



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Uso de Atributos Sísmicos
Híbridos para la Identificación
de Rasgos Estratigráficos**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Geofísico

P R E S E N T A

Luis Arturo Cámara Mendoza

DIRECTORA DE TESIS

Dra. Rocío Negrete Cadena



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., Junio 2017



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

“... Los grandes momentos de nuestra vida no serán necesariamente las cosas que hacemos, también lo serán las cosas que nos ocurran. No estoy diciendo que no podremos actuar para cambiar el resultado de nuestras vidas, al contrario debemos actuar. Pero no hay que olvidar, que cualquier día al salir de casa, nuestra vida puede cambiar totalmente.

El universo tiene un plan que siempre está en marcha, da miedo pensarlo, pero a la vez es maravilloso. Todas las piezas de la máquina están en constante funcionamiento, asegurándose de que estemos donde debemos estar, exactamente cuando debemos estar ahí. En el lugar adecuado, en el momento adecuado...”

*A Dios, el mejor ingeniero y
por acompañarme en todos
los días de mi vida.*

*A quienes me han heredado el tesoro más valioso
que puede dársele a un hijo; amor. A quienes, sin
escatimar esfuerzo alguno, han sacrificado gran
parte de su vida para formarme y educarme.
A quienes la ilusión de su vida ha sido convertirme
en una persona de provecho. A quienes nunca
podré pagar sus desvelos ni aun con las riquezas
más grandes del mundo.
Por esto y más... Gracias Papá y Mamá*

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Roberto Cámara Sánchez y Linda Mendoza Gracián, por su apoyo constante en alentar cada uno de los sueños que he tenido, por todo el amor que he recibido de su parte espero algún día poder devolverles un poco de todo lo que me han dado. A mi hermano José Roberto Cámara Mendoza, por ser mi héroe en secreto, por los consejos, por los buenos y por los malos momentos que hemos vivido.

A mi directora de tesis, Dra. Rocío Negrete Cadena por su apoyo incondicional para la elaboración de este trabajo, por su tiempo invertido y por la paciencia. Por compartir un poco de su conocimiento y experiencia para contribuir en mi formación profesional.

A mi jurado de examen, Dr. Martín Cárdenas Soto, Dr. Guillermo Alejandro Pérez Cruz, Ing. Javier Arellano Gil y M. C. David Escobedo Zenil que sin su disposición ni sus valiosas recomendaciones este trabajo no sería lo que es.

A todo “El Equipo” del Colegio Tabasco por su apoyo a lo largo del tiempo que tenemos de conocernos, ustedes son parte importante en la culminación de esta etapa.

A las personas que conocí en esta etapa llamada Ingeniería Geofísica, especialmente a Kim por su apoyo y motivación a ser mejor persona y estudiante, por compartir su pasión por el conocimiento, gracias por ser parte del show. A mis amigos que se convirtieron en mis hermanos: Pablo, Eduardo, Gerardo, Sebastián y Chave. A las personas que no menciono y que cuentan con mi amistad, esta experiencia no hubiese sido la misma sin ustedes.

A la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, mi Alma Máter, por darme el privilegio y el orgullo de ser universitario.

INDICE

RESUMEN	VIII
ABSTRACT	IX
I. INTRODUCCIÓN	10
I.II OBJETIVO PRINCIPAL	11
I.III JUSTIFICACIÓN.....	11
I.IV ALCANCES	12
II. MARCO TEÓRICO	13
II.I FUNDAMENTOS GEOLÓGICOS	13
II.II FUNDAMENTOS GEOFÍSICOS	14
II.II.I <i>Transformada de Hilbert</i>	14
II.II.II <i>Análisis de la Traza Sísmica Compleja</i>	15
II.III FUNDAMENTOS ESTADÍSTICOS	17
II.III.I <i>Medidas de localización</i>	17
III. ATRIBUTOS SÍSMICOS	18
III.I ATRIBUTOS SÍSMICOS HÍBRIDOS.....	20
III.II ATRIBUTOS SÍSMICOS EN LA HISTORIA	20
III.III ATRIBUTOS INSTANTÁNEOS.....	22
III.III.I <i>Atributo de Amplitud Instantánea</i>	22
III.III.II <i>Atributo de Fase Instantánea</i>	23
III.III.III <i>Atributo de Frecuencia Instantánea</i>	24
III.IV ATRIBUTOS SÍSMICOS DIRECTOS	26
III.IV.I <i>Atributo Sísmico Amplitud RMS (Root Mean Square)</i>	26
III.IV.II <i>Atributo Sísmico Primera Derivada Amplitud RMS</i>	27
III.IV.III <i>Atributo Sísmico Envelope</i>	27
III.IV.IV <i>Atributo Sísmico Trace Gradient</i>	27
III.IV.V <i>Atributo Sísmico Sweetness</i>	27
III.V GENERACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS HÍBRIDOS	28
III.V.I <i>Atributo Sísmico Híbrido RL1</i>	28
III.V.II <i>Atributo Sísmico Híbrido RL2</i>	28
III.V.III <i>Atributo Sísmico Híbrido RL3</i>	29
III.V.IV <i>Atributo Sísmico Híbrido RL4</i>	29
III.V.V <i>Atributo Sísmico Híbrido RL5</i>	29
III.V.VI <i>Atributo Sísmico Híbrido RL6</i>	29
III.V.VII <i>Atributo Sísmico Híbrido RL7</i>	30
III.V.VIII <i>Atributo Sísmico Híbrido RL8</i>	30
III.V.IX <i>Atributo Sísmico Híbrido RL9</i>	30

III.V.X Atributo Sísmico Híbrido RL10.....	30
III.V.XI Atributo Sísmico Híbrido RL11.....	31
III.V.XII Atributo Sísmico Híbrido RL12.....	31
III.V.XIII Atributo Sísmico Híbrido RL13.....	31
III.V.XIV Atributo Sísmico Híbrido RL14.....	31
IV. METODOLOGÍA DEL TRABAJO	32
IV.I SECUENCIA DE TRABAJO	32
IV.I.I Preparación de los Datos	32
IV.I.II Seguimiento de Rasgos Estructurales	32
IV.I.III Selección y Seguimiento de Horizontes de Interés.....	34
IV.I.IV Generación de Superficies.....	34
IV.I.V Aplicación de los Atributos Sísmicos Híbridos.....	35
IV.II MARCO GEOLÓGICO DE LA ZONA DE ESTUDIO	36
IV.II.I Provincia Petrolera Golfo de México Profundo	36
IV.II.II Geología Histórica del Golfo de México	38
IV.II.III Proyecto “Área Perdido”.....	41
IV.II.III.I Ubicación del Proyecto “Área Perdido”.....	41
IV.II.III.II Objetivos y Alcances del Proyecto “Área Perdido”	42
IV.II.III.III Recursos Prospectivos del Proyecto “Área Perdido”	42
IV.II.III.IV Generalidades del Proyecto “Área Perdido”.....	43
IV.II.IV Cinturón Plegado Perdido (CPP)	43
IV.II.IV.I Definición del CPP	43
IV.II.IV.II Ubicación del CPP	44
IV.II.IV.III Geología Estructural del CPP	45
IV.II.IV.IV. Estratigrafía y Ambientes de Depósito del CPP	46
V. RESULTADOS	48
V.I ATRIBUTOS SÍSMICOS HÍBRIDOS EXITOSOS	48
V.I.I RL1.....	48
V.I.II RL4.....	50
V.I.III RL7.....	50
V.I.IV RL12	53
V.I.V RL14	53
V.II ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	56
V.II.I Análisis Estadístico de los Resultados.....	56
V.II.II Análisis de la Primera Derivada	67
V.II.III Análisis de las Frecuencias.....	71
V.II.IV Análisis Comparativo	72
VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	74
VI. I CONCLUSIONES	74
VI.II RECOMENDACIONES	76

LISTA DE FIGURAS	77
LISTA DE TABLAS.....	80
ANEXO	81
A.I FUNDAMENTOS GEOLÓGICOS.....	81
<i>A.I.I Ambientes sedimentarios</i>	<i>81</i>
<i>A.I.II Estratigrafía sísmica.....</i>	<i>82</i>
<i>A.I.III Sistema petrolero</i>	<i>82</i>
<i>A.I.IV Roca generadora</i>	<i>82</i>
<i>A.I.V Roca almacenadora.....</i>	<i>82</i>
<i>A.I.VI Roca sello</i>	<i>83</i>
<i>A.I.VII Trampa.....</i>	<i>83</i>
<i>A.I.VIII Sincronía.....</i>	<i>84</i>
<i>A.I.IX Migración</i>	<i>85</i>
<i>A.I.X Hidrocarburo</i>	<i>85</i>
<i>A.I.XI Cuenca sedimentaria</i>	<i>86</i>
A.II FUNDAMENTOS GEOFÍSICOS.....	86
<i>A.II.I Adquisición Sísmica</i>	<i>86</i>
<i>A.II.II. Adquisición Sísmica Marina</i>	<i>86</i>
<i>A.II.III Cubo sísmico.....</i>	<i>87</i>
<i>A.II.IV InLine y XLine</i>	<i>87</i>
<i>A.II.V Migración</i>	<i>88</i>
<i>A.II.VI Migración en Tiempo</i>	<i>89</i>
A.III FUNDAMENTOS ESTADÍSTICOS.....	90
<i>A.III.I Media.....</i>	<i>90</i>
<i>A.III.II Mediana.....</i>	<i>90</i>
<i>A.III.III Moda</i>	<i>91</i>
<i>A.III.IV Varianza.....</i>	<i>91</i>
<i>A.III.V Desviación estándar</i>	<i>91</i>
BIBLIOGRAFÍA.....	92

RESUMEN

Desde sus inicios, los atributos sísmicos han sido objeto de estudio por parte de geocientíficos, quienes esperan explotar a su máxima capacidad dicha herramienta, la cual es capaz de brindar información útil acerca de las propiedades físicas y geológicas del subsuelo. La aplicación de los atributos sísmicos ha dado resultados favorables en la caracterización de yacimientos, ya que con la ayuda de éstos, en conjunto con los registros geofísicos de pozos, es posible obtener características petrofísicas del subsuelo que faciliten la toma de decisiones en proyectos de exploración y explotación de recursos naturales.

Los atributos sísmicos híbridos se presentan como una variación de los atributos sísmicos primitivos los cuales han sido utilizados mayormente en la industria petrolera desde hace varios años. Dicha variación, recae en la manipulación matemática o estadística aplicada a los atributos sísmicos, así como también, la aplicación de redes neuronales para optimizar el uso de los mismos.

En este trabajo, se ha propuesto la aplicación de 14 atributos sísmicos híbridos a un conjunto de datos sísmicos tridimensionales con el fin de identificar y enfatizar rasgos estratigráficos que, son pobremente visibles en la sísmica convencional. A modo de discriminación, se ha hecho un análisis de distintos factores para decidir cuál atributo híbrido propuesto ofrece los mejores resultados. La información sísmica 3D utilizada en este trabajo de investigación pertenece a la zona del Cinturón Plegado Perdido, ubicada en la parte norte del Golfo de México.

Los atributos sísmicos cuentan con un futuro prometedor, ya que el desarrollo de éstos se encuentra en constante evolución en las áreas con fines exploratorios. Con el desarrollo de nuevas tecnologías en la adquisición de datos, así como también computacionales, se espera que los atributos sísmicos continúen empleándose en los próximos años.

ABSTRACT

Since the beginning of their application, the seismic attributes have been the object of study by geoscientists who expect to exploit to their maximum capacity this tool, which is able to provide valuable information about the physical and geological properties of the soil. The application of seismic attributes has given favorable results in characterization of reservoirs, because in conjunction with geophysical well logs, it is possible to obtain petrophysical characteristics of the soil that make easier the decisions making in exploration and exploitation of natural resources projects.

Hybrid seismic attributes are presented as a variation of the primitive seismic attributes which have been used mostly in the oil industry for several years. This variation is the mathematical or statistical manipulation applied to the seismic attributes, as well as the application of neural networks to optimise their use.

In this thesis, it has been proposed the application of 14 hybrid seismic attributes to a three - dimensional seismic data in order to identify and emphasize stratigraphic features that are poorly visible in conventional seismic. In order to discrimination, an analysis of different factors has been made to decide which hybrid attribute proposed offers the best results. Three - dimensional seismic data belongs to the Perdido Fold Belt area, located in the northern portion of the Gulf of Mexico.

Seismic attributes have a promising future, as the development of these is constantly evolving in areas for exploratory purposes. With the development of new technologies in data acquisition, as well as computational, it is expected that seismic attributes will continue to be used in the coming years.

I. INTRODUCCIÓN

A raíz de la implementación de los estudios de sísmica de reflexión en la exploración petrolera, el análisis de los atributos sísmicos se ha convertido en una herramienta integral para la interpretación de información sísmica (Taner, 2001). Su proliferación ha sido tal que en la actualidad existen más de 50 atributos sísmicos distintos (Chopra, 2005), los cuales son aplicados para mejorar los modelos geológicos, estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, así como para inferir propiedades de las rocas y de los fluidos que constituyen a un sistema petrolero. La importancia de la aplicación de los atributos sísmicos resulta útil para la toma de decisiones en proyectos de exploración y de caracterización de yacimientos.

De acuerdo a Chopra (Chopra, 2005), los atributos sísmicos se pueden clasificar en atributos de tiempo, de amplitud, de frecuencia y de atenuación. Sin duda alguna, el uso de los atributos sísmicos en la industria ha significado un avance en el desarrollo de la misma, aunque como afirma Taner (2001), estrictamente no se ha establecido una relación directa entre todos los atributos y las características geológicas – físicas del subsuelo.

Dada la incertidumbre generada por los atributos que menciona Taner, se propuso el uso de atributos sísmicos híbridos (Chopra, 2005). Los atributos sísmicos híbridos surgen como una manipulación de los atributos sísmicos primitivos que pueden medir o que se enfocan en una característica en particular, combinados a través de la estadística, por medio de redes neuronales o por manipulaciones matemáticas (Meldahl et al., 2001). El propósito de los atributos es remarcar variaciones locales en los patrones de la reflexión sísmica e identificar secuencias estratigráficas que ayuden a una mejor interpretación de los datos sísmicos.

Las grandes compañías petroleras se han encargado de explotar el uso de los atributos primitivos e híbridos como una herramienta útil para la toma de decisiones enfocadas en la industria de la exploración y producción de hidrocarburos. Los atributos sísmicos híbridos tienen la ventaja de que pueden ser aplicados tanto en amplitud como en frecuencia, lo que permite visualizar de una manera más objetiva rasgos estructurales o estratigráficos (Brown, 1996). Es importante mencionar que la aplicación de los atributos sísmicos es solo una herramienta más implicada en todo el proceso de caracterización de un yacimiento.

La caracterización de un yacimiento engloba distintas áreas: geológicas, geofísicas, matemáticas, estadísticas e incluso computacionales, todo para obtener un rendimiento con mayor satisfacción que permita ofrecer resultados más concretos y reducir la incertidumbre en un proyecto de esta índole.

I.II OBJETIVO PRINCIPAL

- Identificar y enfatizar, mediante la aplicación de atributos sísmicos híbridos, rasgos estratigráficos que faciliten el trabajo de interpretación sísmica para la definición del modelo sedimentario.

I.III JUSTIFICACIÓN

Con el desarrollo tecnológico en el área de exploración de hidrocarburos, surge la posibilidad de experimentar con diferentes herramientas para tratar de facilitar la interpretación y mejorar la delineación de los posibles yacimientos. En este trabajo se presenta el empleo de atributos sísmicos híbridos para enfatizar rasgos estratigráficos que puedan beneficiar la toma de decisiones en un proyecto de exploración de hidrocarburos.

I.IV ALCANCES

- Mediante la ayuda de software especializado se realizará la detección de los horizontes de interés, de igual manera se aplicarán los atributos que se hayan seleccionado para identificar los rasgos que se quieran distinguir.
- Se propondrán atributos híbridos que ofrezcan mejores resultados.
- Este trabajo puede servir como referencia para futuros proyectos, sirviendo como un parámetro y discriminar si un atributo sísmico híbrido ofrece mejores resultados que un atributo primitivo para la caracterización de un yacimiento.

II. MARCO TEÓRICO

Las primeras mediciones que fueron hechas sobre las trazas sísmicas en un estudio sísmico fueron los tiempos de viaje en los reflectores con el objetivo de hacer un mapa estructural, con el paso del tiempo y con una mejoría en la calidad de los datos sísmicos los expertos notaron que la amplitud de una reflexión posee información muy útil por ejemplo, que un cambio a lo largo de la amplitud de una reflexión podía estar relacionado a un cambio de litología o a la presencia de hidrocarburos (Chopra, 2005).

El desarrollo tecnológico en el área de Ciencias de la Tierra se ha dado de manera exponencial a tal grado que lo que se hacía en los primeros años de exploración donde la industria se encontraba limitada a hacer mapas estructurales hoy en día ha sido notablemente mejorado por medio de la aplicación de software especializado, ya que incluso es posible predecir el comportamiento de un yacimiento por medio de simulaciones del mismo. Los trabajos de interpretación de un estudio sísmico con fines exploratorios sufrieron el mismo impacto tecnológico ya que en la actualidad se pueden llevar a cabo distintos procesos para tener un mejor panorama del yacimiento (Chopra, 2005).

II.I FUNDAMENTOS GEOLÓGICOS

En los estudios sísmicos con fines exploratorios siempre es importante tener presente algunos conceptos que se encuentren relacionados con la Geología ya que para tener un mejor entendimiento de la zona de estudio se deberá hacer referencia a fundamentos geológicos que son indispensables. Las distintas ramas de la Geología se hacen presentes en los estudios sísmicos de exploración de hidrocarburos como la Estratigrafía, Sedimentología, Geología Estructural, Geología Histórica, Geología del Petróleo, entre otras.

II.II FUNDAMENTOS GEOFÍSICOS

Al realizar una prospección sísmica se hace uso de conceptos claves para poder ofrecer una interpretación final en un estudio sísmico de exploración. La parte teórica de un estudio así es sumamente importante para poder caracterizar rasgos geológicos.

II.II.I Transformada de Hilbert

Es una herramienta que es implementada en distintas disciplinas como ingeniería eléctrica, procesamiento de señales y en análisis sísmico. Es útil para calcular el contenido en frecuencia de una señal de energía o de potencia para poder realizar una discriminación en frecuencia, que es un proceso en el que se pueden analizar y diseñar filtros selectivos para poder separar señales de acuerdo a su contenido en frecuencia (Khan, 2015).

En el análisis de señales sísmicas, la Transformada de Hilbert realiza un cambio de fase de $\pm 90^0$ sobre las trazas sísmicas, convirtiendo así las ondas cosenoidales en ondas senoidales. Está definida como una convolución entre una señal real $f(t)$ y $1/\pi t$ de la siguiente manera:

$$h(t) = \frac{1}{\pi t} * f(t) = \frac{1}{\pi} P \int_{-\infty}^{\infty} \frac{f(\tau)}{t - \tau} d\tau \dots (ec. 1)$$

Donde P es el valor principal de Cauchy y $h(t)$ es la transformada de Hilbert, una rotación de -90^0 en la fase de la señal real. Es considerada como el punto inicial para el análisis de la traza sísmica compleja y sirve como la base para el computo de atributos sísmicos instantáneos poststack (Taner, 1979).

En la Figura 2.1, se muestra que la traza sísmica grabada es la parte real de la señal compleja analítica y representa la componente cinética de la energía sísmica

mientras que la parte imaginaria, también llamada la traza de cuadratura, representa la componente potencial de la energía sísmica.

La traza real en tiempo $f(t)$ y la traza imaginaria $h(t)$ pueden ser expresadas en términos de la amplitud $A(t)$ y fase $\theta(t)$ de la siguiente manera:

$$f(t) = A(t) \cos(\theta t) \dots (ec. 2)$$

$$h(t) = A(t) \sin(\theta t) \dots (ec. 3)$$

Por lo que la traza compleja o traza analítica $F(t)$ queda expresada matemáticamente de la siguiente manera:

$$F(t) = f(t) + h(t)i \dots (ec. 4)$$

$$F(t) = A(t) \cos(\theta t) + A(t) \sin(\theta t) i = A(t) e^{(\theta t)i} \dots (ec. 5)$$

II.II.II Análisis de la Traza Sísmica Compleja

Con ayuda de la Transformada de Hilbert, ésta puede ser considerada la parte imaginaria de la traza compleja, donde la traza sísmica representa a la parte real. La manera tradicional de representar a la traza sísmica es como un punto en el eje horizontal del tiempo, pero la traza sísmica compleja se representa como un punto en un plano de dos dimensiones donde un eje es el eje real y el otro el eje imaginario, (Khan, 2015).

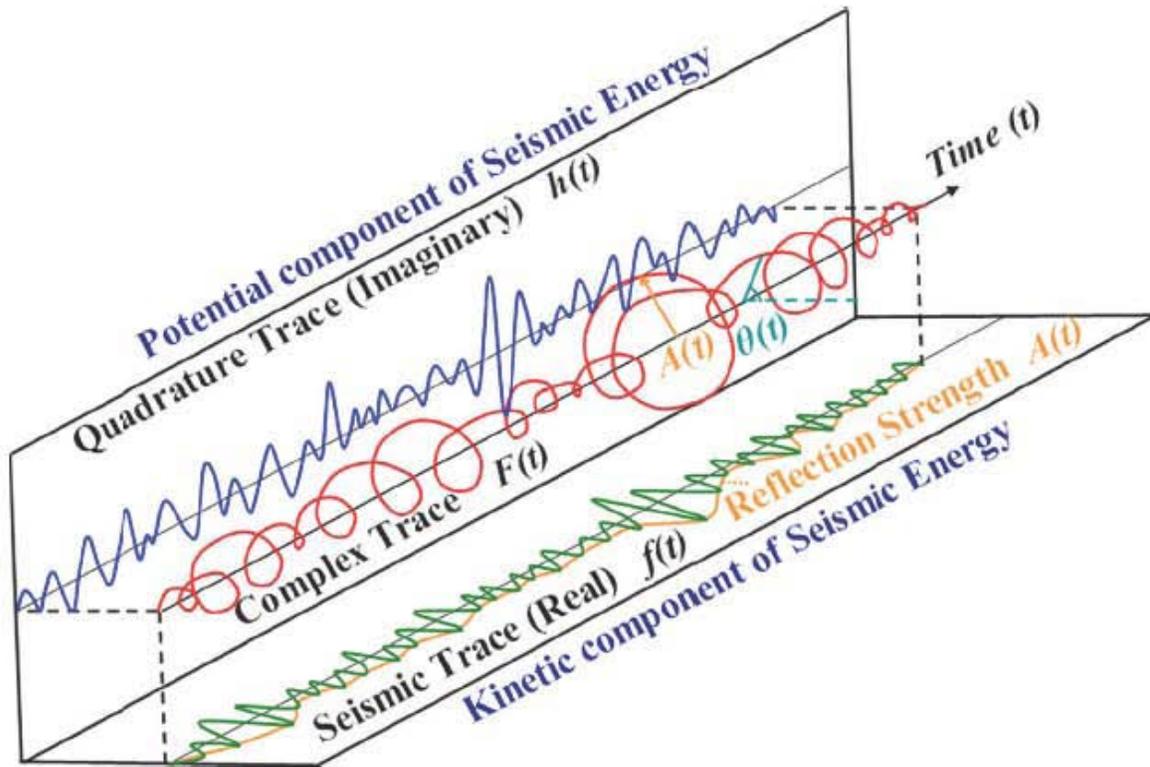


Figura 2.1 Representación de la traza sísmica compleja con sus distintas maneras de interpretación (Tomada de Khan, 2015)

De igual manera, otra forma de representar a la traza sísmica compleja es como un vector de rotación, compuesto por una longitud y un ángulo, de manera polar (ec.5). La interpretación física que se da a esta representación es que la longitud del vector es la amplitud de la traza sísmica compleja $A(t)$ y el ángulo es la fase instantánea de la misma traza $\theta(t)$.

Retomando de las ecuaciones 2 y 3, la amplitud y la fase de la traza sísmica compleja se pueden conocer mediante:

$$A(t) = \sqrt{f(t)^2 + h(t)^2} \dots (ec. 6)$$

$$\theta(t) = \text{angtan} \left(\frac{h(t)}{f(t)} \right) \dots (ec. 7)$$

II.III FUNDAMENTOS ESTADÍSTICOS

Sin duda alguna la Estadística es una herramienta que se puede utilizar en cualquier estudio relacionado con Geología o Geofísica. La generación de atributos sísmicos híbridos se derivan de las medidas de localización más importantes.

II.III.I Medidas de localización

Medidas numéricas importantes para describir características de los datos, una característica importante de un conjunto de números es su localización o su tendencia central (Montgomery, 1996). Las medidas de localización son: media, mediana, moda, varianza y desviación estándar.

III. ATRIBUTOS SÍSMICOS

“Un atributo sísmico es la medición cuantitativa de una característica que sea de interés que es extraída directamente de los datos sísmicos” (Chopra, 2005). A partir de 1930, que es cuando se comienza implementar el uso de los atributos sísmicos, estos se convirtieron en una herramienta esencial e integral para la interpretación de datos obtenidos en estudios de sísmica de reflexión, por lo que varios autores han dado su definición acerca de los atributos.

Alistair Brown (1996) menciona que “un atributo es necesariamente un derivado de una medición sísmica básica”. Los atributos aplicados para comprender los horizontes u obtener información de la formación en cuestión no son independientes unos de otros pero todos tienen maneras diferentes de presentar la información y por ende, existe una gama de posibilidades para estudiar la aplicación de los atributos. Dichos tipos de información que son presentados después de aplicar los atributos a los datos sísmicos son principalmente: tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación; formando así la base de una clasificación de los atributos que se ha manejado en la industria hasta la fecha (Figura 3.1).

Quincy Chen et al., (1997), los definen como medidas específicas de características geométricas, cinemáticas, dinámicas o estáticas que pueden provenir de los datos antes de ser apilados (prestack) o posterior a que sean apilados (poststack). El hecho de que existan distintos tipos de atributos se debe al funcionamiento que tienen, algunos son más especiales al momento de especificar ambientes de depósito, otros son mejores para identificar anomalías que no son fáciles de detectar, como los Dim Spots, e incluso otros ya han sido utilizados como indicadores de hidrocarburos. La desventaja de que existan muchos tipos de atributos ha llevado a hacerse la pregunta entre la comunidad geocientífica de cuál es el mejor atributo a utilizar y la respuesta debería ser, dependiendo a lo que se quiere obtener al aplicar los atributos.

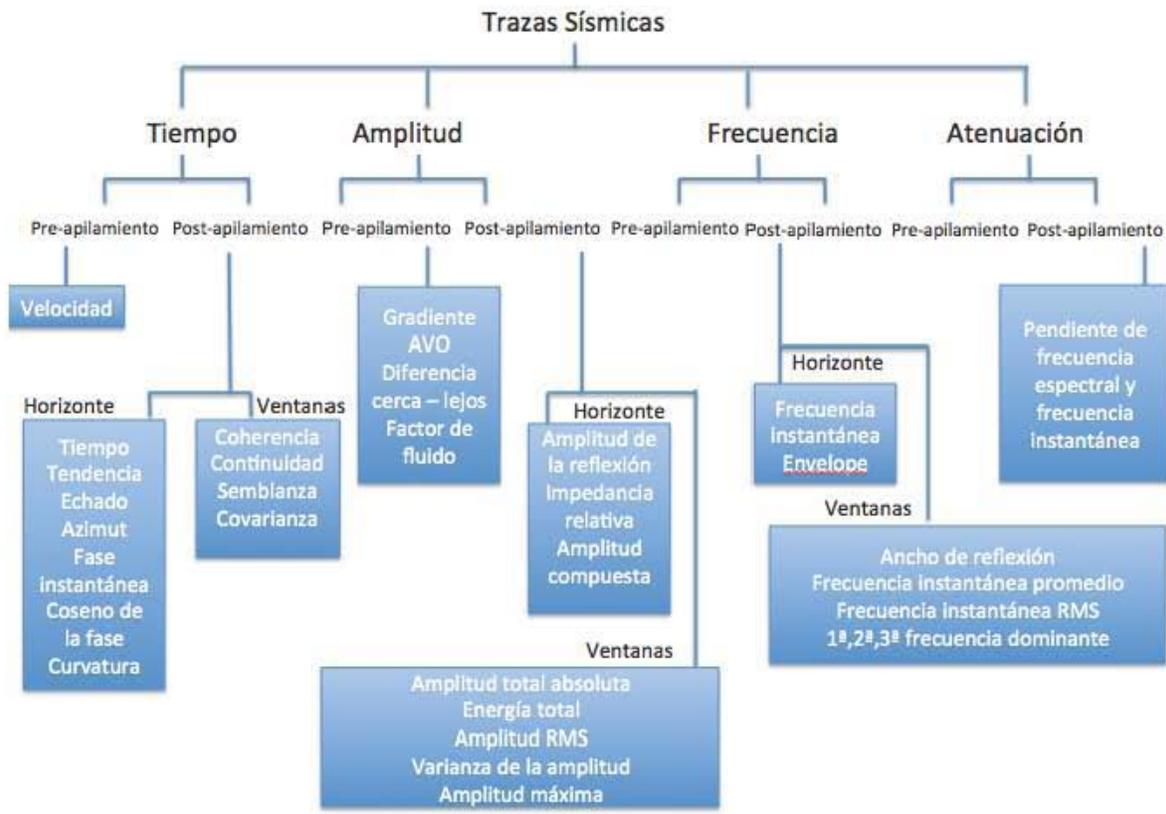


Figura 3.1 Clasificación de los atributos propuesta por Alistair Brown. (Modificado de Brown, 1996).

En el 2001, Turhan Taner, considerado el padre de los atributos sísmicos, los definió como “toda la información obtenida de datos sísmicos ya sea por mediciones directas o por razonamiento lógico o por la experiencia”. Taner, propuso clasificar a los atributos simplemente en dos tipos: atributos sísmicos geométricos y atributos sísmicos físicos. Donde los primeros son los encargados de realzar la visibilidad de características geométricas de los datos sísmicos tales como lo son el echado de las capas, el azimut e incluso la continuidad lateral de las capas. Por otro lado, los atributos físicos están relacionados directamente con los parámetros físicos del subsuelo y por ende con su litología.

III.I ATRIBUTOS SÍSMICOS HÍBRIDOS

Existen atributos llamados primitivos que pueden medir solamente una característica y que posteriormente pueden ser combinados mediante funciones estadísticas, redes neuronales u operaciones matemáticas para conformar a lo que se le conoce como atributos sísmicos híbridos (Meldahl et al., 2001).

La primera ocasión que se mencionaron a este tipo de atributos fue en 2001 por Paul Meldahl y los llamó meta - atributos. Los cuales se encuentran en la literatura como sumas, productos o algún otro tipo de combinación matemática de los atributos generales o primitivos. De acuerdo a Chopra (2005), existen dos tipos de meta – atributos:

1. Aquellos que son utilizados para mostrar más de un atributo a la vez y,
2. Aquellos que son combinados utilizando la geo estadística, redes neuronales o alguna otra aplicación tecnológica.

Este tipo de atributos pueden ser empleados para realizar la interpretación estratigráfica de una sección sísmica para así definir la geometría interna de los estratos así como sus terminaciones o de igual manera para revelar patrones relacionados a los ambientes de depósito y hasta para identificar rasgos estructurales.

III.II ATRIBUTOS SÍSMICOS EN LA HISTORIA

La evolución de los atributos sísmicos (Figura 3.2), se encuentra relacionada de manera directa con los avances tecnológicos en la industria de exploración y en la capacidad del proceso de las computadoras, uno de los propósitos del empleo de los atributos sísmicos es cuantificar amplitudes y características del subsuelo que son observadas en datos sísmicos por medio de cálculos que son desarrollados en una computadora (Meldahl et al., 2001).

Fue en los años 50's cuando se comenzó a identificar las discontinuidades que posteriormente fueron tratadas como fallas y hoy en día se le conoce como el atributo de coherencia el cual fue desarrollado 40 años después (Chopra, 2005).

El hecho de que la grabación de los datos sísmicos se hiciera de manera digital hizo que la calidad de la información sísmica mejorara de forma significativa. Como ejemplo para la década de 1970, las compañías comenzaron a utilizar tecnología que se encontraba relacionada con el fenómeno denominado "Bright – spots" o puntos brillantes, para identificar reservas de gas. Es en esta etapa de la historia, cuando Balch (Balch, 1971) desarrolla un sistema llamado Sonograma de color, que mostraba el espectro de frecuencias de distintos eventos sísmicos simultáneos con sus variaciones en el tiempo y Nigel Anstey (Anstey, 1973) realizó trabajos que sirvieron como un preámbulo para la introducción del color y de los atributos sísmicos a la sísmica de reflexión (Chopra, 2005).

En los años 80's, se desarrollaron atributos como el coseno de la fase instantánea o la frecuencia dominante para demostrar el auge que tenía esta herramienta. Se introdujeron en la industria los atributos de intervalo y de formación, que se encargan de medir el promedio de alguna propiedad en un horizonte seleccionado o entre dos horizontes seleccionados y es en los años 90's cuando se da el paso a los atributos aplicados en tres dimensiones, que hasta ahora, ha sido el avance tecnológico que ha tenido mayor éxito (Chopra, 2005).

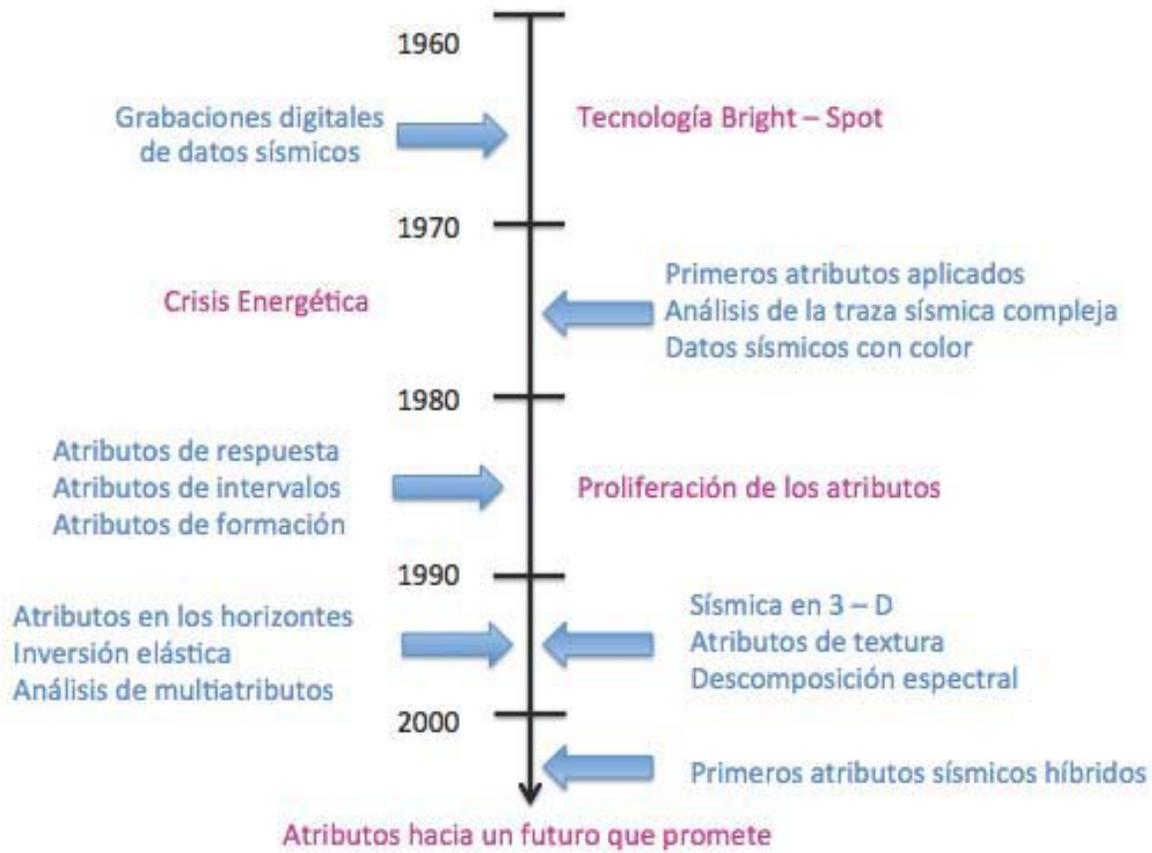


Figura 3.2 Línea del tiempo del desarrollo de los atributos sísmicos y su relación con avances esenciales en la tecnología de sísmica de exploración (Modificado de Barnes, 2001)

III.III ATRIBUTOS INSTANTÁNEOS

Se le conocen así a aquellos atributos que son derivados a partir de la traza sísmica compleja y son: Amplitud, Fase y Frecuencia Instantánea.

III.III.I Atributo de Amplitud Instantánea

Conocido como Fuerza de Reflexión, aporta información sobre los contrastes de impedancia, por lo que al enfocarse en el estudio de los cambios de la intensidad de los reflectores se puede tener conocimiento sobre diferentes litologías presentes que sean significativos, así como también discontinuidades y límites asociados a transgresiones o regresiones (Partyka, 1999). Los cambios laterales que son muy marcados pueden significar fallas que estén presentes o a alguna

presencia de hidrocarburos, las anomalías de amplitudes suelen estar asociadas a acumulaciones de gas y se le conoce como “Bright - Spots” (Taner, 1977).

También es llamado “Trace Envelope” o envoltura de la traza y representa la energía instantánea total de la traza sísmica compleja independientemente de la fase y se calcula como el módulo de la traza sísmica compleja:

$$A(t) = \sqrt{f^2(t) + h^2(t)} = |F(t)| \dots (ec. 8)$$

La ecuación 6, presentada en el capítulo anterior, matemáticamente es similar a la última presentada, pero tienen distintos significados. En la primera es la amplitud de la traza sísmica compleja y en esta última es la descripción matemática del atributo instantáneo de amplitud. En la Figura 3.3, se muestra un ejemplo del resultado de aplicar el atributo de amplitud instantánea sobre datos sísmicos.

III.III.II Atributo de Fase Instantánea

Este atributo es efectivo para el reconocimiento de discontinuidades, acuñamientos y fallas, en general de formas geométricas. A nivel del yacimiento se puede usar para identificar reversiones de la fase, lo que significa contenido de gas, ya que la fase no depende de la fuerza con la que se refleja la señal haciendo que los eventos que son débilmente apreciables sean identificados. Es un valor asociado a un punto en el tiempo y es utilizado para obtener la velocidad de fase.

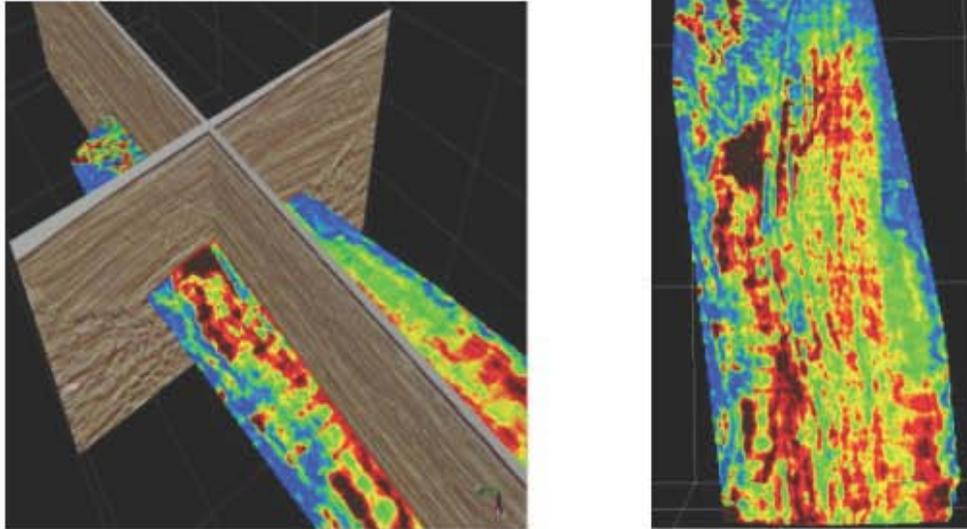


Figura 3.3 Aplicación de atributo amplitud instantánea. Donde se intersectan los planos superpuestos se puede observar una zona con mayor intensidad en la reflexión (Tomado de <http://equipo2saep2016-1.weebly.com/blog/analisis-de-atributos>, 2015).

La información de la fase es independiente de la amplitud de la traza y se relaciona con la fase de propagación del frente de una onda sísmica. Como los frentes de onda están definidos como líneas de fase constante, los atributos de fase instantáneos son atributos físicos. Es el mejor indicador para las continuidades laterales.

Matemáticamente está definido como la fase de la traza sísmica compleja:

$$\theta(t) = \text{angtan} \left(\frac{h(t)}{f(t)} \right) \dots (\text{ec. 9})$$

III.III.III Atributo de Frecuencia Instantánea

Da información acerca de la frecuencia que caracteriza a los eventos, efectos de absorción, fracturas y espesores de depósito. La superposición de reflexiones individuales puede llegar a producir un modelo de frecuencia que caracteriza a la

reflexión compuesta. Un cambio de frecuencias bajas se observa continuamente en las reflexiones de horizontes de gas, puesto que las acumulaciones de hidrocarburos tienden a atenuar a las altas frecuencias. En la Figura 3.4, se muestra un ejemplo de lo dicho anteriormente.

Es la razón del cambio de la fase con respecto al tiempo. La derivada de la fase instantánea es la frecuencia angular instantánea y está definida como:

$$\omega(t) = \frac{\partial \theta(t)}{\partial t} \dots (ec. 10)$$

Así, la frecuencia instantánea está dada por:

$$v(t) = \frac{\omega(t)}{2\pi} \dots (ec. 11)$$

Es un atributo físico influenciado por el espesor de los horizontes y puede ser utilizado para correlación sísmica. Hongliu Zeng (2010) ha discutido a mucho detalle la importancia geológica del atributo de frecuencia instantánea (Khan, 2015).

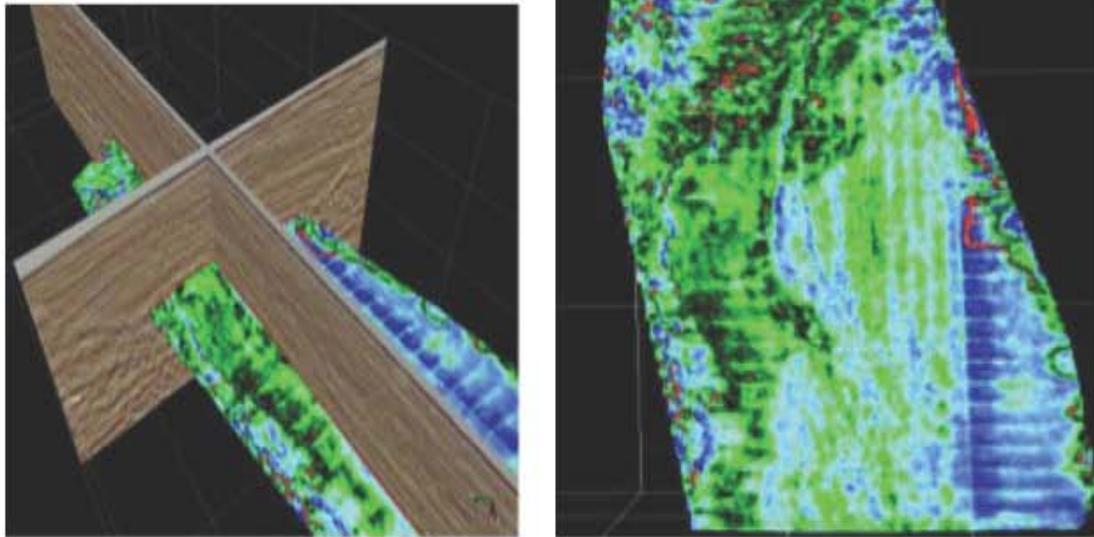


Figura 3.4 Atributo de frecuencia instantánea. En la parte donde se intersectan los planos superpuestos se puede distinguir la atenuación de altas frecuencias (Tomado de <http://equipo2saep2016-1.weebly.com/blog/analisis-de-atributos>, 2015).

III.IV ATRIBUTOS SÍSMICOS DIRECTOS

Los siguientes atributos sísmicos directos han sido utilizados en la industria desde mediados de la década de 1980, que es cuando ocurre una proliferación en el uso de los atributos (Barnes, 2001).

III.IV.1 Atributo Sísmico Amplitud RMS (Root Mean Square)

Este atributo calcula la raíz cuadrática media en muestras de trazas sobre una ventana específica, normalmente se utilizan 9 muestras por ventana. Este atributo enfatiza la reflectividad, pero de igual manera lo hace con el ruido, muestra cambios de litología así como importantes cambios en la impedancia acústica.

III.IV.II Atributo Sísmico Primera Derivada Amplitud RMS

Desde el punto de vista matemático, la primera derivada de una función mide la rapidez con la que cambia el valor de su variable independiente. Al trasladar este significado a los datos sísmicos, este atributo calcula la primera derivada con respecto al tiempo del atributo RMS y mide la rapidez con la que cambie el valor de la reflectividad sobre una traza.

III.IV.III Atributo Sísmico Envelope

Conocido también como Reflection Strength (Fuerza de Reflexión), es la magnitud instantánea de la señal analítica (traza sísmica compleja). Se encuentra definido de la siguiente manera:

$$Envelope = \sqrt{\sqrt{f} + \sqrt{g}} \dots (ec. 12)$$

Donde f es la parte real y g es la parte imaginaria de la traza sísmica. Sirve para identificar límites de secuencias así como discordancias. Cuando el Envelope se calcula, algunas consideraciones geológicas pueden ser obtenidas

III.IV.IV Atributo Sísmico Trace Gradient

Desde el punto de vista matemático, el gradiente de una función, indica la dirección en cual el campo o la función varía de manera más rápida. Este atributo sísmico calcula el gradiente a lo largo de toda la traza.

III.IV.V Atributo Sísmico Sweetness

Este atributo se ha utilizado para identificar zonas propensas a almacenar aceite y gas debido a que su respuesta en datos sísmicos revelan amplitudes fuertes y bajas frecuencias. Está definido de la siguiente manera:

$$Sweetness = \frac{Envelope}{\sqrt{Frecuencia Instantánea}} \dots (ec. 13)$$

Es capaz de identificar rasgos donde la mayoría de la energía cambia en los datos sísmicos.

III.V GENERACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS HÍBRIDOS

Los atributos sísmicos híbridos surgen a inicios del siglo XXI como una variación de los atributos directos mediante manipulaciones matemáticas, su uso tiene distintas aplicaciones y para fines de este trabajo se utilizaran para obtener una mejor interpretación estratigráfica de un cubo sísmico.

Para este trabajo se generaron 14 atributos sísmicos híbridos los cuales involucran distintas características de los atributos sísmicos directos así como también medidas de dispersión estadísticas.

III.V.I Atributo Sísmico Híbrido RL1

Se encuentra definido como:

$$RL1 = \sqrt{RMS^2 + 1D RMS^2} \dots (ec.14)$$

Es la raíz cuadrada del atributo Amplitud RMS elevado al cuadrado más la primera derivada del atributo Amplitud RMS elevado al cuadrado.

III.V.II Atributo Sísmico Híbrido RL2

Se encuentra definido como:

$$RL2 = \frac{Envelope}{Fase Instantánea} \dots (ec.15)$$

Es la división del atributo Envelope entre el atributo de Fase Instantánea.

III.V.III Atributo Sísmico Híbrido RL3

Se encuentra definido como:

$$RL3 = \frac{Envelope}{RMS} \dots (ec.16)$$

Es la división del atributo Envelope entre el atributo de Amplitud RMS.

III.V.IV Atributo Sísmico Híbrido RL4

Se encuentra definido como:

$$RL4 = 1D\ RMS - RMS \dots (ec.17)$$

Es la diferencia entre la primera derivada del atributo de amplitud RMS con el mismo atributo de amplitud RMS.

III.V.V Atributo Sísmico Híbrido RL5

Se encuentra definido como:

$$RL5 = Media.Envelope * Frecuencia Instantánea \dots (ec.18)$$

Es el producto del valor de la media del atributo Envelope por el atributo de Frecuencia Instantánea.

III.V.VI Atributo Sísmico Híbrido RL6

Se encuentra definido como:

$$RL6 = \frac{RMS}{Max.RMS} \dots (ec.19)$$

Es la división del atributo de amplitud RMS entre el valor máximo del atributo de amplitud RMS. Este atributo se puede ver como la normalización del atributo RMS.

III.V.VII Atributo Sísmico Híbrido RL7

Se encuentra definido como:

$$RL7 = \text{Desviación Estándar.RMS} * \text{RMS} \dots (\text{ec. 20})$$

Es el producto de el valor de la desviación estándar del atributo RMS por el mismo atributo RMS.

III.V.VIII Atributo Sísmico Híbrido RL8

Se encuentra definido como:

$$RL8 = 1D \text{ Envelope} - \text{Envelope} \dots (\text{ec. 21})$$

Es la diferencia entre la primera derivada del atributo Envelope con el mismo atributo Envelope.

III.V.IX Atributo Sísmico Híbrido RL9

Se encuentra definido como:

$$RL9 = \text{Sweetness} - \text{Media.Sweetness} (\text{ec. 22})$$

Es la diferencia del atributo Sweetness con el valor de la media del mismo atributo Sweetness.

III.V.X Atributo Sísmico Híbrido RL10

Se encuentra definido como:

$$RL10 = \text{Varianza.Frecuencia Instantánea} * \text{Frecuencia Instantánea} \dots (\text{ec. 23})$$

Es el producto del valor de la varianza del atributo de frecuencia instantánea con el mismo atributo de frecuencia instantánea.

III.V.XI Atributo Sísmico Híbrido RL11

Se encuentra definido como:

$$RL11 = \text{Gradiente.Frecuencia Instantánea} * \text{Frecuencia Instantánea} \dots (\text{ec. 24})$$

Es el producto del gradiente de frecuencia instantánea con el atributo de frecuencia instantánea.

III.V.XII Atributo Sísmico Híbrido RL12

Se encuentra definido como:

$$RL12 = \sqrt{\text{Envelope}^2 + 1D \text{Envelope}^2} (\text{ec. 25})$$

Es la raíz cuadrada del atributo Envelope elevado al cuadrado mas la primera derivada del atributo Envelope, de igual manera, elevado al cuadrado.

III.V.XIII Atributo Sísmico Híbrido RL13

Se encuentra definido como:

$$RL13 = \frac{\text{Envelope}}{\text{Max.Envelope}} \dots (\text{ec. 26})$$

Es la división del atributo Envelope entre el valor máximo del atributo Envelope, es la normalización de dicho atributo.

III.V.XIV Atributo Sísmico Híbrido RL14

Se encuentra definido como:

$$RL14 = \frac{RMS}{\sqrt{\text{Frecuencia Instantánea}}} (\text{ec. 27})$$

Es la división del atributo RMS entre la raíz cuadrada del atributo de frecuencia instantánea.

IV. METODOLOGÍA DEL TRABAJO

El cubo sísmico que fue utilizado para la realización de este proyecto fue proporcionado por Petróleos Mexicanos (PEMEX), del cual, por motivos de confidencialidad, se omite su ubicación exacta. Sin embargo, en este capítulo se hace referencia a la provincia geológica en la que se encuentra localizado.

IV.I SECUENCIA DE TRABAJO

La interpretación del cubo sísmico fue realizada con el software PETREL™, ya que es una herramienta completa y utilizada en la industria petrolera brindando buenos resultados. En la Figura 4.1, se muestra el procedimiento que se siguió para la realización de este trabajo.

IV.I.I Preparación de los Datos

Originalmente el cubo contaba con un total de 500 InLines y 898 XLines pero para una mejor visualización de la información se recortó el número de XLines a 718. Se cuenta con un rango que va de 800 a 1300 en InLines y de 2 a 720 en las XLines. El seguimiento de los horizontes se llevó a cabo a cada 20 en InLines y a cada 40 en XLines.

IV.I.II Seguimiento de Rasgos Estructurales

Con el seguimiento estructural descrito anteriormente, a cada 20 InLines y 40 XLines, no se encontraron rasgos estructurales tales como fallas o pliegues que fueran significativos. Para corroborar esto, se aplicó el atributo Similarity que es ideal para enfatizar discontinuidades; después de aplicar dicho atributo, no se encontraron discontinuidades que pudieran acusar a fallas presentes. De igual manera se redujo el número de InLines y XLines al momento de hacer el seguimiento para evitar que se perdiera información y se corroboró la ausencia de fallas en la zona.

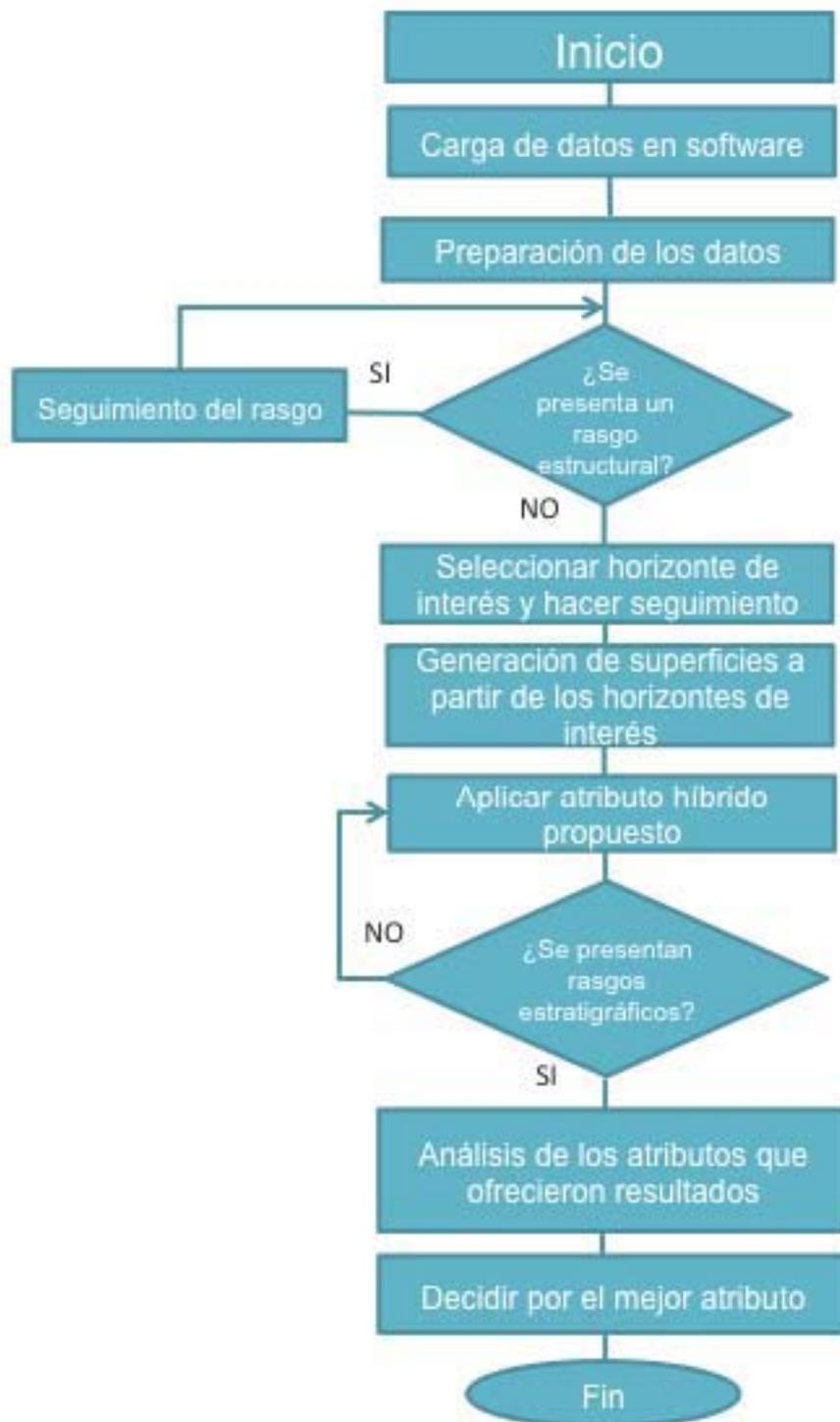


Figura 4.1 Diagrama de flujo que muestra el procedimiento que se llevó a cabo para la selección de los horizontes de interés que posteriormente dieron parte a generar las superficies sobre las cuales se aplicaron los atributos sísmicos híbridos propuestos.

IV.I.III Selección y Seguimiento de Horizontes de Interés

Se seleccionaron los horizontes que presentan mayor intensidad en su reflexión y continuidad a lo largo del cubo. La mayor parte de estos horizontes presentan reflectividad positiva (color rojo en la información sísmica). Se hizo el seguimiento de 10 horizontes, como se muestra en la Figura 4.2, localizados a distintas profundidades los cuales fueron copiados para mantener la interpretación original.

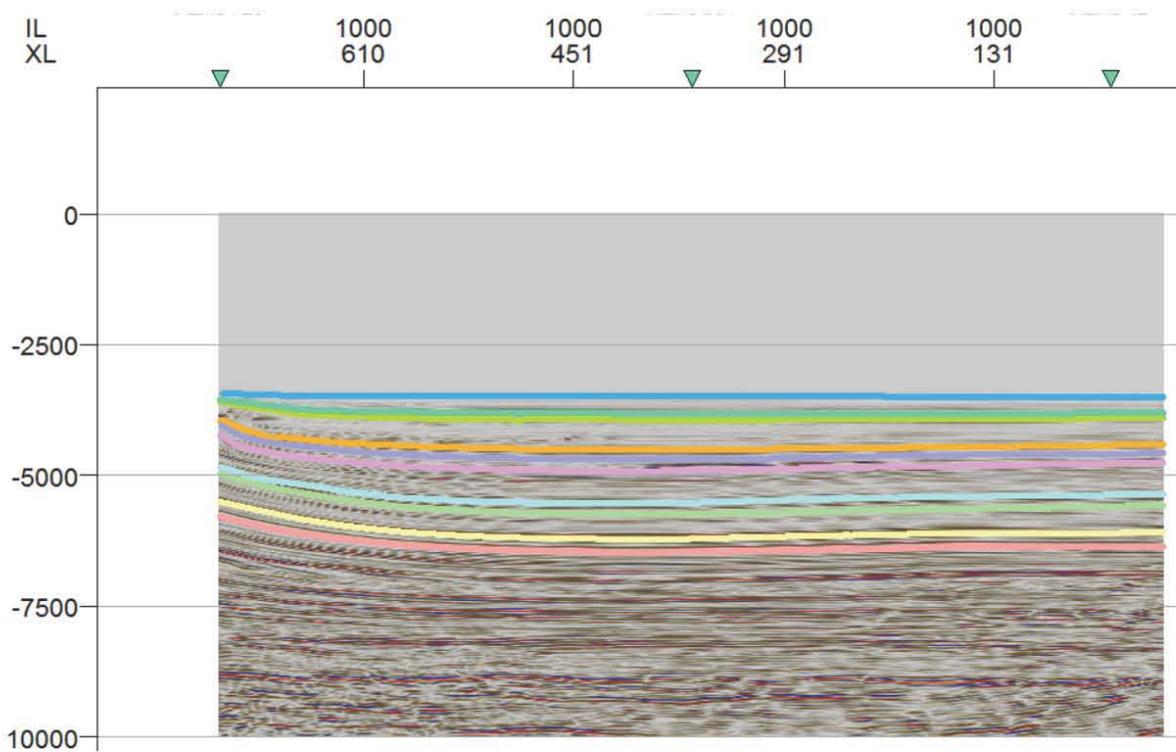


Figura 4.2 Se muestra el InLine 1000 del cubo sísmico donde se encuentran los diez horizontes que fueron elegidos para el seguimiento estructural. Dichos horizontes están enumerados en orden ascendente hacia abajo.

IV.I.IV Generación de Superficies

Los horizontes copias se utilizaron para generar las superficies mediante el método de mínima curvatura (Figura 4.3). A estas superficies, se les aplicó un control de calidad con ayuda de la creación de un polígono para recortar las zonas que, por motivos de la interpretación, tuvieran algún error o anomalía muy

pronunciada. También se aplicó un suavizado para eliminar “spikes” que, de igual manera, fueron generados al realizar el seguimiento estructural.

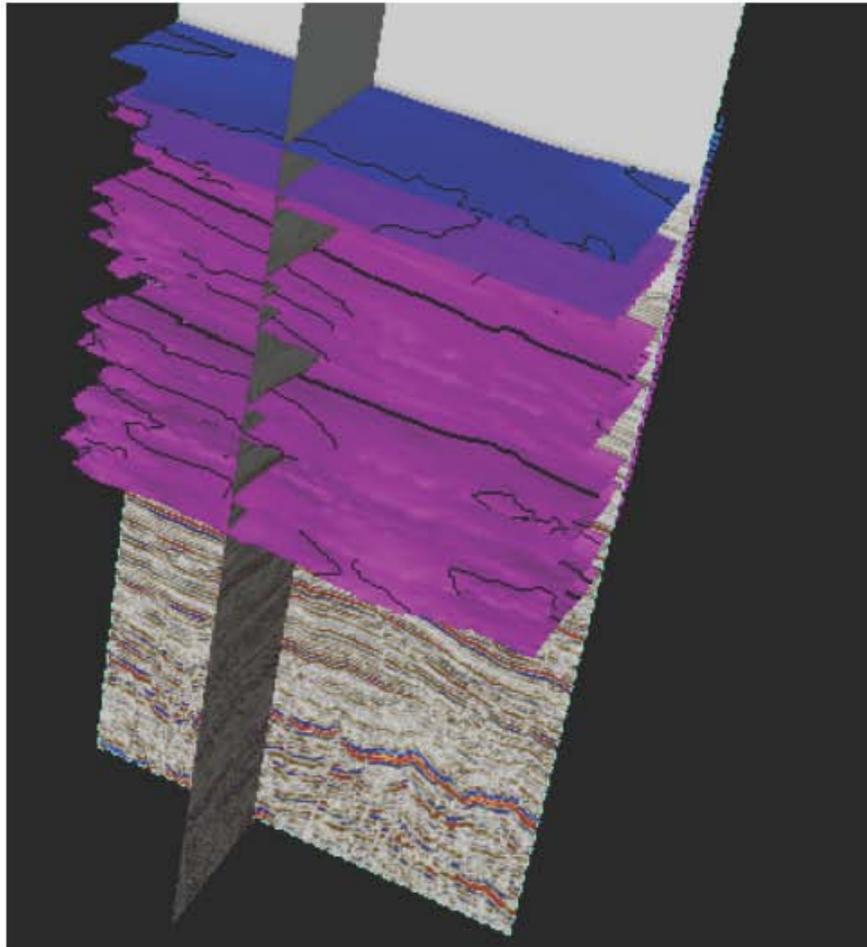


Figura 4.3 Superficies generadas a partir de la interpretación de los horizontes, se encuentran sobre un segmento de la sísmica convencional.

IV.I.V Aplicación de los Atributos Sísmicos Híbridos

Los atributos sísmicos híbridos fueron obtenidos con una calculadora sísmica, que se encuentra como herramienta en el software utilizado, la cual permite manipular a los cubos sísmicos como variables y así calcular a los atributos sísmicos híbridos. Después de ser calculados, se pueden generar nuevos cubos sísmicos que contienen la información de los atributos que fueron previamente calculados. Los 14 atributos propuestos se extrajeron sobre cada una de las 10 superficies.

IV.II MARCO GEOLÓGICO DE LA ZONA DE ESTUDIO

IV.II.I Provincia Petrolera Golfo de México Profundo

La Provincia Petrolera Golfo de México Profundo (PPGMP) se ubica en la parte central del Golfo de México (Figura 4.4) y se encuentra limitada por la isobata de 500 m en el límite de la Zona Económica Exclusiva de México (ZEE). A partir de la década de los 2000's, se han llevado a cabo trabajos exploratorios con el fin de evaluar el potencial petrolero en dicha zona (PEMEX, 2013).

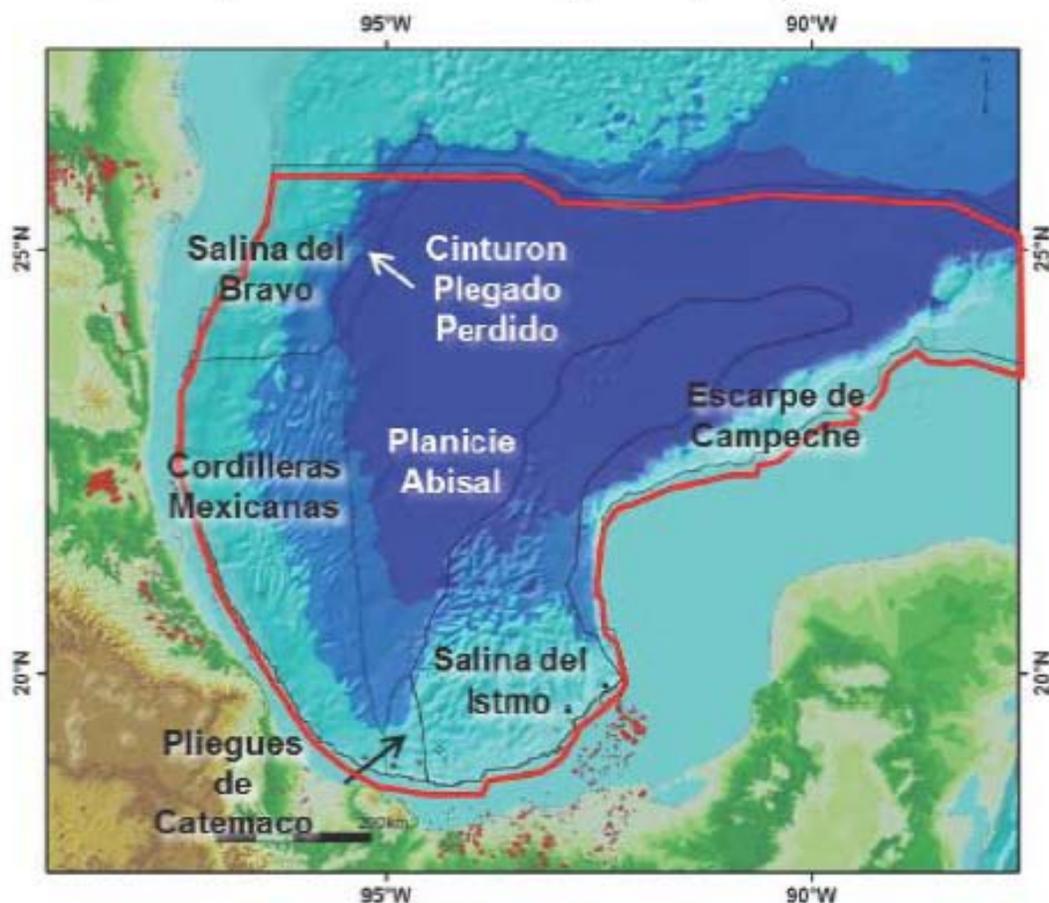


Figura 4.4 Ubicación de la Provincia Petrolera Golfo de México Profundo con sus 7 divisiones (Tomada de PEMEX, 2013).

Como se muestra en la Figura 4.5, la parte central de la PPGMP se encuentra constituida por corteza oceánica que está limitada por corteza continental, la historia de la PPGMP comienza desde la ruptura de Pangea a raíz de que África y

América del Sur se separaban de América del Norte (Miranda, 2005). Los diferentes tipos de corteza y su propia evolución, son uno de los factores con eventos de mayor sedimentación que han controlado las distintas tasas de subsidencia así como el flujo de calor en el Golfo de México (PEMEX, 2013).

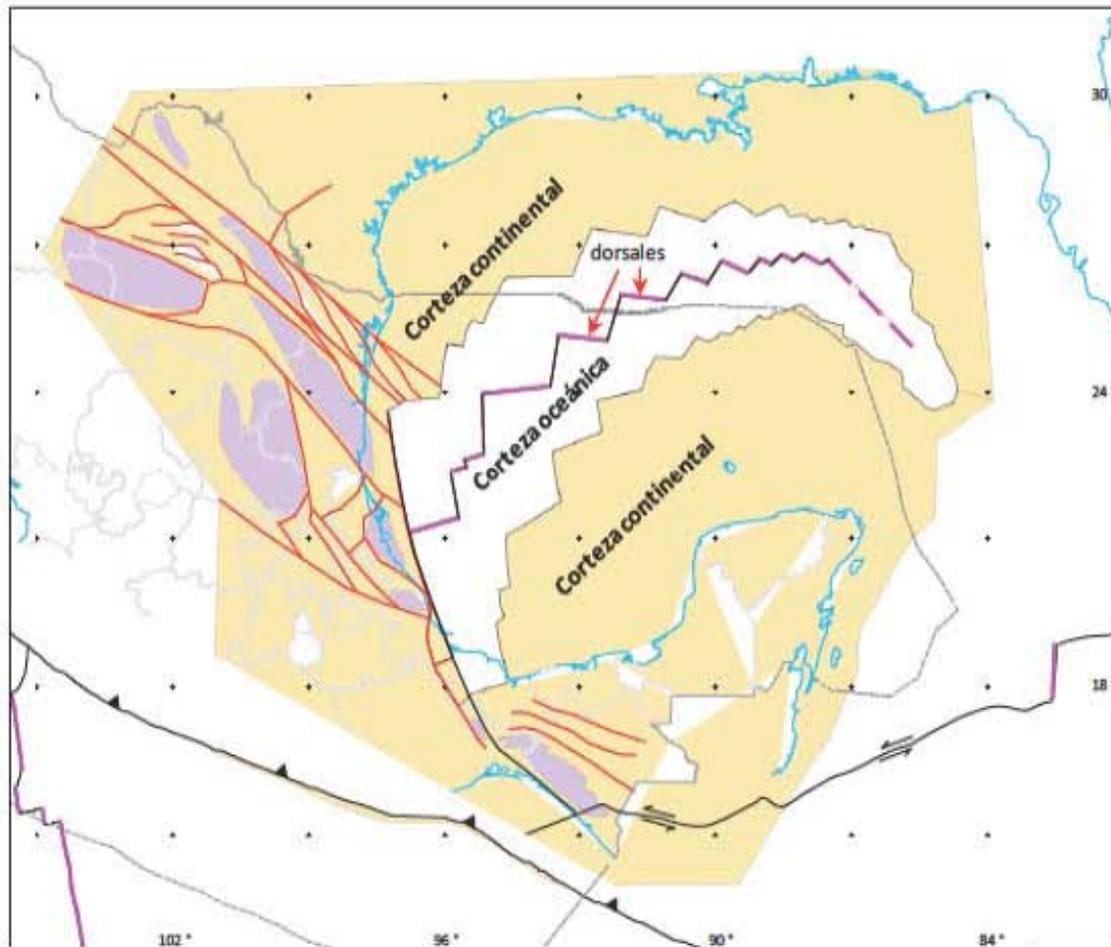


Figura 4.5 Mapa tectónico del Golfo de México que muestra la distribución de las cortezas oceánica y continental (Tomada de Miranda, 2005).

Otro de los factores que influyen en los estilos de deformación así como en el flujo de calor es la sal depositada en el Golfo de México durante el Calloviano en el Jurásico Medio (165 Ma). Las zonas de depósito de sal fueron segmentadas durante la etapa de generación de la corteza oceánica formando dos grandes áreas salinas: Sal Louann y Sal del Istmo (Miranda, 2005) (Figura 4.6).

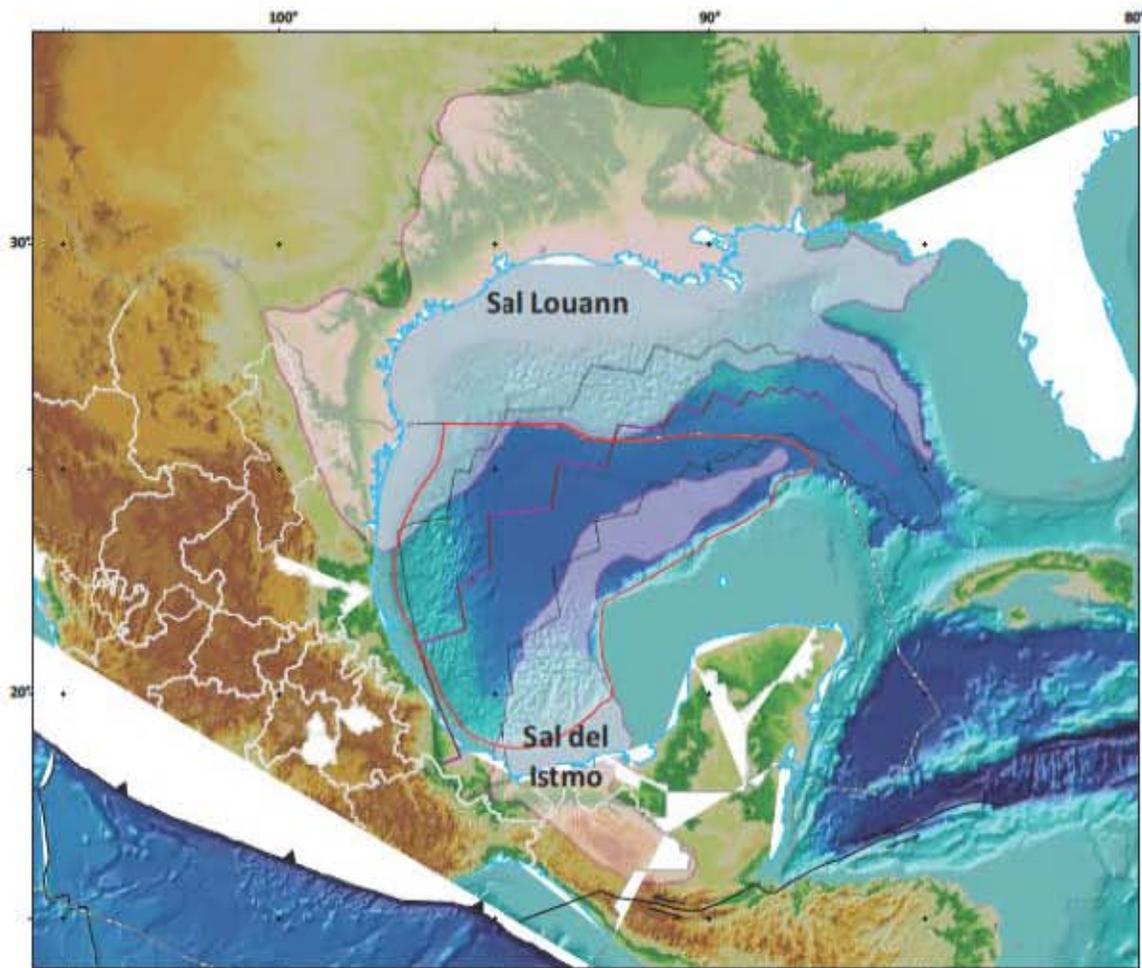


Figura 4.6 Distribución de los depósitos salinos en el Golfo de México, en rojo se muestra la zona que comprende la PPGMP (Tomada de Miranda, 2005).

IV.II.II Geología Histórica del Golfo de México

Uno de los tantos estudios realizados en el Golfo de México demostraron que la sal es más antigua que las arenas que la infrayacen (Dribus, 2008). Dicha sal ha sido desplazada y ha creado la posibilidad de ser una roca sello capaz de entrapar hidrocarburos (Dribus, 2008). Para poder comprender estos conceptos es importante revisar la evolución geológica del Golfo de México.

La existencia de la PPGMP se remonta a años mucho antes de que existiera el Golfo de México, tiempo después al momento en el que la mayoría de las placas

continentales del mundo estaban unidas para formar un mega-continente conocido como Pangea (Figura 4.7). La actividad tectónica que ocurrió posterior a esta etapa formaría a la Cuenca del Golfo de México y fue un factor significativo en la distribución de los sedimentos que la rellenaron (Salvador, 1987). En el Triásico Superior (215 Ma), conforme a la placa Norteamericana se separaba de las placas Sudamericana y Africana, comenzaron a formarse depresiones de hundimiento (rifts) profundas que fueron asociadas con el estiramiento de la corteza continental (Salvador, 1987).



Figura 4.7 Distribución de la corteza continental en el Triásico (227 Ma), mega continente Pangea que al separarse dio origen al Golfo de México (Tomada de Dribus, 2008).

Cuando aún formaba parte de la placa Norteamericana, el área que sería el Golfo de México se encontraba atravesada por fosas tectónicas (graben), los cuales se hundieron gradualmente al rellenarse con depósitos volcánicos y capas rojas no

marinas que provenían de sedimentos erosionados de las zonas altas adyacentes, los cuales son registros de la fase de rifting en el Golfo de México (Dribus, 2008).

A lo largo del Jurásico Medio (168 Ma) los maremotos del Pacífico se extendieron hacia el este de México dejando atrás cuerpos aislados de agua salada, que con el paso del tiempo la salinidad de los cuerpos de agua se incrementó, permitiendo a la precipitación de halita en el centro de la cuenca (Montgomery, 1997). En el sector norte de la Cuenca del Golfo de México, los depósitos salinos pasaron a ser conocidos como la Sal Louann, pertenecientes al Jurásico Medio (Dribus, 2008).

El Jurásico Superior (154 Ma), corresponde a las etapas tardías del proceso de rifting, el estiramiento continuo de la corteza continental hizo que la plataforma de Yucatán se separara de la placa Norteamericana, arrastrando consigo una porción del cuerpo salino. La plataforma de Yucatán rotó en sentido anti horario mientras continuaba su deriva hacia el sur para que al final se asentara sobre el margen norte de la placa Sudamericana durante el Cretácico Inferior (127 Ma) (Pindell, 2001) (Figura 4.8).

Con el transcurso del tiempo, al incrementarse la profundidad de sepultamiento de los sedimentos, el calor y la presión resultantes de la acumulación de los estratos de sobrecarga, transformaron la materia orgánica en kerógeno de tipo I y tipo II, precursores esenciales de la generación de hidrocarburos (Dribus, 2008). A lo largo de ciclos de transgresión y regresión, que abarcaron desde el Jurásico y el Mioceno, la estructura de la Sal Louann respondió a la tectónica de placas y a los procesos de carga clástica resultantes de los deltas y abanicos turbidíticos que continúan en la actualidad (Dribus, 2008).



Figura 4.8 Movimiento del bloque de Yucatán, que rotó en sentido anti horario y se desplazó hacia el sur (Tomado de Dribus, 2008).

IV.II.III Proyecto “Área Perdido”

El proyecto de Exploración “Área Perdido”, es identificado por Petróleos Mexicanos (PEMEX), como un proyecto de exploración desarrollado por el Activo de Exploración Aguas Profundas Norte en el año del 2012. Dicho proyecto, presenta oportunidades o pozos a ser perforados en tirantes de agua mayores a 1500 metros y considera las actividades de exploración en áreas estratégicas o áreas que cuentan con mayor potencial prospectivo que cuentan con información sísmica (Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH, 2012).

IV.II.III.I Ubicación del Proyecto “Área Perdido”

Como se muestra en la Figura 4.9, el Proyecto “Área Perdido” se ubica frente al litoral del Estado de Tamaulipas, dentro de la ZEE del Golfo de México. Limita al norte con la frontera de Estados Unidos de América, al occidente con la isobata de 500 metros, al oriente y al sur con el proyecto “Golfo de México Sur”, abarca un área de aproximadamente 27 000 km² (CNH, 2012).

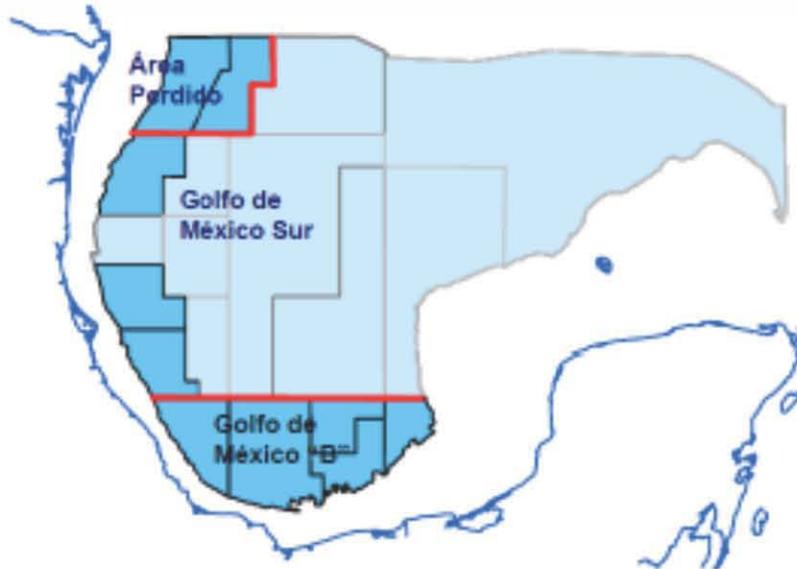


Figura 4.9 Ubicación del Proyecto “Área Perdido” en el Golfo de México, junto a otros proyectos que estableció Petróleos Mexicanos (PEMEX), (Tomado de PEMEX, 2002)

IV.II.III.II Objetivos y Alcances del Proyecto “Área Perdido”

El objetivo principal del proyecto es evaluar los recursos prospectivos de aceite ligero y gas asociado en rocas carbonatadas del Cretácico y en una secuencia de sedimentos del Cenozoico. El proyecto tiene un periodo que comprende entre 2012 – 2026 y su alcance principal es la perforación de pozos exploratorios y adquisición sísmica en tres dimensiones.

IV.II.III.III Recursos Prospectivos del Proyecto “Área Perdido”

Como se muestra en la Tabla 4.1, el proyecto cuenta con dos áreas principales: Cinturón Plegado Perdido y Cinturón Subsalino.

Área del Proyecto Perdido	Cinturón Plegado Perdido	Cinturón Subsalino
# de Oportunidades Exploratorias	22	25
Volumen Prospectivo (mmbpce)	8861	8439

Tabla 4.1 Tabla que muestra las oportunidades exploratorias y el volumen prospectivo en cada uno de los sectores del Proyecto “Área Perdido” (Modificada de CNH, 2012).

IV.II.III.IV Generalidades del Proyecto “Área Perdido”

- Área: 27 000 [km²]
- Tirantes de agua: 500 – 3500 [m]
- Sísmica 2D: 15 215 [km]
- Sísmica 3D: 35 378 [km]
- Hidrocarburos: Aceite ligero y gas
- Play principal: Eoceno Inferior y Oligoceno
- Play secundario: Mioceno, Paleoceno, Cretácico
- Riesgo principal: Roca almacenadora y roca sello

IV.II.IV Cinturón Plegado Perdido (CPP)

El CPP es una de las provincias geológicas en las que se divide la PPGMP, se localiza al oriente de la Provincia Geológica Salina del Bravo y se caracteriza por presentar un estilo de pliegues y fallas inversas orientadas de SW a NE que despegan de la sal autóctona jurásica (PEMEX, 2013) (Figura 4.10).

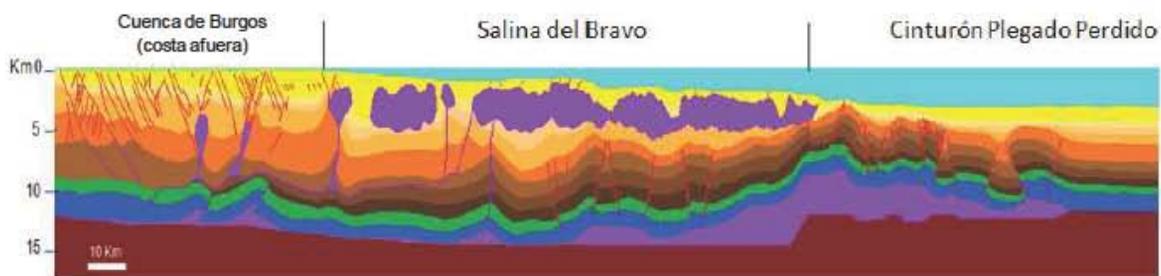


Figura 4.10 Sección que muestra la ubicación del CPP, donde la parte occidental corresponde a la Cuenca de Burgos y la parte oriental al CPP, de color morado se muestra la sal (Modificado de Cruz, 2010).

IV.II.IV.I Definición del CPP

Es una franja plegada y fallada que presenta rasgos estructurales que facilitan al entendimiento del comportamiento de la sal por debajo de los paquetes de sedimentos (Patiño, 2003). El movimiento de la sal presente en los núcleos de los anticlinales propició pliegues por imbricamiento (García, 2013).

Frente al Río Bravo y al CPP existe una zona de talud donde el piso marino se presenta accidentado y se interpretan cuerpos de sal somera dispuestos como toldos y algunas intrusiones verticales que provocan plegamiento y fallamiento (Santana, 2014).

Es considerado una importante provincia petrolera en la que se han descubierto hidrocarburos mediante la perforación de pozos en la Zona Económica Exclusiva (ZEE) de Estados Unidos de América (Patiño, 2003). El CPP se extiende hasta la ZEE de México donde se han dado manifestaciones de la presencia de hidrocarburos.

IV.II.IV.II Ubicación del CPP

El CPP se ubica en la parte norte del Golfo de México, en aguas profundas comprendidas dentro de las ZEE de México y Estados Unidos de América. Se localiza frente al litoral del estado de Tamaulipas, se encuentra limitado al norte con la frontera internacional de Estados Unidos de América. Cuenta con un área aproximada de 27 230 km² (PEMEX, 2013) (Figura 4.11).

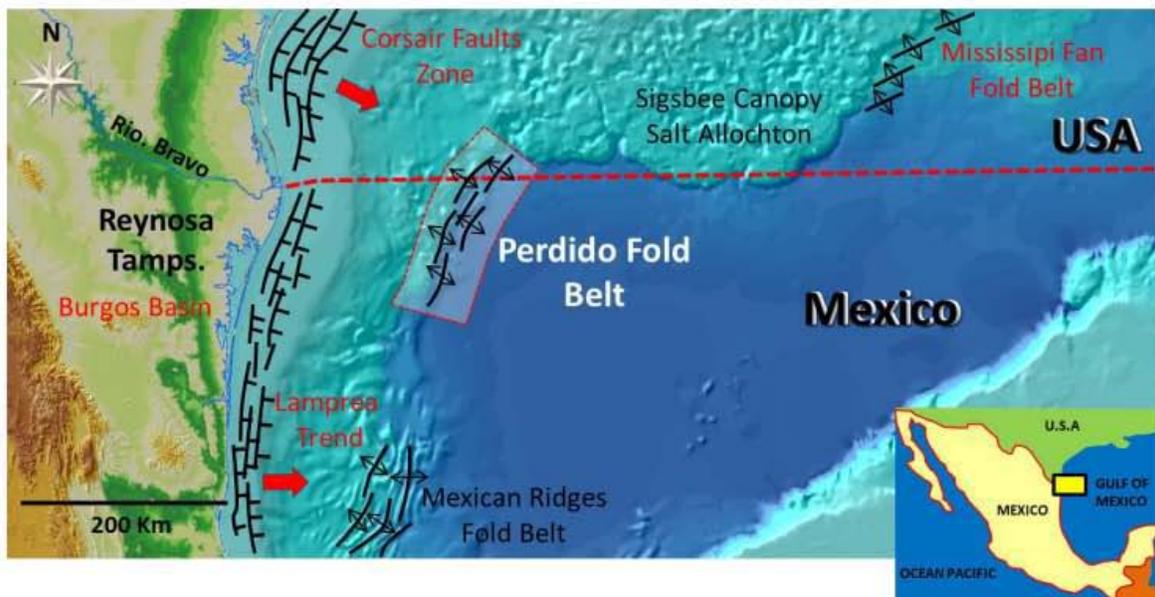


Figura 4.11 Ubicación del CPP en el Golfo de México, se muestra como la zona es compartida con Estados Unidos de América (Tomada de PEMEX, 2008).

IV.II.IV.III Geología Estructural del CPP

El proceso de origen del CPP se encuentra relacionado con la evolución tectónica que tuvo el Golfo de México, comenzando en el Jurásico Medio (165 Ma), con un proceso de rifting a partir de la apertura del Golfo hacia una cuenca de margen pasiva. Cuenta con anticlinales afallados en los flancos, cuyos núcleos contienen sal en aguas con profundidades entre los 2000 y los 3000 metros (Figura 4.12). Dichos pliegues son del tipo caja concéntricos cortados por fallas inversas (Patiño, 2003). El desarrollo de pliegues por imbricamiento es provocado por el movimiento de la sal presente en los núcleos de los anticlinales.

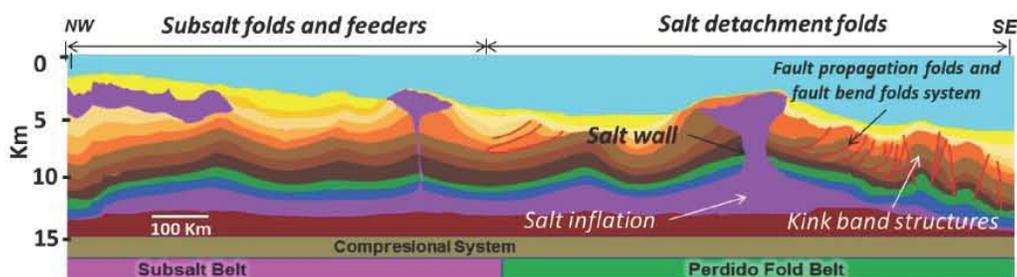


Figura 4.12 Sección de la porción Noroeste del Golfo de México que va de lo más cercano a la costa hacia el centro del Golfo (izquierda a derecha) donde se muestra las intrusiones salinas (Tomada de PEMEX, 2010).

Durante el Paleogeno (45 Ma) se produjo un significativo aporte de sedimentos provenientes de la Orogenia Laramídica así como también de episodios volcánicos y epirogénicos posteriores. La carga sedimentaria provocó una extensión en los depocentros, dicha extensión alcanzó niveles de despegue en el paquete de sal jurásica, provocando la formación de intrusiones de sal y de toldos en la zona distal (Patiño, 2003).

El CPP se encuentra asociado a la compresión y a la inflación de la sal originada por la tectónica gravitacional ocurrida al oeste del área, en la Cuenca de Burgos, durante el Oligoceno (28 Ma) y el Mioceno (14 Ma), (Cruz, 2010).

IV.II.IV.IV. Estratigrafía y Ambientes de Depósito del CPP

La columna estratigráfica perteneciente a la zona norte del Golfo de México, se encuentra establecida por la información obtenida por los pozos perforados en la porción del CPP en Estados Unidos de América (Patiño, 2003). Dicha columna incluye a la sal autóctona del Jurásico Medio (165 Ma) así como el emplazamiento de la sal alóctona en la secuencia del Oligoceno (28 Ma) (Figura 4.13).

Por encima de la sal se interpreta una secuencia de carbonatos marinos someros que cambian de manera abrupta a lutitas que corresponden a sedimentos marinos profundos; debido a la rápida subsidencia de la cuenca (Patiño, 2003). Sobre el Paleógeno (45 Ma), se tienen secuencias turbidíticas derivadas de sistemas deltaicos en la región del Río Bravo. Al terminar el Eoceno (34 Ma) se encuentra el límite que separa a las condiciones cinemáticas de los estratos.

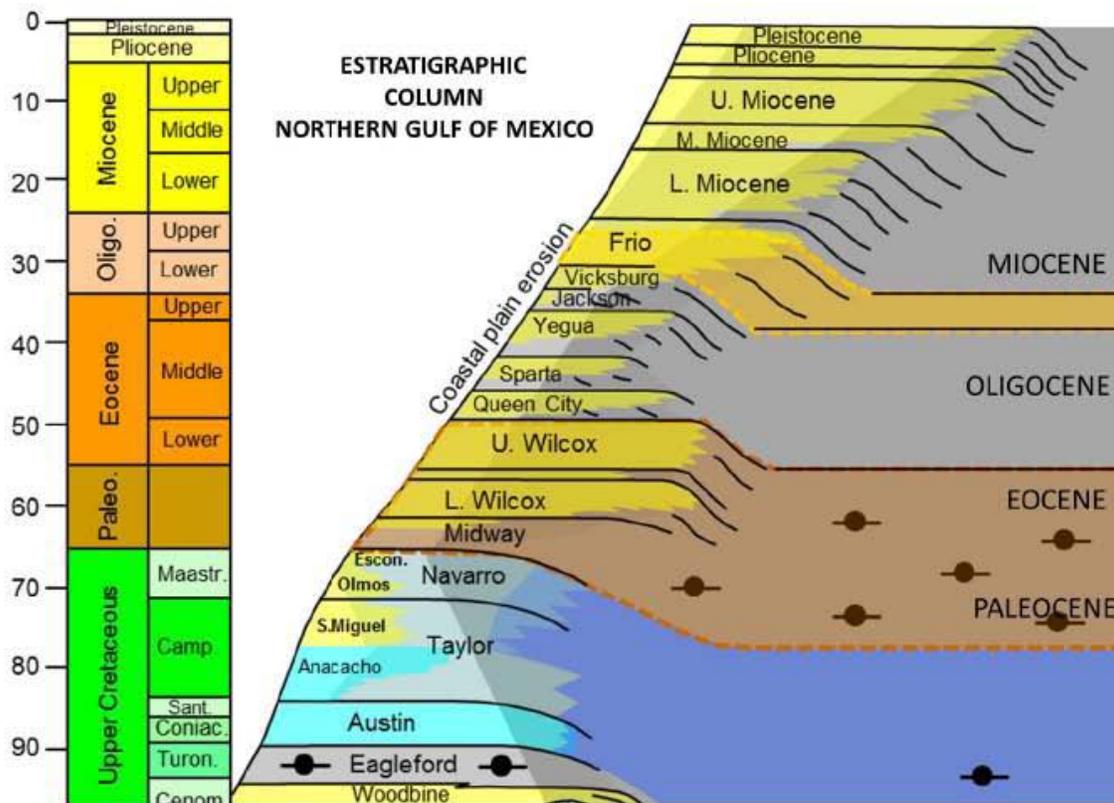


Figura 4.13 Columna estratigráfica de la parte Norte del Golfo de México (Modificada de PEMEX, 2009)

El sistema de depósito es delta fluvial (Figura 4.14), donde se tiene una importante sedimentación en delta progradante como resultado de la Orogenia que ocurrió posterior resultando así una acumulación de sedimentos en los depocentros (García, 2013).

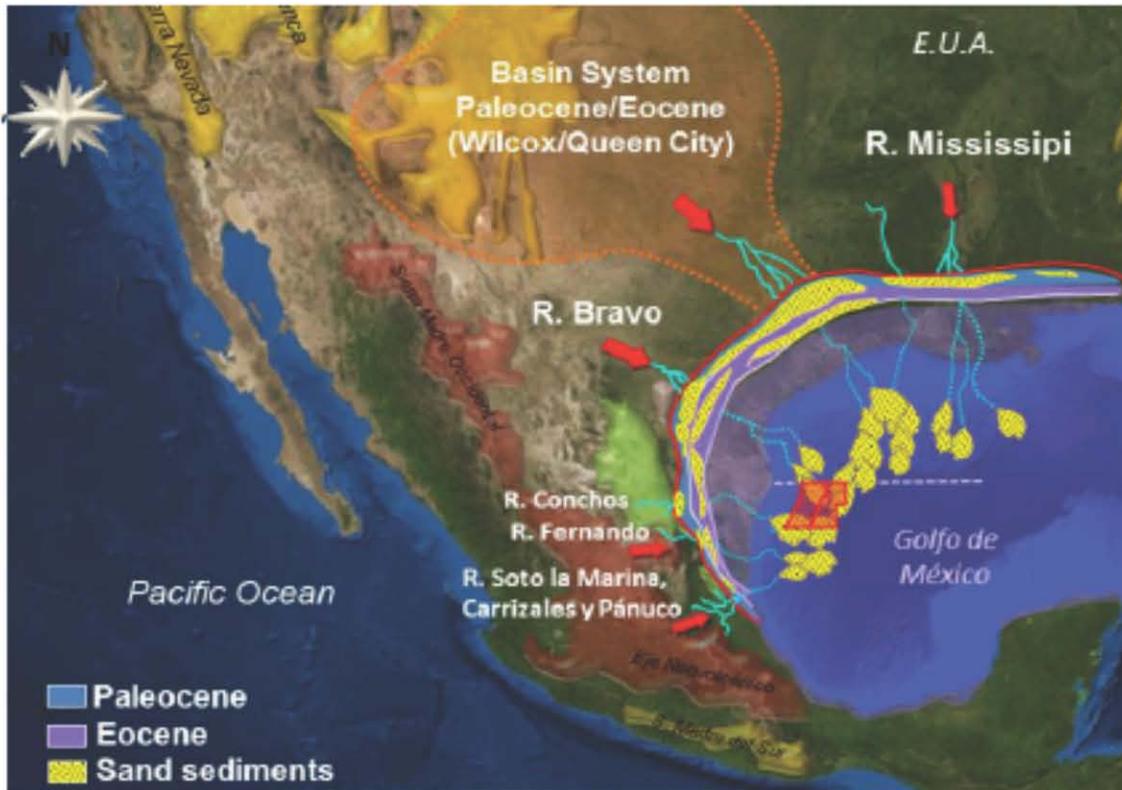


Figura 4.14 Los principales aportes de sedimentos vienen de los ríos que desembocan en el Golfo de México, siendo de mayor importancia el Río Mississippi, por parte de Estados Unidos de América, y el Río Bravo, por parte de México. (Tomada de PEMEX, 2010).

Un delta es un ambiente sedimentario ubicado en la desembocadura de un río dentro del mar (Reineck, 1980). Los deltas se forman en la desembocadura de las cuencas vertientes que abastecen al propio delta de agua, sedimentos y elementos químicos. En la zona más distal de la cuenca, se desarrollan llanuras aluviales que pueden ser lugar de origen de acumulaciones de sedimentos en períodos de subsidencia, en esta zona, se encuentran depósitos en forma de canales arenosos en forma de meandros en llanuras arcillosas o en forma de trenza si predomina el aporte de arenas (Reineck, 1980).

V. RESULTADOS

En este capítulo se muestran los atributos sísmicos híbridos propuestos que al ser aplicados tuvieron éxito con la identificación de rasgos estratigráficos. Los rasgos estratigráficos hallados en las superficies finales fueron meandros y canales anastomosados.

Desde el punto de vista geológico, un canal es un conducto natural que tiene cierta extensión el cual tiene de manera continua o periódica agua en movimiento de tal forma que se da una acumulación de sedimentos y cuando llegan a acumularse grandes cantidades de sedimentos gruesos, estos obstruyen el tránsito del agua ocasionando que se generen los canales anastomosados. Al presentarse la erosión, el agua toma el camino más corto, de manera que abandona el antiguo curso a lo largo de la curva que se quedará como un canal abandonado que posteriormente se llenará de sedimento formando un meandro.

V.I ATRIBUTOS SÍSMICOS HÍBRIDOS EXITOSOS

V.I.I RL1

Para este atributo sísmico híbrido se trabajó con el atributo sísmico directo RMS y con su primera derivada, al elevarlos al cuadrado todos los valores se hacen positivos. Como producto de la operación, tenemos un incremento en las amplitudes de las trazas ya que la suma de los cuadrados siempre será mayor que una suma término a término. Como se muestra en la Figura 5.1 a), el atributo sísmico propuesto RL1 enfatiza rasgos estratigráficos. En la parte izquierda de la figura, así como en la parte central, se aprecian meandros y en la parte inferior derecha se enfatizan un par de canales anastomosados en comparación con el mapa de la Figura 5.1 b) el cual proviene de la extracción del atributo RMS aplicado al cubo sísmico generado con el atributo sísmico híbrido RL1.

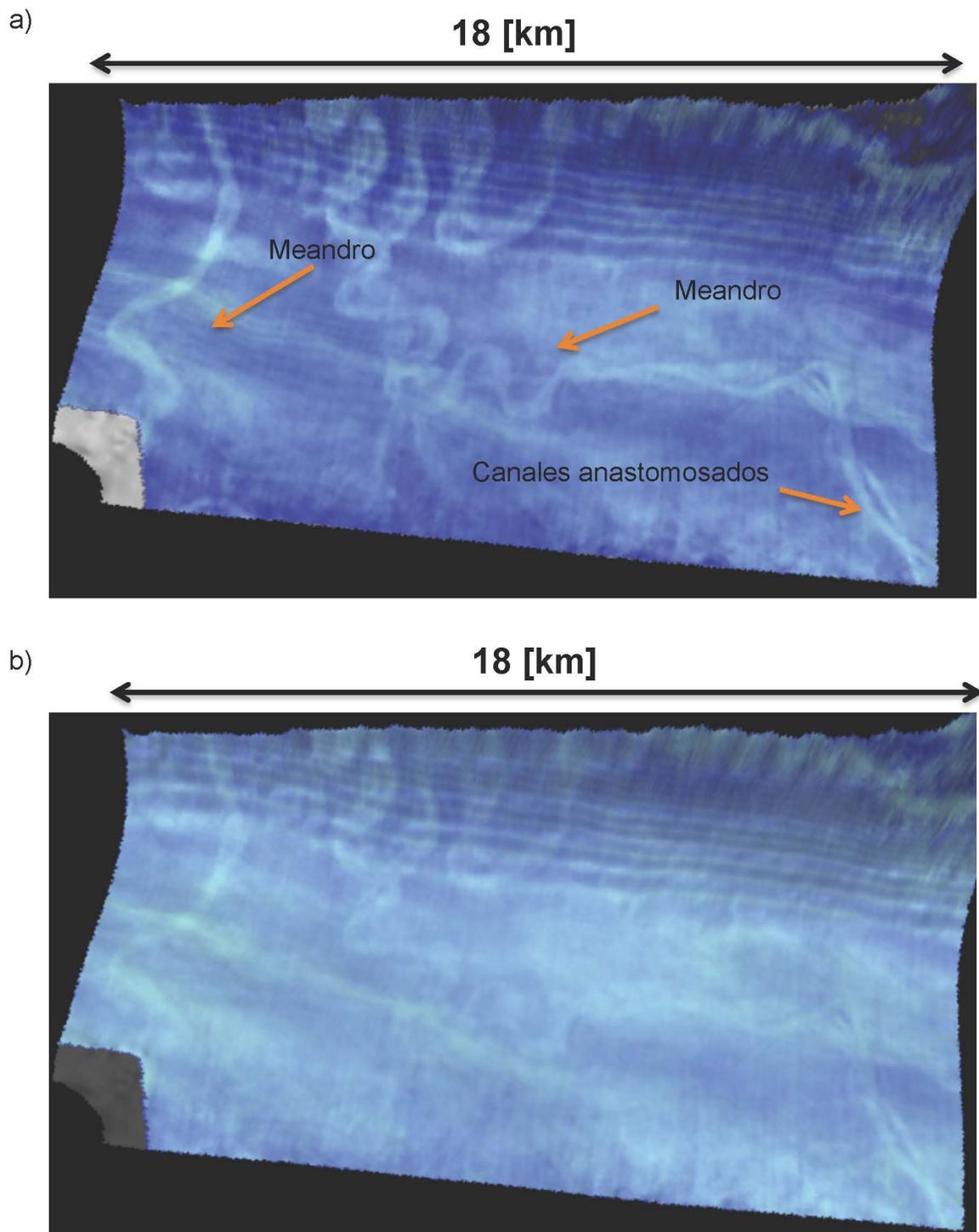


Figura 5.1 a) Superficie resultante de aplicar el atributo sísmico híbrido RL1 en la cual se pueden observar meandros y canales anastomosados. b) Es la superficie resultante de la aplicación del atributo RMS al cubo sísmico generado del atributo sísmico híbrido RL1. Los rasgos estratigráficos se presentan con mayor claridad en la figura 5.1 a).

V.I.II RL4

El atributo sísmico híbrido propuesto RL4 es la resta entre el valor de la primera derivada del atributo RMS con el mismo atributo RMS. Es decir, al valor de la primera derivada se le está eliminando el valor original del atributo RMS para que al final se tenga solamente la diferencia del cambio del valor de las amplitudes que se presentó respecto al tiempo. Con este atributo se enfatizan rasgos estratigráficos que no se identificaron el atributo RL1, pero de igual manera se enfatizan los valores nulos como se muestra en la parte superior de la Figura 5.2 a), lo cual impide un poco la visibilidad de otros rasgos, como algunos canales. En la Figura 5.2 b), se presenta el atributo RMS de los datos generados a partir del atributo sísmico híbrido RL4 y como se puede observar los rasgos ya no se distinguen fácilmente.

V.I.III RL7

A este atributo se le obtuvo el valor de la desviación estándar del atributo RMS para posteriormente multiplicarlo por el mismo atributo RMS, es una especie de normalización, la cual todos los valores del atributo se encuentran multiplicando por la raíz cuadrada positiva del valor que indica que tan alejado se encuentran respecto a la media de las amplitudes obtenidas en el RMS. Con este atributo se pueden distinguir de excelente manera los rasgos estratigráficos (Figura 5.3 a)). No presenta variación significativa con respecto a la superficie resultante de aplicar el atributo RMS al cubo obtenido del atributo sísmico híbrido RL7, los rasgos presentes aun son visibles con la excepción del meandro localizado en la parte central que pierde un poco de visibilidad (Figura 5.3 b)).

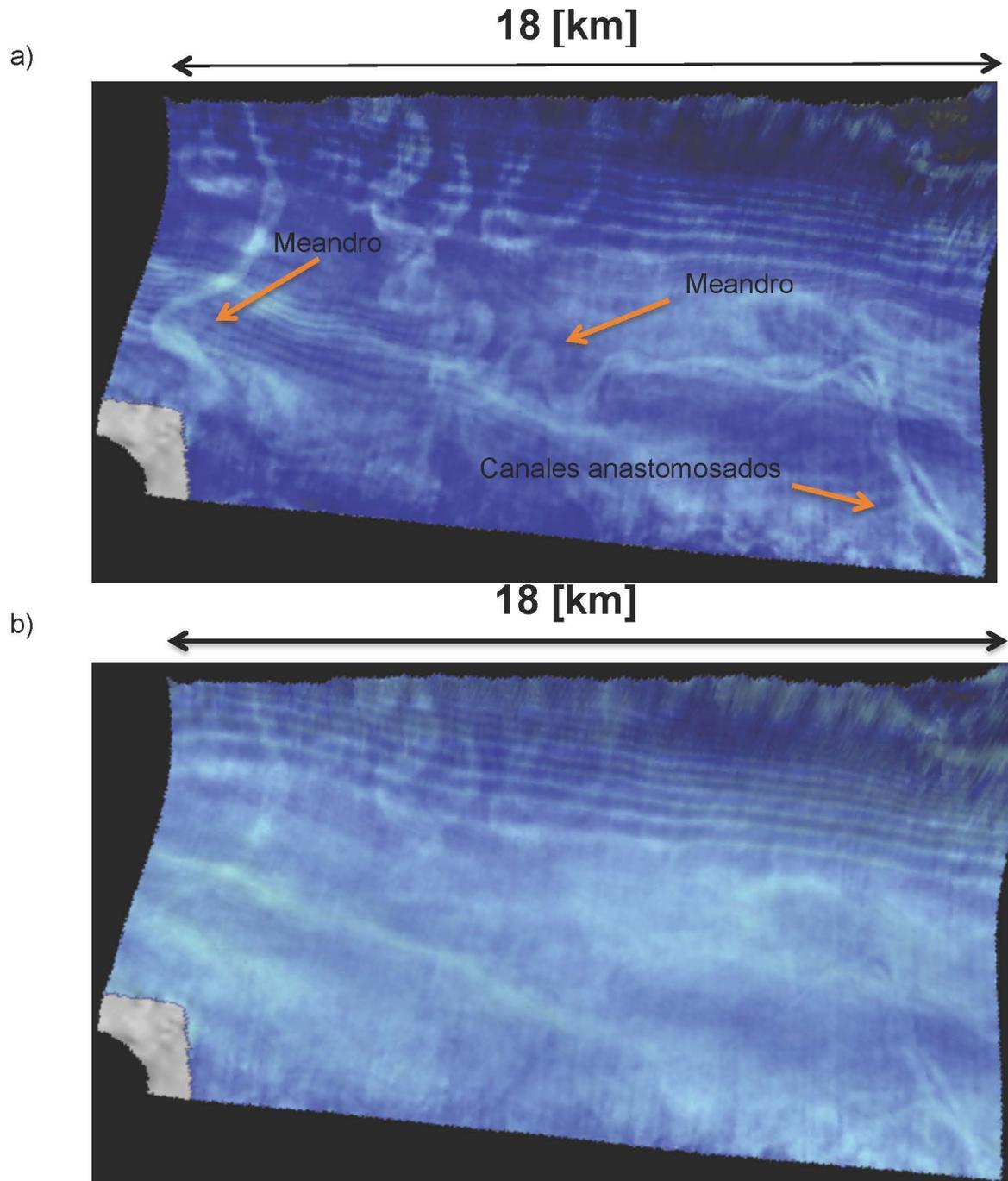
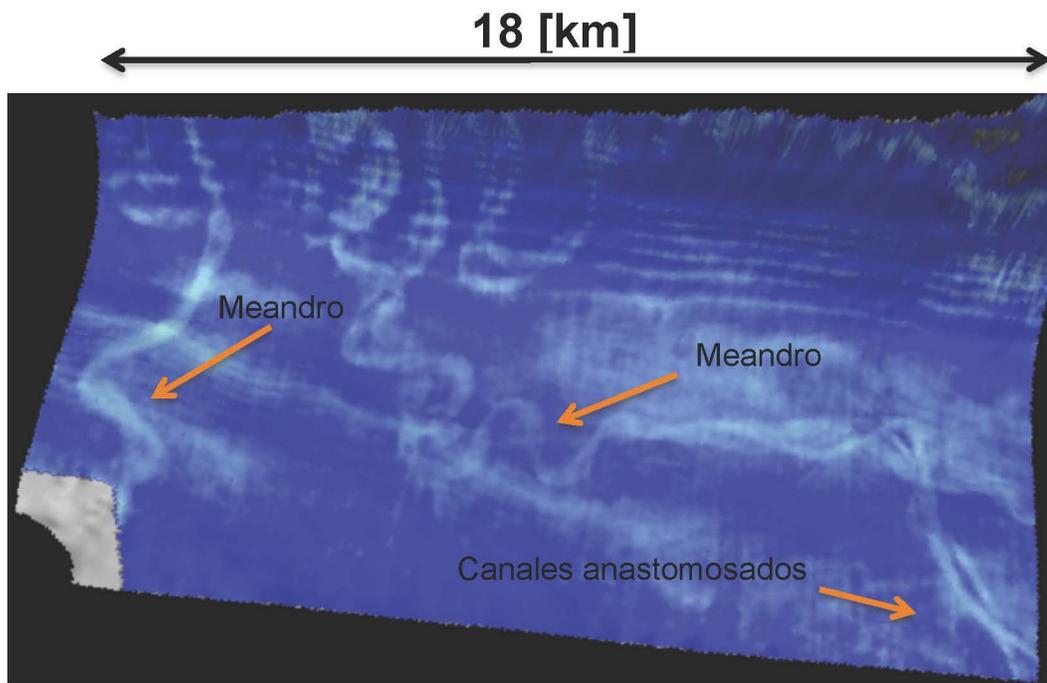


Figura 5.2 a) Resultado de aplicar el atributo sísmico híbrido RL4 donde se enfatizan rasgos estratigráficos a lo largo de la superficie. Este atributo resalta canales que no se distinguen en la figura anterior pero se presentan valores nulos en la parte superior de la figura haciendo que se pierdan algunos rasgos. b) Superficie sobre la cual se aplicó el atributo RMS al cubo sísmico del atributo híbrido RL4, aquí los rasgos ya no son visibles.

a)



b)

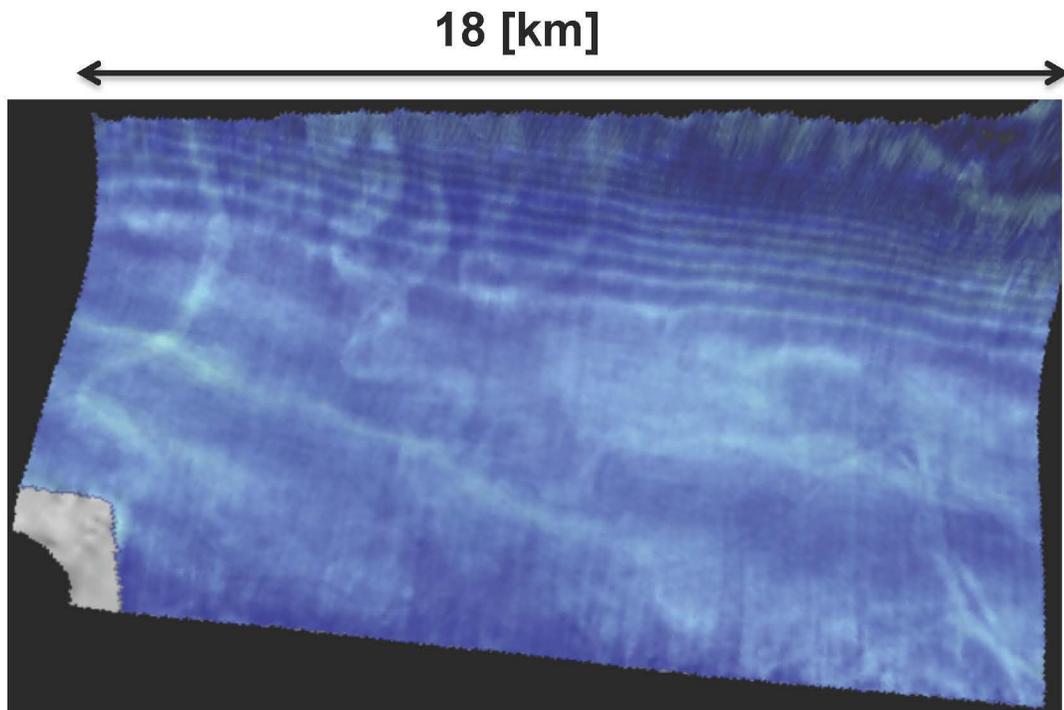


Figura 5.3 a) En la superficie la cual se aplicó el atributo sísmico híbrido RL7 se puede mostrar de buena manera meandros en la parte superior, en la parte derecha y en la parte central. b) Se aplicó el atributo RMS al cubo del atributo sísmico híbrido RL7, los rasgos estratigráficos tienen cierta similitud con los presentados en la Figura 5.3 a).

V.I.IV RL12

Este atributo es similar al atributo RL1 pero en lugar de utilizar el RMS se utiliza el atributo Envelope. Se obtiene la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados, tanto del Envelope como de su primera derivada, por lo que el valor siempre será positivo. Con este atributo se pierden los rasgos que se venían presentando en los atributos anteriores, pero sigue siendo visible el meandro en el sector izquierdo y los canales anastomosados que se presentan en el sector inferior derecho correspondiente a la Figura 5.4 a). En cambio, al aplicar el atributo RMS al cubo del atributo propuesto RL7 (Figura 5.4 b)), los rasgos son visibles de mejor manera y se muestra un suavizado de la superficie.

V.I.V RL14

En este atributo se realiza la división entre el atributo RMS con la raíz cuadrada del atributo de frecuencia instantánea, es una variación del atributo directo Sweetness. A pesar de que los rasgos estratigráficos continúan presentándose, se presentan valores nulos en la parte superior y en la parte inferior de la Figura 5.5 a), de igual manera, los canales anastomosados se enfatizan de buena manera. Al aplicar el atributo RMS al cubo originado por el atributo sísmico híbrido RL14, como se muestra en la Figura 5.5 b), ya no se presentan los valores nulos en la parte superior y en la parte central de la superficie permitiendo así distinguir los rasgos estratigráficos de mejor manera. Sin embargo, los valores nulos se mantienen presentes en la parte inferior de la superficie.

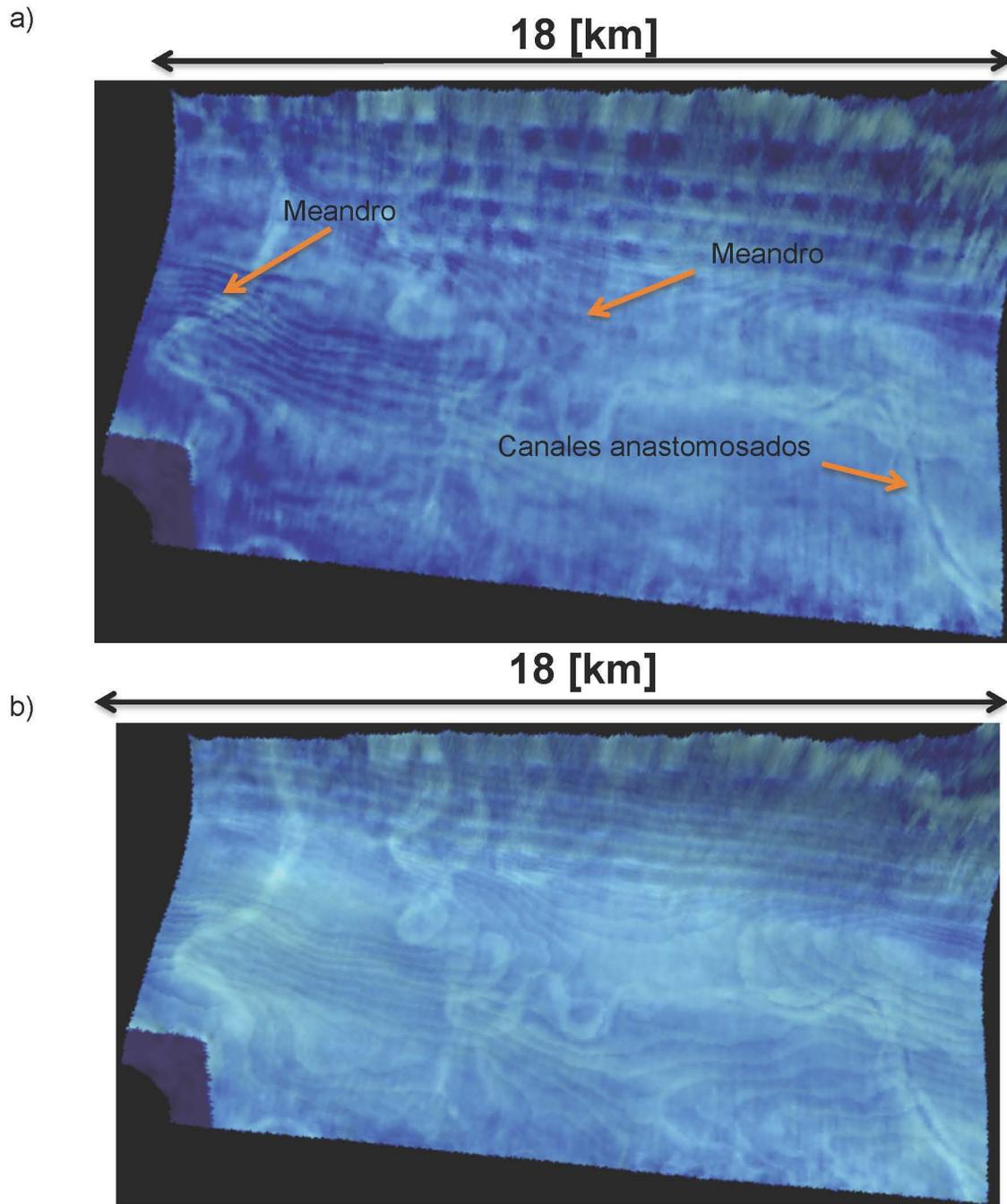


Figura 5.4 a) Superficie sobre la cual se aplicó el atributo sísmico híbrido RL12, se pierden los canales que se encuentran en la parte superior y cerca al meandro del lado izquierdo se perciben patrones que son consecuencia de la generación de dicha superficie. b) Al aplicar el atributo RMS sobre el cubo del atributo sísmico híbrido RL12 se identifican de mejor manera los rasgos estratigráficos.

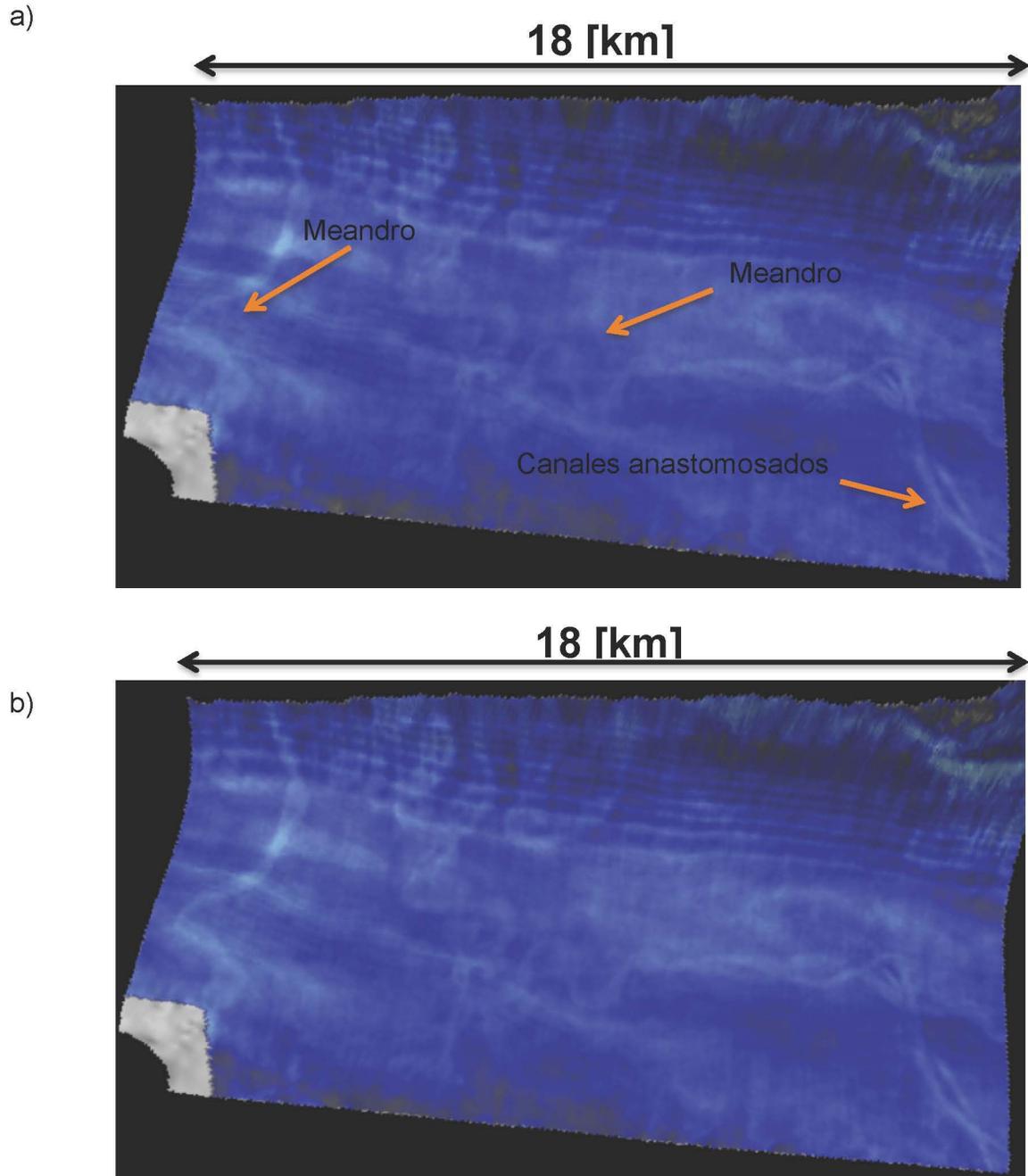


Figura 5.5 a) Se muestra la superficie resultado de aplicar el atributo sísmico híbrido RL14, se observa que en la parte superior e inferior se encuentran zonas con valores nulos y los rasgos no son visibles fácilmente, salvo el meandro localizado en la parte izquierda y los canales en la parte inferior derecha. b) Al aplicar el atributo RMS al cubo del atributo sísmico híbrido RL14, los valores nulos en la parte central se pierden lo que permite la visualización de los rasgos que se encuentran en esta zona.

V.II ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

V.II.I Análisis Estadístico de los Resultados

Se realizó un análisis estadístico entre los atributos sísmicos híbridos que dieron resultados con sus respectivos atributos RMS, obteniendo así información del comportamiento de las variables utilizadas para la comparación.

Del Crossplot 1, que se muestra en la Figura 5.6, el valor del coeficiente de correlación fue de 0.954279 lo que indica un buen ajuste entre las variables y el valor de la covarianza fue de 1.16853×10^6 lo que indica que hay una dependencia positiva entre los valores del atributo RL1 con el atributo RMS. Se puede notar que todos los valores obtenidos del atributo RL1 son positivos y que van incrementando con respecto al tiempo.

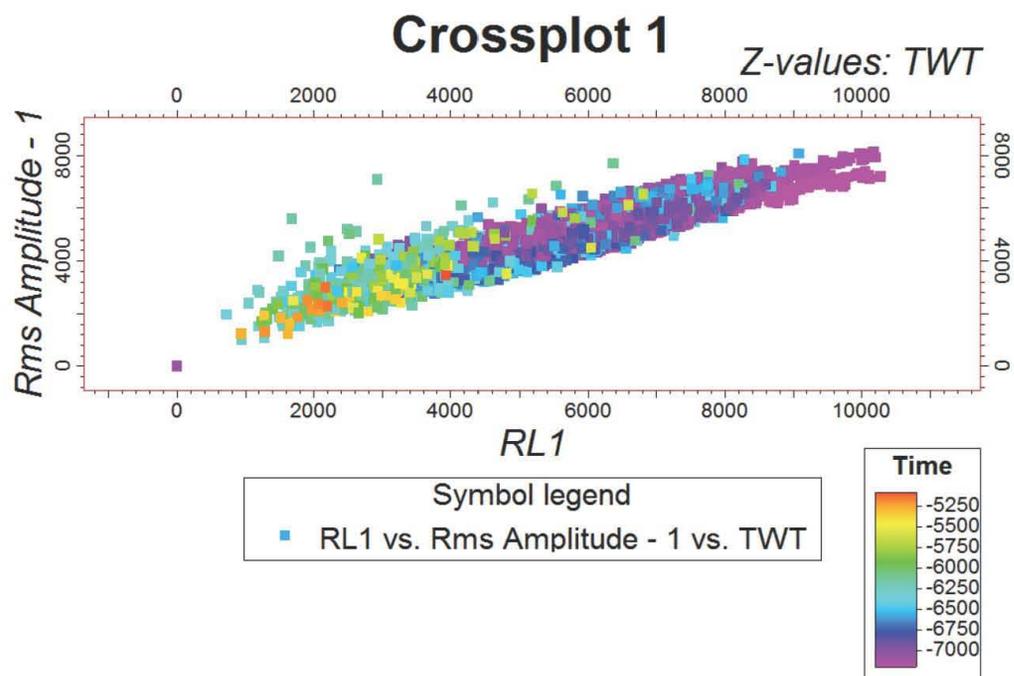


Figura 5.6 Se muestra en el eje X a los valores obtenidos por el atributo sísmico híbrido RL1 y en el eje Y a los valores obtenidos del atributo RMS del atributo sísmico híbrido en cuestión, se utilizaron los valores del tiempo como eje Z. Hay dependencia positiva entre las variables, a mayores valores en X corresponden mayores valores en Y.

En el Crossplot 2, presente en la Figura 5.7, el valor del coeficiente de correlación entre las variables fue de -0.945731 y la covarianza fue de -1.17688×10^6 , en este caso se presenta una dependencia negativa entre los valores del atributo RL4 con el atributo RMS. Todos los valores obtenidos para este atributo son negativos, por lo que se puede decir que los valores del atributo RMS son mayores que los valores de la primera derivada del mismo atributo.

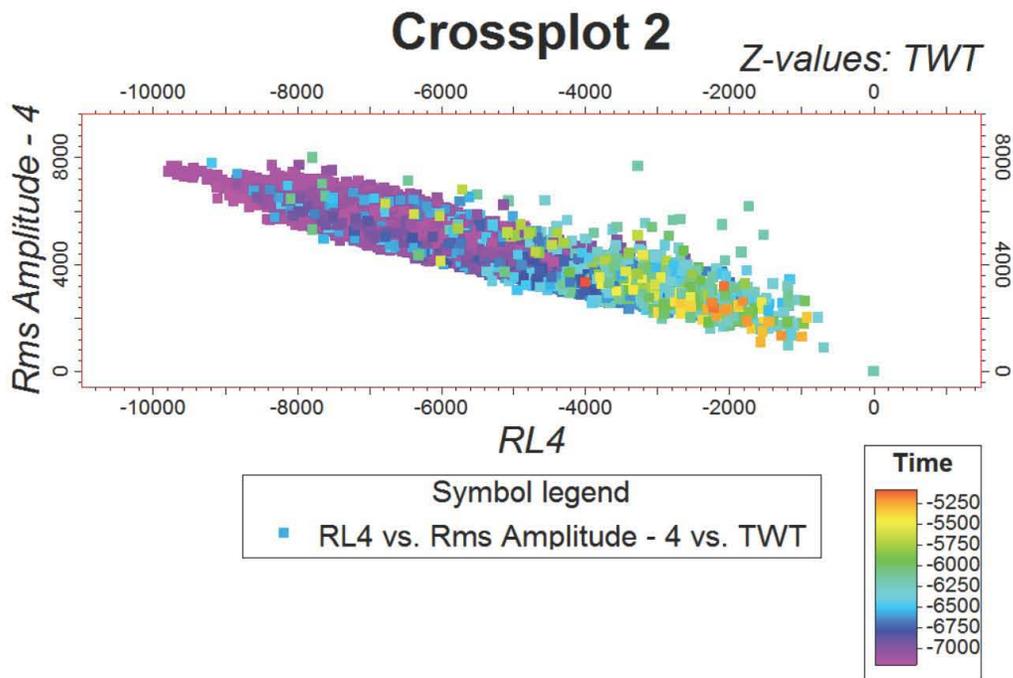


Figura 5.7 Se compara al atributo sísmico híbrido RL4, eje X, con el atributo RMS del mismo atributo sísmico híbrido, eje Y, se utilizó el tiempo como eje Z para ubicar a dichos puntos temporalmente. Las variables tienen una covarianza negativa, lo que indica una dependencia negativa entre dichas variables, a menores valores del atributo híbrido propuesto corresponden mayores valores del atributo RMS.

Para el Crossplot 3, mostrado en la Figura 5.8, el valor del coeficiente de correlación es de 0.957713 y la covarianza es de 3.76589×10^{12} lo cual indica una dependencia positiva entre los valores del atributo RL7 y su correspondiente RMS. Por definición, la desviación estándar del RMS siempre será positiva por lo que solamente se tienen valores positivos.

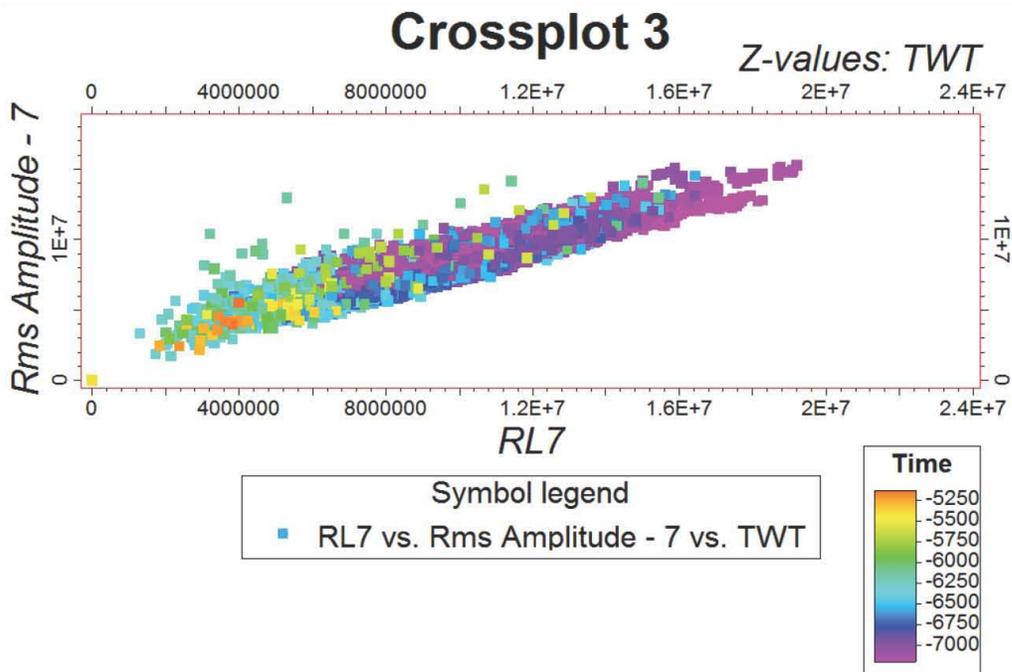


Figura 5.8 En el eje X se muestran los valores del atributo sísmico híbrido RL7, en el eje Y se muestra a los valores del atributo RMS del atributo sísmico híbrido RL7 y se utiliza al tiempo como eje Z. Las variables presentan una dependencia positiva, a mayores valores en X corresponden mayores valores en Y. Los valores del atributo RL7 son positivos, ya que por definición, la desviación estándar es positiva.

En la Figura 5.9, se muestra el Crossplot 4 donde el valor del coeficiente de correlación es de 0.67427, lo cual no representa un buen ajuste entre las variables y el valor de la covarianza es de 2.36172×10^6 lo que significa una dependencia positiva entre las variables. El atributo RL12 obtiene la raíz cuadrada de la suma del atributo Envelope elevado al cuadrado mas la primera derivada del mismo atributo elevada al cuadrado, por lo que los valores mostrados en el grafico son positivos.

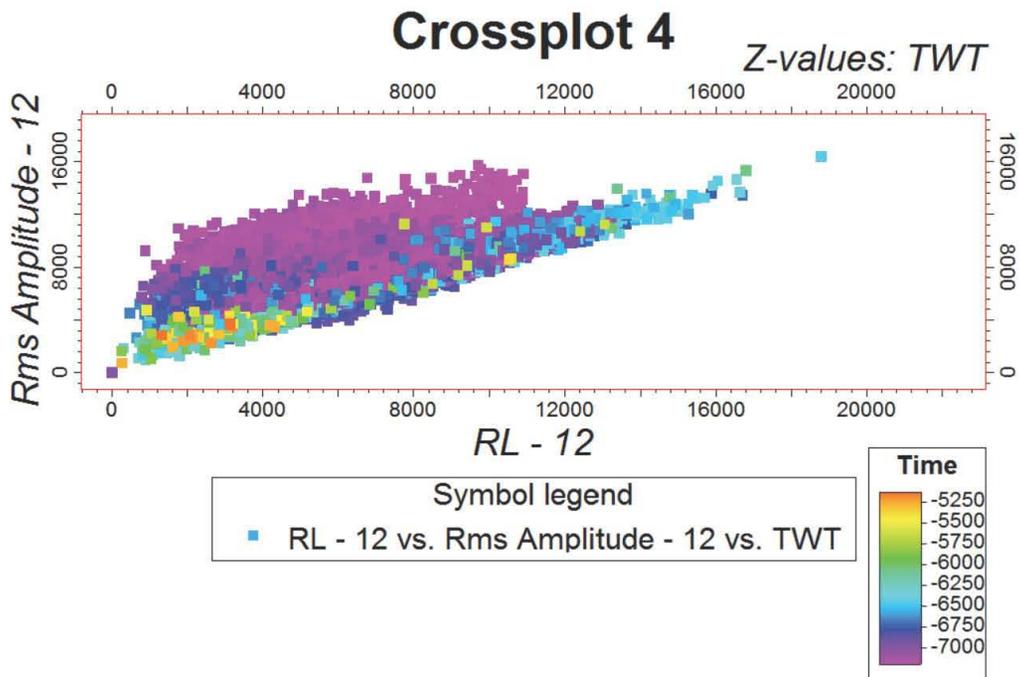


Figura 5.9 Aquí se hace una comparación de los valores obtenidos por el atributo sísmico híbrido RL12, en el eje X, con el atributo RMS del mismo atributo sísmico híbrido presente, en el eje Y. El valor de la covarianza dicta una dependencia positiva entre dichas variables, a mayores valores en X corresponden mayores valores en Y. Sin embargo, la correlación es muy pobre y se puede apreciar que los puntos de color morado, que son los valores del tiempo mas grandes, no forman parte de la tendencia de los datos.

En el Crossplot 5, que se muestra en la Figura 5.10, el valor del coeficiente de correlación es de 0.985576 y la covarianza es de 108287 presentando así un buen ajuste entre las variables y una dependencia positiva entre el atributo RL14 y su correspondiente RMS. Solamente se tendrán valores positivos ya que del atributo RMS se obtendrán valores mayores a 0 y al tratarse de la raíz cuadrada del atributo de Frecuencia Instantánea, se tendrán valores mayores a 0.

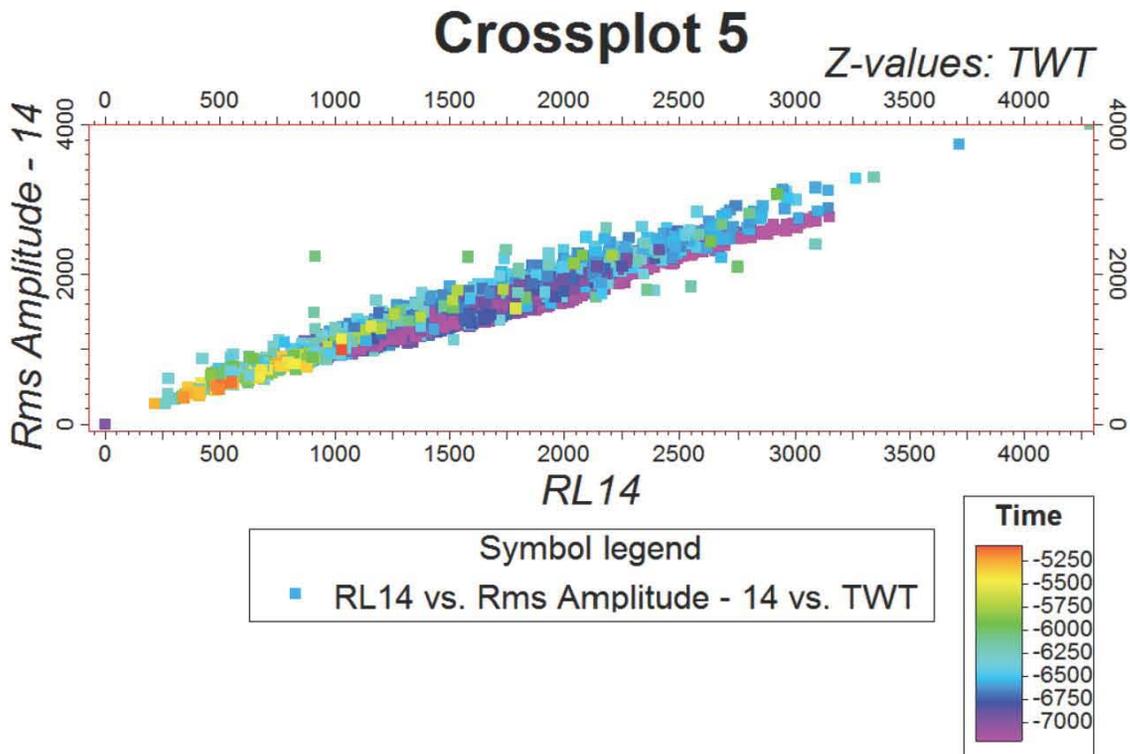


Figura 5.10 Crossplot 5 donde se compara al atributo RL14 (eje X) con el atributo RMS del mismo atributo RL14 (eje Y) y se utilizó el tiempo como eje Z para ubicar a dichos puntos temporalmente. La correlación entre las variables es muy buena y se aprecia una tendencia ascendente de los datos, comprobando el valor de la covarianza que indica una dependencia positiva entre las variables, a mayores valores de X se tienen mayores valores de Y. Por definición del atributo RL14, los valores de ambas variables son positivos.

Con ayuda de los Crossplots mostrados anteriormente se identificaron los puntos dispersos y se analizaron para saber si correspondían a la detección de los rasgos estratigráficos, es decir, que el valor obtenido del atributo propuesto correspondiera a un tiempo en el cual se enfatizaron los rasgos de mejor manera.

En la Figura 5.11 a), se muestra el Crossplot 6 – Dispersión, donde se seleccionaron los puntos dispersos (color verde) que corresponden al atributo RL1 que se encuentran en un rango de tiempo entre 600 y 6250 [ms]. Estos puntos correspondieron al meandro que se ubica en la parte central de la Figura 5.11 b).

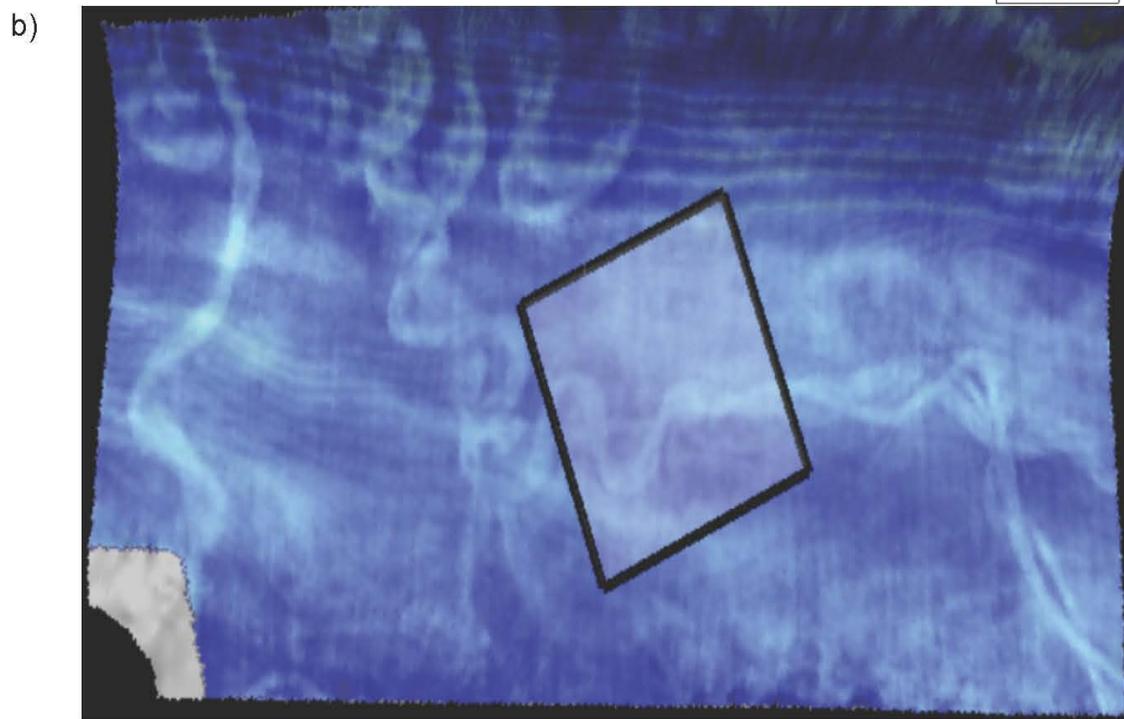
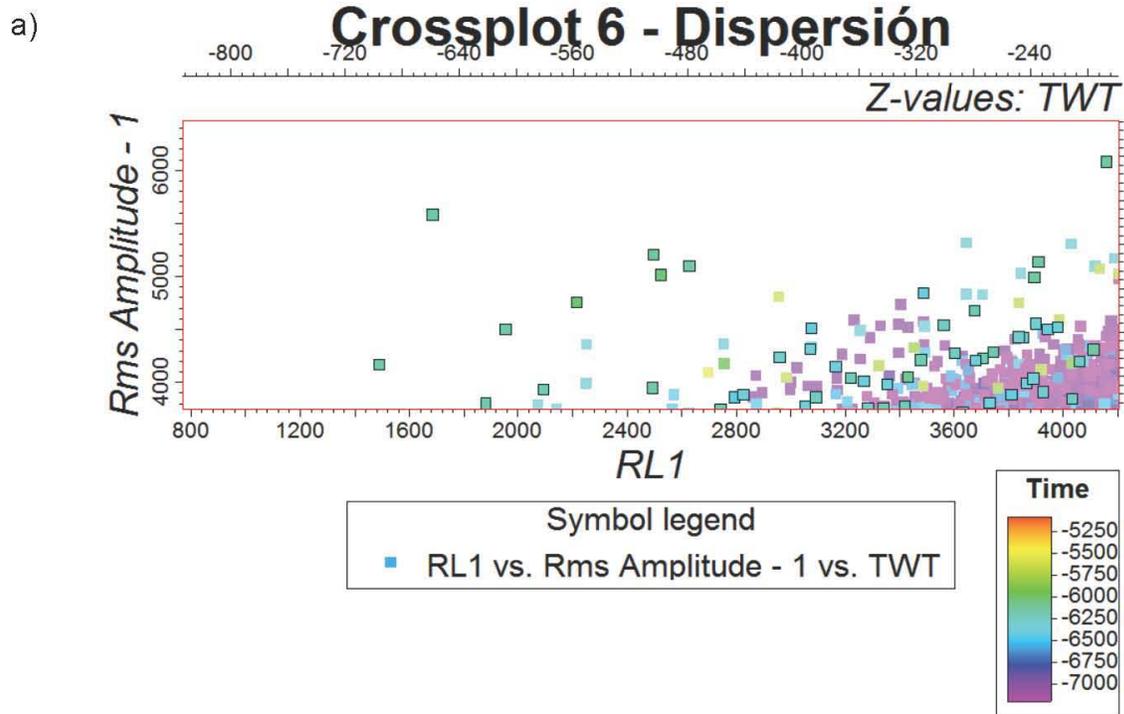


Figura 5.11 a) Los puntos dispersos mostrados de color verde son los puntos que se encontraron con mayor dispersión en cuanto a la tendencia de los datos que fueron graficados en este crossplot. b) Los puntos seleccionados correspondían con el meandro localizado en la parte central de la superficie a la cual se aplicó el atributo RL1.

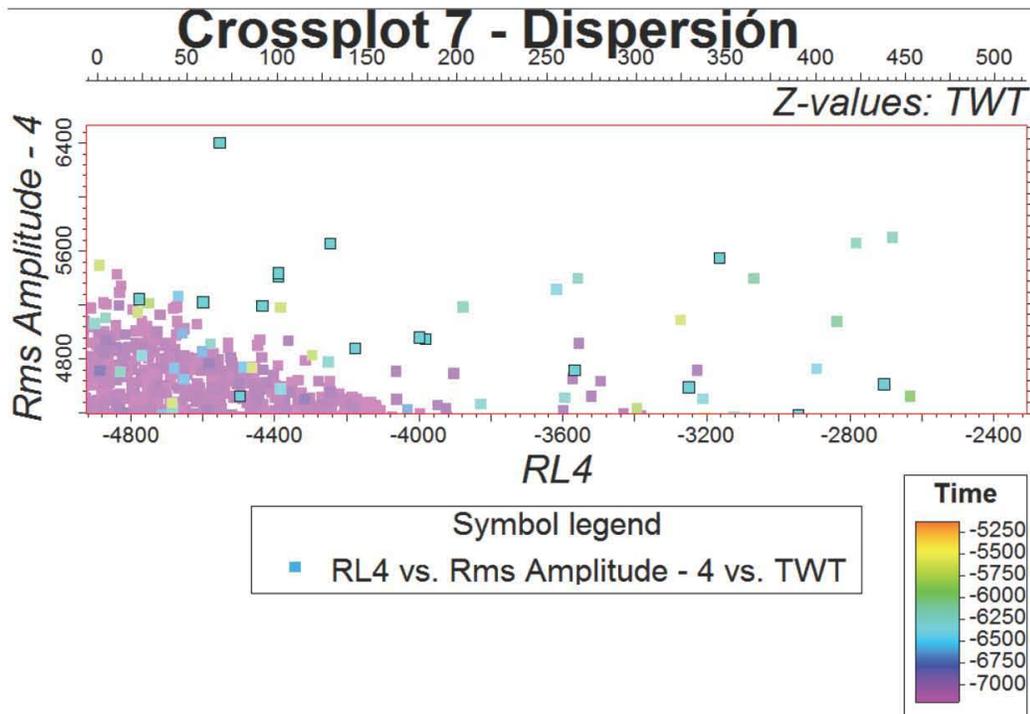
Para el Crossplot 7 – Dispersión, en la Figura 5.12 a), se seleccionaron los puntos dispersos (color azul) correspondientes al atributo RL4 que se encuentran en un rango de tiempo entre 6250 y 6500 [ms]. Estos puntos correspondieron al meandro que se ubica en la parte central de la Figura 5.12 b).

En el caso de la Figura 5.13 a), Crossplot 8 – Dispersión, se encuentran seleccionados aquellos puntos que se encuentran alejados de la tendencia central de los datos (color verde) correspondientes a la comparación que se hizo del atributo sísmico híbrido RL7 con el atributo RMS del atributo RL7. En la superficie sobre la cual se aplicó el atributo sísmico híbrido, se ven reflejados los puntos seleccionados y corresponden a la parte de debajo de un meandro ubicado en la parte central.

Como se mencionó anteriormente, el atributo RL12 fue el atributo propuesto que contaba con la correlación entre variables más pobre, dado que se encontraban puntos muy alejados con respecto a la tendencia central de los datos. En la Figura 5.14 a), correspondiente al Crossplot 9 – Dispersión, se encuentran los puntos que fueron seleccionados (color morado) los cuales corresponden a un tiempo cercano a los 7000 [ms]. Estos puntos se ven reflejados en la Figura 5.14 b), en el canal que se encuentra en la parte superior izquierda de la superficie.

Finalmente, para el caso del atributo RL14, es el atributo que presenta la concentración de los puntos menos dispersa de los 5 atributos que dieron resultados. En la Figura 5.15 a), que muestra al Crossplot 10 – Dispersión, se seleccionaron los puntos más alejados y como se muestra, no se tienen puntos cercanos a los seleccionados. Estos puntos se ven reflejados de buena manera en la superficie sobre la cual se aplicó el atributo en los canales anastomosados que se encuentran en la parte inferior derecha, como se muestra en la Figura 5.15 b).

a)



b)

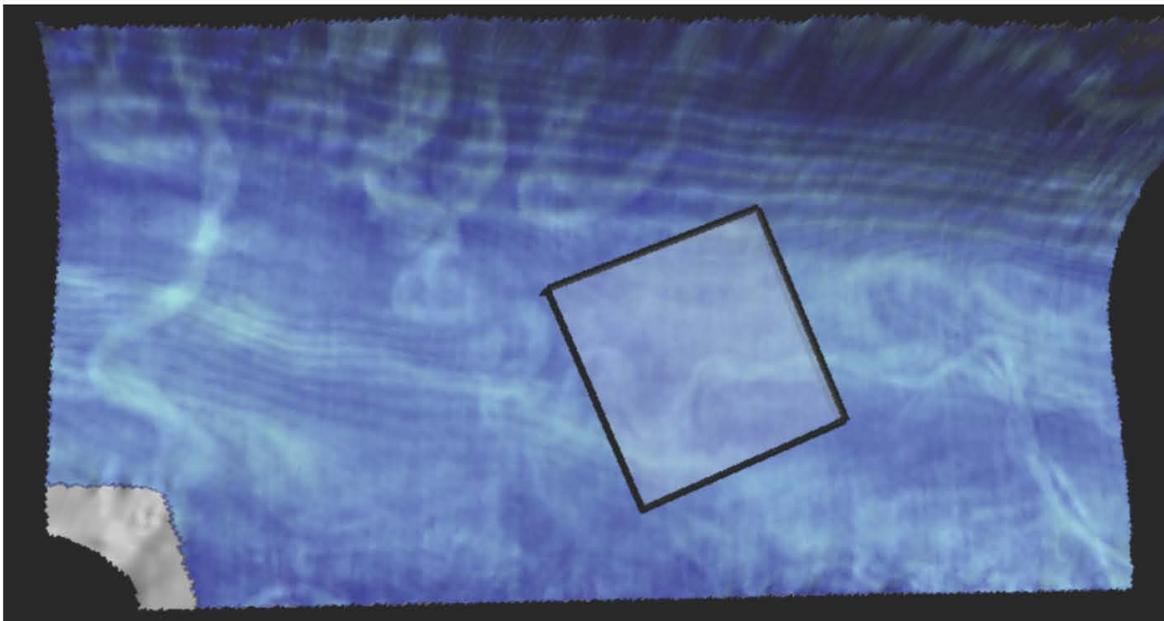
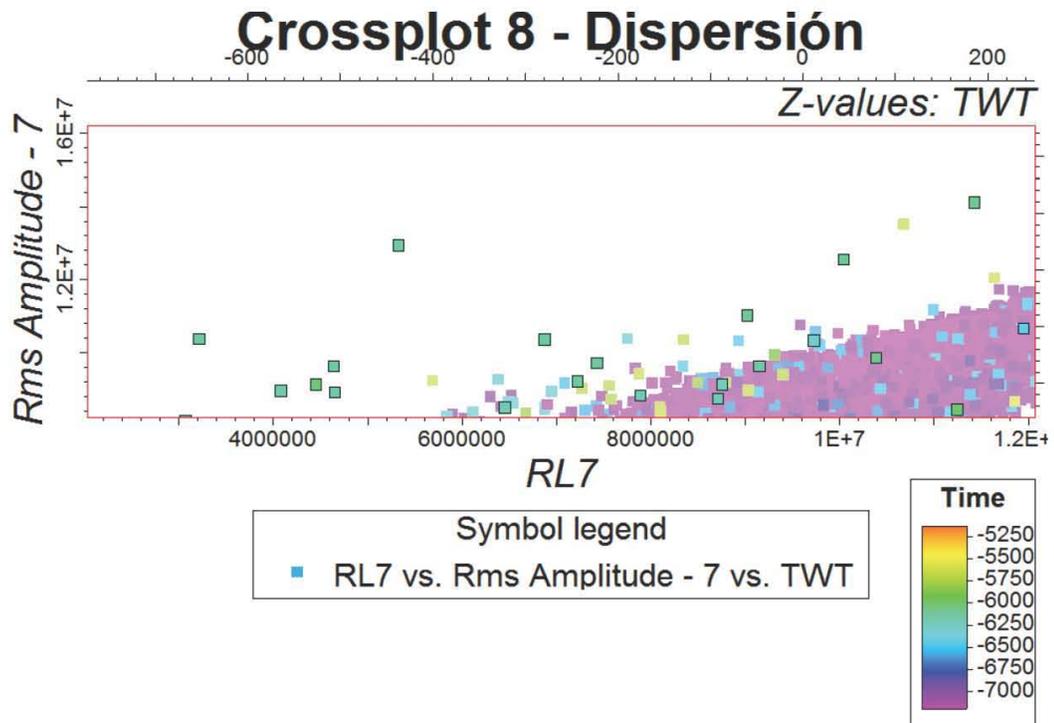


Figura 5.12 a) Se seleccionaron aquellos puntos que se encontraban más alejados de la tendencia central de los datos correspondientes al atributo RL4, dichos puntos se encuentran de color azul. b) Sobre la superficie, se ven reflejados los puntos que corresponden al meandro localizado en la parte central.

a)



b)

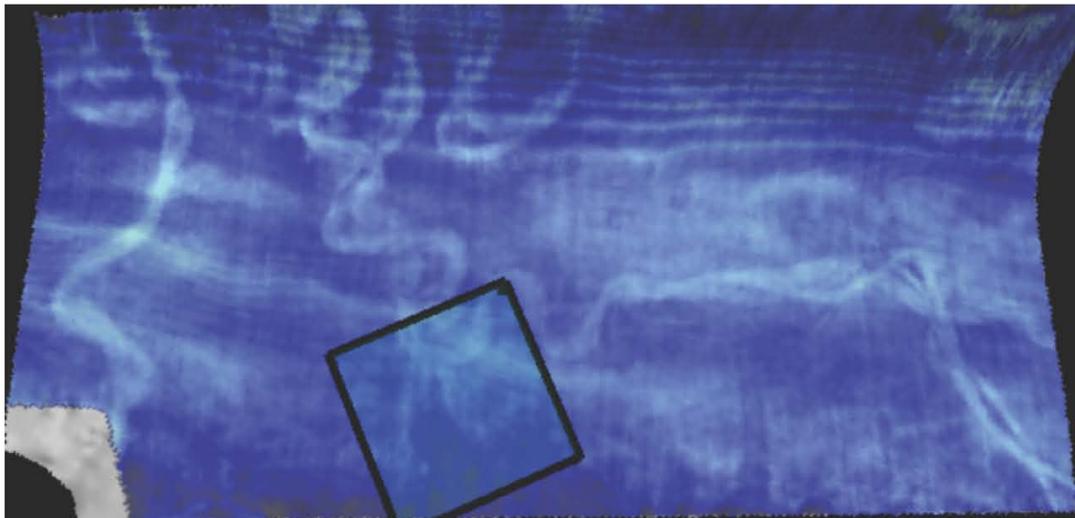


Figura 5.13 a) Se seleccionaron aquellos puntos que se encontraban más alejados de la tendencia central de los datos correspondientes al atributo RL7, dichos puntos se encuentran de color azul y tienen un tiempo aproximado de 6500 [ms]. b) Sobre la superficie, se ven reflejados los puntos que corresponden al meandro localizado en la parte central.

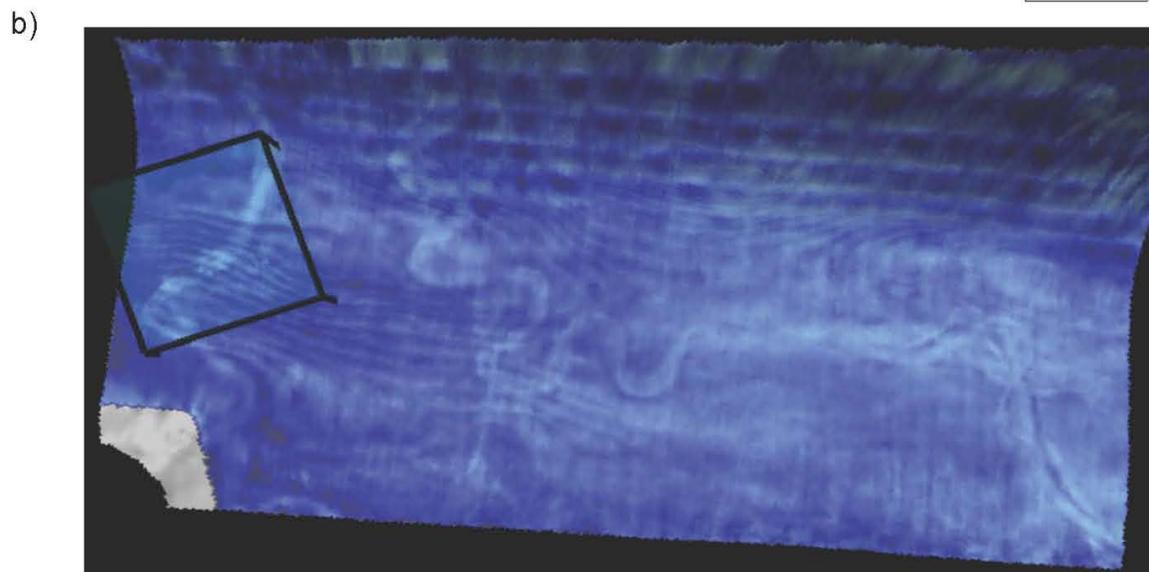
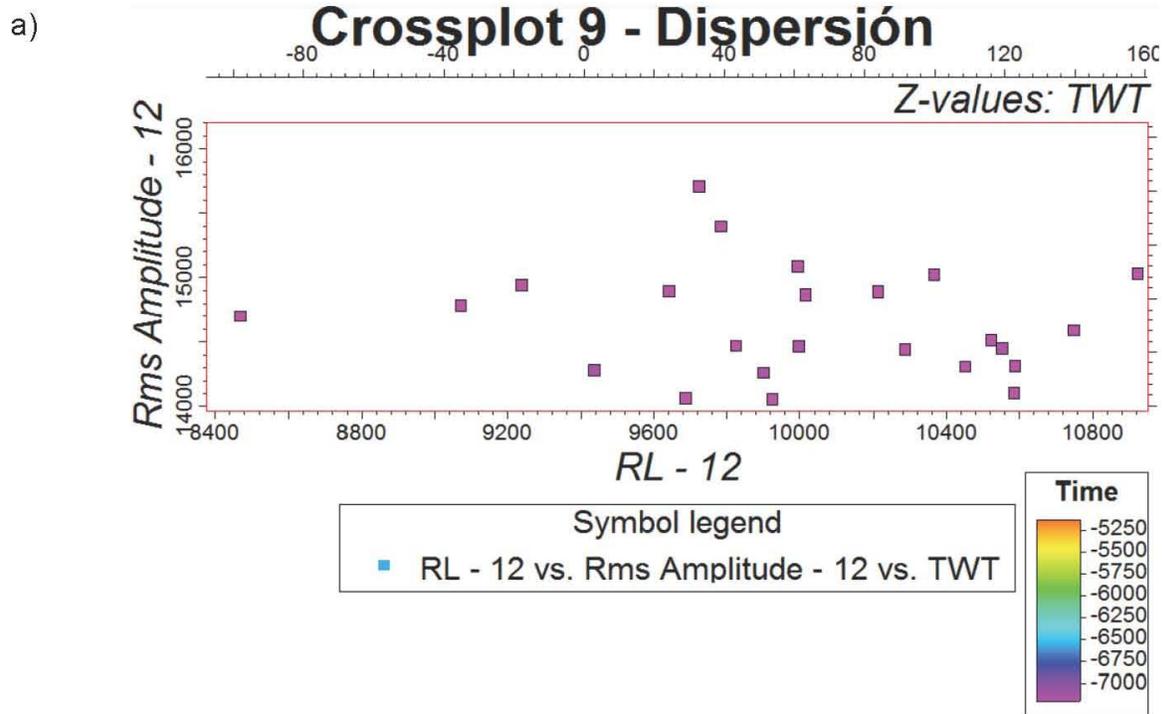


Figura 5.14 a) Se seleccionaron los puntos correspondientes al Crossplot 4, que se encontraran alejados a la concentración de los datos, se muestran con un color morado y corresponden a los tiempos mas tardíos alrededor de 7000 [ms]. b) Los puntos se ven reflejados en la superficie donde se aplicó el atributo sísmico híbrido RL12 y se aprecia un meandro y la continuación del canal.

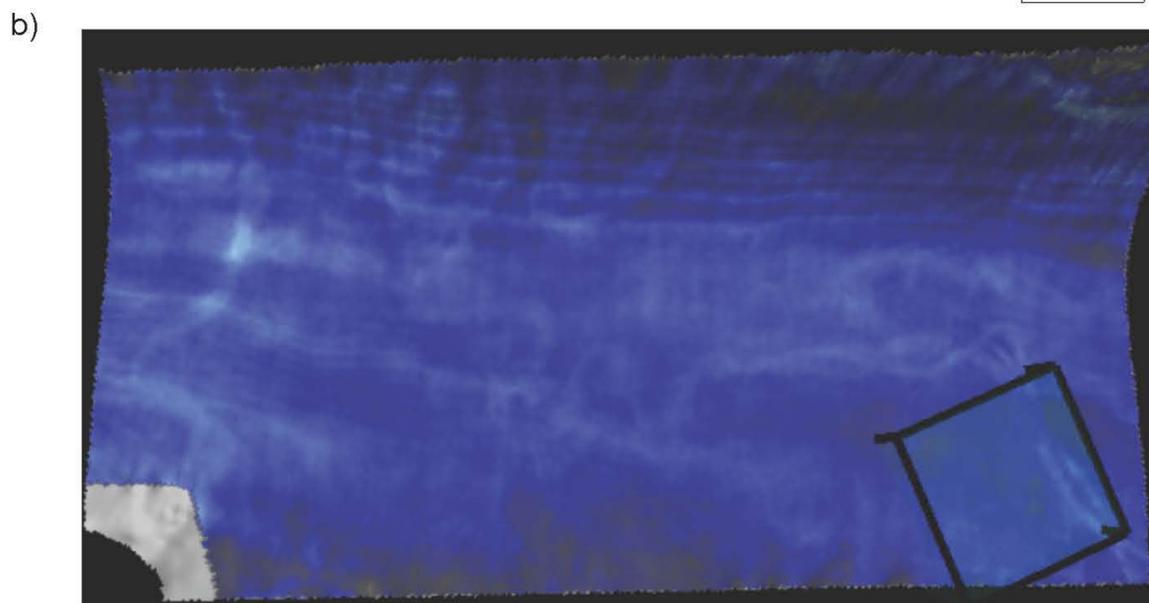
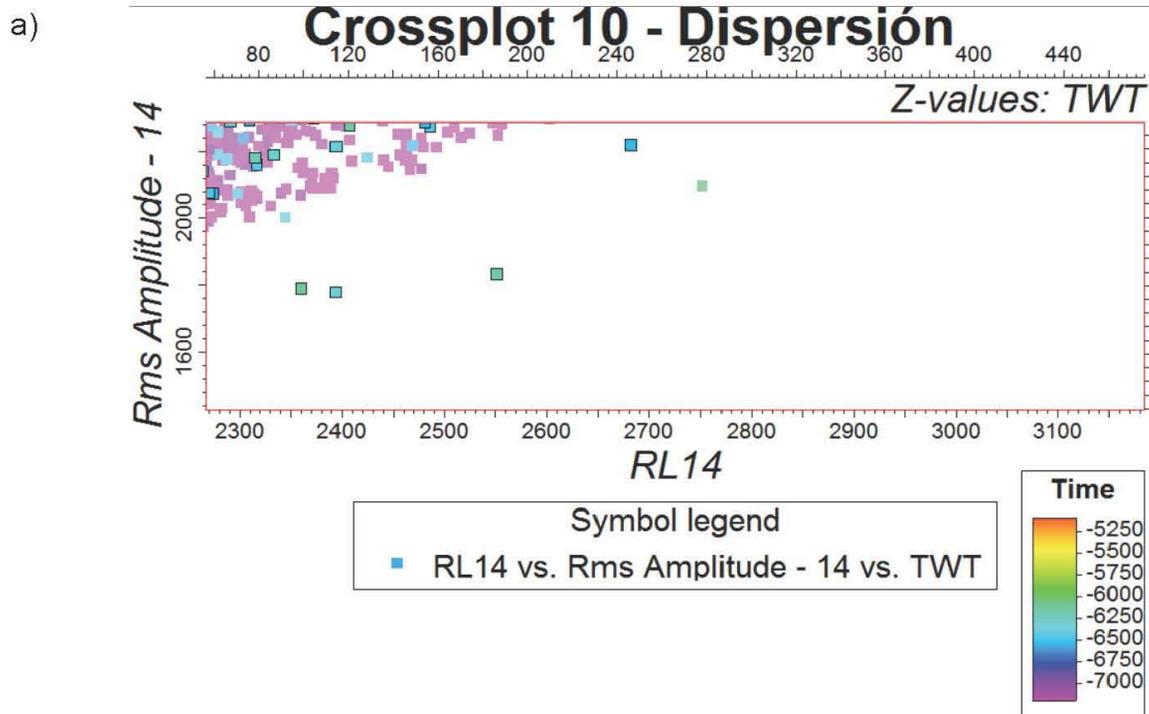


Figura 5.15 a) Para el atributo RL14, la tendencia central de los datos se encuentra muy bien definida y concentrada de modo que los puntos más alejados, que se muestran de color verde, se encuentran aislados. b) En la superficie donde se aplicó el atributo RL14, se ven reflejados los puntos que tienen un tiempo aproximado de 6000 [ms], en los canales anastomosados presentes en la parte inferior derecha.

V.II.II Análisis de la Primera Derivada

A manera de completar el análisis estadístico, se realizó un análisis que involucra a la primera derivada del atributo RMS y a la primera derivada de cada uno de los atributos propuestos. Recordando que el atributo de la primera derivada mide la rapidez con la que cambia el valor de la reflectividad sobre una traza, al trabajar con las primeras derivadas se hace el análisis sobre que tanto cambia dicha reflectividad del atributo RMS con respecto a los atributos propuestos. El procedimiento realizado fue la normalización tanto del atributo RMS como de los atributos propuestos, posteriormente se hizo la diferencia de los valores del RMS con los valores de los atributos para poder realizar el análisis.

En la Figura 5.16, se muestra el histograma de frecuencias correspondiente al análisis realizado para el atributo RL1, los valores obtenidos se encuentran en un rango de -0.25 a 0.22 con una moda de -0.02.

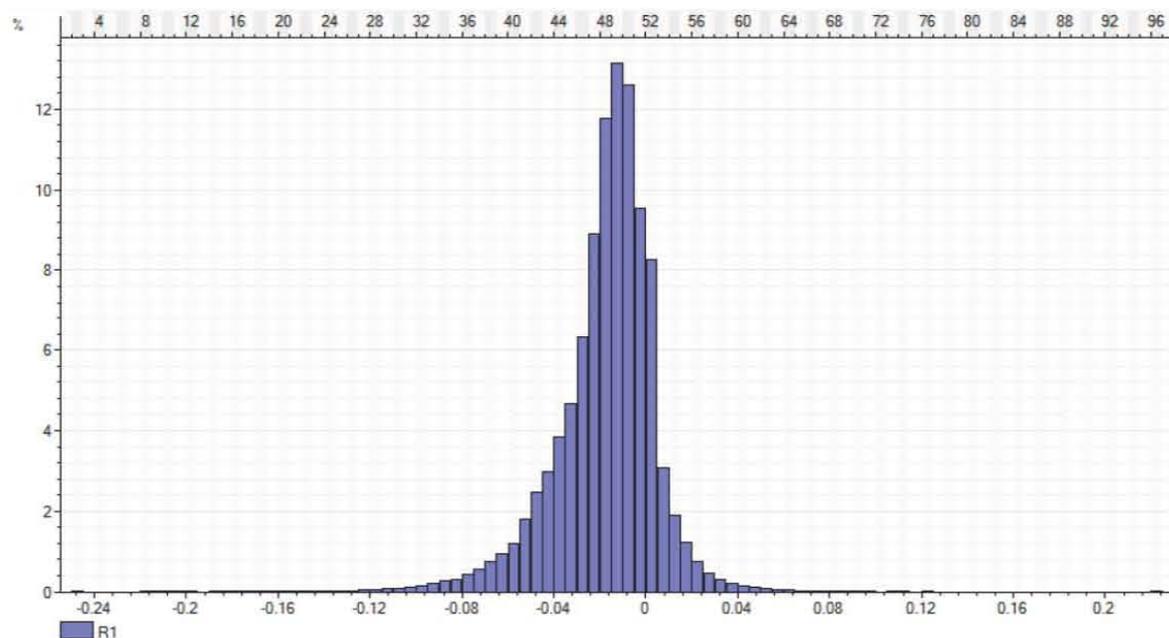


Figura 5.16 Histograma de frecuencias correspondiente a la diferencia de la primera derivada del atributo RMS con la primera derivada del atributo sísmico híbrido propuesto RL1. El valor más presentado se encuentra muy cercano a 0, lo cual indica que no hay una variación notable entre el atributo propuesto y el RMS.

En el caso del atributo RL4, los valores están en un rango de -2.12 a 2.07 con una moda de 0.04, como se muestra en la Figura 5.17. Para este atributo el rango es más amplio y el valor de la diferencia que se presenta con más frecuencia nos indica una similitud entre el atributo RMS y el atributo sísmico propuesto RL4.

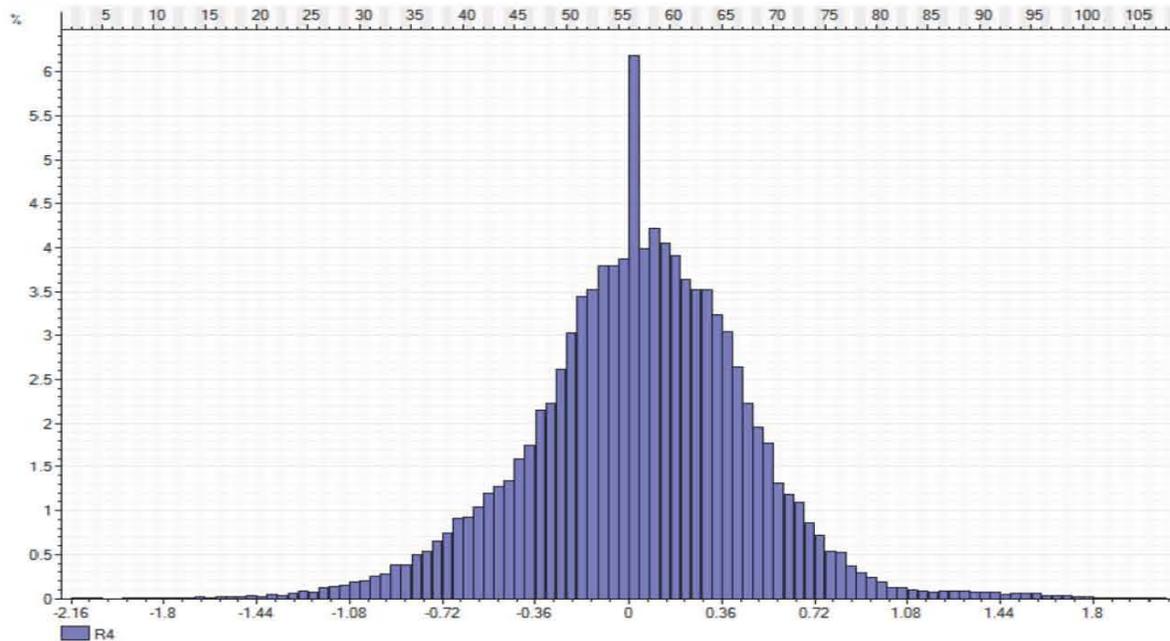


Figura 5.17 Se muestra el histograma de frecuencias que corresponde con la diferencia de la primera derivada del atributo RMS con la primera derivada del atributo sísmico híbrido propuesto RL4. Estadísticamente, el atributo RL4 y el RMS son similares.

Para el atributo RL7, los valores se encuentran en un rango de -0.000016 a 0.00001057 con una moda de -0.000003 (Figura 5.18). Este valor, al ser el que tiene mayor frecuencia, indica que no hay variación entre los valores obtenidos con la primera derivada del RMS y la primera derivada del atributo sísmico RL7.

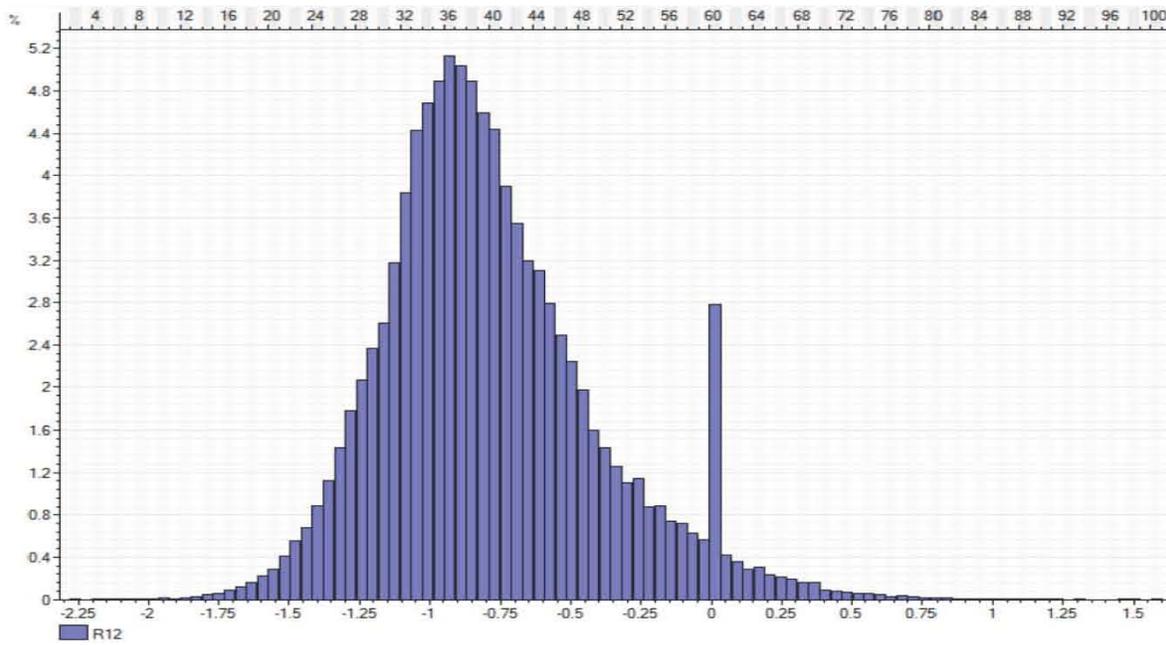


Figura 5.19 Histograma de frecuencias correspondiente a la diferencia de la primera derivada del atributo RMS con la primera derivada del atributo sísmico híbrido propuesto RL12. De los atributos exitosos, es el que presenta la diferencia más amplia entre las primeras derivadas.

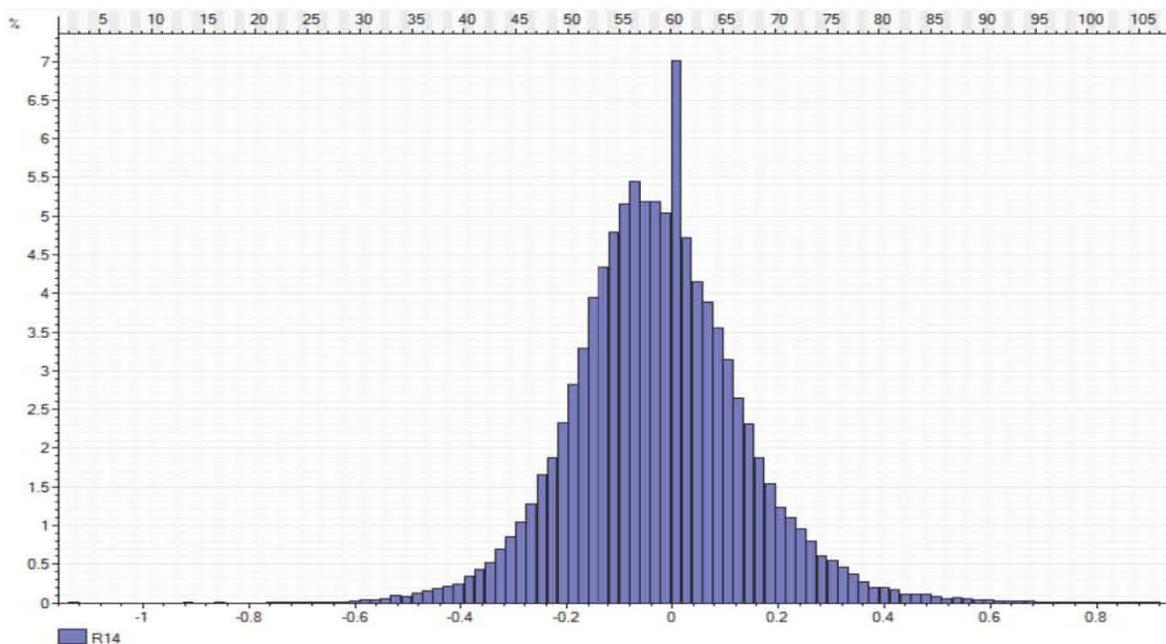


Figura 5.20 Histograma de frecuencias correspondiente al análisis hecho para el atributo RL14, la primera derivada del atributo RMS y la primera derivada del atributo RL14 presentan una diferencia mínima cercana a 0.

V.II.III Análisis de las Frecuencias

De igual manera, se analizó la frecuencia dominante para cada uno de los casos tanto del cubo original como para los atributos sísmicos híbridos propuestos que resultaron exitosos. En el caso de los atributos propuestos, solamente se tuvo un aumento de las frecuencias para los atributos RL4, RL12 y RL14. En la Figura 5.21, se muestra la comparación entre la frecuencia dominante del cubo original y la de los atributos mencionados anteriormente.

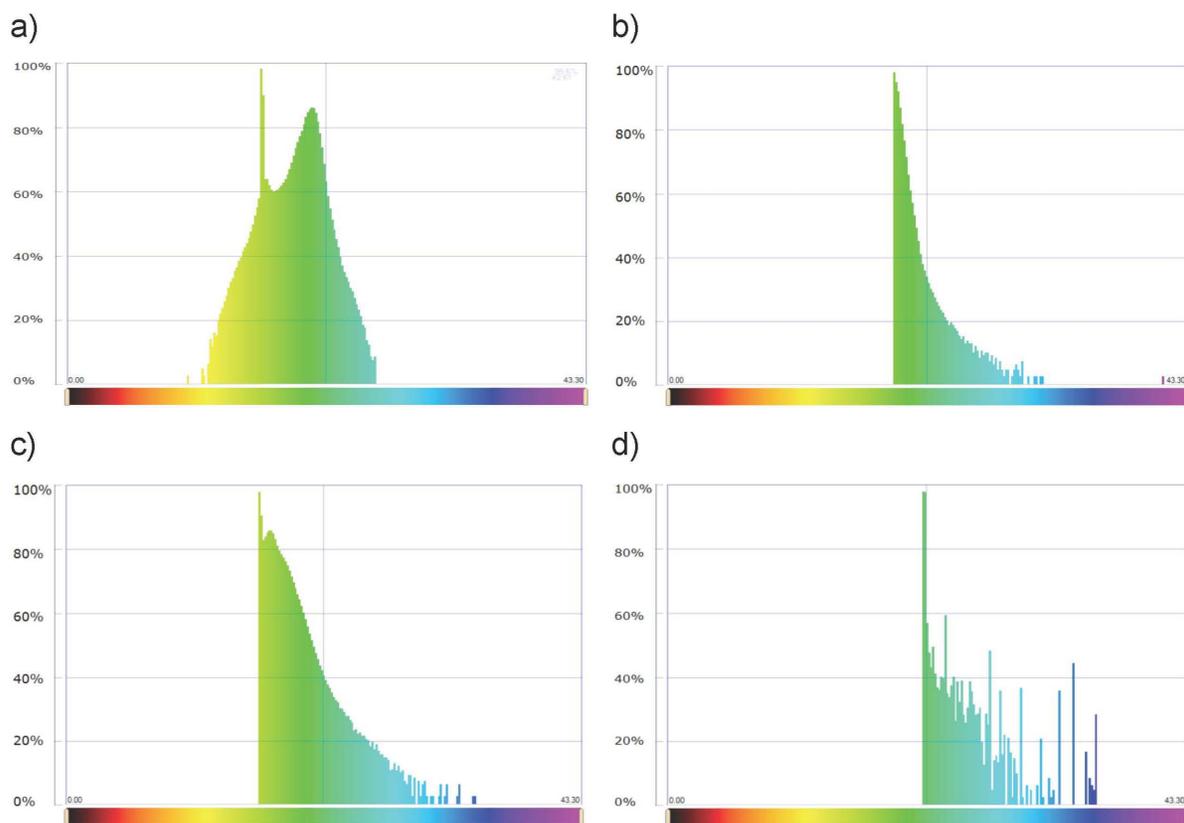


Figura 5.21 a) Para el cubo original se tiene una banda de frecuencias de 10 a 25 [Hz] siendo la frecuencia dominante 16 [Hz]. b) Para el atributo RL4, la banda de frecuencias va de 18 a 31 [Hz] siendo la frecuencia dominante de 19 [Hz]. c) Para el atributo RL7, la banda de frecuencias es de 16 a 34 [Hz] y la frecuencia dominante es de 16 [Hz]. d) Para el atributo RL14, la banda de frecuencias es de 21 a 35 [Hz] y la frecuencia dominante es de 21 [Hz].

V.II.IV Análisis Comparativo

Finalmente, se realizó una comparación entre el atributo sísmico híbrido propuesto RL7, el cual ofreció los mejores resultados, y los atributos sísmicos directos que son utilizados en la industria petrolera: RMS, Envelope y Sweetness. En la Figura 5.22, se muestra la superficie sobre la cual se encontraron los rasgos estratigráficos con el valor que fue extraído al aplicar cada uno de los atributos con los que se está haciendo la comparación.

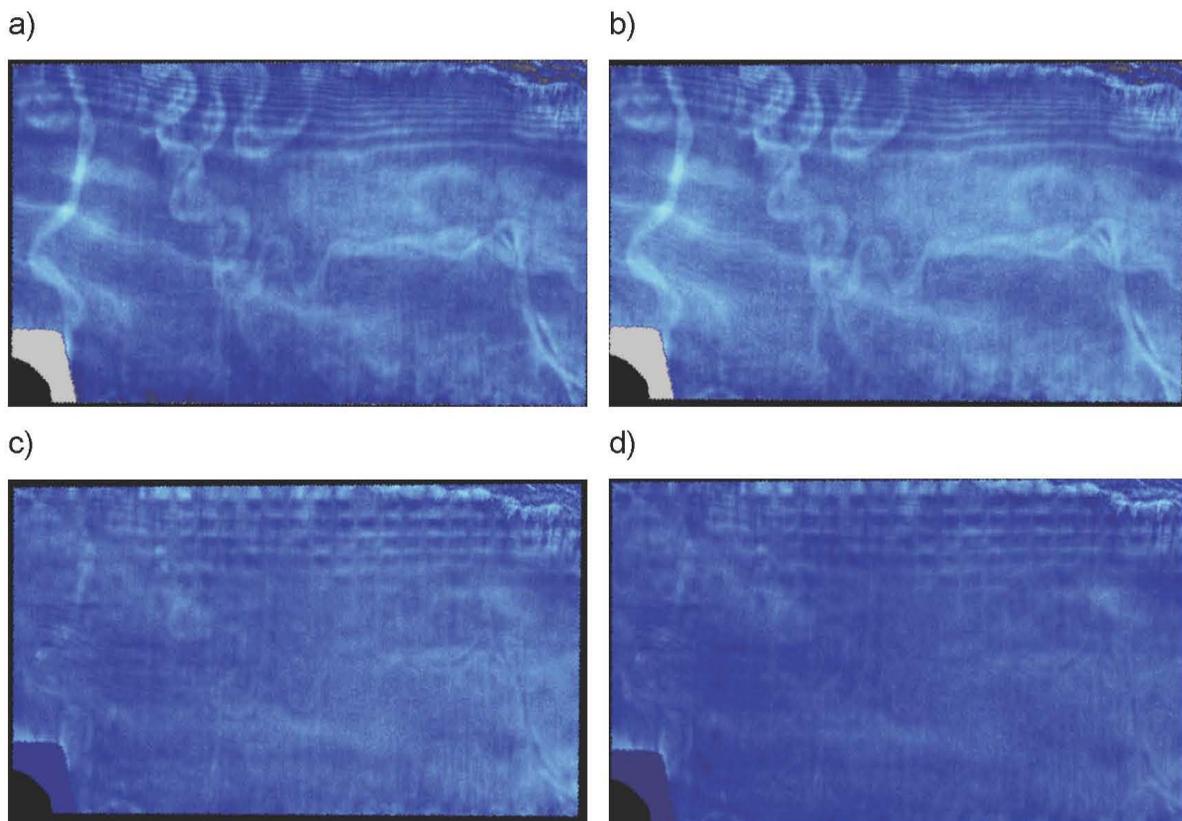


Figura 5.22 a) Superficie tras aplicar el atributo sísmico híbrido RL7 propuesto que involucra a la desviación estándar del RMS. b) Resultado de aplicar el atributo sísmico RMS sobre la superficie donde se encuentran los rasgos estratigráficos. c) Resultado tras aplicar el atributo Envelope en la superficie objetivo. d) Superficie obtenida tras aplicar el atributo Sweetness a la superficie que cuenta con los rasgos estratigráficos.

Para el caso de la superficie que cuenta con el atributo sísmico híbrido propuesto RL7 (Figura 5.22 a), se logran identificar los rasgos previamente descritos (meandros y canales anastomosados) a lo largo de toda la superficie. En la Figura 5.22 b), se presenta la superficie a la cual se aplicó el atributo sísmico RMS, que de igual manera se logran enfatizar los rasgos estratigráficos y la superficie en sí se muestra como un suavizado de la figura anterior. Al aplicar el atributo sísmico Envelope sobre la superficie, (Figura 5.22 c)), solamente se alcanza a enfatizar el meandro localizado en el sector izquierdo y el localizado en la parte central; en la parte de arriba se logran percibir marcas que provienen de la generación de la superficie. El atributo Sweetness fue el último en comparar y solamente se logran apreciar los canales anastomosados localizados en la parte inferior derecha, sin embargo las marcas de la generación de la superficie también están presentes.

El atributo sísmico híbrido propuesto RL7 mantiene una relación directa con el atributo RMS, ya que por definición, el atributo híbrido RL7 puede ser considerado como una normalización del atributo sísmico directo RMS.

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Desde el comienzo del nuevo milenio, se comenzó a hablar a cerca del futuro prominente que tenían los atributos sísmicos ya que se encontraban en un desarrollo activo en distintas áreas con fines exploratorios. Por ejemplo, hay casos en los que las discontinuidades son tan pequeñas que se encuentran por debajo de la resolución sísmica alcanzada, sin embargo, se ha desarrollado tecnología para solucionar este tipo de problemas (Al Dossary et al., 2006).

Sin duda alguna los atributos sísmicos híbridos son una herramienta que aún tiene mucho camino por recorrer y con lo realizado en este trabajo, se llegaron a las siguientes conclusiones:

VI. I CONCLUSIONES

- La interpretación sísmica es el último eslabón en la cadena de trabajo de proyectos de exploración, es aquí donde se toman las decisiones en proyectos de esta índole.
- Hallar estructuras geológicas como fallas y pliegues; así como también, rasgos estratigráficos como canales; permite que la interpretación de los datos sísmicos sea mejor y se pueda obtener más conocimiento de la zona donde se están llevando los estudios sísmicos.
- Los atributos sísmicos han sido, son y serán una herramienta sumamente útil para una mejor interpretación de los datos sísmicos ya que existen un buen número de ellos que pueden ser utilizados para fines muy específicos.

- Para este trabajo, de los 14 atributos sísmicos híbridos propuestos, 5 ofrecieron resultados positivos en los que se alcanzan a distinguir, canales anastomosados y meandros. Visualmente, el atributo que ofrece mejores resultados es el RL7 definido como *Desviación Estándar*. $RMS * RMS$.
- Al hacer los Crossplots, el que ofrece el mejor coeficiente de correlación es el atributo RL14 definido como $\frac{RMS}{\sqrt{Frecuencia\ Instantánea}}$. Esto debido a que el atributo directo RMS no tiene mucha variación respecto al atributo RL14.
- Como resultado del análisis de la primera derivada, el atributo que tiene una menor diferencia con la primera derivada del atributo RMS, es el atributo sísmico propuesto RL7 ya que los valores son muy pequeños en comparación con los demás atributos analizados.
- Del contenido de frecuencias, el atributo RL14 ofrece un aumento en el contenido de frecuencias lo cual en proyectos de exploración petrolera, permite obtener imágenes del subsuelo que resalten estructuras geológicas de interés para facilitar la interpretación.
- Al comparar el mejor de los atributos sísmicos híbridos propuestos, RL7, con los atributos sísmicos directos, se comprueba que éste enfatiza de mejor manera a los rasgos estratigráficos y que el más se le asemeja es el atributo sísmico RMS.
- Con base en los resultados obtenidos se logró el objetivo inicial de este trabajo, ya que de los atributos sísmicos que fueron propuestos, cinco de ellos ofrecieron resultados positivos logrando identificar y resaltar rasgos estratigráficos como canales anastomosados y meandros lo cual podría dar un indicio del ambiente sedimentario de la zona de estudio.

VI.II RECOMENDACIONES

- Los atributos sísmicos híbridos son una variación de los atributos sísmicos directos ya que son obtenidos de estos. Involucrar a medidas de dispersión estadísticas como la media y la variación estándar en la obtención de los atributos sísmicos híbridos ofrecen mejores resultados.
- Tener un conocimiento de la geología de la zona de estudio, siempre será recomendable ante trabajos de exploración geofísica ya que son Ciencias de la Tierra que se complementan una con la otra. La geología histórica del Cinturón Plegado Perdido da información de suma importancia para inferir lo ocurrido en la zona de estudio y como se presentó el depósito de los sedimentos.
- De los atributos sísmicos híbridos propuestos, aquellos que tienen involucrado al atributo directo RMS ofrece los mejores resultados. De igual manera, se debería intentar con atributos que se deriven de la frecuencia instantánea así como de la fase instantánea.
- Existe la posibilidad de aplicar los atributos sísmicos en estudios petrofísicos donde se pueda interpretar la amplitud espectral y también la fase espectral, la cual se requiere para mejorar la resolución sísmica.
- De contar con la información, hacer una correlación mediante registros geofísicos de pozos ofrecería información petrofísica de la zona que se presta para mejores resultados.
- Con el avance de la tecnología, se puede promover el análisis de atributos sísmicos híbridos empleando clústeres, geo estadística y redes neuronales para solventar problemas de interpretación.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1	REPRESENTACIÓN DE LA TRAZA SÍSMICA COMPLEJA	16
FIGURA 3.1	CLASIFICACIÓN DE LOS ATRIBUTOS PROPUESTA POR ALISTAIR BROWN.....	19
FIGURA 3.2	LÍNEA DEL TIEMPO DEL DESARROLLO DE LOS ATRIBUTOS SÍSMICOS	22
FIGURA 3.3	APLICACIÓN DE ATRIBUTO AMPLITUD INSTANTÁNEA	24
FIGURA 3.4	APLICACIÓN DE ATRIBUTO DE FRECUENCIA INSTANTÁNEA.....	26
FIGURA 4.1	DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA DEL TRABAJO	33
FIGURA 4.2	DIEZ HORIZONTES SELECCIONADOS.....	34
FIGURA 4.3	SUPERFICIES GENERADAS.....	35
FIGURA 4.4	UBICACIÓN DE LA PROVINCIA PETROLERA GOLFO DE MÉXICO PROFUNDO...36	
FIGURA 4.5	MAPA TECTÓNICO DEL GOLFO DE MÉXICO	37
FIGURA 4.6	DISTRIBUCIÓN DE LOS DEPÓSITOS SALINOS EN EL GOLFO DE MÉXICO	38
FIGURA 4.7	DISTRIBUCIÓN DE LA CORTEZA CONTINENTAL EN EL TRIÁSICO (227 MA).....	39
FIGURA 4.8	MOVIMIENTO DEL BLOQUE DE YUCATÁN	41
FIGURA 4.9	UBICACIÓN DEL PROYECTO “ÁREA PERDIDO” EN EL GOLFO DE MÉXICO	42
FIGURA 4.10	SECCIÓN GEOLÓGICA QUE MUESTRA LA UBICACIÓN DEL CPP	43
FIGURA 4.11	UBICACIÓN DEL CPP EN EL GOLFO DE MÉXICO	44
FIGURA 4.12	SECCIÓN DE LA PORCIÓN NOROESTE DEL GOLFO DE MÉXICO	45
FIGURA 4.13	COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA PARTE NORTE DEL GOLFO DE MÉXICO ..	46
FIGURA 4.14	LOS PRINCIPALES APORTES DE SEDIMENTOS EN EL GOLFO DE MÉXICO	47
FIGURA 5.1	SUPERFICIE RESULTANTE DE APLICAR EL ATRIBUTO SÍSMICO HÍBRIDO RL1 ..	49
FIGURA 5.2	SUPERFICIE RESULTANTE DE APLICAR EL ATRIBUTO SÍSMICO HÍBRIDO RL4. .	51

FIGURA 5.3	SUPERFICIE RESULTANTE DE APLICAR EL ATRIBUTO SÍSMICO HÍBRIDO RL7.	52
FIGURA 5.4	SUPERFICIE RESULTANTE DE APLICAR EL ATRIBUTO SÍSMICO HÍBRIDO RL12.	54
FIGURA 5.5	SUPERFICIE RESULTANTE DE APLICAR EL ATRIBUTO SÍSMICO HÍBRIDO RL14.	55
FIGURA 5.6	CROSSPLOT 1 - RL1	56
FIGURA 5.7	CROSSPLOT 2 - RL4	57
FIGURA 5.8	CROSSPLOT 3 - RL7	58
FIGURA 5.9	CROSSPLOT 4 - RL12	59
FIGURA 5.10	CROSSPLOT 5 - RL14	60
FIGURA 5.11	CROSSPLOT 6 DISPERSIÓN - RL1	61
FIGURA 5.12	CROSSPLOT 7 DISPERSIÓN - RL4.	63
FIGURA 5.13	CROSSPLOT 8 DISPERSIÓN - RL7.	64
FIGURA 5.14	CROSSPLOT 9 DISPERSIÓN - RL12.	65
FIGURA 5.15	CROSSPLOT 10 DISPERSIÓN - RL14.	66
FIGURA 5.16	HISTOGRAMA DE FRECUENCIAS RL1	67
FIGURA 5.17	HISTOGRAMA DE FRECUENCIAS RL4.	68
FIGURA 5.18	HISTOGRAMA DE FRECUENCIAS RL7	69
FIGURA 5.19	HISTOGRAMA DE FRECUENCIAS RL12.	70
FIGURA 5.20	HISTOGRAMA DE FRECUENCIAS RL14.	70
FIGURA 5.21	FRECUENCIA DOMINANTE EN EL CUBO ORIGINAL Y EN ATRIBUTOS SÍSMICOS HÍBRIDOS PROPUESTOS EXITOSOS	71
FIGURA 5.22	ANÁLISIS COMPARATIVO	72
FIGURA A.1	CLASIFICACIÓN ESTÁNDAR DE LOS AMBIENTES SEDIMENTARIOS.	81
FIGURA A.2	TIPOS DE TRAMPAS PARA HIDROCARBUROS	84
FIGURA A.3	CUBO SÍSMICO	87

FIGURA A.4 INLINES Y XLINES88

FIGURA A.5 MIGRACIÓN89

LISTA DE TABLAS

TABLA 4.1 TABLA QUE MUESTRA LAS OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS Y EL VOLUMEN PROSPECTIVO DEL PROYECTO "ÁREA PERDIDO".....	42
TABLA A.1 CUADRO DE EVENTOS DE UN SISTEMA PETROLERO	85

ANEXO

A.I FUNDAMENTOS GEOLÓGICOS

A.I.I Ambientes sedimentarios

Porción de la superficie terrestre donde se encuentran acumulados sedimentos y que se diferencian de manera física, química y biológicamente de zonas adyacentes. Las acumulaciones de sedimentos en un área determinada se encuentran condicionadas o controlados por la geografía de la zona, se clasifican en ambientes continentales, marinos y mixtos o de costa (Vera, 1994). En la Figura A.1, se muestra una clasificación estándar de los ambientes sedimentarios.



Figura A.1 Clasificación estándar de los ambientes sedimentarios divididos en marinos, continentales y mixtos (Modificada de Vera, 1994).

A.I.II Estratigrafía sísmica

Técnica que se utiliza para interpretar información estratigráfica de secciones sísmicas, el fin de dicha interpretación es inferir el ambiente de depósito que se tiene presente en la zona del estudio así como ubicar rasgos estratigráficos que acusen a una posible acumulación de hidrocarburos, entre otros fines (Sheriff, 1980).

A.I.III Sistema petrolero

Es un sistema natural que estudia y evalúa los elementos así como los procesos que intervienen en las acumulaciones de gas y/o aceite, la presencia de estos en una cuenca sedimentaria son la prueba de que un sistema existe. Un sistema está constituido por elementos esenciales como lo son una roca generadora, una roca almacenadora, una roca sello, una trampa y procesos geológicos como lo son generación – migración – acumulación, así como una sincronía (González, 1999). En la Tabla A.1, se muestra un cuadro de eventos donde se lleva el registro temporal de cada uno de los eventos que conforman al sistema petrolero.

A.I.IV Roca generadora

Aquella roca que tiene las características necesarias para la generación de hidrocarburos por lo que debe contener suficiente materia orgánica para poder generar grandes volúmenes de gas y/o aceite. De igual manera debe de estar enterrada a una profundidad mayor a los 1000 m para que la materia orgánica que se encuentre en la roca pueda madurar hasta convertirse en aceite y/o gas (González, 1999). Las rocas por excelencia que sirven como rocas generadoras o rocas madres son las lutitas, lutitas calcáreas, calizas arcillosas, calizas tipo mudstone y wackestone, limolitas y margas.

A.I.V Roca almacenadora

Roca que posee características tales como alta porosidad y alta permeabilidad que permita el fluido de hidrocarburos libremente a través de ella (González, 1999). Las mejores rocas almacenadoras o rocas reservorio son rocas

sedimentarias como areniscas compuestas de granos de arena mezclados con arcilla y lutita, rocas carbonatadas como calizas y dolomías, ortoconglomerados, conglomerados polimícticos, litoarenitas, arcosas y cuarzoarenitas.

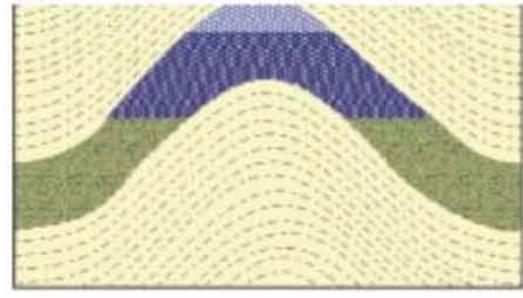
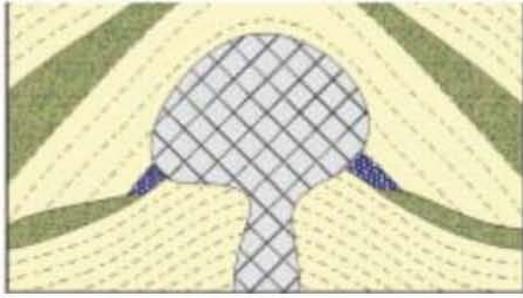
A.I.VI Roca sello

Roca que tiene escasa permeabilidad o que contiene poros de tamaño subcapilar, no permiten el paso de los hidrocarburos y su función dentro del sistema petrolero es servir como cierre a la migración o el desplazamiento del hidrocarburo. De igual manera constituye en el cierre del yacimiento, se dan en rocas como lutitas, calizas wackestone, margas, rocas evaporíticas y material fino triturado en una falla.

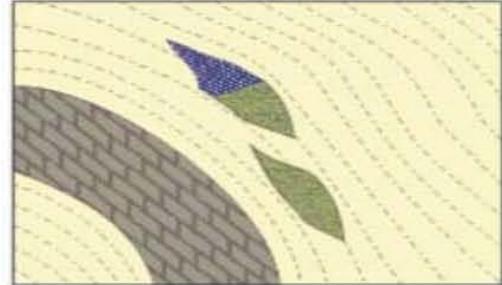
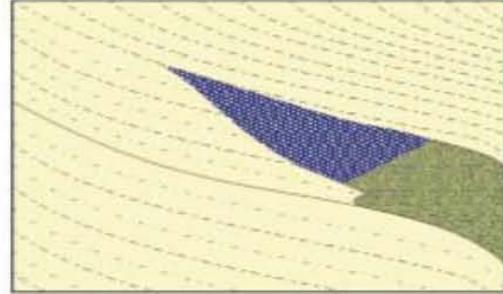
A.I.VII Trampa

Surge de procesos tectónicos que dan origen a las estructuras geológicas o a un arreglo litológico que posibilita la acumulación y concentración del hidrocarburo, su función es mantenerlo confinado sin posibilidad de escape entre los poros de una roca permeable. Existen tres tipos de trampas; las estratigráficas, se presentan cuando se produce un aumento de la permeabilidad de la roca almacenadora o al haber un acuñamiento de la misma roca y se encuentra rodeada de rocas que funcionan como rocas sello, en ambos casos mencionados los hidrocarburos tienden a fluir hacia la parte superior de la unidad estratigráfica. Las trampas estructurales, son formadas por procesos tectónicos, una falla que ponga en contacto una roca impermeable con una roca porosa produciendo un pliegue anticlinal, otras trampas estructurales pueden ser un dopo o un diapiro salino. Por último, las trampas mixtas que son una combinación de trampas estructurales con variación en la permeabilidad de la formación (González, 1999). En la Figura A.2, se muestran los diferentes tipos de trampas de hidrocarburos que existen.

a)



b)



c)

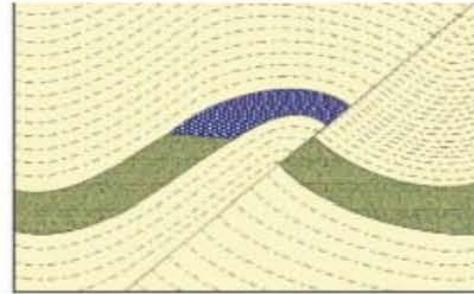
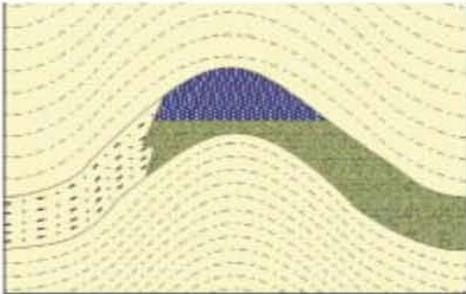


Figura A.2 a) Trampas estructurales en modo de un domo salino (izquierda) y un anticlinal (derecha). b) Trampas estratigráficas representadas por cambios en porosidad y permeabilidad (izquierda) y lentes de arena (derecha). c) Trampas mixtas representadas por una combinación entre una discordancia y un pliegue (izquierda) y la combinación entre un pliegue y una falla (derecha) (Tomada de González, 1999).

A.I.VIII Sincronía

Parte esencial en la formación de un sistema petrolero es que todos los elementos mencionados deben compartir las apropiadas relaciones espacio – tiempo para así permitir que los hidrocarburos se acumulen y se preserven (González, 1999).

400	300	200	100		Escala del Tiempo Geológico (M.a)				
Paleozoico		Mesozoico		Cenozoico					
D	M	P	P	T	J	K	P	N	Eventos del Sistema Petrolero
									Roca Generadora
									Roca Almacenadora
									Roca Sello
									Formación de la Trampa
									Generación - Migración - Acumulación
									Tiempo de Preservación
									Momento Crítico

Tabla A.1 Cuadro de eventos donde se lleva registro de los eventos del sistema petrolero tomando en cuenta su edad, es importante mencionar que el momento crítico es cuando al menos ya se cuenta con los primeros cuatro eventos (Modificada de Magoon et al., 2007).

A.I.IX Migración

El petróleo se forma en pequeñas gotas presentes en la roca generadora, en dichas gotas se ejercen fuerzas que las impulsan a moverse a través de pequeños canales o rocas más porosas hasta que lleguen a una roca con características que permitan su acumulación y entrapamiento formando así el yacimiento. A dicho movimiento se le denomina migración y tiene diversos orígenes como la diferencia de presión al formarse los pliegues, la compactación de estratos debida al peso de las capas suprayacentes, la diferencia de capilaridad entre el agua y el aceite y el movimiento de aguas subterráneas (González, 1999).

A.I.X Hidrocarburo

Son cadenas de átomos de hidrogeno y carbono. De acuerdo al arreglo estructural, de los átomos de carbono en la molécula, pueden ser: de cadena abierta o lineal y de cadena cerrada o cíclica o de anillo (González, 1999). De acuerdo al tipo de enlace, que presentan los átomos de carbono en la molécula,

pueden ser: saturados o de enlace sencillo y no saturados o enlaces dobles o triples. Entre mayor cantidad de hidrogeno tenga el hidrocarburo, este será más volátil y tendrá un mayor valor comercial debido a la potencia calorífica.

A.I.XI Cuenca sedimentaria

Es una depresión sobre la corteza terrestre donde se tiene una acumulación significativa de sedimentos que requiere de un proceso de subsidencia prolongada y que además tiene origen tectónico (Vera, 1994).

A.II FUNDAMENTOS GEOFÍSICOS

A.II.I Adquisición Sísmica

Proceso que consiste en generar ondas sísmicas a partir de una fuente móvil y que es controlada, dichas ondas viajan a través de las capas que se encuentran en el subsuelo, donde son reflejadas y parte de ellas es refractada hacia la superficie. El movimiento debido a la propagación de las ondas, es detectado por un arreglo de geófonos que se encuentran en superficie, dichos geófonos convierten el movimiento en diferencias de voltaje que son almacenadas en instrumentos electrónicos como los sismógrafos. Existen distintas tipos de fuentes que son utilizadas dependiendo de los objetivos exploratorios como las fuentes de impacto: martillos o caída de objetos pesados; impulsivas, como los explosivos o pistolas de aire; y vibratorias como los camiones Vibroseis (Vergara, 2011).

A.II.II. Adquisición Sísmica Marina

Se inicia con una fuente sísmica y las ondas que se generan son obtenidas por los hidrófonos transformando la diferencia de presión en el agua en una señal eléctrica que es grabada en un sismógrafo. La señal que es enviada por los hidrófonos es analógica y es grabada en cintas magnéticas, papel o película fotográfica para posteriormente ser digitalizado (Martínez et al., 2011).

A.II.III Cubo sísmico

Es el producto de estudios sísmicos en tres dimensiones (Figura A.3), conformado por un volumen de datos que representan la cobertura de reflexiones de un área de cada reflector del subsuelo, con el volumen de datos se pueden construir secciones sísmicas en dos dimensiones (Martínez et al., 2011).

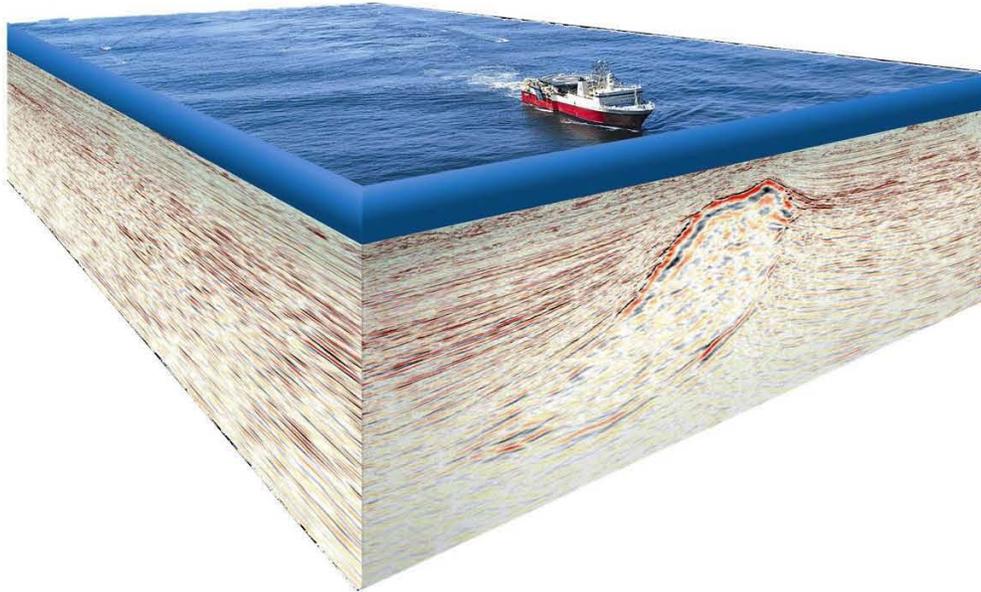


Figura A.3 El resultado de un estudio sísmico es un cubo sísmico conformado por un volumen de datos que contiene toda la información del subsuelo (Tomada de <https://www.noia.org/policy-issues/seismic/>).

A.II.IV InLine y XLine

Un estudio sísmico en tres dimensiones consiste en trazas en una malla rectangular, uno de los ejes de esta malla es llamado la dirección InLine y el otro XLine, donde las líneas que se encuentran en esta dirección están enumeradas para después otorgarle coordenadas y de esta manera un estudio sísmico puede ser referenciado en términos de las InLines y las XLines. En algunos casos, la selección de la dirección del InLine es arbitrario pero puede referirse a la dirección original de los disparos (shoots lines) al momento del estudio mientras que los XLines se encuentran perpendicular a la dirección original de los disparos (recording lines), (Martínez et al., 2011) (Figura A.4).

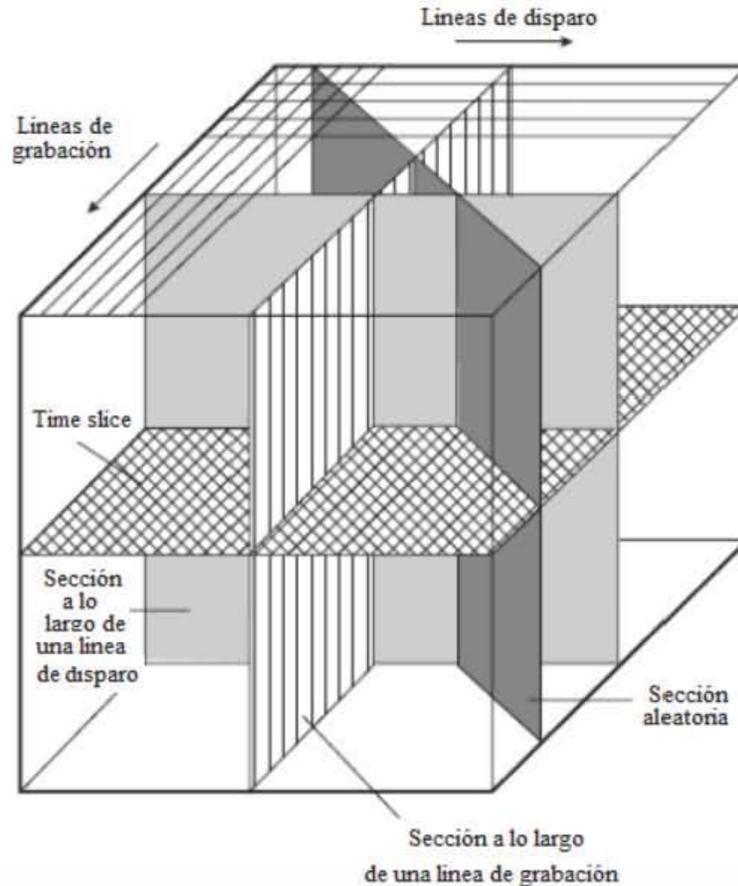


Figura A.4 Elementos que forman parte representando las líneas de disparo (InLines) y las líneas de grabación (XLines) (Tomada de Martínez et al., 2011).

A.II.V Migración

Es un proceso que compensa los efectos que son introducidos por el fenómeno de propagación de onda así como los producidos por la geometría de la adquisición (Liner, 2004). La base principal de la migración recae en consideraciones teóricas de física de las ondas, es importante ya que mejora la interpretación de los datos sísmicos porque las localizaciones de las estructuras geológicas, especialmente fallas, son de mayor precisión en los datos sísmicos que han sido migrados (Schlumberger Oilfield Glossary) (Figura A.5).

El propósito de la migración es reconstruir el mapa de reflectividad de la Tierra a partir de los datos sísmicos que son grabados en superficie. La señal sísmica que

es grabada por un receptor, es una superposición de ondas sísmicas que tienen origen en múltiples direcciones posibles en el subsuelo (Yilmaz, 2001).

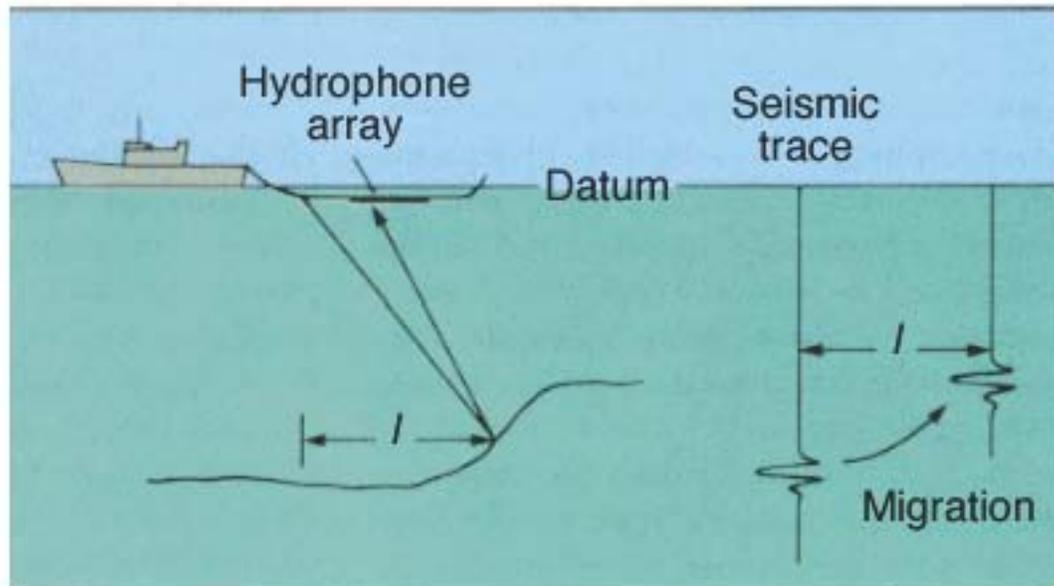


Figura A.5 La migración es una parte importante en el procesamiento de datos sísmicos, ajusta la localización de los eventos en las trazas sísmicas para compensar el efecto de los reflectores inclinados (Tomada de www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/m/migration.aspx).

De manera muy general, la migración es el movimiento de los eventos observados a su verdadera posición en el espacio, es vista como un proceso de inversión, en el cual las ondas que son grabadas son propagadas de regreso a la ubicación del reflector correspondiente (Unsworth, 2006). El resultado final de este proceso, es que las ondas son propagadas de regreso y en tiempo inverso, desde la superficie hasta la localización de los reflectores (Yilmaz, 2001).

A.II.VI Migración en Tiempo

Es cualquier migración que aplica solamente para velocidades constantes, es considerado un método suficientemente rápido para hacerlo varias ocasiones para un análisis de velocidad y no implica variaciones laterales en las velocidades (Yilmaz, 2001). Los esquemas de migración en tiempo, depropagan el campo de

onda como si el medio fuera horizontalmente estratificado y no refracta de buena manera los rayos en las interfaces de velocidad (Gazdag, 1984).

La migración en el tiempo produce el efecto de desplazamiento de los eventos inclinados en una línea sísmica, desde las localizaciones aparentes hasta las verdaderas en el tiempo. Como resultado, se aprecia una imagen en términos del tiempo de viaje en vez de la profundidad (Schlumberger Oilfield Glossary).

A.III FUNDAMENTOS ESTADÍSTICOS

A.III.I Media

Es la medida de localización más común o el centro de un grupo de datos y representa al conjunto de datos, se le conoce también como valor esperado, esperanza matemática, esperanza o simplemente promedio (Montgomery, 1996).

Se encuentra definida como:

"Si las observaciones de una muestra de tamaño n son x_1, x_2, \dots, x_n entonces la media muestral es:"

$$\bar{x} = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_n}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \dots (ec. 28)$$

A.III.II Mediana

Es el punto donde la muestra se divide en dos partes iguales (Montgomery, 1996).

Es sinónimo de parte media, se encuentra definida como:

"Sean $x_{(1)}, x_{(2)}, \dots, x_{(n)}$ una muestra acomodada en orden creciente de magnitud; esto es que $x_{(1)}$ corresponde a la observación más pequeña y $x_{(n)}$ denota la observación más grande. La mediana \bar{x} es la parte media de los datos:"

$$\bar{x} = \begin{cases} \frac{x_{\frac{n+1}{2}}}{2} & \text{si es impar} \\ \frac{x_{\frac{n}{2}} + x_{(\frac{n}{2})+1}}{2} & \text{si es par} \end{cases} \dots (ec. 29)$$

A.III.III Moda

Es la observación que se presenta con mayor frecuencia en la muestra (Montgomery, 1996). Es utilizada como una medida descriptiva de los datos.

A.III.IV Varianza

Es una medida de dispersión que indica que tan alejado se encuentra un valor respecto a la media (Montgomery, 1996). Se encuentra definida como:

"Si x_1, x_2, \dots, x_n son muestras de n observaciones, entonces la varianza muestral está definida como:"

$$s^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1} \dots (ec. 30)$$

A.III.V Desviación estándar

Es la raíz cuadrada positiva de la varianza (Montgomery, 1996).

$$s = \sqrt{s^2} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1}} \dots (ec. 31)$$

BIBLIOGRAFÍA

- *Al Dossary, S. et al. (2006) "3D Volumetric Multispectral Estimates of Reflector Curvature and Rotation". Geophysics.*
- *Arellano et al. (2002) "Ejercicios de Geología Estructural". Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México; Ciudad de México, México.*
- *Balch, A. (1971) "Color Sonograms: A New Dimension in Seismic Data Interpretation". Geophysics, vol.36, 1074-1098.*
- *Barnes, A. (2001) "Seismic Attributes in Your Facies". Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder, vol.26, 41-47.*
- *Brown, A. (1996) "Seismic attributes and their classification". The Leading Edge; Texas, Estados Unidos de América.*
- *Chen, Q. et al. (1997) "Seismic Attribute Technology for Reservoir Forecasting and Monitoring". The Leading Edge; Texas, Estados Unidos de América.*
- *Chopra, S. (2005) "Seismic Attributes – A Historical Perspective". Geophysics, Vol 70 (5), 3-28.*
- *Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH. (2012) "Dictamen Técnico del Proyecto de Exploración Área Perdido". Ciudad de México, México.*
- *Cruz, M. (2010) "Tectónica Salina y sus Implicaciones en la Exploración Petrolera". Reporte Interno, PEMEX Exploración y Producción; Ciudad de México, México.*
- *Dribus, J. (2008) "La recompensa que yace bajo la sal". Oilfield Review Schlumberger, Luisiana, Estados Unidos de América.*
- *García, D. (2013) "Simulación de Sistemas Gravitacionales Ligados Extensión – Acortamiento en la Zona del Golfo de México Norte, Mediante Modelos Analógicos". Tesis de Maestría, Universidad Nacional Autónoma de México; Ciudad de México, México.*

- Gazdag, J. (1984) "Migration of Seismic Data". *Proceeding of the IEEE*, vol. 72, no.10
- González, F. (1999) "La Industria Petrolera – Conceptos Básicos". *Biblioteca de la Asociación Mexicana de Ingenieros Petroleros de México*; Ciudad de México, México.
- <http://equipo2saep2016-1.weebly.com/blog/analisis-de-atributos>
- <http://glossary.oilfield.slb.com/Terms/m/migration.aspx>
- <https://www.noia.org/policy-issues/seismic/>
- Khan, K. (2015) "Review of Instantaneous, Wavelet, and Weighted Seismic Attributes Along With a Computational Library". *Saudi Society of Geosciences Vol. 29 (9)*, 1 – 9.
- Liner, C. (2004) "Elements of 3D Seismology". *University of Tulsa, Department of Geosciences*; Oklahoma, Estados Unidos de América.
- Magoon, L. et al. (2007) "Petroleum Systems – Status of Research and Methods". *USGS Bolletín*.
- Martínez, N. et al. (2011) "Adquisición Sísmica Marina 3-D". *Tesis de Licenciatura, Instituto Politécnico Nacional*; Ciudad de México, México.
- Meldahl, P. et al. (2001) "Identifying faults and gas chimneys using multiattributes and neural networks". *The Leading Edge. Texas, Estados Unidos de América*. 20, 474–478.
- Miranda, E. (2005) "Proyecto Evaluación de los Sistemas Petroleros del Golfo de México Profundo". *PEMEX Exploración y Producción*; Ciudad de México, México.
- Montgomery, D. (1996) "Probabilidad y Estadística Aplicadas a la Ingeniería". *McGraw – Hill*; Ciudad de México, México.
- Montgomery, S. (1997) "Subsalt Play, Gulf of Mexico: A Review". *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 81, no.6
- Partyka, G. (1999) "Interpretational Applications of Spectral Decomposition in Reservoir Characterization". *The Leading Edge*, vol.18, 353-360.
- Patiño, J. (2003) "El Cinturón Plegado Perdido Mexicano. Estructura y Potencial Petrolero". *PEMEX Exploración y Producción*; Veracruz, México.

- *PEMEX Exploración y Producción. (2002) "Informe Final de Estudio Marino Máximo 3D; Proyecto de Inversión Área Perdido". Vol.1; Veracruz, México.*
- *PEMEX Exploración y Producción. (2008) "Estudio de Plays Área Perdido". Coordinación Delta del Bravo – Área Perdido; Veracruz, México.*
- *PEMEX Exploración y Producción. (2009) "Estudio de Play Sector Subsalino (Mioceno – Oligoceno)". Coordinación Área Perdido; Veracruz, México.*
- *PEMEX Exploración y Producción. (2010) "Estudio de Plays Detalle Cinturón Subsalino 2D PSDM". Coordinación Área Perdido; Veracruz, México.*
- *PEMEX Exploración y Producción. (2013) "Las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de Enero de 2013". Ciudad de México, México.*
- *Pindell, J. (2001) "Kinematic Evolution of the Gulf of Mexico and Caribbean". Actas 21ª Conferencia Anual de Investigación Bob F. Perkins de la Fundación SEPM de la Sección De la Costa del Golfo.*
- *Reineck, H. (1980) "Depositional Sedimentary Environments With Reference to Terrigenous Clastics" Springer – Verlag; Berlín, Alemania*
- *Salvador, A. (1987) "Late Triassic – Jurassic Paleogeography and Origin of Gulf of Mexico Basin". American Association Petroleum Geologists Bulletin 71, no.4*
- *Santana, R. (2014) "Análisis sobre la Estrategia de Explotación de Hidrocarburos del Proyecto Área Perdido". Universidad Nacional Autónoma de México; Ciudad de México, México.*
- *Schlumberger Oilfield Glossary*
- *Sheriff, R. (1980) "Seismic Stratigraphy". International Human Resources Development Corporation; Massachussets, Estados Unidos de América.*
- *Taner, T. (1977) "Application of Amplitude, Frequency and Other Attributes to Stratigraphic and Hydrocarbon Determination". American Association of Petroleum Geologists, Memoir 26, 301-327.*
- *Taner, T. (1979) "Complex Seismic Trace Analysis". Geophysics, vol. 44*
- *Taner, T. (2001) "Seismic Attributes". CSEG Recorder 48 – 56.*

- Unsworth, M. (2006) *"Migration of Seismic Reflection Data"*. University of Alberta; Alberta, Canadá.
- Vera, T. (1994) *"Estratigrafía. Principios y Métodos"*. Editorial Rueda; Madrid, España.
- Vergara, F. (2011) *"Caracterización de Fallas y Estructuras Someras Usando Tomografía de Refracción Sísmica"*. Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México; Ciudad de México, México.
- Yilmaz, O. (2001) *"Seismic Data Analysis. Processing, Inversion and Interpretation of Seismic Data"*. Society of Exploration Geophysicists; Oklahoma, Estados Unidos de América.
- Zeng, H. (2010) *"Geologic Significance of Anomalous Instantaneous Frequency"*. *Geophysics*, vol.75, 23-30.
- Zhou, H. (2014) *"Practical Seismic Data Analysis"*. Cambridge University Press; Cambridge, Reino Unido.