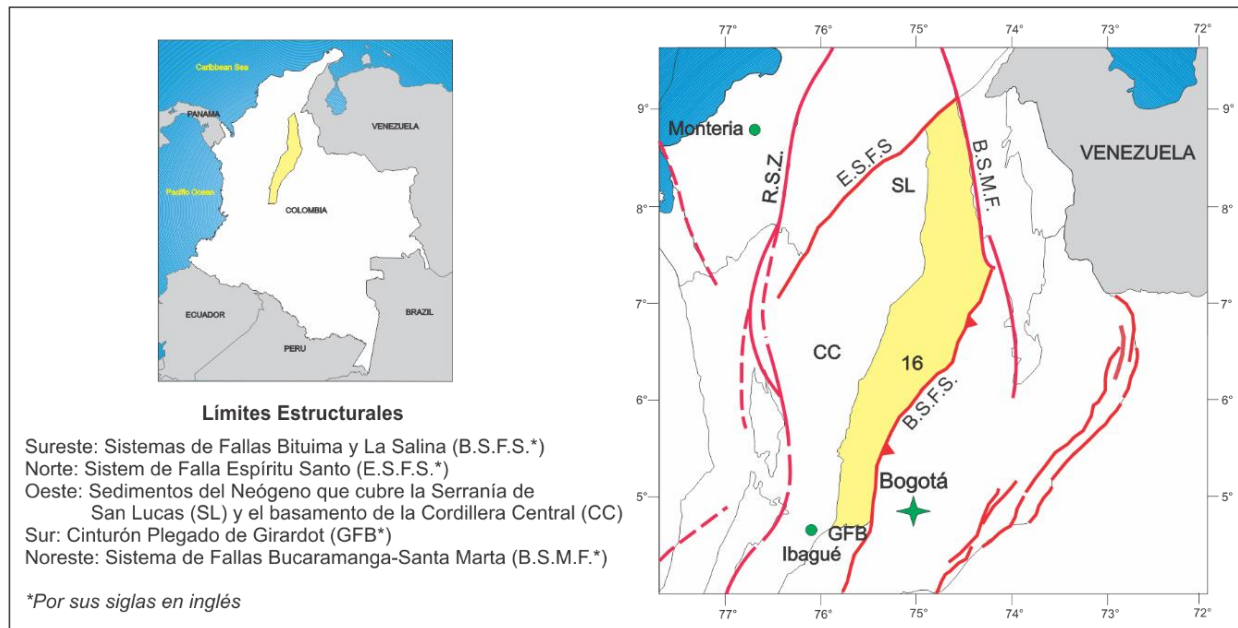
Actualmente el Valle Medio del Magdalena es una cuenca intramontana localizada entre la Cordillera Central y la Cordillera Occidental. Estructuralmente limitada al suroeste por los sistemas de fallas Bituima y La Salina, al norte por el sistema de fallas Espíritu Santo, al oeste con

los sedimentos del Neógeno que cubren la Serranía de San Lucas y el basamento de la Cordillera Central, al sur con el cinturón plegado de Girardot, por último, al noreste con el sistema de fallas Bucaramanga-Santa Marta (Figura 28) (Sarmiento, 2011).

La cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) comprende un área de 34.000 km<sup>2</sup>, cuenta con 296 pozos exploratorios y 41 campos de petróleo descubiertos (Barrero et al., 2007). Aunque la zona de estudio hace parte de uno de los campos petrolíferos descubiertos en la cuenca y actualmente en producción, por temas de confidencialidad no se conoce la ubicación exacta del cubo sísmico en el VMM.

**Figura 28**

*Localización y límites estructurales de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (polígono amarillo)*



*Nota.* Modificado de Barrero et al (2007).

### 3.7.2 Evolución geológica

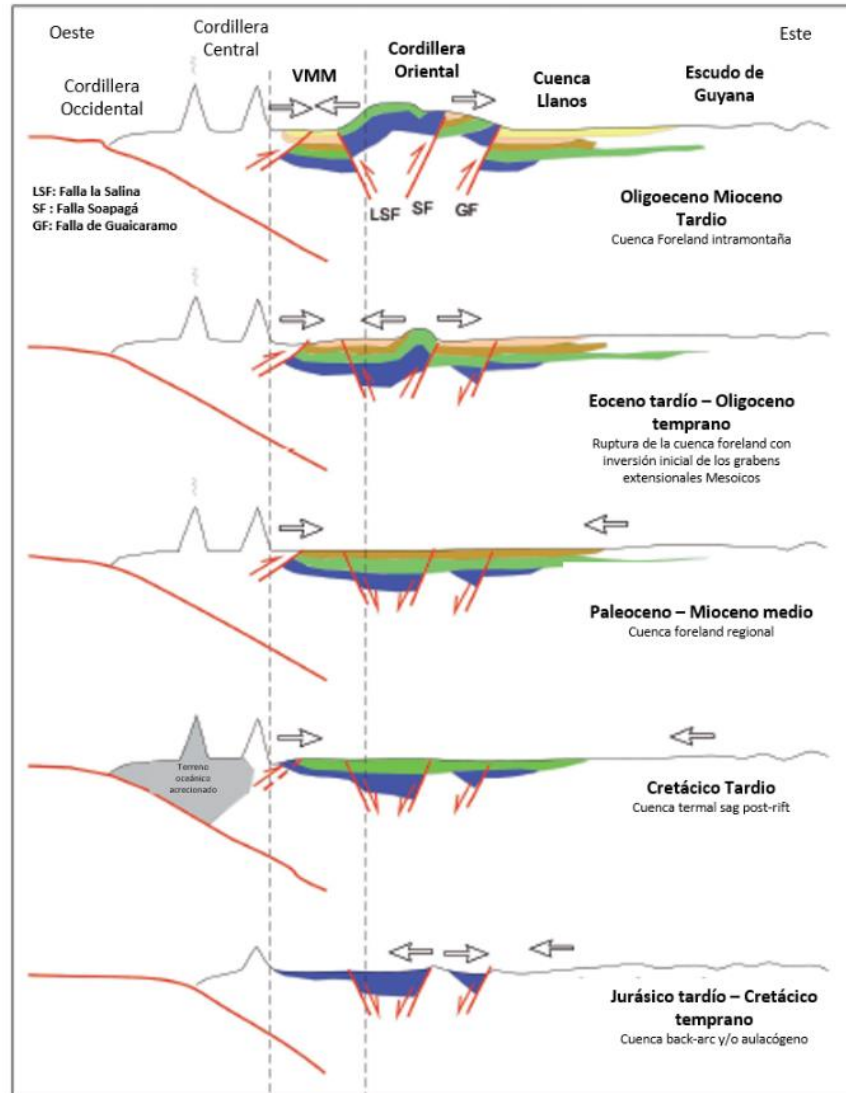
Magdalena es una cuenca poli-histórica debido a que su desarrollo estructural estuvo involucrado en diferentes etapas o eventos tectónicos que tuvieron lugar durante el Triásico Tardío,

el Cretácico Medio, el Paleógeno Temprano y el Neógeno Medio (Barrero *et al.*, 2007). Como bien sintetiza Lozano & Zamora (2014) en su compilación, la cuenca del VMM inicialmente configurada como una cuenca del tipo intra-arco asociada a un arco magmático en la Cordillera Central y luego configurada como una cuenca antearco con la finalización del levantamiento de la misma cordillera y finalmente una cuenca intramontañosa con el levantamiento de la cordillera Oriental.

La historia geológica del VMM inició en el Mesozoico durante el origen de los Andes colombianos, producto de la interacción de las placas tectónicas suramericana y Farallón (Nazca y Cocos), donde el proceso de subducción de tipo Andino dio origen a un arco magmático en la Cordillera Central y a una serie de subcuencas tipo rift (Sarmiento, 2011). El Triásico y Jurásico se caracterizó por esfuerzos transtensionales asociados probablemente con la separación de Pangea y con una extensión posterior del antearco, estos esfuerzos produjeron deformación en la litósfera, adelgazamiento en la corteza, generaron rifts delgados ubicados en el actual VMM y dieron origen al desarrollo de las fallas La Salina, Soapagá y Guaicaramo (Sarmiento-Rojas, 2001), como se observa en la Figura 29. Durante el Cretácico Temprano continuaron los esfuerzos transtensionales relacionados con la extensión posterior del antearco en donde ocurrieron nuevos procesos de estiramiento de litósfera y formación de un sistema más ancho de cuencas asimétricas *half-rift*. Los cambios laterales de espesor en las rocas del Mesozoico sugieren que las fallas inversas de alto ángulo que actualmente se encuentran en las fronteras occidentales de la Cordillera Oriental, anteriormente fueron fallas normales que se invirtieron durante la Orogenia Andina Cenozoica (Sarmiento-Rojas, 2001); este estilo estructural se hace evidente en la zona de interés 2 del presente proyecto (Ver título 12 correspondiente al modelo de fallas).

Figura 29

Evolución tectónica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena



Nota. Modificado de Horton, et al. (2010) en Sarmiento (2011).

Durante el Cretácico Tardío ocurrió un evento de subsidencia termal posterior al *rifting* en donde se generó una cuenca regional que cubría el área actual del VMM, Cordillera Oriental y los Llanos, así mismo, la acreción de un terreno oceánico al occidente colombiano impulsó el

levantamiento de la Cordillera Central dando inicio a un régimen de esfuerzos compresionales (Sarmiento, 2011). Estos esfuerzos producto de la orogenia, migraron en dirección al VMM provocando la formación de una megacuenca regional de antearco durante el Paleoceno hasta el Eoceno Medio, pero además, generaron una inversión local de los *grabens* extensionales del Mesozoico en el área de la Cordillera Oriental durante el Eoceno Tardío y el Oligoceno Temprano, fragmentando de esta forma la megacuenca (Figura 29); cabe resaltar que durante el Eoceno Medio ocurrió un periodo de erosión a gran escala que borró parte del registro del Paleoceno. Finalmente, durante el Mioceno Medio al Plioceno, la deformación y la elevación de la Cordillera Oriental consolida la cuenca del VMM como intramontana (Gómez, 2001). El estilo estructural más joven de la mitad occidental del VMM se caracteriza por ser de tipo normal y afecta en su totalidad la cobertera sedimentaria, desde las formaciones más altas del Paleógeno-Neógeno hasta algunas unidades cretácicas que las subyacen en fuerte discordancia angular (Mojica & Franco, 1990); este fallamiento normal se observa en la zona de interés 1 del presente trabajo de grado (Ver título 12 correspondiente al modelo de fallas)

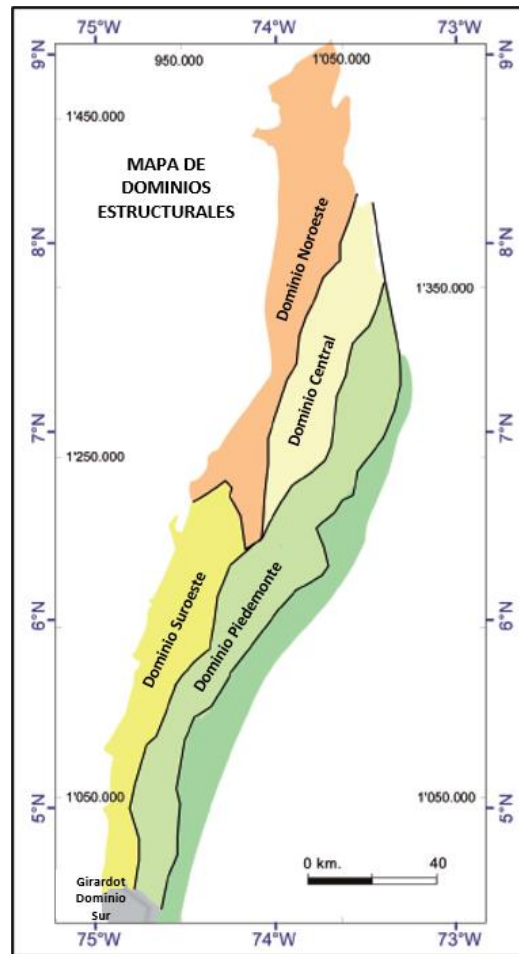
### **3.7.3 Geología estructural regional**

Según Córdoba *et al.*, (2001) la cuenca del Valle Medio del Magdalena está dividida en cinco dominios estructurales (Figura 30) dependiendo de sus características estratigráficas, estilos estructurales y edades de deformación. A continuación se mencionan los estilos estructurales de cada dominio sintetizadas por Sarmiento (2011): el Dominio Noroccidental está caracterizado por un homoclinal con buzamiento hacia el este y fallas normales transtensionales parcialmente invertidas con tendencias NNE y desplazamiento oblicuo dextral; el Dominio Suroccidental presenta un homoclinal orientado al este con fallas normales que afectan a las rocas pre-Cretáceas

y Cenozoicas; el Dominio Central se distingue por presentar un cinturón de pliegue y empuje que forma una zona estructural de convergencia a partir de dos eventos de deformación ocurridos en el Cretácico Tardío-Eoceno Temprano y en el Cenozoico, además de presentar fallas normales fosilizadas. Es este dominio en el cual se hace referencia en el título 12 del presente proyecto. El Dominio de Piedemonte se caracteriza por sistemas de cabalgamientos y pliegues con vergencia al oeste. Por último, el Dominio Sur de Girardot que constituye una zona de transferencia a lo largo de la falla de rumbo dextral de Ibagué y los sistemas de cabalgamiento de Calarma y Cambras.

**Figura 30**

*Dominios estructurales de la cuenca del Valle Medio del Magdalena*



*Nota.* Los dominios estructurales del VMM se dividen en: Dominio Noroccidental, Dominio Suroccidental, Dominio Central, Dominio Piedemonte y Dominio Sur de Girardot. Modificado de Córdoba et al. (2001) en Sarmiento (2011).

## 4. Metodología

### **4.1 Etapa 1: Establecer el estado del arte en lo referente a atributos sísmicos y sus metodologías para identificar fallas.**

Corresponde a la revisión bibliográfica para establecer el estado del arte en materia de atributos sísmicos y sus metodologías para la identificación de fallas geológicas en el subsuelo. Se hizo énfasis en la búsqueda de atributos que acondicionen los datos sísmicos para disminuir la presencia de ruido aleatorio y atributos sísmicos geométricos y/o estructurales que realcen eficazmente discontinuidades de amplitud asociadas a fallas geológicas.

### **4.2 Etapa 2: Identificar atributos matemáticos para el acondicionamiento de los datos sísmicos 3D con migración post-apilada en tiempo para atenuar el ruido sísmico y agudizar discontinuidades de amplitud.**

En esta etapa se incluye la identificación y selección de los atributos sísmicos más eficientes que mejoren los rasgos asociados a fallas en datos sísmicos 3D con migración post-apilada en tiempo. La selección se realizó a partir de un análisis visual de atributos sísmicos propuestos por diferentes autores que están disponibles en las plataformas de interpretación Petrel v.2019 y Opendtect v.6.2. Para este análisis visual se compararon los atributos disponibles para el acondicionamiento de datos sísmicos y se eligieron aquellos que sobresalieron por sus resultados en términos de atenuación del ruido aleatorio sísmico. El producto de esta fase es un cubo sísmico con menor presencia de ruido aleatorio y mejoramiento de las discontinuidades de amplitud. El cubo sísmico migrado y los recursos computacionales son proporcionado por la empresa ECOPETROL S.A. en el marco del Acuerdo de Cooperación N.28, dichos datos pertenecen al convenio realizado con el Grupo

de Investigación de Estabilidad de Pozo y, por lo tanto, su localización es de carácter confidencial. Es importante aclarar que no se poseen datos de pozos ni otra clase de información geológica adicional.

#### **4.3 Etapa 3: Establecer atributos sísmicos geométricos y/o estructurales que realcen fallas geológicas en la zona de estudio y sean menos susceptibles al ruido sísmico.**

En esta etapa se incluye la identificación y selección de los atributos sísmicos geométricos y/o estructurales más eficientes que realcen y resalten lineamientos asociados a fallas geológicas en el subsuelo. Esta selección se desarrolló a partir de un análisis visual de atributos que están disponibles en Petrel v.2019 y Opendtect v.6.2., comparándolos visualmente y escogiendo aquellos que son menos susceptibles al ruido sísmico y donde se obtuvieron mejores resultados en términos de continuidad estructural de las fallas. El producto de esa fase es un cubo sísmico que realza lineamientos asociados a posibles fallas. Lo anterior se llevó a cabo con el fin de incorporar los atributos seleccionados al flujo de trabajo como paso siguiente al acondicionamiento de los datos sísmicos.

#### **4.4 Etapa 4: Diseñar y proponer un flujo de trabajo que integre los atributos sísmicos seleccionados para la detección de fallas en volúmenes sísmicos.**

Una vez seleccionados los atributos que acondicionan los datos sísmicos en términos de atenuación de ruido (Etapa 2) y resalten de forma más eficiente discontinuidades de amplitud (Etapa 3), se procedió a diseñar un flujo de trabajo que optimice la interpretación de fallas en datos sísmicos con alta presencia de ruido aleatorio y se incluyó en éste los atributos seleccionados en las fases anteriores.

#### **4.5 Etapa 5: Proponer un modelo de fallas para el área de estudio a partir de los resultados obtenidos con los atributos sísmicos**

Con base en los resultados obtenidos a partir de los atributos sísmicos seleccionados y el flujo de trabajo propuesto en la fase cuatro, se procedió a realizar la interpretación de las fallas presentes en la zona de estudio y a su vez se extrajeron automáticamente las superficies asociadas a los planos de falla dando como resultado un modelo en tres dimensiones de estas. Además, se realizó el análisis de los estilos estructurales presentes en el área.

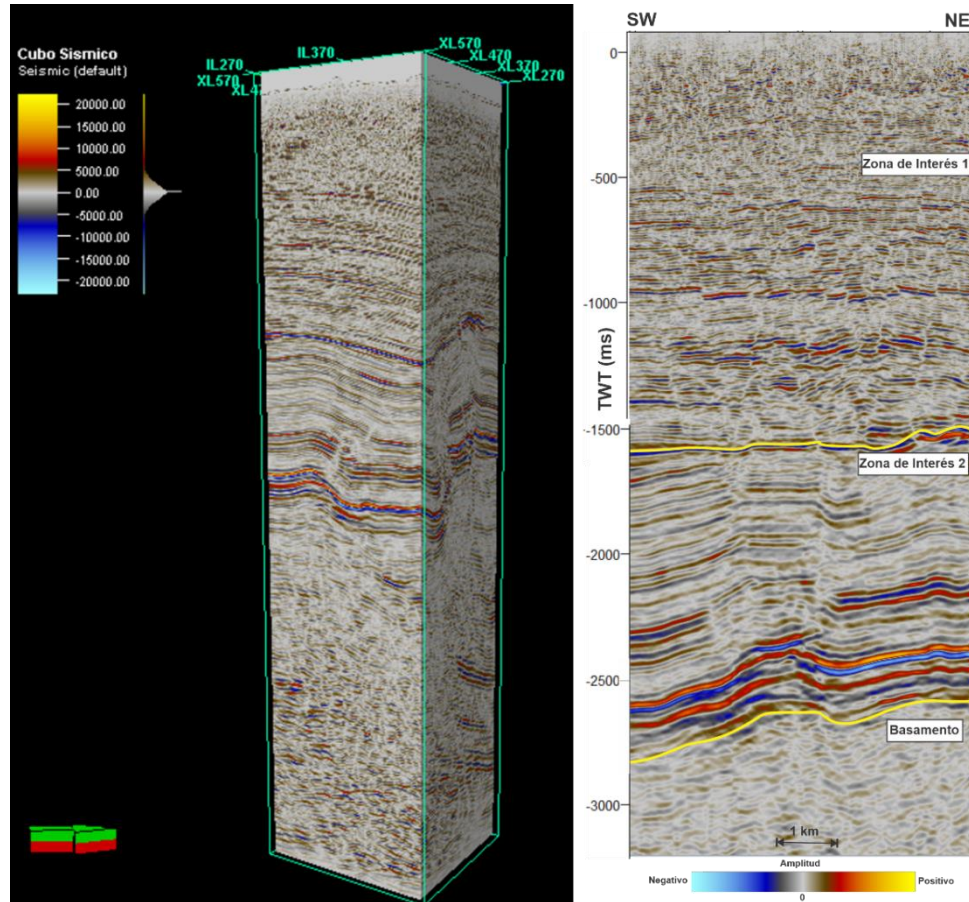
### **5. Descripción de los datos sísmicos**

Los datos sísmicos usados para el presente proyecto de grado fueron proporcionados por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) mediante el Grupo de Investigación en Estabilidad de Pozo (GIEP) de la Universidad Industrial de Santander en el convenio marco de cooperación número 28. Debido a temas de confidencialidad expresados por la compañía propietaria de los datos (Ecopetrol S.A.) no se proporciona la ubicación geográfica de los datos sísmicos y por ende las coordenadas de estos han sido modificadas a propósito para mantener oculta su ubicación.

El cubo sísmico está compuesto por 180 líneas *inline*, con rumbo 125° Azimut respecto al norte geográfico, enumeradas una a una en un rango desde 270 hasta 450, espaciadas cada 40 metros; y 300 líneas *Xline*, con rumbo 35° Azimut respecto al norte geográfico, enumeradas una a una en un rango desde 270 hasta 570, espaciadas cada 20 metros, cubriendo un área aproximada de 44 km<sup>2</sup>. La longitud en tiempo del *survey* sísmico es de 266 hasta -5724 ms basándose en un intervalo de muestreo de 2 milisegundos. Se desconoce la resolución vertical de los datos sísmicos debido a la falta de datos de pozos brindados para este proyecto.

**Figura 31**

A la izquierda: Cubo sísmico en vista 3D. A la derecha: Xline 420



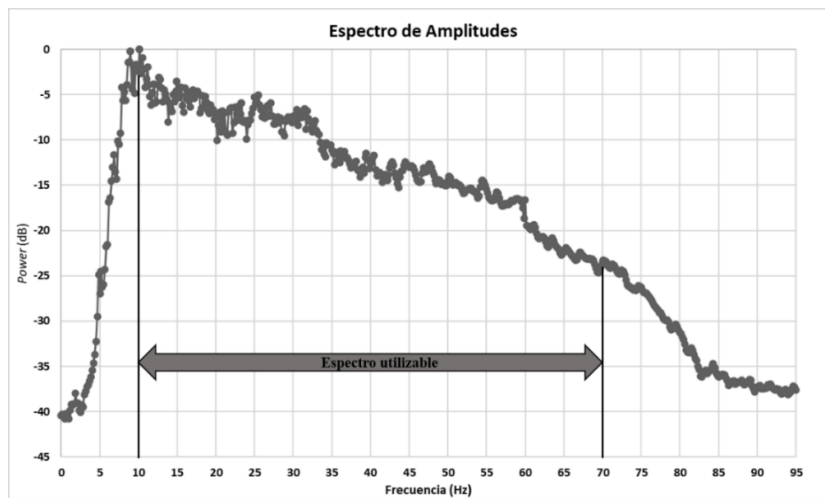
*Nota.* En líneas continuas amarillas se resaltan los límites de las zonas de interés en donde se enfocarán los análisis del presente proyecto, es decir zona de interés 1 y 2.

En la Figura 31 (derecha) se establecen las zonas de interés para el presente estudio, la primera abarca los 400 hasta los 1600 ms aproximadamente y hace referencia a los eventos sísmicos que suprayacen la discontinuidad del Eoceno caracterizados por reflectores muy discontinuos predominantemente de medias a bajas amplitudes y unos otros con altas amplitudes, además en esta zona se enfocan las operaciones de extracción de hidrocarburos. Por otro lado, la segunda zona de interés se encuentra limitada desde los 1600 hasta los 2800 ms aproximadamente y que

corresponde a los eventos sísmicos suprayacentes del basamento e infrayacentes de la discontinuidad del Eoceno caracterizados por facies sísmicas más continuas y de mayores amplitudes en comparación con la zona de interés 1. El basamento se caracteriza por facies sísmicas caóticas, caracterizado por reflectores son muy discontinuos y de baja amplitud, además que no hace parte de ninguna zona de interés objetivo del presente te estudio.

**Figura 32**

*Espectro de amplitudes del cubo sísmico en estudio, espectro utilizable entre los 10 Hz y 70 Hz*



El espectro de amplitud en los datos sísmicos inicia desde los 10 Hz hasta 95 Hz (Figura 32). El espectro visible o utilizable abarca las frecuencias desde los 10 Hz hasta los 70 Hz, por lo que el rango desde los 70 Hz hasta los 125 Hz aporta ruido a los datos. Por limitaciones del presente proyecto no se cuenta con datos de pozo (registro sónico y densidad) para realizar el balance de amplitud, tampoco se cuenta con la herramienta *Spectral Blueing*, lo que impide mejorar la resolución sísmica, aplanar el espectro de la sísmica, extender el ancho de banda visible de los datos (Marfurt K., 2018) y en consecuencia mejorar la interpretación sísmica. Además, es importante aclarar que para el presente proyecto de grado solo se cuenta con los datos sísmicos 3D mencionados anteriormente.

### **5.1 Calidad de los datos sísmicos y distribución vertical de las frecuencias**

Para términos del presente proyecto de grado se requiere conocer la calidad de los datos sísmicos en términos de presencia de ruido y distribución de la frecuencia a lo largo del eje z, ya que determinados intervalos de tiempo pueden ser más susceptibles al ruido que otros, al igual pueden responder a distintos intervalos de frecuencias lo que se vería fuertemente reflejado en la resolución vertical de la sísmica y por ende en la extracción de atributos y la interpretación del subsuelo.

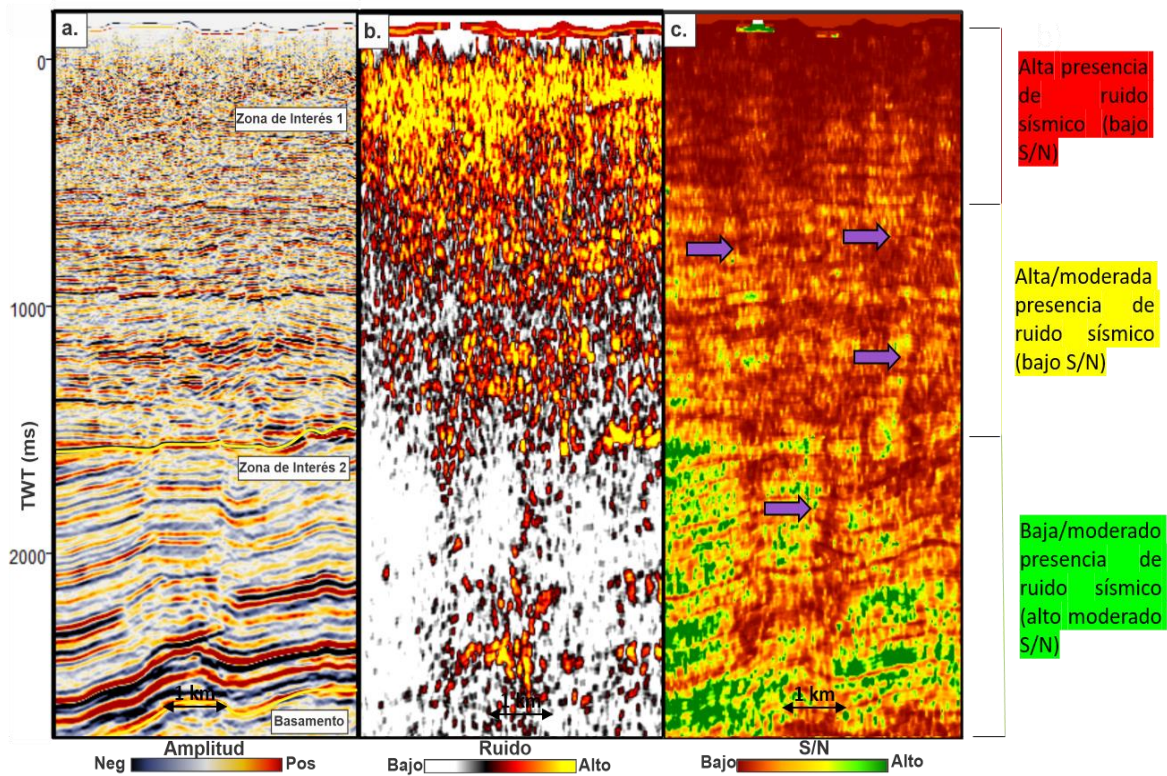
Para determinar la distribución del ruido sísmico y la relación señal ruido de los datos, se extraen los atributos de Señal, Ruido y Relación Señal-Ruido. El primero es en función de la sísmica original y la sísmica filtrada a partir de un Filtro de Mediana dirigido por el Buzamiento (DSMF, por sus siglas en inglés), el cual se describe más a fondo en el título 6.3. El atributo de Ruido es el resultado de extraer la Amplitud RMS a la diferencia entre el dato sísmico sin filtrar y el DSMF. Por otro lado, la Relación Señal-Ruido es el cociente entre el atributo de Amplitud RMS extraído al volumen DSMF y el atributo Ruido.

Como se evidencia en la Figura 33, la calidad de los datos sísmicos no está en condiciones para extraer atributos sísmicos geométricos, ya que en general cuenta con baja relación señal-ruido. La presencia de ruido sísmico varía con el tiempo, es decir la zona de interés 1 tiene los rangos más bajos de relación señal ruido, por ende, mayores niveles de ruido sísmico, aun así el intervalo más somero (0 – 500 ms) de esta zona es donde se evidencian los niveles más altos de ruido sísmico, lo que aumenta la incertidumbre respecto a la presencia de fallas en dicho intervalo. La zona de interés 2 está asociada a valores bajos e intermedios de ruido sísmico dando como resultado valores medios-altos de relación señal-ruido. Además, se logran detallar ciertos lineamientos en el atributo

S/N, posiblemente asociados con fallas geológicas, pero debido a los altos niveles de ruido sísmico, estos lineamientos se ven fuertemente enmascarados dificultando su interpretación. Por otro lado, la distribución espacial de las frecuencias a lo largo del eje z influye en la resolución vertical de un determinado intervalo. Las altas frecuencias generalmente se asocian con una mejor resolución vertical, caso contrario sucede con las bajas frecuencias ya que afectan la resolución de la sísmica y por ende dificultan la interpretación de los sistemas de fallas en el área.

**Figura 33**

*Atributos sísmicos (a) Ruido, (b) Señal y (c) Relación Señal-Ruido en Xline 420*



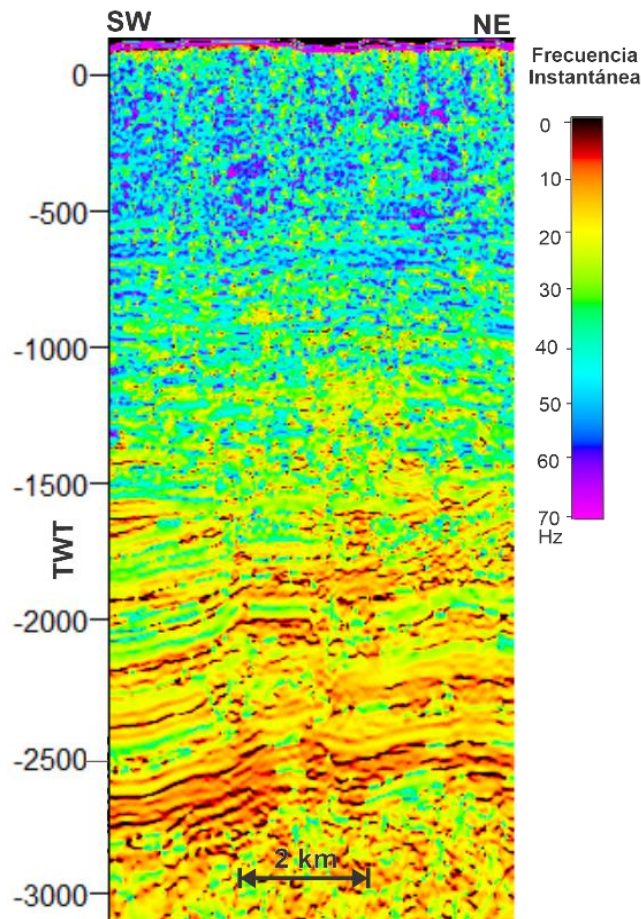
*Nota.* Nótese la alta presencia de ruido en los datos, principalmente en los intervalos marcados en rojo y amarillo. Las flechas moradas indican lineamientos posiblemente asociados con fallas, las cuales no se logran detallar con claridad debido a que están enmascaradas por el ruido sísmico.

El atributo de Frecuencia Instantánea indica que la sección poco profunda es sensible a frecuencias entre 40 y 60 Hz, la zona intermedia (1000 – 1500 ms) predominan frecuencias entre

los 25 y 35 Hz, y la parte más profunda responde a frecuencias entre 10 y 25 Hz (Figura 34). Aunque en la zona más somera el espectro de amplitud esté asociado a altas frecuencias, existe poco detalle de los lineamientos y rasgos sísmicos asociados a fallas geológicas debido a la alta presencia de ruido sísmico, dificultando la interpretación de estas y aumento el sesgo durante esta labor. Caso contrario sucede a más profundidad donde se evidencian bajas frecuencias y a su vez una moderada presencia de ruido sísmico, pero para esta zona las operaciones de perforación de pozos son menores (Mateus D., comunicación verbal, junio del 2020).

**Figura 34**

*Distribución vertical de las frecuencias mediante el atributo de Frecuencia Instantánea en el Xline 420*



*Nota.* Nótese la presencia de altas frecuencias (tonos azules) en la zona de interés 1 o más somera, a diferencia de la zona más profunda caracterizada por bajas frecuencias (tonos amarillos y rojizos).

## 6. Análisis y selección de los atributos matemáticos para el acondicionamiento de los datos sísmicos

El acondicionamiento de los datos sísmicos es una etapa esencial previa a la aplicación de atributos geométricos y/o estructurales, puesto que elimina el ruido aleatorio que distorsiona la continuidad de los reflectores sísmicos y enmascara las pérdidas de continuidad o discontinuidades asociados a posibles fallas. Algunas de las técnicas para acondicionar los datos sísmicos son el filtrado de frecuencias, la extracción de buzamientos y filtros estadísticos aplicados en las amplitudes sísmicas, los cuales producen un volumen óptimo final que facilita la interpretación de las fallas presentes en el subsuelo. A continuación, se presenta una serie de atributos desarrollados por distintos autores para el acondicionamiento de los datos sísmicos, disponibles en Petrel v.2019 y Opendtect v.6.2., los cuales se clasifican como atributos matemáticos en el marco de la clasificación de Barnes (2016) (ver apartado 3.6.4.5).

### 6.1 Steering Cube

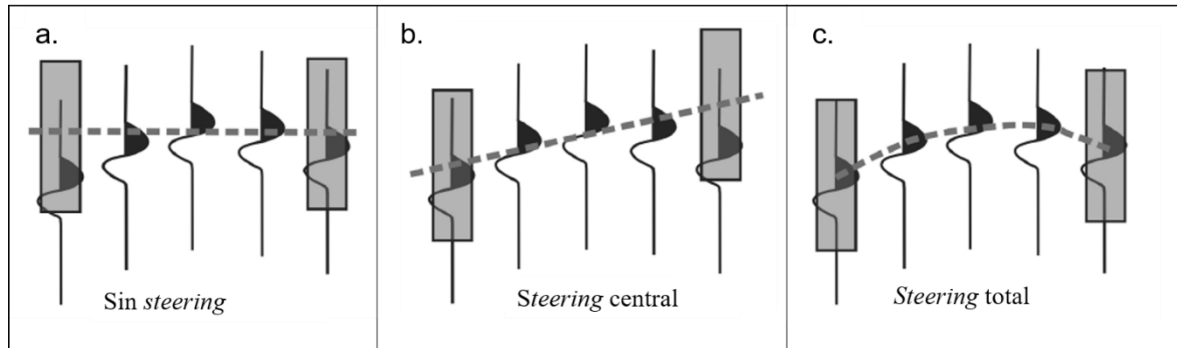
El *Steering Cube* es un proceso de rastreo de los reflectores sísmicos por medio del seguimiento automático de un campo de buzamiento pre calculado desde cualquier posición inicial dada, en este campo, cada posición asociada a una muestra sísmica contiene dos valores, el buzamiento en dirección *inline* y el buzamiento en dirección *crossline* (dGB Earth Sciences, 2016).

La información contenida en un *Steering Cube* se puede utilizar de dos formas, mediante un *Steering* central o un *Steering* total (Figuras 35b y 35c respectivamente). El *Steering* central sigue los buzamientos de una posición de investigación de interés, pero no tiene en cuenta buzamientos

intermedios; mientras que el *Steering* total sigue el buzamiento traza por traza, es decir, en todas las direcciones (Rooij & Tingdahl, 2002).

**Figura 35**

*Comparación entre trazas sísmicas a) Sin steering, con b) Steering central y con c) Steering total*



*Nota.* La línea discontinua representa el buzamiento y los rectángulos el intervalo de investigación. Modificado de dGB Earth Sciences (2016).

En el presente proyecto de grado el *Steering Cube* fue utilizado como un método para extraer los buzamientos de los reflectores sísmicos y fue empleado como volumen de entrada para el cálculo del Filtro de Mediana Dirigido por el Buzamiento, el Filtro de Mejora de Fallas, el *Edge Preserving Smoother* descritos posteriormente en los títulos 6.3, 6.4 y 6.5 respectivamente.

Jaglan et al., (2015) mencionan que existen dos tipos de algoritmos para obtener información sobre el buzamiento sísmico: el primero utiliza un atributo sísmico de fase para poder obtener un cálculo del buzamiento basado en la fase y el segundo utiliza los atributos sísmicos de frecuencia y amplitud para generar un algoritmo basado en la Transformada Rápida de Fourier (TRF). Aun así, existe un tercer algoritmo basado en el Análisis de Componentes Principales (PCA por sus siglas en inglés), el cual hace que el cálculo del buzamiento en el cubo sísmico consuma menos tiempo de cómputo. Este último algoritmo, utiliza la descomposición del valor propio (*eigenvalue*) para extraer la dirección de los cambios de amplitud máxima como un vector de tres componentes,

la cual es normal al frente de onda en cualquier posición del reflector sísmico y por lo tanto perpendicular al buzamiento (dGB Earth Sciences, 2016).

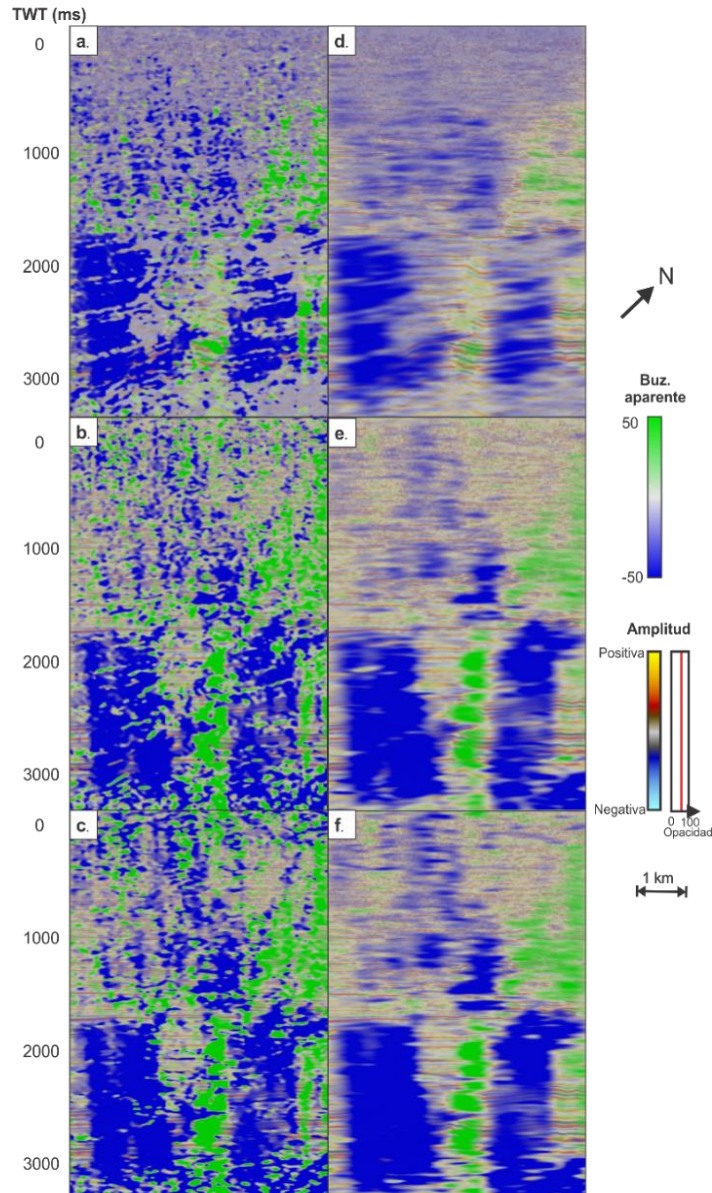
En la Figura 36 se observan los resultados obtenidos durante la creación del *Steering Cube* a partir del volumen sísmico de amplitud, donde se probaron diferentes parámetros y algoritmos con el fin de seleccionar el más eficaz en términos de cálculo de buzamientos aparentes y suavizado de los eventos sísmicos. Además, se utilizaron dos tipos de *Steering Cube*: uno detallado (Figuras 36a-b-c) y otro de fondo (Figuras 36d-e-f). El *Steering* detallado, como su nombre lo indica, conversa detalles en los datos, define buzamientos locales (estructuras de menos tamaño), aplica un leve suavizado a los reflectores y se utiliza para el análisis de atributos, pero no se recomienda como *input* para acondicionar los datos sísmicos (Jaglan et al., 2015). A partir del *Steering* detallado se genera el *Steering* de fondo, caracterizado por filtrar aún más los datos sísmicos en comparación con el primero, definir tendencias de buzamiento generales (estructuras regionales) y aportar al acondicionamiento de los datos sísmicos como *input* para la extracción de atributos geométricos y estructurales (dGB Earth Sciences, 2016; Jaglan et al., 2015).

Con el fin de comparar visualmente cada uno de los *Steering* presentados en la figura 36, se empleó una ventana de análisis de  $1 \times 1 \times 1$  y un filtro estadístico de mediana  $2 \times 2 \times 5$  para el *Steering* detallado; para el *Steering* de fondo se utilizó un filtro denominado gaussiano recursivo con una ventana de  $5 \times 5 \times 2$ ; estos parámetros se mantuvieron para el *Steering* mediante la TRF, fase y PCA. Comparando los resultados de los tres tipos de algoritmos, el *Steering Cube* que utiliza la TRF no detalla con precisión los buzamientos de los eventos sísmicos en la zona de interés 1, ya que estos tienden a ser planos y el algoritmo les asigna altos valores de buzamiento. Por otro lado, los algoritmos de fase y PCA arrojan resultados similares respecto al cálculo de buzamiento aparente de los eventos sísmicos, pero en comparación el *Steering* mediante el PCA es menos costoso en

términos de cálculos y cómputo, debido a lo anterior se empleó este *Steering* de fondo en la metodología del presente proyecto como input para el cálculo de los diferentes atributos matemáticos evidenciados a continuación.

**Figura 36**

*Steering Cube en Xline 420 generado a partir de distintos algoritmos*



*Nota.* En a) *Steering* detallado utilizando la TRF, b) *Steering* detallado empleando el algoritmo de fase y c) *Steering* detallado utilizando PCA. Las imágenes de la derecha muestran el resultado del *Steering* de fondo a partir del *Steering* detallado calculado con d) TRF, e) algoritmo de fase y f) PCA.

## 6.2 Suavizado Estructural o Suavizado Gaussiano

El suavizado gaussiano es un filtro paso bajo no uniforme cuyo objetivo es suavizar un conjunto de datos mediante promedios locales con promedios ponderados gaussianos. Es utilizado principalmente para realizar un suavizado general, aumentar la relación señal/ruido y estimar la magnitud de la señal local (Iske & Randen, 2005).

El filtro gaussiano es altamente empleado para el suavizado de datos sísmicos, particularmente porque presenta propiedades conjuntas de localización de tiempo-frecuencia óptimas. Por definición este filtro es separable, es decir, se aplica en una dimensión por separado; en vez de realizar una convolución bidimensional, se podrían ejecutar dos convoluciones de una dimensión (Iske & Randen, 2005).

El filtro gaussiano viene dado por la siguiente expresión:

$$h_G(k) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left(-\frac{1k^2}{2\sigma^2}\right) \quad (1)$$

Donde el parámetro  $\sigma$  define el ancho del filtro, en otras palabras, el grado de suavizado. Dependiendo de la aplicación, los valores permitidos para  $\sigma$  oscilan entre 0.0 y 5.0 siendo este último donde se obtiene el mayor suavizado (Iske & Randen, 2005). Según Schlumberger (2007) esta escala puede ser convertida aproximadamente al número de trazas inline/crossline o muestras verticales como:

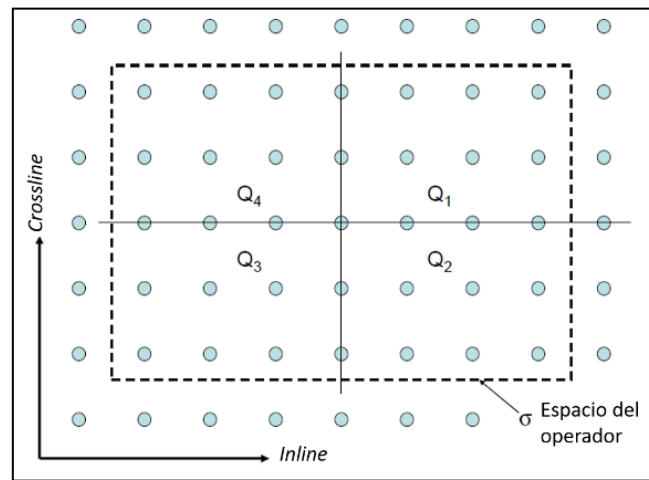
$$\text{Número de trazas/muestras} = (2\sigma) + 1 \quad (2)$$

Para este trabajo de investigación se compararon tres opciones de filtrado para el suavizado estructural: 1) filtrado normal o *plain*, 2) filtrado guiado por el buzamiento (*dip-guided*) y 3) filtrado guiado por el buzamiento con bordes mejorados (*dip-guided with edge-enhancement*). La principal diferencia entre los tres tipos de filtrado se enfoca en que el filtrado normal no se calcula respetando la orientación local de las estructuras por medio de un atributo de buzamiento del

componente principal, como si lo hacen los últimos dos (Schlumberger, 2007). Para el caso del filtrado guiado por el buzamiento con bordes mejorados, este reconoce los bordes calculando la inestabilidad local de la estructura en cuatro cuadrantes que rodean la posición de evaluación (Figura 37), permitiendo un efecto final afilado en los lugares de pérdida de continuidad en los reflectores sísmicos.

**Figura 37**

*Funcionamiento de la opción de filtrado “guiado por el buzamiento con bordes mejorados” del suavizado estructural*

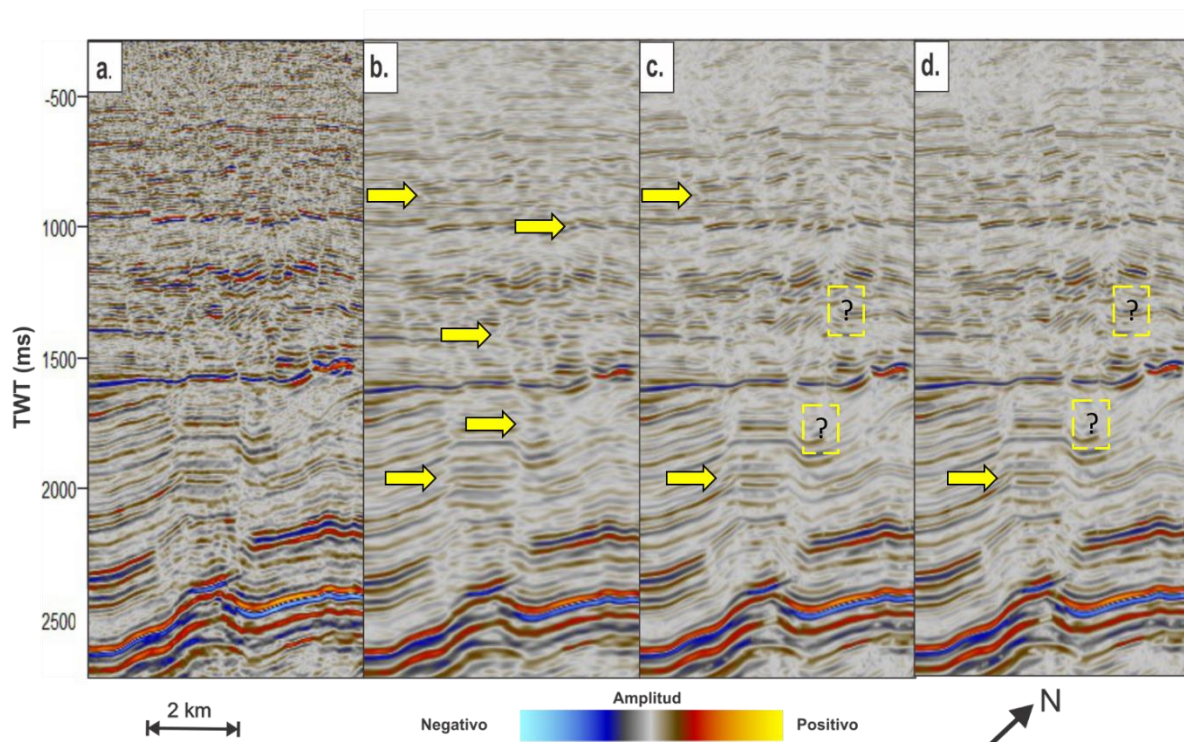


*Nota.* Obsérvese el espacio del operador  $\sigma$  y los cuatro cuadrantes de análisis. Tomado de Schlumberger (2007).

Para efectos visuales y comparativos se utilizó con las tres opciones de filtrado un valor de 2 para el parámetro  $\sigma$  (filtrado intermedio), y se observó que el modo *plain* mostraba los mejores resultados (Figura 38b) en cuanto a la disminución del ruido sísmico y realce de discontinuidades, aunque este modo no empleara el filtro gaussiano en dirección del buzamiento de los reflectores. En contraste, los modos de filtrado guiado por el buzamiento y filtrado guiado por el buzamiento con bordes mejorados no conversan las expresiones propias de los lineamientos, perdiendo definición de estos y desarrollando zonas caóticas a lo largo de las discontinuidades de amplitud tal y como se puede ver en las figuras 38c y d.

**Figura 38**

*Suavizado Estructural o Suavizado Gaussiano (Xline 420) con tres opciones de filtro y  $\sigma = 2$*



*Nota:* En a) Sísmica original, b) normal o *plain*, c) guiado por el buzamiento (*dip-guided*) y d) guiado por el buzamiento con bordes mejorados (*dip-guided with edge-enhancement*). Obsérvese en el filtro *plain* como se conversan de mejor forma los lineamientos asociados con posibles fallas (flechas amarillas) mientras que las otras modalidades distorsionan las discontinuidades de amplitud (recuadros punteados).

### 6.3 Filtro de Mediana Dirigido por el Buzamiento

Los filtros orientados por la estructura son aplicados durante el acondicionamiento de los datos sísmicos ya que reducen el ruido sin degradar la expresión de las fallas. La esencia de su funcionamiento radica en un cálculo de suavizado paralelo a las reflexiones sísmicas que no opera más allá de las terminaciones de los reflectores, es decir, que no afecta los lineamientos asociados con posibles fallas (Fehmers & Hocker, 2003).

El Filtro de Mediana Dirigido por el Buzamiento o *Dip-Steering Median Filter* (DSMF) es un filtro orientado por la estructura, el cual fue desarrollado por Tingdahl (1999) como parte de una aplicación lógica del *Steering Cube*, este último propuesto por el mismo autor. El filtrado de

mediana es una técnica conocida para el procesamiento de imágenes y el mejoramiento de la relación señal/ruido, caracterizado por preservar los bordes o las terminaciones de los reflectores, a diferencia de un filtro de media o promedio que tiene la tendencia de suavizar los bordes (Tingdahl, 1999; Gonzalez, 1987). La finalidad del DSMF es asignar el valor mediano de las muestras de entrada a la posición de la muestra central, por ejemplo, si se tienen clasificadas  $N$  muestras de amplitud de menor a mayor, entonces el valor de la mediana será  $M_e$ , tal y como se observa a continuación:

$$M_e = \frac{N + 1}{2} \quad (3)$$

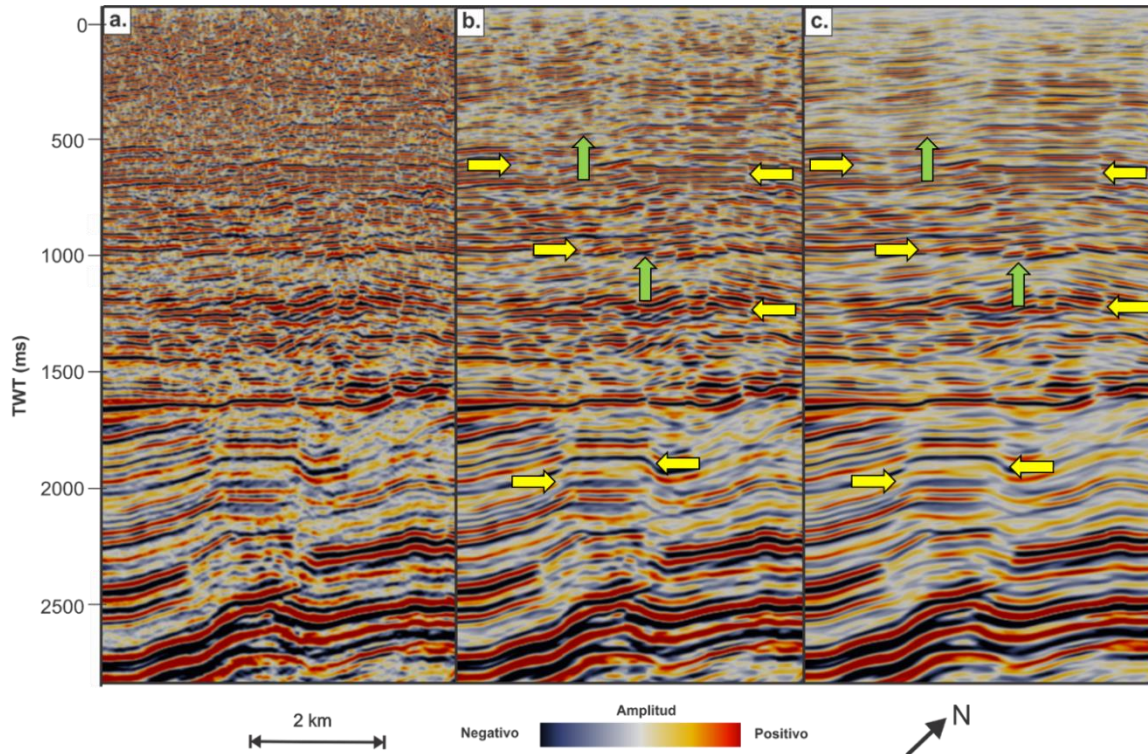
Donde  $N$  es un número impar (Tingdahl & De Groot, 2003). Para comprender de mejor forma el efecto de un filtro de mediana, Tingdahl & De Groot (2003) presentan un ejemplo de filtrado de un evento sísmico con un filtro de mediana de 3 puntos; los valores de amplitud están dados por la siguiente serie: 0,0,1,0,0,1,1,3,1,0,1,1,1; por lo que la respuesta del filtro es: 0,0,0,0,0,1,1,1,1,1,1,1,1. A partir de lo anterior, los mencionados autores concluyen que: (1) los eventos menores de la mitad de la longitud del filtro se eliminan (por ejemplo, el 1 a la izquierda y el 0 a la derecha), (2) El ruido se elimina (valor 3) y (3) los bordes se conservan, ya que el quiebre de ceros a unos se mantiene en la misma posición.

Para el presente proyecto, el DSMF fue aplicado sobre los datos sísmicos a partir de *Steering Cube* de fondo y en dos ventanas de análisis: una de 2x2 y otra de 5x5; a diferencia de la primera, con la ventana de 5x5 se aprecia mayor continuidad de los reflectores sísmicos mediante el suavizado y la mejor atenuación del ruido aleatorio de fondo especialmente en la zona de interés 1 o zona más somera, la cual presenta mayor dificultad para detallar y delimitar las discontinuidades de amplitud posiblemente asociados a fallas (Figura 39). Cabe mencionar que por medio de este filtro los lineamientos se resaltan con tonalidades blancuzcas alineadas

verticalmente y en gran parte donde existen muy leves cambios o pérdidas de continuidad de los reflectores se prolongan los mismos con el fin de realzar únicamente las pérdidas más abruptas y probablemente más asociadas a fallas geológicas.

**Figura 39**

*Comparación en Xline 420 entre (a) la sísmica original y el Filtro de Mediana Dirigido por el Buzamiento*



*Nota.* DSMF en ventana de (b) 2x2 y (c) 5x5. Obsérvese que en la ventana de análisis de 5x5 se obtienen los mejores resultados en cuanto a disminución del ruido aleatorio de fondo, el mejoramiento de la continuidad de los reflectores sísmicos (flechas verdes) y los lineamientos con tonalidades blancas asociadas a posibles fallas geológicas (flechas amarillas) a diferencia de la ventana 2x2.

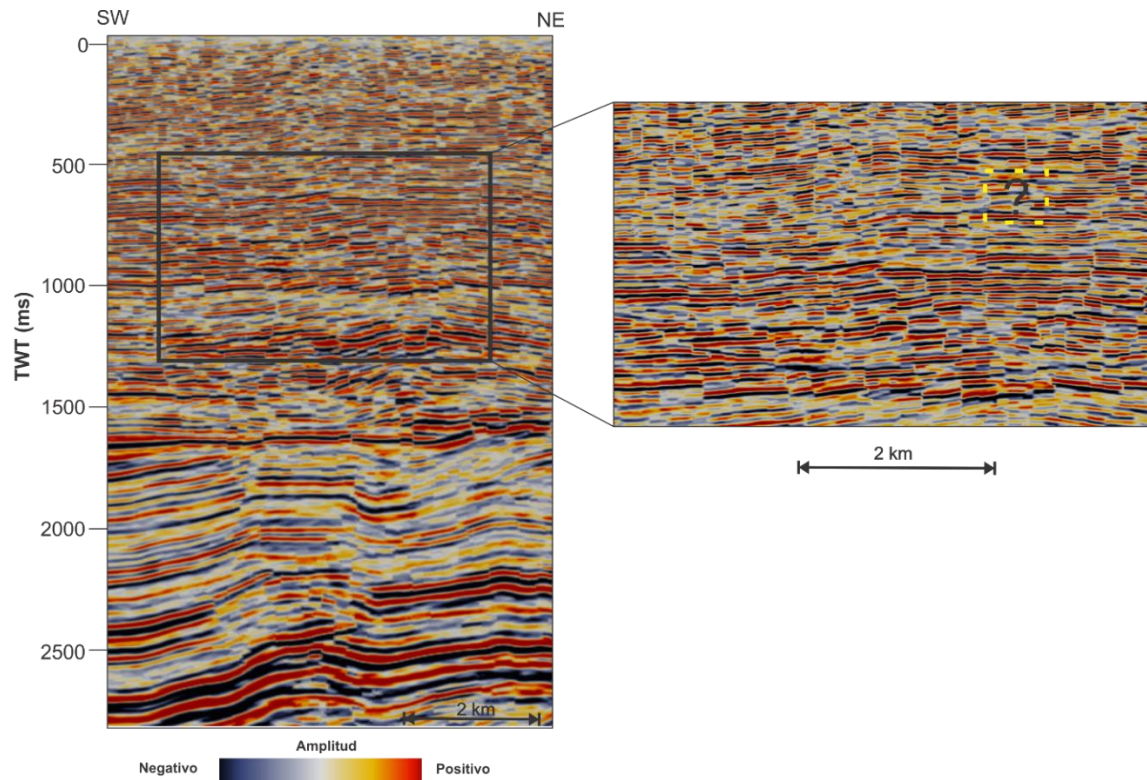
### 6.4 Filtro de Mejora de Fallas

El Filtro de Mejora de Fallas o *Fault Enhancement Filter* (FEF), es el resultado de aplicar una expresión lógica entre del Filtro de Mediana Dirigido por el Buzamiento (DSMF) y el Filtro de Difusión Dirigido por el Buzamiento (DSDF), el cual mejora la calidad de los datos sísmicos en

inmediaciones a una falla tornándola más nítida (Jaglan et al., 2015). El atributo define de forma más clara rasgos y características asociadas a fallas geológicas facilitando así su interpretación.

**Figura 40**

*Filtro de Mejora de Fallas en Xline 420*



*Nota.* Nótese la gran sensibilidad al ruido sísmico) y a cambios leves en la continuidad de los reflectores, lo cual no siempre está asociado con fallas geológicas (recuadro punteado).

Para el FEF se utilizó como datos de entrada la sísmica original y el *Steering* de fondo. Como se puede observar en la Figura 40, el *Fault Enhancement Filter* posee gran sensibilidad al ruido sísmico y a cambios leves en la continuidad de los reflectores, por lo que desarrolla lineamientos erróneos que no están asociados o relacionados con fallas, de forma contraria a como se establece en Jaglan *et al.*, (2015). En otras palabras, se pierden los rasgos asociados a las anomalías lineales que si pueden estar asociadas a fallas. Por lo tanto, este atributo sísmico no se recomienda para

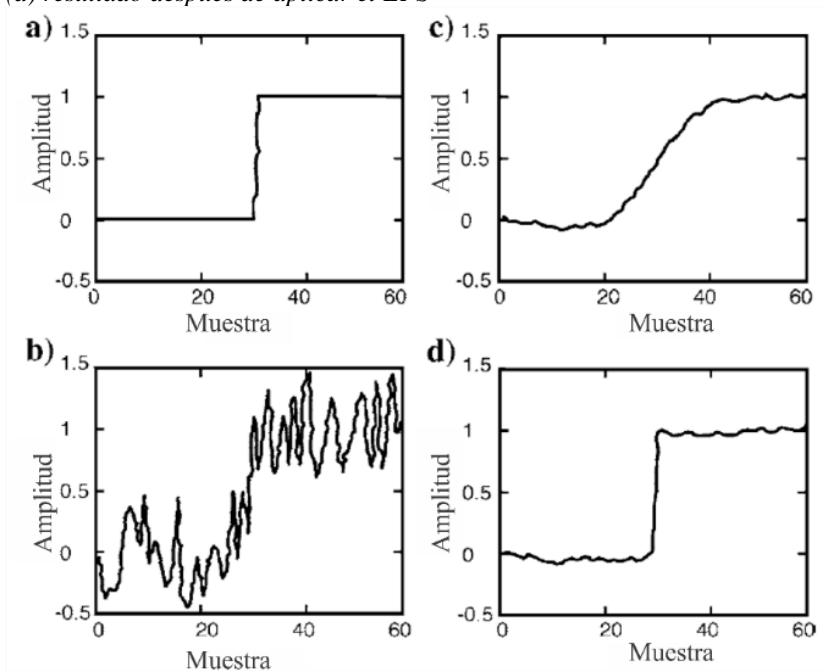
volúmenes o datos sísmicos con una importante presencia de ruido aleatorio ya que la confiabilidad de sus resultados es incierta.

### 6.5 Edge Preserving Smoother

Luo et al., (2002) es quien presenta un atributo sísmico innovador para la supresión del ruido sísmico, preservación de las discontinuidades de amplitud y el cual crea un efecto “cuchilla” sobre estas discontinuidades para así mejorar su identificación. A este método le llama *Edge Preserving Smoother* (EPS) el cual intenta solucionar dos problemas muy comunes al filtrar los datos sísmicos: la distorsión y la generación de manchas en los bordes de los reflectores (AlBinHassan et al., 2006).

**Figura 41**

(a) función escalón sin ruido, (b) función escalón con ruido añadido, (c) resultado después de aplicar un filtro de suavizado común, (d) resultado después de aplicar el EPS



*Nota.* Nótese la atenuación del ruido y el efecto “cuchilla” que no se logra observar en (b). Tomado de Luo et al. (2002) modificado por AlBinHassan et al. (2006).

El algoritmo del EPS busca el bloque más homogéneo alrededor de cada muestra dentro de un volumen de entrada y asigna el valor promedio del bloque a esa muestra. La Figura 41a representa una sección vertical de una falla ideal, donde las amplitudes forman una función escalonada y se observa claramente como el algoritmo logra atenuar el ruido aleatorio a la vez que crea un efecto cuchilla en escalón en la función que sería el salto de la falla. Matemáticamente el atributo funciona de la siguiente forma: para cualquier punto  $i$  se calculan las desviaciones estándar para tres ventanas desplazadas:

$$\text{Ventana 1: } (D_{i-2}, D_{i-1}, D_{i+0}) \quad (4)$$

$$\text{Ventana 2: } (D_{i-1}, D_{i+0}, D_{i+1}) \quad (5)$$

$$\text{Ventana 3 : } (D_{i+0}, D_{i+1}, D_{i+2}) \quad (6)$$

Donde  $D$  es el valor de amplitud para cada muestra en los valores de entrada, donde la desviación estándar  $\sigma$  está dada por:

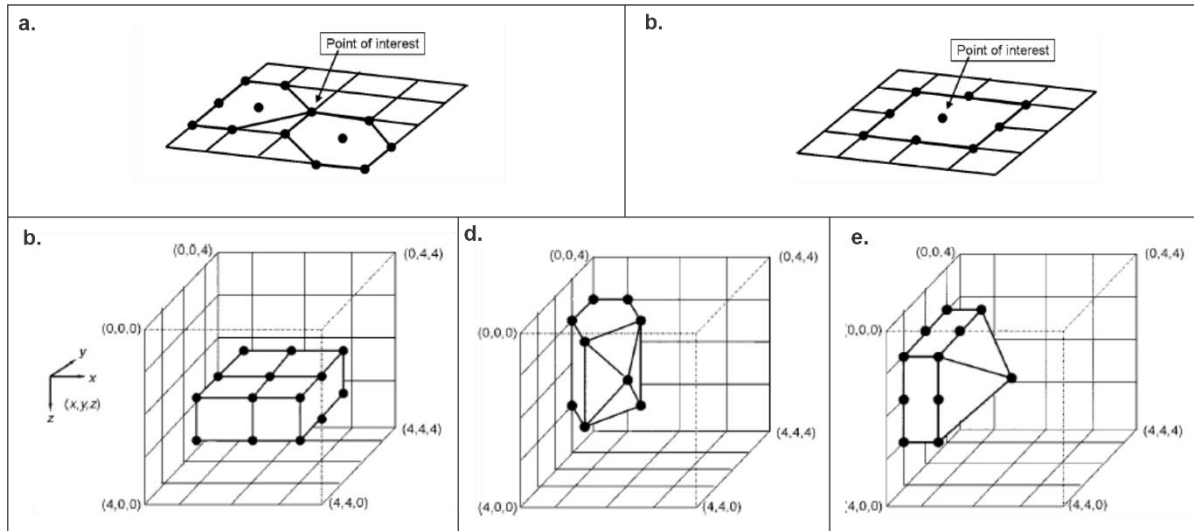
$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} * \sum_{i=1}^n (D_i - D_m)^2} \quad (7)$$

Donde  $m$  es el índice de la ventana,  $n$  es el número de trazas en la ventana,  $D_i$  es el valor de la amplitud en la traza de análisis y  $D_m$  es el promedio del valor medio de las  $n$  trazas de cada ventana. La ventana con la mínima desviación estándar es escogida y su promedio  $D_m$  es asignado al valor de la traza  $i$ . Este proceso se repite para cada locación  $i$  en el cubo sísmico, sea desde un análisis 2D donde se consideran las ventanas en forma de hexágonos, pentágonos y cuadrados en un plano de  $5 \times 5$  (25 trazas) o en un análisis 3D en un cubo de análisis  $5 \times 5 \times 5$  (125 trazas) donde

se consideran cuatro diferentes tipos de geometrías para calcular el atributo en el volumen de análisis (Figura 42c-d-e).

**Figura 42**

*Patrones de análisis para el Edge Preserving Smoother en 2D (a-b) y en 3D (c-d-e).*



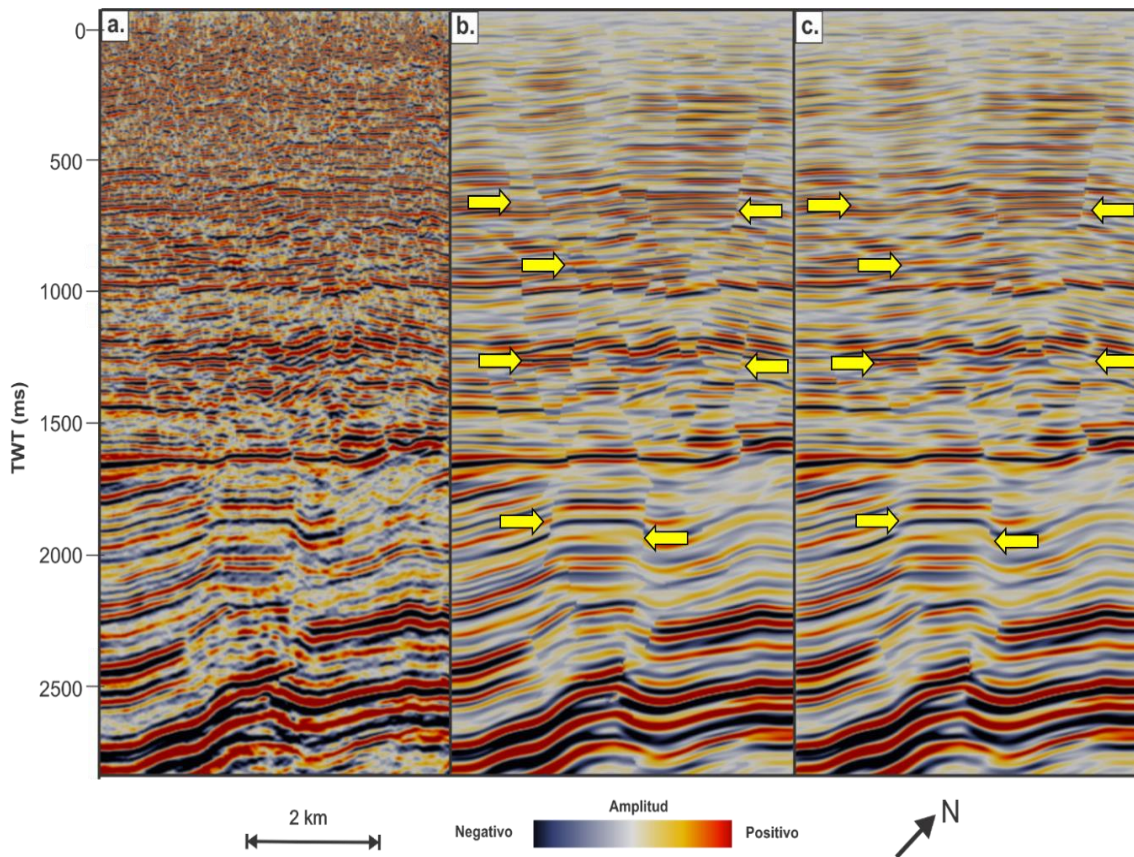
*Nota.* Tomado y adaptado de AlBinHassan, et al. (2006).

El Edge Preserving Smoother es un filtro muy eficaz para datos sísmicos con alta presencia de ruido aleatorio, ya que logra atenuar parte del ruido sísmico sin afectar los lineamientos o discontinuidades que pueden estar asociados a fallas geológicas tal como se puede observar en la Figura 43. Además, crea un efecto cuchilla sobre estos lineamientos mejorando su visualización y facilitando la detección de estos por parte de atributos sísmicos geométricos o estructurales, ya que vuelve más abrupto el cambio de amplitud en la terminación del reflector. Para la extracción se empleó el dato sísmico sin filtrar como entrada, y se calculó mediante la ventana más óptima, la cual es de cuatro trazas en dirección inline, cuatro trazas en dirección crossline y 100 muestras en dirección vertical, escaneando lineamientos con rumbos entre los 0 y 360 grado con el fin de obtener la mayor cantidad de lineamientos en la zona, el suavizado orientado por la estructura se

estableció un valor de 5, representando un suavizado intermedio. Además, se varió el suavizado de los lineamientos detectados de la siguiente forma: en primer lugar, se asignó un valor de 0.3 y en segundo lugar un valor de 0.5 y producto de aumentar este parámetro disminuye el efecto afilado característico del atributo, por lo que se escoge el valor 0.3 para este parámetro.

**Figura 43**

*Resultado de la extracción del Edge Preserving Smoother en el Xline 420*



*Nota.* (a) Sísmica original y EPS con un valor de suavizado de los lineamientos de (b) 0.3 y (c) 0.5. Nótese la capacidad del EPS para atenuar el ruido sísmico y suavizar los reflectores, sin embargo, con el valor más bajo de suavizado (0.3) se preservan mejor los lineamientos y se observa un efecto afilado o cuchilla sobre los mismos para mejorar su visualización (flechas amarillas) a comparación del suavizado de 0.5.

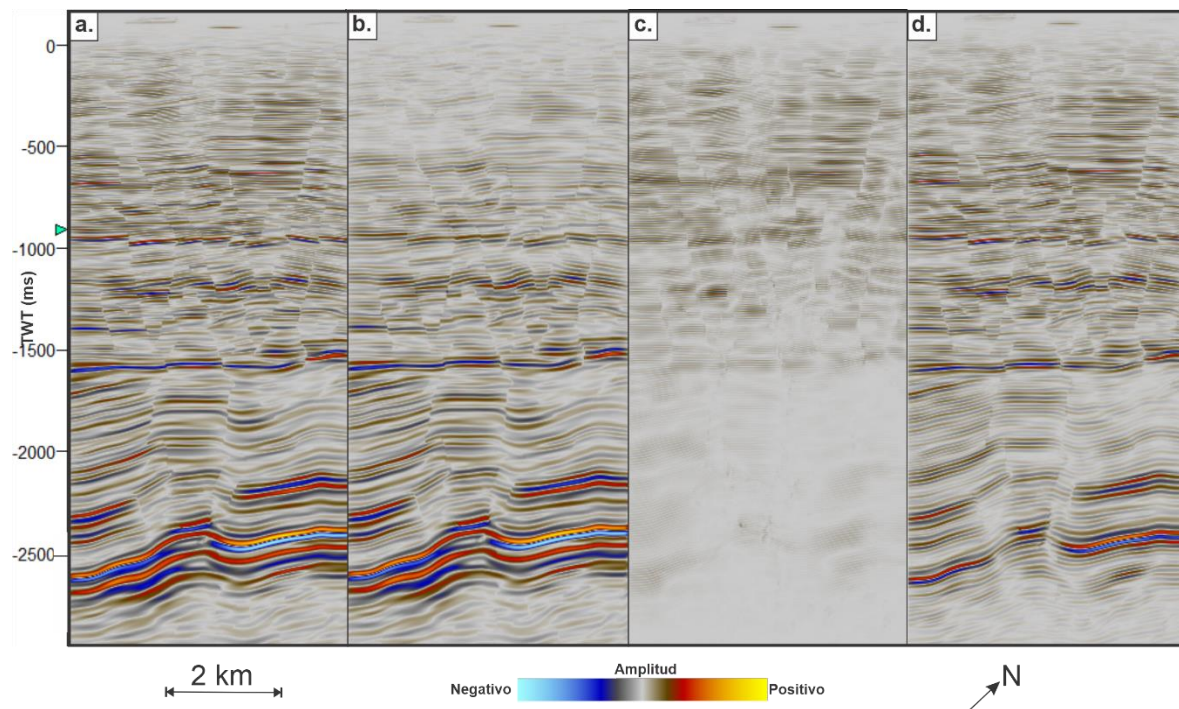
### 6.6 Ecuadorador Grafico

El Ecuadorador Grafico permite modificar los diferentes componentes frecuenciales con el objetivo de mejorar la resolución sísmica en ciertos intervalos de tiempo (Zhang et al., 2017). El

atributo Ecuilizador Gráfico permite aplicar un filtro de banda de frecuencia a la traza sísmica mediante la Transformada De Fourier de Tiempo Corto, y a su vez permite eliminar el sesgo de los datos. En otras palabras, este atributo es útil como un filtro de paso alto al cubo de impedancia acústica absoluta para producir un volumen de impedancia acústica relativa y así facilitar el mapeo de horizontes o fallas geológicas (Schlumberger, 2007). Mediante una función de ponderación indexada por frecuencia basada en configuraciones definidas por el usuario entre un rango de 0.0 a 2.0, el atributo logra atenuar o aumentar un determinado rango de frecuencias (Schlumberger, 2007). En su trabajo Zhang et al., (2017) concluye que al reducir la banda de frecuencia desde los 40 a 80 Hz las estructuras se suavizan y las pérdidas de amplitud se vuelven altamente detectables.

**Figura 44**

*Resultado de la extracción del Ecuilizador gráfico en el Xline 420*



*Nota.* en (a) sísmica filtrada por EPS en Xline 420; (b) sísmica filtrada en un rango de frecuencias entre los 10-40 Hz, (c) 40-70 Hz y (d) 20-60 Hz. Nótese la atenuación de los eventos sísmicos en (c) en intervalos mayores a los 1500 ms, mientras que (d) se destaca por realzar más las discontinuidades en comparación con (b) y (c).

La imagen anterior presenta tres resultados obtenidos a partir del Ecuador Gráfico, en cada uno se suprime un determinado rango de frecuencias para lograr realzar las discontinuidades de amplitud y atenuar el ruido sísmico. En primer lugar, se limitan las frecuencias entre los 10 Hz y los 40 Hz (Figura 44b) en donde no hay gran mejoría en términos de visualización de los lineamientos. Para el segundo caso, se establece un rango de frecuencias entre los 40 y los 70 Hz suprimiendo así frecuencias menores de 40 Hz y el resultado es la atenuación de las amplitudes casi en su totalidad a partir de los 1500 ms y dificultando de esta forma la interpretación en la zona de interés 2 (Figura 44c). Para el último caso observado en la figura 44d, únicamente se suprimen las frecuencias menores a los 20 Hz y mayores a 60 Hz, mediante este rango de frecuencias y en comparación con los dos resultados anteriormente evidenciados, las terminaciones de los reflectores que pueden estar asociados con fallas geológicas se realzan, pero en intervalos mayores a 1500 ms se observan lineamientos difusos y se ha atenuado parte de las amplitudes en la zona (Figura 44d), la cual se caracteriza por el dominio de bajas frecuencias.

### **6.7 Métodos de Descomposición Espectral**

En Partyka *et al.*, (1999) se propone implementar técnicas de Descomposición Espectral como método para la caracterización de reservorios, ya sea para delinear características estratigráficas o estructurales como sistemas complejos de fallas. La Descomposición Espectral desarrolla un análisis continuo de tiempo-frecuencia en los datos sísmicos para convertir estos datos de banda ancha a frecuencias discretas (Alaei, 2012). Al extraer atributos sensibles a discontinuidades de amplitud a partir de datos sísmicos descompuestos en frecuencias individuales se pueden obtener imágenes mucho más detalladas de estas anomalías lineales (Alaei, 2012). Además, con el fin de obtener mejor detalle de los lineamientos a menor escala se deben tener imágenes de mayor

resolución y por ende datos sísmicos de mayor frecuencia, caso contrario si los volúmenes sísmicos están descompuestos en bajas frecuencias estos representarían lineamientos de mayor tamaño.

Castagna & Sun (2006) discuten varios métodos de Descomposición Espectral debido a que una sola traza sísmica puede producir varios análisis de frecuencia-tiempo. Hacen una recopilación de las diferentes metodologías para llevar a cabo una Descomposición Espectral, en donde se destacan: la Transformada de Fourier de Tiempo Corto (STFT), el Método de Máxima Entropía (MEM), la Transformada Continua de la Ondícula (CWT) y la Descomposición *Matching Pursuit* (MPD). Otros métodos incorporados en plataformas de interpretación sísmica como la Descomposición Espectral Generalizada (GSD, por sus siglas en inglés) también son bien conocidos, este último un híbrido entre los métodos CWT y STFT (Castagna & Sun, 2006; Alee, 2018). Cada método expuesto anteriormente tiene un determinado enfoque, por ejemplo en Castagna et al., (2003) mediante la descomposición *Matching Pursuit* detectan sombras de baja frecuencia a través de reservorios de hidrocarburos; Sinha et al., (2005) recomienda el método CWT para interpretación sísmica y menciona que la transformada de Fourier de Tiempo Corto limita la resolución de la sísmica gracias a la ventana de tiempo predefinida por el intérprete lo que puede ser perjudicial para la interpretación sísmica, en cambio la Transformada Continua de la Ondícula no modifica la resolución puesto que no requiere de una ventana de tiempo predefinida.

Chopra & Marfurt (2018) implementan la Transformada Continua de la Ondícula en su análisis con atributos sísmicos para la identificación de fallas en el subsuelo, por otro lado Li & Lu (2014) en su trabajo a partir de atributos sísmicos para el mismo fin aplican la Transformada de Fourier de Tiempo Corto. Debido a lo anterior, se hace necesario establecer cuál de estas dos formas de descomposición espectral es la más acorde para suprimir el ruido sísmico y mejorar los rasgos asociados a fallas en el subsuelo.

En el presente proyecto se realizó una comparación entre los métodos STFT, CWT y GSD disponibles en las plataformas de Petrel v.2019 y Opendtect v.6.2. El análisis visual comparativo entre estos tres métodos se llevó a cabo para cada uno de los métodos mencionados anteriormente, esto con el objetivo de detallar el comportamiento de cada uno respecto a la atenuación del ruido sísmico y a los rasgos asociados a fallas. Para este caso se tomó ejemplo un volumen sísmico de frecuencia pico (44.5 Hz) del espectro de amplitudes (Figura 45).

En primer lugar, la Transformada de Fourier refleja el comportamiento de una señal en términos de frecuencia. Aun así, existen otros métodos más adecuados para analizar una señal no estacionaria. Para realizar un análisis idóneo se debe tomar segmentos cortos de la señal estableciendo una ventana de tiempo y desarrollando la Transformada de Fourier a partir de la ventana definida anteriormente para obtener la frecuencia local. A esto se le conoce como la Transformada Corta de Fourier o *Short-time Fourier Transform (STFT)* (Sinha, 2005) matemáticamente expresada como el producto de la señal  $f(t)$  con una función desplazada en el tiempo  $\phi(t)$ :

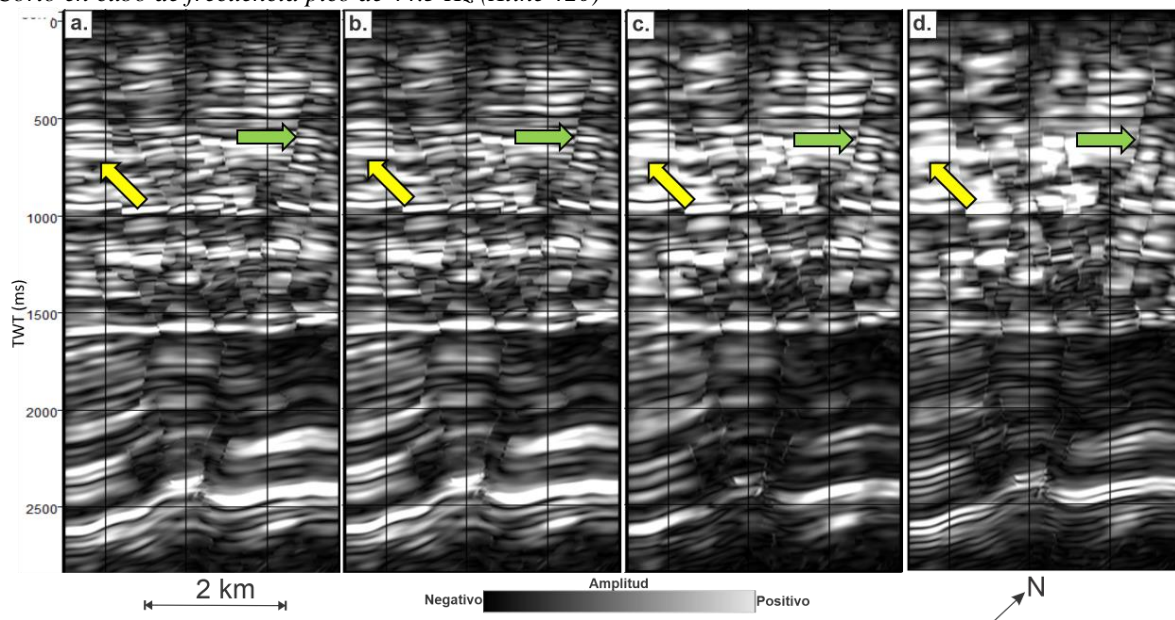
$$STFT(\omega, \tau) = \langle f(t), \phi(t - \tau) e^{-2j\omega\pi t} \rangle = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \bar{\phi}(t - \tau) e^{-2j\omega\pi t} dt \quad (8)$$

Donde la función de ventana  $\phi$  está centrada en el tiempo  $t = \tau$ , con  $\tau$  siendo el parámetro de traducción, y  $\bar{\phi}$  es el conjugado complejo de  $\phi$ . Al implementar este método para la interpretación sísmica se debe establecer la ventana de tiempo en donde se obtengan los mejores resultados en términos de resolución sísmica, para ello se varió la ventana de tiempo de la siguiente forma: 10 ms, 15 ms, 20 y 30 ms (Figura 45). El aumento de la ventana de tiempo presenta cambio notorio en la resolución de la sísmica, donde ciertos reflectores pierden detalle y los lineamientos asociados a fallas pierden definición por lo que al aumentar la ventana de tiempo se pierde resolución en los datos sísmicos. El mejor resultado se observa a partir de una ventana de 15 ms,

ya que mantiene una buena resolución y no pierde definición en las pérdidas de amplitud en los reflectores, esto último crucial para la extracción de atributos geométricos o estructurales, ya que al perder definición de las discontinuidades los atributos sísmicos como la Similitud o Coherencia no logran detectar estos lineamientos, en cambio desarrollan artefactos y distorsiones sobre estos, de forma similar a la respuesta en zonas muy ruidosas.

**Figura 45**

*Variación de la ventana de tiempo para la Descomposición Espectral vía Transformada de Fourier de Tiempo Corto en cubo de frecuencia pico de 44.5 Hz (Xline 420)*



*Nota.* En (a) 10 ms, (b) 15 ms, (c) 20 ms, (d) 30 ms. Las flechas en amarillo indican el cambio de espesor del reflector a medida que se varía el tamaño de la ventana, las flechas en verdes indican el cambio en los rasgos asociados a la discontinuidad señalada, al aumentar la ventana esta se vuelve más corrugada y pierde definición.

Por otro lado, la Transformada Continua de la Ondícula o *Continous Wavelet Transform* (CWT) es el producto entre la transformada de la ondícula  $F_w(\sigma, \tau)$  y la ventana de tiempo escalada y modulada  $\psi(\sigma)$ . Así pues, para una frecuencia determinada existe una ventana de tiempo apropiada (Sinha, 2005). Este método se define como:

$$\hat{f}(\omega, \tau) = \langle F_w(\sigma, \tau), \hat{\psi}(\sigma) \rangle = \frac{1}{C_\psi} \int_{-\infty}^{\infty} F_w(\sigma, \tau) \hat{\psi}(\sigma\omega) e^{-2j\pi\omega\tau} \frac{d\sigma}{\sigma^2} \quad (9)$$

Donde la ventana de tiempo escalada y modulada se define como:

$$\overline{\widehat{\psi}}_{\omega}(\sigma) = \frac{\widehat{\psi}(\sigma\omega)e^{-2j\pi\omega t}}{C_{\psi}\sigma^{\frac{3}{2}}} \quad (10)$$

Siendo  $\overline{\widehat{\psi}}_{\omega}$  la conjugada compleja de  $\widehat{\psi}_{\omega}$

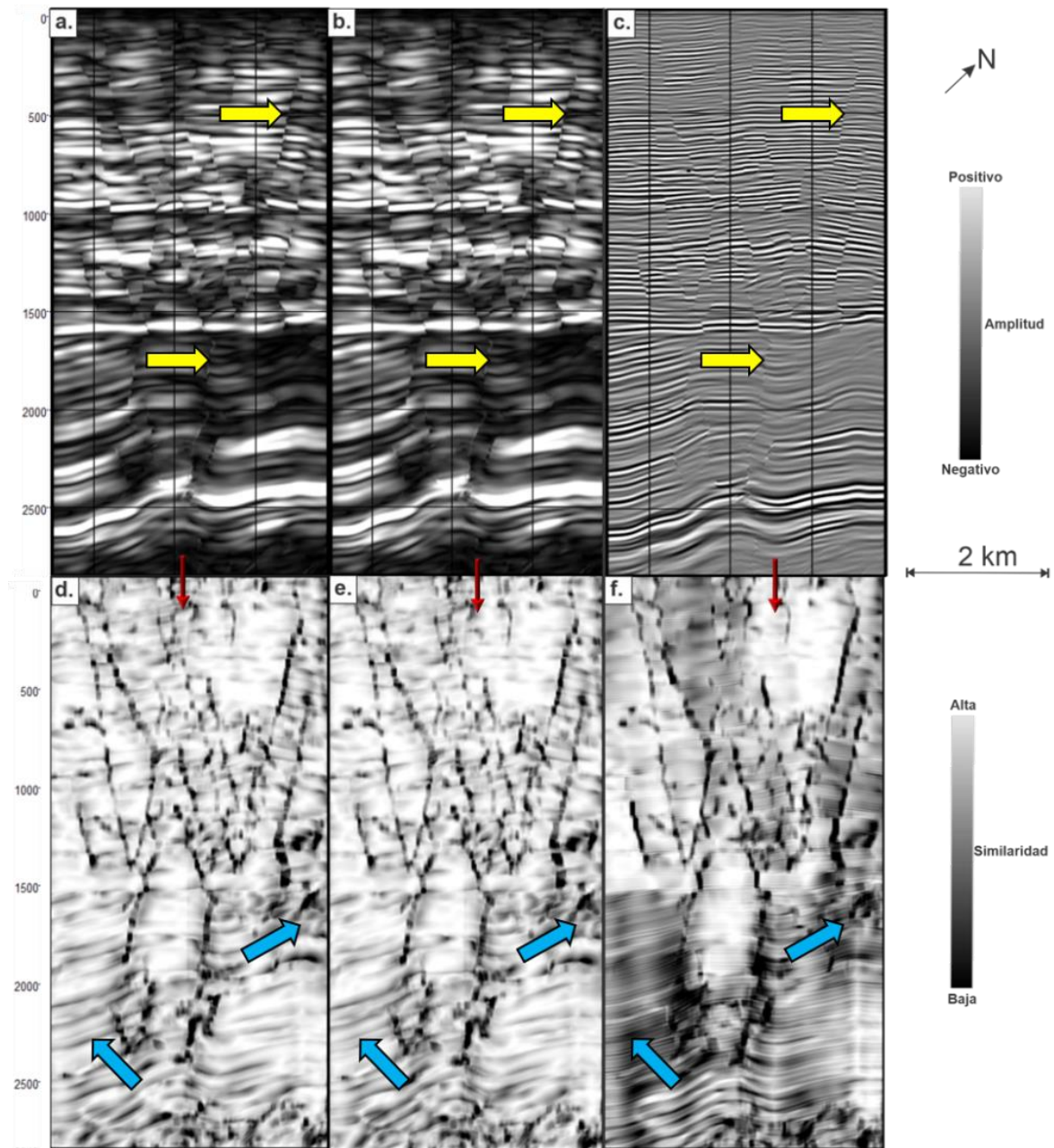
En la Figura 46 se detallan los resultados obtenidos a partir de la Descomposición Espectral vía STFT, CWT y GSD. Se ha extraído de un cubo sísmico de frecuencia pico a los 44.5 Hz, teniendo en cuenta que para la Transformada de Fourier se ha establecido una ventana de análisis en 15 ms y para la CWT y GSD se ha aplicado el método mediante una ondícula tipo *Mexican Hat*.

Con el objetivo de evaluar la atenuación del ruido sísmico en los tres métodos se ha extraído el atributo de Similaridad a cada uno de los resultados, donde se puede observar que el GSD es el método más susceptible al ruido (Figura 46f), mientras que las descomposiciones mediante la CWT y STFT arrojan resultados muy similares en términos de atenuación del ruido aleatorio (Figura 46d y e). Respecto a la preservación de las discontinuidades de amplitud los tres métodos arrojan resultados similares, preservan adecuadamente los lineamientos sin cambiar la continuidad estructural de los mismos.

De los tres métodos en comparación, la Transformada Continua de la ondícula es el método más ventajoso, ya que no se requiere definir una ventana de tiempo adecuada como si se debe realizar para la STFT, lo que ahorraría tiempo, costo computacional y a su vez genera menos artefactos sísmicos que la Descomposición Espectral Generalizada. Cabe destacar que ninguno de estos métodos es "correcto" o "erróneo", ya que como se expuso anteriormente cada uno tiene sus ventajas y desventajas, además que diferentes aplicaciones para la interpretación sísmica requieren distintos métodos de Descomposición Espectral.

**Figura 46**

*Comparación de los tres métodos de Descomposición Espectral (Xline 420)*



*Nota.* En (a) Transformada de Fourier de Tiempo Corto; (b) Transformada Continua de la ondícula; (c) Descomposición Espectral Generalizada. En (d) Similaridad extraída de (a), en (e) extraída de (b) y en (f) extraída de (c). Las marcas azules indican la presencia de ruido y artefactos sísmicos generados por el atributo de Similaridad, las marcas amarillas indican la presencia de discontinuidad de amplitud.

## 6.8 Comparación y selección de atributos para el acondicionamiento sísmico

Basado en los resultados obtenidos a partir de las diferentes clases de filtros o atributos sísmicos expuestos anteriormente, se procede a escoger los más eficientes en términos de atenuación de ruido sísmico, preservación de las discontinuidades de amplitud, mejoramiento de las características asociadas a lineamientos y suavizado de los eventos sísmicos. En primer lugar, el cubo *Steering* (detallado y de fondo) es un atributo sísmico funcional para el cálculo de buzamientos de los reflectores sísmicos y el cual es la base de entrada para extracción de otros filtros sísmicos guiados por el buzamiento como el DSMF y el FEF, el cual no tiene modo de comparación con otros atributos expuestos en esta etapa.

En segundo lugar, el Filtro de Mediana Dirigido por el Buzamiento (Figura 47b), al ser parte de los filtros orientados por la estructura, efectivamente logra disminuir el ruido aleatorio sísmico sin degradar o eliminar la expresión de la falla en los datos, haciendo que los reflectores luzcan mucho más continuos y sus terminaciones o bordes más destacables.

En tercer lugar, el filtro *Edge Preserving Smoother* (figura 47c) logra cumplir con las necesidades respecto a acondicionamiento sísmico óptimo para la identificación de fallas: suaviza los eventos sísmicos, preserva las discontinuidades de amplitud y genera un efecto afilado sobre los mismos mejorando su visualización y facilitando su detección por medio de atributos sísmicos estructurales o geométricos. En comparación con otros filtros presentados en el presente proyecto, ninguno genera el mismo efecto afiliado sobre las discontinuidades, volviendo a este atributo único en su clase.

En cuarto lugar, el Suavizado Estructural o Suavizado Gaussiano con sus tres modos de filtrado, demostró que el filtrado normal o *plain* (Figura 47d) disminuye del ruido sísmico y realza la discontinuidades asociadas a fallas satisfactoriamente, por más de que no filtrara en dirección del

buzamiento de los reflectores; mientras que al aplicar el filtro guiado por el buzamiento (*dip-guided*) y guiado por el buzamiento con bordes mejorados (*dip-guided with edge-enhancement*) los lineamientos perdían definición y no conservaban sus expresiones.

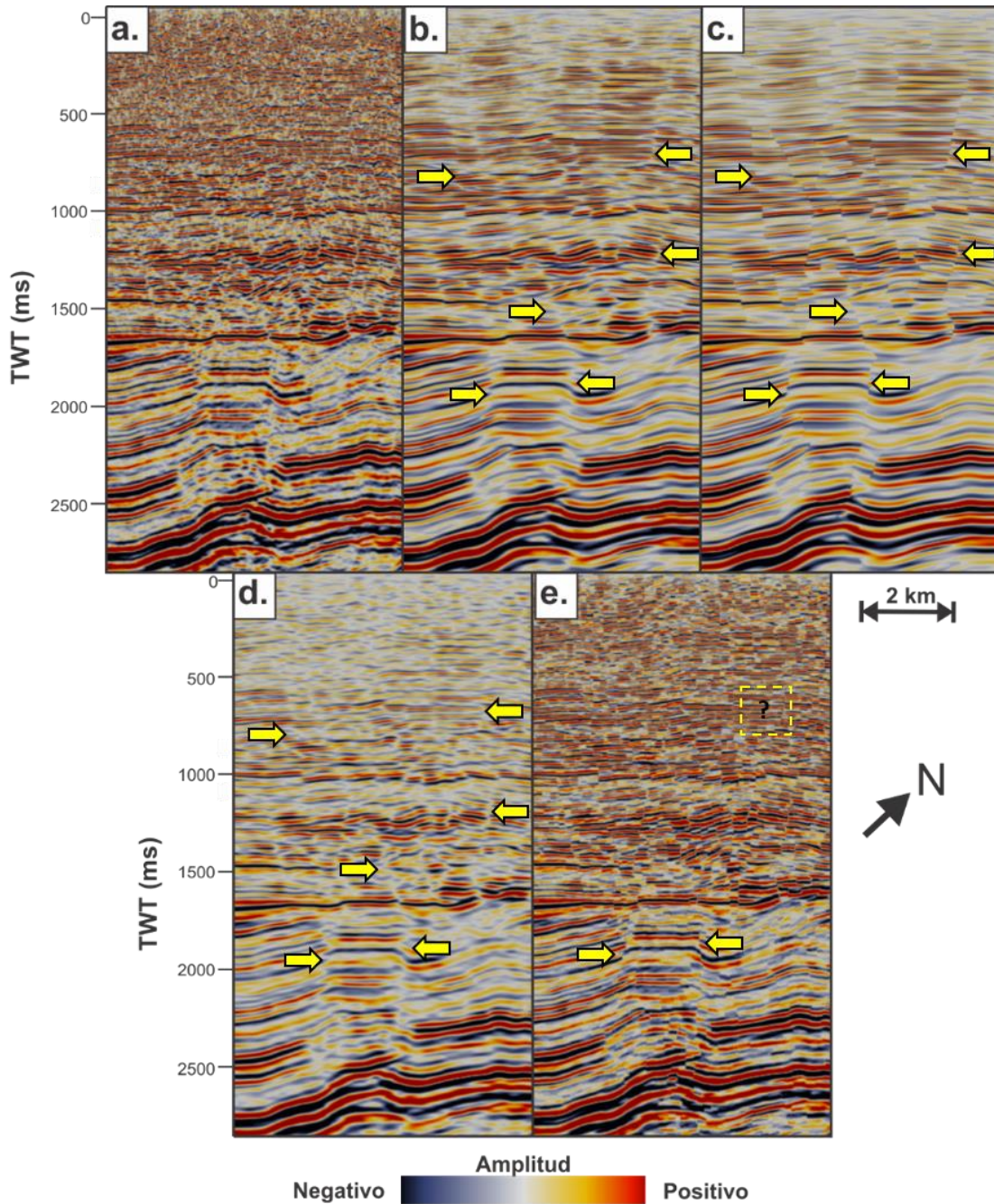
En quinto y último lugar, el Filtro de Mejora de Fallas (Figura 47e) fue un claro ejemplo de alta sensibilidad al ruido sísmico, puesto que delineó discontinuidades de amplitud y cambios tenues en la continuidad de los reflectores que no estaban precisamente relacionados con fallas. El resultado obtenido a partir de este atributo es una sísmica con reflectores más discontinuos y fallados, alejándose de la realidad geológica del subsuelo.

Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionada y con en base en la Figura comparativa 47, el Filtro de Mediana Dirigido por el Buzamiento y el Edge Preserving Smoother, son los atributos sísmicos que mejor atenúan el ruido sísmico, suavizan los reflectores, y mejoran las expresiones de las fallas en los datos sísmicos.

Por otro lado, de acuerdo con Li & Lu (2014) extraer los componentes frecuenciales a diferentes dominios de frecuencias provee una perspectiva más clara de las estructuras geológicas, por ello es necesario evaluar los atributos sísmicos que funcionan como herramienta para la extracción de componentes frecuenciales en datos sísmicos. En primer lugar, se aplica el Ecuadorador Grafico que toma como base un filtro de paso alta, limitando el espectro de amplitudes a un determinado rango de frecuencias. Como resultado de la aplicación de este atributo, al limitar el espectro de amplitudes a bajas frecuencia ocurre la atenuación de las amplitudes después de los 1500 ms y en caso contrario, al limitar el espectro a altas frecuencias los resultados no son muy alentadores, ya que no se atenúa en gran medida el ruido aleatorio de la zona de interés 1 y tampoco mejora los rasgos de las discontinuidades de amplitud (Figura 48b).

**Figura 47**

*Comparación de atributos matemáticos para el acondicionamiento de datos sísmicos (Xline 420)*

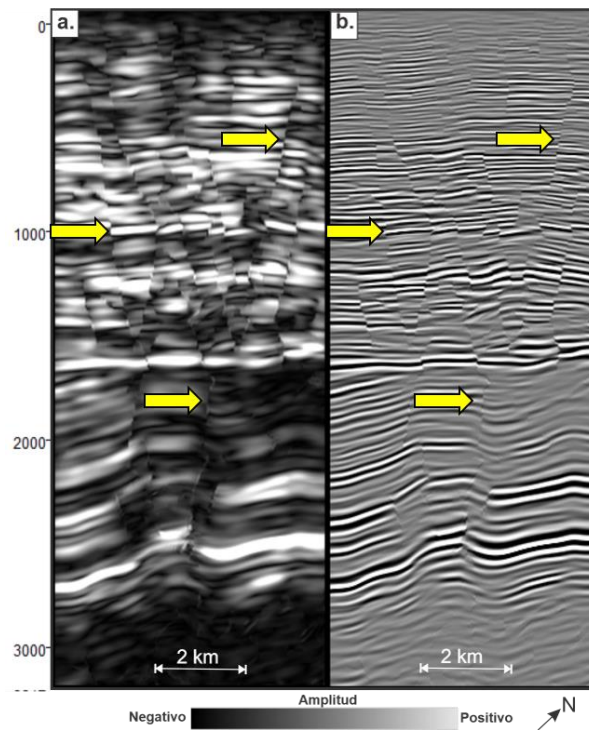


*Nota.* En a) Sísmica original, b) Filtro de Mediana Dirigido por el Buzamiento (DSMF), c) *Edge Preserving Smoother* (EPS), d) Suavizado Estructural y e) Filtro de Mejora de Fallas (FEF). Observar que los filtros que logran resaltar de mejor forma los lineamientos asociados a fallas son el DSMF y el EPS.

En segundo lugar, la Descomposición espectral mediante la Transformada Continua de la Ondícula es el método más eficiente entre la Transformada de Fourier de Tiempo Corto y la Descomposición Espectral Generalizada, ya que la CWT no requiere una ventana de tiempo predefinida por el intérprete, ahorrando costos computacionales, y por ende la resolución sísmica no se ve afectada. Basado en lo anterior, entre el Ecuilizador Grafico y la Descomposición Espectral se obtienen mejores resultados a partir de este último, ya que al seleccionar determinados picos de frecuencia se logra discriminar mayor cantidad de ruido aleatorio, mejorar las expresiones de los lineamientos y su vez la resolución sísmica no se ve afectada puesto a que no es necesario variar la ventana de análisis, ni se atenúan eventos sísmicos como si se observa con el Ecuilizador Grafico (Figura 48).

**Figura 48**

*Comparación entre la descomposición espectral vía CWT y el Ecuilizador Grafico (Xline 420)*



*Nota.* Nótese como por medio de la descomposición espectral se mejora la perspectiva de las discontinuidades de amplitud o lineamientos.

## **7. Análisis y selección de los atributos geométricos y/o estructurales para la identificación de discontinuidades de amplitud**

La interpretación de fallas geológicas en volúmenes o datos sísmicos 3D puede ser una tarea tediosa que requiere importantes cantidades de tiempo. Al mejorar la perspectiva de estos lineamientos o discontinuidades de amplitud mediante atributos sísmicos facilita esta tarea al intérprete, ahorrando tiempo y logrando tener un detalle más claro de las fallas geológicas en el subsuelo. Los atributos sísmicos geométricos, estructurales o de detección de bordes, aceleran en gran medida del proceso de interpretación de fallas geológicas, además que proporcionan una medida cuantitativa de cuán significativa es una discontinuidad dada en relación con otras (Chopra *et al.*, 2014).

La detección de lineamientos o discontinuidades de amplitud se ha llevado a cabo a partir del uso de diferentes atributos sísmicos como la Similaridad, Varianza, Semblanza o incluso el Caos (Aqwari & Boe, 2011). En los últimos años se han presentado nuevos atributos que tienen un fin similar a los nombrados anteriormente, tales como el Filtro Sobel, *Dip Illumination* y el *Faultlikelihood* (Aqwari & Boe, 2011; Aqwari *et al.*, 2012; Hale, 2013).

A continuación, se extraen estos atributos mencionados a partir de los diferentes volúmenes sísmicos filtrados y de frecuencia pico evidenciados en la figura 50. Una vez son extraídos, se combinan vía sumatoria aquellos que provienen del mismo atributo sísmico. De lo anterior se entrará en detalle en la sección 8.3.10. Los atributos expuestos en seguida son clasificados como atributos geométricos en el marco de Turner (1999), Tiempo Post-Apilados en Brown (1996), Correlación-Covarianza y Horizonte en Barnes (2001) y en la nueva clasificación de Barnes (2016) como atributos estructurales dentro del grupo de atributos geológicos.

## 7.1 Similaridad

Tingdahl (2003) define el atributo de Similaridad como aquel que cuantifica que tan similares son dos segmentos de traza sísmica  $U(X, Y, t)$ , donde la similaridad ( $S$ ) entre estas dos trazas ( $X_a, Y_a$ ) y ( $X_b, Y_b$ ) centradas en un tiempo  $t$  está dada mediante:

$$S = 1 - \frac{|a - b|}{|a| + |b|} \quad (11)$$

Teniendo en cuenta que:

$$a = \begin{bmatrix} U(X_a, Y_a, t + t_1) \\ U(X_a, Y_a, t + t_1 + dt) \\ \dots \\ U(X_a, Y_a, t + t_2 - dt) \\ U(X_a, Y_a, t + t_2) \end{bmatrix}, \quad b = \begin{bmatrix} U(X_b, Y_b, t + t_1) \\ U(X_b, Y_b, t + t_1 + dt) \\ \dots \\ U(X_b, Y_b, t + t_2 - dt) \\ U(X_b, Y_b, t + t_2) \end{bmatrix} \quad (12)$$

Donde  $dt$  es el intervalo de muestreo,  $t_1$  es el tiempo de inicio relativo de la ventana de comparación,  $t_2$  es el tiempo de fin relativo de la ventana de comparación y  $U$  es el valor de la amplitud en el volumen sísmico. La Similaridad esta medida de 0 a 1, donde los valores cercanos a cero deben interpretarse como similitudes bajas y los valores cercanos a uno sugieren segmentos de traza casi idénticos (Tingdahl, 2003). Este atributo es sensible a las diferencias de amplitud y a los cambios de fase, haciendo que sea de gran utilidad cuando las formas de las ondas son producto de desplazamientos causados por saltos de falla (Jaglan et al., 2015).

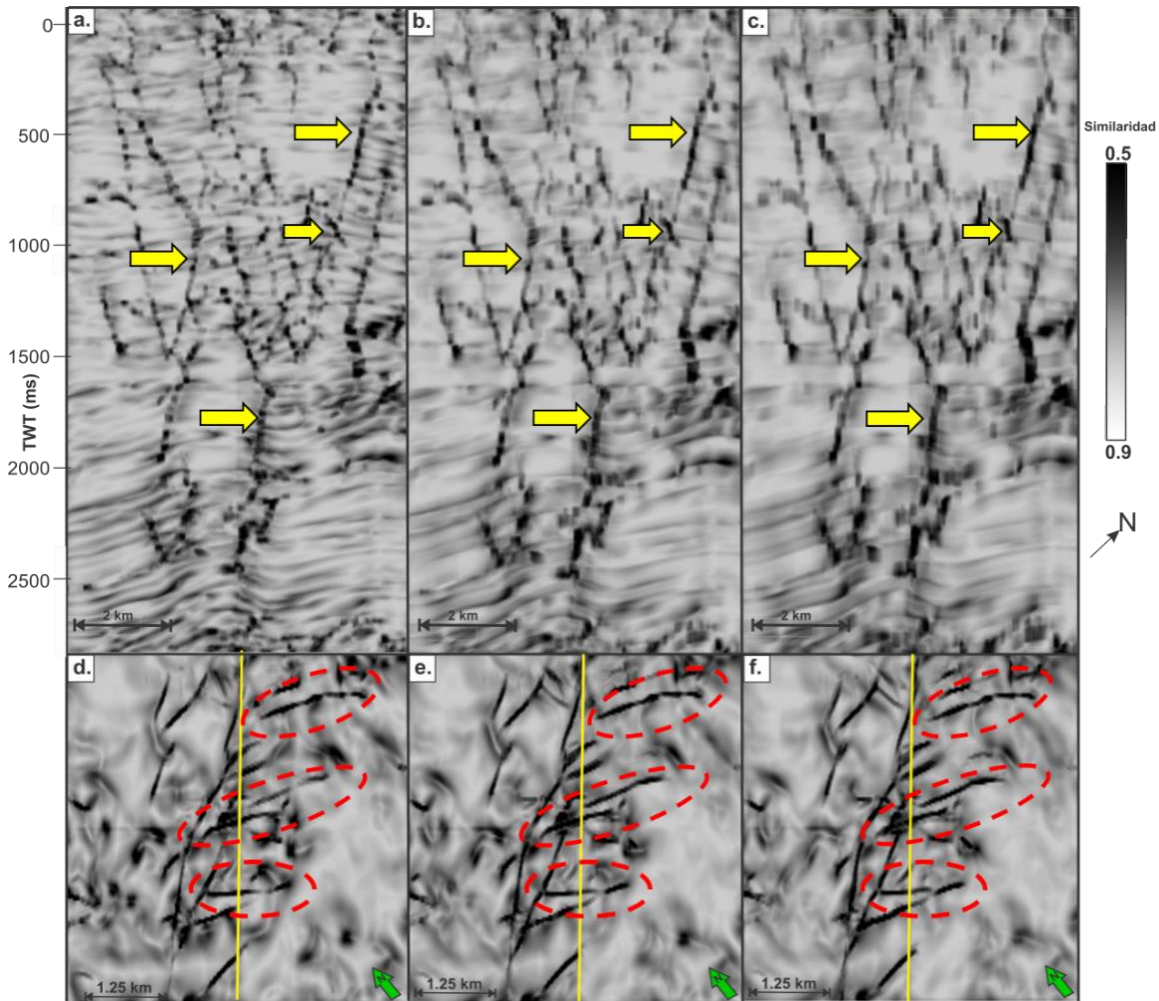
En este proyecto se empleó la Similaridad basada en el algoritmo del *Steering Cube*, este tipo de Similaridad es denominada por Tingdahl (2003) como *Dip-Steered Similarity* y es expresada de forma semejante a la fórmula 13:

$$S_{dip} = 1 - \frac{|a_{dip} - b_{dip}|}{|a_{dip}| + |b_{dip}|} \quad (13)$$

Reemplazando de  $a_{dip}$  y  $b_{dip}$  el tiempo  $t$  a los tiempos  $t_a$  y  $t_b$  respectivamente, los cuales se definen como los tiempos que van desde la posición  $(x, y, t)$  a las trazas en  $(X_a, Y_a)$  y  $(X_b, Y_b)$ .

**Figura 49**

*Similaridad calculada en Xline 420 y en la sección de tiempo 1440*



*Nota.* Similaridad extraída a partir diferentes ventanas de tiempo: (a) y (d) 10 ms; (b) y (e) 20 ms (c) y (f) 30 ms. Observar que los lineamientos se resaltan mejor en la ventana 20 ms.

Para el presente trabajo, la Similaridad fue calculada para cada uno de los volúmenes de frecuencia pico obtenidos en la fase de acondicionamiento y posteriormente estos fueron sumados para obtener un volumen final como se ilustra en la Figura 49. Para efectos comparativos se

emplearon tres ventanas de tiempo: una ventana corta de 10 ms, una media de 20 ms y una larga de 30 ms. Además, se utilizó una configuración de trazas tipo matriz (Figura 9).

Los rasgos de coloración negra en la Figura 49 hacen referencia a valores bajos de la similitud, es decir, donde más se presentan cambios significativos en las formas de las ondas y en las amplitudes, por lo tanto, corresponderían a lineamientos, zonas ruidosas o cambios bruscos en el buzamiento de los reflectores; a diferencia de los valores altos de Similaridad representados en colores blancos, que serían cambios insignificantes en la forma de las ondas. En las Figuras 49b y 49e, se evidencia que el mejor comportamiento de la Similaridad fue el obtenido con la ventana de tiempo de longitud media de 20 ms, ya que con la ventana corta de 10 ms existe menor grado de continuidad lateral y vertical de los lineamientos a su vez que resaltan en gran medida los reflectores sísmicos. Caso contrario con la ventana larga de 30 ms donde ocurre una distorsión vertical de los diferentes rasgos sísmicos evidenciados con el atributo.

## 7.2 Semblanza

Marfurt *et al.* (1998) desarrolló la Semblanza basada en un algoritmo de Coherencia y su funcionamiento radica en medir cambios laterales en la amplitud sísmica incorporando más trazas para reducir la sensibilidad al ruido presente en los datos sísmicos. Este algoritmo es aplicado a los buzamientos para determinar cuál alinea mejor los eventos a lo largo de un reflector localmente plano.

Considerando una ventana de análisis rectangular que contiene  $J$  trazas centradas alrededor del punto de análisis. La Semblanza  $\sigma(\tau, p, q)$  se define para un evento plano local en el tiempo  $\tau$ , donde  $p$  y  $q$  son los buzamientos aparentes en las direcciones  $x$  e  $y$  se expresa como:

$$\sigma(\tau, p, q) = \frac{[\sum_{j=1}^J u(\tau - px_j - qy_j, x_j, y_j)]^2 + [\sum_{j=1}^J u^H(\tau - px_j - qy_j, x_j, y_j)]^2}{J \sum_{j=1}^J \{ [u(\tau - px_j - qy_j, x_j, y_j)]^2 + [u^H(\tau - px_j - qy_j, x_j, y_j)]^2 \}} \quad (14)$$

Donde el superíndice  $H$  se refiere a la transformada de Hilbert de la traza sísmica real  $u$ . La Semblanza es una medida de cuán similar es una traza particular a un grupo de trazas dentro de una ventana de correlación definida por el intérprete, a diferencia de la Similaridad, la Semblanza utiliza todos los puntos dentro de la ventana mientras que la Similaridad compara pares en posiciones determinadas (dGB Earth Sciences, 2016).

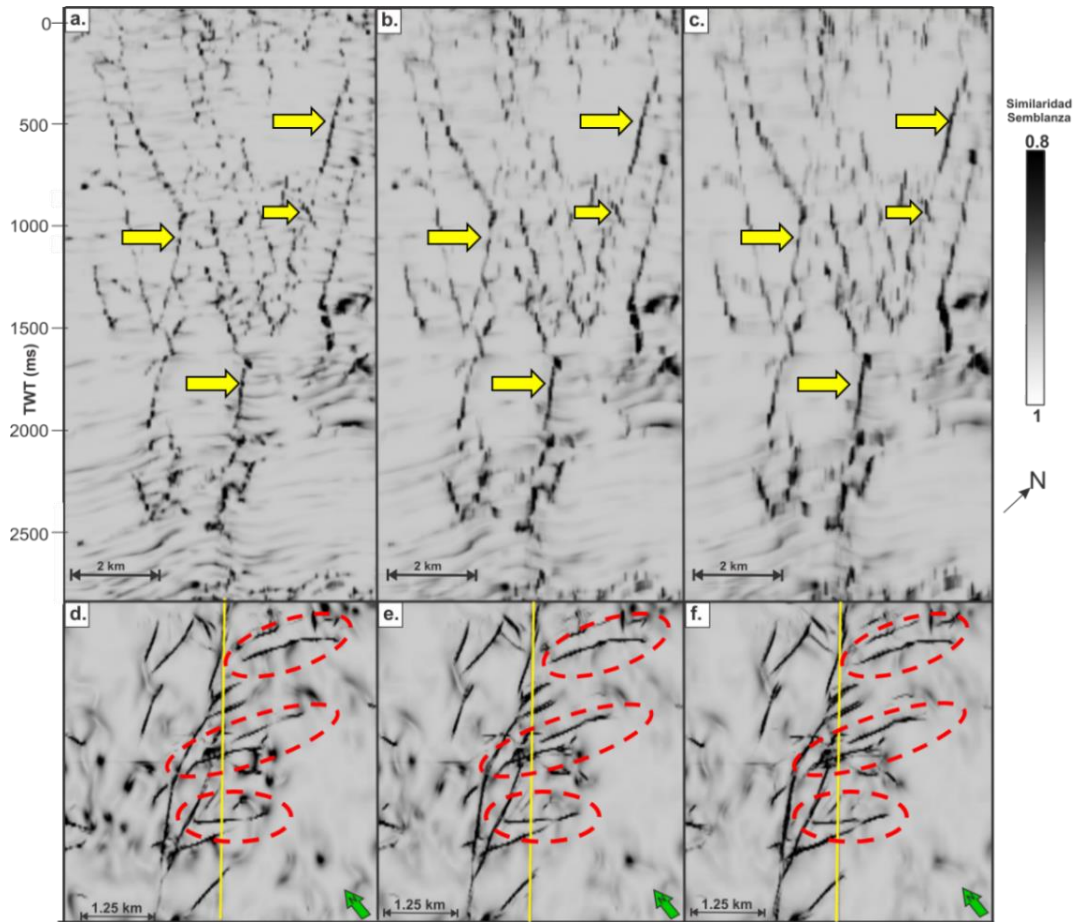
Al igual que todos los atributos de esta sección, la Semblanza fue calculada para cada uno de los volúmenes de frecuencia pico obtenidos en la fase de acondicionamiento y posteriormente estos fueron sumados para obtener un volumen final como los mostrados en la Figura 50. Para efectos comparativos se tuvieron en cuenta las mismas ventanas de tiempo utilizadas con la Similaridad: una ventana corta de 10 ms, una intermedia de 20 ms y una larga de 30 ms; adicionalmente se utilizó una configuración de las trazas de tipo combinado o en todas las direcciones (Figura 9).

Los rasgos evidenciados en colores oscuros hacen referencia a bajos valores de semblanza, es decir, poca similitud entre las trazas, lo cual está relacionado a cambios significativos en las formas de las ondas y en las amplitudes; en contraste los altos valores de Semblanza son representadas en colores blancos los cuales son cambios insignificantes en la forma de las ondas o en la continuidad de los eventos sísmicos. En las figuras 50b y 50e, se evidencia que el mejor comportamiento de la Semblanza es obtenido a partir de una ventana de longitud 20 ms, debido a la buena definición de los lineamientos y la continuidad estructural de los mismos, ya que en la ventana más amplia de 30 ms se distorsionan la imagen y crea un efecto de dilatación en el eje Z. Por otro lado, al emplear

una ventana de 10 ms los lineamientos tienden a mostrarse muy discontinuos estructuralmente y su vez realza en gran medida los cambios de buzamiento en los reflectores de la zona de interés 2.

**Figura 50**

*Semblanza calculada en Xline 420 y sección de tiempo 1440*



*Nota.* Semblanza calculada a partir de diferentes ventanas de tiempo: (a) y (d) 10 ms; (b) y (e) 20 ms; (c) y (f) 30 ms. Obsérvese la mejor definición de los lineamientos al emplear una ventana 20 ms.

### 7.3 Contraste de Amplitud – Filtro Sobel

El filtro Sobel ha tenido un amplio uso en diferentes aplicaciones, tales como: fotografía, datos médicos, datos astronómicos y datos sísmicos (Aqwari & Boe, 2011). El Filtro Sobel fue inicialmente propuesto por Luo et al., (1996) basado en el algoritmo de la Similaridad. Su

aplicación en la interpretación sísmica inició como detector de límites de domos salinos en datos sísmicos (Zhou Jing et al., 2007).

Aqwari & Boe (2011) proponen un novedoso filtro Sobel que no solo se emplea como filtro 3D con diferentes tamaños de operador, sino que a su vez implementan algoritmos de guía de inmersión, ponderación, suavizado vertical y normalización de valores. El cálculo de este atributo se desarrolla de la siguiente forma, primero se calcula el gradiente Sobel donde se tienen tres matrices o kernels de 3x3x3 en las tres direcciones del volumen sísmico (inline, crossline y vertical) para calcular las derivadas parciales en cada dirección ortogonal (Al-Dossary & Al-Garni, 2013), los tres kernels ortogonales pueden ser definidos como el tensor producto del gradiente ( $h'(x) = [-1 \ 0 \ 1]$ ) y suavizado ( $h = [1 \ 2 \ 1]$ ):

$$h_x(x, y, z) = h'(x) * h(y) * h(z) \quad (15)$$

$$h_y(x, y, z) = h(x) * h'(y) * h(z) \quad (16)$$

$$h_z(x, y, z) = h(x) * h(y) * h'(z) \quad (17)$$

Mediante los siguientes kernels de convolución se crean volúmenes sísmicos:

$$DV_x = h_x * DV \quad (18)$$

$$DV_y = h_y * DV \quad (19)$$

$$DV_z = h_z * DV \quad (20)$$

Donde \* denota una operación de convolución. Estos tres volúmenes son combinados y los valores de amplitud del volumen resultante en cualquier ubicación se define mediante:

$$G(i, j, k) = \sqrt{(DV_x[i, j, k])^2 + (DV_y[i, j, k])^2 + (DV_z[i, j, k])^2} \quad (21)$$

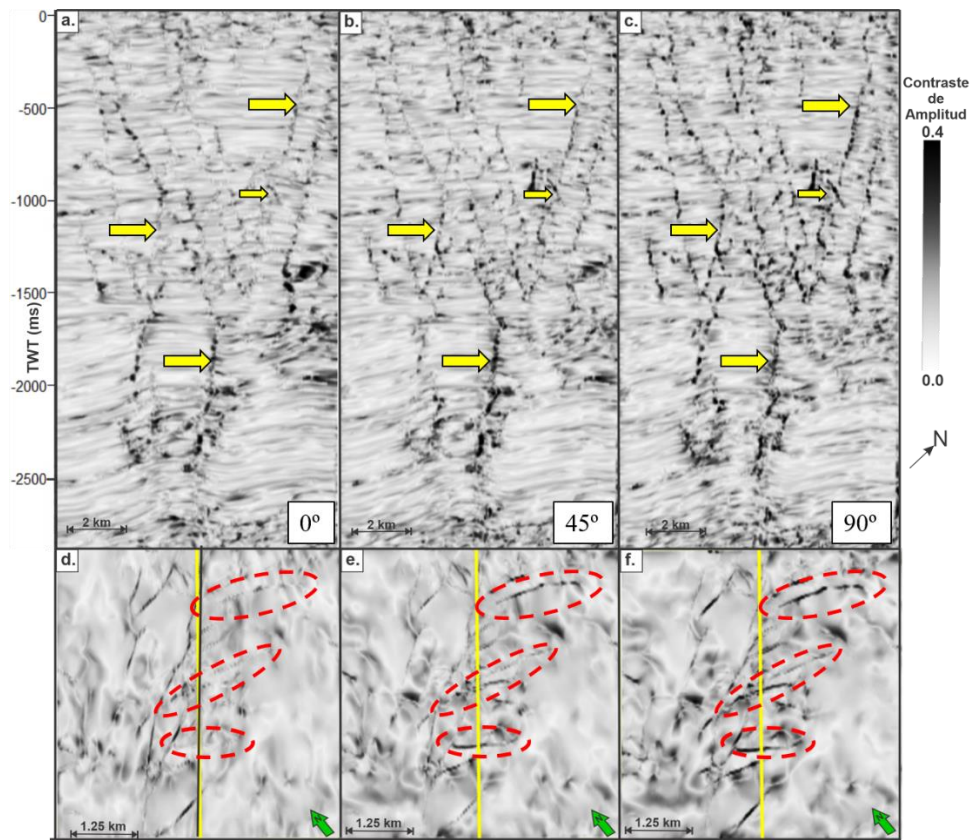
El filtro Sobel es también conocido como *Amplitude Contrast* o Contraste de Amplitud en la plataforma de interpretación de Petrel v.2019. Para el cálculo de este atributo se usó como volumen de entrada cada uno de los volúmenes de frecuencia pico y como paso siguiente a la extracción del atributo en cada uno de estos volúmenes son combinados vía sumatoria, el resultado se muestra en la Figura 51.

Para la extracción de este atributo se calcularon los gradientes de amplitud respetando los buzamientos de los reflectores, se filtró verticalmente para mejorar la continuidad con un tamaño de filtro de 6 muestras. De esta forma, se presentan distintos resultados a partir de diferentes direcciones de *Steering* 0°, 45° y 90° medidos desde la dirección *Xline*. Como se evidencia en la Figura 51 este atributo detecta de forma adecuada los lineamientos o fallas demarcados en color negro asociado a los mayores valores de contraste de amplitud (0.4), mientras que los reflectores continuos y de baja presencia de ruido se asocian con colores más claros y con menor contraste de amplitud (0.0).

El mejor comportamiento del atributo se obtiene al realizar el cálculo perpendicular a la dirección crossline, es decir 90° o 125° Azimut respecto al norte geográfico, donde se detalla un marcado realce de las discontinuidades y se mejora en gran medida la continuidad estructural de estos lineamientos, como se puede observar en la sección de tiempo a 1440 ms en la Figura 51f. Como resultado de este se evidencia un leve realce en los reflectores de la sísmica exponiendo coloraciones grises que no estarían asociadas con fallas geológicas del subsuelo. Otros resultados de la extracción de este atributo con valores de *Steering* de 0° y 45° no logran realzar de forma eficiente discontinuidades de amplitud, por lo que se pierde definición de estos tanto en sección vertical como en sección de tiempo y a su vez se iluminan otros rasgos posiblemente asociados a ruido sísmico aleatorio (Figura 51a).

**Figura 51**

*Filtro Sobel calculado a partir en diferentes direcciones de buzamiento en el Xline 420*



*Nota.* Nótese el cambio en el realce de las discontinuidades (c) y la mejora de la continuidad y definición de estos (f) calculando a partir de diferentes direcciones de Steering.

### 7.4 Varianza

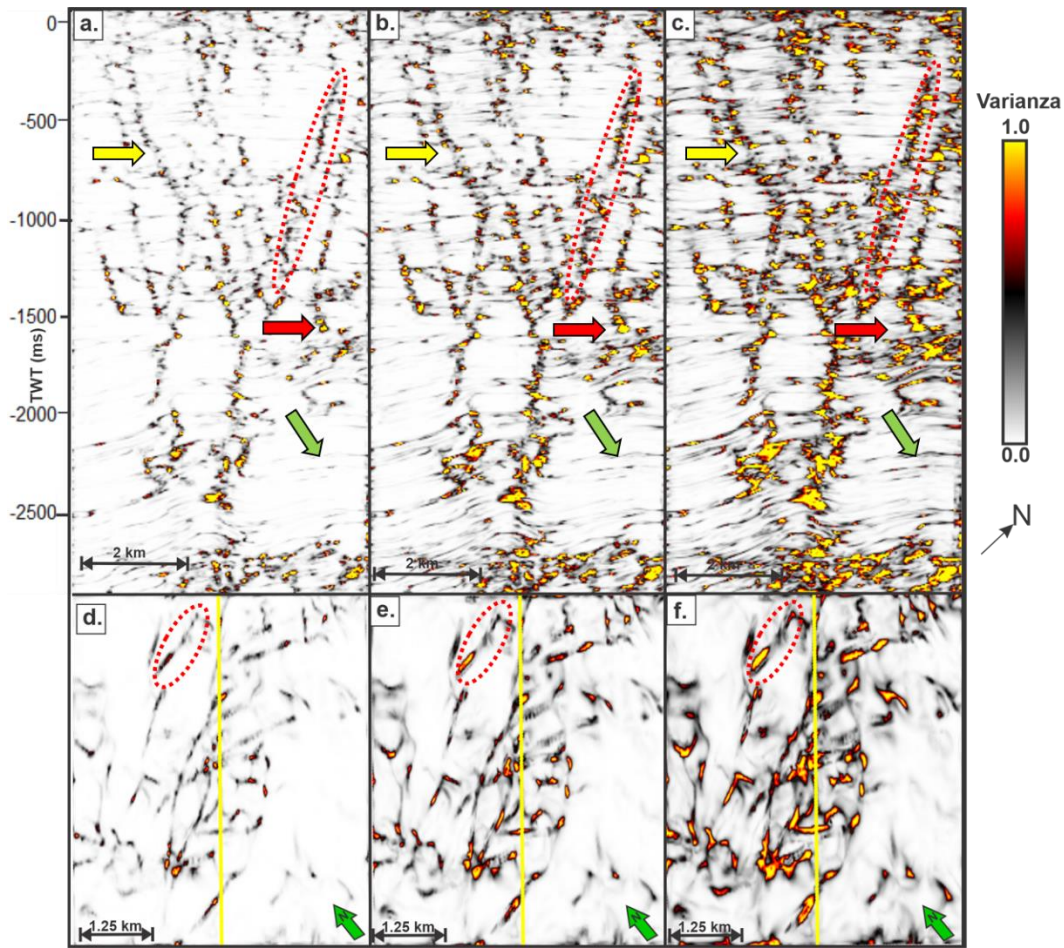
El atributo de Varianza fue patentado y diseñado por Van Bemmél & Pepper (2000) con el objetivo de analizar la pluralidad de amplitud de las trazas sísmicas. El atributo resalta o aísla las discontinuidades de amplitud en datos sísmicos gracias al cálculo de la varianza estadística de la población normalizada con un suavizado vertical opcional (Schlumberger, 2007). En otras palabras, la Varianza mide las diferencias de amplitud a partir de un valor medio calculado en función de la ventana horizontal definida por el intérprete. El algoritmo de la Varianza ( $\sigma_i$ ) es definido como:

$$\sigma_t = \sqrt{\frac{\sum_{j=t-\frac{L}{2}}^{j=t+\frac{L}{2}} w_{j-t} \sum_{i=1}^l (x_{ij} - \bar{x}_j)^2}{\sum_{j=t-\frac{L}{2}}^{j=t+\frac{L}{2}} w_{j-t} \sum_{i=1}^l (x_{ij})^2}} \quad (22)$$

Donde  $X_{ij}$  es el valor de la muestra en la posición horizontal  $i$ , y en la posición vertical o tiempo  $j$ ,  $w_{j-t}$  es el valor del suavizado vertical,  $L$  el largo de la ventana horizontal definida por el intérprete y  $l$  número de trazas en esa ventana. Para el presente proyecto se estableció en 6 muestras el suavizado vertical, ya que gran parte del ruido sísmico ha sido atenuado en la fase de acondicionamiento. para evaluar la respuesta del atributo se varió la ventana horizontal de la siguiente manera: 3x3, 5x5 y 7x7 trazas como se evidencia en la Figura 52. Las discontinuidades de amplitud dan como respuesta alto valores de Varianza (anaranjados y negros) debido a los cambios bruscos de las amplitudes lateramente, mientras que las estructuras continuas se asocian a coloraciones claras y blancas. Para este caso, en las diferentes ventanas de análisis los lineamientos se caracterizan por la ausencia de buena continuidad lateral y vertical (Figura 52) al igual que gran parte de los reflectores en las zonas de interés 1 y 2 han sido iluminados. A medida que se aumenta la ventana de análisis aumenta a su vez el grosor de estos lineamientos, deformándose y perdiendo definición de la geometría de estos (Figura 52 c y f), al igual que se realzan aún más los reflectores por más de que el cálculo se ha hecho respetando la inmersión de estos. Por último, ha aumentado la sensibilidad al ruido sísmico, por más de que parte de este ha sido atenuado. En resumen, la mejor ventana de análisis para este caso es una ventana corta de 3x3 trazas con filtrado vertical de 6 muestras, evitando así la perdida de claridad en las discontinuidades de amplitud y el aumento de la sensibilidad al ruido dando como resultado el desarrollo artefactos sísmicos.

**Figura 52**

*Atributo de Varianza extraído en diferentes ventanas horizontales en el Xline 420*



*Nota.* Varianza extraída a partir de (a) y (d) ventana lateral de 3x3 trazas; (b) y (e) 5x5; (c) y (f) 7x7. Nótese el realce de los lineamientos (amarillo) en los tres casos, pero debido al del aumento de la ventana de análisis se produce un aumento del grosor de los lineamientos(rojo), realce de los reflectores (verde) y aumento de la sensibilidad al ruido (rojo).

### 7.5 Magnitud del Gradiente

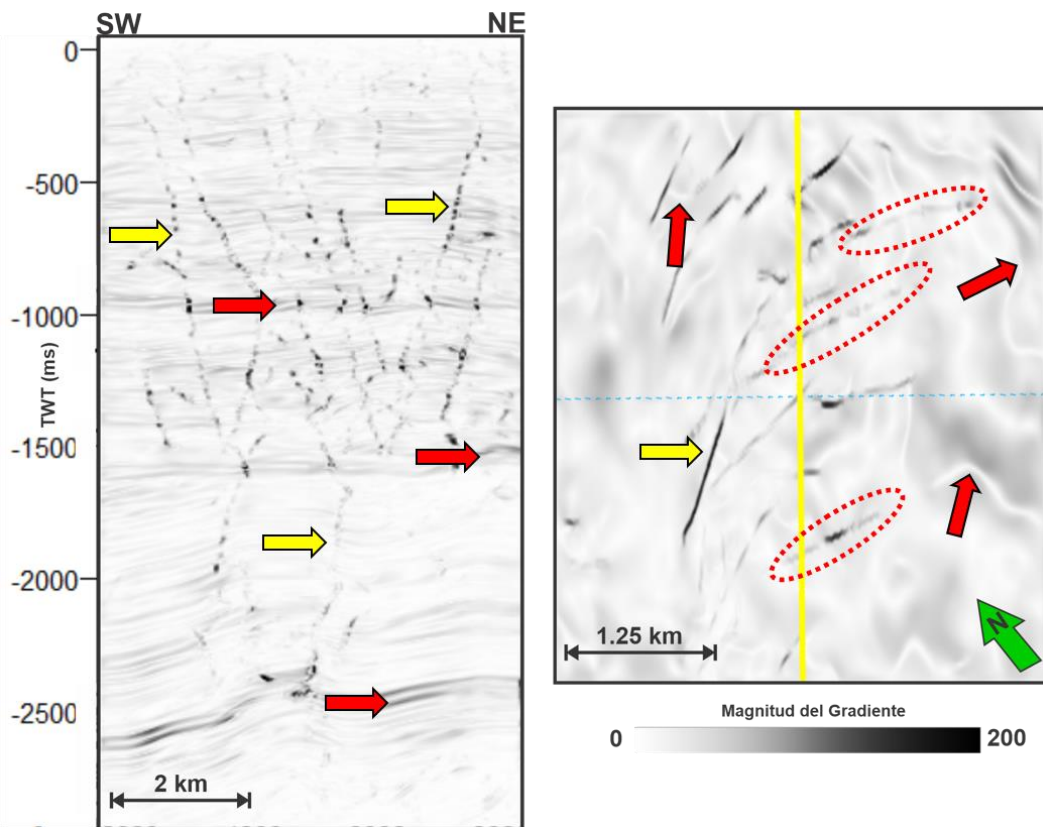
La magnitud del Gradiente es un atributo sísmico estructural útil para el delineamiento de fallas geológicas, así como lo es la Varianza. (Schlumberger, 2007). Su algoritmo se basa en el cálculo del gradiente en la dirección vertical, *inline* y *crossline*. Matemáticamente es la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de estas derivadas o gradientes:

$$G = \sqrt{f'(x)^2 + f'(y)^2 + f'(z)^2} \tag{23}$$

Este atributo es muy sensible a los cambios de amplitud, por lo que se puede utilizar para discriminar regiones con señales débiles coherentes de aquellas con reflectividades e intensidades significativas (Schlumberger 2007). La Magnitud del Gradiente no presenta parámetros, ni ventanas a definir por el usuario, lo que limita en gran manera los resultados que se pueden obtener a partir de este atributo.

**Figura 53**

*Magnitud del Gradiente en el Xline 420 y 1440 ms*



*Nota.* Nótese el pobre realce de los lineamientos (flechas amarillas) y el marcado realce de reflectores y otros artefactos producto de la extracción del atributo (rojo), posiblemente a que el caculo de este no se desarrolla respetando la inmersión de los reflectores.

La extracción de la Magnitud del Gradiente es un claro ejemplo del por qué los atributos enfocados en el realce de lineamientos deben ser calculados respetado el buzamiento de los reflectores. Diferentes artefactos son demarcados con flechas rojas en la Figura 53, los cuales son

principalmente curvas blancuzcas vistas en la sección de tiempo y reflectores iluminados en sección vertical. Las discontinuidades de amplitud se asocian a altos valores de magnitud identificados con coloraciones oscuras, las cuales son pobremente detalladas ya que su continuidad no es la más favorable tanto en sección vertical (Figura 53a) como en sección de tiempo (Figura 53b), siendo contraproducente para una futura extracción automática de los planos de falla y para aplicar algoritmos de esqueletización de fallas como el Ant-Tracking.

### 7.6 Iluminación de Buzamiento – *Dip Illumination*

Los clásicos atributos de Dip y Azimuth basados en el análisis de trazas complejas, en el escaneo del reflector planar más coherente o en la correlación cruzada a partir del *Gradient Structure Tensor* (GST) son muy útiles para la detección de reflectores sísmicos, pero no tanto para la detección de discontinuidades de amplitud asociadas a fallas geológicas. (Chopra & Marfurt, 2007). En su trabajo Luo *et al.*, (1996) establece que el cálculo de los buzamientos aparentes logra realzar en mejor medida los rasgos asociados a fallas en comparación con los algoritmos de buzamiento real.

Aqwari *et al.*, (2012) propone un novedoso atributo estructural donde se evidencia el efecto de “silenciamiento” direccional en los datos sísmicos, el cual se basa en el método propuesto por Chopra & Marfurt (2007) para el cálculo del buzamiento (Ec. 24). El atributo de Iluminación de Buzamiento es un atributo de cálculo del buzamiento aparente, donde calcula una estimación de inmersión utilizando una ventana o vecindad de trazas de 5x5 y se amplía con un componente direccional de Euler para atenuar el ruido sísmico incrustado en la respuesta sísmica (Aqwari *et al.*, 2012). Este atributo consiste en calcular la magnitud del buzamiento de la siguiente forma:

$$P_{\varphi} = \text{Inline} * \sin(\varphi) + \text{Crossline} * \cos(\varphi) \quad (24)$$

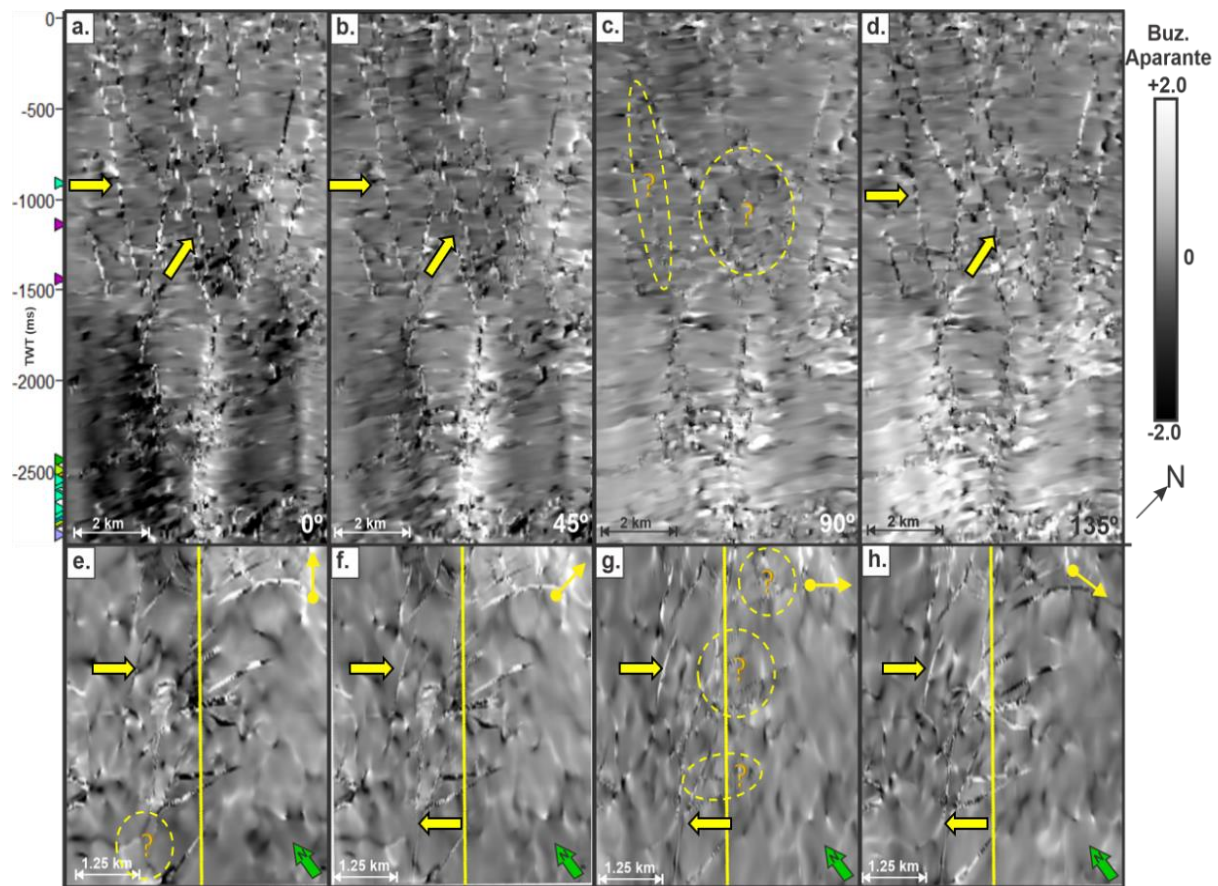
Donde  $\varphi$  es el ángulo medido en sentido de las manecillas del reloj iniciando desde el norte geográfico. El atributo Iluminación del Buzamiento ha sido extraído de cada volumen sísmico de frecuencia pico y luego han sido combinados vía sumatoria tal y como se ha mencionado en repetidas ocasiones, el resultado se presenta en la Figura 54 a partir de la sección vertical XI 420 y de la sección en tiempo a los 1440 ms, donde se ha variado la dirección de iluminación de la siguiente forma:  $0^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $90^\circ$  y  $125^\circ$ .

A partir de la Iluminación de Buzamiento se realiza de manera adecuada las discontinuidades de amplitud, aunque como se puede apreciar en la figura 54e, c y g, los resultados están relacionados con la dirección de iluminación elegida por el intérprete, puesto que para una dirección de  $90^\circ$  y  $0^\circ$  (Figura 54 c, e y g) se ocultan parte de fallas que si se logran observar en otras direcciones tales como  $45^\circ$  y  $125^\circ$  (Figura 54d y h). Además, para la dirección de iluminación preferencial de  $0^\circ$  se pierde parte de la nitidez de los lineamientos fácilmente detectables con una dirección de  $45^\circ$ . Por ende, los cambios en la dirección de iluminación pueden dar como resultado la mejora de ciertas características mientras se suprimen otras. Los lineamientos más detallados se logran observar a partir de la dirección de iluminación perpendicular a la tendencia general de las fallas o 125 grados al norte geográfico.

Por último, el filtrado direccional del atributo Iluminación del Buzamiento denota una clara ventaja sobre otros atributos para la detección de lineamientos en el subsuelo al dar la posibilidad de escoger una dirección preferencial de iluminación de los buzamientos, lo cual es favorable para el realce de distintos trenes de fallas.

**Figura 54**

Illuminación de Buzamiento (Xline 420) a partir de distintas direcciones de iluminación



*Nota.* Iluminación de Buzamiento extraído en las siguientes direcciones: (a) y (e) 0°, (b) y (f) 45°, (c) y (g) 90°, (d) y (h) 135°. Nótese la efectiva respuesta del atributo en dirección de iluminación perpendicular a las fallas del subsuelo (d) y (h), es decir 135°. Las fechas amarillas indican la presencia de lineamientos. Las direcciones de iluminación de 0° y 90° ocultan parte de los lineamientos tanto en sección vertical como horizontal (marcas punteadas).

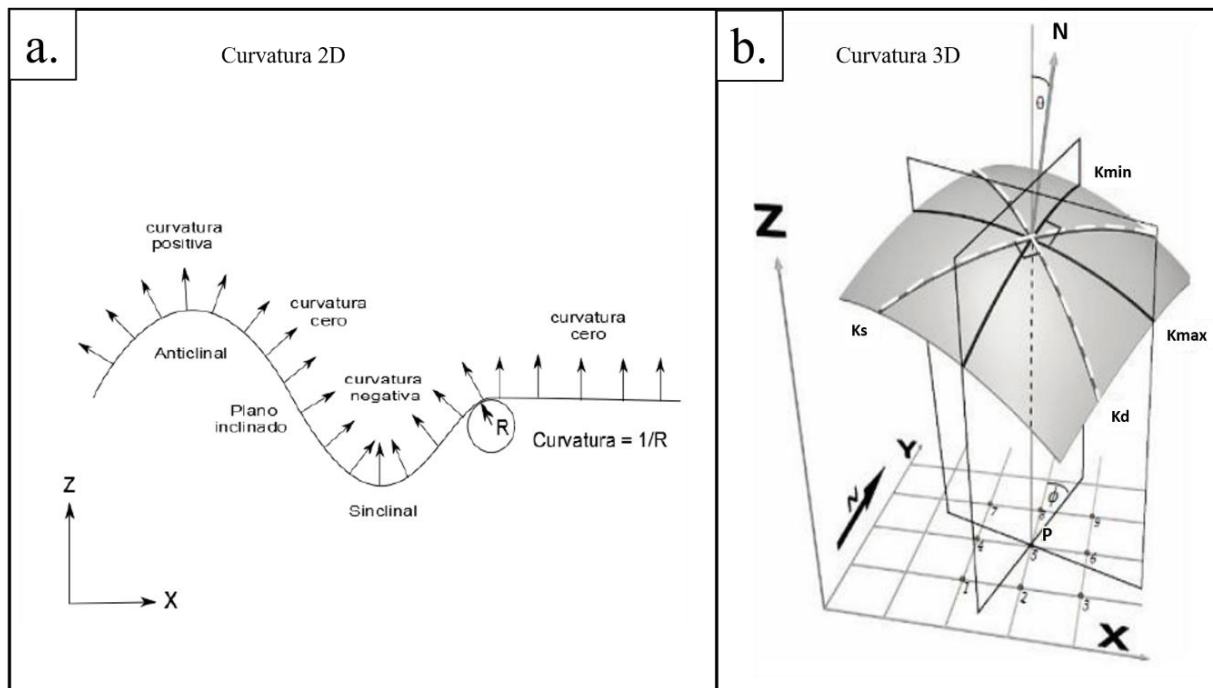
### 7.7 Curvatura Volumétrica o Curvatura 3D

Roberts (2001) presenta una serie de atributos sísmicos enfocados a la interpretación estructural del subsuelo, muy diferentes a los presentados en años anteriores al año de publicación de su trabajo, ya que esta nueva serie de atributos se basan en información geométrica de los reflectores mas no en variaciones de amplitud como si se basan otras generaciones de Coherencias propuestas hasta dicha época. La curvatura se define entonces como la medida entre una superficie definida y

un punto en particular o como el radio de un círculo tangente a una curva (Roberts, 2001; Chopra & Marfurt, 2007). Por consiguiente, una antiforma posee una curvatura positiva y de modo contrario una sinforma una curvatura negativa, mientras que las zonas planas poseen una curvatura nula (Figura 55a). Por definición, para desarrollar la Curvatura en las tres dimensiones del espacio se deben ajustar dos círculos tangenciales a la superficie en análisis ( $K_{min}$  y  $K_{max}$ ) donde los centros de estos círculos se encuentren en un eje perpendicular al plano tangente de la superficie, gracias a esto la curvatura es una medida de la geometría del reflector y no es afectada por movimientos traslacionales ni rotacionales del mismo (Roberts, 2001).

**Figura 55**

Representación gráfica de (a) Curvatura 2D y (b) Curvatura 3D



*Nota.* Nótese la intersección de dos planos ortogonales con la superficie que describe la Curvatura Máxima ( $K_{max}$ ) y la Curvatura mínima  $K_{min}$ . Otras dos curvaturas ortogonales son Dip Curvature ( $K_d$ ) y Strike Curvature ( $K_s$ ).  $N$  es el vector normal a la superficie en el punto  $P$  que forma un ángulo ( $\theta$ ) con la vertical llamado Dip Angle, también es posible extraer la orientación de cualquier Curvatura con el ángulo  $\phi$  siendo la orientación de la Mínima Curvatura. La anotación de los nueve nodos representa una cuadrícula de 3x3 utilizada como ventana lateral para el cálculo de la Curvatura, donde el punto 5 o  $P$  representa el valor donde la curvatura está siendo calculada. Tomado de Roberts (2001).

Para definir matemáticamente la Curvatura se establece una función cuadrática  $z(x, y)$  en términos de mínimos cuadrados utilizando ocho valores de la cuadrícula circundante que represente a un reflector sísmico o a la superficie en estudio:

$$z(x, y) = ax^2 + cyx + by^2 + dx + ey + f \quad (25)$$

Donde el coeficiente  $c$  no puede ser igual a 0, cada uno de los coeficientes presentados en la ecuación 25 está asociado a derivadas parciales que contienen los nodos de la cuadrícula en estudio, para más detalle sobre estos coeficientes consultar Roberts (2001). Ahora bien, existen diferentes tipos de curvaturas, tales como la Curvatura Media, Gaussiana, más Positiva, más Negativa, Máxima, Mínima, más Extrema, *Strike Curvature*, *Dip Curvature*, Curvatura Direccional y Curvatura de Contorno. Distintos autores han extraído diferentes tipos de curvaturas a datos sísmicos para la identificación de fallas (Roberts, 2001; Sigismondi & Soldo, 2003; Chopra & Marfurt, 2007(a)(b); Santosh et al., 2013; Moreno, 2013) quienes destacan a la Curvatura más positiva (Ec. 26), la Curvatura Gaussiana (Ec. 27), *Dip Curvature* (Ec. 28), y *Strike Curvature* (Ec. 29) para la identificación e interpretación de fallas geológicas en el subsuelo.

$$k_{pos} = (a + b) + \sqrt{[(a - b)^2 + c^2]} \quad (26)$$

$$k_{Gauss} = \frac{(4ab - c^2)}{(1 + d^2 e^2)^2} \quad (27)$$

$$k_{dip} = \frac{2(ad^2 + be^2 + cde)}{(d^2 + e^2) * \sqrt{(1 + d^2 + e^2)^3}} \quad (28)$$

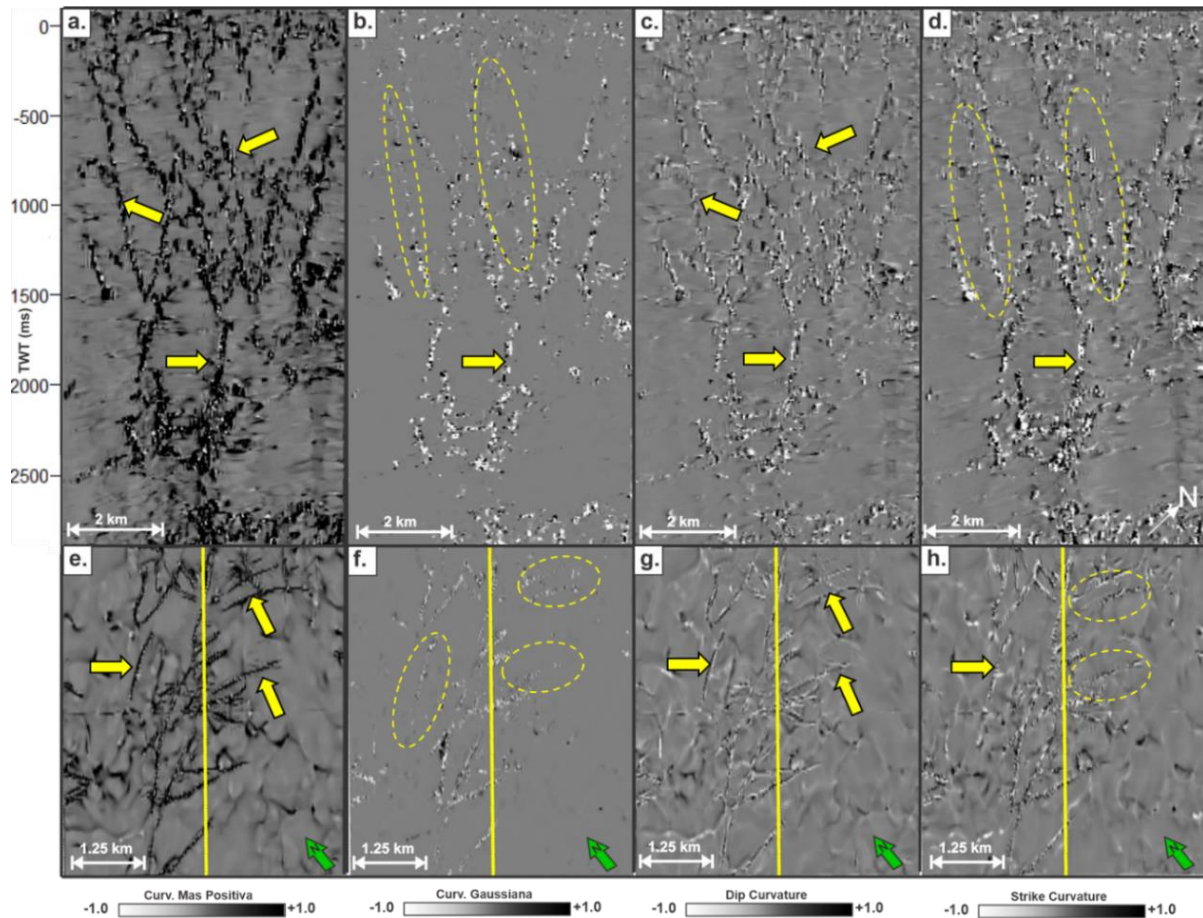
$$k_{strike} = \frac{2(ae^2 + bd^2 - cde)}{(d^2 + e^2)\sqrt{(1 + d^2 + e^2)}} \quad (29)$$

Para términos del presente proyecto se analizaron estos cuatro tipos de Curvatura mencionados anteriormente. Para cada una de estas se ha establecido una ventana de análisis horizontal de dos

trazas y una ventana vertical de seis muestras. En la Figura 56 se exponen los resultados obtenidos a partir de estas Curvaturas.

**Figura 56**

*Representación de diferentes tipos de Curvatura volumétrica en Xline 420 y time slice 1440 ms*



*Nota.* En (a) y (e) Curvatura Más Positiva; (b) y (f) Curvatura Gaussiana; (c) y (g) Dip Curvature; (d) y (h) Strike Curvature. Nótese el buen resultado obtenido a partir de la Curvatura Más Positiva en términos de realce de lineamientos continuidad de estos y baja sensibilidad al ruido sísmico. En la Curvatura Gaussiana y Strike Curvature ciertos lineamientos son atenuados y en especial en la Curvatura Gaussiana son suprimidos (marcas punteadas amarillas).

En primer lugar, la Curvatura Más Positiva arroja resultados muy efectivos, ya que logra aislar de forma coherente los lineamientos presentes en el subsuelo con buena continuidad estructural tanto en sección vertical como en sección de tiempo. En segundo lugar, la Curvatura Gaussiana no es muy sensible a los lineamientos, como se puede observar en la figura 56b y 56f ya que se

pierde gran parte de los rasgos asociados a los lineamientos ubicados en la zona de interés 1, lo cual disminuye la confiabilidad de su uso para la interpretación de fallas en este volumen sísmico. En tercer lugar, la *Strike Curvature* logra realzar gran parte de lineamientos, pero no de forma tan clara a como se obtiene a partir de la Curvatura más Positiva. En cuarto y último lugar los resultados obtenidos a partir del *Dip Curvature* son similares a los obtenidos en la Curvatura más Positiva, pero a diferencia de esta los lineamientos son un poco más tenues, en ciertos casos no muy continuos y se realzan zonas con presencia de ruido sísmico (Figura 56d). En resumen, la Curvatura más Positiva es en comparación con los otros tres tipos de curvatura, la más eficiente en términos de detección de lineamientos, iluminando la gran mayoría de estos con buena continuidad estructural tanto vertical como horizontal.

## 7.8 Probabilidad de Falla

Hale (2013) desarrolla un algoritmo denominado Probabilidad de Falla ( $f$ ) o *Fault Likelihood*, el cual está expresado como una potencia  $n$  de la Semblanza:

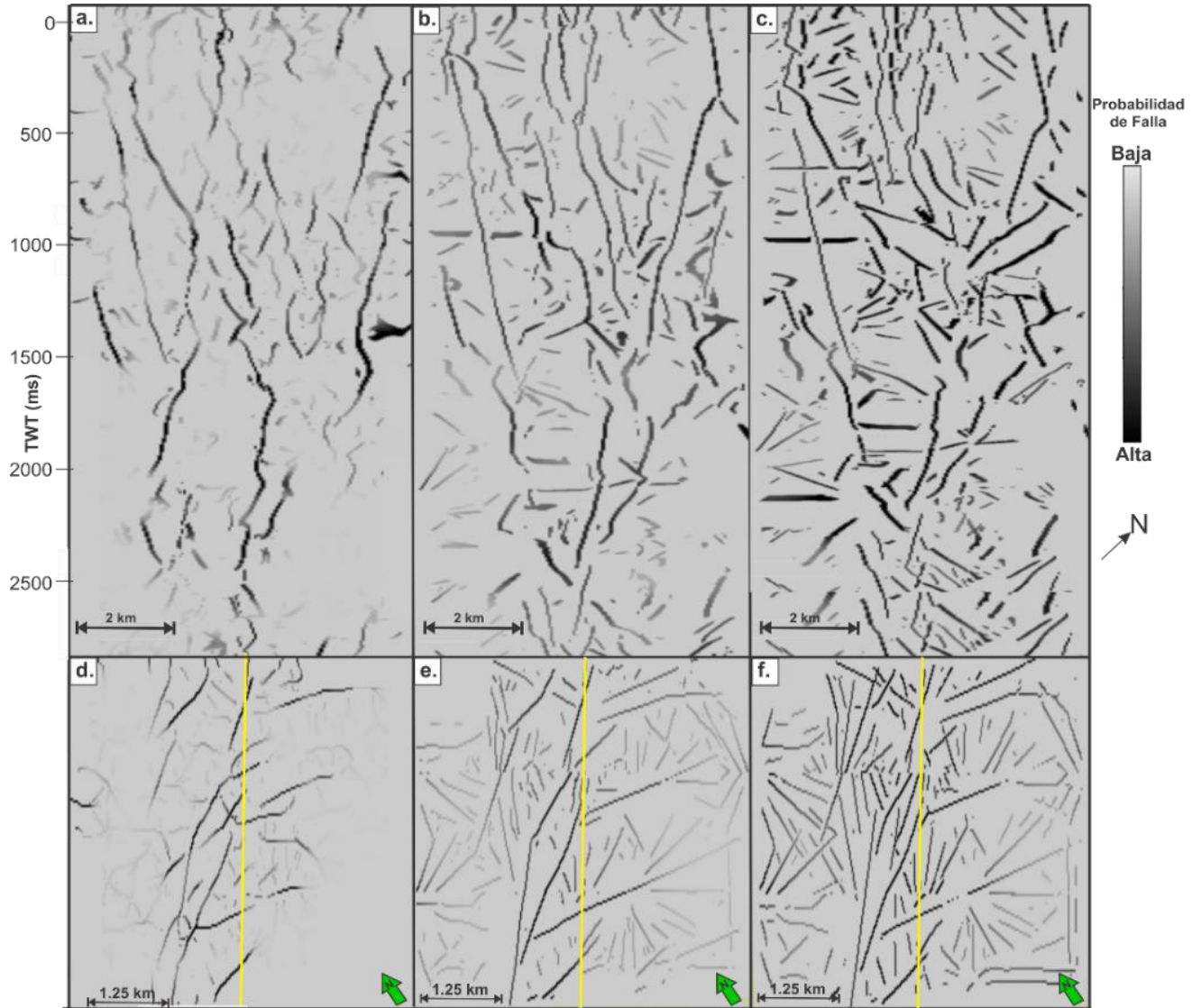
$$f = (1 - (\text{Semblanza})^n) \quad (30)$$

Donde  $n$  es igual a 8, ya que aumenta el contraste entre muestras con probabilidades de falla bajas y altas (Hale, 2013). El anterior cálculo da como resultado fallas con buzamientos y rumbos no geológicos, por lo que para dar solución a esto se escanean los buzamientos positivos y negativos para producir fallas con rumbos y buzamientos más coherentes a la realidad del subsuelo, y adicionalmente aplica una serie de filtros de suavizado para destacar sólo los máximos locales dentro del volumen de probabilidad de las fallas y así conseguir un plano de falla más nítido (Jaglan et al., 2015). Una alternativa al anterior procedimiento es realizar un filtrado mediante la

transformada de Fourier, sin embargo, esto es aproximadamente tres veces más lento que el proceso de escaneo (Hale, 2013).

**Figura 57**

*Probabilidad de Falla en Xline 420 y sección de tiempo 1440.*



*Nota.* Probabilidad de Falla extraída a partir de una ventana de análisis de 1x1x16 y variación de los pasos de escaneo a) 5 y 10, b) 30 y 35, c) 45 y 50. Nótese que las fallas que son más coherentes con la realidad son las observadas con número de escaneo 5 y 10 para el rumbo y buzamiento respectivamente (a y d).

La Probabilidad la Falla tiene un rango de valores de 0 a 1, siendo 1 la mayor probabilidad de que un lineamiento resaltado corresponda a una falla. En la Figura 57, se observa que los rasgos

asociados con tonalidades oscuras corresponden a fallas y es de destacar de este atributo innovador sus óptimos resultados en términos de definición de discontinuidades de amplitud. En el presente proyecto de grado se empleó una ventana de análisis de 1x1 trazas y 16 muestras (1x1x16) variando el parámetro step para el escaneo de rumbos y buzamientos de la siguiente forma: 5 y 10 (figura 57a y d), 30 y 35 (Figura 57b y e), 45 y 50 (Figura 57c y f) respectivamente. Como se evidencia en la Figura 57 la Probabilidad de Falla con step 5 y 10 logra realzar los lineamientos principales mientras que los otros dos modos crearon lineamientos estructuralmente incoherentes con la realidad, dejando en evidencia que a medida que aumenta el valor de escaneo, se desarrollan artefactos por parte de este algoritmo.

### **7.9 Comparación y selección de Atributos para la detección de discontinuidades de amplitud**

Basado en los resultados obtenidos a partir de los diferentes atributos sísmicos expuestos anteriormente, se hace necesario escoger los más eficientes en términos de detección, realce y preservación de las discontinuidades de amplitud y baja sensibilidad al ruido sísmico. Se han presentado diferentes tipos de atributos los cuales en gran medida son sensibles a cambios de amplitud y pérdidas de continuidad en los reflectores sísmicos, como es el caso de la Similaridad, Varianza, Semblanza, Contraste de Amplitud y la Probabilidad de Falla, al igual que las Curvaturas que basan sus cálculos en medidas geométricas de los reflectores, mas no en cambios de amplitud. A continuación, se presenta el análisis comparativo para cada uno de los atributos expuestos en el apartado anterior:

En primer lugar, la Similaridad logra resaltar de forma eficaz los lineamientos asociados a fallas, sin embargo, realza los reflectores y en algunos sectores arroja valores de baja Similaridad que no corresponden a lineamientos estructurales sino a artefactos (Figura 58a y 59a).

En segundo lugar, la Semblanza realza gran parte de los reflectores de la zona 2 pero no de forma tan marcada como se presenta en la Similaridad (Figura 58b y 59b). Además, no presenta una buena continuidad estructural vertical en los lineamientos demarcados.

En tercer lugar, el Filtro Sobel o también conocido como Contraste de Amplitud ha logrado detectar de forma coherente lineamientos asociados a discontinuidades de amplitud, especialmente al establecer un valor de inmersión para el cálculo de este atributo, donde se observa un notorio cambio en el realce y la continuidad tanto vertical como horizontal de los lineamientos (Figura 58c y 59c). Una desventaja de este atributo es el realce que se produce en los reflectores sísmicos.

En cuarto lugar, la Varianza es un atributo sísmico muy sensible al ruido sísmico, las fallas que son aisladas en este atributo son muy discontinuas estructuralmente y al aumentar la ventana de análisis se distorsionan los lineamientos perdiendo el detalle de estos (Figura 58d y 59d). En comparación con los diferentes tipos de Coherencias vistos anteriormente, la Varianza es de las Coherencias que presentan los resultados más desfavorables.

En quinto lugar, la Magnitud del Gradiente es un claro ejemplo del porque los atributos enfocados en el realce de lineamientos deben ser calculados respetado el buzamiento de los reflectores, ya que este atributo es el que más realza los reflectores sísmicos y representa las discontinuidades de amplitud como una serie continua de puntos (Figura 58e y 59e) de forma parecida a la Varianza, donde las fallas son “cortadas” a lo largo de su dirección de buzamiento, dificultado así a posteriori la extracción automática de los planos de fallas o extracción de un *Ant-Tracking*.

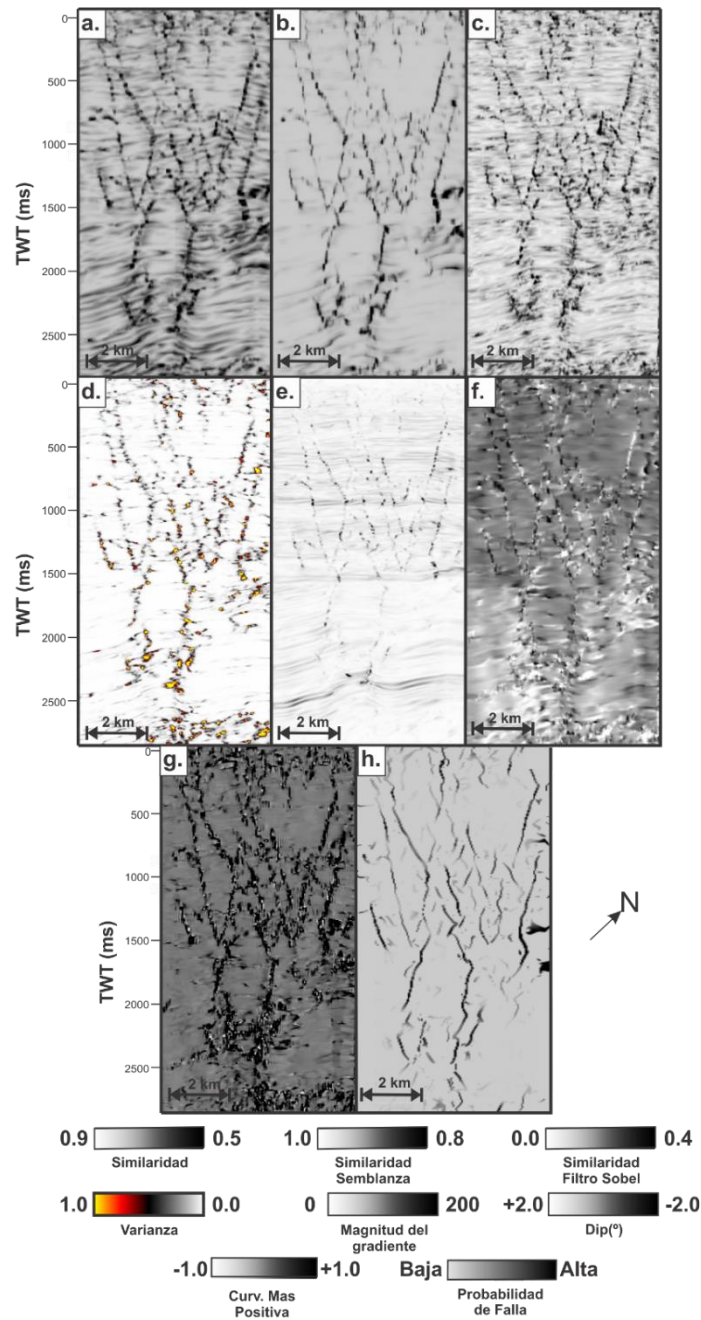
En sexto lugar, la Iluminación del Buzamiento gracias a su filtrado direccional consigue aislar en gran medida los lineamientos presentes en el subsuelo, realzando características estructurales de la zona y presentado así anomalías lineales muy bien definidas especialmente cuando se extrae el atributo en dirección ortogonal al rumbo dominante de los trenes de fallas (Figura 58f y 59f). Cabe aclarar que ciertas direcciones de iluminación de buzamiento pueden llegar a ocultar lineamientos o rasgos asociados a estas.

En Séptimo lugar, entre los diferentes tipos de Curvaturas presentados anteriormente, la Curvatura Más positiva es la más adecuada para la interpretación de fallas (Figura 58g y 59g), ya que distingue lineamientos con buena continuidad estructural, a diferencia de la Curvatura Gaussiana o *Strike Curvature* que presentan difusos lineamientos y poca continuidad de estos.

En octavo lugar, la Probabilidad de Falla presenta los resultados más pulcros en cuanto al realce de fallas y sensibilidad al ruido sísmico, ya que visualmente solo resalta las discontinuidades de amplitud estarían asociadas con fallas geológicas (Figura 58h y 59h), además que no remarca otros eventos sísmicos. Por último, se escogen cuatro de los atributos discutidos anteriormente por su eficaz comportamiento para la detección de discontinuidades de amplitud en volúmenes sísmicos: en primer lugar el Filtro Sobel gracias a que posee un mejor comportamiento en términos de realce de fallas y baja sensibilidad al ruido sísmico; en segundo lugar, la Iluminación del Buzamiento puesto a que filtra en dirección ortogonal al rumbo general de las fallas resaltando de forma más precisa las mismas; en tercer lugar, la Curvatura más Positiva debido a que delimita eficientemente las discontinuidades de los reflectores, y finalmente, la Probabilidad de Falla cuya respuesta fue la más satisfactoria de todos los atributos, ya que muestra con claridad y detalle los lineamientos que más se asocian a fallas geológicas tornando más fácil su interpretación.

**Figura 58**

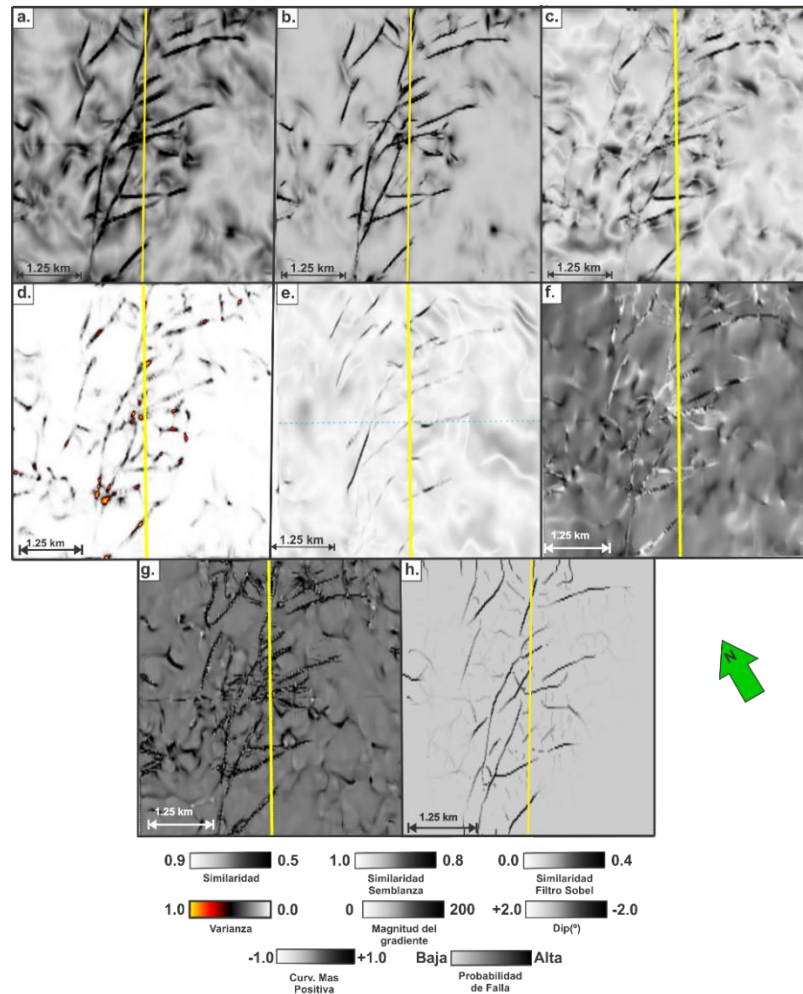
*Comparación de atributos geométricos en sección Xline 420*



*Nota.* En a) Similaridad, b) Semblanza, c) Filtro Sobel, d) Varianza, e) Magnitud del Gradiente, f) Iluminación del Buzamiento, g) Curvatura más positiva, h) Probabilidad de Falla. Observar que los mejores atributos son (c), (f), (g) y (h), los cuales señalan mejor los lineamientos asociados a fallas (flechas amarillas) a diferencias de los atributos (a), (b), (d) y (e), donde se generan artefactos (flechas rojas) y los lineamientos no son claramente visibles (líneas punteadas).

**Figura 59**

*Comparación de atributos geométricos en sección de tiempo 1440 ms*



*Nota.* En a) Similaridad, b) Semblanza, c) Filtro Sobel, d) Varianza, e) Magnitud del Gradiente, f) Iluminación del Buzamiento, g) Curvatura más positiva, h) Probabilidad de Falla. Observase la mejor continuidad lateral de los lineamientos y menor presencia artefactos sísmicos en (c), (f), (g) y (h).

## 8. Flujo de trabajo para la identificación de fallas geológicas

### 8.1 Fase 1: Acondicionamiento sísmico

Como se ha mencionado repetidas ocasiones la atenuación del ruido aleatorio es un factor fundamental del acondicionamiento de los datos sísmicos, el cual se debe llevar a cabo con

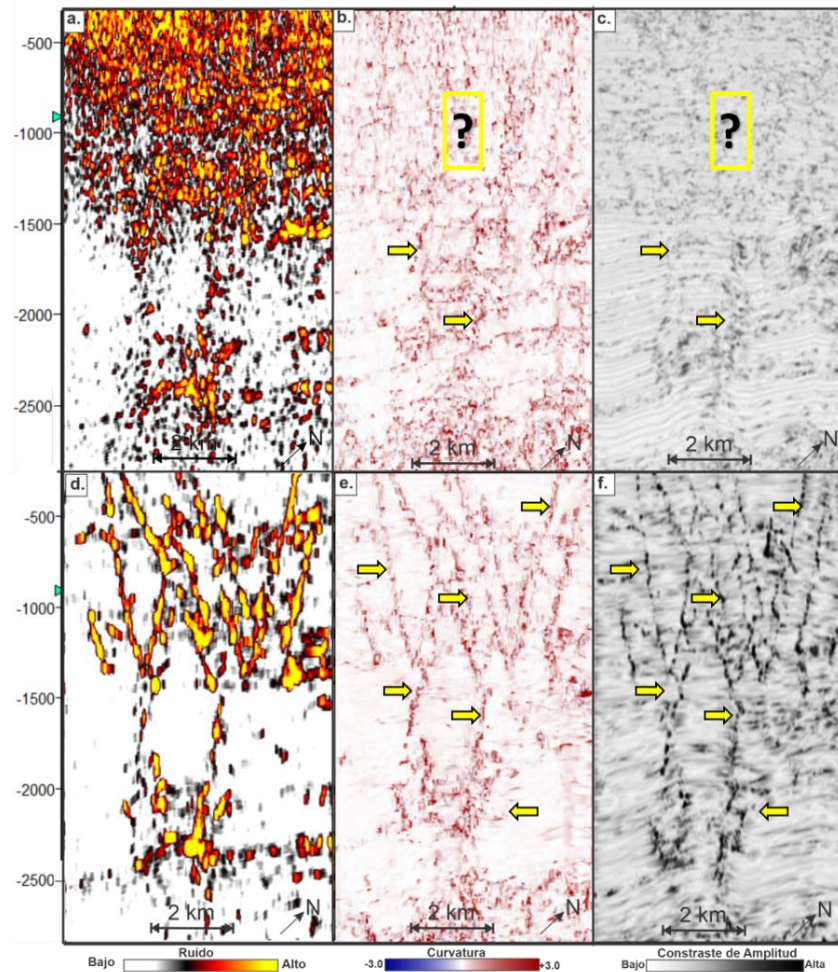
anterioridad al extraer atributos de detección de bordes o discontinuidades de amplitud, como la Curvatura más Positiva o el Filtro Sobel (Figura 60), ya que los datos de reflexión cuando están en cercanías a fallas suelen ser más complejos y ruidosos que en otras áreas no falladas. La gran mayoría de atributos enfocados a la detección de bordes intentan resaltar cambios bruscos locales en los datos sísmicos por lo que se tornan sensibles al ruido sísmico (Luo et al., 2002) debido a su naturaleza matemática, ya que se basan en derivadas espaciales (AlBinHassan et al., 2006).

Basados en el análisis comparativo expuesto en la sección 6.8, se seleccionaron los atributos sísmicos más eficientes respecto a la atenuación del ruido aleatorio, suavizado de los eventos sísmicos, preservación de las discontinuidades de amplitud posiblemente asociados a fallas y mejoramiento de las características de estas discontinuidades. Los filtros o atributos sísmicos seleccionados son: *Steering* Cube, Filtro de Mediana Dirigido por el Buzamiento (DSMF) y el *Edge Preserving Smoother* (EPS). Estos se implementaron en un flujo de trabajo como se evidencia en la Figura 61, con el objetivo de optimizar sus resultados en conjunto a comparación a como se obtendrían mediante el uso individual de cada uno de ellos. La integración de estos atributos se propone de la siguiente forma: en primer lugar, se debe generar el cubo *Steering* a partir de los datos sísmicos post-apilados en tiempo para el cálculo del buzamiento de los reflectores, luego de esto se extrae el DSMF para filtrar gran parte del ruido aleatorio respectado los buzamientos de los reflectores y las estructuras del subsuelo con base en el cubo *Steering* y en la sísmica en amplitud.

Una vez obtenido un volumen sísmico con niveles más bajos de ruido aleatorio, se procede a mejorar las expresiones de los lineamientos o discontinuidades de amplitud, para esto se extrae el EPS a partir del DSMF, el cual da un efecto afilado o cuchilla sobre discontinuidades, mejorando así su visualización y detección por parte de atributos sísmicos geométricos y estructurales.

**Figura 60**

*Importancia de la fase de acondicionamiento para la detección de fallas*



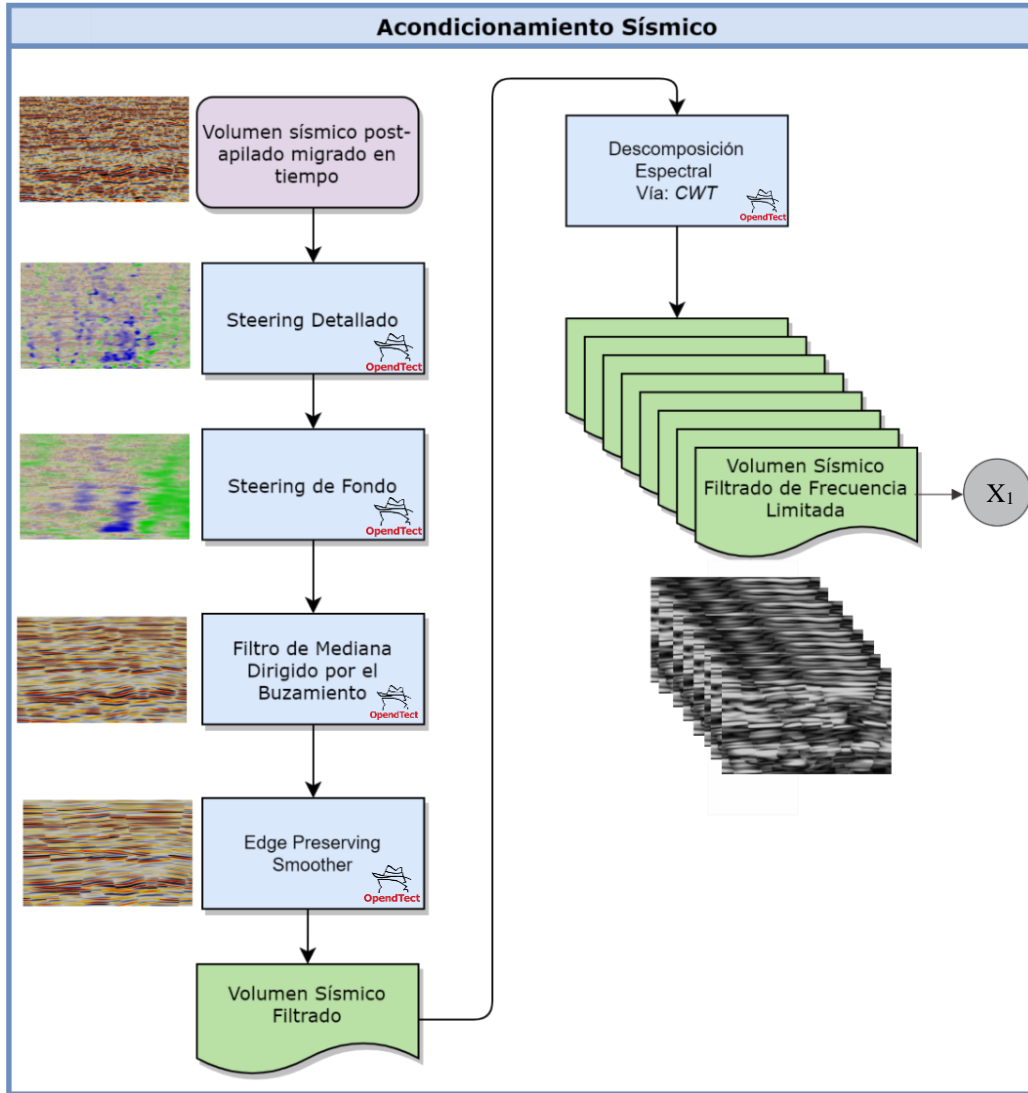
*Nota.* En (a) Ruido, (b) Curvatura más Positiva y (c) Filtro Sobel o Contraste de Amplitud extraídos del dato sísmico sin filtrar. Nótese la gran presencia de ruido sísmico lo cual enmascara los lineamientos posiblemente asociados a fallas geológicas. En (d) Ruido, (e) Curvatura más Positiva y (f) Contraste de Amplitud extraídos a partir del dato sísmico filtrado y acondicionado mediante un DSMF y un EPS. Nótese la mejoría en términos de detección de discontinuidades de amplitud por parte la Curvatura y el Contraste de Amplitud. Por otro lado, los lineamientos también son evidenciados en el atributo de Ruido debido a su naturaleza sísmica caótica. Imágenes tomadas en la sección XL 420.

Por otro lado, durante la interpretación sísmica se decide interpretar la mayor cantidad de datos sísmicos en toda la banda de frecuencias, pero no siempre los datos de banda ancha ofrecen los mejores resultados para análisis con atributos sísmicos, ya que existen ciertas bandas espectrales

que pueden estar más contaminadas de ruido sísmico que otras (Li & Lu, 2014). Al trabajar con volúmenes sísmicos descompuestos en frecuencias individuales como *input* para la extracción de atributos sísmicos geométricos o estructurales, se obtienen mejores detalles de las discontinuidades a distintas escalas (Alaei, 2012). Integrar el método de Descomposición Espectral en la fase de acondicionamiento sísmico del presente flujo de trabajo, permite seleccionar bandas de frecuencia menos ruidosas y por ende disminuir el ruido sísmico aleatorio remanente. En trabajos llevado a cabo a partir de atributos sísmicos y métodos de Descomposición Espectral para la interpretación de fallas geológicas tales como Li & Lu (2014), Dewet & Alissa (2016), Marfurt (2017), Chopra & Marfurt (2018) no se evidencia un conceso respecto al número de voces espectrales o volúmenes de frecuencia pico a extraer ni en que rango de frecuencias llevar a cabo la transformación espectral. Basado en los anterior, la Descomposición Espectral se integra en el flujo de trabajo como se presenta a continuación: al volumen sísmico obtenido a partir del EPS, se le descompone espectralmente en ocho volúmenes de frecuencia pico (Figura 61) es decir, mediante la Transformada Continua de la Ondícula (ver sección 6.7) se obtienen las voces espectrales *de 31.5, 39.5, 44.5, 50, 54.5, 61, 65 y 70 Hz* del espectro utilizable entre los 30 y 70 Hz (Figura 32), donde cada uno de estos volúmenes está asociado a un distinto nivel de ruido sísmico los cuales serán volúmenes de entrada para la extracción de atributos geométricos y estructurales, además estas frecuencias pico se asocian a los mayores valores de *Power (dB)*. Los volúmenes de frecuencia pico están intrínsecamente asociados al dato sísmico. Esto permite discriminar mayor medida el ruido sísmico remanente de la aplicación secuencial de los atributos *Steering Cube*, DSMF y EPS. Cabe mencionar que emplear volúmenes de frecuencia pico discrimina en mayor medida ruido sísmico en comparación si emplearan volúmenes de banda limitada (ej. Ecualizador Grafico) o el volumen sísmico en todas sus bandas.

Figura 61

Primera fase del flujo de trabajo – Acondicionamiento de los datos sísmicos



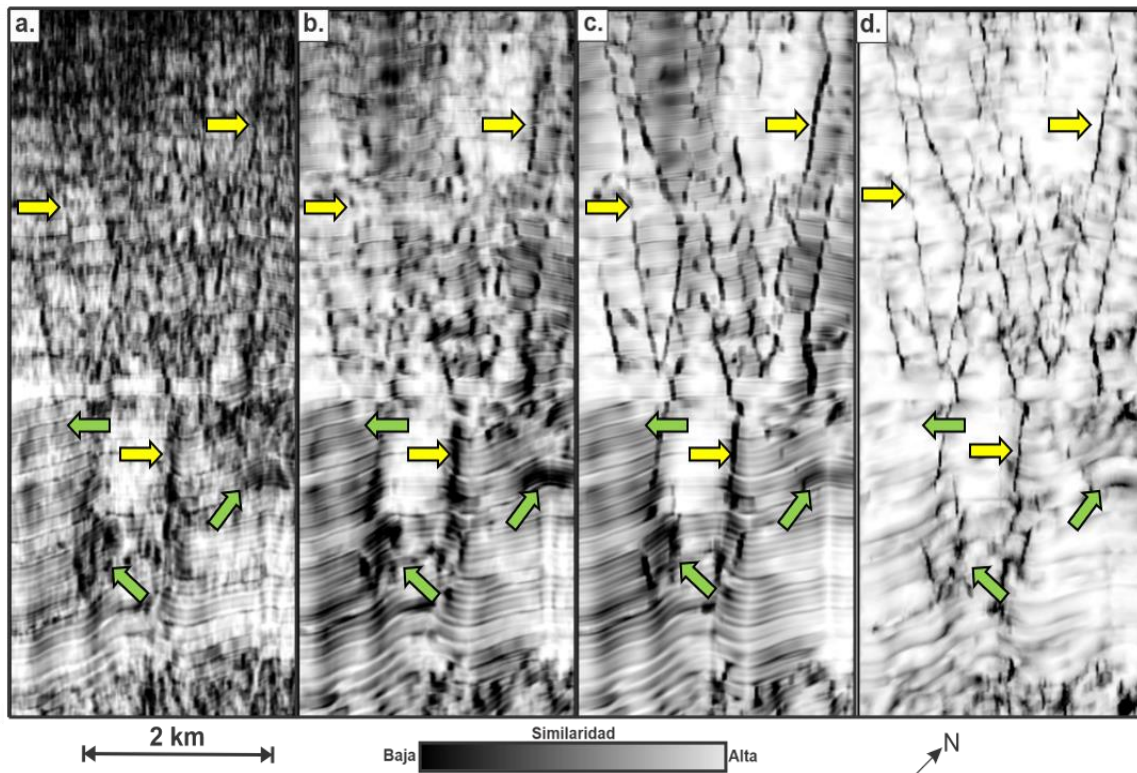
Nota. En violeta, el volumen sísmico de entrada, en azul los diferentes atributos sísmicos extraídos y en verde los resultados obtenidos a partir de los atributos.  $X_1$  hace referencia a los ocho cubos de frecuencia pico producto de la presente fase. Ver Apéndice A. Flujo para la identificación de fallas.

Con el objetivo de recalcar la evolución en materia de atenuación del ruido sísmico y preservación de las discontinuidades de amplitud a medida que se extrae consecutivamente cada uno de los atributos integrados en la fase 1 de del presente flujo de trabajo y demostrar la eficiencia

de la fase de acondicionamiento propuesta en el presente proyecto se extrajo el atributo de Similaridad al volumen sísmico original (Figura 62a); a la sísmica filtrada a partir del Filtro de Mediana Dirigido por el Buzamiento (Figura 62b); al *Edge Preserving Smoother* calculado a partir del DSMF (Figura 62c) y por último, se extrajo la Similaridad a cada volumen EPS de única frecuencia y se combinaron vía sumatoria (Figura 62d) de esto último se entrará en detalle en el apartado 8.2. Es claro observar como a medida que se extrae cada uno de los atributos mencionados, se atenúa de forma gradual el ruido sísmico y se mejora el detalle de las discontinuidades de amplitud detectadas por la Similaridad tanto en la zona de interés 1 como en la zona de interés 2.

**Figura 62**

*Evolución de la atenuación del ruido sísmico, realce y preservación de las discontinuidades de amplitud*



*Nota.* Nótese la atenuación del ruido sísmico, realce y preservación de las discontinuidades de amplitud en el atributo sísmico de Similaridad extraída a partir de (a) sísmica no filtrada (b) Filtro de Mediana Dirigida por el Buzamiento (c) *Edge Preserving Smoother* (d) volumen combinado a partir de diferentes picos de frecuencia. Imágenes tomadas en el Xline 420.

## 8.2 Fase 2: Detección de discontinuidades de amplitud

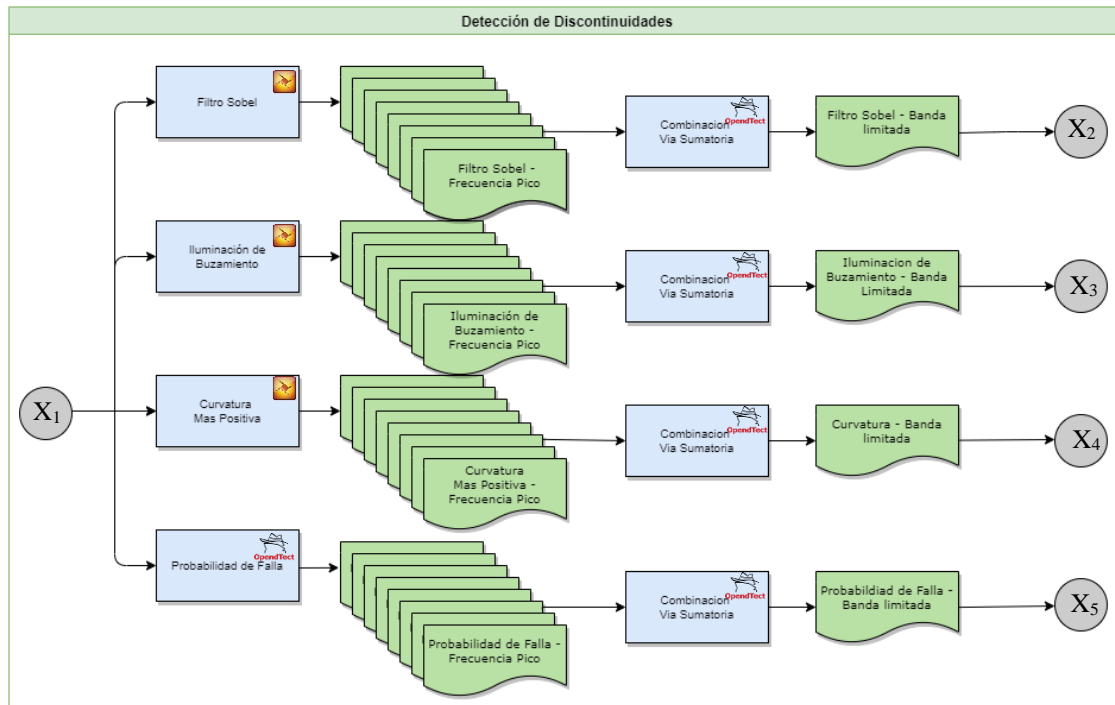
Como se ha mencionado en repetidas ocasiones, la interpretación y mapeo de fallas geológicas es una fase fundamental de la interpretación de datos sísmicos, además son de gran relevancia para entender la geología del subsuelo y aportar en gran medida en la planeación de pozos petrolíferos, ya que estas pueden ser beneficiosas (prospectos no convencionales) o todo lo contrario, puede acarrear problemas de inestabilidad de pozo dando como resultado pérdidas económicas durante actividades de perforación (Lavrov, 2016). Por ello se hace necesario realizar una interpretación basada en diferentes atributos sísmicos con el objetivo de poseer diferentes perspectivas de las fallas presentes en el subsuelo.

Siguiendo con el flujo de trabajo presentado en la sección 8.1, se incorpora junto a este flujo una fase de detección de bordes o realce de lineamientos asociados a fallas a partir de los atributos geométricos y estructurales seleccionados en el apartado anterior: Curvatura más Positiva, Filtro Sobel, Iluminación de Buzamiento, y la Probabilidad de Falla. Cada uno de estos atributos son incorporados en el flujo de trabajo de la siguiente forma (Figura 63): a partir de los ochos volúmenes de frecuencia pico generados en la fase de acondicionamiento sísmico se extraen los cuatro atributos ya mencionados, generando así treinta y dos volúmenes de atributos sísmicos. Cada ocho de estos volúmenes filtrados, de frecuencia pico y en función de un mismo atributo sísmico son combinados vía sumatoria para obtener un volumen de cada atributo filtrado y de frecuencia limitada. La combinación de volúmenes de igual atributo sísmico vía sumatoria ha sido recomendando en trabajos anteriores a este como en Dewet *et al.*, (2016); donde se menciona que en caso de no poseer herramientas de *Machine Learning* para combinar estos volúmenes, se puede optar por combinación vía sumatoria. De esta forma, de treinta y dos volúmenes sísmicos se obtendrían tan solo cuatro, en los cuales se ha atenuado el ruido sísmico, suavizado los reflectores,

preservado las discontinuidades de amplitud y ahora se han realizado de forma eficaz y con buena continuidad estructural vertical y lateral las anomalías lineales para su posterior optimización.

**Figura 63**

*Flujo de trabajo propuesto para la fase de detección de discontinuidades de amplitud*



*Nota.*  $X_1$  hace referencia a los ocho volúmenes de frecuencia pico generados en la fase 1 de la presente metodología.  $X_2$ ,  $X_3$ ,  $X_4$ ,  $X_5$  hacen referenciar a los volúmenes de salida de la presente fase: Filtro Sobel, Iluminación de buzamiento, Curvatura Más Positiva y Probabilidad de Falla. Ver Apéndice A. Flujo para la identificación de fallas.

### 8.3 Fase 3: Optimización de discontinuidades de amplitud

Inclusive con los atributos sísmicos seleccionados en la fase anterior, donde se evidencian imágenes nítidas de fallas con importante continuidad estructural vertical y horizontal, es posible que durante la interpretación sísmica se requiera una mayor nitidez de estos lineamientos, especialmente en zonas de complejidad estructural. Para obtener una mayor nitidez y mejorar los lineamientos es necesario integrar al presente flujo de trabajo una fase de optimización de las discontinuidades de amplitud, conocida también en otros trabajos como fase de post-

acondicionamiento (Pepper & Bejarano, 2005). Durante esta fase se requiere extraer atributos tipo *Edge Enhancement Attributes* o *Fault Enhancing Attributes* (Pedersen et al., 2002; Schlumberger, 2007). De igual forma, el proceso de extraer atributos tipo *Edge Enhancement* para optimizar los lineamientos detectados por atributos estructurales y geométricos se le conoce también como *Fault Skelenotization* o Esqueletización de fallas (Marfurt K., 2018). Uno de los atributos ampliamente para este proceso es el *Ant-Tracking* disponible en la plataforma de Petrel v.2019, del cual se trata a continuación:

### 8.3.1 Ant-tracking

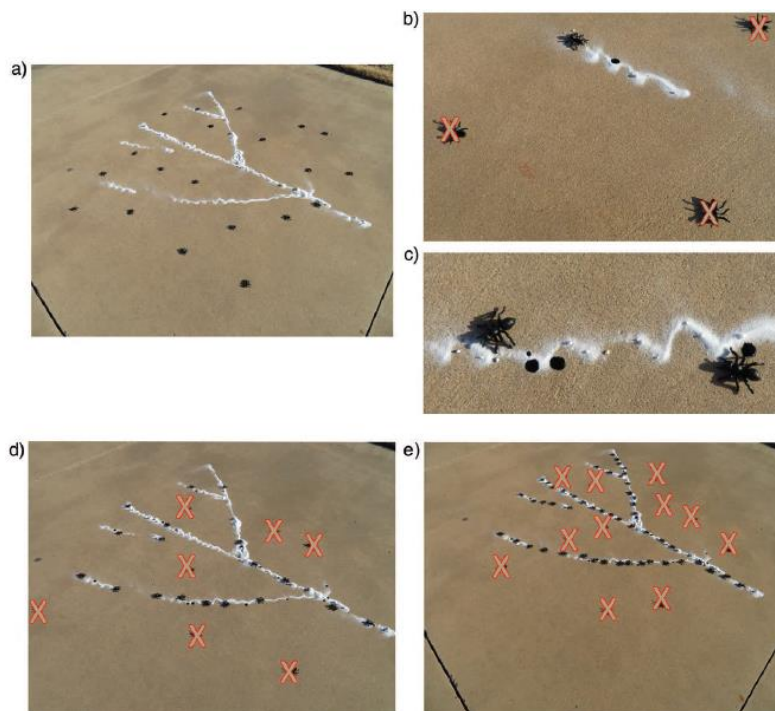
Pedersen *et al.*, (2002) presenta y patenta un atributo sísmico conocido como *Ant-Tracking* con el fin de optimizar la extracción automática de los planos de fallas y su vez agudizar la visualización de estas para la interpretación manual, ya que otros atributos de detección de fallas como la Coherencia pueden contener artefactos sísmicos gracias al ruido aleatorio o respuestas residuales de las interfaces del reflector (Pedersen *et al.*, 2002). El *Ant-tracking* se basa en principios de inteligencia de enjambre o *swarm intelligence*. Este concepto fue introducido inicialmente por Colorni et al. (1991) y Dorigo & Gambardella (1997) pero solo hasta años más tarde fue adoptado por plataformas comerciales de interpretación sísmica para procesos de extracción automática de fallas (Machado, 2016).

El concepto de inteligencia de enjambre se explica de forma similar a como se comporta una colonia hormigas en busca de alimento (Figura 64). En primer lugar, las hormigas se ubican al azar a lo largo y ancho de una cuadrícula, después de esto toman una serie de caminos permitidos. Cada una de estas hormigas tienen un número de pasos permitidos para encontrar comida y así poder ir más lejos, pero en caso contrario, es decir al no encontrar comida esta muere. A medida que la

hormiga camina, deja a su paso “feromonas electrónicas” para que otras hormigas tomen ese camino y así los caminos cortos con más comida tendrán una mayor cantidad de hormigas (Dorigo & Gambardella, 1997). Al codificar este algoritmo en términos de búsqueda de propiedades de fallas en un volumen de atributo sísmico tipo Coherencia, cada agente u hormiga electrónica se movería a lo largo de lo que parece ser una superficie de falla dejando a su paso feromonas para que otras hormigas tomen ese camino, mientras que los agentes desplegados en zonas donde no hay fallas serán dados de baja poco después que cumplan con el máximo de pasos permitidos. Otros rasgos asociados a ruido sísmico y lineamientos donde es poco probable que sean fallas, deben quedar sin marcar o marcadas débilmente, y se eliminarán mediante la creación de umbrales.

**Figura 64**

*Ilustración del funcionamiento de la inteligencia de enjambre*



*Nota.* En (a) Los agentes son posicionados de forma aleatoria en una cuadrícula de análisis, cada una empieza la búsqueda de comida con un número  $n$  de pasos definidos (b) si la hormiga no encuentra su objetivo (anomalías lineales), muere dejando un mínimo de feromonas. En caso contrario (c) deja a su paso feromonas y puede dar más pasos. (d) el proceso sigue donde más hormigas son atraídas por las feromonas; (e) las hormigas que siguen las feromonas dejan un rastro distintivo sobre la anomalía lineal. Tomado de (Marfurt, 2018).

En el *Ant-Tracking* también es posible realizar selecciones de superficies de fallas en función de sus características estructurales como rumbo y buzamiento. Otras propiedades de la superficie, como el valor del atributo de entrada a lo largo del plano, también se almacenan, lo que permite la separación de fallas según la fuerza con que se apoyan en los datos de entrada (Pedersen *et al.*, 2002).

Con el fin de obtener lineamientos más nítidos se procede a extraer el *Ant-Tracking* a los cuatro volúmenes de atributos geométricos obtenidos en la sección anterior. Primero, se emplean los parámetros para la extracción del *Ant-Tracking* que hacen alusión al modo agresivo predefinido en la plataforma Petrel v.2019. En la Tabla 1 se exponen los diferentes parámetros usados para el cálculo del *Ant-Tracking*, los cuales no fueron modificados gracias a la efectividad de los resultados obtenidos en la presente fase (Figuras 65-68).

**Tabla 1**

*Parámetros usados para el cálculo del Ant-tracking en el modo agresivo predeterminado en Petrel v.2019*

Parámetros – <i>Ant-Tracking</i>	Valor
<i>Initial Ant Boundary</i>	5
<i>Ant Track Deviation</i>	2
<i>Ant Step Size</i>	3
<i>Legal Steps Required</i>	2
<i>Illegal Steps Allowed</i>	2
<i>Stop Criteria</i>	10

Cada uno de estos parámetros cumple con una función en específico, el *Initial Ant Boundary* hace alusión a la densidad de hormigas iniciales y cuan cerca esta cada una, a medida que este parámetro aumenta, menos hormigas se disponen para el análisis y por ende menos detalle tendrá el resultado. El *Ant Track Deviation* está relacionado con la cantidad de

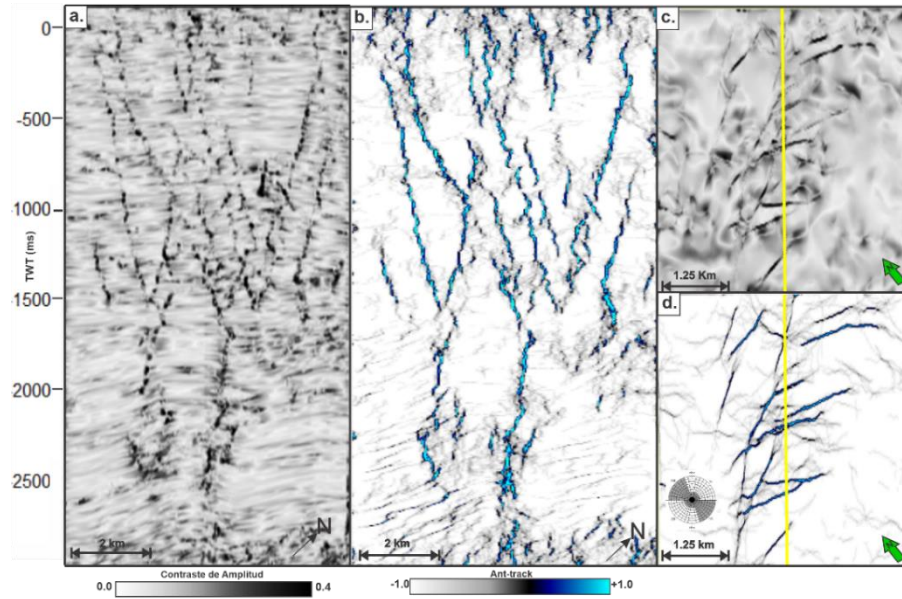
pasos ilegales permitidos fuera de un camino o falla realzada, a medida que este valor aumenta, más interconexiones tendrá el resultado final. Para obtener mejores resoluciones se deben establecer valores bajos ( $< 3$ ) en el parámetro *Ant Step Size*, ya que son los voxéles o pasos permitidos por cada hormiga. El parámetro *Legal Steps Required* hace alusión a la cantidad de pasos que debe realizar una hormiga para distinguir una falla de otras características asociadas al ruido o artefactos sísmicos. Por otro lado, el parámetro *Illegal Steps Allowed* son la cantidad de pasos permitidos que una hormiga puede realizar a partir de un lineamiento delimitado y el *Stop Criteria* es el porcentaje de pasos ilegales permitidos antes erradicar una hormiga (Machado, 2016; Schlumberger, 2018).

Por último, el algoritmo está programado para desarrollar un escaneo de rumbos y buzamientos, realzando así los lineamientos que tienen las características estructurales deseadas. Para este caso se ha aplicado un filtro direccional con el fin de delinear principalmente fallas con rumbo entre los  $350^{\circ}$ - $90^{\circ}$  y  $160$ - $270^{\circ}$  en Azimut De Buzamiento con altos valores de buzamiento, para así evitar realzar reflectores iluminados en los atributos de entrada y otros delineamientos con datos estructurales no asociados a los sistemas de fallas tal y como se evidencia en Silva *et al.*, (2005).

Los resultados de la extracción del *Ant-Tracking* para el Filtro Sobel, la Iluminación de Buzamiento, la Curvatura más Positiva y la Probabilidad de Falla se detallan en las Figuras 65, 66, 67 y 68 respectivamente. Los lineamientos demarcados en tonos azules son aquellos que se asocian más a fallas geológicas. Por otro lado, los lineamientos definidos en coloraciones grisáceas tenues y oscuras tienen menos probabilidad de ser fallas geológicas, por lo que están más influenciados por ruido, reflectores u otros rasgos no relacionados con fallas.

**Figura 65**

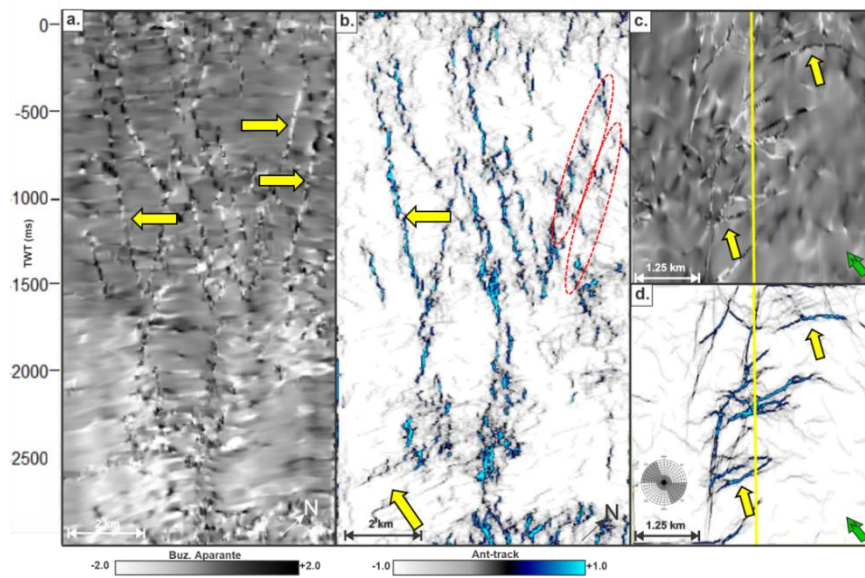
*Ant Tracking FS generado a partir del Filtro Sobel (Xline 420 y Time slice 1440 ms)*



*Nota.* Debido al algoritmo del *Ant-Tracking* se ha mejorado notablemente la continuidad de las fallas tanto en sección vertical como en sección de tiempo (guías amarillas) pero aun así se han realizado reflectores de la zona de estudio 2 (guías azules).

**Figura 66**

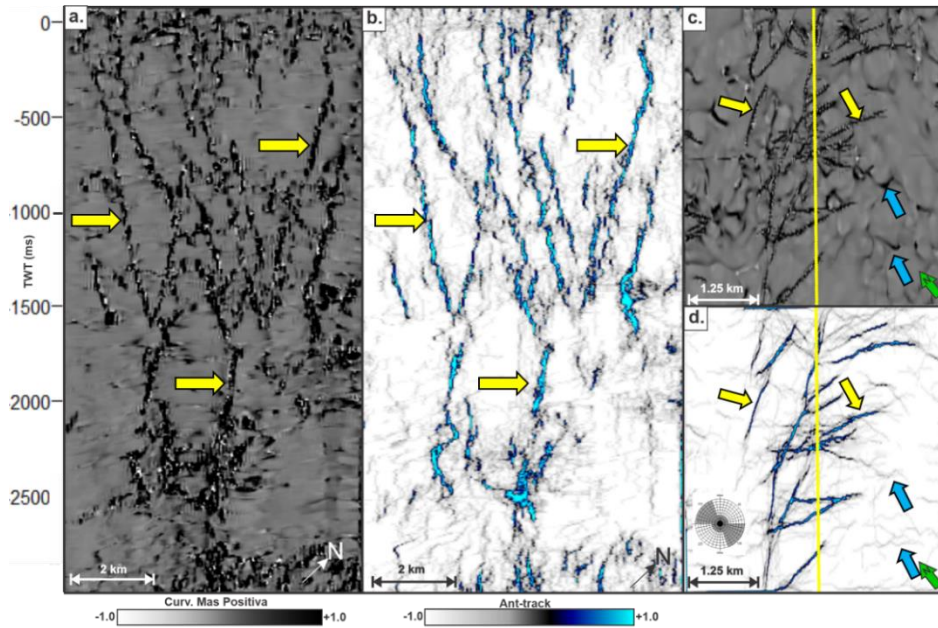
*Ant Tracking IB generado a partir del atributo Iluminación del Buzamiento (Xline 420 y Time slice 1440 ms)*



*Nota.* Gran parte de los lineamientos son realizados por el *Ant-Tracking* (guías amarillas) otras discontinuidades como las marcadas en círculos rojos no se logran realizar.

**Figura 67**

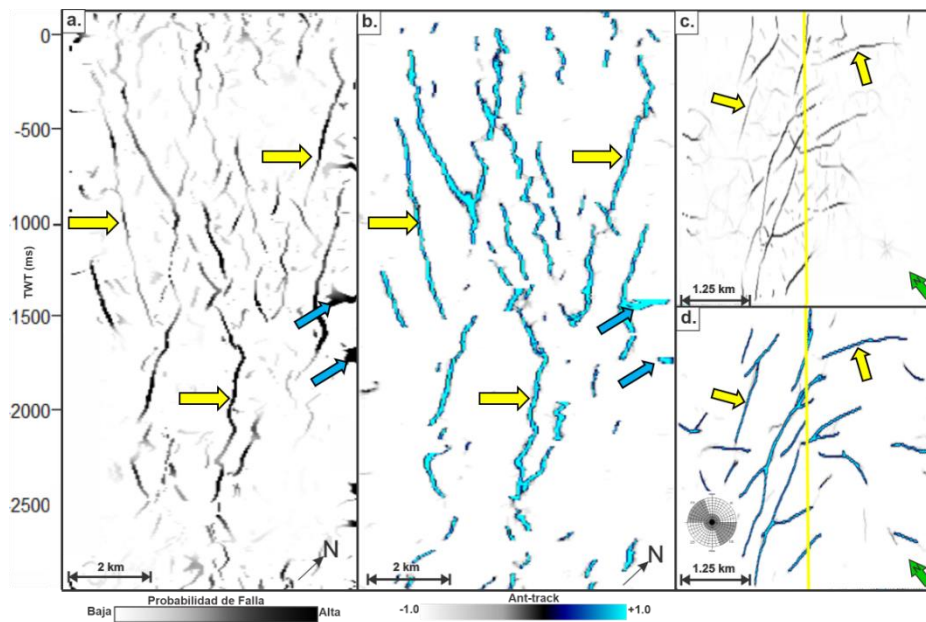
*Ant-Tracking CP generado a partir de la Curvatura Más Positiva (Xline 420 y Time slice 1440 ms)*



*Nota.* Los lineamientos han sido bien realizados por parte del *Ant-Tracking* y parte de los artefactos generados por la Curvatura han sido suprimidos (guías azules).

**Figura 68**

*Ant-Tracking PF generado a partir de la Probabilidad de Falla (Xline 420 y Time slice 1440 ms)*



*Nota.* Nótese la claridad y el detalle producto de la optimización de los lineamientos detectados por el atributo Probabilidad de Falla.

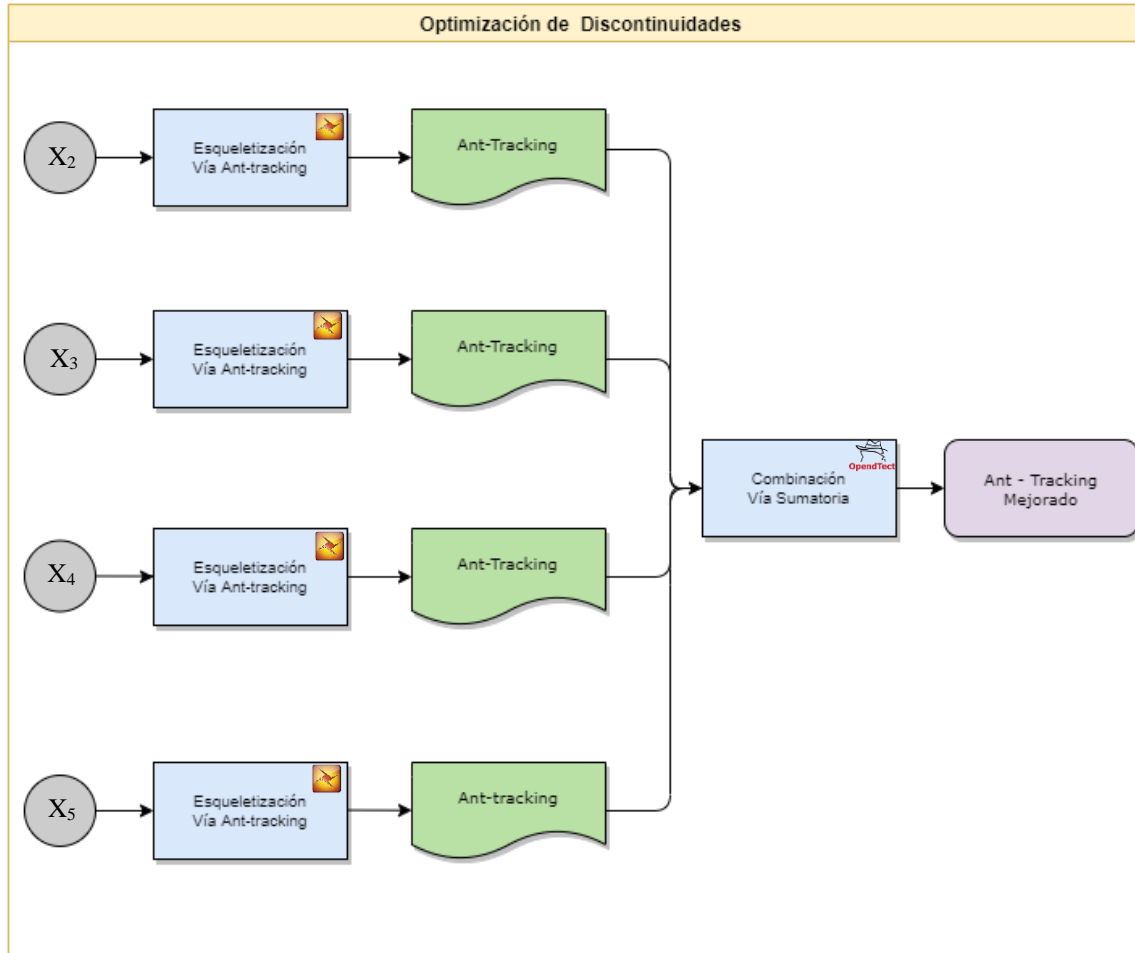
La esqueletización de las fallas por parte del *Ant-Tracking* ha cumplido el objetivo principal de esta fase de optimización: realzar los lineamientos, atenuar el ruido remanente, eliminar gran parte de las características estratigráficas y artefactos producidos por los atributos geométricos. Cada *Ant-Tracking* resultante tiene características diferentes: para el caso del *Ant-Tracking FS* las fallas delineadas poseen buena continuidad estructural en comparación con el los lineamientos que se detallan en el Filtro Sobel, aun así se han realizado parte de los reflectores de la zona de estudio 2 gracias a cambios de buzamiento de este reflector (Figura 65b); el *Ant-Tracking IB* extraído de la Iluminación del Buzamiento realza gran parte de los lineamientos presentes en el atributo de entrada, pero otros lineamientos con azimut de buzamiento entre 180 y 270 grados son realizados de forma muy tenue (Figura 66b) y en comparación con el *Ant-Tracking FS* presenta más zonas ruidosas.

El *Ant-Tracking CP* extraído de la Curvatura arroja resultados muy positivos, ya que se evidencia gran continuidad estructural vertical y lateral en los lineamientos y también ha atenuado parte de los artefactos generados en la Curvatura más Positiva (Figura 66d). Por último, en el *Ant-Tracking PB* es de donde se logran ver las fallas más continuas y con menor presencia de ruido, destacándose por la claridad y el detalle de los lineamientos lo cual no ocurre del mismo modo en los volúmenes *Ant-Tracking* anteriores.

Con el objetivo de implementar estos resultados al flujo de trabajo en desarrollo, se ha establecido combinar vía sumatoria los cuatro volúmenes *Ant-Tracking* (Figura 69), proporcionando doble de peso a los volúmenes obtenidos a partir de los atributos de Probabilidad de Falla y Filtro Sobel, debido a la continuidad estructural y claridad de las discontinuidades y la baja sensibilidad al ruido sísmico en el primer caso.

Figura 69

Flujo de la fase de optimización de discontinuidades

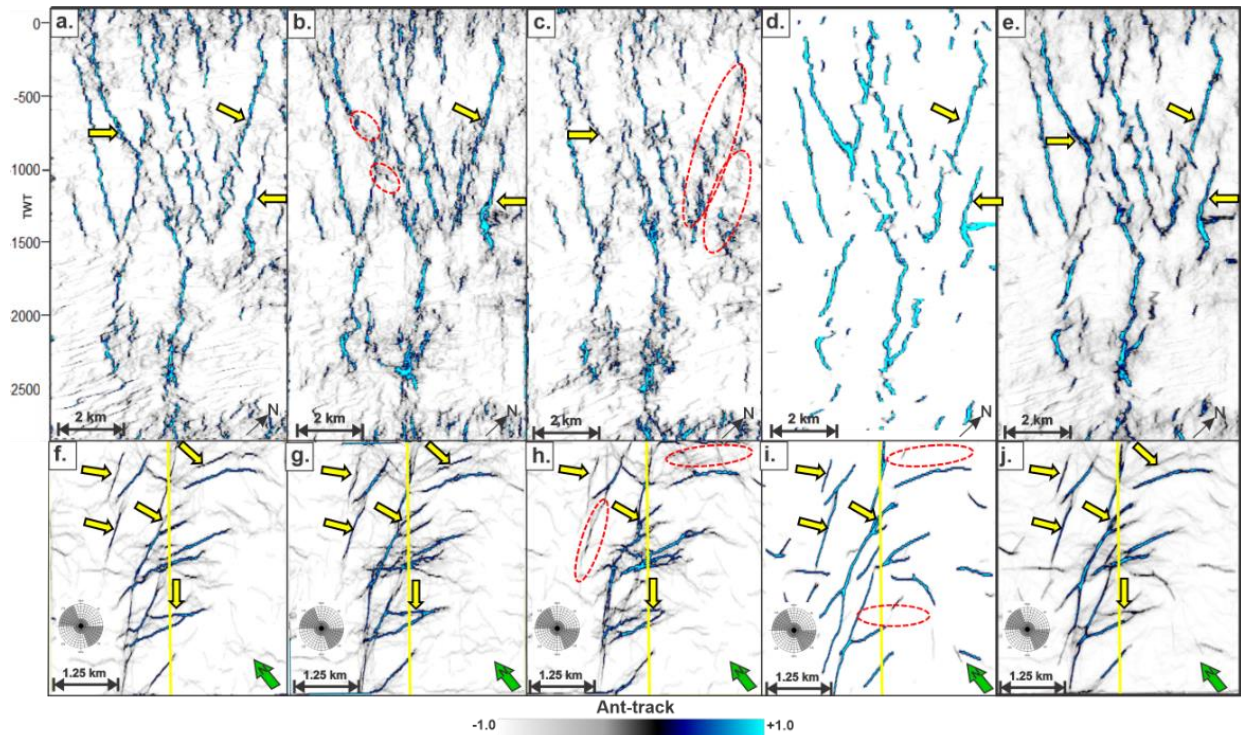


Nota: X<sub>2</sub>, X<sub>3</sub>, X<sub>4</sub>, X<sub>5</sub> hacen referenciar a los volúmenes de entrada de la presente fase: Filtro Sobel, Iluminación de buzamiento, Curvatura Más Positiva y Probabilidad de Falla. Ver Apéndice A. Flujo para la identificación de fallas.

El volumen resultante de esta combinación es un *Ant-Tracking* mejorado o *Enhanced Ant-Tracking*. Este volumen es la versión mejorada de cada uno de los cuatro volúmenes de entrada (Figura 70), donde se logra tener una perspectiva mucho más clara tanto de las fallas mayores con de las fallas menores, los lineamientos son ahora más claros y concisos, se ha eliminado gran parte de los artefactos generados tanto en la zona de interés 1 como en la zona de interés 2.

**Figura 70**

(a y f) *Ant-Tracking FS*; (b y g) *Ant-tracking CP*; (c y h) *Ant-Tracking IB*; (d y i) *Ant-Tracking PF*; (e y j) *Ant-Tracking mejorado*, resultado de la combinación de los cuatro volúmenes *Ant-Tracking*.



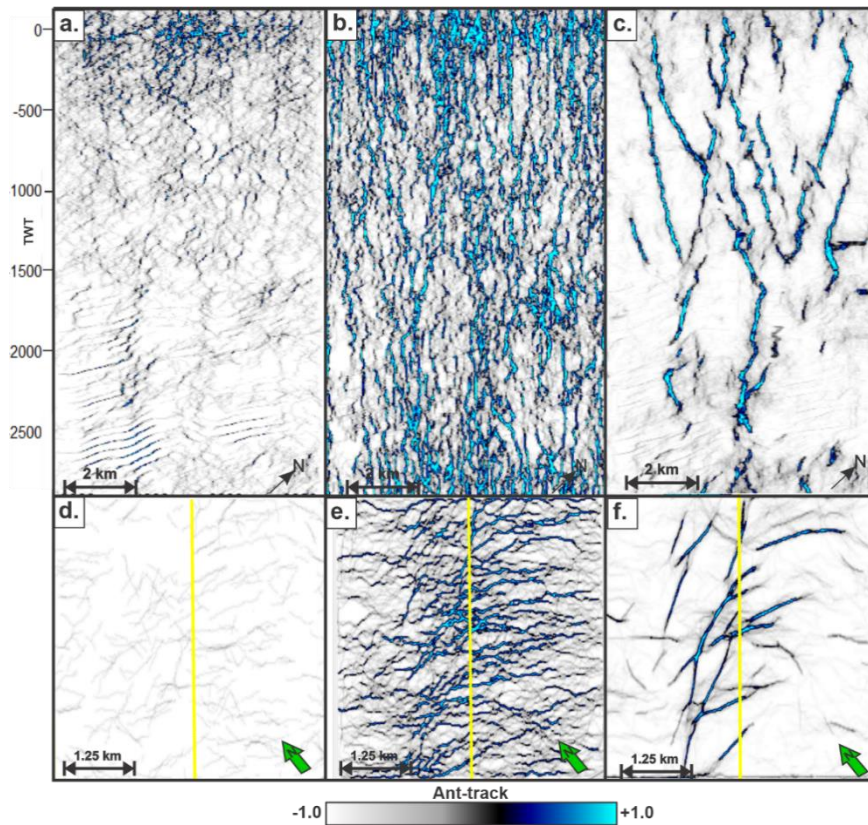
*Nota.* Nótese el realce y la mejoría de la continuidad estructural de los lineamientos. Discontinuidades que son pobremente iluminadas en c, h, e i son realzadas en el *Ant-Tracking* mejorado. Xline 420 y time slice 1440 ms.

Otras metodologías propuestas y empleadas en Silva *et al.*, (2005), Pepper & Bejarano (2005), Schlumberger (2007), Khair *et al.*, (2012) Zhang *et al.*, (2017) donde han implementado el *Ant-Tracking* en sus flujos de trabajo para la identificación de fallas obtienen resultados poco nítidos y en gran parte ruidosos, justamente por la gran sensibilidad al ruido sísmico por parte de este algoritmo.

En la Figura 71, se presenta la comparación entre diferentes volúmenes *Ant-tracking* generados a partir de las metodologías propuestas por Pepper & Bejarano (2005), Zhang *et al.*, 2017 y el volumen *Ant-Tracking* Mejorado producto del flujo de trabajo propuesto en el presente proyecto.

**Figura 71**

Comparación entre distintos volúmenes Ant-tracking generados a partir de la metodología de Pepper & Bejarano (2005), Zhang et al. (2017) y el flujo de trabajo diseñado en el presente proyecto



Nota. En (a-d) Ant Tracking producto de la metodología propuesta en Pepper & Bejarano, (2005), en (b-e) Zhang et al., (2017), en (c-f) Ant-Tracking producto del flujo de trabajo diseñado por los autores.

La Figura 71a representa un *Ant-Tracking* generado a partir de la Varianza proveniente del Suavizado Estructural y la Figura 71b representa un *Ant-tracking* extraído a partir de una Varianza proveniente del Ecuilizador Grafico limitando el espectro de amplitudes a altas frecuencias. En ambos casos se obtiene un resultado caótico, donde no se logra reconocer con precisión los lineamientos asociados a fallas geológicas. Caso contrario sucede al *Ant-Tracking* mejorado (Figura 71c) donde a simple vista es sencillo denotar los lineamientos y demás discontinuidades asociados a fallas geológicas. En comparación con otras metodologías, el resultado del flujo de trabajo diseñado en el presente proyecto no arroja resultados caóticos y ruidosos (Figura 71c y d),

como se acostumbra a ver en distintas metodologías que integran el Ant-tracking como agente optimizador de anomalías lineales.

#### **8.4 Fase 4: Interpretación de fallas geológicas**

Una vez se han completado cada una de las fases mencionadas anteriormente (acondicionamiento sísmico, detección y optimización de discontinuidades de amplitud) se procede a realizar la interpretación de fallas en el área de estudio a partir del volumen *Ant-Tracking* mejorado, el cual se puede realizar de diferentes formas, ya sea mediante un picado manual de los lineamientos, mediante extracción semiautomática o completamente automática de las superficies de los planos de falla. En comparación con el picado manual y la extracción semiautomática, el método de detección automática de planos de falla evita el picado manual, el cual requiere importantes cantidades de tiempo, además es sensible al sesgo de interpretación y, por lo tanto, es superior tanto en eficiencia como en precisión (Di & Gao, 2016)

Con el fin de evidenciar lo eficaz que es el *Ant-Tracking* mejorado respecto a la extracción automática de los planos de falla se ha realizado el picado manual de estos planos y a su vez se han extraído de forma automática.

##### **8.4.1 Extracción automática de los planos de falla**

Con el fin de extraer automáticamente los planos de falla en un volumen sísmico, este debe ser primeramente filtrado para atenuar el ruido aleatorio, luego se deben extraer atributos para realizar las discontinuidades de amplitud y por último, de forma opcional las discontinuidades deben ser esqueletizadas para obtener excelentes resultados por parte de los algoritmos de extracción automática de fallas, especialmente en la cuantificación de las propiedades de los planos

como su tamaño, geometría y ubicación (Di & Gao, 2016). Similarmente a lo descrito anteriormente, se ha diseñado el flujo de trabajo propuesto para la identificación de fallas en el presente proyecto, pero de forma más robusta en términos de integración de distintos atributos sísmicos y parametrización de estos, ya que el volumen sísmico en estudio presenta una importante cantidad de ruido sísmico lo que dificulta la extracción automática de las fallas al igual que el picado manual de estas.

La aplicación de la extracción automática al volumen *Ant-tracking* Mejorado se ha llevado a cabo bajo parámetros conservadores, donde bajos valores del umbral de muestreo (ej. 30) y altos valores en el umbral de fondo (ej. 80) promueven la extracción de planos con mayores valores *Ant-tracking* y por ende con mayor probabilidad de ser fallas y no a artefactos sísmicos. Por otro lado, valores altos en la desviación del plano (ej. 21) promueve la no generación de gran cantidad de superficies asociadas a un mismo plano de falla.

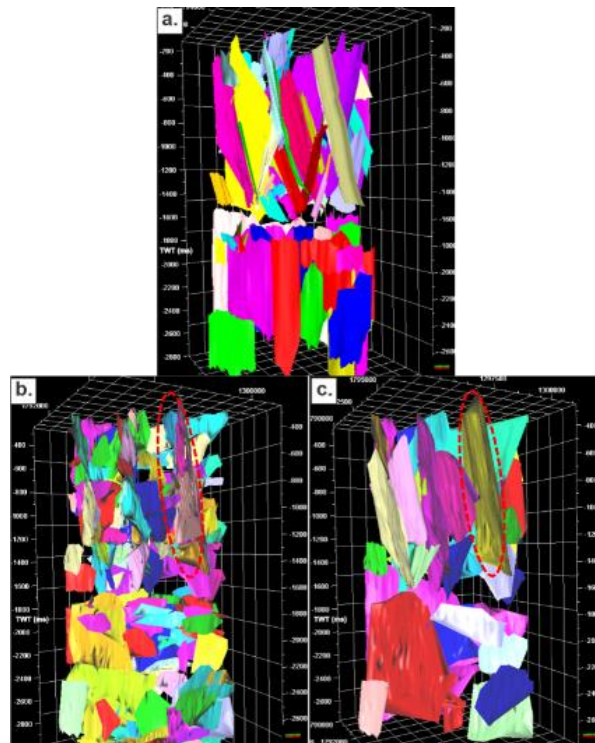
Los resultados de la extracción automática (Figura 72b) se deben someter a un control de calidad ya sea desarrollando una calibración con los atributos sísmicos geométricos extraídos en la fase de detección de bordes o como en este caso, con las superficies interpretadas manualmente (Figura 72a). Lo anterior con el objetivo de validar los tamaños y las geometrías de los planos producto de la extracción automática. El control de calidad de los planos extraídos se basa en el filtrado de tamaño de los planos para eliminar aquellos que no se relacionan con fallas geológicas (ej. Planos extraídos de lineamientos con bajos valores *Ant-tracking*) y otros que representan una sola falla son unidos manualmente (Figura 72c).

Es evidente que por medio de un volumen *Ant-Tracking* mejorado y la experticia del intérprete se pueden obtener planos de fallas extraídos automáticamente de gran confiabilidad y producto de ello ahorrar esfuerzo humano y grandes cantidades de tiempo que suelen ser invertidos durante el

proceso de picado manual de las fallas. Aun así, que un plano de falla esté representado por diferentes superficies puede tornarse contraproducente para el ahorro de tiempo.

### Figura 72

*Vista 3D de los planos de falla a partir de (a) Picado manual, (b)Extracción automática, (c)Extracción automática con planos editados, eliminando aquellos que no representan fallas geológicas.*

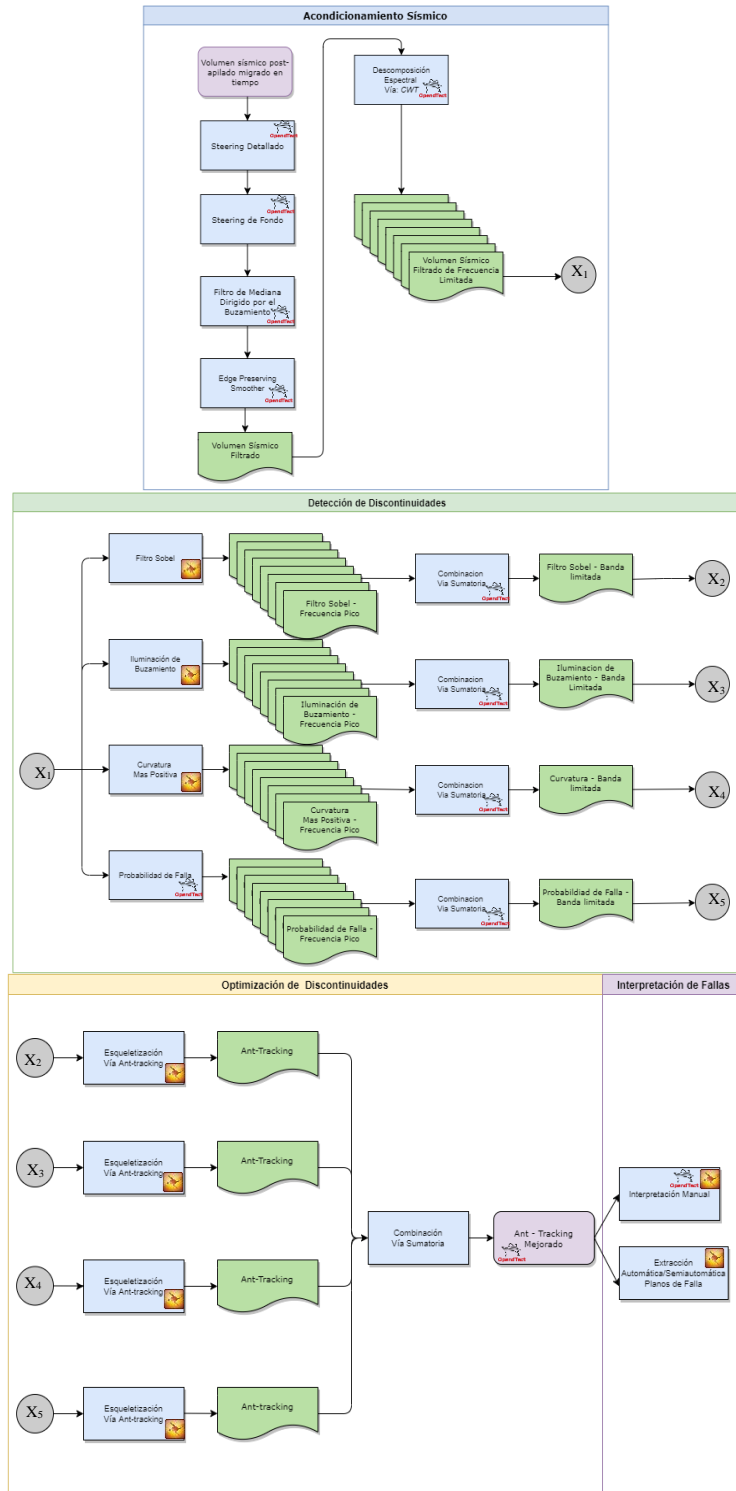


*Nota.* Nótese la gran similitud entre los planos picados manualmente y los planos extraídos automáticamente editados y filtrados. Se hace necesario realizar un control de calidad de los planos extraídos automáticamente ya que pueden existir planos asociados a una misma falla (guía roja).

Finalmente, la Figura 73 agrupa cada una de las fases necesarias para una óptima identificación de fallas geológicas en el subsuelo a partir de datos sísmicos migrados post-apilados en tiempo con alta presencia de ruido aleatorio, integrando los atributos matemáticos que mejor atenúan el ruido aleatorio y agudizan los rasgos asociados a las discontinuidades de amplitud entre los evaluados, al igual que los atributos geométricos y estructurales que estiman de forma eficaz lineamientos asociados a fallas geológicas.

**Figura 73**

*Flujo de trabajo propuesto para la interpretación de fallas a partir de atributos sísmicos en datos sísmicos migrados y post-apilados en tiempo con alta presencia de ruido sísmico aleatorio*



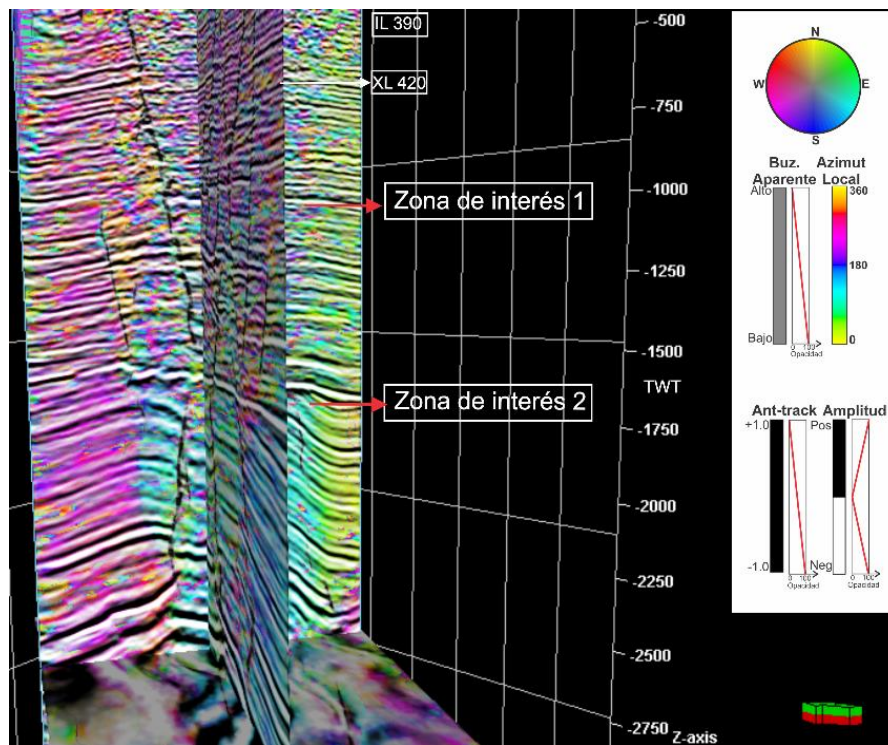
*Nota.* Para mejor resolución ver Apéndice A. Flujo para la identificación de fallas.

**9. Modelo geológico de fallas para el volumen sísmico en estudio**

En función de los resultados obtenidos a partir del presente flujo de trabajo, en la Figura 74 se co-renderiza el *Ant-tracking* mejorado junto atributos de Azimut Local, Buzamiento Aparente y la sísmica en amplitud con el objetivo de mejorar la percepción de los estilos estructurales presentes en las dos zonas de estudio. Además, para caracterizar el comportamiento de las fallas sobre las capas litológicas, se interpretaron nueve reflectores (Figura 76 y 77), los cuales no hacen alusión a topes formaciones ni intervalos de producción, y sus tonalidades no representan edades geológicas.

**Figura 74**

*Corenderización entre el Ant-tracking mejorado (paleta monocromática negruzca), sísmica en amplitud (paleta dicromática), Buzamiento aparente (paleta monocromática grisácea) y Azimut Local (paleta policromática)*



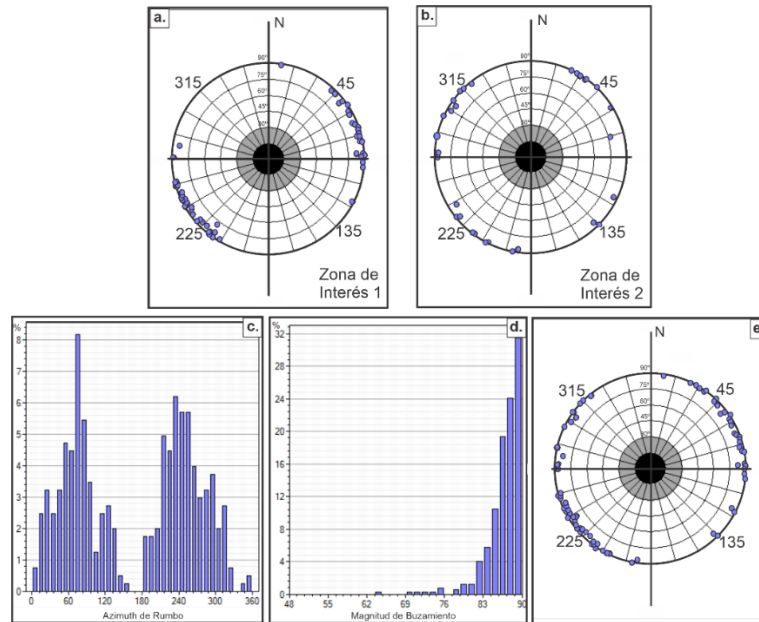
*Nota.* La paleta circular 2D representa las direcciones azimut con sus respectivos colores (Marfurt, 2015). Nótese la presencia de un anticlinal de bajo relieve con dirección preferencial NE-SW, en su flanco izquierdo se denotan tonos morados y azules oscuros por su rumbo suroeste y el flanco derecho en tonos verdes, amarillo y azules claros por su rumbo noreste. Por otro lado, presencia de pares anticlinales y sinclinales de menor tamaño más pronunciados en la zona de interés 2.

A partir de la Figura 74, 76 y 77, se observan principalmente dos estilos estructurales: El primer estilo estructural se distingue en la zona profunda y más antigua, es decir, en la zona de interés 2 en la cual su límite superior se asocia a la discontinuidad del Eoceno (1600 ms aprox.) y en la parte inferior limita con el basamento a los 2600 ms aproximadamente (Oscar Acevedo, comunicación verbal, agosto del 2020) la cual posee un mayor grado de plegamiento en comparación con la zona de interés 1 y presencia de pares anticlinales-sinclinales asimétricos generalmente asociadas a fallas inversas de alto ángulo con arrastre en los bloques colgantes. Debido a la presencia de fallas inversas de alto ángulo, las cuales incumplen la Ley de Anderson, se sugiere que la zona más antigua estuvo sometida a un régimen extensivo generando fallas normales y posteriormente a un régimen compresivo, cambiando la cinemática de estas fallas de normales a inversas de alto ángulo. Por ende, la zona de interés 2 está relacionada con eventos de inversión tectónica tal y como se ha documentado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (Morales, 1958; Sarmiento-Rojas, 2001). Predominantemente estas fallas inversas poseen rumbos en azimut entre los 180°-240°, 270°-315° y en menor medida 25°-45° y 115°-135° (Figura 75b). A su vez, los saltos de fallas desplazan reflectores hasta 75 ms verticalmente.

El segundo estilo estructural está asociado a la zona más somera, entre las secciones de tiempo 0 y 1600 ms, es decir la zona de interés 1 la cual presenta un menor grado de deformación en comparación con la zona de interés 2, donde se destaca un anticlinal de bajo relieve dominado en su flanco oriental por bloques basculados de bajo buzamiento, los cuales son visibles en dirección crossline o NE-SW y se encuentran en conjunto con fallas normales poco espaciadas. Su flanco occidental posee rumbo suroeste y su flanco oriental rumbo noreste.

**Figura 75**

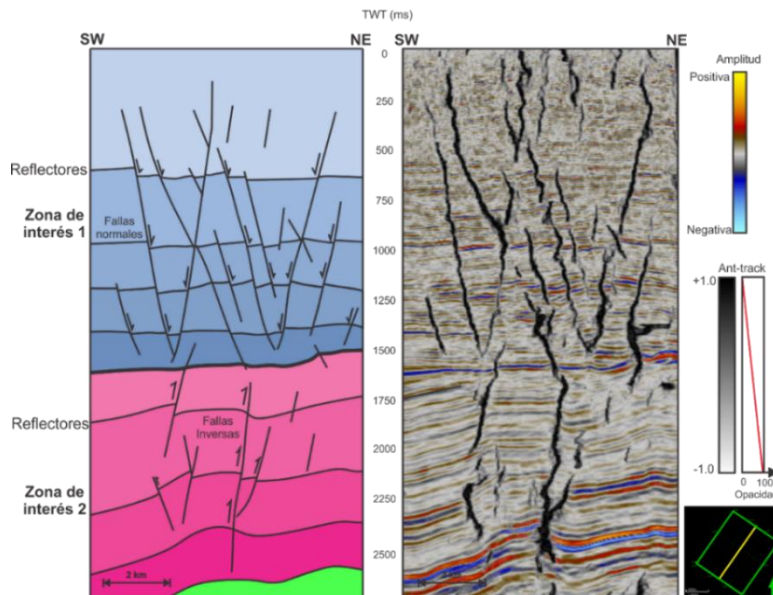
*Estereogramas de las fallas presentes en las zonas de interés*



*Nota.* En (a) Estereograma mostrando la distribución de las fallas en la zona de interés 1; (b) estereograma de la zona de interés 2; (c) histograma de la distribución de los rumbos en azimut en todo el volumen sísmico; (d) distribución de las magnitudes de buzamiento aparente de las fallas en el volumen sísmico; (e) estereograma de los datos.

**Figura 76**

*A la izquierda modelo de fallas interpretado a partir de los resultados obtenidos con el Ant-tracking mejorado en Xline 420 (derecha)*

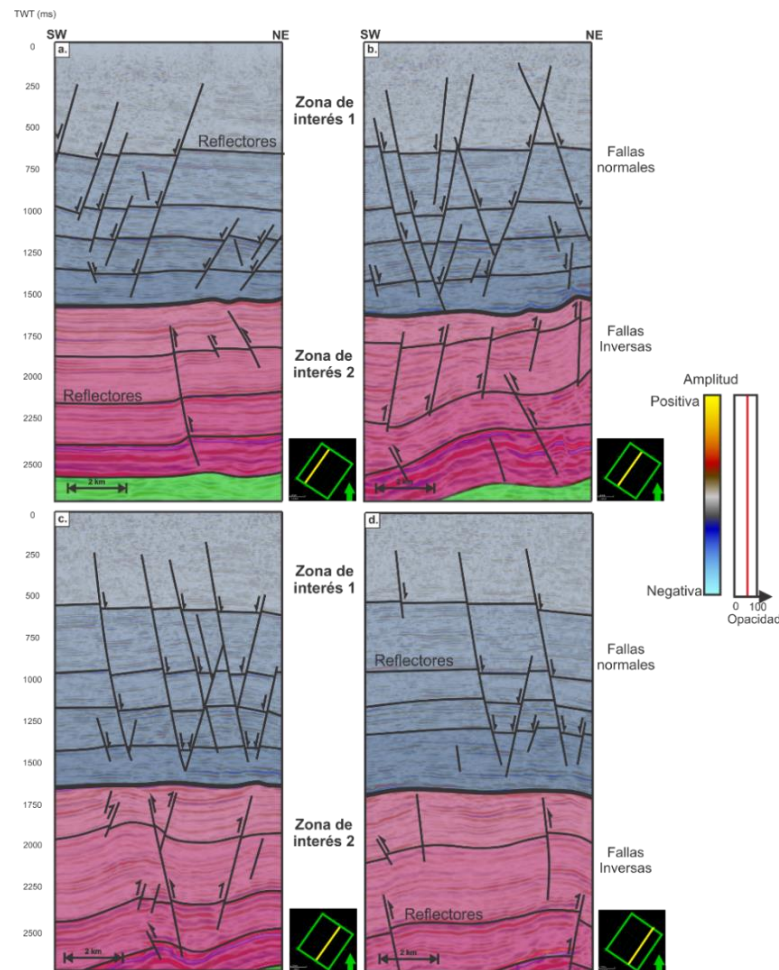


*Nota.* Nótese que en la Zona de interés 1 se observan fallas normales y fallas rotacionales vistas en forma de “X”, mientras que en la zona de interés 2 predominan las fallas inversas.

En la zona de interés 1 predominan fallas normales conjugadas y fallas en tijera caracterizadas por su típica forma en equis “X” (Figura 76) las cuales presentan direcciones de buzamiento contrarias y convergen en un punto. En cuanto a la dirección de rumbo de estas fallas, predominan direcciones entre 45°-90° y 210-255° en Azimut de rumbo y con alto buzamiento, marcando una tendencia NE-SW en esta zona, tal y como se evidencia en los estereogramas de la Figura 75a, además, los saltos de falla alcanzan hasta 40 ms verticalmente.

**Figura 77**

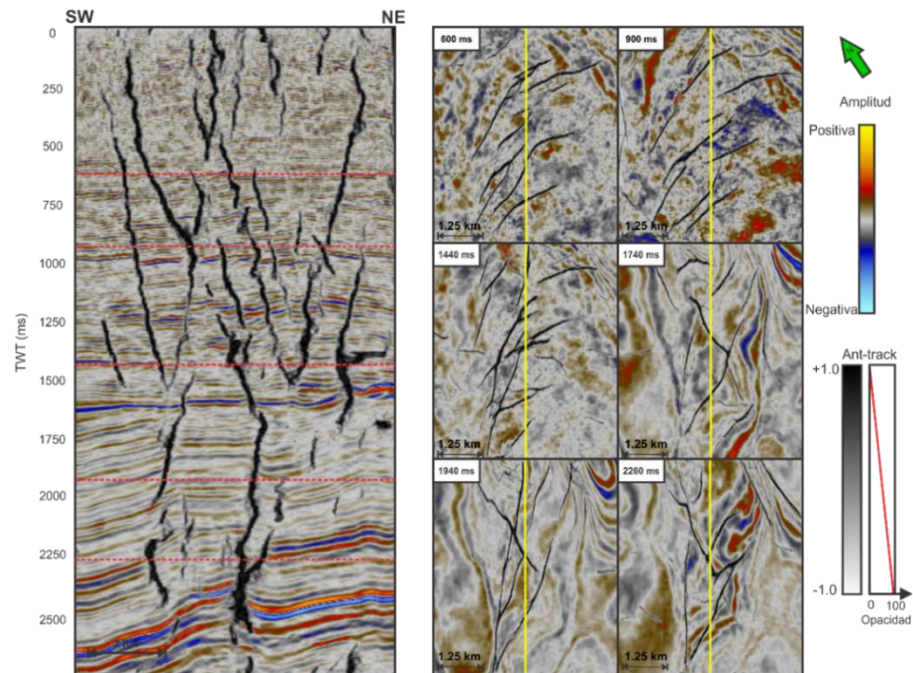
*Secciones verticales interpretadas a partir de los resultados obtenidos con el Ant-tracking mejorado en Xline a) 350, b) 390, c) 444 y d) 480*



*Nota.* En (a) nótese los bajos niveles de deformación en la zona de interés 2 hacia el noroeste y la presencia de fallas normales buzando principalmente hacia suroeste. (b) y (c) son los cortes más centrales del volumen sísmico donde se encuentra la mayor complejidad estructural del área tanto en la zona de interés 1 y 2. En (d) nótese nuevamente una disminución del número de fallas presentes hacia el sureste en las dos zonas de interés.

**Figura 78**

Resultados obtenidos con el Ant-tracking optimizado en Xline 420 (izquierda) y en las secciones de tiempo 600, 900, 1440, 1740, 1940 y 2260 ms (derecha)



Las fallas interpretadas en la zona de interés 1, concuerdan con lo evidenciado en Mojica & Franco (1990) donde hace alusión a las fallas más jóvenes del VMM caracterizadas por su cinemática normal y asociados a movimientos distensivos que afectan la cobertera sedimentaria Cenozoica por encima de la discontinuidad del Eoceno y de las unidades Cretácicas. Por otro lado, existe un mayor grado de fallamiento en la zona de interés 1 en comparación con la zona de interés 2, tal y como se observa en los diferentes cortes en tiempo a los 600, 900 y 1440 ms (Figura 78), donde se evidencia una tendencia NE-SW de las fallas y la disminución de la distancia de espaciamiento entre las estas a medida que aumenta la profundidad. Caso contrario se observa en la zona de interés 2, representada por los cortes 1740, 1940 y 2260 ms, donde no se aprecia una marcada tendencia de rumbo de las fallas y el espaciamiento entre ellas es mayor. Los estilos

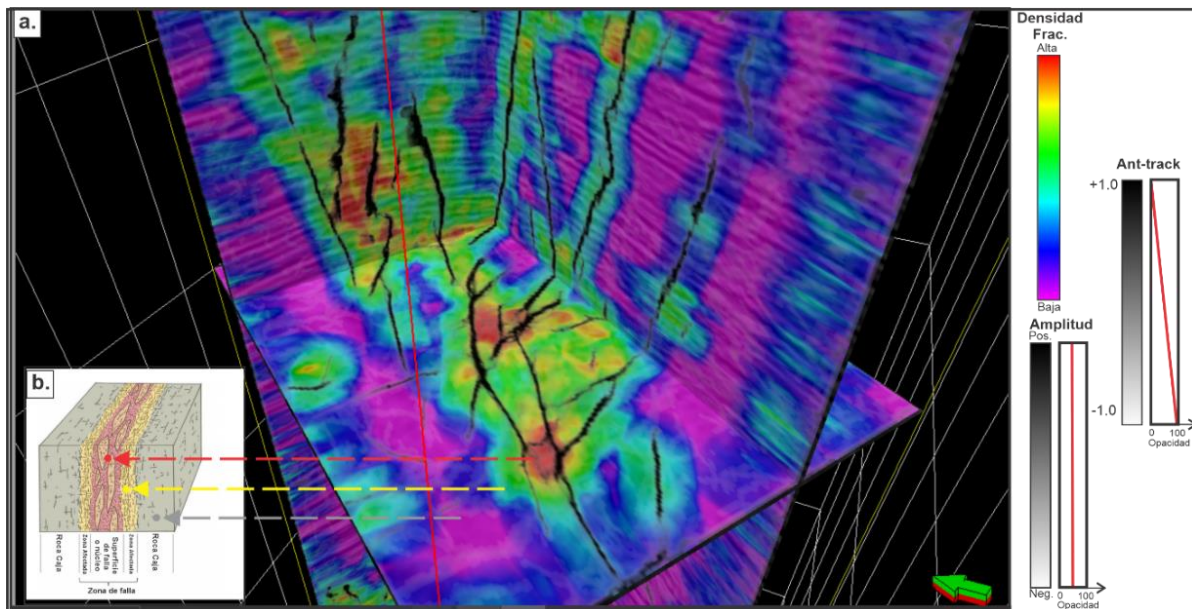
estructurales evidenciados se ajustan a los rasgos estructurales asociados al dominio central del VMM de Córdoba *et al.* (2001).

### 9.1 Aplicación de la identificación de fallas geológicas

Mediante el atributo de Probabilidad de Falla se extrae el atributo *Fracture Density* o Densidad de fracturas (Jaglan et al., 2015), el cual calcula la relación entre las muestras sísmicas clasificadas como fallas (altos valores de Probabilidad de Falla) y el número total de muestras en un radio determinado, para este caso 250 metros.

**Figura 79**

En (a) Corenderización entre el Ant-tracking mejorado producto de la metodología propuesta, la sísmica en amplitud y la Densidad de Fracturas



*Nota.* Nótese la presencia de zonas con alta probabilidad de densidad de fracturas aledañas a planos de falla, las cuales pueden ser evitadas en trayectorias de pozos para mitigar pérdidas de circulación de lodo de perforación. En (b) modelo interno de una zona aledaña a fallas geológicas: roca caja (gris), zona afectada (amarillo) y núcleo o superficie de falla (rojo), tomado y adaptado de Fasching and Vanek (2011).

Por medio de la corenderización del atributo Densidad de Fractura, el *Ant-Tracking* mejorado y la sísmica en amplitud (Figura 79a) se destacan las regiones con la mayor probabilidad de

densidad de fracturas las cuales pueden ser evitadas en la trayectoria de pozos con el fin de mitigar problemas de pérdidas de circulación. Estas zonas expuestas en tonalidades rojas y amarillas se conocen como núcleo de falla y zona fallada respectivamente (Fasching and Vanek 2011), mientras que las zonas con baja o nula presencia de fallas se denotan con tonos azulados y morados indicando baja probabilidad de fracturas en la zona (Figuras 79b). Se recomienda contrastar los resultados obtenidos a partir de la integración de los diferentes atributos sísmicos utilizados en el presente proyecto con datos geomecánicos y litológicos para identificar de forma más certera zonas con alta probabilidad de pérdida de circulación.

Por último, la presente metodología puede ser implementada a estudios geológicos que involucren interpretación de fallas en datos sísmicos 3D, tales como identificación de rutas de migración de hidrocarburos y fluidos de alta temperatura en campos geotermales a través de fallas geológicas, definición *sweet spots* a perforar en yacimientos naturalmente fracturados u otros de baja permeabilidad asociados a fallas y estudio de compartimentalización de reservorios con base en identificación de fallas geológicas y estudio geoquímicos de crudos.

## 10. Conclusiones

La parametrización de los atributos sísmicos ya sean matemáticos, geométricos o estructurales es una etapa fundamental para la extracción de estos, ya que condiciona en gran medida la eficacia de cada atributo al atenuar el ruido sísmico, preservar discontinuidad de amplitud, suavizar los reflectores, detectar lineamientos y en disminuir el desarrollo de artefactos sísmicos. Los parámetros seleccionados para cada atributo durante la evaluación de estos son los más adecuados para datos sísmicos con alta presencia de ruido sísmico con el fin de desenmascarar las discontinuidades de amplitud asociadas a fallas geológicas.

Los atributos sísmicos matemáticos tales como el *Steering Cube*, el Filtro de Mediana Dirigido por el Buzamiento, el *Edge Preserving Smoother* y la Descomposición Espectral mediante la Transformada Continua de la Ondícula son los más ventajosos en términos de atenuación del ruido sísmico, preservación de discontinuidades de amplitud y suavizado de los reflectores en comparación con otros atributos de su misma clase evaluados en el presente proyecto, debido a que se basan en algoritmos de filtrado de amplitudes y frecuencias.

Por otro lado, los atributos sísmicos geométricos y estructurales como lo son el Filtro Sobel, la Iluminación de Buzamiento, Curvatura más Positiva y la Probabilidad de falla son los atributos más eficientes en términos de detección y realce de discontinuidades de amplitud, debido a que son extraídos respetando la inmersión de los reflectores y las estructuras del subsuelo, por lo que discriminan eventos sísmicos no asociados a fallas y preservan las discontinuidades de amplitud generando menos artefactos sísmicos.

El flujo de trabajo diseñado funciona como herramienta al intérprete para comprender las relaciones entre fallas, el desarrollo tectónico y las propiedades estructurales de las mismas, disminuyendo el tiempo invertido para interpretar fallas geológicas en datos sísmicos 3D con altos

niveles de ruido aleatorio, generando un modelo de fallas confiable y aportando desde un punto de vista geológico al planeamiento de la trayectoria de pozos para evitar posibles zonas altamente falladas donde exista una mayor posibilidad de presentar pérdidas de circulación. Por otro lado, debido a la considerable disminución de ruido aleatorio resultado de la integración de los atributos estadísticos y geométricos seleccionados, se obtienen volúmenes *Ant-Tracking* claros y concisos en comparación con metodologías comunes propuestas por Pepper & Bejarano (2005) y Zhang *et al.*, (2017).

A partir del modelo geológico de fallas se logra evidenciar la complejidad estructural de la zona de estudio, donde se detallan dos estilos estructurales principalmente: un primer estilo estructural que presenta una serie de pares anticlinales y sinclinales de menor tamaño en su mayoría dominados por fallas inversas de alto ángulo con arrastre en sus bloques colgantes asociadas a eventos de inversión tectónica descritos por Sarmiento-Rojas (2001), en lo que se denomina zona de interés 2 o zona más antigua. En la zona de interés 1 se encuentra dominado por un segundo estilo el cual está caracterizado por un anticlinal de bajo relieve con dirección preferencial NE-SW donde su flanco oriental se diferencia por la presencia de bloques basculados asociados a fallas conjugadas normales y rotacionales más jóvenes evidenciadas en Mojica & Franco (1990) en el Valle Medio del Magdalena (VMM). Así mismo se identificó una tendencia general NE-SW de las fallas que en su mayoría presentan altos buzamientos.

## 11. Recomendaciones

Se recomienda el uso de *Self Organizing Maps* (Roden, et al., 2015, Hussein *et al.*, 2020) como una herramienta para implementar en el flujo trabajo propuesto, específicamente en la fase de detección y optimización de discontinuidades con el objetivo de combinar los distintos volúmenes de atributos sísmicos y así mejorar aún más los resultados obtenidos a partir de la combinación de diferentes atributos sísmicos y volúmenes *Ant-Tracking* en términos de detección de anomalías lineales con altos niveles de continuidad estructural vertical y lateral.

Se recomienda el uso de la metodología diseñada en datos sísmicos 3D con baja y alta presencia de ruido sísmico con el objetivo de identificar fallas geológicas. Se aconseja parcialmente su uso en datos sísmicos 2D, ya que los atributos *Edge Preserving Smoother* y Probabilidad de Falla solo aceptan como dato de entrada volúmenes sísmicos.

En caso de obtener resultados desfavorables a partir de los atributos sísmicos seleccionados para detección de discontinuidades de amplitud, se recomienda variar los parámetros del *Ant-tracking* en la fase de optimización de discontinuidades de amplitud con el objetivo disminuir la respuesta al ruido sísmico y mejorar los rasgos asociados a los lineamientos por parte del *Ant-tracking*.

Por último, ya que la única información disponible para el presente proyecto son los datos sísmicos 3D, se recomienda comparar los resultados obtenidos en la fase de interpretación y modelo de fallas con modelos geomecánicos y datos geológicos para aumentar la confiabilidad de las zonas con alta densidad de fracturas.

### Referencias Bibliográficas

- Alaei, B. (2012). Improved fault imaging by interpretation of frequency decomposition and fault attributes, example from Mid Norwegian Sea. *3rd International Conference on Fault and Top Seals - From Characterization to Modelling*.
- AlBinHassan, N., Luo, Y., & Al-Faraj, M. (2006). 3D edge-preserving smoothing and applications. *Geophysics*, 5-11.
- Al-Dossary, S., & Al-Garni, K. (2013). Fault Detection and Characterization Using a 3D Multidirectional Sobel Filter. *SPE International*, 1-5.
- Alee, A. (2018). *Generalized spectral decomposition (gsd). background, gsd attribute parameters and spectral decomposition workflows in petrel*.
- Amanullah, M., Alouhali, R., & Arfaj, M. (2018). Impact of Geological and Geo-Mechanical Controls in Creating Various Drilling Problems. *Search and Discovery Online Journal for E&P Geoscientists. AAPG/Datapages Inc.*
- Aqwari, A. a., & Boe, T. H. (2011). Improved fault segmentation using dip guided and modified 3D sobel filter. *SEG San Antonio 2011 Annual Meeting*, 999-1003.
- Aqwari, A. A., Weinzierl, W., Daber, R., & Boe, T. H. (2012). Directional guided seismic attributes and their use in assisting structural, stratigraphic and lithological interpretation. *SEG Las Vegas 2012 Annual Meeting*, 1-5.
- Ashcroft, W. (2011). A petroleum geologist's guide to seismic reflection. *John Wiley & Sons*.
- Backus, M., & Simmons, J. (1984). Multiple reflections as an additive noise limitation in seismic reflection work. *Proceedings of the IEEE*, 72(10), 1370-1384.
- Bahorich, M., & Farmer, S. (1995). 3D seismic discontinuity for faults and stratigraphic features: The coherence cube. *the Leading Edge*, 1053-1058.

- Balch, A. (1971). Color Sonograms: A New Dimension in Seismic Data Interpretation. *Geophysics Journal*, 1074-1098.
- Barnes, A. (2000). Weighted average seismic attributes. *Geophysics*, 275-285.
- Barnes, A. (2001). Seismic Attributes in your Facies. *CSEG recorder.*, 41-47.
- Barnes, A. E. (2016). Overview of poststack seismic attributes. En A. E. Barnes, *Handbook of Poststack seismic attributes* (págs. 13-25). Yale: Society of Exploration Geophysicists.
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C., & Martínez, J. (2007). *Colombian Sedimentary Basins, Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal*. Bogotá: ANH and B&M Exploration Ltda, p.92.
- Basir, H. M., Javaherian, A., & Yaraki, M. T. (2013). Multi-trace attribute ant-tracking and neural network for fault detection: a case study of an Iranian Field. *Journal of Geophysics and Engineering*, 1-10.
- Basir, H. M., Javerian, A., & Yaraki, M. T. (2012). Multi-attribute ant-tracking for fault detecting: A case od study of an Iranian oilfield. *International Geophysical Conference and Oil & Gas Exhibition*.
- Bodine, J. (1984). Waveform analysis with seismic attributes. *Oil and Gas journal*, 505-509.
- Brouwer, F. (2007). Creating a good Steering Cube. *OpendTect dGB Earth Sciences website*.
- Brouwer, F., & Huck, A. (2011). An Integrated Workflow to Optimize Discontinuity Attributes for the Imaging of Faults. En *Attributes: New Views on Seismic Imaging—Their Use in Exploration and Production*. GCSSEPM, 31st Annual Conference Publication.

- Brown, A. (1996). Seismic attributes and their classification. *Interpreter's Corner - The leading edge*, 1.
- Brown, A. (2001). *Understanding seismic attributes*. Dallas, Texas: Society of Exploration Geophysicists.
- Castagna, J. P., & Sun, S. (2006). Comparison of spectral decomposition methods. *First Break*, 75-79.
- Castagna, J. P., Sun, S., & Siegfried, R. W. (2003). Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons. *The Leading Edge*, 121-127.
- Chehrazi, A., Rahimpour-Bonab, H., & Rezaee, M. R. (2013). Seismic data conditioning and neural network-based attribute. *Petroleum Geoscience*, 169-183.
- Chen, Q., & Sidney, S. (1997). Seismic attribute technology for reservoir monitoring. *The Leading Edge*, -.
- Chopra, S. (2007). Multispectral Volumetric Curvature Adding Value to 3D Seismic Data Interpretation. *CSPG GSEG Convention*.
- Chopra, S., & Marfurt, K. (2006). Seismic Attributes – a promising aid for geologic prediction. *Recorder*, 111-121.
- Chopra, S., & Marfurt, K. (2007). Multispectral Volumetric Curvature Adding Value to 3D Seismic Data Interpretation. *Let it Flow - 2007 CSPG CSEG Convention*, 513-516.
- Chopra, S., & Marfurt, K. (2007). Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. *Interpretation Journal - SEG*, 59-83.
- Chopra, S., & Marfurt, K. (2018). Multispectral, multi-azimuth and multi-offset coherence. *Interpretation*.

- Chopra, S., Kumar, R., & Marfurt, K. (2014). Seismic discontinuity attributes and Sobel filtering. *SEG Denver 2014 Annual Meeting*, 1624-1628.
- Córdoba, F., López, C., Rolón, I., & Buchelli, F. (2001). Proyecto evaluación regional del Valle Medio del Magdalena y Cordillera. En L. F. Sarmiento, *Middle Magdalena Basin* (pág. 193). Medellín: ANH-University EAFIT. Department of Geology.
- Dalley, R. M., Gevers, E., Davies, D., Gastaldi, C., Ruijtenberg, P., & Vermeer, G. (1989). Dip and azimuth displays for 3D seismic. *First Break*.
- Dewet, D. T., & Alissa, H. A. (2016). Spectral Similarity Fault Enhancement. *Interpretation*, 149-159.
- dGB Earth Sciences. (2016). *OpendTect Pro & dGB Plugins Documentation version 6.0*. dGB Company, Houston, Texas, U.S.A: dGB Company.
- Di, H., & Gao, D. (2016). Seismic Attribute-Aided Fault Detection in Petroleum Industry: A Review.
- Di, H., Shafiq, M., & AlRegib, G. (2018). Patch-Level MLP classification for improved fault detection. *SEG International Exposition and 88th Annual Meeting*, 2211-2215.
- Dorigo, M., & Gambardella, L. M. (1997). Ant Colony System: A Cooperative Learning Approach to the Traveling Salesman Problem. *IEEE Transactions On Evolutionary Computation*, 53-66.
- Espinoza, E. (2016). *Calculo de atributos sísmicos con datos migrados en tiempo y profundidad*. Ciudad de Mexico: Universidad Nacional Autonoma de Mexico.
- Fehmers, J., & Hocker, C. (2003). Fast structural interpretation with structure-oriented filtering. *Geophysics*, 1286-1293.

- Francelino, A. V., & Antunes, A. F. (2013). Applying filters and seismic attributes for enhancing faults in the 3D seismic survey of Alto de Siririzinho (Sergipe-Alagoas basin, Northeast Brasil). *Revista Brasileira de Geofísica*, 109-123.
- Francelino, A., & Antunes, A. (2013). Applying filters and seismic attributes for enhancing faults in the 3D seismic survey of Alto de Siririzinho (Sergipe-Alagoas Basin, northeast Brazil). *Revista Brasileira de Geofísica*, 109-123.
- Gersztenkorn, A., & Marfurt, K. (1999). Eigenstructure-based coherence computations as an aid to 3-D structural and stratigraphic mapping. *GEOPHYSICS*, 1468-1479.
- Gómez, E. (2001). Tectonic controls on the late Cretaceous to Cenozoic sedimentary fill of the Middle Magdalena Valley basin, Eastern Cordillera and Llanos basin, Colombia. En L. F. Sarmiento, *Middle Magdalena Basin* (pág. 193). Medellín: ANH-University EAFIT. Department of Geology.
- Gonzalez, R. (1987). An overview of image processing and pattern recognition techniques. En K. Helbig, & S. Treitel, *Handbook of geophysical exploration* (pág. 568). Section I. Seismic Exploration. Volume 20. : Geophysical Press.
- Guiton, A. (2018). 3D Convolutional Neural Networks for Fault Interpretation. *80th EAGE Conference & Exhibition 2018*, 1-5.
- Hale, D. (2013). Methods to compute fault images, extract faults surfaces, and estimate faults throw from 3D seismic images. *Geophysics*, 33-43.
- Henderson, J., Puerves, S., Fisher, G., & Leppard, C. (2008). Delineation of geological elements from RGB color blending of seismic attributes volumes. *The Leading Edge*, 342-350.

- Horton, B., Saylor, J., Nie, J., Mora, A., Parra, M., Reyes, A., & Stockli, D. (2010). Linking sedimentation in the northern Andes to basement configuration, Mesozoic extension, and Cenozoic shortening: Evidence from detrital zircon U-Pb ages, Eastern Cordillera, Colombia. En L. Sarmiento, *Middle Magdalena Basin* (pág. 193). Medellín: ANH-University EAFIT. Department of Geology, p.193.
- Hussein, M., Stewart, R., & Wu, J. (2020). Unsupervised Machine Learning Techniques for Subtle Fault Detection. *82nd EAGE Conference & Exhibition 2020*.
- Iske, A., & Randen, T. (2005). *Mathematical Methods and Modelling in Hydrocarbon Exploration and Production*. Springer-Verlag: Germany.
- Jaglan, H., Qayyum, F., & Huck, H. (2015). Atributos sísmicos no convencionales para la caracterización de fracturas. *First Break*, 101-109.
- Justice, J., Hawkins, D., & Wong, G. (1985). Multidimensional Attribute Analysis and Pattern Recognition for Seismic Interpretation. *Pattern Recognition*, 391-407.
- Kearey, P., Brooks, M., & Hill, I. (2002). An Introduction to Geophysical Exploration. En P. Kearey, M. Brooks, & I. Hill, *An Introduction to Geophysical Exploration*. (Tercera ed., pág. 272). John Wiley & Sons.
- Kee, S. P., Ghosh, D., & Kadir, A. A. (2017). Innovated PETREL Workflow for Multi-Attribute Analysis: Case Study in Malay Basin. *Centre of Excellence in Subsurface Seismic Imaging & Hydrocarbon Prediction. Universiti Teknologi PETRONAS*.
- Khair, H. C., Backè, G., King, R., Hand, M., Tingay, M., & Holford, S. (2012). Subsurface mapping of natural fracture networks; a major challenge to be solved. case study from the shale intervals in the cooper basin, south australia. *Thirty-Seventh Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.

- Kington, J. (2015). Semblance, coherence, and other discontinuity attributes. *Geophysical Tutorial - Coordinated by Matt Hall*, 1510-1512.
- Kumar, D., & Ahmed, I. (2020). Seismic noise. En *Encyclopedia of Solid Earth Geophysics*, (págs. 1157-1161).
- Kumar, P. C., & Mandal, A. (2018). Enhancement of fault interpretation using multi-attribute analysis and artificial neural network (ANN) approach: a case study from Taranaki Basin, New Zealand. *Exploration Geophysics*, 409-424.
- Lavrov, A. (2016). Preventing Lost Circulation. En A. Lavrov, *Lost circulation: mechanisms and solutions*. Gulf professional publishing (págs. 163-203). Gulf Professional Publishing.
- Less, J. A. (1999). Constructing faults from seed picks by voxel tracking. *The Leading Edge*, 338-339.
- Li, F., & Lu, W. (2014). Coherence Attribute at Different Spectral Scales. *Interpretation*, 99-106.
- Li, F., Qi, J., & Marfurt, K. (2018). Multispectral Coherence. *Interpretation*, 61-69.
- Lindseth, R. (1982). Seismic Trace Attributes. En R. Lindseth, *Digital processing of geophysical data - A review* (págs. 9.1-9.22). Society of Exploration Geophysicists.
- Lowrie, W., & Fichtner, A. (2007). Fundamentals of geophysics. En W. Lowrie, *Fundamentals of geophysics* (Segunda ed.). Cambridge University Press.
- Lozano, E., & Zamora, N. (2014). *Complicación de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena*. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano.
- Luo, Y., Higgs, W. G., & Kowalik, W. S. (1996). Edge detection and stratigraphic analysis using 3D seismic data. *Interpretation* 2, 324-327.

- Luo, Y., Marhoon, S., & Alfarajh, M. (2002). Edge-preserving smoothing and applications. *Acquisition - Processing*, 136-158.
- Lyu, b., Li, F., Qi, J., Zhao, T., & Marfurt, K. (2018). Highlighting discontinuities with variational mode decomposition based coherence. *SEG International Exposition and 88th annual Meeting*, 1798-102.
- Lyu, B., Qi, J., Machado, G., Li, F., & Marfurt, K. (2019). Seismic fault enhancement using spectral decomposition assisted attributes. *SEG International Exposition and 89th Annual Meeting*, 1938-1942.
- Machado, G. (2016). Improving fault images using a directional laplacian of a gaussian operator. *a thesis submitted to the graduate faculty in partial fulfillment of the requirements for the Degree of master of science - Oklahoma University*.
- Mai, H. T., & Marfurt, K. (2009). Coherence and volumetric curvature and their spacial relationship to faults and folds, an example from Chicontepec Basin, Mexico. . *SEG Houston 2009 International Exposition and Annual Meeting*, 1063-1067.
- Marfurt, K. (2006). Robust estimates of 3D reflector dip and azimuth. *Geophysics*, 29-40.
- Marfurt, K. (2017). Interpretational Aspects of Multispectral Coherence. *79th EAGE Conference & Exhibition 2017*, 1-5.
- Marfurt, K. (2018). *Seismic attributes as the framework for data integration throughout the oilfield life cycle*. Society of Exploration Geophysicists.
- Marfurt, K. J., Kirlin, R., & Farmer, S. L. (1998). 3-D Coherency attributes using a semblance-based coherency algorithm. *GEOPHYSICS*, 1150-1165.

- Meldahl, P., Heggland, R., Bril, B., & Groot, P. (1999). The chimney cube, an example of semi-automated detection of seismic objects by directive attributes and neural networks: Part II; interpretation. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*.
- Meldahl, P., Heggland, R., Bril, B., & Groot, P. (2001). Identifying faults and gas chimneys using multi-attributes and neural networks. *Interpreter's Corner*, 474-482.
- Mojica, J., & Franco, R. (1990). Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena. *Geología Colombiana*, 41-64.
- Moreno, A. (2013). Aplicación de atributo sísmico de curvatura volumétrica para la caracterización de fallas y fracturas. *Instituto Tecnológico Nacional - Tesis de Grado*, 1-187.
- Onajite, E. (2014). Seismic Data analysis Techniques in Hydrocarbon Exploration. *Elsevier*, 256.
- Ortiz, A., & Tolson, G. (2004). Interpretación estructural de una sección sísmica en la región Arbacuz-Culebra de la cuenca de Burbos, NE de México. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 226-235.
- Othman, A. A., Mohamed, M. A., & Mohamed, M. F. (2016). Improving fault tracing detection applying 3D ant tracking seismic attribute. *Journal of Applied Geology and Geophysics*, 18-25.
- Partyka, G., Gridley, J., & Lopez, P. (1999). Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization. *The Leading Edge*, 353-360.
- Pedersen, S. I., Randen, T., Sonneland, L., & Oyvind, S. (2002). Automatic Fault Extraction using Artificial Ants. *SEG Int'l Exposition and 72nd Annual Meeting - Salt Lake City, Utah*.

- Pepper, R., & Bejarano, G. (2005). Advances in Seismic Fault Interpretation Automation. *AAPG Annual Convention*.
- Piggot, J., Kang, M.-H., & Han, H.-C. (2013). First order seismic attributes for clastic seismic facies interpretation: Examples from East the East China Sea. *Journal of Asian Earth Sciences*, 34-54.
- Qi, J., Machado, G., & Marfurt, K. (2017). A workflow to skeletonize faults and stratigraphic features. *Geophysics*, 57-70.
- Qi, X., & Marfurt, K. (2018). Volumetric aberrancy to map subtle faults and flexures. *Interpretation*, 349-365.
- Randen, T., Monsen, E., Signer, C., Abrahamsen, A., Ove, H. J., Saeter, T., & Schlaf, J. (2000). Three-Dimensional Texture Attributes for Seismic Data Analysis. *SEG 2000 Expanded Abstracts*.
- Randen, T., Pedersen, S. I., & Sonneland, L. (2001). Automatic Extraction of Fault Surfaces from Three-Dimensional Seismic Data. *SEG Int'l Exposition and Annual Meeting - San Antonio, Texas*.
- Roberts, A. (2001). Curvature attributes and their application to 3D interpreted horizons. *First Break*, 85-100.
- Roberts, A. (2001). Curvature attributes and their application to 3D interpreted horizons. *First Break*, 85-100.
- Roden, R., Smith, T., & Sacrey, D. (2015). Geologic pattern recognition from seismic attributes: Principal component analysis and self organizing maps. *Interpretation Journal - SEG*, 59-83.

- Rolon, I. (2004). *Structural Geometry of the Jura-Cretaceous Rift of the Middle Magdalena Valley Basin-Colombia*. West Virginia University.: Ms. Tesis. .
- Rooij, M., & Tingdahl, K. (2002). Meta-attributes—the key to multivolume, multiattribute interpretation. *The Leading Edge*, 1050–1053.
- Santosh, D., Aditi, B., Poonam, K., Priyanka, S., Rao, P. H., Hasan, S., & Harinarayana, T. (2013). An Integrated approach for faults and fractures delineation with dip and curvature attributes. *10th Biennial International Conference & Exposition*, 1-7.
- Sarmiento, L. F. (2011). *Middle Magdalena Basin* (Vol. 11). Medellín: ANH-University EAFIT. Department of Geology, p.193.
- Sarmiento-Rojas, L. (2001). Mesozoic rifting and Cenozoic basin inversion history of the Eastern Cordillera. En L. Sarmiento, *Middle Magdalena Basin* (pág. 193). Medellín: ANH-University EAFIT. Department of Geology.
- Schlumberger. (2007). Interpreter`s Guide to Seismic Attributes.
- Schlumberger. (2015). Atributo (Geofísica). *Schlumberger Oilfield Dictionary*.
- Schlumberger. (2018). Ant tracking attribute parameters. *Schlumberger Help Center - Ant-Tracking Workflow* .
- Sigismondi, M., & Soldo, J. (2003). Curvature attributes and seismic interpretation: Case studies from Argentina Basins. *The Leading Edge*, 1122-1126.
- Silva, C., Marcolino, C., & Lima, F. (2005). Automatic Fault Extraction Using Ant Tracking Algorithm in the Marlim South Field, Campos. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, 857-860.
- Sinha, S., Routh, P. S., Anno, P. D., & Castagna, J. P. (2005). Spectral Decomposition of Seismic Data with Continuous-wavelet Transform. *Geophysics*, 19-25.

- Subrahmanyam, D., & Rao, P. (2008). Seismic Attributes- A Review. *7th International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics*, (págs. 398-405). Hyderabad.
- Tarner, M. T. (1999). *Seismic attributes, their classification and project utilization*. Houston, Texas: Rock Solid Images.
- Tarner, M. T. (2001). *Seismic Attributes*. Houston, USA: Rock Solid Images.
- Tarner, M. T., & Sheriff, R. E. (1977). Application of Amplitude, Frequency, and other Attributes to Stratigraphic and Hydrocarbon Determination.
- Tarner, M., Koehler, F., & Sheriff, R. (1979). Complex Seismic Trace Analysis. *Geophysics Journal*, 1041-1063.
- Tingdahl, K. (1999). Improving seismic detectability using intrinsic directionality. *Earth Sciences Centre, University of Gothenburg*, Paper B194.
- Tingdahl, K. (2003). Improving seismic chimney detection using directional attributes. En M. Nikravesh, F. Aminzadeh, & L. Zadeh, *Soft Computing and Intelligent Data Analysis in Oil Exploration, Developments in Petroleum Science* (págs. 157–173). Amsterdam: Elsevier.
- Tingdahl, K., & De Groot, P. (2003). Post-stack-dip- and azimuth processing. *Journal of Seismic Exploration*, 113-126.
- Tingdahl, K., Bril, B., & De Groot, P. (2002). Simultaneous mapping of faults and horizons with the help of object probability cubes and dip-steering. *SEG Int'l Exposition and 72nd Annual Meeting*, 1-4.
- Van Bemmelen, P. P., & Pepper, R. P. (2000). Seismic Signal Processing Method and Apparatus for generating a cube of variance values. *United States Patents*, 1-24.

- Van Bemmelen, P., & Pepper, R. (2000). Seismic signal processing method and apparatus for generating a cube of Variance values. *United States Patent - 6,151,555*, 1-24.
- Wu, X., Liang, L., Shi, Y., & Fomel, S. (2019). FaultSeg3D: using synthetic datasets to train an end-to-end convolutional neural network for 3D seismic fault segmentation. *Geophysics*.
- Zhang, B., Liu, Y., Pelissier, M., & Hemstra, N. (2014). Semiautomated fault interpretation based on seismic attributes. *Interpretation*, 11-19.
- Zhang, T., Lin, Y., Liu, K., Aamer, A., & Stephen, G. (2017). Fault Visualization Enhancement Using Ant Tracking Technique and Its Application in the Taranaki Basin, New Zealand. *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2017*.
- Zhao, T., & Mukhopadhyay, P. (2018). A fault detection workflow using deep learning and image processing. *SEG International Exposition and 88th Annual Meeting*.
- Zheng, Z., Kavousi, P., & Di, H. (2014). Multi-Attributes and Neural Network based- fault Detection in 3D Seismic Interpretation. *Advanced Materials Research*, 1497-1502.