

**CALIBRACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS PARA LA IDENTIFICACIÓN  
LITOLÓGICA DE CARBONATOS EN EL CARIBE COLOMBIANO**

**LEYDY EDITH VALENCIA LOZADA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA**

**2010**

**CALIBRACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS PARA LA IDENTIFICACIÓN  
LITOLÓGICA DE CARBONATOS EN EL CARIBE COLOMBIANO**

**LEYDY EDITH VALENCIA LOZADA**

**Trabajo de grado para optar el título de Geóloga**

**DIRECTOR:**

**ANDRÉS EDUARDO CALLE OCHOA**

**M.Sc. Ciencias e Ingeniería de Petróleos.**

**CODIRECTOR:**

**ALBERTO ORTÍZ FERNÁNDEZ**

**M.Sc. Área de Geología**

**Asesora:**

**MARIA ALEXANDRA PLATA**

**Geóloga**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**FACULTAD DE FÍSICO-QUÍMICAS**

**ESCUELA DE GEOLOGÍA**

**BUCARAMANGA**

**2010**

## DEDICATORIA

*A Dios por darme la vida, por acompañarme en todo momento y ser la luz que ilumina cada día de mi vida.*

*A mi madre por ser mi apoyo, mi fortaleza en cada etapa de mi vida, porque con sus consejos me enseñó a creer en mí, a luchar por mis sueños, a no perder nunca la fe y porque es el motivo de mi existir.*

*A mi padre por su apoyo, confianza y sus buenos deseos.*

*A mi hermanito por su amor incondicional, por su confianza y porque es mi orgullo y la luz de mis ojos.*

*A mis dos abuelitas por creer en mí, por su apoyo, por sus sabios consejos y porque son mi modelo de vida.*

*A mis tíos Nelson, Elmer, Holger y José por su confianza, por creer en mí y en especial a mi tío Nelson por su apoyo incondicional.*

*A mis tías Nubia, María Antonia, Lelis, Beatriz y Fanny, por su confianza, sus consejos y apoyo incondicional.*

*A mis primas Paula, Jessica, Mayra, Juliana, Kelly y a mi primo Jorge Iván por la confianza y por su amistad.*

*A una persona muy especial en mi vida que ha estado conmigo en los buenos y malos momentos, ha sido mi bastón, mi fuerza y mi fortaleza, porque ha creído y confiado en mí, esto también es para ti...*

*Leydy Edith Valencia Lozada.*

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi Director Andrés Eduardo Calle Ochoa por confiar en mí para realizar este proyecto, por su apoyo incondicional, por ser mi amigo y maestro, por sus buenos deseos y sabios consejos.

A mi Codirector Alberto Ortiz Fernández por confiar en mí, por ayudarme en la elaboración de este proyecto y por sus consejos.

A María Alexandra Plata por ser mi amiga y porque fue pieza clave en cada etapa del proyecto, por sus soluciones prácticas y por su apoyo y amistad incondicional.

A los Geólogos Germán Meza, Freddy Niño, Emilio Torres, Jorge Rubiano y Dora Marín y al Físico Herlin González que de alguna u otra forma me brindaron su colaboración y ayuda en gran parte de la elaboración de este proyecto.

A los profesores de la Escuela de Geología por su excelente formación académica y su amistad incondicional, en especial a Jorge Pinto, Carlos García y Jairo Clavijo.

Al Instituto Colombiano del Petróleo y al Grupo de investigación Petrosísmica darme la oportunidad de desarrollar mi tesis de grado y conocer personas valiosas que confiaron en mí, porque me han apoyado desinteresadamente y me brindaron su amistad incondicional como Lorena, Ingrid y Two Brains.

A mis amigos con los que compartí desde un principio y que me han brindado su amistad incondicional durante todo este tiempo como Oscar Llamosa, Adriana Prada, Adriana Castro, Diego Gómez, Camilo Mateus, Álvaro Solano, Mayra Vargas, Carlos Hernández, Karl Leonard, Erik Illigde, en especial Adriana Prada y Adriana Castro por enseñarme el verdadero valor de la amistad, por su complicidad como amiga y estar conmigo hasta el final y Camilo Mateus por ser mi

apoyo durante todo este tiempo. También a las personas valiosas que tuve la oportunidad de conocer durante este largo camino y que han marcado mi vida como El Choco, Aura Uribe, Gabriel Mendoza, Lizet Gómez, Xavier Gómez, Heber Bueno y Erich Caballero, a todos ellos los llevo en mi corazón.

A Alejandro Tapiero y Edwin Díaz por ser mis amigos incondicionales y por los buenos momentos que quedaron grabados en mis recuerdos.

A Yudy Esteves, Ladys Reyes y María Teresa Duarte por sus buenos consejos, por brindarme su amistad y apoyo incondicional.

A Cristian Zafra y Natalia García por su amistad incondicional, por su apoyo y por los buenos momentos que hemos compartido.

A mi amigueta Chis por ser mi amiga de tantos años, por confiar en mí y por enseñarme que la distancia nunca puede acabar con una verdadera amistad.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	17
1 OBJETIVOS.....	19
1.1 OBJETIVO GENERAL .....	19
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	19
2 GENERALIDADES .....	20
2.1 LOCALIZACIÓN .....	20
2.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	20
3 MARCO TEORICO .....	22
3.1 ESTUDIOS PREVIOS.....	22
3.2 ATRIBUTOS SÍSMICOS.....	23
3.2.1 Clasificación General.....	24
3.3 ANÁLISIS DE LA TRAZA SISMICA COMPLEJA.....	30
3.3.1 Calculo de la traza de Cuadratura.....	31
3.4 GENERALIDADES DE LOS CARBONATOS .....	32
3.4.1 Carbonatos vs Siliciclástos .....	34
3.4.2 Condiciones para la depositación .....	36
3.4.3 Análisis de facies sísmicas de los Carbonatos .....	37
3.4.4 Otras características diagnosticas de los carbonatos .....	42
3.5 PETROFÍSICA Y FISICA DE ROCAS DE LOS CARBONATOS .....	43
3.5.1 Porosidad.....	44
3.5.2 Permeabilidad.....	49
3.5.3 Saturación.....	50
3.5.4 Ecuación de Gardner .....	51
3.5.5 Ecuaciones de Castagna .....	52
3.6 ESTRATIGRAFÍA DE SECUENCIAS .....	52
3.6.1 Terminología Básica .....	53
4 GEOLOGÍA DE LAS CUENCAS.....	59
4.1 CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA (VIM) .....	59
4.1.1 Localización Geográfica.....	59
4.1.2 Tectónica .....	60

4.1.3	Estratigrafía .....	63
4.1.4	Ambiente de depositación.....	67
4.2	CUENCA DE LA BAJA GUAJIRA.....	68
4.2.1	Tectónica .....	68
4.2.2	Estratigrafía .....	71
4.2.3	Ambiente de depositación.....	77
5	METODOLOGIA .....	78
5.1	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	79
5.2	DATOS .....	79
5.3	GENERACION DE SINTÉTICOS .....	82
5.3.1	Cálculo de $V_p$ y $V_s$ .....	82
5.3.2	Ondícula .....	82
5.3.3	Sismogramas sintéticos .....	84
5.4	CALCULO DE ATRIBUTOS A LOS SIMOGRAMAS .....	86
5.5	CALCULO DE ATRIBUTOS A DATOS REALES 2D .....	88
5.6	IDENTIFICACION POR CARACTERISTICAS SISMICAS A LOS DATOS 91	
5.7	CALCULO DE ATRIBUTOS A DATOS REALES 3D .....	93
5.8	INTERPRETACIÓN .....	95
6	ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	96
6.1	CALIBRACIÓN 1 .....	96
6.2	CALIBRACIÓN 2 .....	98
6.3	CALIBRACIÓN 3 .....	101
6.4	AMBIENTE DE DEPOSITACION .....	114
7	CONCLUSIONES .....	117
8	RECOMENDACIONES.....	119
9	BIBLIOGRAFIA.....	120

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Localización del área de estudio.....	21
<b>Figura 2.</b> Atributos Sísmicos relacionados o derivados de la información sísmica básica. ....	26
<b>Figura 3.</b> Componentes real e imaginaria de la traza sísmica compleja. ....	31
<b>Figura 4.</b> Reflexiones paralelas, subparalelas y divergentes. ....	38
<b>Figura 5.</b> Reflexión progradante sigmoide .....	39
<b>Figura 6.</b> Reflexión progradante oblicua .....	39
<b>Figura 7.</b> Reflexión progradante compleja-sigmoide .....	40
<b>Figura 8.</b> Reflexiones de montículos y draped .....	41
<b>Figura 9.</b> Reflexiones de onlap.....	42
<b>Figura 10.</b> Clasificación de la porosidad .....	45
<b>Figura 11.</b> Relación velocidad – densidad .....	51
<b>Figura 12.</b> Secuencia estratigráfica.....	54
<b>Figura 13.</b> Terminaciones de los estratos .....	55
<b>Figura 14.</b> Localización de la cuenca del VIM.....	59
<b>Figura 15.</b> Cross section esquemática mostrando la evolución del área de la Cuenca Plato desde el Pre-Eoceno hasta el Plioceno.....	61
<b>Figura 16.</b> Columna estratigráfica de la cuenca Plato.....	64
<b>Figura 17.</b> Elementos morfológicos regionales del Caribe Colombiano y geometría del talud continental. ....	70
<b>Figura 18.</b> Columna generalizada de la Cuenca de la Guajira.....	72
<b>Figura 19.</b> Metodología planteada para el desarrollo del proyecto.....	78
<b>Figura 20.</b> Curvas de los registros GR, RHOB, P wave y S wave respectivamente para el pozo del VIM.....	80
<b>Figura 21.</b> Curvas de los registros GR, RHOB, P wave y S wave respectivamente para los pozos de cuenca de la Baja Guajira.....	81
<b>Figura 22.</b> Ondículas típicas mínima fase y fase cero.....	83

<b>Figura 23.</b> Forma y frecuencia de la ondícula base .....	83
<b>Figura 24.</b> Método de construcción de la traza sintética. ....	84
<b>Figura 25.</b> Sismograma sintético para el pozo del VIM. Las trazas negras indican el sismograma generado con la ondícula fase cero.....	85
<b>Figura 26.</b> Sismogramas sintéticos para los pozos la cuenca de la Baja Guajira. Las trazas negras indican el sismograma generado con la ondícula fase cero. ....	85
<b>Figura 27.</b> Sismograma sintético compuesto. La zona delimitada con el cuadro amarillo indica el horizonte de interés.....	86
<b>Figura 28.</b> Atributo de fase instantánea .....	87
<b>Figura 29.</b> Atributo de frecuencia instantánea.....	87
<b>Figura 30.</b> Correlación de los pozos con los datos sísmicos.....	88
<b>Figura 31.</b> Amarre del pozo del VIM con la línea sísmica. ....	89
<b>Figura 32.</b> Línea sísmica 2D de la cuenca del VIM con el atributo de Fase Instantánea. La línea vertical de color verde representa el pozo del VIM y la línea horizontal de color azul representa el horizonte de la formación Ciénaga de Oro.	90
<b>Figura 33.</b> Línea sísmica 2D de la cuenca del VIM con el atributo de Frecuencia Instantánea. La línea vertical de color verde representa el pozo del VIM y la línea horizontal de color azul representa el horizonte de la formación Ciénaga de Oro.	90
<b>Figura 34.</b> Ambientes típicos para el crecimiento de arrecifes .....	92
<b>Figura 35.</b> In-line del volumen sísmico 3D de la cuenca de la Baja Guajira. El horizonte de los carbonatos es el reflector de color negro señalado por la flecha verde, el círculo verde señala la construcción de carbonatos o pinnacle reef. ....	92
<b>Figura 36.</b> Similitud sísmica y morfológica del pinnacle encontrado en la Baja Guajira con el pinnacle del campo Malampaya en Filipinas (Neuhaus et al., 2004). ....	93
<b>Figura 37.</b> Superficie del horizonte de interés.....	94
<b>Figura 38.</b> In-line del volumen sísmico de la Baja Guajira con el atributo de Fase Instantánea. La línea de color amarillo representa el horizonte de interés. ....	94

<b>Figura 39.</b> In-line del volumen sísmico de la Baja Guajira con el atributo de Frecuencia Instantánea. La línea de color amarillo representa el horizonte de interés. ....	95
<b>Figura 40.</b> Cross-plot sismograma sintético a) Amplitud de la Fase vs Amplitud de la Cuadratura en la Baja Guajira y b) Cross-section mostrando la correlación. ....	97
<b>Figura 41.</b> Cross-plot sismograma sintético a) Cross-plot de Amplitud de la Frecuencia vs Amplitud de la Cuadratura en la Baja Guajira y b) Cross-section mostrando la correlación. ....	97
<b>Figura 42.</b> Cross-plot del horizonte de interés en la sísmica 2D. a) Amplitud de la Fase vs Amplitud de la Cuadratura en el VIM y b) Cross-section mostrando la correlación. ....	98
<b>Figura 43.</b> Cross-plot del horizonte de interés en la sísmica 2D. a) Amplitud de la Frecuencia vs Amplitud de la Cuadratura en el VIM y b) Cross-section mostrando la correlación. ....	99
<b>Figura 44.</b> Cross-plots del horizonte de prueba de la sísmica 2D. a) Amplitud de la Fase vs Amplitud de la Cuadratura, c) Amplitud de la Frecuencia vs Amplitud de la Cuadratura, b) y d) Cross-section mostrando la no correlación. ....	100
<b>Figura 45.</b> Cross-plot del Horizonte de interés en el volumen sísmico. a) Amplitud de la Fase vs Amplitud de la Cuadratura en el volumen de la Baja Guajira y b) Cross-section mostrando la correlación. ....	101
<b>Figura 46.</b> Cross-plot del Horizonte de interés en el volumen sísmico. a) Amplitud de la Frecuencia vs Amplitud de la Cuadratura en el volumen de la Baja Guajira y b) Cross-section mostrando la correlación. ....	102
<b>Figura 47.</b> Cross-plot de H1 sobre el volumen sísmico. a) Amplitud de la Fase vs Amplitud de la Cuadratura en el volumen de la Baja Guajira, c) Amplitud de la Frecuencia vs Amplitud de la Cuadratura, b) y d) Cross-section mostrando la no correlación. ....	103
<b>Figura 48.</b> Cross-plot de H2 del volumen sísmico. a) Amplitud de la Fase vs Amplitud de la Cuadratura en el volumen de la Baja Guajira, c) Amplitud de la	

Frecuencia vs Amplitud de la Cuadratura, b) y d) Cross-section mostrando la no correlación. ....	104
<b>Figura 49.</b> Horizonte de interés del volumen sísmico de la cuenca de la Baja Guajira. ....	105
<b>Figura 50.</b> <i>Time slice</i> de la amplitud sísmica. a) Sobre la plataforma, b) sobre el <i>pinnacle</i> . ....	106
<b>Figura 51.</b> Atributo de similaridad.....	108
<b>Figura 52.</b> Atributo de fuerza de reflexión. ....	108
<b>Figura 53.</b> <i>Time slice</i> de la similaridad. a) Sobre la plataforma, b) sobre el <i>pinnacle</i> . ....	110
<b>Figura 54.</b> <i>Time slice</i> de la fuerza de reflexión. A) Sobre la plataforma, b) sobre el <i>pinnacle</i> . ....	112
<b>Figura 55.</b> Ambiente de depositación de los posibles carbonatos.....	114
<b>Figura 56.</b> Evolución del ambiente de depositación de los posibles carbonatos. A) HST Inicial, B) y C) LST, D) y E) TST y F) HST final. ....	116

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1</b> Descripción de estudios previos .....	22
--	----

## RESUMEN

**TITULO:** CALIBRACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS PARA LA IDENTIFICACIÓN LITOLÓGICA DE CARBONATOS EN EL CARIBE COLOMBIANO<sup>1</sup>

**AUTORES:** LEYDY EDITH VALENCIA LOZADA<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVE:** Atributos Sísmicos, Carbonatos, Sísmica 3D, Cross plot, Tendencia.

### DESCRIPCIÓN:

Los atributos sísmicos son medidas específicas de características geométricas, cinemáticas, dinámicas o estáticas provenientes de los datos sísmicos pre o post-apilados, antes o después de la migración. (Chen y Sydney, 1997). Atributos como los de AVO, impedancia acústica y atributos instantáneos, en general, son utilizados en la caracterización de yacimientos, particularmente en la estimación de propiedades y en la discriminación de litologías y contenido de fluidos. (Sheriff, et al., 1996). Un buen atributo sísmico es sensible ya sea a características geológicas o a las propiedades del reservorio de interés permitiendo definir el ambiente estructural o deposicional y por lo tanto hace posible inferir algunas características o propiedades de interés.

Debido a que los objetivos exploratorios de la cuenca de la Baja Guajira han sido las unidades Terciarias porque han presentado resultados históricamente importantes; se ha probado que las rocas calcáreas del terciario en su mayoría son almacenadoras o productoras de gas (Rubiano et al., 1998). La identificación de estas litologías en datos de sísmica de reflexión, en regiones en las cuales no se dispone información de pozo, es una actividad de alto riesgo en la exploración debido a la incertidumbre creada posiblemente por otras litologías o fluido de poro que pueden presentar características sísmicas idénticas.

El siguiente estudio está orientado a la elaboración de una metodología que permita disminuir el riesgo en la identificación de litologías carbonatadas, para esto se utilizaron atributos sísmicos como amplitud de cuadratura, fase y frecuencia instantánea, similaridad y fuerza de reflexión permitieron el reconocimiento de los carbonatos a partir de las tendencias observadas en los cross-plot entre los atributos.

---

<sup>1</sup> Proyecto de Grado

<sup>2</sup> Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Geología.

Director M.Sc. Andrés Eduardo Calle Ochoa

Codirector M.Sc. Alberto Ortiz Fernández

Asesora: Geóloga María Alexandra Plata

## ABSTRACT

**TITLE:** CALIBRATION OF SEISMIC ATTRIBUTES TO IDENTIFY CARBONATE ROCKS IN THE COLOMBIAN CARIBBEAN<sup>3</sup>

**AUTORES:** LEYDY EDITH VALENCIA LOZADA<sup>4</sup>

**PALABRAS CLAVE:** Seismic attributes, Carbonates, 3D seismic, Cross plot, Trend.

### DESCRIPCIÓN:

Seismic attributes are specific measures of geometric kinematic, dynamic, or statistical features derived from seismic data pre-stack or post-stack, before or after of migration (Chen y Sydney, 1997). AVO attributes (Amplitude Variations with Offset), acoustic impedance and general instantaneous attributes are used in reservoir characterization, particularly in the properties estimation, lithologies discrimination and fluids content (Sheriff, et al., 1996). A good seismic attribute is sensitive to either geological features or reservoir properties of interest which allows defining the structural or depositional environment and therefore makes it possible to infer some interest characteristics or properties.

The exploratory objectives of the Baja Guajira Basin have been Tertiary units because they have historically presented significant results; it has been shown that the Tertiary limestones are mostly reservoir or source of gas. (Rubiano et al., 1998). The identification of these lithologies in reflection seismic data in regions where no well data is available is a high risking activity in exploration, because of the uncertainty created by other lithologies or pore fluid that may have identical seismic characteristics.

The following study is aimed to develop a methodology that help to reduce the risk in the identification of carbonated lithologies, attributes such as quadrature amplitude, instantaneous phase and frequency, reflection strength and similarity were used, and allow the recognition of the carbonates in observed trends on cross-plot of seismic attributes.

---

<sup>3</sup> Graduate Project.

<sup>4</sup> Universidad Industrial de Santander. Faculty of Physical and Chemical Engineering. Geology School.

Director M.Sc. Andrés Eduardo Calle Ochoa

Codirector M.Sc. Alberto Ortiz Fernández

Consultant: Geologist María Alexandra Plata

## INTRODUCCIÓN

Los atributos sísmicos se extraen de los datos sísmicos y son de ayuda en la identificación de litologías, rasgos estructurales, caracterización de yacimientos y contenido de fluidos. Los primeros atributos sísmicos fueron utilizados a principios de los 70's para la predicción de las propiedades litológicas y petrofísicas de los reservorios (Chopra and Marfurt, 2007). Estos atributos comprendían los atributos derivados de la traza sísmica compleja tales como frecuencia, fase y fuerza de reflexión ó amplitud *envelope*.

Los objetivos exploratorios de la cuenca de la Baja Guajira han sido las unidades Terciarias porque han presentado resultados históricamente importantes; se ha probado que las rocas calcáreas del terciario en su mayoría son almacenadoras o productoras de gas (Rubiano et al., 1998).

En la literatura se han encontrado numerosos trabajos que utilizan los atributos sísmicos con información de pozo en la caracterización litológica de yacimientos, por ejemplo Harilal, S.K. et. al., (2008), utilizaron análisis de secuencias sísmicas, de atributos sísmicos, visualización 3D, impedancia e inversión acústica y registros de pozo, para hacer la caracterización de los carbonatos que son potencial roca reservorio en la cuenca Mumbai en la costa oeste de la India; J.F. Rick Sarg y James S. Schuelke (2003), utilizaron los atributos con la estratigrafía de secuencias para mapear la distribución de la porosidad en los reservorios carbonatados del campo Pegasus en Texas.

El objetivo de este trabajo es el uso de los atributos sísmicos para la identificación de litologías carbonatadas en el Caribe Colombiano en lugares donde no se cuenta con datos de pozo que permitan realizar dicha identificación a través de las técnicas antes mencionadas de caracterización de yacimientos. Para lograr esto

como primera medida se hará una selección de los atributos que basados en la literatura identifiquen mejor las litologías calcáreas para posteriormente calibrarlos con datos de pozo una línea sísmica del Valle Inferior del Magdalena (VIM) para finalmente aplicarlos a un sub-volumen sísmico de la Guajira.

Para alcanzar este objetivo se hará una búsqueda exhaustiva de información de pozo y sísmica en la cual se pueda calibrar la respuesta de los carbonatos en las cuencas del Valle Inferior del Magdalena (VIM) y la Baja Guajira a través del cálculo de atributos sísmicos como Fase y Frecuencia Instantánea, Similaridad y Energía, luego con la ayuda de los cross-plot (diagramas de dispersión) y las secciones sísmicas se buscará una posible correlación de las tendencias seleccionadas en el cross-plot con las aéreas que contienen los carbonatos. Las posibles correlaciones serán utilizadas en un volumen 3D para la identificación de litológica de carbonatos.

# 1 OBJETIVOS

## 1.1 OBJETIVO GENERAL

Utilizar atributos sísmicos como herramientas que contribuyan en la identificación de litologías calcáreas presentes en áreas del Caribe Colombiano.

## 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar en la bibliografía, atributos sísmicos que ayuden a la definición de litologías calcáreas en otras partes del mundo.
- Hacer la calibración de los atributos seleccionados en carbonatos del Oligoceno en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena (VIM).
- Identificar la presencia de cuerpos carbonatados en un sub-volumen sísmico 3D de la Guajira.
- Interpretar el posible ambiente de depósito de los carbonatos presentes en el sub-volumen sísmico de la Cuenca de la Guajira con base en la morfología de los cuerpos calcáreos.

## **2 GENERALIDADES**

### **2.1 LOCALIZACIÓN**

La cuenca de la Guajira esta localizada en la región septentrional de Colombia. El norte, noroeste y noreste de la cuenca está limitado por la costa Caribe; al sur limita con la traza de la falla de la Oca y al sureste con el límite geográfico con Venezuela. La cuenca ha sido dividida por la traza de la falla de Cuiza en dos sub-cuencas: Alta y Baja Guajira. Desde un punto de vista cinemático, la Baja Guajira es considerada un rasgo geológico formado como consecuencia de un relevo de fallas en un ambiente transtensional del sistema de fallas Oca – Cuiza. (Cediel et al., 1998; Geotec, 1988; Ingeominas, 2006; Mann, 1999).La cuenca comprende la península de la Guajira y parte del offshore.

Por razones de confidencialidad con Ecopetrol no es posible indicar con exactitud el área de estudio pero de manera general se puede decir que esta ubicada en la cuenca de la Baja Guajira. (Figura.1).

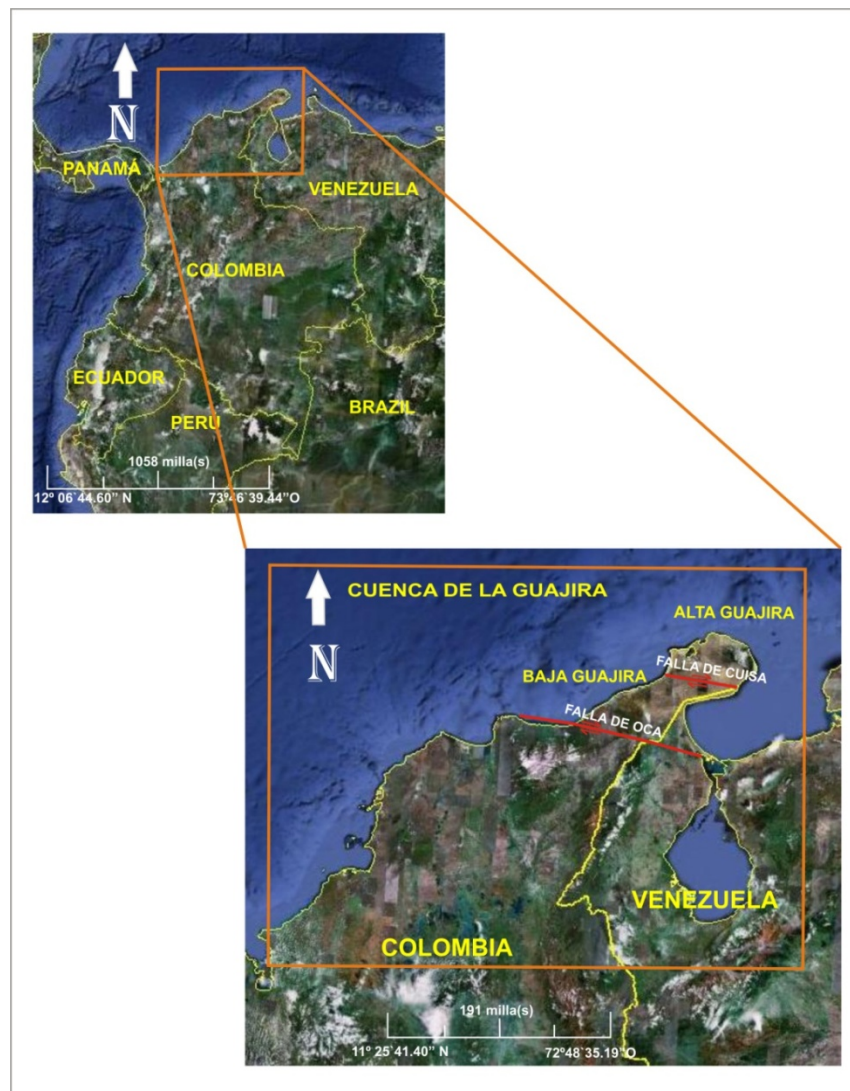
### **2.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

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

La identificación de litologías en datos de sísmica de reflexión, en regiones en las cuales no se dispone información de pozo, es una actividad de alto riesgo en exploración debido a la incertidumbre creada posiblemente por otras litologías o

fluido de poro que pueden presentar características sísmicas idénticas. El siguiente estudio está orientado a la elaboración de una metodología que permita disminuir el riesgo en la identificación de litologías carbonatadas, para ello utilizaremos los atributos sísmicos como herramientas que faciliten el reconocimiento y la caracterización de dichos cuerpos.

**Figura 1.** Localización del área de estudio.



**Fuente:** Google Earth

### 3 MARCO TEORICO

#### 3.1 ESTUDIOS PREVIOS

Los atributos sísmicos han sido utilizados en la caracterización de patrones de fracturas, fallas, identificación de canales, discriminación de litologías, mapeo de porosidades, delimitación de cuerpos etc. Sin embargo se han encontrado varios artículos en los cuales combinan los atributos con otras herramientas en la identificación de rocas calcáreas, entre ellos los más importantes son:

**Tabla 1** Descripción de estudios previos

Título	Descripción	Autores
3D seismic attributes applied to carbonates	Aplicaron técnicas de descomposición espectral, coherencia sísmica 3D y mapas de amplitud sísmica para detección de bordes de arrecifes, fracturas y distribución de porosidades	The Leading Edge, March 1999 SKIRIUS, C. et al
Integrated seismic analysis of carbonate reservoirs: From the framework to the volume attributes	El objetivo del estudio fue identificar la distribución de la porosidad dentro de los reservorios carbonatados por medio de atributos sísmicos (fase instantánea), impedancia acústica, estratigrafía de secuencias y redes neuronales en el campo Pegasus de la cuenca del oeste de Texas.	The Leading Edge, July 2003 J.F. RICK SARG and JAMES S. SCHUELKE
Attribute Expression of Carbonate Depositional Environments	Utilizan atributos de coherencia, descomposición espectral, amplitud, mapas de curvatura para identificar fracturas, fallas, canales y bordes de arrecifes.	Chopra, S. and K.J. Marfurt, 2007
Identification of reservoir facies within a carbonate and mixed carbonate-siliciclastic sequence: Application of seismic stratigraphy, seismic attributes, and 3D visualization	Aplicaron análisis de secuencias sísmicas, análisis de atributos sísmicos (amplitud y frecuencia), visualización 3D e impedancia acústica, generaron facies sísmicas a través de redes neuronales para los carbonatos de la formación Bassein de la cuenca Mumbai en la India	The Leading Edge, January 2008 HARILAL, S., K. BISWAL, A. SOOD and V. RANGACHARI

### 3.2 ATRIBUTOS SÍSMICOS

Los atributos sísmicos son medidas específicas de características geométricas, cinemáticas, dinámicas o estáticas provenientes de los datos sísmicos antes o después tanto de la migración como del apilado. (Chen y Sydney, 1997 en Ruiz, 2007). Atributos como los de AVO (de las siglas en inglés de análisis Amplitud vs Offset), impedancia acústica y atributos, en general, son utilizados en la caracterización de yacimientos, particularmente en la estimación de propiedades y en la discriminación de litologías y contenido de fluidos (Sheriff, et al., 1996 en Quilen, 2006).

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

Los primeros atributos fueron utilizados a principios de los 70's y eran usados en la predicción litológica y petrofísica de las propiedades de reservorios. Estos atributos son llamados "Atributos Instantáneos" entre ellos los principales son: Amplitud o Fuerza de reflexión, Fase y Frecuencia Instantánea (Chopra and Marfurt, 2007)

Uno de los objetivos de los atributos es que el intérprete capte experiencia en el reconocimiento de patrones cuantificando amplitudes y características morfológicas vistas en los datos sísmicos usando un conjunto de cálculos

determinísticos realizados en un equipo. En sentido general los atributos sísmicos abarcan todas las cantidades derivadas de los datos sísmicos; por ello se considera que los atributos incluyen cantidades tales como velocidad de intervalo, inversión acústica, impedancia, predicción de la presión de poro, terminación de los reflectores, atributos de traza compleja y AVO.

Al asignarle el nombre de atributo a una cantidad que se basa en cálculos muy sofisticados como los mencionados anteriormente, es necesario reconocer que las estimaciones de alguna manera están contaminadas por errores y por lo tanto son susceptibles a la calibración de datos de pozos a través de la geoestadística o de otras técnicas de integración de datos (Chopra & Martfurt, 2007).

Los atributos sísmicos aparecen gracias a la interpretación de la traza compleja o señal analítica, la cual consta de una parte real o traza sísmica y una imaginaria determinada a partir de la transformada de Hilbert. Con esta información es posible estudiar eventos sísmicos y su variación espacial en datos sísmicos.

De manera general los atributos de los datos sísmicos se calculan representados en tiempo y no en profundidad. Esto se debe a que los algoritmos en profundidad no preservan las amplitudes relativas. Cabe señalar que para obtener los resultados esperados de los atributos, los datos deben ser procesados cuidadosamente. (Quilen, 2006).

### **3.2.1 Clasificación General.**

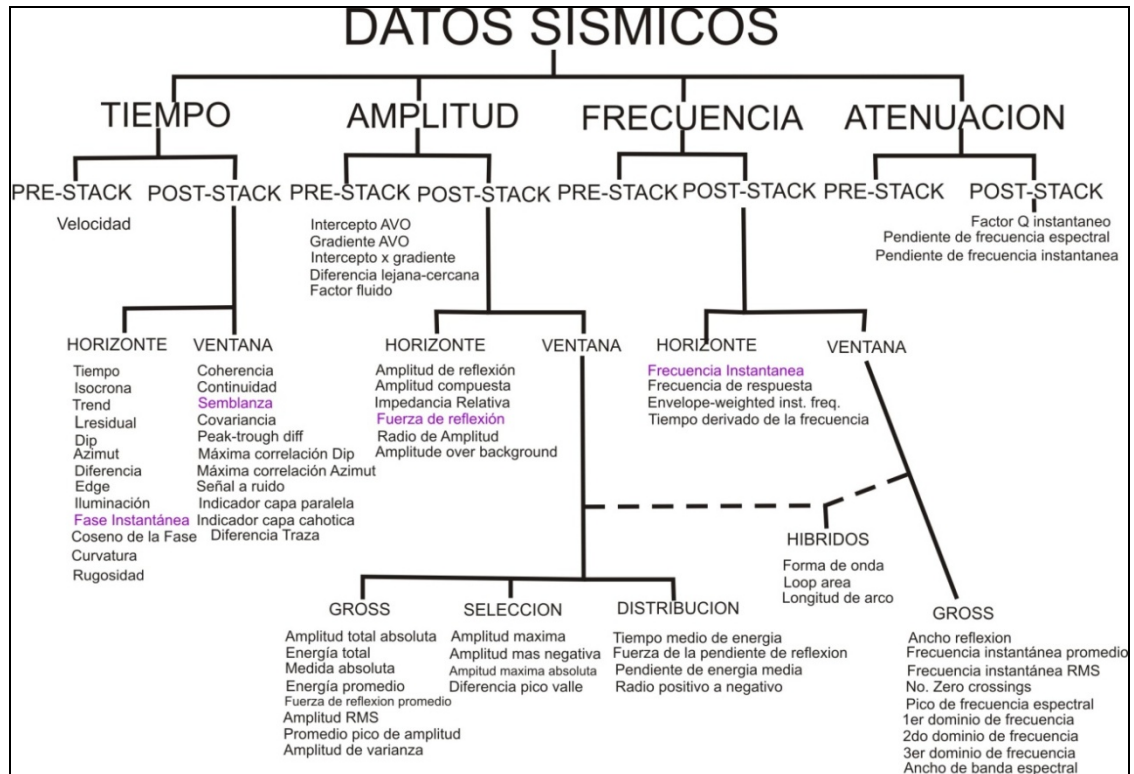
Según Alistair. R Brown los atributos son necesariamente una derivada de una medida sísmica básica. Los horizontes y la formación de atributos disponible (Figura.2.) no son independientes el uno del otro, sino simplemente difieren de caminos para representar y estudiar una cantidad limitada de información básica; esta información es tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación y es la base para la clasificación de los atributos.

La mayoría de los atributos son derivados del apilado normal y de volúmenes de datos sísmicos migrados pero variaciones en las medidas básicas como función del ángulo de incidencia proporcionan una fuente adicional de información. El principal ejemplo de esto son los atributos pre-apilados (pre-stack) y son los AVO. Los atributos post-apilados (post-stack) se pueden extraer a lo largo de un horizonte o resumidos sobre una ventana. En algunos casos la ventana es un intervalo de tiempo constante de manera que la pantalla es realmente un time slice o rebanada en tiempo. La ventana puede ser un intervalo de tiempo de uno o dos horizontes interpretados.

De forma generalizada los atributos derivados del tiempo proporcionan información estructural, los derivados de la amplitud proporcionan información estratigráfica y del reservorio y los derivados de la frecuencia pueden proporcionar información estratigráfica útil. La atenuación no es muy usada todavía pero hay la posibilidad que en un futuro proporcione información sobre la permeabilidad. Los atributos híbridos son una interesante combinación de la información de amplitud y frecuencia.

Varios de los atributos mostrados en la figura 2 son derivados de la traza sísmica compleja, según Taner et al. 1977 y Taner et al. 1979 estos atributos son Amplitud de Cuadratura, Fuerza de Reflexión o Amplitud envolvente, Fase Instantánea, Coseno de la Fase Instantánea y Frecuencia Instantánea.

**Figura 2.** Atributos Sísmicos relacionados o derivados de la información sísmica básica.



**Fuente:** Modificado de Geophysics vol 66 N° 1

### 3.2.1.1 Atributos derivados del tiempo.

#### 3.2.1.1.1 Fase Instantánea.

Enfatiza en la continuidad o discontinuidad espacial de las reflexiones proporcionando un camino para que los eventos débiles y fuertes aparezcan con la misma fuerza. La fase instantánea no depende de la fuerza de reflexión. Matemáticamente esta definida como:

$$\theta(t) = \tan^{-1} \left[ \frac{f'(t)}{f(t)} \right] \quad (3.1)$$

Donde:

$\theta(t)$  = Fase Instantánea

$f^*(t)$  = Traza de cuadratura

$f(t)$  = Traza real

La fase instantánea hace que los eventos sean más claros y efectivos destacando discontinuidades, fallas, angularidades e interfaces de la capa, cambios estratigráficos laterales. Límites de secuencia sísmica, patrones de capas sedimentarias y patrones de onlap y offlap pueden ser vistos claramente (Greg Partyka 1998).

#### 3.2.1.1.2 Similaridad o Semblanza.

La similaridad es una forma de coherencia que expresa cuantos segmentos de la traza son parecidos. Diferentes nombres han sido usados para definir la semblanza tales como coherencia, continuidad y covarianza los cuales describen básicamente el mismo concepto. Semblanza es una expresión de similaridad entre las trazas sísmicas. Una similaridad medida de 1 en un segmento de la traza sísmica es completamente idéntica en la forma de la ondícula y amplitud. Una similaridad medida de 0 es completamente dis-similar.

#### **3.2.1.2 Atributos derivados de la Amplitud.**

##### 3.2.1.2.1 Fuerza de Reflexión.

Algunas veces es referida como energía envolvente o amplitud envolvente y se define como la energía total de la traza sísmica. Es independiente de la fase y sus valores siempre son mayores o iguales a cero. Matemáticamente se define como:

$$A(t) = [f^2(t) + f^{*2}(t)]^{1/2} = |F(t)| \quad (3.2)$$

Donde:

$A(t)$  = Amplitud envolvente o fuerza de reflexión

$f^*(t)$  = Traza de cuadratura

$f(t)$  = Traza real

$|F(t)|$  = Traza compleja

Fuertes reflexiones pueden asociarse a importantes cambios litológicos, inconformidades y límites asociados con cambios bruscos en el nivel del mar o ambiente deposicional y acumulaciones de petróleo y gas. Variaciones laterales de la energía pueden cuantificar cambios en las propiedades acústicas de las rocas y en el espesor de las capas. Cambios bruscos locales pueden indicar fallas o acumulaciones de hidrocarburo donde las condiciones de la trampa son favorables. (Greg Partyka 1998)

Acumulaciones de hidrocarburos (gas) pueden mostrar reflexiones de alta amplitud o “bright spots”. Sin embargo los “bright spots” pueden ser productivos o no, algunas zonas productivas de gas pueden no estar asociadas a bright spots. También se puede utilizar para distinguir reflectores masivos de capas delgadas compuestas. (Taner & Sheriff, 1997).

#### 3.2.1.2.2 Amplitud de Cuadratura.

La traza de cuadratura es la parte imaginaria de la traza sísmica compleja y puede ser calculada con la transformada de Hilbert. Tanto la traza real como su contraparte la traza de cuadratura forman el mismo espectro de amplitud; la traza de cuadratura sin embargo, es la fase rotada 90°. La cuadratura es usada en varias combinaciones matemáticas para calcular otros atributos de traza compleja como fase y frecuencia instantánea. Es sensible a la energía, frecuencia y fase. (Greg Partyka 1998)

### 3.2.1.3 Atributos derivados de la frecuencia.

#### 3.2.1.3.1 Frecuencia Instantánea.

Es la derivada en tiempo de la fase instantánea y matemáticamente esta definida como:

$$\omega(t) = \frac{d\theta(t)}{dt} \quad (3.3)$$

Es una medida dependiente del tiempo e independiente de la fase y de la amplitud. Se usa para mirar cambios en el espesor y en las propiedades acústicas de las rocas (Greg Partyka 1998). Puede proveer información acerca de la frecuencia característica de los eventos, efectos de absorción, fracturamiento y espesores depositacionales. La superposición de reflexiones individuales puede llegar a producir un modelo de frecuencia que caracteriza a la reflexión compuesta y su carácter cambiará gradualmente así como la litología o el espesor en la secuencia de estratos. Variaciones como pinchamientos y los bordes de las interfaces hidrocarburo – agua tienden a cambiar la frecuencia instantánea mas rápidamente. Un cambio hacia frecuencias más bajas se observa a menudo en las reflexiones de los reflectores debajo de zonas petrolíferas (gas condensado ó petróleo) debido a que las acumulaciones de hidrocarburos condensados tienden a atenuar las altas frecuencias. (Taner & Sheriff, 1997).

La interferencia destructiva causada por artefactos de procesamiento sísmico como incorrecto NMO o correcciones estáticas puede reducir el contenido de frecuencias.

### 3.3 ANÁLISIS DE LA TRAZA SISMICA COMPLEJA

M.T. Taner, F. Koehler and R.E. Sheriff en su artículo "Complex seismic trace analysis" estudian la traza sísmica convencional refiriéndose a ella como la parte real  $f(t)$  de una señal analítica o traza compleja:  $F(t) = f(t) + jf^*(t)$ . La traza de cuadratura (también llamada conjugada o imaginaria) componente  $f^*(t)$  es determinable de  $f(t)$ . La traza compleja permite la separación única de la amplitud envolvente, la información de la fase y el cálculo de la frecuencia instantánea.

La traza sísmica  $f(t)$  puede ser expresada en términos de amplitud dependiente del tiempo  $A(t)$  y fase dependiente del tiempo  $\theta(t)$  como:

$$f(t) = A(t) \cos \theta(t) \quad (3.4)$$

La traza de cuadratura  $f^*(t)$  entonces es:

$$f^*(t) = A(t) \sin \theta(t) \quad (3.5)$$

y la traza compleja  $F(t)$  es:

$$F(t) = f(t) + jf^*(t) = A(t)e^{j\theta(t)} \quad (3.6)$$

$A(t)$  es llamada "fuerza de reflexión ó amplitud envolvente" y  $\theta(t)$  es llamada "fase instantánea". (Bracewell, 1965 en Taner & Sheriff, 1997).

La razón de cambio de la fase dependiente del tiempo da una frecuencia instantánea.

$$\frac{d\theta(t)}{dt} = \omega(t) \quad (3.7)$$

Los atributos derivados de la traza sísmica compleja, también llamados atributos instantáneos fueron establecidos en 1795 y son: Amplitud, Fase y Frecuencia Instantánea.

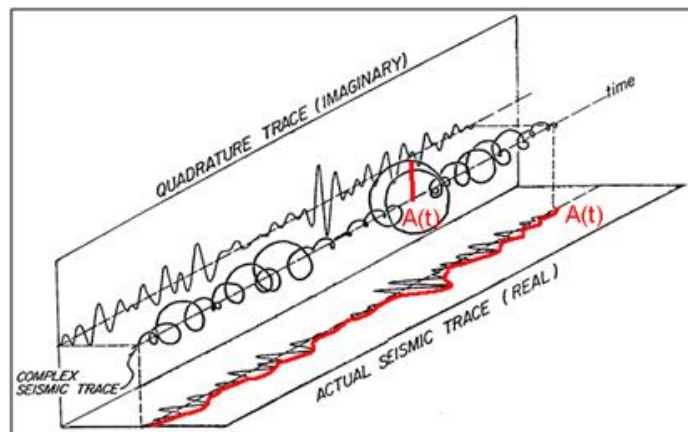
### 3.3.1 Cálculo de la traza de Cuadratura.

Para describir la traza sísmica, podría imaginarse un vector perpendicular al eje del tiempo, cuya longitud varía en el tiempo y que rota alrededor de dicho eje como una función temporal. La proyección del este vector rotatorio sobre el plano real genera la traza sísmica convencional ( $f(t)$ ), pero si es proyectado sobre un plano imaginario se obtiene la traza de cuadratura ( $f^*(t)$ ).

$A(t)$  es la longitud del vector y  $\theta(t)$  su ángulo con la horizontal. (Figura.3.)

A través de la aplicación de la transformación de Hilbert sobre la traza registrada se obtiene la traza de cuadratura imaginaria. La transformada de Hilbert se obtiene por el operador de convolución entre la traza real y función impulso  $\left(\frac{1}{\pi t}\right)$ . (Taner & Sheriff, 1997).

**Figura 3.** Componentes real e imaginaria de la traza sísmica compleja.



**Fuente:** Modificado de Taner & Sheriff, 1997

La traza sísmica convencional ( $f(t)$ ) puede ser vista como una medida de la energía cinética debido a la perturbación de las ondas sobre las partículas de un medio, mientras que la traza de cuadratura ( $f^*(t)$ ) puede ser vista como una medida de la energía potencial debido a que la energía cinética de las partículas en movimiento pasa a energía potencial en forma cíclica.

### 3.4 GENERALIDADES DE LOS CARBONATOS

Las calizas son rocas sedimentarias de origen fundamentalmente químico u organógeno, formadas al menos por un 50% de carbonato de calcio. Las de origen bioquímico se forman por la acción de los seres vivos. Estos fijan el calcio disuelto en el agua y lo utilizan para construir sus esqueletos en forma de calcita o aragonito, cuando estos mueren, sus esqueletos darán unas calizas formadas por calcita, también se depositan calizas en los fondos marinos como consecuencia del metabolismo de los seres vivos (Guerrero, 2001).

En adición al tema de la sedimentología y producción, los carbonatos también presentan cambios en las imágenes sísmicas por el contraste en la impedancia acústica. Chopra and Marfurt (2007) definen que las velocidades de los carbonatos, son en general, significativamente más rápidas que las velocidades que los siliciclastos a profundidades comparables. Para una frecuencia dada esto implica que la longitud de onda y por tanto la resolución vertical y lateral es baja en los carbonatos que en los siliciclastos además los carbonatos también tienen densidades mayores que los siliciclastos. La combinación de altas velocidades y altas densidades produce altas impedancias para los carbonatos en contraste con los siliciclastos de los alrededores, ahora los carbonatos producen altos coeficientes de reflexión en los límites de capa.

El contraste de reflexiones de carbonato sobre carbonato, generalmente son menores que el coeficiente de reflexión arena-shale resultando no solo en señales

que tienen baja resolución vertical y lateral sino también bajas amplitudes que las interfaces arena-shale. Si los carbonatos están cerca a la superficie, ellos generan retrodispersión, ground roll y reverberación de reflexiones en las cuales la velocidad puede ser indistinguible de las reflexiones de interés.

La relación geométrica para los carbonatos aunque es bien entendida, puede ser bastante sutil en datos sísmicos de bajas amplitudes y bajas frecuencias. Debido a que los carbonatos frecuentemente son depositados en aguas someras (solo el chalk se deposita en aguas profundas), es esencial para el interprete que los datos estén dentro de una secuencia estratigráfica estructurada. Por lo menos es importante saber donde estuvo la costa, si el carbonato estuvo expuesto subarealmente, y si es posible establecer la dirección del viento y las corrientes.

Debido a que los carbonatos están compuestos principalmente de carbonato de calcio y magnesio son sometidos relativamente rápido a alteraciones diagenéticas comparadas con las areniscas. La disolución y karstificación puede dar origen en primer lugar a modificaciones en la geometría del reflector.

Menos obvio pero igualmente importante es el efecto que tiene la diagénesis sobre la reflectividad interna. La diagénesis puede borrar totalmente las geometrías deposicionales, o bien dejando zonas en blanco comúnmente vistas en carbonatos de arrecifes y plataformas, o remplazando las geometrías originales con frentes diagenéticos (y reflexiones) que trascienden la geometría original de deposición.

Finalmente los carbonatos son frecuentemente asociados con ambientes deposicionales áridos, uno de los mas importantes es el sabkha. Evaporación prolongada del agua del mar puede resultar en la formación de yeso, anhidrita y bajo alguna circunstancia grandes depósitos de halita. En muchos lugares en el subsuelo, cavidades, fracturas y características de colapso son llenadas con anhidrita. El resultado es la formación de excelentes sellos para el reservorio de hidrocarburo. Sin embargo si el agua expuesta es insaturada en sulfato de calcio, anhidrita puede ser alterado a yeso o puede ser disuelto.

Además de las diferencias deposicional y diagenéticas, los carbonatos también se deforman como los sedimentos clásticos. En el proceso de deformación estructural las rocas carbonatadas son deformadas en forma frágil.

Los datos sísmicos proporcionan un buen soporte para la interpretación de los ambientes deposicionales de carbonatos. Los criterios son acuíferos, montículos, progradación de las pendientes y alto adelgazamiento de los sedimentos.

#### **3.4.1 Carbonatos vs Siliciclásticos**

Palaz y Marfurt (1997) explican que los carbonatos difieren significativamente de los siliciclásticos ya que ellos no son transportados, son precipitados orgánicamente o geoquímicamente en el lugar donde se encuentran. La generación de carbonatos tiene unos requerimientos específicos del ambiente. Por ejemplo el crecimiento orgánico de carbonatos requiere aguas limpias, temperaturas de agua específica y suministro de alimentos. La generación de los carbonatos ocurre a lo largo de las pendientes, plataformas o márgenes extendiéndose cientos de kilómetros, en contraste a la entrada de fuentes puntuales de siliciclastos en corrientes y ríos. Los ambientes favorables para la precipitación de carbonatos frecuentemente son favorables para la precipitación de evaporitas (sal y anhidrita), los cuales ya tienen una interpretación sísmica difícil a menudo se complica por el diapirismo de sal y disolución.

Una vez los carbonatos son creados son objeto de cambios radicales diagenéticos creando variaciones en la porosidad y permeabilidad que tienen poco o nada que ver con los límites estratigráficos originales. Tal alteración diagenética está ligada a rocas carbonatadas que son capaces de mantener empinadas laderas marginales y resistentes a las olas, estas estructuras no se ven en los terrenos siliciclásticos. Mientras que los siliciclásticos también son objeto de alteraciones

diagenéticas, la razón de la reacción química es de decenas a cientos de años, mientras que para los siliciclásticos esta en el orden de millones de años. Mientras los carbonatos pueden estar sometidos a exposición sub-aérea, la disolución y recristalización de la sílice puede requerir temperatura y presiones de por lo menos 300 m (por ejemplo en el Golfo de México) hasta 2km (en el mar del Norte). La estratigrafía de los carbonatos muestra mayor variación en el tiempo que la presentada por los siliciclastos. La textura y los estilos depositacional de los siliciclastos cambian un poco después de la evolución del suelo que retiene las plantas terrestres. En contraste la depositación en los carbonatos es objeto de cambios en la flora y fauna a través de la evolución, con algunos periodos mostrando construcciones de arrecifes, construcciones de montículos y otras precipitaciones orgánicas. Esta evolución de los carbonatos también esta acoplada a la evolución de la química del mar sobre el tiempo geológico. Mientras que los cambios climáticos como las glaciaciones, incremento de lluvias y aridez afectan tanto a los siliciclásticos como a los carbonatos, los carbonatos también son influenciados por cambios en la temperatura del océano y la salinidad.

Desde el punto de vista las velocidades en los carbonatos son rápidas y las densidades son mayores que la mayoría de los siliciclastos. Las velocidades asociadas con anhidritas pueden ser aun más rápidas. Estas velocidades rápidas resultan en la baja resolución lateral y vertical de los estratos de los carbonatos versus el espesor comparable de los siliciclastos. Cuando se sobreponen siliciclastos con densidades menores y velocidades más lentas, el tope de la reflexión de carbonatos es fácilmente reconocible en una sección sísmica, pero cuando esta rodeado de mas carbonatos, la reflectividad no es notoria y dando una apariencia transparente.

### 3.4.2 Condiciones para la depositación

A menudo los carbonatos son generados en lugares a través de una mezcla de procesos químicos y biológicos. Sarg y Schuelke (en Chopra and Marfurt 2007) resumen: “Las señales estratigráficas de las rocas carbonatadas resulta de la interacción de la tectónica, eustasia, sedimentación y procesos climáticos. Los procesos tectónicos y eustáticos causan cambios relativos del nivel del mar lo que controla el espacio disponible de acomodación para el sedimento. Las condiciones oceanográficas y climáticas controlan la cantidad y tipo de sedimento. Ellos afirman que: “La diferenciación de facies esta controlada por la geometría de la cuenca, el nivel de energía del agua y el tipo de sedimento. Grandes plataformas aisladas se desarrollan sobre configuraciones de rift, y alrededor de volcanes y montes submarinos en las configuraciones oceánicas. Plataformas adjuntas al continente o cuencas marginales son grandes rasgos lineales que se enfrentan con mar abierto. El perfil deposicional en gran medida depende de la profundidad de la cuenca y la rata de subsidencia al tiempo de la depositación. La diferenciación de facies depende de la relación del tipo de margen (arrecife, grain shoals, y sin restricción bancos de arenas) y la circulación de agua.”

La depositación de los carbonatos comúnmente requiere de aguas cálidas y poca profundidad. En adición, la generación orgánica de carbonatos requiere luz solar y aguas claras que no estén contaminadas de siliciclastos. Los carbonatos a menudo forman trampas estratigráficas que son asociadas con arrecifes, bancos de arenas y rampas. Si estos carbonatos retienen su porosidad, y si ellos están contruidos y si son enterrados por rocas de baja permeabilidad (como micritas, shales o anhidrita), pueden formar excelentes reservorios.

### **3.4.3 Análisis de facies sísmicas de los Carbonatos**

Según Skirius et al. 1999, los sistemas de carbonatos en virtud de sus complejidades inherentes, presentan muchos cambios cuando se intenta identificar y delinear un reservorio desde los datos sísmicos. Los reservorios carbonatados están en gran medida controlados por el ambiente de depositación original o facies y sobre todo, más adelante, por los cambios diagenéticos. En los carbonatos a diferencia de los sedimentos clásticos la porosidad y la permeabilidad pueden ser fuertemente dependientes de la diagénesis. Esto puede hacer reservorios de carbonatos extremadamente heterogéneos e impredecibles en el subsuelo. Además los cambios de facies en los carbonatos pueden ser sutiles y estar sobreimpresos por múltiples etapas de diagénesis, haciendo que la identificación de los límites del reservorio por cualquier medio, sea un reto particular.

Según Macurda (1997) la apariencia de las rocas carbonatadas en los datos sísmicos contiene información acerca del ambiente deposicional, litofacies, diagénesis, roca fuente y potencial reservorio. Las facies sísmicas carbonatadas pueden ser interpretadas a través del análisis de amplitud (relativamente fuerte en los picos y valles), frecuencia (numero de reflexiones por unidad de travel time) y continuidad (persistencia lateral de las reflexiones) de las reflexiones sísmicas. La geometría de las configuraciones de reflexión son los aspectos más variados de los datos sísmicos incluyendo paralelismo, progradación, montículos, draped y onlap. Cada geometría sugiere diferentes procesos que pueden ocurrir en diferentes ambientes deposicionales. La amplitud y la frecuencia también pueden diagnosticar rocas carbonatadas; una falta de continuidad es frecuentemente característica de las construcciones de los carbonatos.

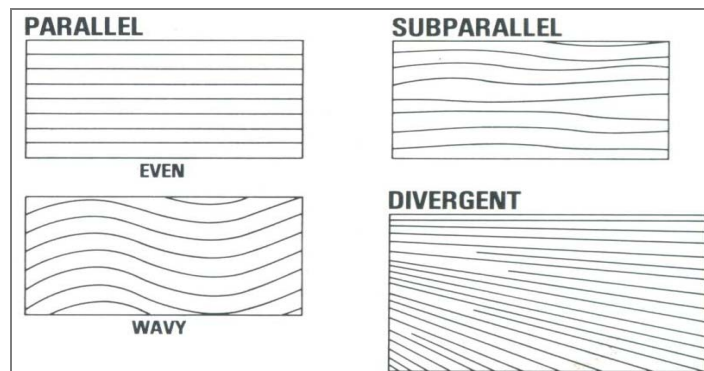
### 3.4.3.1 Configuración de la Reflexión

Hay cuatro configuraciones básicas de las reflexiones encontradas en los datos sísmicos. Estas son paralela o subparalela, progradante, montículos o draped, y onlap.

#### 3.4.3.1.1 Reflexiones paralelas, sub-paralelas y divergentes

Reflexiones paralelas o subparalelas indican que el espacio es disponible o empieza a ser disponible verticalmente; hay un incremento regional en el potencial de acomodación. Reflexiones divergentes en contraste indican que hay una diferencia regional en razón a la cual el potencial de acomodación está cambiando. No hay nada inherente en las reflexiones que indique si las reflexiones paralelas o subparalelas son rápidas o lentas (Figura 4).

**Figura 4.** Reflexiones paralelas, subparalelas y divergentes.



**Fuente:** Vail et, al. (1977)

Reflexiones divergentes usualmente implican deformación sinsedimentaria o suministro diferencial tales como los carbonatos de un margen que están creciendo rápidamente mientras el área de la cuenca no sigue su ritmo.

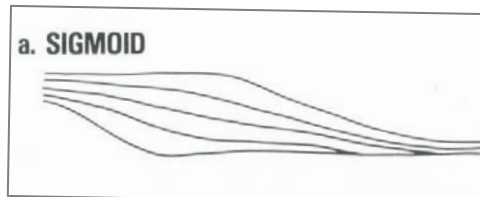
Los ambientes carbonatados se caracterizan por agradación en escala regional que incluyen rampas y plataformas de carbonatos, desde submareal somero a

intermareal a supramareal. La geomorfología que resulta de estos ambientes es un fuerte testimonio a la extensión regional de las capas paralelas. Los carbonatos frecuentemente están mezclados con las evaporitas, así las reflexiones paralelas involucran carbonatos que pueden ser encontrados en cuencas evaporíticas.

#### 3.4.3.1.2 Reflexiones Progradacionales

La progradación es uno de los patrones más comunes a ser diferenciados por el observador. La progradación adopta muchas formas y cada una tiene una consecuencia en la predicción de reservorios. Una progradación común es la sigmoide (Figura 5) la cual infiere que el espacio depositacional es disponible o comienza a ser disponible tanto vertical como en lateralmente. Este patrón es característico de carbonatos de márgenes de cuenca donde la rata de subsidencia es bastante rápida.

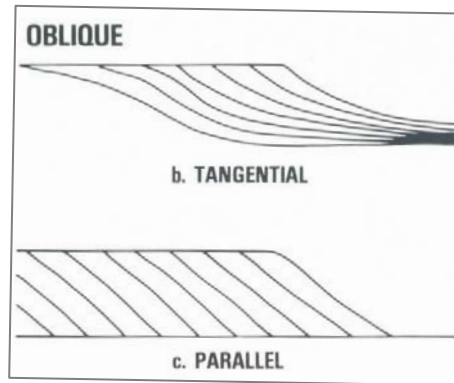
**Figura 5.** Reflexión progradante sigmoide



**Fuente:** Vail et, al. (1977)

La progradación oblicua en contraste con la sigmoide implica un estricto control sobre el espacio disponible verticalmente pero sin restricciones laterales (Figura 6). Estos patrones también pueden ocurrir en carbonatos sedimentados en ambientes de alta energía sobre la cresta de un arrecife pero ellos son limitados por altas energías y el nivel estático del mar los cuales limitan la acumulación.

**Figura 6.** Reflexión progradante oblicua



**Fuente:** Vail et, al. (1977)

La progradación compleja sigmoide – oblicua, es una alternancia de clinofomas oblicuas y sigmoides se puede producir por variaciones en la rata de subsidencia, fluctuaciones en la intensidad de la corriente y el clima que afecta la producción de los carbonatos (Figura 7).

**Figura 7.** Reflexión progradante compleja-sigmoide



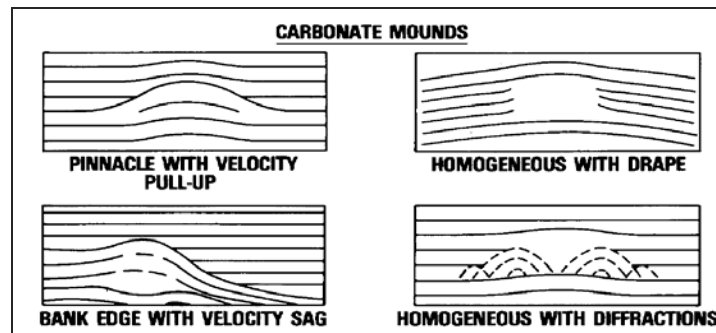
**Fuente:** Vail et, al. (1977)

#### 3.4.3.1.3 Reflexiones de Montículos y Draped

Las reflexiones de montículos y draped son las configuraciones más visibles a un observador (Figura 8). La suposición inicial es que ellos representan arrecifes o construcciones de carbonatos, pero se debe tener cuidado. La característica más importante es la forma convexa sin tener en cuenta su origen. Sin embargo se debe tener en cuenta si estas características geológicas son reales o no. Un número de fenómenos pueden producir estas reflexiones convexas como ruidos

producidos por artefactos geofísicos. Una vez eliminado el ruido se debe determinar si las reflexiones convexas son erosionales, construccionales, volcánicas o de naturaleza intrusiva. La mayoría de las acumulaciones orgánicas son encontradas en márgenes de plataformas o en los límites de las rampas de los carbonatos.

**Figura 8.** Reflexiones de montículos y draped



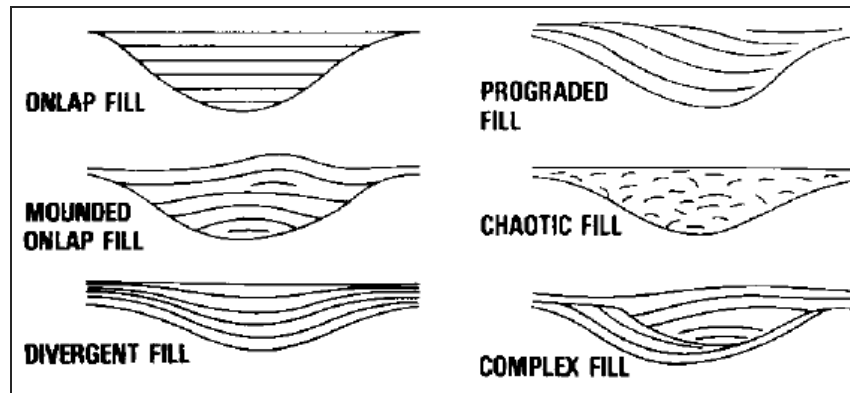
**Fuente:** Vail et, al. (1977)

Los cambios clásicos de facies van desde reflexiones paralelas que son caracterizadas por las altas amplitudes típicas de plataforma, a facies convexas que son discontinuas, bajas amplitudes representando las acumulaciones en reflexiones progradantes en ambientes de pendientes.

#### 3.4.3.1.4 Reflexiones de Onlap

Patrones de onlap indican una preexistencia de superficies con pendientes donde las reflexiones van a chocar. Este término es usado cuando las reflexiones chocan contra una superficie buzante (Figura 9).

**Figura 9.** Reflexiones de onlap.



**Fuente:** Vail et, al. (1977)

La ocurrencia de onlap en ambientes de aguas someras depende de un relativo aumento del nivel base para permitir que la fábrica de carbonatos aumente la producción

### **3.4.4 Otras características diagnosticas de los carbonatos**

#### **3.4.4.1 Amplitud**

Capas de sedimentos carbonatados generalmente muestran altas amplitudes. Esto puede ocurrir en un ambiente puramente carbonatado o zona mezclada con evaporitas, shale y magas. El alto contraste de impedancia va implícito. Las amplitudes usualmente son altas en configuraciones de plataformas y también esta asociadas a acumulaciones orgánicas. En contraste el interior de las construcciones de los carbonatos muestran bajas amplitudes esto se debe a la naturaleza masiva de la construcción o a la falta de algún horizonte continuo dentro de este. Los terrenos con karstificación también tienen altas amplitudes. Otra variación en la amplitud es la transición de caliza a dolomita. Las dolomitas pueden tener amplitudes más fuertes que las calizas adyacentes.

#### **3.4.4.2 Frecuencia**

La frecuencia es media por el numero de reflexiones sísmicas para un travel time (TWT) vertical. Dado que las frecuencias disminuyen con la porosidad y son a menudo altamente filtradas en procesamiento, es necesario ser consiente del TWT utilizado en la sección y los filtros aplicados a los datos durante la adquisición y procesamiento.

En general los carbonatos son caracterizados por bajas frecuencias que los siliciclastos. Parte de esto es función de su alta velocidad que ofrece menos resolución interna. Las facies progradantes tienen frecuencias variables.

#### **3.4.4.3 Continuidad**

No hay otro ambiente que pueda competir con los carbonatos de plataforma por la continuidad individual de las reflexiones sísmicas. Los ambientes de pendiente usualmente tienen reflexiones cortas debido a los procesos sedimentarios. Hay algunas configuraciones en los carbonatos de plataforma donde reflexiones discontinuas son presentadas dentro de la plataforma. Los depósitos de carbonatos con baja continuidad son las acumulaciones.

### **3.5 PETROFÍSICA Y FISICA DE ROCAS DE LOS CARBONATOS**

La petrofísica es una disciplina que integra conceptos de la Geología y la Ingeniería con el objetivo de determinar cuantitativamente las propiedades y los fluidos que están presentes en la roca. La clave para obtener un modelo o concepto realista de un yacimiento es la integración de la información geológica descriptiva y los datos petrofísicos numéricos ya que los datos geológicos contienen información tridimensional que no se encuentra en los datos petrofísicos. Los hidrocarburos se ubican en los poros o en las fracturas de las rocas, para

caracterizar un depósito de petróleo o de gas, se realizan mediciones como resistividad, neutrones y densidad para poder cuantificar la permeabilidad, saturación y porosidad.

### 3.5.1 Porosidad

Según Rodríguez (2006) las rocas en particular las calizas y dolomías, son cuerpos porosos, es decir, están formados por fases minerales solidas, entre las que se sitúan espacios vacios, ocupados por fases fluidas (aire, agua o aceite normalmente). Se denomina porosidad al conjunto de los espacios vacios que posee una roca.

La porosidad ( $\Phi$ ) de una roca se define como la relación del volumen poroso o volumen de espacios vacios, respecto al volumen total de la roca (ecuación 3.8).

$$\Phi = \frac{V_v}{V_t} \quad (3.8)$$

Donde:

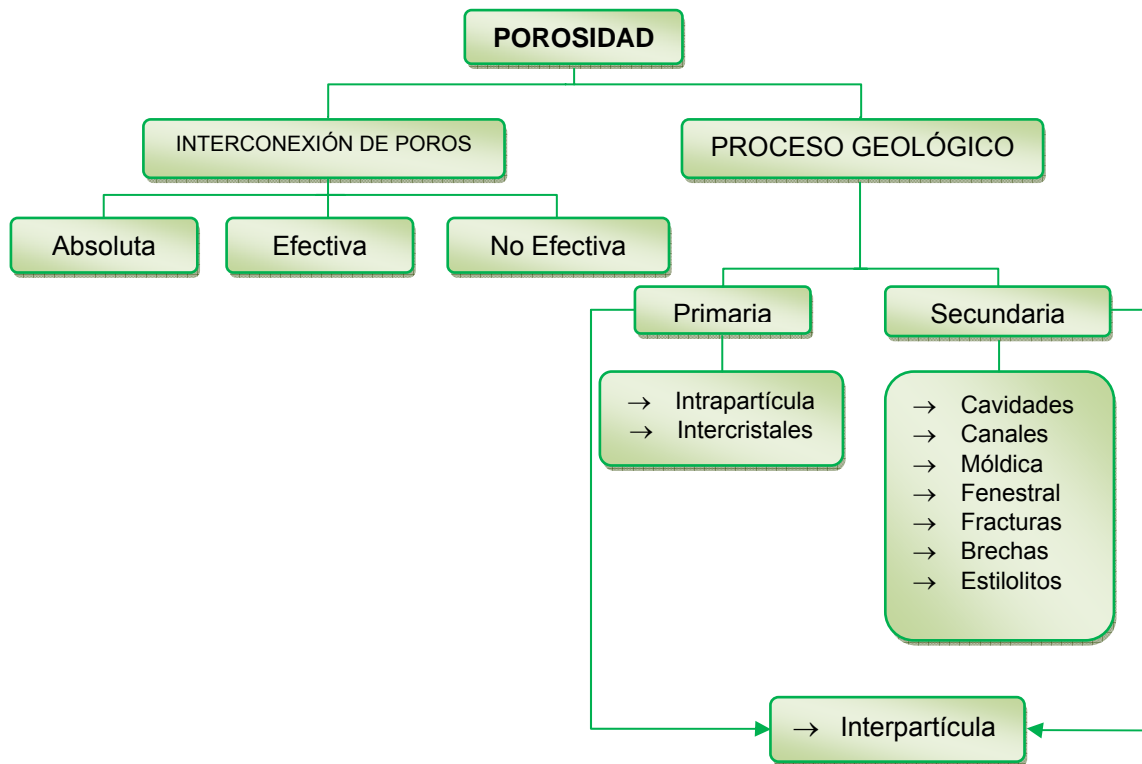
$\Phi$  = Porosidad

$V_v$  = Volumen de vacios

$V_t$  = Volumen de roca

### 3.5.1.1 Clasificación de la porosidad

Figura 10. Clasificación de la porosidad



Fuente: Autor

La clasificación de la porosidad depende de dos factores: la interconexión de los poros y el proceso geológico. De acuerdo a la interconexión del volumen poroso la porosidad se define en porosidades absoluta, efectiva y no efectiva. Durante el proceso de sedimentación y litificación de los sedimentos, algunos de los poros que se desarrollaron inicialmente pudieron sufrir aislamiento debido a varios procesos diagenéticos tales como cementación y compactación permitiendo que existan poros interconectados y otros aislados (Zafra, 2009).

#### 3.5.1.1.1 Porosidad Absoluta

Es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca este o no interconectado. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la falta de interconexión poral.

#### 3.5.1.1.2 Porosidad Efectiva

Es aquella que considera el volumen de espacios interconectados y que finalmente permitirá que haya flujo de fluidos. La porosidad efectiva es afectada por un número de factores como tipo litológico, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca, entre otros.

#### 3.5.1.1.3 Porosidad No efectiva

La porosidad no efectiva es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y la efectiva.

De acuerdo al proceso geológico que la formó se clasifica en porosidad primaria o intergranular y porosidad secundaria también llamada inducida o yugular.

- Porosidad primaria: se desarrolla al mismo tiempo que los sedimentos fueron depositados. Rocas sedimentarias de este tipo son areniscas (detríticas o clásticas) y calizas (no detríticas).
- Porosidad secundaria: ocurre por un proceso geológico posterior a la depositación de sedimentos. Puede ser debida a la disolución o fractura de la roca o cuando una roca se convierte en otra como es el caso del paso de la caliza a dolomita. Cuando las calizas presentan este tipo de porosidad, tienen gran potencial de almacenar hidrocarburos en sus fracturas.

La porosidad tiene un enorme impacto en la velocidad de las ondas P y S, usualmente un incremento en la porosidad puede resultar en una disminución de las velocidades de las ondas P y S, a menudo esta correlación es buena y permite que la porosidad pueda ser estimada de la impedancia (Avseth, 2005).

Choquette and Pray (1970) clasifican la porosidad dentro de los carbonatos en 15 tipos básicos los cuales combinados con otros elementos proporcionan una caracterización geológica detallada de casi todos los tipos de porosidad. Los tipos de porosidad mas importantes y frecuentemente observados son: interpartícula, intercrystalina, móldica, cavidad, intrapartícula, fractura y fenestral. El tipo de porosidad no solo determina la migración, almacenamiento y reserva económica de los hidrocarburos sino también determina las propiedades físicas de las rocas carbonatadas (Wang, 1997).

La velocidad sísmica en las rocas es afectada no solo por la porosidad sino también de manera más importante por el tipo y el contenido mineral, la forma del poro, la saturación, presión y la profundidad. Intuitivamente la velocidad sísmica no es más que una medida de la deformabilidad (compresibilidad y rigidez) de la roca, que a su vez depende de la forma y la cantidad de poros. Un poro plano y delgado es fácilmente deformable, luego las velocidades sísmicas son bajas para las rocas que contienen este tipo de poros. En contraste, cavidades redondas y agujeros circulares son duros a deformar, luego las velocidades sísmicas son altas a pesar de que la porosidad pueda ser alta.

#### 3.5.1.1.4 Porosidad Intercristalina e Interspartícula

La porosidad intercrystalina es la porosidad medida entre los cristales de aproximadamente igual tamaño, puede ser de origen primario o secundario. La porosidad interspartícula denota la porosidad medida entre las partículas de cualquier tamaño, es generalmente de origen primario (deposicional), aunque ocasionalmente es secundaria (post-deposicional). La relación entre las porosidades intercrystalina y la interspartícula es la alta área de superficie interna en

relación a la porosidad, entiéndase por área de superficie interna es la medida del área de la superficie de los poros. Tales poros usualmente son de forma irregular y angular lo que hace que sean fácilmente deformados.

#### 3.5.1.1.5 Porosidad Móldica e Intrapartícula

Los poros móldicos son creados en su mayoría por la solución selectiva de componentes individuales de las rocas carbonatadas. Tales constituyentes individuales pueden ser conchas, granos, sal o raíces de plantas. Usualmente estos poros tienen formas irregulares y son de origen secundario. Los poros intrapartícula e intercristales son poros dentro de partículas individuales, granos y cristales, muchos de estos poros son de origen primario. Las rocas con porosidad móldica e intrapartícula tienen una estructura fuerte pero baja área de superficie interna en la relación de la porosidad.

La velocidad en las rocas de porosidad móldica e intrapartícula es relativamente insensible a los cambios de presión y generalmente es alta debido a que ambos poros son difíciles de deformar.

#### 3.5.1.1.6 Porosidad de cavidades y canales

Las cavidades ocurren como el resultado de la solución y son de origen secundario. Los poros de canales son definidos con base en su forma, este término se utiliza para describir aquellos poros alargados, alongados, ellos son el resultado de la solución a lo largo de fracturas o el alargamiento de otros poros. Las rocas con porosidad móldica también tienen estructura fuerte y baja área de superficie interna en la relación de los poros. En términos de velocidad estas rocas se comportan con velocidades relativamente altas en una porosidad dada debido a su fuerte estructura y a la baja área de superficie interna.

Las rocas con porosidad de canal son usualmente fáciles de deformarse, el resultado de esto son rocas con velocidades relativamente bajas a una porosidad dada.

#### 3.5.1.1.7 Porosidad Fenestral

Poros fenestrales generalmente significan las aberturas que son mayores que los intersticios grano-soportados. Ellos básicamente son de origen secundario y son formados por la descomposición de sedimentos cubiertos por material algal, encogimiento durante el secado y la acumulación de bolsas de agua o gas poco después de la deposición (Choquete and Pray, 1970 en Wang, 1997). En términos de velocidad, estas rocas se comportan similarmente a las de porosidad intercrystalina. A una porosidad y presión dada ellas tienen relativamente bajas velocidades, pero cuando la presión incrementa, las velocidades incrementan debido a la deformación de los poros.

#### 3.5.1.1.8 Porosidad en Fracturas, Brechas y Estilolitos

La porosidad en fracturas es formada por fracturamiento. La única característica de las fracturas es que la velocidad depende de la dirección de propagación de las ondas relativa a la orientación de las fracturas (anisotropía) porque la roca es más compatible en la dirección perpendicular a la de las fracturas.

### 3.5.2 Permeabilidad

Es la medida de la capacidad de una roca para dejar fluir un fluido, la cual depende del tamaño y forma del grano y de la comunicación de los poros, por lo tanto también depende de las propiedades primarias de las rocas. La unidad básica de la permeabilidad es el darcy (D).

La permeabilidad del suelo suele aumentar por la existencia de fallas, grietas, diaclasas u otros defectos estructurales. Algunos ejemplos de roca permeable son las calizas y areniscas. Las areniscas con grandes poros tienen alta permeabilidad, mientras una arenisca de grano muy fino tiene una permeabilidad muy baja. Una caliza oolítica tendrá alta permeabilidad y una caliza intercrystalina

tendrá una baja permeabilidad. Mientras que las arcillas y el basalto son de permeabilidades muy bajas, casi impermeables.

### 3.5.3 Saturación

La saturación es la cantidad de fluido que contiene una roca y se expresa como un porcentaje del espacio poroso. Si una roca esta 100% saturada de agua, significa que todo el espacio poroso es ocupado por agua, pero generalmente en los yacimientos las rocas además de contener agua pueden contener gas o petróleo en cantidades variables. Para un fluido en particular como por ejemplo el agua, la saturación esta dada por:

$$S_w = \frac{V_w}{V_{poroso}} \quad (3.9)$$

Donde:

$V_w$  = volumen de agua en la roca

$V_{poroso}$  = volumen poroso total de la roca

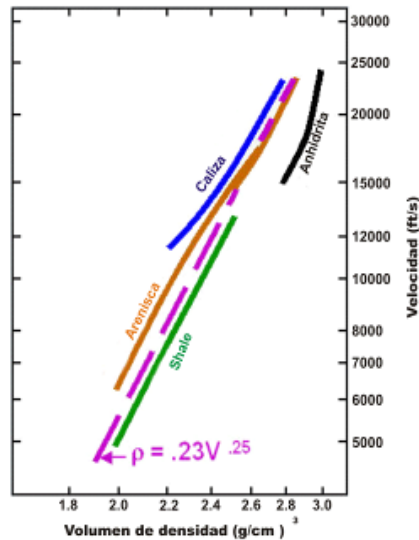
Conocer la relación básica de las propiedades físicas de las rocas es importante para evaluar como se ve afectada la velocidad por cambios en los módulos elásticos, la densidad y las condiciones ambientales. Los principales factores que afectan la velocidad son: la mineralogía, composición y densidad del fluido, el grado de cementación y densidad de la matriz, la porosidad, la compactación, la presión de poro, la saturación de agua y la presión de sobre carga. Si se conoce como estos factores afectan las propiedades físicas de las rocas se pueden establecer tendencias regionales y locales. Investigadores como Gardner y Castagna entre otros, han encontrado relaciones al graficar la velocidad de la onda P ( $V_p$ ) contra la velocidad de la onda S ( $V_s$ ) ó contra la densidad ( $RHOB$ ) y los resultados se han expresado en forma de ecuaciones como:

### 3.5.4 Ecuación de Gardner

Gardner (1974) muestra la relación entre la densidad ( $RHOB$ ) y la velocidad ( $V_p$ ) ajustando una curva que representara de la mejor forma esta relación para todas las litologías (Figura 11).

$$\rho = 0.23 V_p^{0.25} \quad (3.10)$$

**Figura 11.** Relación velocidad – densidad



**Fuente:** Gardner 1974

Castagna (1993) basado en el trabajo de Gardner halló la relación  $V_p - RHOB$  para cada litología: Arena, Shale, Caliza, Dolomita y Anhidrita, de las cuales se utilizaron las siguientes:

Caliza:  $\rho = 0.243 V_p^{0.225} \quad (3.11)$

Shale:  $\rho = 0.204 V_p^{0.225} \quad (3.12)$

Las unidades de  $V_p$  son [ft/s] y  $\rho$  [g/cc]

### 3.5.5 Ecuaciones de Castagna

Greenberg y Castagna (1992) en su trabajo de sustitución de fluidos de poro publican unas ecuaciones empíricas que relacionan la velocidad de la onda P ( $V_p$ ) con la velocidad de la onda S ( $V_s$ ) para varias litologías saturadas en agua como: Arena, Shale, Caliza y Dolomita. Las ecuaciones utilizadas fueron:

$$\text{Caliza:} \quad V_s = 1.030 + 1.017V_p - 0.055V_p^2 \quad (3.13)$$

$$\text{Shale:} \quad V_s = 0.867 + 0.770V_p \quad (3.14)$$

Las unidades de  $V_s$  y  $V_p$  son [km/s]

## 3.6 ESTRATIGRAFÍA DE SECUENCIAS

Vail y Mitchum (1977) definen la estratigrafía sísmica como una interpretación estratigráfica a partir de datos sísmicos. La estratigrafía secuencial se entiende como la expresión en el registro estratigráfico de la historia de los cambios del nivel del mar, en especial de aquellos debidos a factores eustáticos, que permiten correlaciones a escala global.

El objeto de la estratigrafía es predecir el tipo de depósito sedimentario que existe en un sector de la cuenca a partir del amarre de información multidisciplinaria en un área circunvecina. Se basa en la interpretación de terminaciones de reflexiones y patrones de facies sísmicas para predecir el ambiente y el tipo de roca.

El estudio de la estratigrafía de secuencias es regido por dos autores, uno de ellos es Vail, en donde se utilizan las discordancias o sus correspondientes concordancias para limitar secuencias; Galloway emplea superficies mayores de inundación marina para limitar “secuencias genéticamente relacionadas”, las cuales a su vez se constituyen por un ciclo regresivo seguido de otro transgresivo (Niño, 1998 en Reyes, 2008).

El gran desarrollo de la estratigrafía sísmica y el interés que ella ha tenido en el reconocimiento de unidades genéticas (entre ellas las secuencias deposicionales, Mitchum, 1977), en el conjunto de los materiales que rellenan una cuenca sedimentaria o un margen continental, ha dado al desarrollo de la estratigrafía secuencial. (Vera ,1994 en Reyes, 2008).

### **3.6.1 Terminología Básica**

A continuación se especifican los principales términos utilizados por Robert Mitchum y John Van Wagoner, 1991.

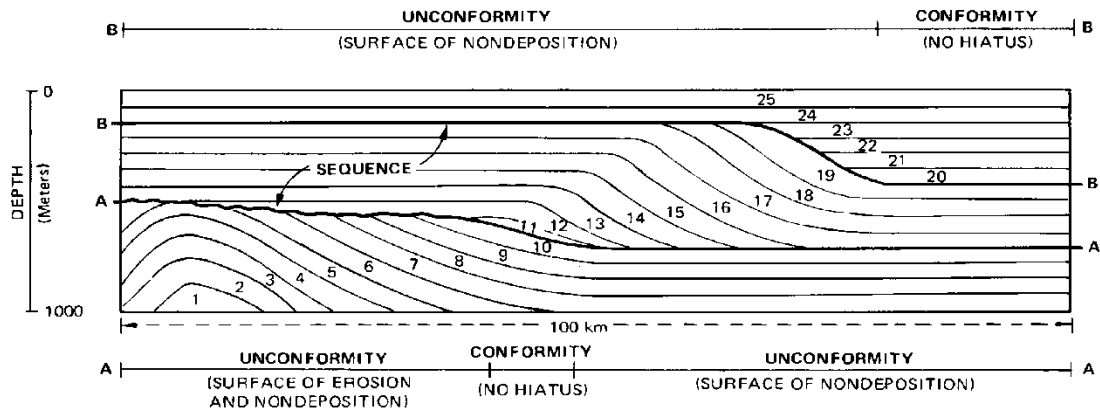
#### **3.6.1.1 Secuencia**

Unidad fundamental de la estratigrafía secuencial y se define como una sucesión relativamente conforme, de estratos genéticamente relacionados, limitados a la base y al techo por discordancias o conformidades relativas (Niño et al., 1977 en Reyes, 2008).

#### **3.6.1.2 Conformidad e Inconformidad**

Una conformidad es una superficie que separa estratos jóvenes de estratos antiguos, pero a lo largo de la cual no hay evidencia física de erosión o no depositación. Una inconformidad también llamada discordancia es una superficie de erosión o no depositación que separa estratos jóvenes de estratos viejos y representa un hiato significativo (Niño, 1998 en Reyes, 2008).

**Figura 12.** Secuencia estratigráfica



**Fuente:** Vail et, al. (1977)

### 3.6.1.3 Superficie máxima de inundación

Es una superficie de deposición en el tiempo en que la línea de costa está en su posición mas cerca a la tierra (es decir, el momento de máxima transgresión) (Posamentier & Allen, 1999). Esta superficie marca el momento de máxima inundación y separa el Transgressive System Tract del Highstand System tract, en la sísmica a menudo se presenta en forma de Downlap. ([www.spmstrata.org/seqstrat.html](http://www.spmstrata.org/seqstrat.html)).

### 3.6.1.4 Onlap

Reconocido en datos sísmicos por terminaciones de reflexiones de bajo ángulo en contra de una superficie sísmica de mayor pendiente.

### 3.6.1.5 Downlap

Son reflexiones de mayor ángulo que chocan con una superficie de menor ángulo, son comunes a la base de clinofomas progradacionales y usualmente

representan la progradación de un sistema de talud – cuencas de aguas profundas.

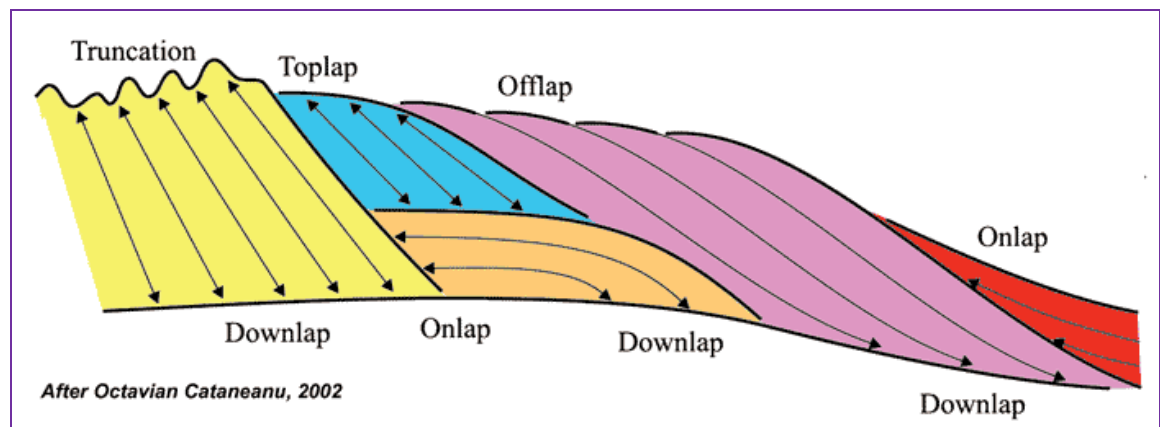
### 3.6.1.6 *Toplap*

Es la terminación de reflexiones inclinadas en contra de una superficie suprayacente de bajo ángulo.

### 3.6.1.7 *Truncación erosional*

Es la terminación de un estrato contra una superficie erosional suprayacente.

**Figura 13.** Terminaciones de los estratos



**Fuente:** Cataneanu (2002)

### 3.6.1.8 *Systems Tracts*

Son unidades estratigráficas asociadas genéticamente que fueron depositadas durante una fase específica de un ciclo en relación al nivel del mar (Posamentier, et al., 1988). Ellas son definidas sobre la base de delimitación de superficies, la posición dentro de una secuencia y el patrón de apilamiento de una parasecuencia. (Van Wagoner et al., 1988).

#### 3.6.1.8.1 Lowstand System Tract (LST)

Según Handford y Loucks (1993) la línea de costa es un ambiente dinámico y rara vez permanece estacionario por largos periodos de tiempo, puede migrar dependiendo de la eustasia, subsidencia tectónica y la rata de sedimentación. Migración de la línea de costa hacia el mar ocurre por una caída relativa del nivel del mar o en condiciones de lowstand (LST) dejando a su paso una plataforma externa. En ambientes de carbonatos los cambios relativos del nivel del mar ejercen un fuerte control sobre la producción y dispersión de los sedimentos. Si una plataforma tropical, marina es cubierta por 10 m de agua de mar, por ejemplo, una fabrica de carbonatos sana y productiva puede producir abundantes cantidades de sedimentos de carbonato. Sin embargo durante condiciones de lowstand cuando hay caída en el nivel del mar por debajo del margen de plataforma, la plataforma una vez inundada ahora es expuesta subarealmente y no puede producir sedimentos. La única parte productiva de la plataforma es la pendiente inmediatamente hacia el mar del margen de plataforma y su anchura depende de la pendiente del gradiente.

Como la producción de carbonatos sobre las plataformas continentales varia con el nivel relativo del mar, lo mismo ocurre con la cantidad y tipo de sedimento desprendido de las plataformas continentales en las laderas adyacentes de aguas profundas. Durante el highstand las plataformas de aguas someras producen gran cantidad de sedimento fino y ellos desprenden una gran porción de estos sedimentos a las pendientes adyacentes de la cuenca.

Procesos fluviales deltaicos o eólicos pueden progradar sedimentos siliciclásticos por todas partes a través de exposición subaérea de la plataforma durante el LST. Los carbonatos y los siliciclastos pueden coexistir pero la influencia de grandes cantidades de limo y arcilla y grandes volúmenes de agua fría proveniente de los ríos pueden terminar con la depositación de los carbonatos.

La karstificación en el lowstand ocurre cuando rápidas caídas del nivel del mar dejan la plataforma expuesta subarealmente y comúnmente sufren una metamorfosis en la geomorfología debido al desgaste por disolución.

La modificación de un terreno carbonatado dentro de un paisaje de karst conduce a una geomorfología única. Esto incluye colapso, disolución de sinkholes de varios tamaños, pozos verticales, valles ciegos, y valles secos y cuevas.

Durante un lowstand es posible observar sets de secuencias progracionales o agradacionales y los depósitos son desde valles cortados, márgenes de plataforma, deltas y abanicos.

#### 3.6.1.8.2 Transgressive System Tract (TST)

En sedimentos siliciclásticos marinos, un rápido levantamiento del nivel del mar puede forzar a que la sedimentación de depósitos terrígenos se retire con la línea de costa llevando a la depositación extensiva de los depósitos cercanos a la costa, esto es lo que se conoce como un TST (Handford y Loucks 1993).

En algunos casos un aumento relativo de nivel del mar sobre una plataforma de carbonatos puede producir inanición de sedimentos y el ahogamiento de la plataforma.

En la mayoría de las condiciones, sin embargo esta respuesta procede a través de tres condiciones:

1. Fase start-up: cuando la acumulación de los carbonatos va a la parte posterior del levantamiento relativo.
2. Fase catch-up: cuando la acumulación excede el levantamiento del nivel del mar y la plataforma aumenta hasta el nivel del mar.
3. Fase keep-up: cuando la acumulación se acerca a la tasa de levantamiento y la plataforma se mantiene muy cerca o en el nivel del mar.

La formación de carbonatos en sistemas transgresivos a través de plataformas continentales comienza con la inundación de la superficie erodada por el lowstand comúnmente de origen de karst la cual es mantenida por caliche. La transgresión

usualmente retrabaja los detritos superficiales mientras la fabrica de carbonatos produce nuevos sedimentos carbonatados.

El Transgressive contiene secuencias retrogradacionales y los estratos incluyen sistemas marinos de plataforma somera y depósitos de talud ricos en lodo.

#### 3.6.1.8.3 Highstand System Tract (HST)

La depositación del HST ocurre durante una parte tardía de un aumento eustático, una posición fija y la parte temprana de una caída eustática (Van Wagoner et al., 1988 en Handford y Loucks 1993).

Durante este intervalo de tiempo, la rata de sedimentación marina somera comúnmente excede la subsidencia y permitiendo la depositación agradacional a progradacional en la plataforma, borde de plataforma y pendiente (Sarg, 1988 en Handford y Loucks 1993). A pesar de la dependencia del espacio de acomodación y las condiciones locales del agua, la sedimentación en carbonatos es usualmente grande durante el nivel del mar en highstand porque la magnitud de la inundación de la plataforma es grande y por lo tanto la fábrica de los carbonatos es mayor.

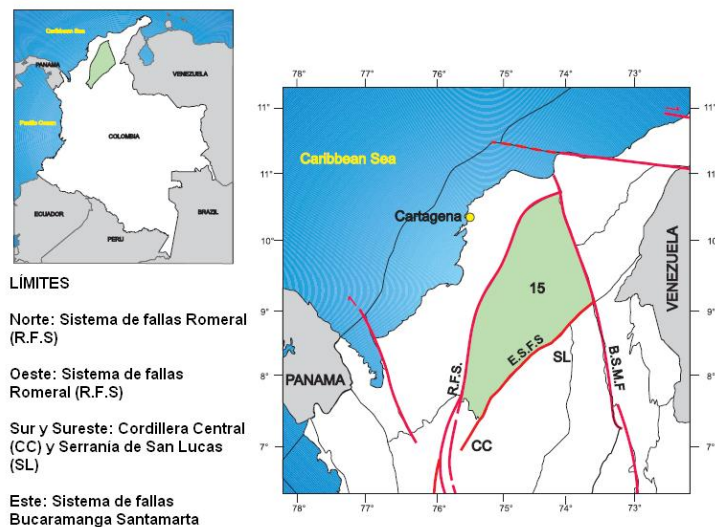
## 4 GEOLOGÍA DE LAS CUENCAS

### 4.1 CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA (VIM)

#### 4.1.1 Localización Geográfica

La cuenca del Valle Inferior del Magdalena (VIM) es una cuenca triangular transtensional, limitada al oeste y al norte por el sistema de fallas Romeral y al sur y sur-este por el complejo ígneo y metamórfico de la Cordillera Central y la Serranía de San Lucas, un límite que parece ser un importante sistema de fallas strike – slip (sistema de fallas del Espíritu Santo). El límite oriental de la cuenca es la porción norte del sistema de fallas Bucaramanga – Santa Marta (Figura 14). Un alto de basamento divide la cuenca al norte en la subcuenca Plato y al sur en la subcuenca San Jorge. (Información General: Ingeominas, 2006; Montes et al., 2005).

**Figura 14.** Localización de la cuenca del VIM.



**Fuente:** Colombian Sedimentary Basins.

Modificado:

Autor

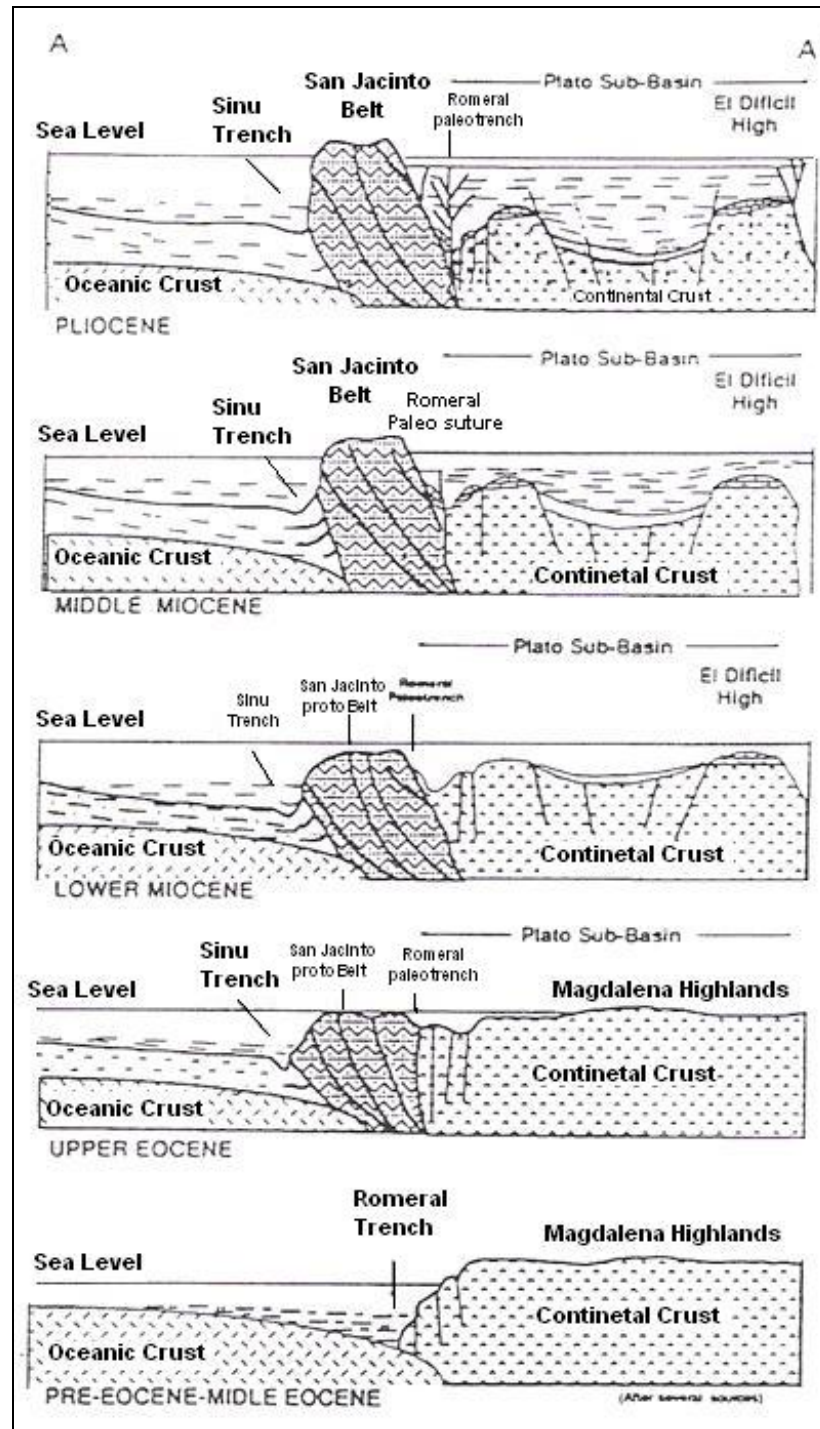
#### **4.1.2 Tectónica**

En el Cretácico Tardío, se cerró el límite Cretácico – Terciario, fue una colisión entre la corteza oceánica del Proto-caribe y la corteza Suramericana. En Colombia esta colisión de arco destruyó progresivamente el margen pasivo Mesozoico y diacrónicamente condujo a la maduración prolífica de hidrocarburos. (Pindell y Erikson, 1994 en Ortiz, 1995). El cinturón de Romeral fue formado en este tiempo.

Durante el paleoceno la zona montañosa del Magdalena comenzó a ser erodada (Figura 15). La colisión de la placa continuó causando el cinturón de Romeral hasta profundizar cada vez más. Amplia sedimentación flysh fue generada en esta área. En el Eoceno Medio un evento orogénico causó plegamiento, fallamiento y levantamiento de los sedimentos del cinturón de Romeral, creando el cinturón plegado de San Jacinto. Luego en el Eoceno Superior el incremento del Stress entre las placas Suramérica y Caribe causaron fallas normales y rotacionales que produjeron horst y grabens.

En el Oligoceno las zonas montañosas fueron invadidas por el mar debido a la tectónica extensional. Como consecuencia la depresión Plato comenzó a ser llenada con sedimentos clásticos en la parte baja y construcciones de carbonato bordeando este flanco (Cicuco y El Difícil). La transgresión marina persistió a través del Mioceno cambiando las condiciones desde marino marginal a marino abierto con altas tasas de subsidencia. La máxima superficie de inundación ocurre durante el Mioceno Medio en el sureste de la cuenca Plato. La disminución en la tasa de subsidencia versus el incremento en las tasas de sedimentación cambió las condiciones de marino a continental en el Mioceno Tardío.

**Figura 15.** Cross section esquemática mostrando la evolución del área de la Cuenca Plato desde el Pre-Eoceno hasta el Plioceno.



**Fuente:** Ortiz (1995).  
Modificado:

Autor

El Plioceno fue un periodo de compresión asociada con el fin de la Orogenia Andina que reactivó fallas y originó un evento de mayor fallamiento “strike-slip”. Las fallas de la Oca y Santa Marta – Bucaramanga son el mejor resultado de estas características. El stress compresional dio origen a diapirismo de lodo especialmente en el margen oeste del cinturón Plegado de San Jacinto, afectando e intruyendo los sedimentos (Duque-Caro, 1978 en Ortiz, 1995).

Finalmente una regresión ocurrió durante el Plioceno – Holoceno y el área se desarrolló dentro de la planicie aluvial de los ríos Magdalena, Caura, San Jacinto y Sinú.

De acuerdo con Duque-Caro (1978), la costa noreste de Colombia puede ser dividida dentro de dos elementos tectónicos separados por la paleosutura de Romeral:

1. Región Estable: sustentada sobre corteza continental que comprende la cuenca Plato y San Jorge. Gravimetría sísmica y registros de pozo indican que la región estable consiste de cuatro altos de basamento (Remolino-Pivijay, El Difícil, Cicuco y Cecilia) y cuatro depresiones (Piñuela, Pijino, Sucre y Cauca). El basamento se caracteriza por ser cristalino, a este basamento sobreyace una secuencia de rocas sedimentarias, estos sedimentos están caracterizados por calcáreos basales a sedimentos no calcáreos que gradan dentro de una caliza de espesor variable. A la caliza se sobrepone una espesa secuencia de shale marino intercalado con algunas areniscas que gradan a depósitos fluvio-deltaicos. Las depresiones fueron llenadas por sedimentos siliciclásticos con alguna contribución de detritos de carbonato provenientes de altos topográficos.
2. Región Inestable: sustentada sobre corteza oceánica e incluye los cinturones plegados de Sinú y San Jacinto. Esta región forma una cuña de sedimentos arriba de los 12 km de espesor, caracterizada por suaves pendientes y diapirismo de lodo. El cinturón de San Jacinto consiste de

rocas pelágicas del Cretáceo Superior, turbiditas del Terciario y depósitos fluviales y lacustrinos del Cuaternario que reflejan las oscilaciones del nivel base.

El régimen tectónico de la cuenca de Plato es predominantemente extensional con dominio de fallas normales que tienden en dirección NE – SW.

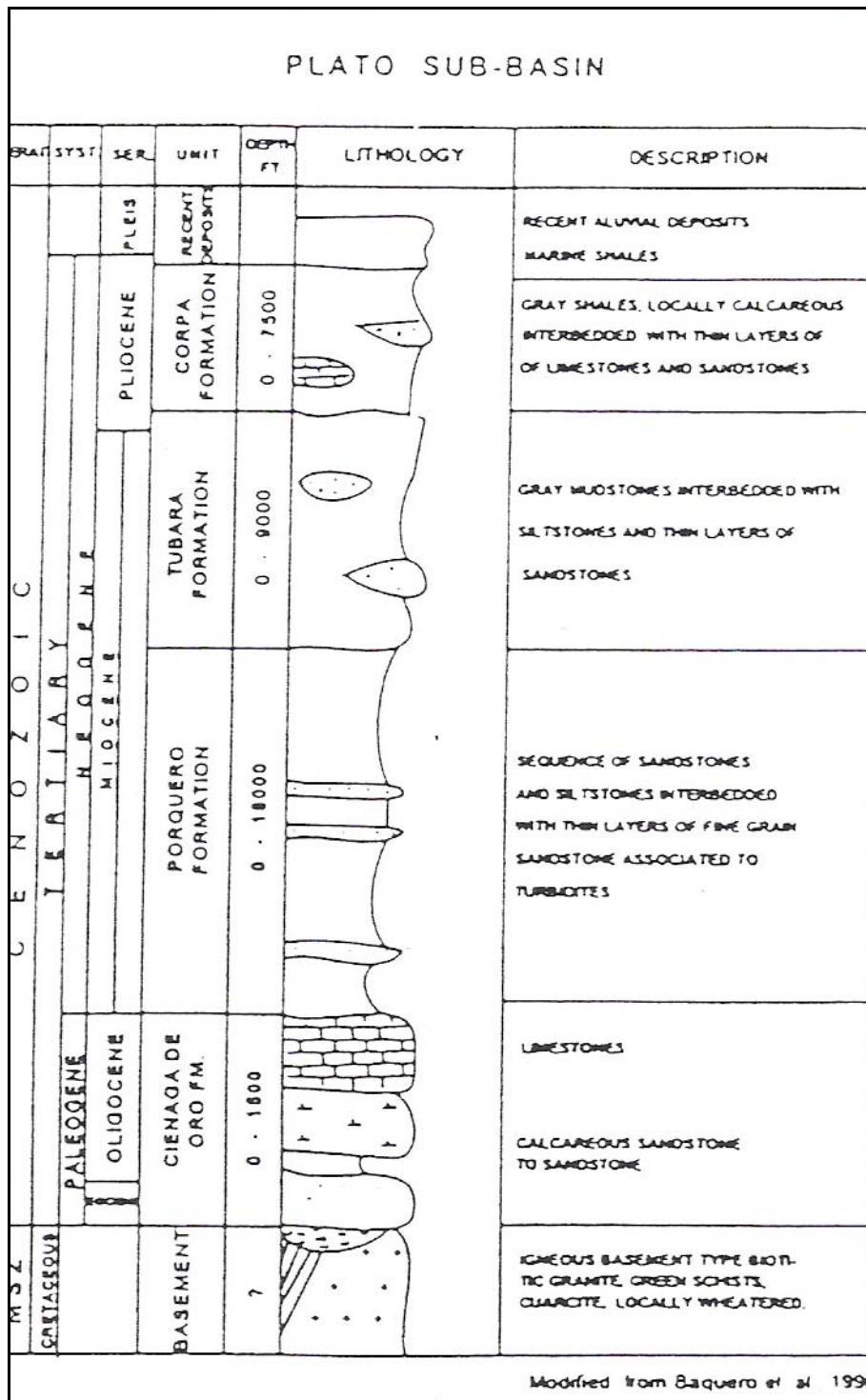
#### **4.1.3 Estratigrafía**

Durante la orogenia Preandina en el Eoceno Medio, la Cordillera Central y Occidental experimentan un levantamiento reactivado. Los sedimentos se soltaron de las zonas de alta montaña como abanicos aluviales que pasaron al oeste y al norte dentro de planicies aluviales. Por medio de estos procesos la sedimentación se extendió a través de la plataforma (Twinman, 1991 en Ortiz, 1995).

Eventualmente la plataforma no pudo retener más sedimento y los sistemas de progradación del delta comenzaron a llevar los sedimentos más allá de la costa original. Durante el Oligoceno la cuenca del VIM acomodó depósitos fluviales y deltaicos para balancear la subsidencia y la depositación. Sin embargo al inicio del mioceno el nivel del agua subió debido al incremento de la subsidencia o cambios eustáticos y la sedimentación marina comenzó a prevalecer en el área. El agua resultante más clara alienta al desarrollo de los carbonatos en las elevaciones en el área del VIM que proporcionan una situación ideal para el crecimiento orgánico (Twinman, 1991 en Ortiz, 1995).

En el Mioceno Medio – Temprano, incrementó rápidamente la profundidad del agua, combinada con movimientos tectónicos ahogó la acumulación de carbonatos y cesó la sedimentación de la Ciénaga de Oro.

Figura 16. Columna estratigráfica de la cuenca Plato.



Fuente: Ortiz (1995)

El registro estratigráfico de la Cuenca Plato es una compilación de datos de varias fuentes: Duque-Caro (1978), Ballesteros and Trujillo (1990) and Baquero (1994). Una breve descripción de cada unidad litológica presentada a continuación con énfasis en la Ciénaga de Oro (Ortiz, 1995).

#### **4.1.3.1 Basamento**

Compuesto por rocas ígneas y metamórficas cretácicas usualmente erosionado en su superficie. El pozo del Valle Inferior del Magdalena (VIM) perforó basamento compuesto de cuarcita.

#### **4.1.3.2 Formación Ciénaga de Oro**

Los sedimentos más antiguos de la Formación Ciénaga de Oro son del Eoceno Tardío al Oligoceno Temprano y son depósitos fluviales y lacustrinos que afloran al sur del levantamiento de San Jacinto al este de la falla Romeral (Duque-Caro, 1978 en Ortiz, 1995). Su máximo espesor es alrededor de 6000 ft. La superficie de la plataforma sobre la cual se depositaron los sedimentos de la Fm. Ciénaga de Oro fue relativamente plana (Tierras montañosas del Magdalena).

El miembro más importante de la Fm. Ciénaga de Oro es el miembro calcáreo en el VIM, ocurre sobre la plataforma del El Difícil en el sector noreste de la Subcuenca Plato. Las condiciones favorables para el crecimiento de los carbonatos en esta localización se desarrollaron durante el Oligoceno. Variaciones en el espesor de los carbonatos, distribución areal y litológica constituyen el resultado de la respuesta de la fábrica de carbonatos a los cambios en el nivel del mar, subsidencia tectónica y/o levantamientos y entrada de siliciclastos.

La otra construcción de carbonato importante es la conocida como caliza de Cicuco y ocurre al sur de El Difícil sobre el arco del Magdalena, pero difiere en su composición al tener más de arena. Esto representa la entrada siliciclástica surgida de la Cordillera Central en su tiempo de deposición.

En el difícil se encuentra un banco de carbonatos ricos en corales, coralinas, algas rojas y verdes desde el basamento a una altura de 600ft sobre el periodo del

Oligoceno al Mioceno Temprano. Al norte la sección equivalente que descansa sobre el basamento está compuesta de shale. El borde de la plataforma al Oeste y al Sur corresponde con fallas que van hasta el fondo de la cuenca.

#### **4.1.3.3 Formación Porquero**

Representada principalmente por shale pelágicos intercalados por areniscas y limolitas. Esta facies representa la transgresión que ahogó los carbonatos y siliciclastos de la Fm. Ciénaga de Oro. Una superficie de máxima inundación ocurre encima de la parte superior de la Fm. Porquero.

#### **4.1.3.4 Formación Tubará**

Representa el cambio en la configuración deposicional de marino a marino marginal – continental. Esta litología está compuesta de conglomerados, areniscas y lodos.

#### **4.1.3.5 Formación. Corpa**

Estos sedimentos marcan el cambio a sedimentos completamente continentales depositados en planicies aluviales de los ríos que cruzan la cuenca actualmente. Conglomerados, arenas, limolitas y lodolitas representan barras de canal, crevasse splays, flood plains y point bars.

#### **4.1.3.6 Depósitos del Holoceno**

Los sedimentos del Holoceno han sido depositados en las planicies aluviales, oxbow lakes y pantanos de varios sistemas de ríos anastomosados. Estos sedimentos usualmente no litificados consisten de lodolitas y limolitas intercaladas con depósitos de canales conglomeráticos a lodolitas arenosas.

#### **4.1.4 Ambiente de depositación**

El ambiente de depositación presente en el pozo del VIM es respuesta a las fluctuaciones del nivel del mar debido a eventos locales y globales (Scholle et al., 1983; Walker and James, 1992, en Ortiz, 1995).

En general la secuencia calcárea presente en el pozo del VIM se desarrolló en el margen de una plataforma carbonatada. Este margen fue caracterizado por acreción rimmed shelf con una pendiente que se extiende desde la cuenca hasta el borde de la plataforma, con suaves pendientes ( $<5^\circ$ ) (e.g. Conigilio and Dix, 1992, en Ortiz, 1995). Las condiciones climáticas prevalecientes fueron una mezcla de húmedo y semi-árido lo que podría explicar la lixiviación moderada en las partes altas de la secuencia, pero no hubo la suficiente agua meteórica para causar disolución o karstificación extensiva (e.g. Sun and Estaban, 1994 en Ortiz, 1995). El borde de la plataforma fue posicionado al lado oeste de la plataforma con arrecifes orientados en posición barlovento. Esto hace posible distinguir las zonas inferior y superior del borde de la plataforma en la secuencia calcárea. Ambas zonas de borde de plataforma marcan el ciclo más superficial de la depositación de los carbonatos en la Caliza de El Difícil. La parte delantera del arrecife se desarrolló en un perfil relativamente suave. Durante la mitad de toda la secuencia corazonada, un rápido levantamiento del nivel del mar cambió las condiciones a marino más abierto representando depósitos en suspensión en una peri-plataforma como consecuencia del ahogamiento incipiente de la plataforma carbonatada. Esta secuencia de poca profundidad es culminada hasta las facies de arrecifales con arenas relacionadas con arrecifes internos esqueletales. Más tarde surge la exposición subaérea al tope de estos sedimentos que fueron lixiviados por el efecto del agua dulce.

En términos de estratigrafía de secuencias, es posible reconocer de base a tope dos systems tracts separados por una máxima superficie de inundación. El primero, un systems tract transgresivo (TST), refleja el comienzo de la sedimentación de los carbonatos sobre el alto de basamento durante un periodo de constante levantamiento del nivel del mar que llevo a un incremento en el espacio de acomodación. El segundo, un systems tract highstand (HST), refleja una disminución en la rata de levantamiento del nivel del mar y un cambio de los depósitos hacia mas marinos debido a la disminución en el espacio de acomodación permitiendo la progradación (Ortiz, 1995).

## **4.2 CUENCA DE LA BAJA GUAJIRA**

### **4.2.1 Tectónica**

La región Caribe de Colombia muestra evidencias de una serie de eventos geológicos que afectaron el borde noroccidental de la Placa Suramericana, los cuales quedaron registrados en las cordilleras, serranías y cuencas sedimentarias. Estructuralmente, presenta un estilo transpresivo en la parte suroccidental (entre el arco de Panamá y Santa Marta), mientras en la parte noroccidental (desde Santa Marta hasta la Alta Guajira), presenta un estilo transtensivo, producto de la convergencia oblicua que ocurre entre las placas del Caribe y Suramérica. (López, 2005).

La Cuenca Guajira se encuentra localizada en el extremo norte continental de la región Caribe de Colombia, afectada por 2 fallas regionales de rumbo, que limitan las placas Caribe y suramericana. La falla de rumbo dextro-lateral de Cuisa, separa la subcuenca de la Alta Guajira, y Baja Guajira. La tectónica asociada, corresponde a fallas rumbo deslizantes, identificándose en la Alta Guajira, las depresiones de Chimare, Portete y Cocinetas. El sector oeste de la Baja Guajira

presenta una relación estrecha con las características geológicas y de producción de la Guajira costa afuera, en tanto que el sector oriental está asociado a las condiciones geológicas presentes en el Golfo de Maracaibo (ANH, 2010).

Durante el Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico más temprano, las condiciones tectónicas fueron relativamente estables. Sobre un terreno relativamente plano expuesto a leves subsidencias y sollevamientos, se produjeron sucesivas transgresiones y regresiones marinas desde el Paleozoico tardío hasta el Eoceno. Durante este tiempo se depositaron secuencias que sólo presentan leves discordancias entre sí.

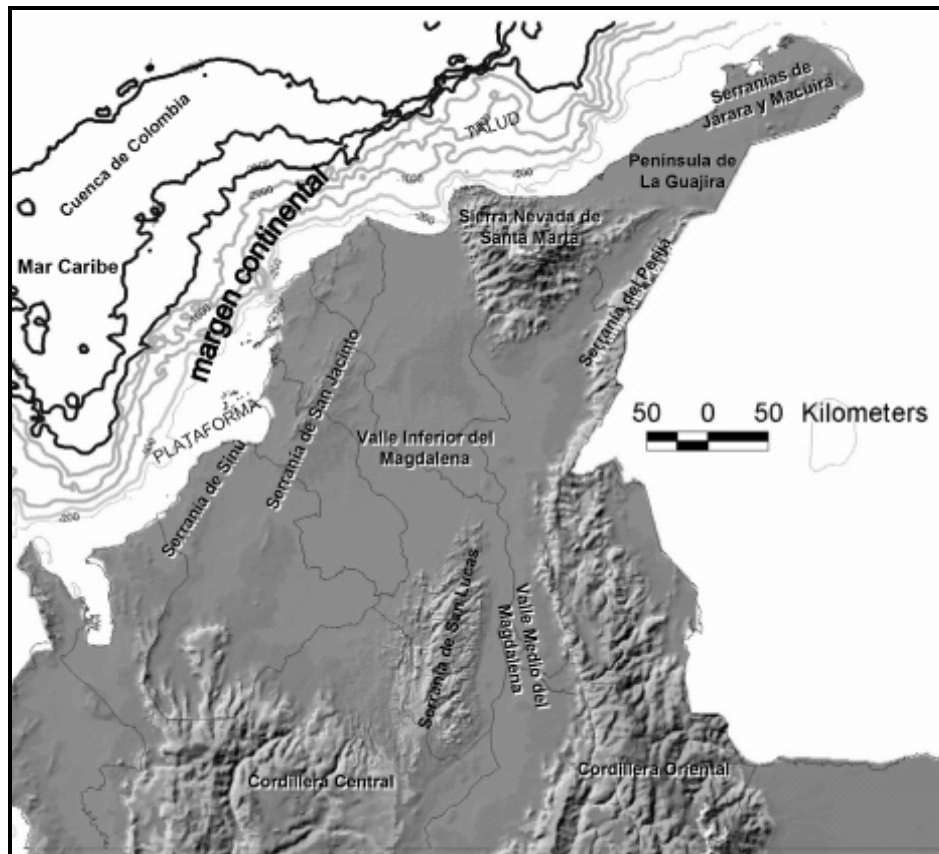
Desde el Eoceno, y el Oligoceno, y con mayor intensidad desde el Mioceno, la zona se vio sometida a esfuerzos compresivos por la convergencia de las placas del Caribe, Nazca y de Suramérica, que se resolvieron mediante fallamientos inversos y transcurrentes para acomodar el terreno al necesario acortamiento resultado de esa actividad tectónica. Esta tectónica produjo fallamientos inversos en las rocas competentes del basamento y plegamientos en las rocas menos competentes de la cobertura mesozoica y paleógena inferior. Así mismo, fallamientos transcurrentes acompañados de una importante componente de desplazamiento vertical. Esta tectónica aún está activa (Mercado, 2003).

La cuenca, está conformada por varios bloques corticales o terrenos geológicos distintos en edad y composición (Figura 17), que permiten postular cuatro grandes ciclos tectónicos: dos de los ciclos pueden definirse entre las orogenias de Grenville y Caledoniana, ocurridas durante el Proterozoico y Paleozoico. Un tercer ciclo se define entre la orogenia Alleghaniana y el inicio de la subducción bajo Suramérica durante el Mesozoico y un cuarto ciclo cierra con el levantamiento de los Andes durante el Cenozoico. (ANH, 2010).

Mercado (2003) reconoce cuatro bloques tectónicos limitados por megafallas: La Alta Guajira, cuyo límite sur es la Falla Cuisa. La Media Guajira, localizada entre la Falla Cuisa y la Falla Oca. La Sierra Nevada de Santa Marta, en el triángulo

formado por las fallas Oca al norte, Santa Marta – Bucaramanga al occidente y Cerrejón al oriente. Y la serranía de Perijá, desde la Falla Cerrejón al oriente hasta el Golfo de Maracaibo en territorio venezolano.

**Figura 17.** Elementos morfológicos regionales del Caribe Colombiano y geometría del talud continental.



**Fuente:** López (2005)

La Alta Guajira es una zona de serranías bajas conformadas por núcleos de rocas antiguas, que se han venido alzando y denudando desde el Oligoceno, rodeadas de planicies constituidas por secuencias cenozoicas que representan la paulatina regresión del mar.

La Media Guajira, en sentido geológico, es un bloque deprimido y basculado más de 2.000 m hacia el sur, de morfología plana, con miles de metros de espesor de

depósitos post-eocenos dispuestos sobre el basamento pre-oligoceno. Actualmente está en proceso de sollevamiento, y también se desplaza al oriente, a lo largo de la Falla Oca.

La Sierra Nevada de Santa Marta, constituida por las raíces del continente, elevada desde los niveles normales a los cuales se encuentra el basamento precámbrico, hasta por sobre los 5.700 msnm.

Y la serranía de Perijá, parte de la antigua cuenca mesozoica, alzada por fallamientos inversos de muy bajo ángulo, la principal de las cuales es la Falla Cerrejón, que expone rocas del basamento que sobrescurren rocas paleógenas.

El levantamiento de los terrenos produjo, a partir del Oligoceno, los consecuentes procesos de erosión, cuyos productos fueron a depositarse en los sectores deprimidos. La emergencia continua se manifiesta por secuencias depositadas desde entonces hasta el reciente, separadas por leves discordancias (Mercado, 2003).

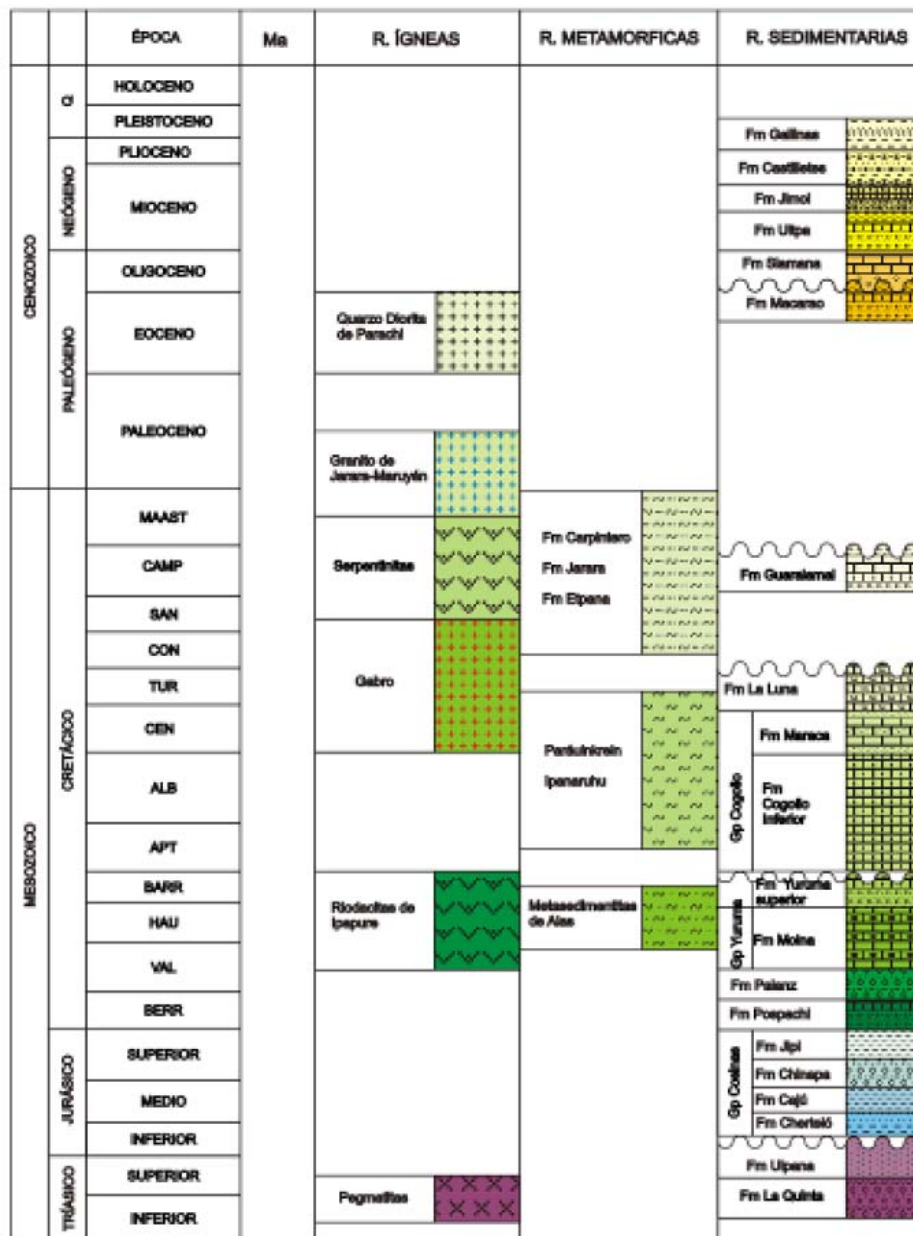
#### **4.2.2 Estratigrafía**

Las rocas sedimentarias de la cuenca de la Guajira están caracterizadas por una regresión en el Cenozoico (Krause, 1971), la cual consiste en rocas calcáreas y siliciclásticas del Cretácico y Terciario, depositados en diferentes ambientes tales como continental, deltaico, de plataforma, marino somero, y batial. Estas rocas yacen en contacto discordante sobre el complejo Precámbrico, y rocas ígneas y metamórficas del Paleozoico y Mesozoico (Hosie, 1994 en Plata, 2009).

El espesor de la Secuencia de sedimentos del Mioceno depositados en la cuenca llevó a Case (1990) a sugerir un posible cuenca pull-apart entre la falla de Oca y Cuiza (Hosie, 1994 en Plata, 2009).

A continuación se presenta una breve descripción de la estratigrafía de la Cuenca de la Guajira con énfasis en el Cenozoico debido a que en esta Era se encuentra la Formación geológica de estudio (Figura 18).

**Figura 18.** Columna generalizada de la Cuenca de la Guajira.  
**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DE LA CUENCA DE LA GUAJIRA**



Fuente: Ramírez, 2007 en Plata, 2009

#### **4.2.2.1 Paleógeno**

Según Mercado (2003), el paleógeno esta representado por secuencias marinas dispuestas en discordancias entre si, y representan fenómenos de solevantamiento del Eoceno temprano y medio, y de la fase Proto Andina del Oligoceno.

Rubio y Ramírez (2000) mostraron que durante el Paleoceno y Eoceno inferior hay un hiato estratigráfico debido a un periodo de exposición extensiva y sedimentación en el área norte de la falla Oca. (Plata, 2009)

##### 4.2.2.1.1 Eoceno

#### **Formación Macarao (E<sub>2m</sub>)**

Según Rollins (1960) la secuencia esta compuesta por areniscas micáceas glaucoíticas, finamente bandeadas de color amarillo pardo; arcillolitas seleníticas grises algo carbonosas, calizas masivas y fosilíferas. El espesor de la unidad puede alcanzar entre los 400 y 600 m. Se encuentra en contacto discordante, tanto en la base de la con la Formación Guaralamai, como en el techo con las formaciones Siamaná y Castilletes. (Mercado, 2003)

La Formación fue depositada bajo condiciones marinas poco profundas en una bahía. Para este autor, las calizas fueron depositadas probablemente costa afuera como bancos de corales y las arenas y arcillas en las lagunas traseras. (Plata, 2009).

Se le asigna una edad Paleoceno (Renz, 1960); Eoceno superior (Etayo-Serna et al., 1983). (Mercado, 2003).

#### 4.2.2.1.2 Oligoceno

##### **Formación Simaná**

Renz (1960) diferencia dos miembros; en miembro inferior formado por conglomerados con clastos de calizas, cuarcitas y rocas metamórficas; el miembro superior formado por calizas arrecifales, calizas lodosas, calizas arenosas, calizas margosas y margas de colores amarillo rojizo claro, y limolitas arcillosas grises. El espesor promedio de la formación es de 300 m. Las condiciones de depositación son un ambiente Arrecifal, marino somero.

Se encuentra en límite discordante sobre rocas pre-cenozoicas y con posible leve discordancia bajo la Formación Uitpa (MacDonald, 1964).

La edad asignada es de Oligoceno medio (Renz, 1960), Oligoceno superior (Lockwood, 1965). (Mercado, 2003).

##### **4.2.2.2 Neógeno**

Las unidades neógenas están representadas por sedimentitas marinas, poco consolidadas, dispuestas en posición subhorizontal y concordantes entre sí, aflorantes en al Alta Guajira y al norte de la Falla Oca. Representan las secuencias depositadas a medida que el mar se retira por el paulatino sollevamiento que sufre la Alta Guajira asociado indirectamente a la Orogenia Andina del Mioceno tardío al presente y a la interacción de la traslación con la placa Caribe.

#### 4.2.2.2.1 Mioceno

##### **Formación Uitpa (N<sub>1u</sub>)**

Según Renz (1960), la Formación Uitpa esta conformada por una serie de arcillas yesíferas intercaladas con calizas; según Mosquera et al. (1976) corresponde a

arcillolitas grises, verdosas e intercalaciones delgadas de lentes de arenisca calcárea en parte ferruginosa, calizas clásticas y conglomerados calcáreos. Limolitas calcáreas y arcillosas muy uniformes de color gris claro a pardo, blandas, con intercalaciones calcáreas parcialmente arenosas y glauconíticas; en la parte inferior de la formación son más abundantes las areniscas calcáreas que casi siempre son fosilíferas.

Se encuentra discordantemente sobre rocas precenozoicas, posible leve discordancia sobre la Formación Siamaná (MacDonald, 1964) y concordante bajo la Formación Jimol. Según Renz (1960) la localidad tipo tiene un espesor de 342 m; según Mosquera et al. (1976), la Formación Uitpa tiene unos 300 m en la zona de Puerto Chimare y unos 200 m en la zona de Cosinas.

Para Rollins (1965), la formación Uitpa se depositó aparentemente en un ambiente marino nerítico a marino profundo. (Mercado, 2003).

### **Formación Jimol (N<sub>1j</sub>)**

Renz (1960) y Rollins (1965) describen la unidad compuesta por calizas arenosas color pardo, generalmente fosilífera, alternada con limolitas calcáreas y lutitas. Las calizas suelen ser lodosas y contienen cuarzo y feldespatos. Areniscas de grano grueso con niveles conglomeráticos. Las calizas se disponen en lentes.

Rubiano et al. (1998) dividen la Formación Jimol desde el punto de vista de nomenclatura en tres unidades informales denominadas Inferior, Medio y Superior. El ambiente de sedimentación de la Formación Jimol varía desde continental hasta batial superior. Las unidades informales de la Formación Jimol se describen a continuación:

La unidad Inferior de la Formación Jimol está limitada a la base por una superficie de inconformidad que esta asociada a los diferentes eventos tectónicos regionales y al techo por una superficie de inundación. Esta unidad inferior otros autores la

llaman informalmente la Secuencia Clástica Basal (Castro et al., 1991) o unidad Basal (Teatin, 1991). La litología predominante de esta unidad son arenitas de grano grueso a fino, subangular a subredondeado con intercalaciones de “shale” y calizas biomicriticas.

La unidad media de la Formación Jimol esta limitada a la base y al tope por superficies de máxima inundación. Los contactos con la infrayacente Unidad Inferior y la suprayacente Unidad Superior de la Formación Jimol se interpretan como transicionales y netos respectivamente. Esta unidad Media otros autores la llaman informalmente la Caliza de Ballenas (Fischbuch, 1989), Secuencia de Carbonatos (Castro et al., 1991) o Unidad de Carbonatos (Teattin, 1991). La interpretación del ambiente de sedimentación para esta unidad varia de marino somero de alta energía a plataforma interna. Con base en los análisis bioestratigráficos se interpreta un ambiente de plataforma de carbonatos, aguas someras menores a 100 m de profundidad a plataforma interna.

Finalmente la unidad Superior de la Formación Jimol esta limitada en la base por una superficie de inundación y hacia el techo por una superficie de mínima relación. La parte más basal de esta unidad esta constituida por intercalaciones de arenitas gris oscura a negra, grano fino, algo calcárea, apretada y shale negro. La litología predominante es de tipo clástico (arenitas, shale y limolitas), sedimentadas en un ambiente de batial superior a marino somero.

La edad de la Formación Jimol según Renz (1960) es Oligoceno superior y para Etayo-Serna et al. (1983) es de edad Mioceno medio (?). (Mercado, 2003).

#### 4.2.2.2 Plioceno

##### **Formación Castilletes (N<sub>2c</sub>)**

Rollins (1965) describe la unidad compuesta por areniscas calcáreas, calizas arenosas y limosas muy fosilíferas de color amarillo pardo, con intercalaciones de arcillolitas. Son muy compactas y cementación resistente a la erosión. La base de la formación es una concordancia sobre las rocas de la Formación Jimol. El techo corresponde a la superficie actual del terreno.

Se le ha asignado una edad de Mioceno superior (Etayo-Serna et al., 1983). (Mercado, 2003).

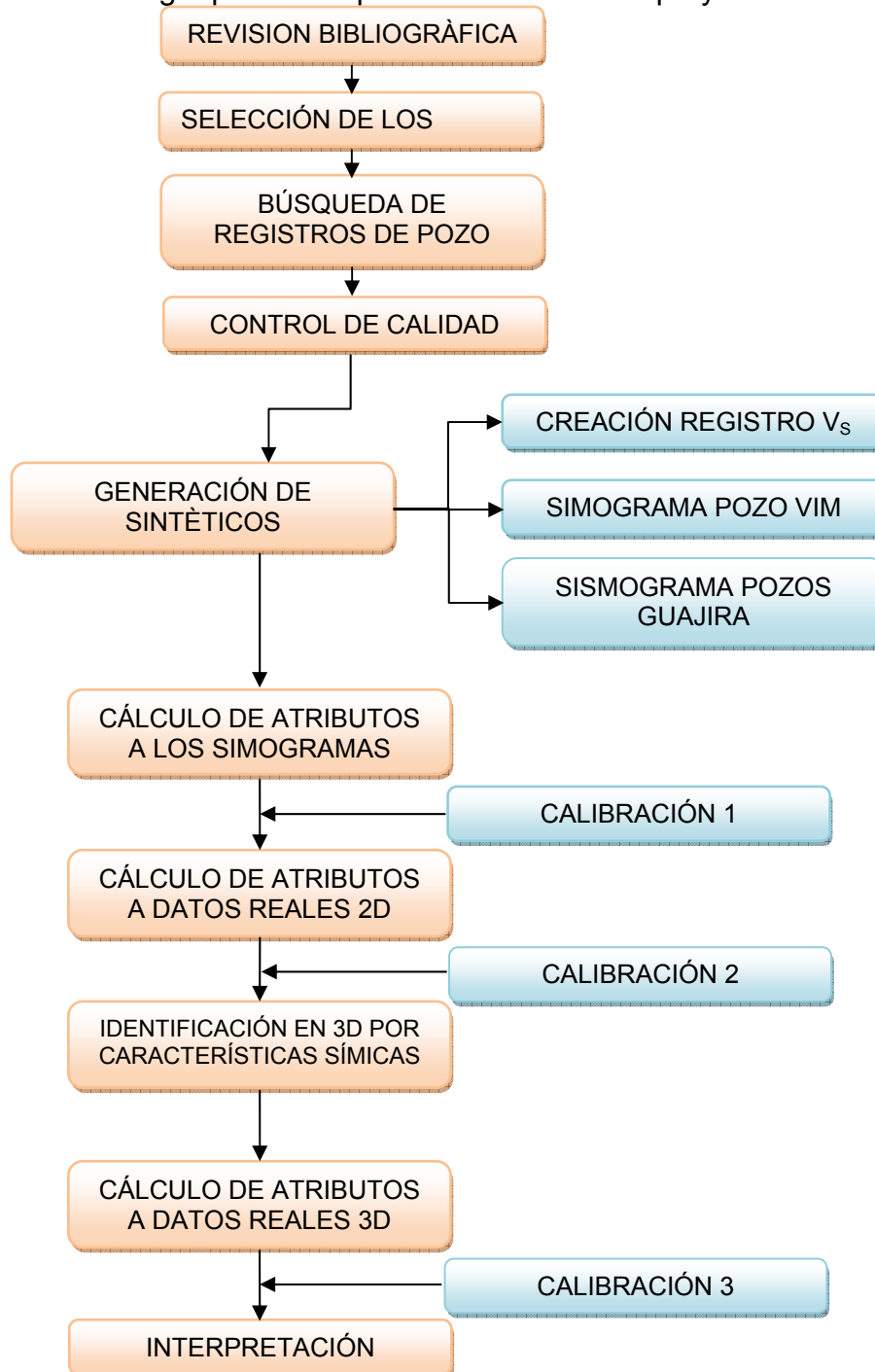
#### **4.2.3 Ambiente de deposición**

Según (Rubiano et al., 1998), en la cuenca de la Baja Guajira sobre la discordancia del Pre-Cretáceo se depositaron areniscas cuarzosas, calizas y shale de las Formaciones Rio Negro, Gr. Cogollo, La Luna y Formación Colón. Estas unidades estratigráficas en general presentan en la base ambientes continentales y a medida que se asciende en la columna estratigráfica cambian hasta llegar a ambientes de sedimentación de plataforma externa.

En la Baja Guajira no se han reportado unidades litoestratigráficas de edad Maastrichtiano – Mioceno Temprano sugiriendo que no fueron depositadas o que fueron erosionadas desarrollando una superficie de inconformidad en gran parte de la cuenca, sobre la cual se depositaron primero areniscas cuarzosas, lodolitas y calizas de la Formación Jimol en un ambiente que cambia de fluvial a plataforma interna y a Batial superior.

## 5 METODOLOGIA

Figura 19. Metodología planteada para el desarrollo del proyecto



Fuente: Autor

Para desarrollar los objetivos planteados inicialmente se desarrolló una metodología que contempla varias etapas descritas a continuación:

## **5.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA**

La primera etapa del proyecto consistió en la búsqueda de los atributos sísmicos que basados en la literatura eran buenos discriminantes de litologías, en especial de carbonatos. Los atributos seleccionados fueron los atributos instantáneos como Amplitud de cuadratura, Fase y Frecuencia Instantánea, ya que están relacionados con los cambios litológicos y son usados en la caracterización de reservorios además de ellos se escogieron atributos como Fuerza de reflexión y Similitud, útil en la caracterización de fallas, fracturas, canales y para definir geometrías y bordes.

## **5.2 DATOS**

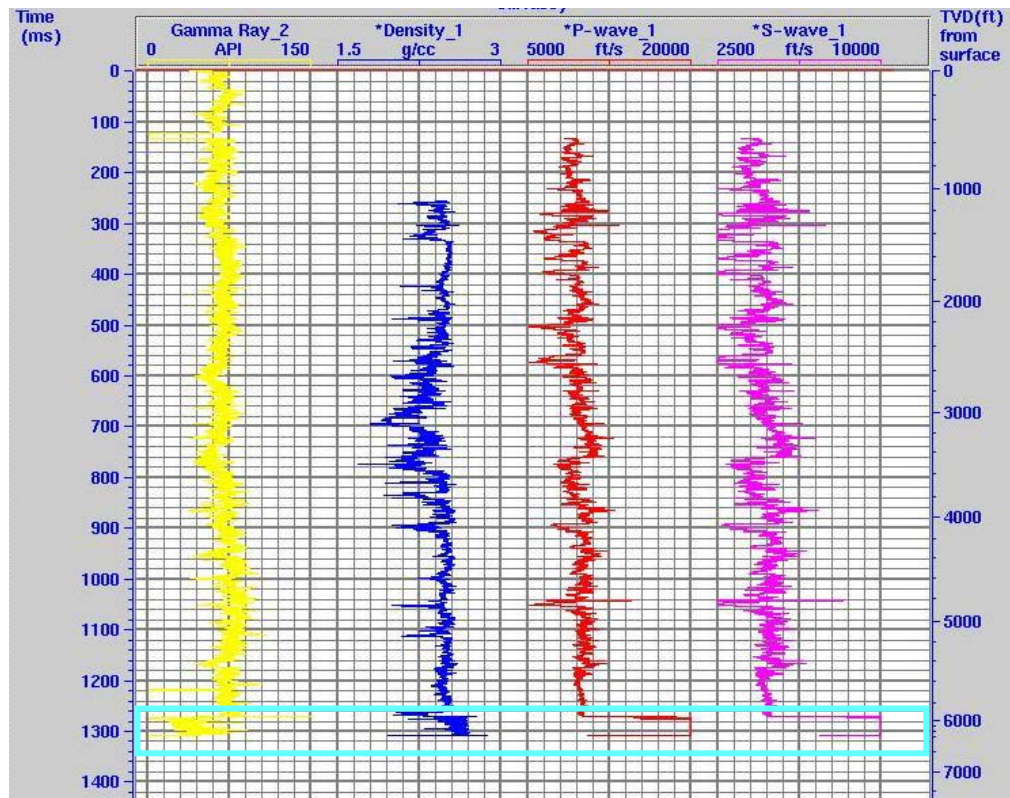
La segunda etapa consiste en la selección y búsqueda de los pozos y registros de pozo a utilizar, para ello se tuvo en cuenta que los registros además de estar corridos en el intervalo de los carbonatos debían presentar las curvas: sónico (DT), gamma ray (GR) y densidad (RHOB) principalmente. A los registros seleccionados se les realizó un control de calidad, este paso es muy importante y se realiza para saber cómo se encuentran los datos de entrada ya que de ellos dependen los datos de salida y las interpretaciones.

Los registros están sujetos a errores en medición por problemas ambientales y de la calidad de la herramienta, por esta razón es importante analizar la calidad de los registros. Para este estudio se verificó que las corridas correspondieran al intervalo de los carbonatos, que los registros fueran continuos y que las curvas de los registros no presentaran problemas en la herramienta.

En el desarrollo del proyecto se trabajaron siete pozos de los cuales uno está ubicado en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena (VIM) y los otros seis están ubicados en la cuenca de la Baja Guajira.

Para el pozo ubicado en la cuenca del VIM (Figura 20) fue necesario generar por medio de ecuaciones empíricas la curva de  $V_p$  debido a que el registro DT no se encontraba en el intervalo de los carbonatos. Para hallar dicho registro se utilizaron las ecuaciones que generó Castagna (1993) basado en el trabajo de Gardner, ecuaciones (3.9) y (3.10).

**Figura 20.** Curvas de los registros GR, RHOB, P wave y S wave respectivamente para el pozo del VIM



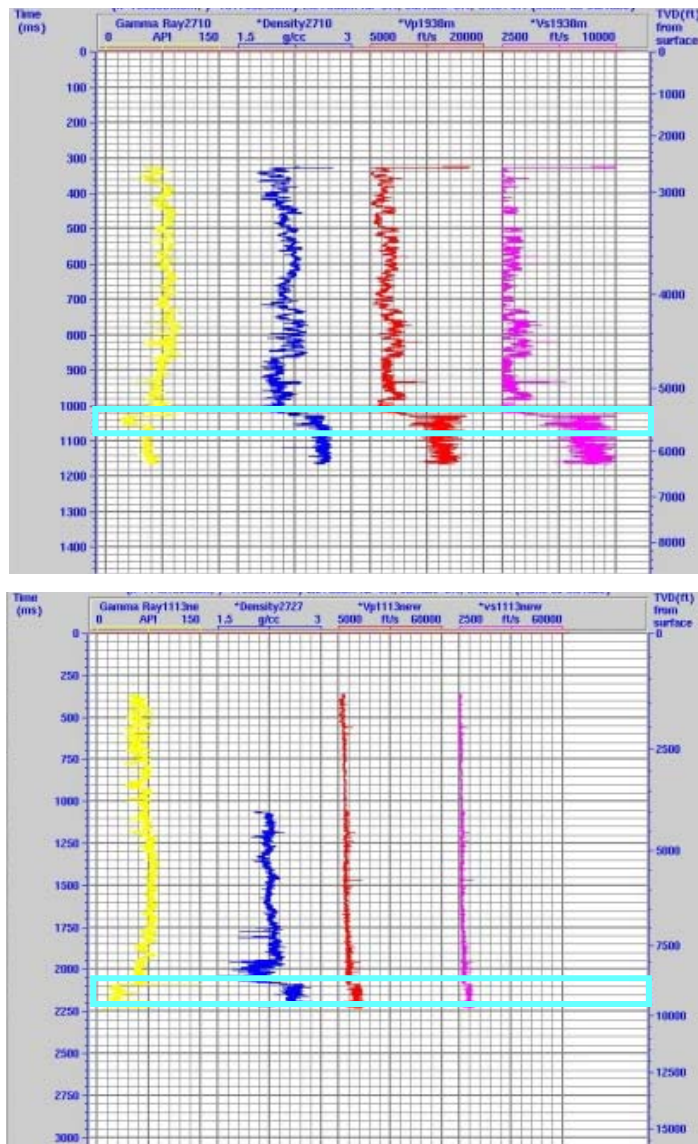
**Fuente:** Autor

El recuadro de color de la figura 20, muestra la zona de los carbonatos, el cambio fuerte de velocidades de la onda P (P wave) a una profundidad de 5950 ft

aproximadamente, es ocasionado porque la curva fue calculada por medio de las ecuaciones (3.9) y (3.10) como se mencionó anteriormente.

Para los pozos ubicados en la cuenca de la Guajira, las curvas de los registros se muestran a en la figura 21, el recuadro de color de igual forma indica la zona de los carbonatos.

**Figura 21.** Curvas de los registros GR, RHOB, P wave y S wave respectivamente para los pozos de cuenca de la Baja Guajira



Fuente: Autor

### 5.3 GENERACION DE SINTÉTICOS

La tercera etapa es la generación de los registros y sismogramas sintéticos a partir de los datos de pozo.

#### 5.3.1 Cálculo de $V_p$ y $V_s$

Las curvas de los registros RHOB y GR se tomaron directamente de los registros de pozo pero  $V_p$  y  $V_s$  se obtuvieron por medio de las siguientes ecuaciones:

La curva de  $V_p$  se calculó a través del registro DT de la siguiente forma:

$$V_p = \frac{1}{DT} \quad [km/s] \quad (3.15)$$

Como en este trabajo no se cuenta con un registro de  $V_s$  es necesario recurrir a ecuaciones empíricas para obtener un registro aproximado. En este caso se utilizaron las ecuaciones de Castagna (3.11) y (3.12), sin embargo el registro sintético  $V_s$  se utilizó solo como requisito para ingresar los datos al programa pero no se tuvo en cuenta para hacer cálculos. En las figuras 20 y 21 se pueden observar las curvas de cada uno de los pozos utilizados.

#### 5.3.2 Ondícula

Una ondícula es una señal transitoria en el dominio del tiempo, la cual tiene una duración finita, es decir tiene un principio y un fin, y su energía está confinada a estas dos posiciones de tiempo. (Yilmaz, 1987).

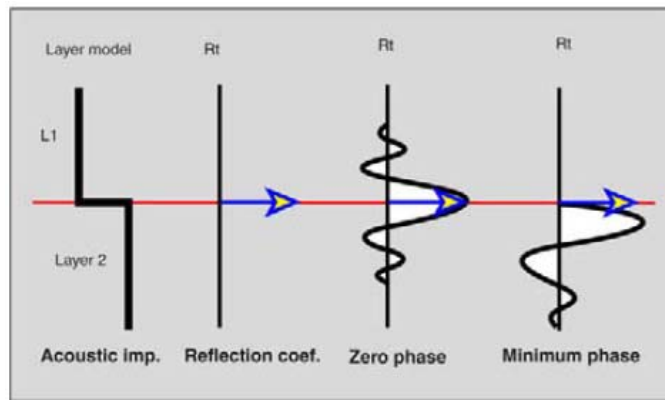
Hay dos formas básicas de ondículas sísmicas en el procesamiento de datos:

- La ondícula mínima fase, mediante la cual el inicio de la ondícula coincide con la posición exacta de la interface del subsuelo.

- La ondícula fase cero, mediante la cual la máxima amplitud de la ondícula coincide con la interface litológica.

La razón por la cual el procesamiento en fase cero es preferido del de mínima fase, es porque este reduce la longitud de onda e incrementa la resolución vertical de los datos sísmicos (Veeken, 2007). (Figura 22)

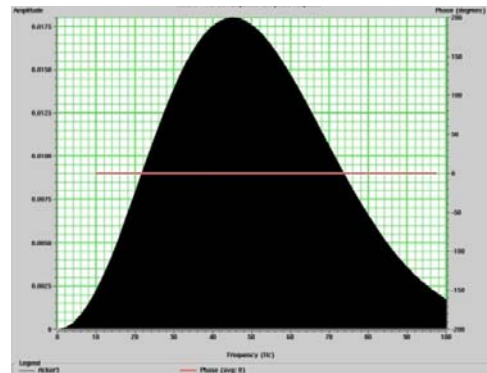
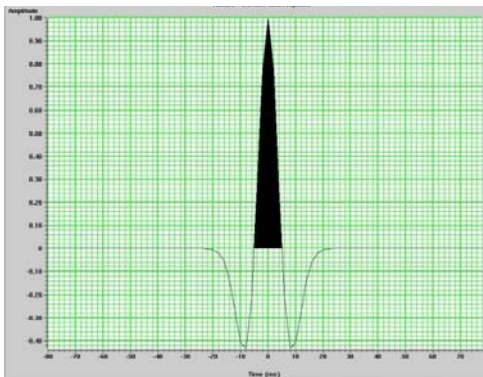
**Figura 22.** Ondículas típicas mínima fase y fase cero.



**Fuente:** (Veeken, 2007).

Para la construcción de una ondícula es necesario contar con los siguientes parámetros: el tipo de ondícula, la frecuencia pico, intervalo de muestreo y longitud de tiempo. La ondícula seleccionada en este caso es la ondícula de Ricker la cual es fase cero, la frecuencia pico es de 45 Hz, el intervalo de muestreo es de 2 ms y la longitud del muestreo es de 160 ms. (Figura 23)

**Figura 23.** Forma y frecuencia de la ondícula base



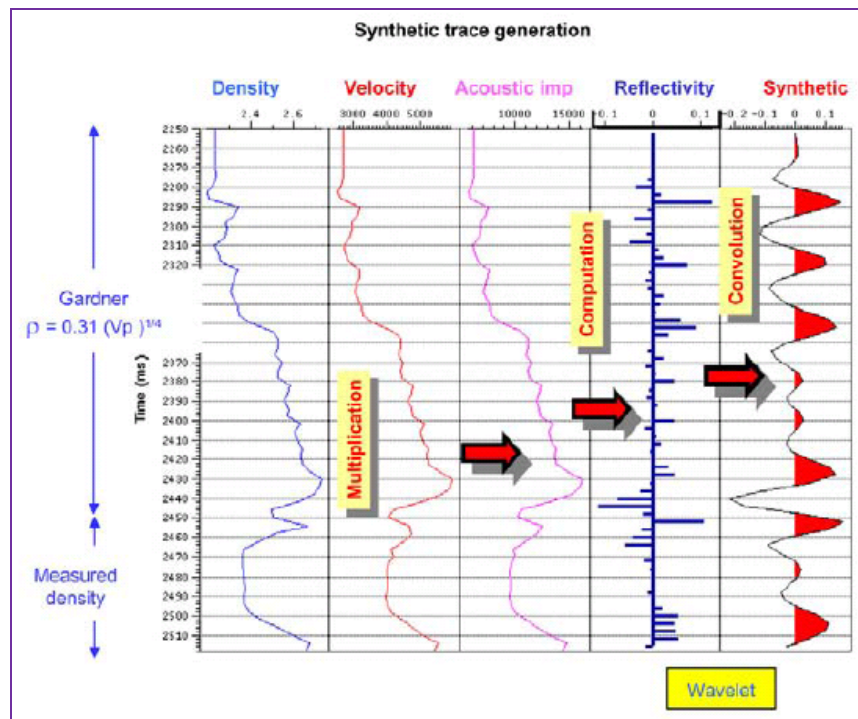
**Fuente:** Autor

### 5.3.3 Sismogramas sintéticos

Un sismograma sintético es la representación de la traza sísmica en la ubicación del pozo, obtenida al convolucionar la serie de reflectividad de la tierra con la ondícula. Esta traza es comparada con la traza real para correlacionar eventos. La elaboración del sismograma sintético se lleva a cabo a partir de los registros RHOB, GR, velocidad de la onda  $P$  ( $V_p$ ) y velocidad de la onda  $S$  ( $V_s$ ).

La figura 24 muestra el método de construcción de un sismograma o traza sintética, la velocidad es multiplicada por la densidad para generar un registro de impedancia acústica. El contraste de impedancias acústicas de cada punto de muestra es calculado y un pico de reflectividad es obtenido. La reflectividad de la traza es convolucionada con la ondícula sísmica y de este modo la traza sintética es generada (Veeken, 2007).

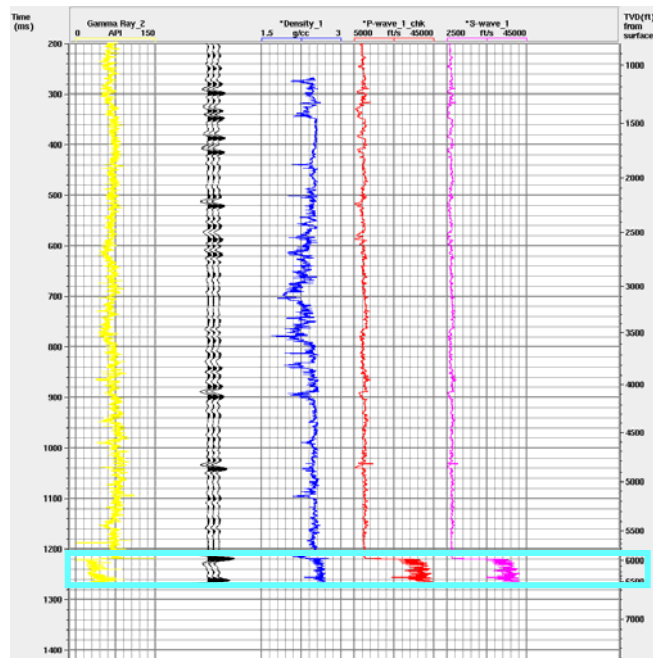
**Figura 24.** Método de construcción de la traza sintética.



**Fuente:** Veeken, 2007

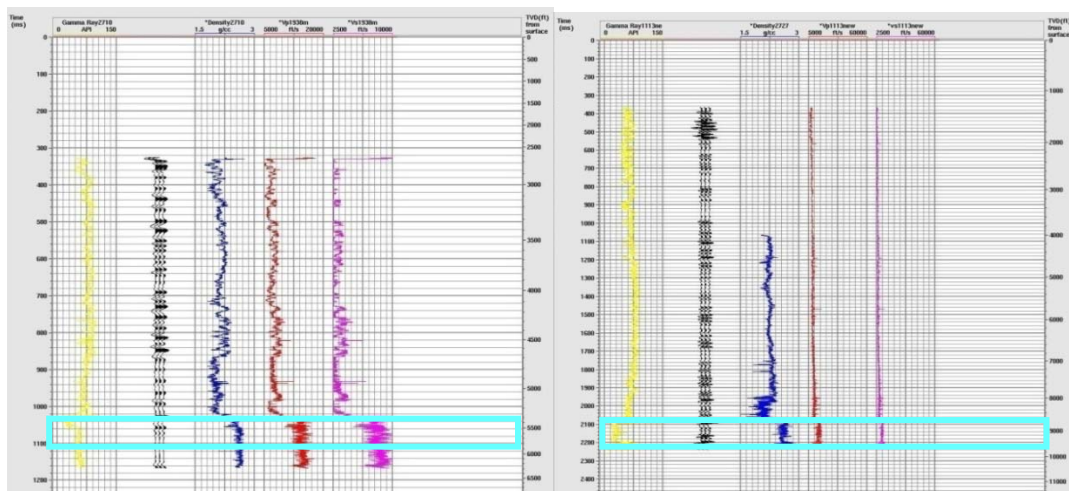
La figuras 25 y 26 muestran los sismogramas sintéticos para el pozo del VIM y para los pozos de la cuenca de la Baja Guajira respectivamente.

**Figura 25.** Sismograma sintético para el pozo del VIM. Las trazas negras indican el sismograma generado con la ondícula fase cero.



Fuente: Autor

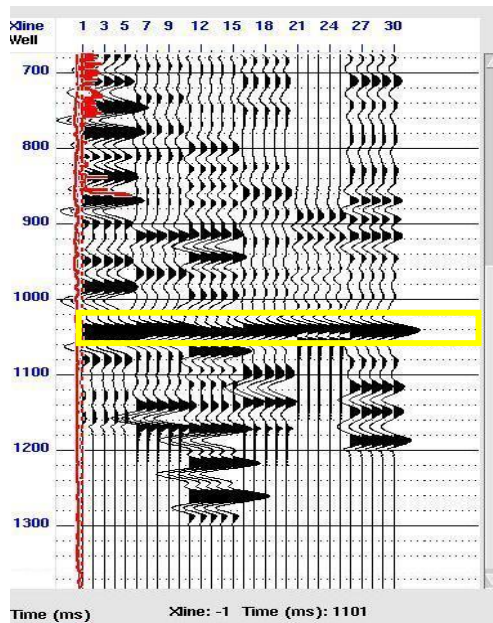
**Figura 26.** Sismogramas sintéticos para los pozos la cuenca de la Baja Guajira. Las trazas negras indican el sismograma generado con la ondícula fase cero.



Fuente: Autor

Debido a que la Formación Jimol se encuentra en los seis pozos seleccionados de la cuenca de la Baja Guajira, se generó un sismograma sintético compuesto que resulta de la concatenación de los pozos colocando la Formación Jimol a un mismo tiempo (Figura 27).

**Figura 27.** Sismograma sintético compuesto. La zona delimitada con el cuadro amarillo indica el horizonte de interés.

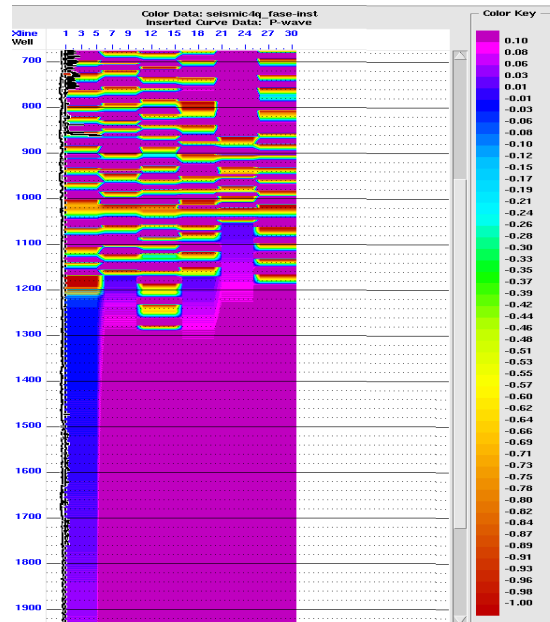


**Fuente:** Autor

#### 5.4 CALCULO DE ATRIBUTOS A LOS SIMOGRAMAS

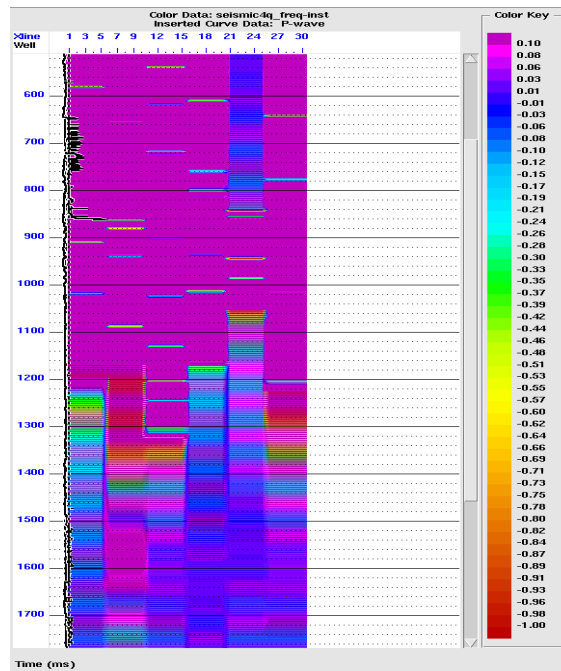
Una vez se tienen los sismogramas sintéticos el siguiente paso es el cálculo de los atributos de amplitud de cuadratura, fase y frecuencia instantánea para la caracterización de los carbonatos presentes en cada sismograma. La primera calibración consiste en el cálculo y análisis de los resultados de los atributos aplicados a los sismogramas del VIM y de la cuenca de la Baja Guajira Figura 28 y 29. Para observar el comportamiento de los datos con los atributos se realizaron cross plot para señalar las tendencias de la litología de interés.

Figura 28. Atributo de fase instantánea



Fuente: Autor

Figura 29. Atributo de frecuencia instantánea



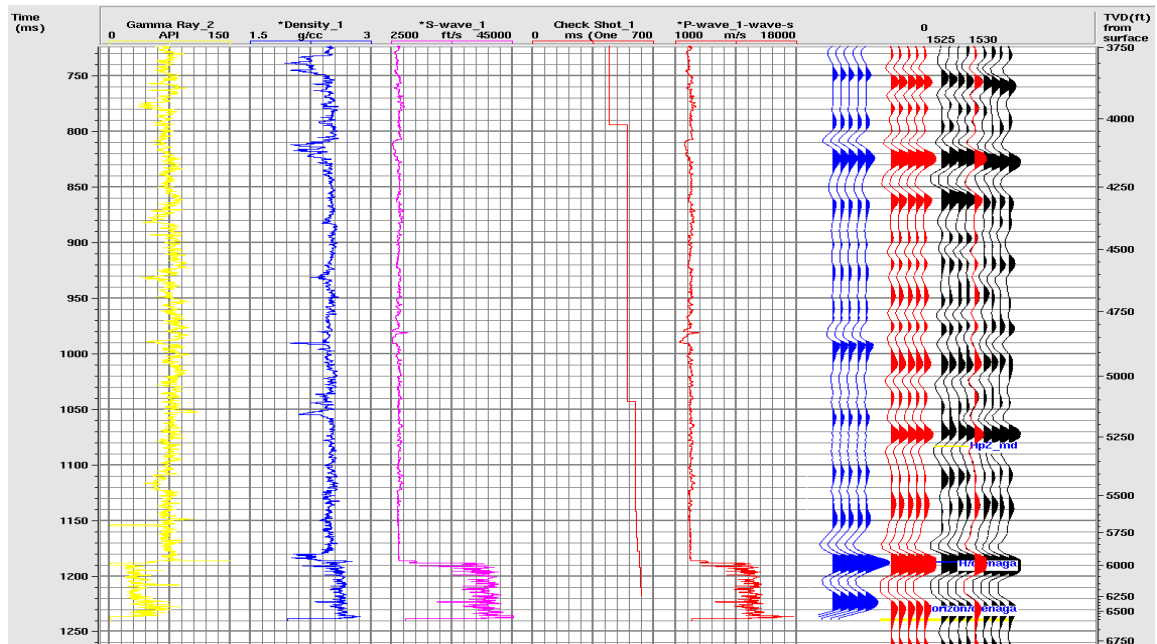
Fuente: Autor

## 5.5 CALCULO DE ATRIBUTOS A DATOS REALES 2D

La línea sísmica utilizada en la calibración de los atributos para la identificación de los carbonatos, esta ubicada en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena (VIM). En esta línea los carbonatos pertenecen a la Formación Ciénaga de Oro que fue depositada sobre un alto de basamento, para identificar el reflector de los carbonatos, se realizó el amarre del pozo del VIM que esta ubicado a una distancia de 70 m aproximadamente con la línea sísmica. (Figuras 30 y 31).

Para realizar el amarre del pozo es necesario integrar el registro sísmico calibrado con el checkshot del pozo y de esta forma se puede obtener una conversión de tiempo – profundidad mas acertada.

**Figura 30.** Correlación de los pozos con los datos sísmicos.



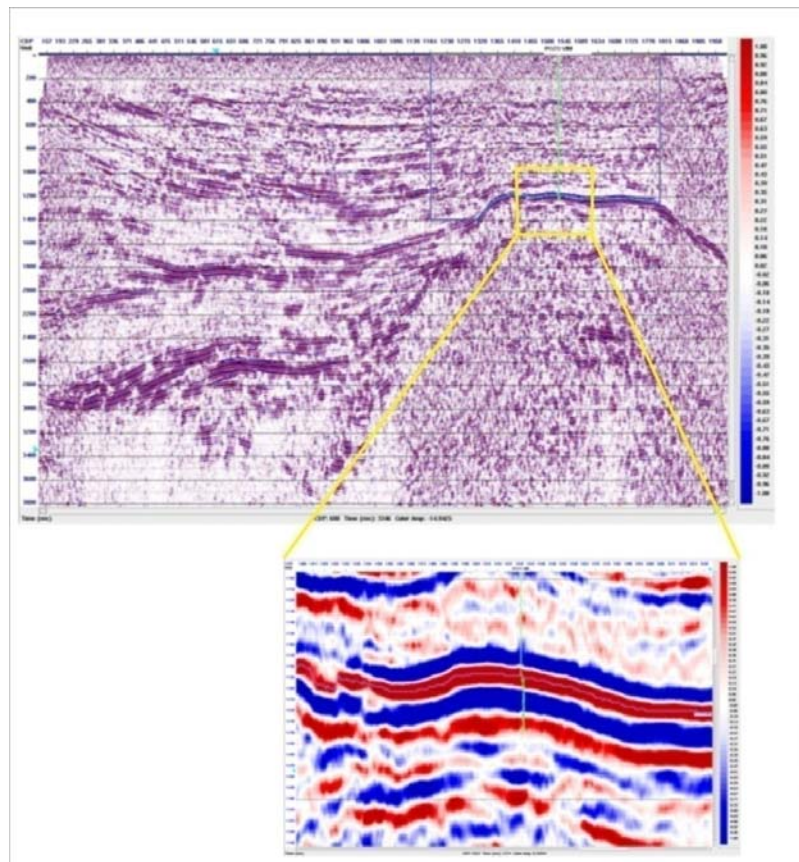
**Fuente:** Autor

En la figura 30, las trazas azules representan el sismograma sintético; el grupo de trazas rojas representan la traza extraída de la sísmica y mas cercana al pozo que es repetida varias veces para mejor visualización; el grupo de trazas negras representa un grupo de trazas de la sección sísmica

La figura 31 muestra el pozo del VIM localizado sobre la línea sísmica, el reflector rojo indica los carbonatos de la Formación Ciénega de Oro.

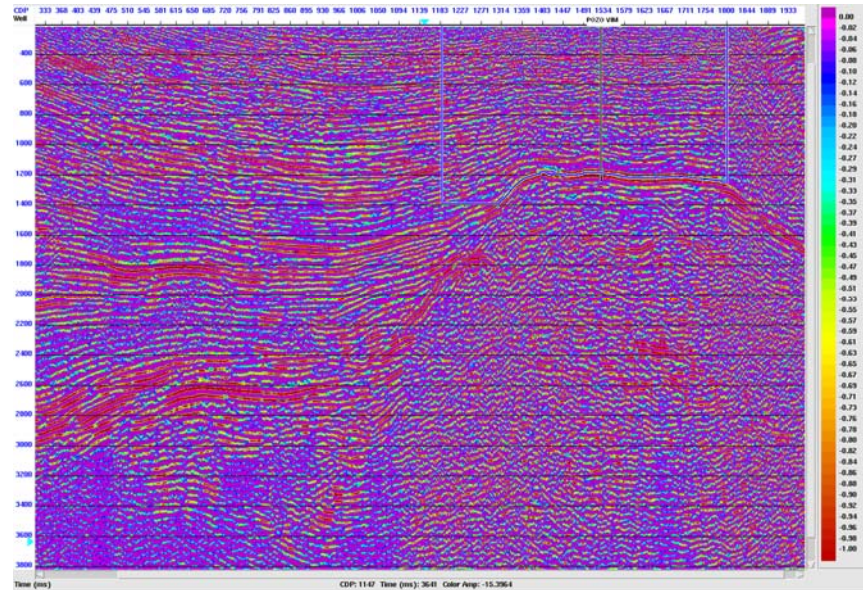
Luego de haber identificado el reflector de los carbonatos de la formación de interés mediante el amarre del pozo con la línea sísmica, se hace un picado de dicho reflector y los atributos de Fase y Frecuencia Instantánea son aplicados sobre la línea sísmica (Figura 32 y 33).

**Figura 31.** Amarre del pozo del VIM con la línea sísmica.



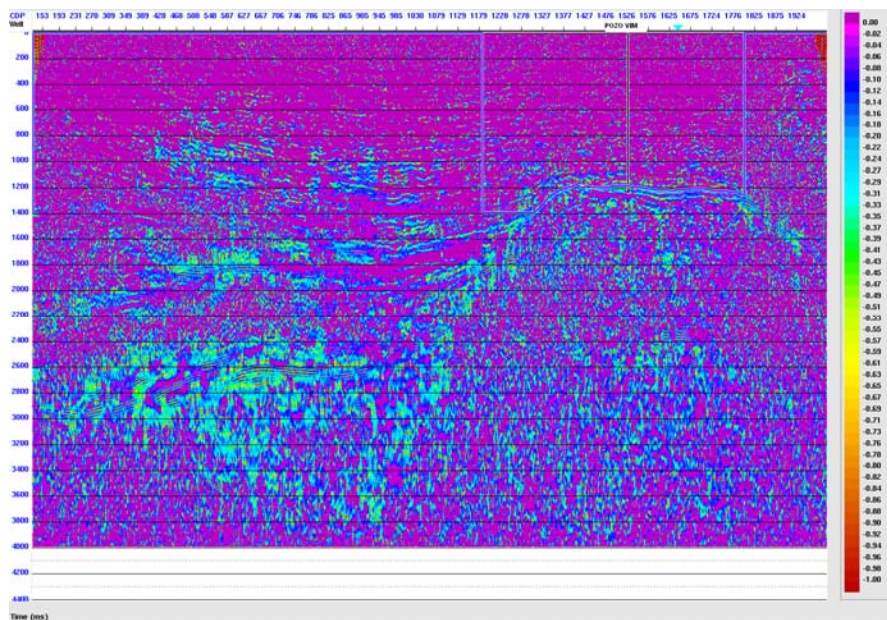
Fuente: Autor

**Figura 32.** Línea sísmica 2D de la cuenca del VIM con el atributo de Fase Instantánea. La línea vertical de color verde representa el pozo del VIM y la línea horizontal de color azul representa el horizonte de la formación Ciénaga de Oro.



Fuente: Autor

**Figura 33.** Línea sísmica 2D de la cuenca del VIM con el atributo de Frecuencia Instantánea. La línea vertical de color verde representa el pozo del VIM y la línea horizontal de color azul representa el horizonte de la formación Ciénaga de Oro.



Fuente:

Autor

La segunda etapa de calibración consiste en analizar el comportamiento de los atributos aplicados a los datos reales, de igual forma se generaron cross plot para observar las tendencias de de los carbonatos de la Formación Ciénaga de Oro.

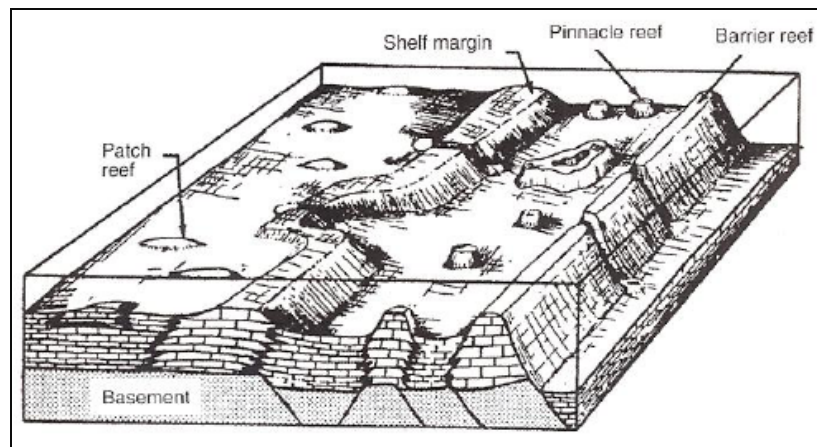
## **5.6 IDENTIFICACION POR CARACTERISTICAS SISMICAS A LOS DATOS**

Sobre un volumen sísmico 3D ubicado en la cuenca de la Baja Guajira se seleccionó un horizonte de posibles carbonatos tomando como base la geometría y morfología de las reflexiones que son la clave para la interpretación de facies sísmicas de carbonatos. Teniendo en cuenta esto se puede observar que hacia la parte inferior del volumen se encuentra el basamento cuyas reflexiones son muy discontinuas y su morfología es la de una plataforma (Figura35). Sobre esta plataforma se observa la continuidad de un reflector de fuerte amplitud que parece dividirse en 3 pequeñas reflexiones cóncavas, continuas y de gran amplitud

Este tipo de comportamiento es común en los lugares donde hay presencia de construcciones arrecifales como pinnacle reef o patch reef las cuales se dan por agradación debido a que la fábrica de carbonatos se esta ajustando a los cambios del nivel del mar (Figuras 34). Esta construcción es similar a los pinnacle reef encontrados en el campo Malampaya en el offshore de Palawan, Filipinas (Neuhaus et al., 2004), dentro de esta construcción de carbonatos se encuentra la Formación Nido que contiene pequeñas cantidades de hidrocarburos (Figura 36).

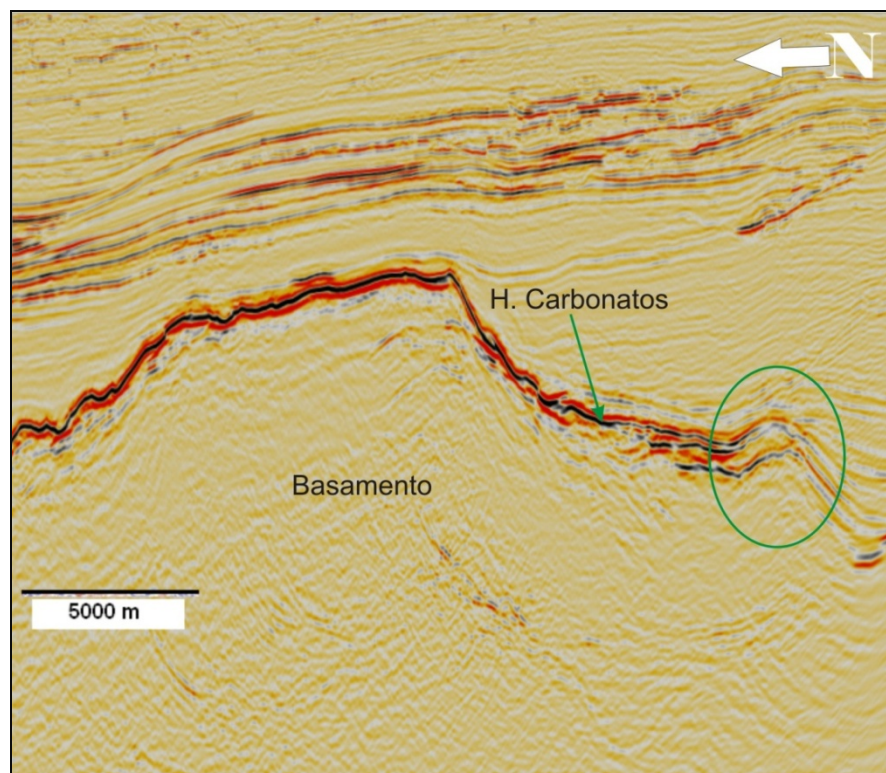
Los carbonatos suelen desarrollarse sobre los altos de basamento cuando las condiciones del agua (temperatura, salinidad, profundidad, aporte clástico, etc) les permiten desarrollarse.

**Figura 34.** Ambientes típicos para el crecimiento de arrecifes



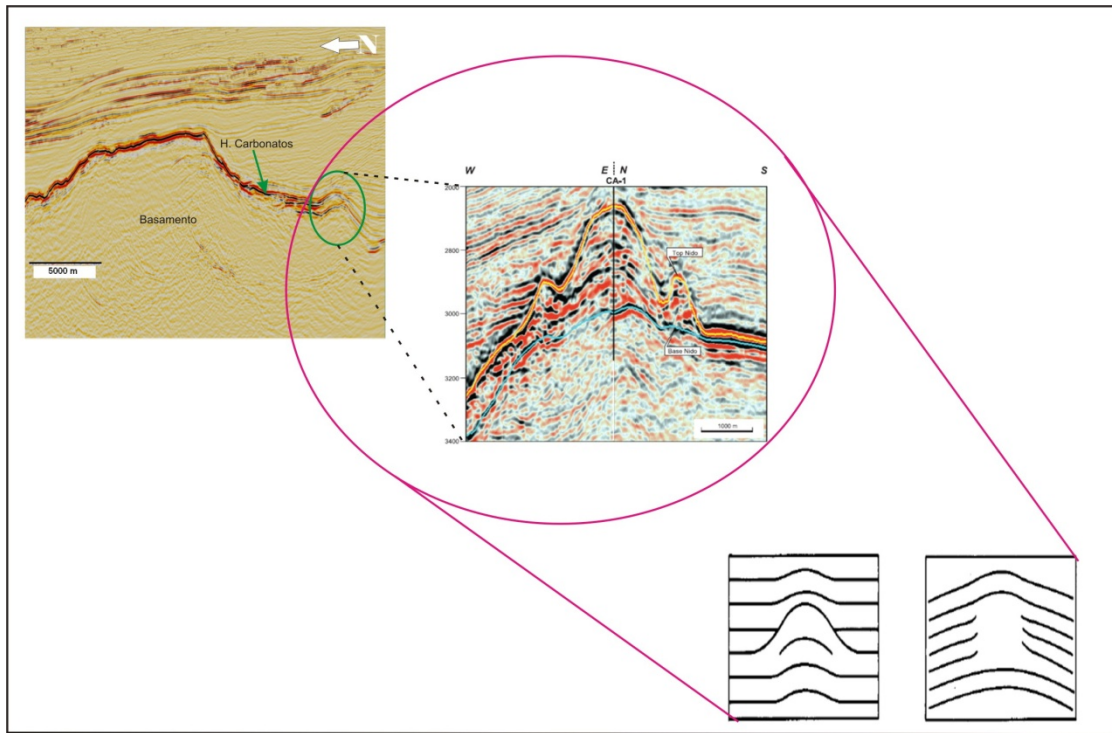
**Fuente:** (Chopra and Marfurt, 2007, cap 13)

**Figura 35.** In-line del volumen sísmico 3D de la cuenca de la Baja Guajira. El horizonte de los carbonatos es el reflector de color negro señalado por la flecha verde, el círculo verde señala la construcción de carbonatos o pinnacle reef.



**Fuente:** Autor

**Figura 36.** Similitud sísmica y morfológica del pinnacle encontrado en la Baja Guajira con el pinnacle del campo Malampaya en Filipinas (Neuhaus et al., 2004).



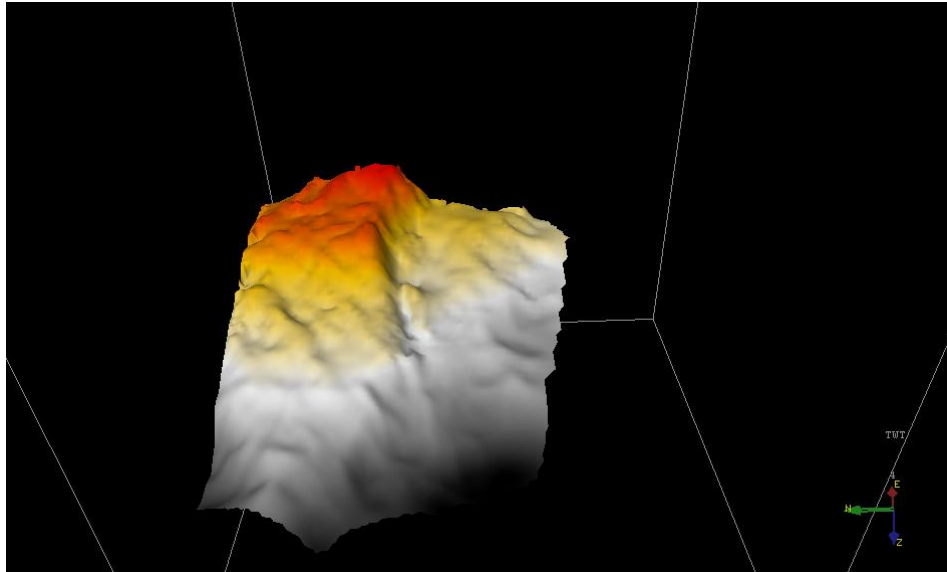
**Fuente:** Autor

## 5.7 CALCULO DE ATRIBUTOS A DATOS REALES 3D

Basados en las características sísmicas que presentaron los reflectores y luego de identificar el reflector de los posibles carbonatos, se procedió a realizar el picado del horizonte de interés (Figura 37) junto con dos horizontes adicionales para analizar el comportamiento de los atributos en las dos situaciones.

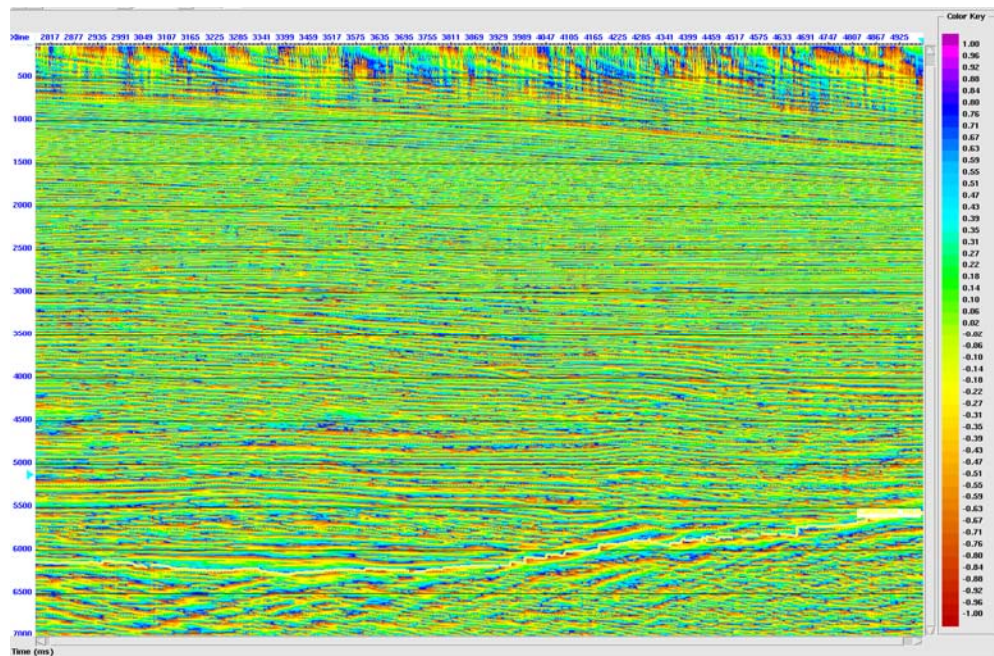
Atributos de Fase y Frecuencia instantánea fueron aplicados al volumen sísmico de la cuenca de la Baja Guajira para caracterizar la presencia de los carbonatos (Figuras 38 y 39) y se generaron cross plot para observar el comportamiento de los carbonatos tanto en el horizonte de interés como en los dos horizontes adicionales.

**Figura 37.** Superficie del horizonte de interés.



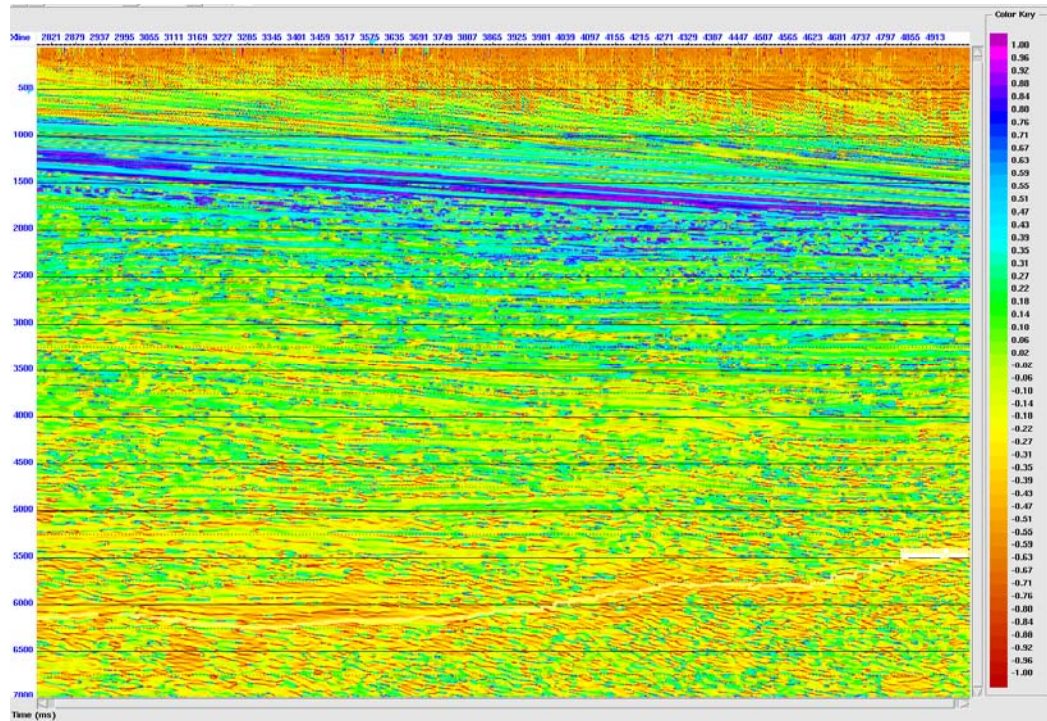
**Fuente:** Autor

**Figura 38.** In-line del volumen sísmico de la Baja Guajira con el atributo de Fase Instantánea. La línea de color amarillo representa el horizonte de interés.



**Fuente:** Autor

**Figura 39.** In-line del volumen sísmico de la Baja Guajira con el atributo de Frecuencia Instantánea. La línea de color amarillo representa el horizonte de interés.



**Fuente:** Autor

Para analizar la morfología de los cuerpos calcáreos e identificar rasgos característicos de los carbonatos, se aplicaron atributos de, similaridad y Fuerza de reflexión sobre la superficie de la Figura 37.

## 5.8 INTERPRETACIÓN

La identificación del ambiente de depositación de los carbonatos encontrados por medio de los atributos sísmicos en el volumen 3D de la Baja Guajira se realizó con base en la morfología de las reflexiones utilizando los conceptos de estratigrafía de secuencias debido a que no se tienen muestras de núcleos o corazones que permitan hacer una descripción litológica y con ello una predicción mas acertada del ambiente de depositación.

## **6 ANÁLISIS DE RESULTADOS**

La metodología aplicada en el presente proyecto permitió obtener una serie de productos finales que serán presentados y descritos a lo largo de este capítulo. Ente los resultados se contemplan: los atributos seleccionados, las etapas de calibración y el posible ambiente de depositación.

Para la selección de los atributos se realizó una revisión bibliográfica en artículos, libros y trabajos publicados en los cuales se identificaron los atributos sísmicos que junto con otras herramientas fueron útiles en la caracterización de litologías calcáreas así como sus propiedades (porosidades, fracturas, morfología, etc.) en varios yacimientos a nivel mundial. Tomando esto como referencia, los atributos seleccionados fueron: Fase y Frecuencia Instantánea, Amplitud de Cuadratura, Similitud y Fuerza de Reflexión.

Al sismograma sintético y a los datos reales 2D y 3D se les aplicó primero el atributo de Amplitud de Cuadratura y sobre él se aplicaron Fase y Frecuencia instantánea.

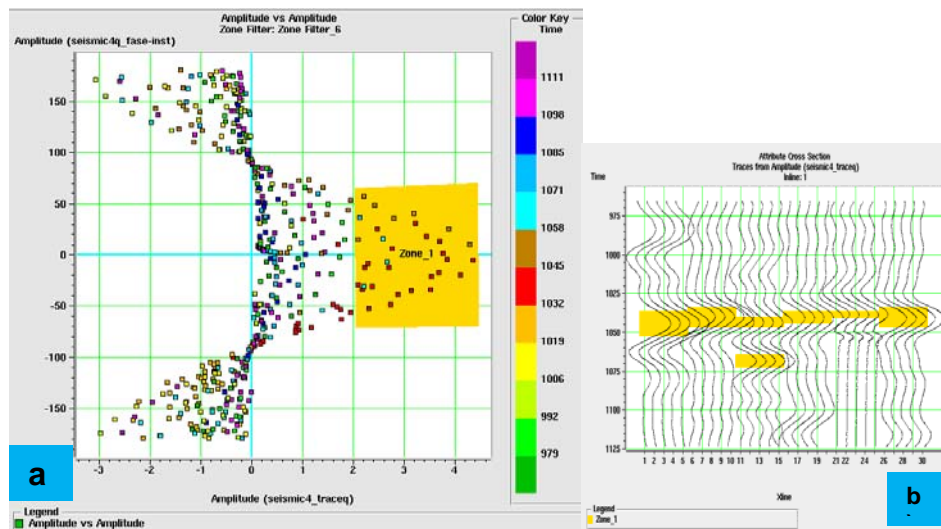
### **6.1 CALIBRACIÓN 1**

La fase de calibración 1 consistió en el análisis del comportamiento de estos atributos sobre los carbonatos y para ello se realizaron cross-plot donde se graficó la Amplitud de la Fase instantánea vs la Amplitud de la Cuadratura (Figuras 40 y 41).

El objetivo de realizar cross-plot entre los atributos es poder observar y señalar como es el comportamiento o la tendencia de los carbonatos con respecto a las otras litologías. En las figuras 40 y 41 el recuadro amarillo señala la tendencia que tienen los carbonatos y esta correlación se puede comprobar en la cross-section.

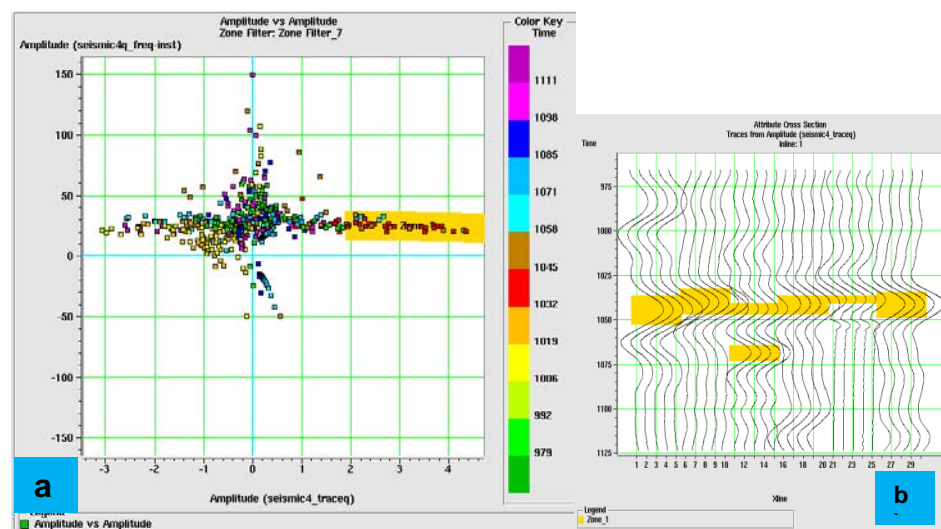
Analizando los cross-plot es valido afirmar que los carbonatos están ubicados sobre los valores positivos del eje “X” y en el eje “Y”

**Figura 40.** Cross-plot sismograma sintético a) Amplitud de la Fase vs Amplitud de la Cuadratura en la Baja Guajira y b) Cross-section mostrando la correlación.



Fuente: Autor.

**Figura 41.** Cross-plot sismograma sintético a) Cross-plot de Amplitud de la Frecuencia vs Amplitud de la Cuadratura en la Baja Guajira y b) Cross-section mostrando la correlación.

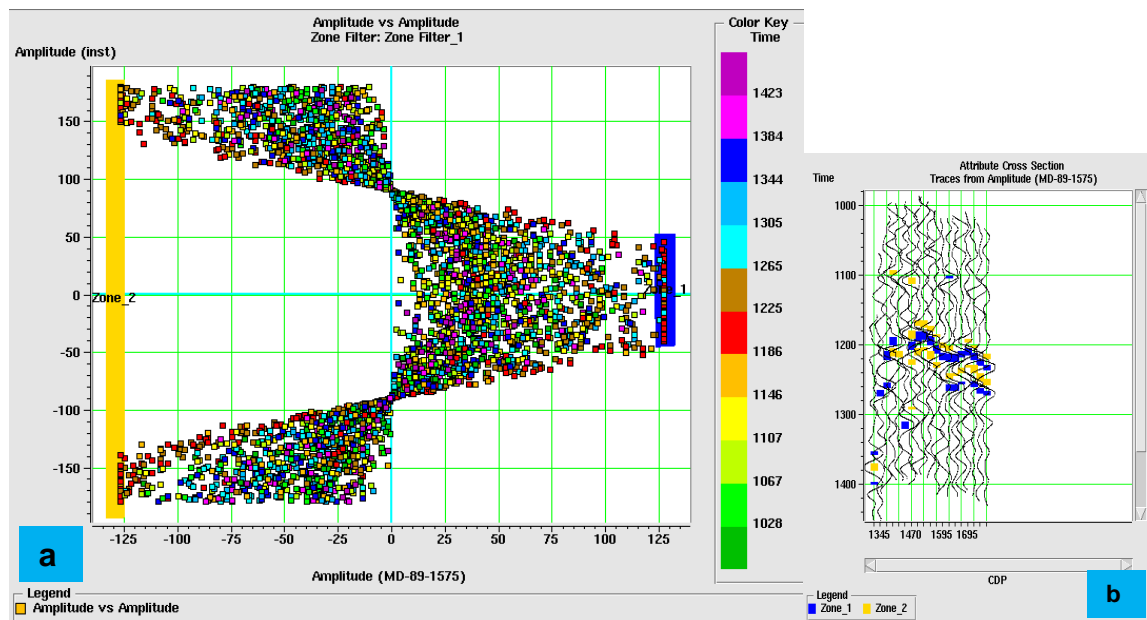


Fuente: Autor.

## 6.2 CALIBRACIÓN 2

Esta calibración consiste en analizar el comportamiento de los atributos sobre el reflector que contiene los carbonatos de los datos reales 2D (Figura 42 y 43).

**Figura 42.** Cross-plot del horizonte de interés en la sísmica 2D. a) Amplitud de la Fase vs Amplitud de la Cuadratura en el VIM y b) Cross-section mostrando la correlación.

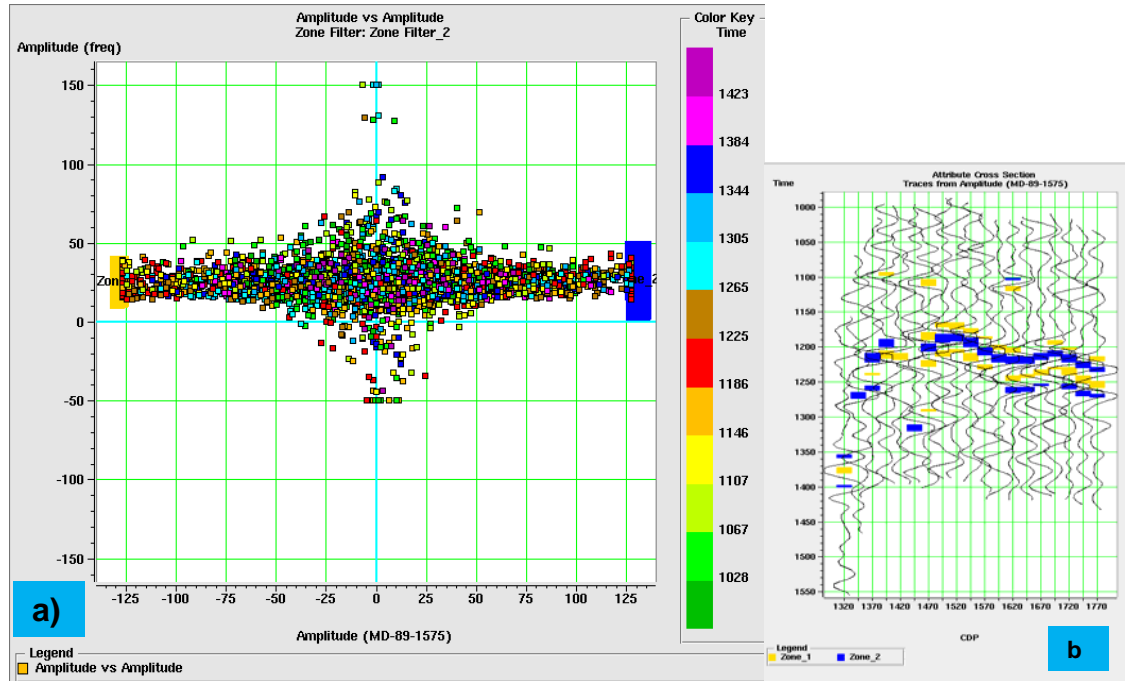


**Fuente:** Autor.

En el cross-plot de la figura 42 se señalaron dos tendencias (cuadros amarillo y azul), y en la cross-section se observa que las dos presentan una buena correlación, sin embargo, la que indica el reflector de interés (Formación Ciénaga de Oro) es la señalada con el recuadro azul por estar sobre el pico de la traza sísmica donde se realizó el picado del reflector.

Teniendo en cuenta esto, se puede decir que los carbonatos se agrupan sobre los valores positivos mayores de la amplitud de cuadratura (eje "X"), y este comportamiento se observa en el cross-plot de la figura 43.

**Figura 43.** Cross-plot del horizonte de interés en la sísmica 2D. a) Amplitud de la Frecuencia vs Amplitud de la Cuadratura en el VIM y b) Cross-section mostrando la correlación.

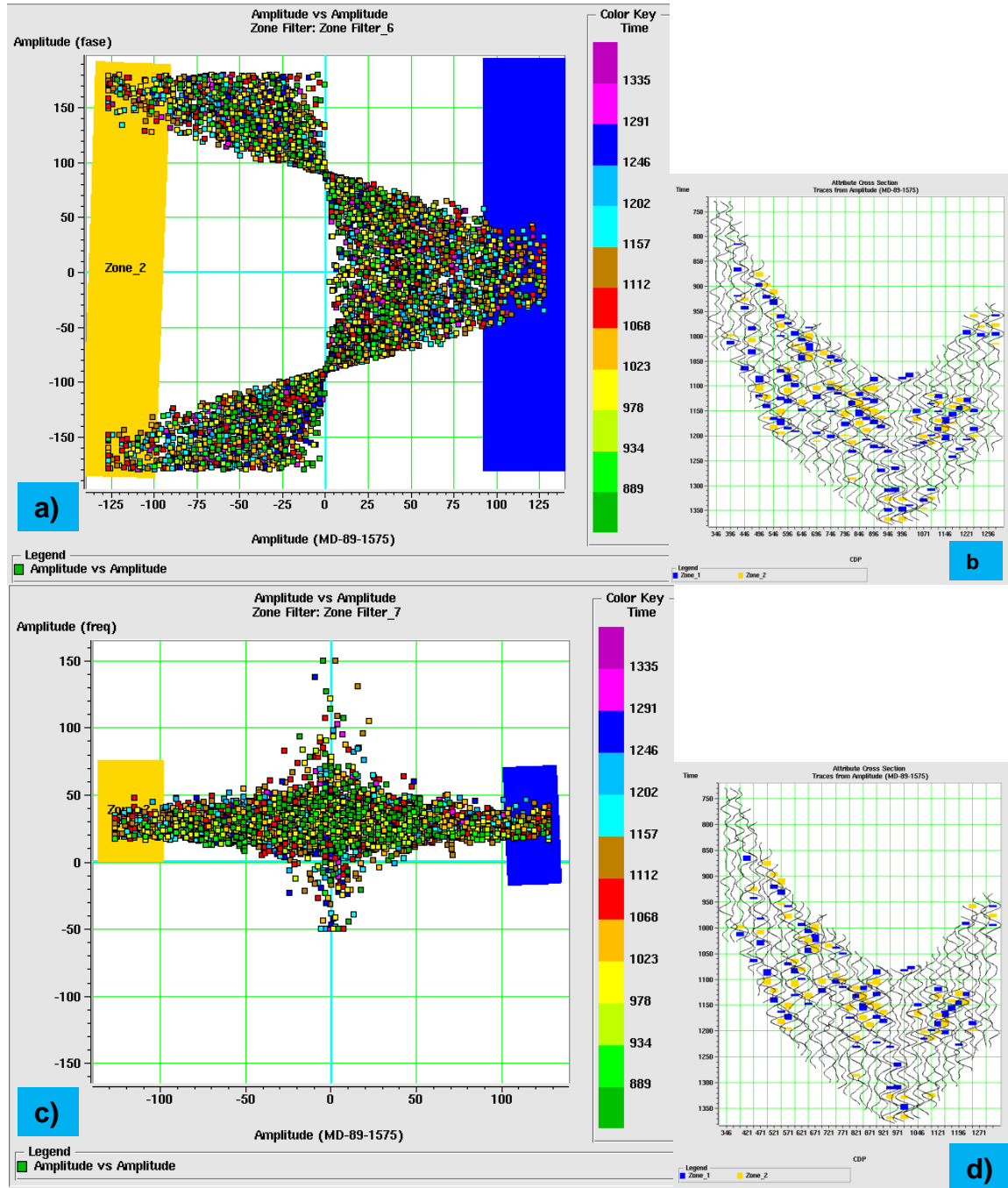


Fuente: Autor.

En la línea además de realizar el picado del reflector de interés, se seleccionó otro reflector que no contiene carbonatos y de igual forma se realizaron cross-plot para mirar la respuesta de los atributos. Este comportamiento esta señalado en la figura 44.

Las figuras 44a) y 44c) muestran el cross-plot de la Amplitud de la fase vs Amplitud de la Cuadratura y Amplitud de la frecuencia vs Amplitud de la Cuadratura, respectivamente y en las cross-section 44c) y 44d) se puede notar que no existe correlación alguna, por el contrario los puntos están distribuidos aleatoriamente.

**Figura 44.** Cross-plots del horizonte de prueba de la sísmica 2D. a) Amplitud de la Fase vs Amplitud de la Cuadratura, c) Amplitud de la Frecuencia vs Amplitud de la Cuadratura, b) y d) Cross-section mostrando la no correlación.



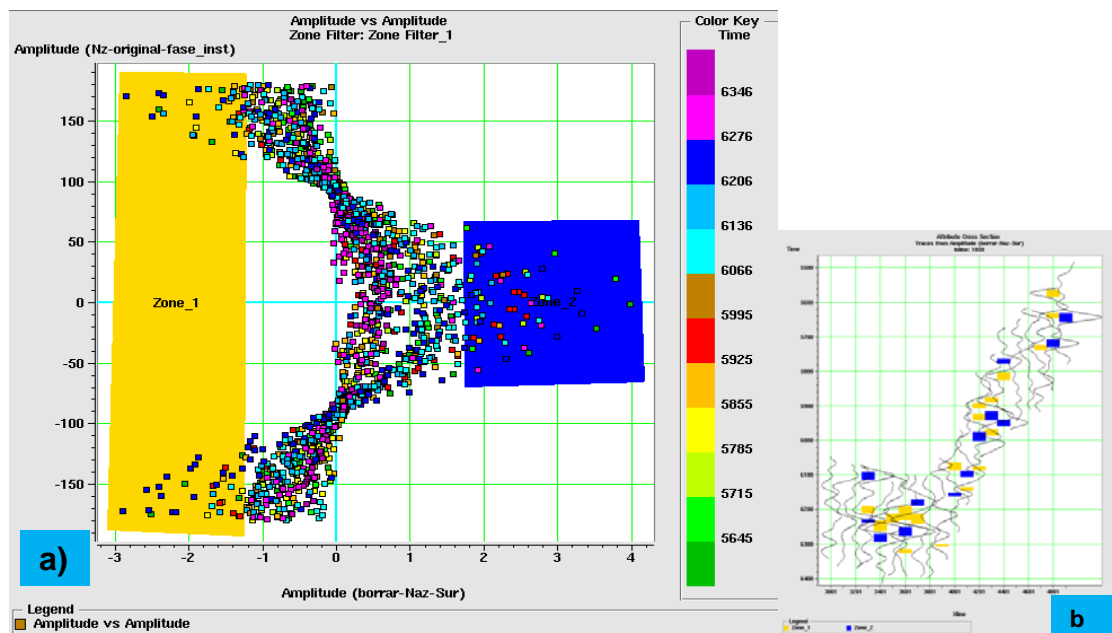
Fuente: Autor

### 6.3 CALIBRACIÓN 3

En esta última fase se analiza la respuesta de los carbonatos identificados previamente en el volumen sísmico (por medio de las características sísmicas y morfológicas de los reflectores) frente al calculo de los atributos que han dado buena correlación en la sísmica 2D de la cuenca del VIM.

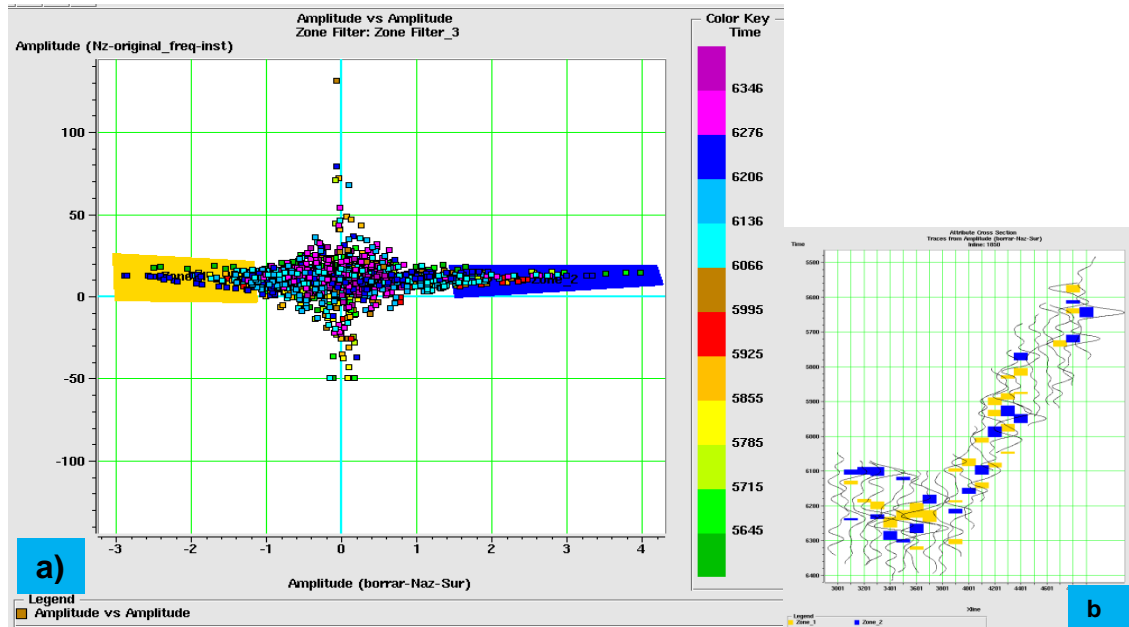
De igual forma que en los casos anteriores, se generaron cross-plots entre los atributos sobre el horizonte de interés (Figura 45 y 46) y sobre 2 horizontes (llamados H1 y H2 respectivamente) adicionales (Figuras 47 y 48) que no presentan características de carbonatos (es baja la probabilidad de esta litología), lo anterior se hizo para observar como es el comportamiento de los atributos en las dos situaciones: “con” y “sin” presencia aparente de carbonatos.

**Figura 45.** Cross-plot del Horizonte de interés en el volumen sísmico. a) Amplitud de la Fase vs Amplitud de la Cuadratura en el volumen de la Baja Guajira y b) Cross-section mostrando la correlación.



Fuente: Autor.

**Figura 46.** Cross-plot del Horizonte de interés en el volumen sísmico. a) Amplitud de la Frecuencia vs Amplitud de la Cuadratura en el volumen de la Baja Guajira y b) Cross-section mostrando la correlación.

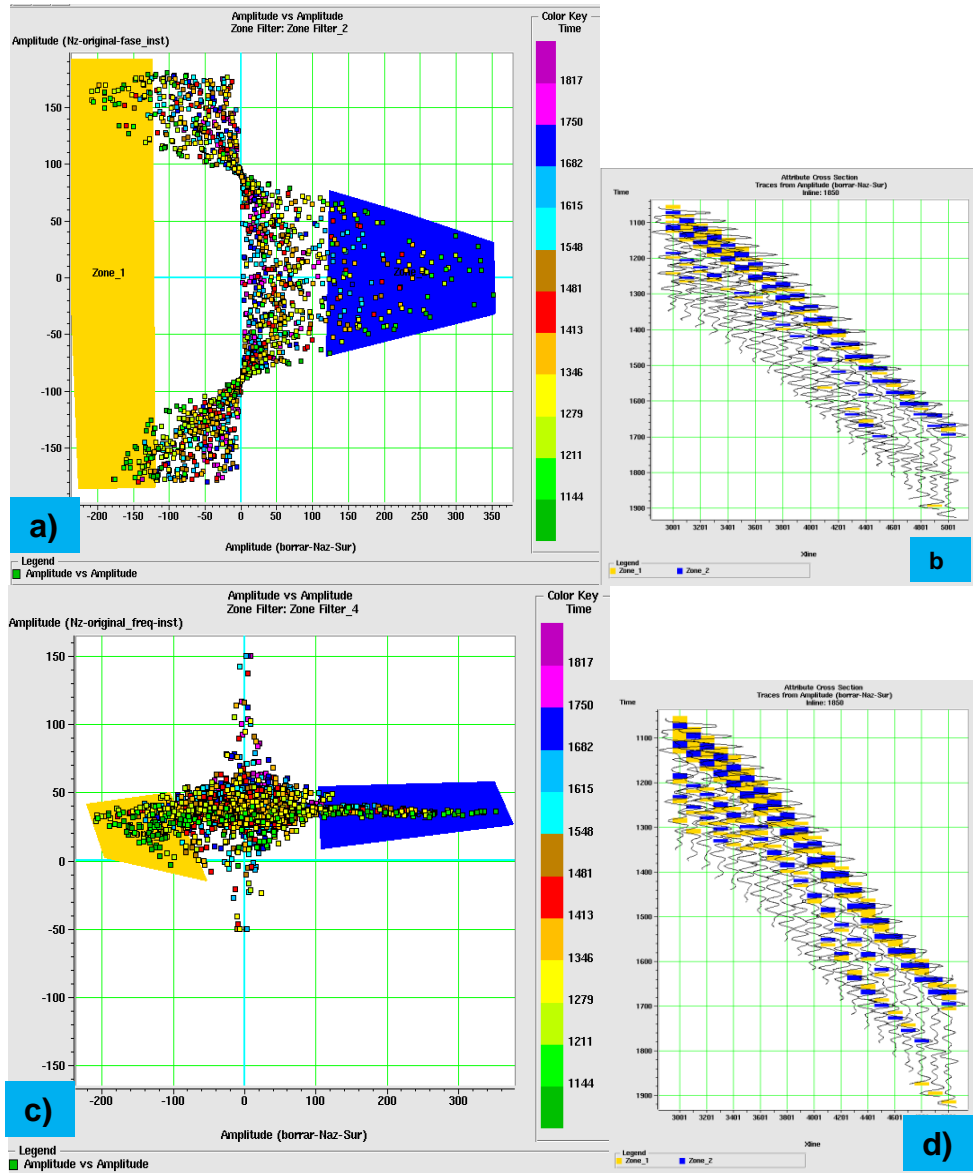


**Fuente:** Autor

En los cross-plot de las figuras 45 y 46, se puede observar que la posible presencia de carbonatos tiene preferencia por los valores absolutos mayores de la Cuadratura y los valores absolutos de la fase y frecuencia instantánea y la cross-section tanto de la figura 45 como la 46 muestra que esta zonas (de color amarillo y azul) se correlacionan satisfactoriamente con el horizonte de interés como ocurre en la sísmica 2D con los carbonatos de la formación Ciénaga de Oro.

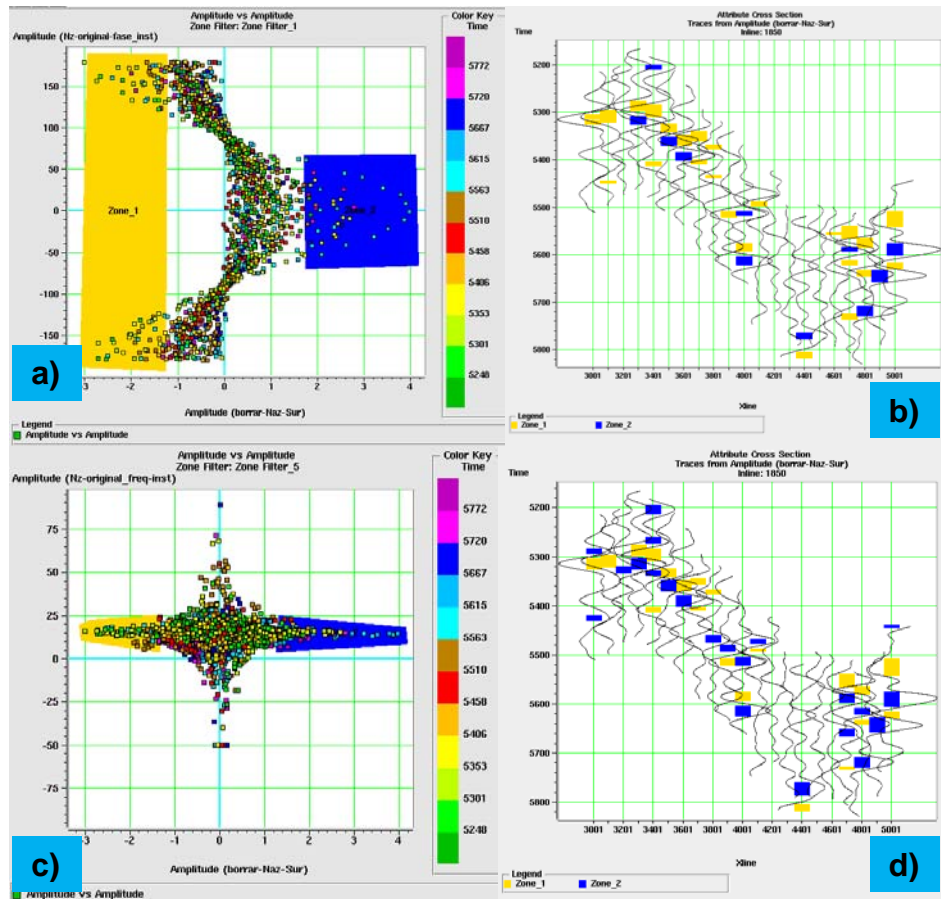
Se generaron cross-plot para los dos horizontes (H1 y H2) que no tienen características de ser carbonatos y las cross-section muestran claramente que no hay ninguna correlación entre las zonas encerradas (color amarillo y azul) con el horizonte.

**Figura 47.** Cross-plot de H1 sobre el volumen sísmico. a) Amplitud de la Fase vs Amplitud de la Cuadratura en el volumen de la Baja Guajira, c) Amplitud de la Frecuencia vs Amplitud de la Cuadratura, b) y d) Cross-section mostrando la no correlación.



Fuente: Autor

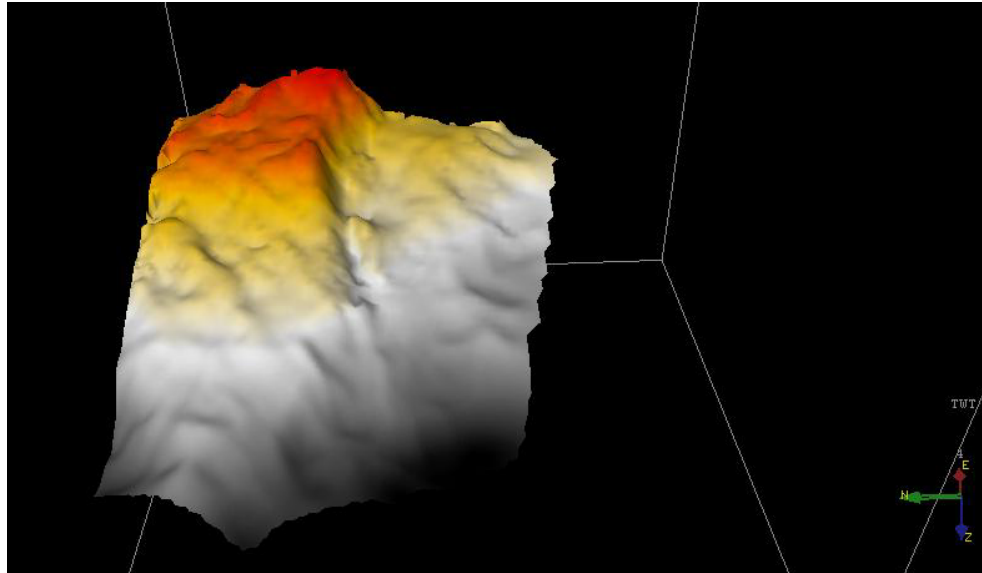
**Figura 48.** Cross-plot de H2 del volumen sísmico. a) Amplitud de la Fase vs Amplitud de la Cuadratura en el volumen de la Baja Guajira, c) Amplitud de la Frecuencia vs Amplitud de la Cuadratura, b) y d) Cross-section mostrando la no correlación.



**Fuente:** Autor

Una vez se han caracterizado los carbonatos sobre el volumen sísmico por medio de los cross-plots entre los atributos de fase y frecuencia instantánea, el siguiente paso fue utilizar los atributos geométricos como Similaridad y Fuerza de reflexión para aplicarlos sobre la superficie y observar que características se pueden resaltar de los carbonatos.

**Figura 49.** Horizonte de interés del volumen sísmico de la cuenca de la Baja Guajira.



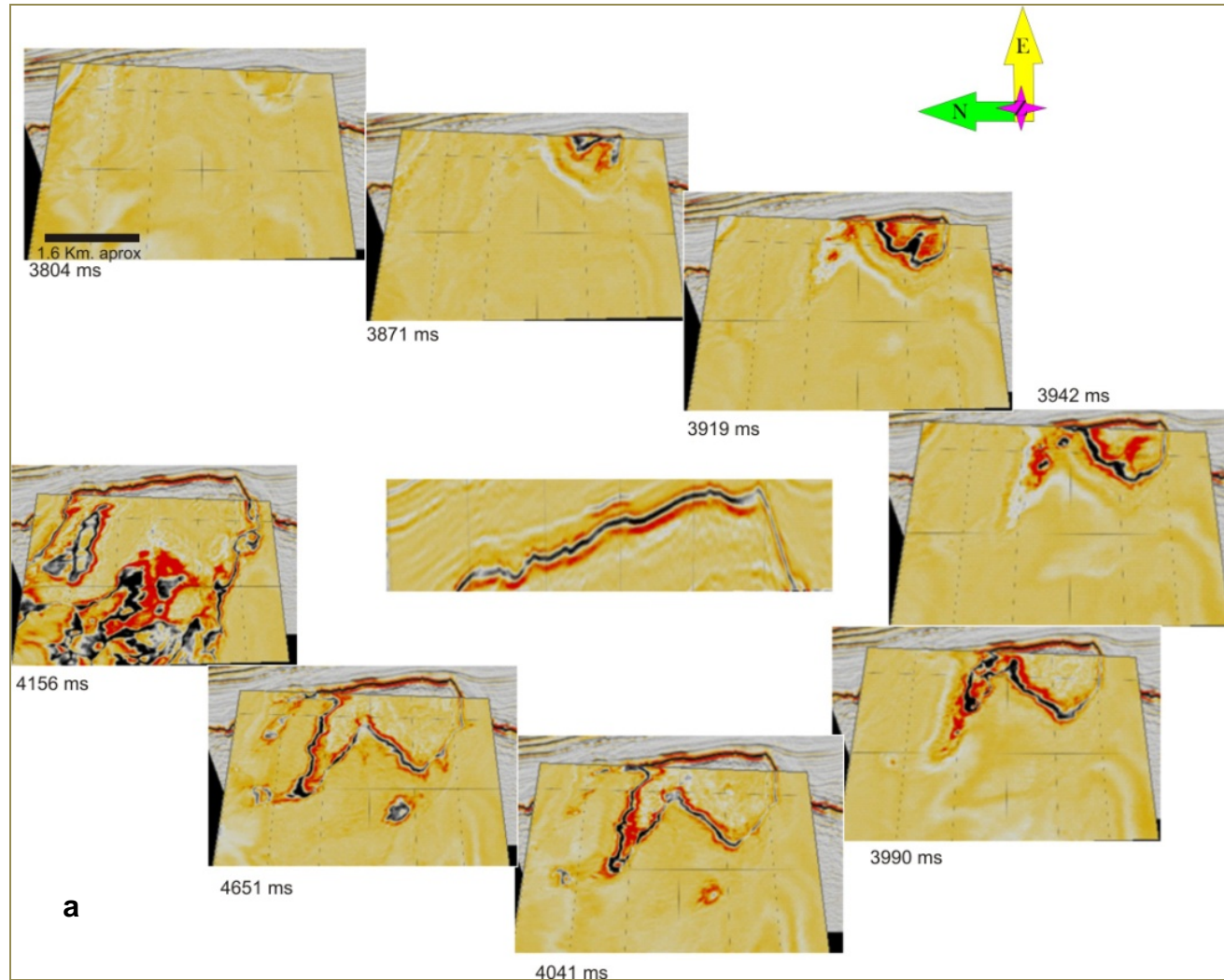
**Fuente:** Autor

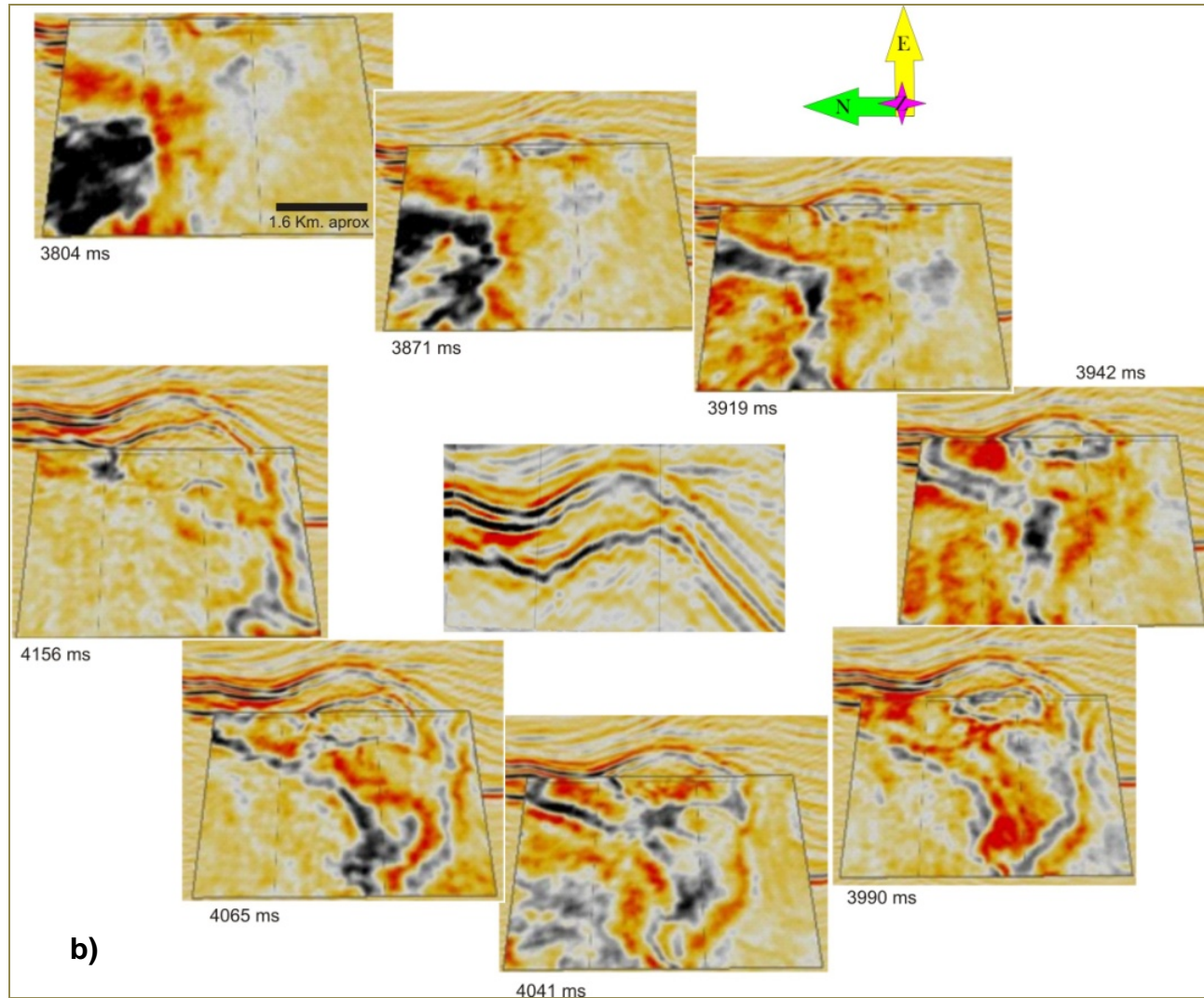
La figura 49 es la superficie de interés y sobre la cual se aplicaron los atributos de similaridad y energía.

Las figuras 50 a) y b) muestran una secuencia de *time-slice* de la amplitud sísmica sobre la posible plataforma y *pinnacle reef*, en el centro de la figura se encuentra el in-line sobre el cual se generaron los *slices*. Se puede observar como va cambiando la superficie en cada *time slice*, el reflector en color negro indica el horizonte de interés.

Los atributos de similaridad y Fuerza de reflexión fueron aplicados sobre la superficie de la figura 49 y se generaron *time slice* sobre la posible plataforma y el *pinnacle reef*. Estos atributos se muestran en las figuras 51 y 52.

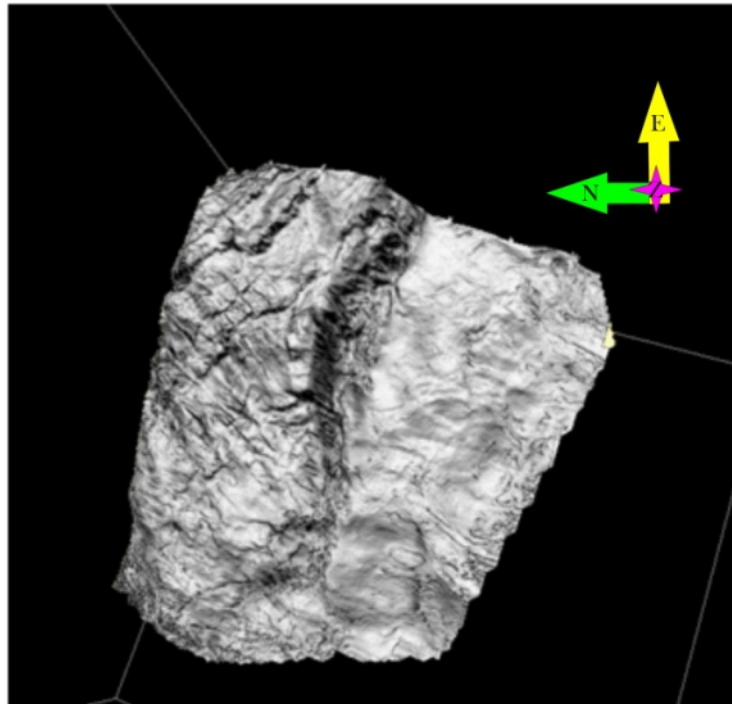
**Figura 50.** *Time slice* de la amplitud sísmica. a) Sobre la plataforma, b) sobre el *pinnacle*.





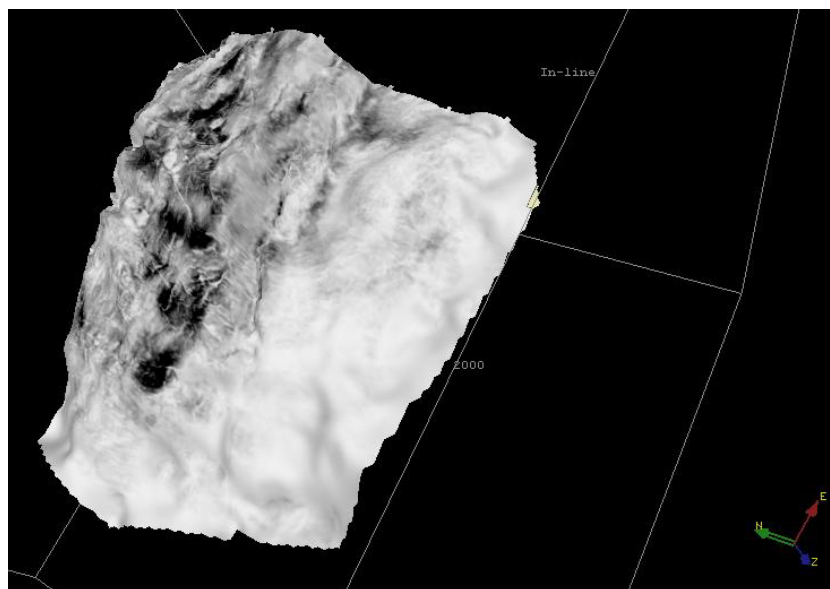
Fuente: Autor

**Figura 51.** Atributo de similaridad.



Fuente: Autor.

**Figura 52.** Atributo de fuerza de reflexión.



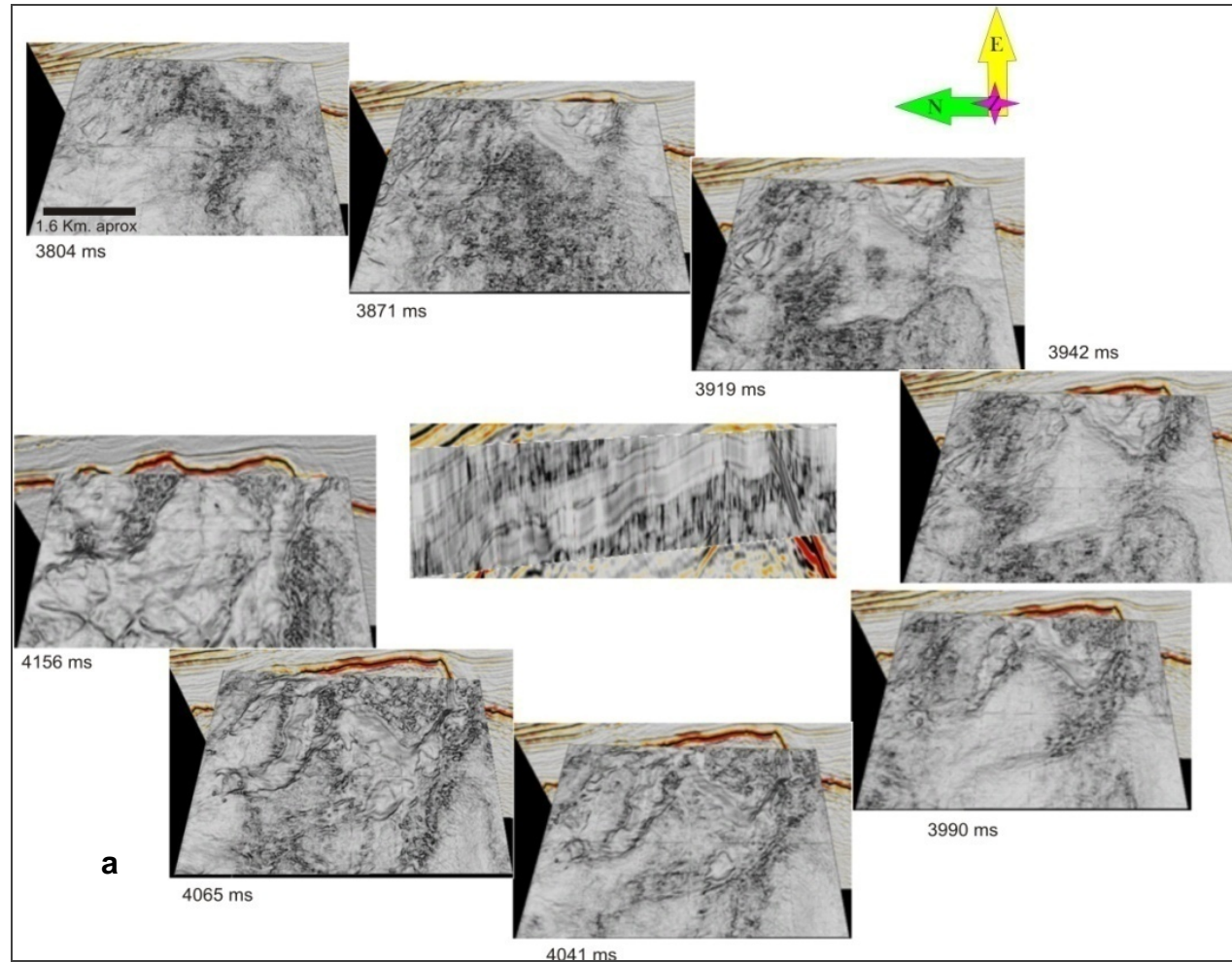
Fuente: Autor.

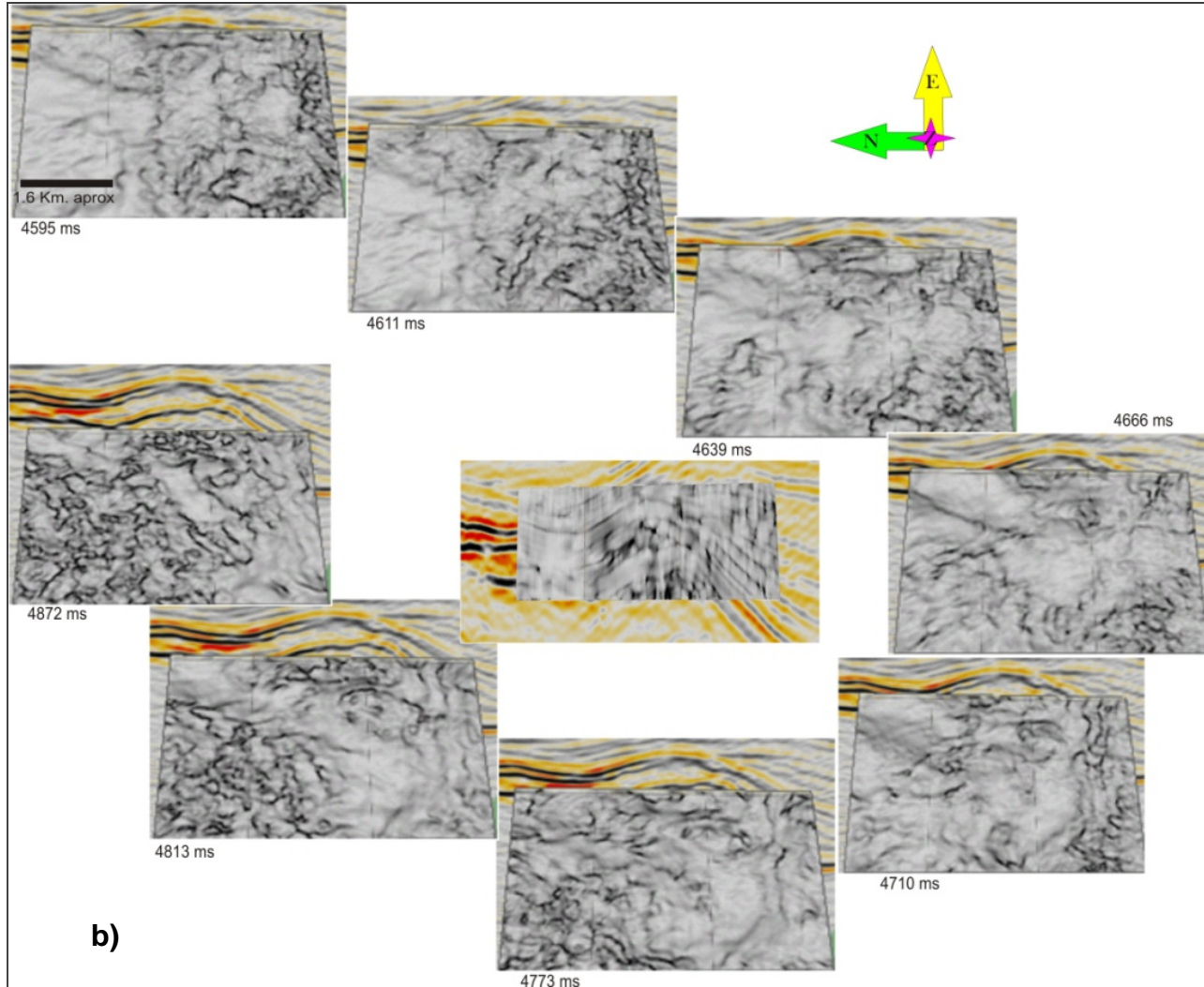
La figura 53 a) y b) muestra el atributo de similaridad sobre los *time slice* generados en la plataforma y el *pinnacle*. En estas figuras se puede ver el contraste litológico ya que se puede diferenciar fácilmente el basamento de los posibles carbonatos que presentan valores altos de similaridad y están representados por los colores grises. El basamento presenta valores bajos de similaridad y están representados por los colores más oscuros con una textura caótica.

En la figura 54 se muestra el *time slice* del atributo de Fuerza de reflexión sobre la plataforma y sobre el *pinacle*. Los carbonatos en este caso, toman valores de Fuerza de reflexión muy altos y están representados por los valores oscuros y es posible diferenciarlos totalmente de la demás litología.

De acuerdo a la respuesta de los carbonatos en los cross-plot y en las cross-section de la sísmica 2D de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena (VIM) y del sismograma sintético compuesto de la Baja Guajira, es posible que el horizonte de interés del volumen sísmico 3D de la cuenca de la Baja Guajira corresponda a una litología calcárea, además el contraste de esta litología con el basamento es claramente observable en los *time-slices* presentados en las figuras anteriores. Sin embargo, hasta el momento, no hay total certeza de que sean carbonatos debido a que no hay información que permita corroborar la existencia de dicha litología.

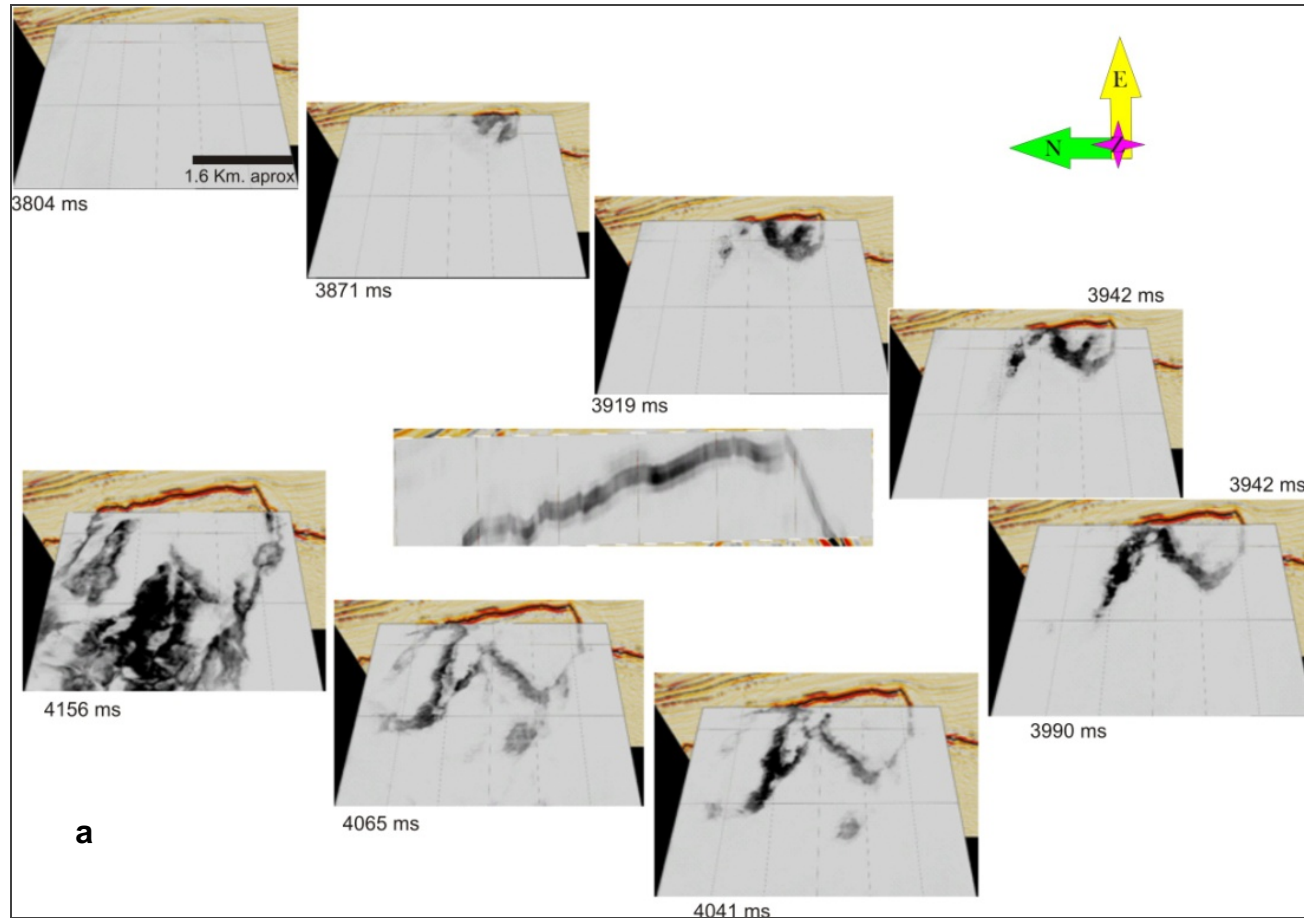
**Figura 53.** *Time slice* de la similaridad. a) Sobre la plataforma, b) sobre el *pinnacle*.

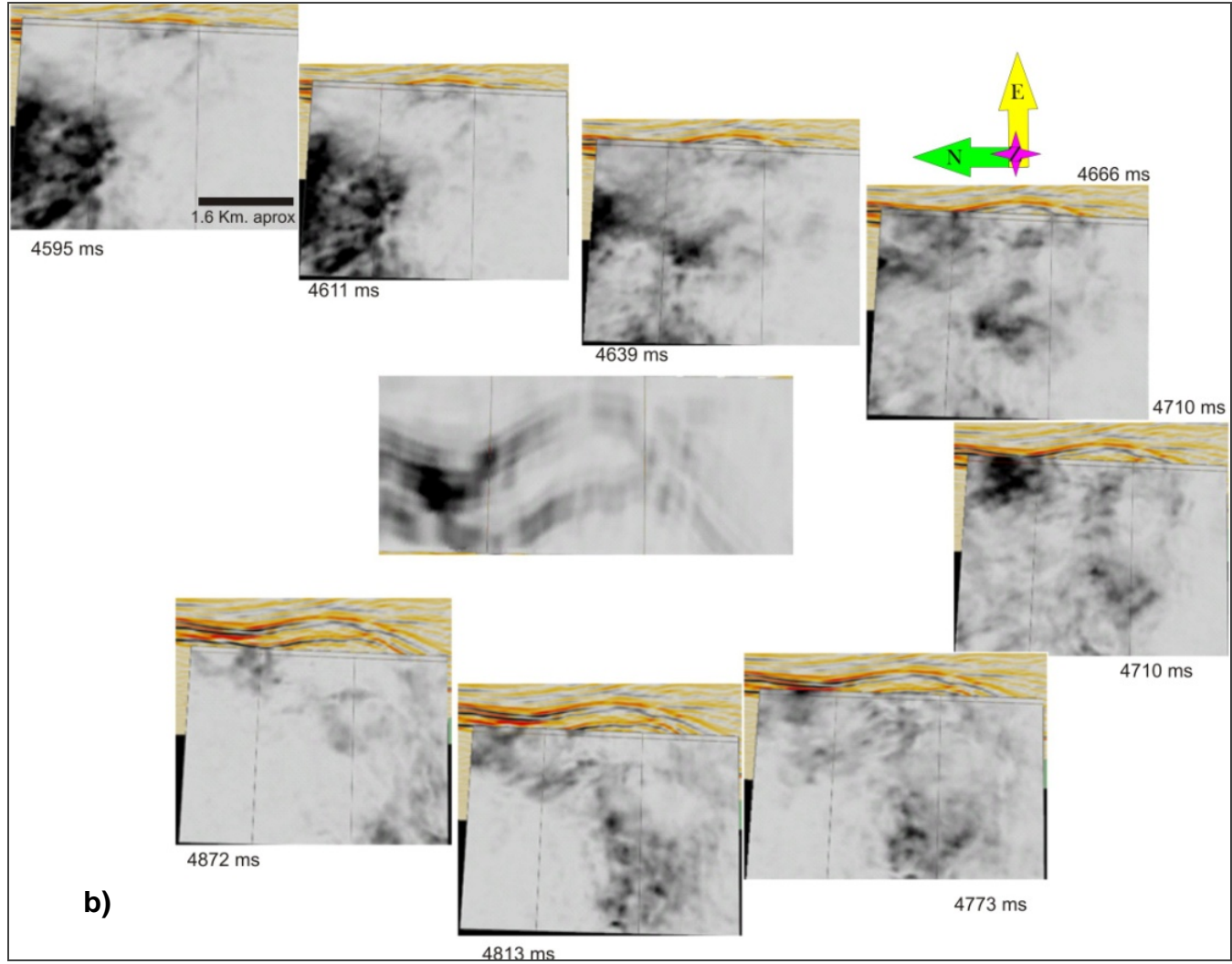




Fuente: Autor

**Figura 54.** *Time slice* de la fuerza de reflexión. A) Sobre la plataforma, b) sobre el *pinnacle*.



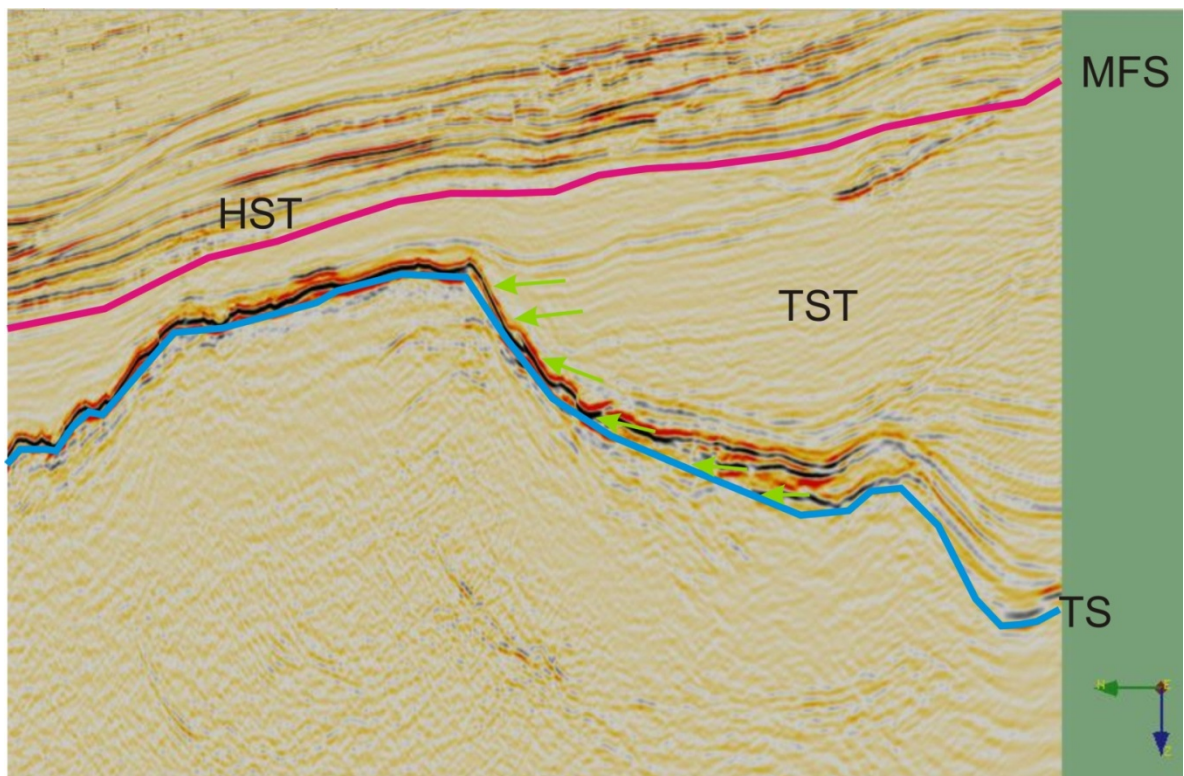


Fuente: Autor

## 6.4 AMBIENTE DE DEPOSITACION

El ambiente de depositación de los carbonatos encontrados en el volumen sísmico de la cuenca de la Baja Guajira se determinó utilizando los conceptos de la estratigrafía de secuencias.

**Figura 55.** Ambiente de depositación de los posibles carbonatos



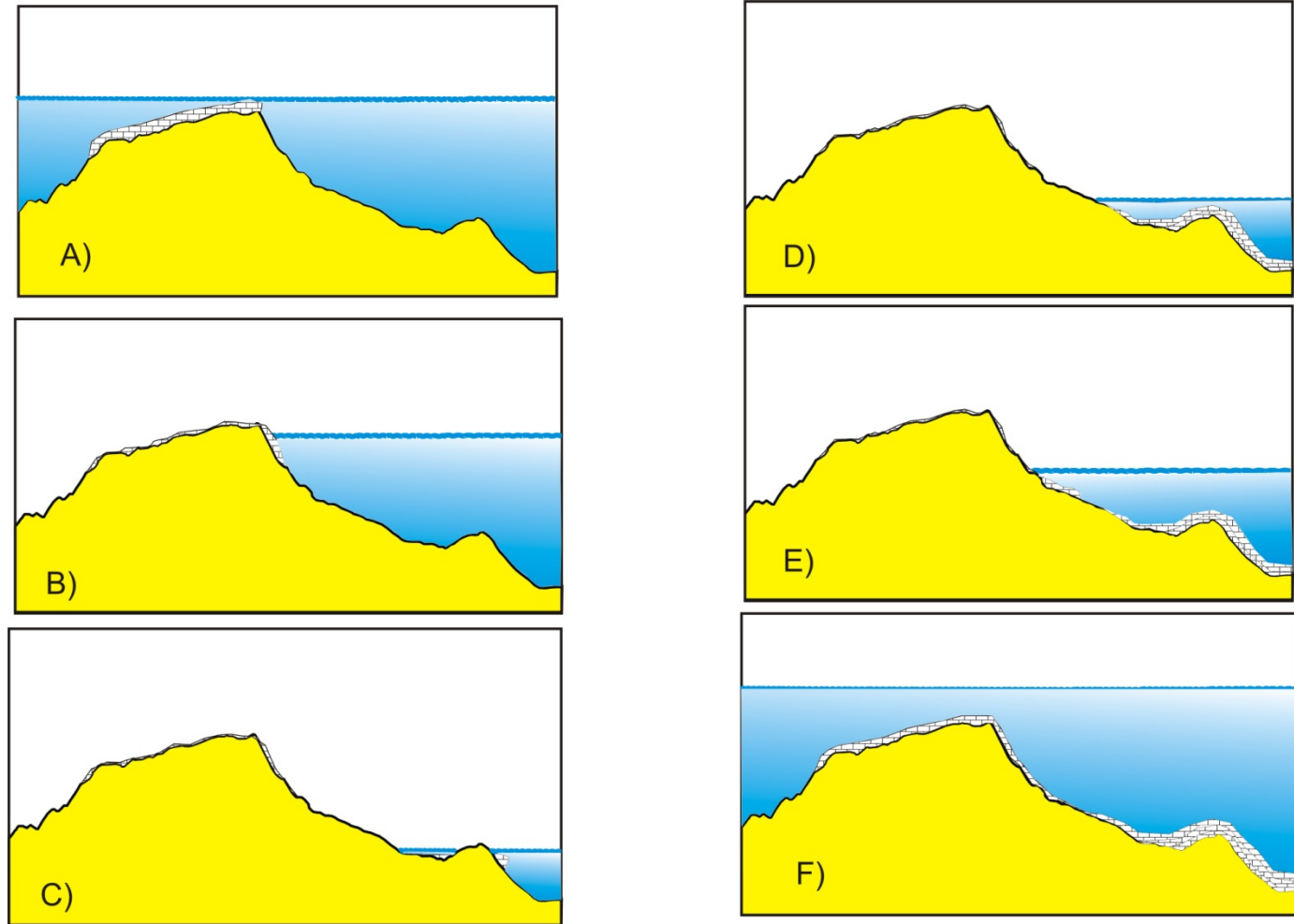
**Fuente:** Autor

En términos de la estratigrafía de secuencias y teniendo en cuenta la geometría y geomorfología de los cuerpos, el posible ambiente de depositación que presentan los carbonatos que fueron caracterizados por medio de los atributos sísmicos, es en primera instancia una plataforma en la cual hubo sedimentación de carbonatos en durante un Highstand System Tracts (Figura 55 A)), esta plataforma estuvo

expuesta sub-arealmente debido a un Lowstand System Tract (LST) o una caída del nivel del mar debida probablemente a un período de glaciación o actividad tectónica (Figura 55 B) y C)). Dicha exposición produce erosión que se ve reflejada en la forma irregular del reflector en esta parte de la plataforma. Luego el nivel del mar empieza a subir ocurriendo un Transgressive System Tract (TST) o una transgresión marina a una velocidad lo suficientemente lenta para no causar cambios en las condiciones de la zona fótica permitiendo que los organismos tengan tiempo de acomodarse al aumento del nivel del mar y puedan desarrollar un *pinacle reef* (Figura 55 D) y E)), finalmente el aumento del nivel del mar continua hasta un punto en que los carbonatos no pueden seguir creciendo con las mismas condiciones y se ahogan (Figura F))

Durante este TST ocurre la depositación de material que se encuentra sobre la plataforma de carbonatos.

**Figura 56.** Evolución del ambiente de deposición de los posibles carbonatos. A) HST Inicial, B) y C) LST, D) y E) TST y F) HST final.



Fuente: Autor

## 7 CONCLUSIONES

- El conjunto de atributos sísmicos utilizados para la caracterización litológica de carbonatos en el Caribe Colombiano, fueron seleccionados de estudios previos y artículos publicados (Skirius et al., 1999; Rick, 2003; Chopra, 2007 y Hariral, 2008, entre otros) en los cuales se utilizan estos atributos. Los atributos seleccionados fueron Amplitud de Cuadratura, Fase Instantánea, Frecuencia Instantánea, Similitud y Energía.
- A la amplitud sísmica se le calculó su cuadratura, para después utilizarse como base para los respectivos atributos de Fase y Frecuencia Instantánea. Tales atributos permiten hacer una continuidad de los eventos y asociados a distintas litologías.
- Los atributos seleccionados para la calibración de los carbonatos en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena (VIM) fueron Fase y Frecuencia Instantánea. Estos atributos también fueron aplicados sobre el sismograma sintético compuesto de la Baja Guajira.
- Por medio de cross-plot entre la Amplitud de la Cuadratura vs la Amplitud de la Fase y Frecuencia Instantánea se logró establecer el patrón de preferencia de los carbonatos tanto en el sismograma sintético compuesto de la Baja Guajira como en la cuenca del VIM.
- La presencia de cuerpos calcáreos en el volumen sísmico 3D de la cuenca de la Baja Guajira se logró determinar por medio de los atributos de Fase y Frecuencia Instantánea. Se realizaron cross-plot para establecer la tendencia de los carbonatos.

- Los atributos de similaridad y Fuerza de reflexión fueron aplicados sobre el volumen 3D y por medio de time slice se logró diferenciar los carbonatos del basamento.
- Los cross-plot realizados sobre el reflector de la sísmica 2D de la cuenca del VIM que no contiene carbonatos y sobre dos horizontes de la cuenca de la Baja Guajira que no tienen apariencia de contener carbonatos, no muestran claramente correlación de los datos en la cross-section.
- La buena respuesta de los atributos sísmicos en la identificación de los carbonatos se le atribuye a las propiedades físicas que presentan los carbonatos y que afectan a las velocidades sísmicas como son la porosidad que incluye el tipo y forma del poro, la densidad, la profundidad, compactación, la permeabilidad y la saturación entre otras.
- El ambiente de depositación de los carbonatos encontrados en el volumen sísmico de la cuenca de la Baja Guajira fue determinado en términos de estratigrafía de secuencias. En la parte calcárea se reconoció la influencia de un Transgressive System Tracts (TST) que eleva el nivel del mar, permitiendo el desarrollo de una estructura Arrecifal tipo I pinnacle y que posteriormente no logra acomodarse al progresivo aumento en el nivel del mar y se ahoga permitiendo la acumulación del material que se encuentra sobre la plataforma.
- Aunque los atributos lograron caracterizar el horizonte de interés como posibles carbonatos y esto ayuda a disminuir la incertidumbre creada por otras litologías que puedan presentar características sísmicas y geomorfológicas similares, es necesario contar con información de pozo como corazones, registros etc, para disminuir la incertidumbre a cero.

## 8 RECOMENDACIONES

- Utilizar que los pozos utilizados para hacer el amarre con la sísmica tengan las curvas de los registros Sónico (DT), Gamma Ray (GR), Densidad (RHOB) y porosidad.
- Utilizar otra zona con sísmica 3D e información de pozo para aplicar la metodología planteada.
- Incluir este análisis en la exploración de cuencas donde la información no suministra suficientes luces sobre el subsuelo de tal forma que pueda ser incorporado como una metodología que reduzca el riesgo exploratorio para Ecopetrol S.A.
- Probar la sensibilidad de los atributos aplicándolos sobre sísmica que contenga litologías carbonatadas de poco espesor.
- Hacer un modelado con diferentes escenarios de saturación, porosidad y permeabilidad para una roca calcárea con el fin de determinar que propiedades físicas de las rocas comprometen la respuesta de los atributos aplicados.

## 9 BIBLIOGRAFIA

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). En: [Sitio Web]  
<http://www.rondacolombia2010.com/region.php?id=4&lang=>

ALONSO, Javier. La porosidad de las rocas carbonatadas. Departamento de Geología (Petrología y Geoquímica): Universidad de Oviedo, (Abr. 2006); p. 3-21.

AVSETH, Per., MUKERJI, Tapan., y MAVKO, Gary. Quantitative Seismic Interpretation, Primera publicación (2005).

BARRERO, Dario. et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, A New Proposal. [Artículo en Internet]  
[http://www.anh.gov.co/html/cache/gallery/GC-2/G-10/colombian\\_sedimentary\\_basins.pdf](http://www.anh.gov.co/html/cache/gallery/GC-2/G-10/colombian_sedimentary_basins.pdf). [Consulta: 25 de Junio de 2008].

BROWN, Alistair. R. Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data. En: AAPG Memoir 42, SEG Investigations in Geophysics, Sixth Edition, No 9, p. 247-320.

CHOPRA, Satinder y MARFURT, Kurt. J. Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization. En: Geophysical Developments, No 11, (2007); p. 1-22, 327-355.

EBERLI, G.P., MASAFERRO, J.L y RICK, J.F. Seismic Imaging of Carbonate Reservoirs and Systems. En: AAPG Memoir 81, (2004); p. 1-9.

GUERRERO, Cirilo. Ensayos Rocas Calizas. En: Temas de Ciencia y Tecnología, Vol.5, No 14 (Mayo-Agosto 2001); p. 3-14.

HANDFORD, Robertson y LOUCKS, Robert. Carbonate Depositional Sequences and Systems Tracts-Responses of Carbonate Platforms to Relative Sea-Level Changes. En: Carbonate Sequence stratigraphy: Recent Developments and Applications: AAPG Memoir 57, (1993); p. 3-42.

HARILAL, S., BISWAL, K., SOOD, A y RANGACHARI, V. Identification of reservoir facies within a carbonate and mixed carbonate-siliciclastic sequence: Application of seismic stratigraphy, seismic attributes, and 3D visualization. En: The Leading Edge, (Enero 2008); p. 18-29.

INGEOMINAS. Memoria Explicativa del Mapa Geológico del departamento de la Guajira, versión 2 [artículo en Internet] [http://www.ingeminas.gov.co/component/option,com\\_docman/task,doc\\_download/gid,948/](http://www.ingeminas.gov.co/component/option,com_docman/task,doc_download/gid,948/) [Consulta: 17 de Mayo 2009]

LÓPEZ, Ramos. Evolución Tectónica de la Región Caribe de Colombia. INGEOMINAS (Enero 2005); 51p.

MACURDA, Bradford. Carbonate Seismic Facies Analysis. En: Carbonate Seismology: Geophysical Developments No 6 (1997); p. 95-120.

ORTIZ, Alberto. Sedimentology, Stratigraphy and Reservoir Quality of the Oligocene Limestone at El Difícil, Lower Magdalena Basin, Colombia. Colorado, 1995: Master of Science (Geology) thesis: University Colorado School of Mines.

PALAZ, Ibrahim y MARFURT, Kurt. Carbonate Seismology: An Overview. En: Carbonate Seismology: Geophysical Developments No 6 (1997); p. 1-9.

PARTYKA, Greg. bp, 1998. Atributos de Traza compleja. En: <http://www.freeusp.org/RaceCarWebsite/TechTransfer/OnlineTraining/AttrSens/AttrSens.html> = Seismic Attribute Sensitivity to Energy, Bandwidth, Phase and Thickness.

PLATA, María. Análisis de variación de la amplitud sísmica con la distancia fuente-receptor en calizas de la Formación Jimol, Guajira costa afuera. Bucaramanga 2009, 153p. Tesis de pregrado: Universidad Industrial de Santander.

QUILEN, Keyla. Integración de Atributos Sísmicos con datos petrofísicos para determinar zonas prospectivas, arena l2m, área de finca - Yopales, edo. Anzoátegui. Venezuela, 2006, 144p. Tesis (Ingeniero Geofísico): Universidad Simón Bolívar.

REYES, Ladys. Caracterización litoestratigráfica de las secuencias Calcáreo-siliciclásticas plio-pleistocenas en el sector de Manzanillo y arroyo de piedra, Bolívar. Bucaramanga 2008, 197p. Tesis de Pregrado: Universidad Industrial de Santander.

RICK, J.F y SCHUELKE, James. Integrated seismic analysis of carbonate reservoirs: From the framework to the volume attributes. En: The Leading Edge, (July 2003); p. 640-645.

RUBIANO, Jorge. et al. Evaluación regional de la cuenca de La Baja Guajira. Informe interno ECOPETROL, 1998.

RUIZ, Cristina. Inversión Sísmica y Estudio de Atributos Sísmicos Post Apilamiento de los Niveles I3 Y Tu de la Formación Oficina en El Campo Guico

Guara, Estado Anzoategui. Venezuela, 2007, 83p. Tesis (Ingeniero Geólogo):  
Universidad Simón Bolívar.

SKIRIUS, Christine. et al. 3-D seismic attributes applied to carbonates. En: The  
Leading Edge, (Marzo 1999); p. 384-393.

TANER, M.T., KOEHLER, F y SHERIFF, R.E. Complex Seismic Trace Analysis.  
En: Geophysics, Vol. 44, No 6 (Junio 1979); p. 1041-1063.

VEEKEN, Paul. Seismic Stratigraphy, Basin Analysis and Reservoir  
Characterization. En: ELSEVIER Vol. 37, (2007); p. 7-74.

WAGONER, Van et al., 1988. En: [Sitio web] <http://sepmstrata.org/seqstrat.html>.

WANG, Zhijing. Seismic properties of Carbonate Rocks. En: Carbonate  
Seismology: Geophysical Developments No 6 (1997); p. 29-.52

WILSON, James. Carbonate Depositacional Environments and Diagenesis. En:  
Carbonate Seismology: Geophysical Developments No 6 (1997); p. 9-28.

ZAFRA, Cristian. Estimado Geoestadístico de la Porosidad de un subvolumen de  
La Formación Mugrosa en El Campo Colorado. Bucaramanga 2009, 150p. Tesis  
de pregrado: Universidad Industrial de Santander.