



# **PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS TECTÓNICAS DE LA CUENCA DE LA GUAJIRA**

**JULIÁN DAVID HERRERA GONZÁLEZ**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
PROGRAMA DE GEOLOGÍA  
DEPARTAMENTO DE FÍSICA Y GEOLOGÍA  
FACULTAD DE CIENCIAS BÁSICAS  
2021**



# **PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS TECTÓNICAS DE LA CUENCA DE LA GUAJIRA**

**JULIÁN DAVID HERRERA GONZÁLEZ**

**Trabajo de grado, modalidad práctica empresarial  
presentado como requisito para  
optar como geólogo**

**Director  
Geólogo OSCAR M. CASTELLANOS A .  
MSc. en Geología  
PhD. (c) en Geociencias**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
PROGRAMA DE GEOLOGÍA  
DEPARTAMENTO DE FÍSICA Y GEOLOGÍA  
FACULTAD DE CIENCIAS BÁSICAS  
2021**

## AGRADECIMIENTOS

A mi madre que en la adversidades y dificultades ha sido mi pilar para no desfallecer, además de ser mi principal apoyo y motivación durante toda mi vida. También a mi familia que durante mi proceso académico y personal siempre han estado para mí.

A todos los docentes, que aparte de transmitirme su conocimiento geológico y científico, me otorgaron herramientas para mejorar como persona, en especial el profesor Oscar Castellanos que me brindó la oportunidad de participar en el proyecto de la ANH en alianza con la Universidad de Pamplona, en cual realicé las practicas con la compañía asesora LITHoil Ltda y así efectuar mi trabajo de grado, además de tener su constante colaboración, asesoría y seguimiento durante todo el proceso.

A la compañía LITHoil Ltda, en especial al geólogo Gustavo Montenegro que fue mi guía técnico y principal asesor en los entregables desarrollados por mí, sin olvidar a los demás geólogos y especialistas técnicos con quien trabaje que me brindaron su conocimiento y experiencia.

Y finalmente a mis compañeros de la carrera que me apoyaron y acompañaron desde el inicio hasta el final.

## TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN .....	6
INTRODUCCIÓN .....	8
1. OBJETIVOS .....	9
1.1. OBJETIVOS GENERALES .....	9
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	9
2. GENERALIDADES .....	10
2.1. LOCALIZACIÓN .....	10
3. METODOLOGÍA .....	11
3.1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DEL ÁREA DE ESTUDIO .....	11
3.2. VERIFICACIÓN DE TOPES DE LAS SECUENCIAS .....	12
3.3. CREACIÓN DEL PROYECTO Y CONTROL DE CALIDAD .....	12
3.4. INTERPRETACIÓN SÍSMICO-ESTRUCTURAL .....	13
3.5. MODELO GRÁFICO CONCEPTUAL DEL ÁREA .....	17
3.6. CONSTRUCCIÓN Y REDACCIÓN DE LIBRO .....	18
4. MARCO TEÓRICO.....	19
4.1. INTERPRETACIÓN SÍSMICA .....	19
4.2. SISMOGRAMA SINTÉTICO .....	20
4.3. RESOLUCIÓN SISMICA VERTICAL .....	23
4.4. REGISTROS DE POZO .....	23
4.5. SISMICA DE POZO.....	23
4.6. ATRIBUTOS SISMICOS .....	26
4.7. VELOCIDADES SISMICAS .....	27
4.8. MODELO DE VELOCIDAD .....	29
4.9. CONCEPTOS DE GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	30
5. RESULTADOS.....	37
5.1. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL (ANTECEDENTES).....	37
5.2. INTERPRETACIÓN SECCIONES SÍSMICAS .....	40
5.3. MODELO GRAFICO CONCEPTUAL.....	45
6. CONCLUSIONES .....	47
7. RECOMENDACIONES .....	48
8. BIBLIOGRAFÍA .....	49

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Mapa de ubicación del área de estudio. Fuente: Autor .....	10
<b>Figura 2.</b> Marco conceptual metodológico. Fuente: Autor .....	11
<b>Figura 3.</b> Configuración de reflectores paralela y subparalela (Blandón, 2002). .....	13
<b>Figura 4.</b> Patrones de reflectores progradantes (Mitchum et al, 1977). .....	14
<b>Figura 5.</b> Clasificación de terminaciones de los reflectores (Cataneanu, 2002). .....	15
<b>Figura 6.</b> Falling Stage Systems Tract (FSST) (Bhattacharya, 2007). .....	16
<b>Figure 7.</b> Systems Tract (Bhattacharya, 2007). .....	16
<b>Figure 8.</b> Regressive Systems Tract (RST) (Edwards, 2007) .....	17
<b>Figura 9.</b> Diagrama representativo de los elementos presentes en la generación de una traza sintética. (Tomado de Kearey, 2002). .....	21
<b>Figura 10.</b> Principio básico del Perfil Sísmico Vertical (VSP) y sus variaciones dependiendo del diseño de adquisición. Tomado de Hope y otros, 1998. ....	25
<b>Figure 11.</b> Componentes ortogonales del tensor de esfuerzos en la corteza terrestre (Tomado de Lobo y Vásquez, 2011). .....	32
<b>Figure 12.</b> Clasificación de las fallas en relación con el estado de esfuerzos según el modelo de E. M. Anderson. (Tomado de Vásquez, 2001). .....	33
<b>Figura 13.</b> Modelo estructural de una falla transcurrente con movimiento dextral. Se puede apreciar zonas extensivas y compresivas a lo largo de la falla principal originadas por cambios en el rumbo de la misma (Tomado de Burg, 2011). .....	35
<b>Figure 14.</b> Estructuras típicas en un régimen transpresivo (Tomado de Lobo y Vásquez, 2011). .....	35
<b>Figure 15.</b> Estructuras típicas en un régimen transtensivo (Tomado de Lobo y Vásquez, 2011). .....	36
<b>Figura 16.</b> Características geológicas regionales asociadas a la Cuenca de la Guajira (Tomado de Beicip, 2001). .....	37
<b>Figura 17.</b> Características geológicas locales (Tomado de Geotec, 1998). Contornos de batimetría en metros. Se muestran los pozos de referencia y los campos de gas. ....	38
<b>Figura 18.</b> Sección transversal regional (modificado de Ramirez; en Beicip, 2001). .....	38
<b>Figura 19.</b> Columnas estratigráficas generales Cuenca de la Guajira. Tomada de Halliburton, (2007) (Citado por Aguilera, 2011). .....	39
<b>Figura 20.</b> Secciones sísmicas. (a) Sección 1 no interpretada. (b) Sección 1 interpretada, donde se resalta las secuencias halladas y sus respectivas estructuras de tectónica reciente. (c) Sección 2 no interpretada. (d) Sección 2 interpretada visualizándose sus progradaciones clásicas de un Highstand System Track. Fuente: Autor. ....	40
<b>Figura 21.</b> Corte geológico que conecta la sección 1 y la sección 2. Resalta el régimen transpresivo que exhuma las Serranías de Jarara y Macuira. Fuente: Autor. ....	46

## RESUMEN

El presente informe se desarrolló con información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) para el proyecto ANH-Unipamplona “Integración geológica, evaluación de los sistemas petrolíferos y prospectividad de las cuencas frontera de Colombia: cuencas Guajira y Guajira offshore”. Este proyecto se realizó con el fin de hallar nuevos prospectos de crudo y gas en el país, y así mismo, impulsar el conocimiento de la cuenca.

El principal objetivo fue interpretar secciones sísmicas representativas de la cuenca La Guajira, en este caso la zona onshore norte, esta interpretación se desarrolló en el software Seisware 10.5.

A partir de la información suministrada se correlacionó basamentos, secuencias y se identificaron regímenes depositacionales y estructurales. Estos rasgos se evidenciaron en las clinofomas formadas (vistas en las secuencias del norte) cuando la tasa de acumulación excede el espacio de acomodación, consecuencia de la exhumación de las serranías, además de las reactivaciones de fallas gracias al tectonismo reciente, provocando plegamiento en las secuencias superiores a estas estructuras (vistas en las secuencias del sureste). Estas características fueron consecuencia de las estructuras de rumbo transpresivas pertenecientes al sistema de fallas Jarara y Macuira, y así mismo, por alta tasa de sedimentación vista en la sección norte y la sedimentación contante en la sección sureste.

Estas particularidades desde el punto de vista petrolífero, forman trampas ideales para la acumulación de hidrocarburos, y evidencian el potencial que posee la zona.

**Palabras clave:** Interpretación sísmica, Régimen transcurrente, Clinofomas, Transpresión.

## ABSTRACT

This report was developed with information provided by the National Hydrocarbons Agency (ANH) for the ANH-Unipamplona project "Geological integration, evaluation of petroleum systems and prospectivity of Colombia's frontier basins: Guajira and Guajira offshore basins". This project was carried out in order to find new oil and gas prospects in the country, and at the same time, to promote the knowledge of the basin.

The main objective was to interpret representative seismic sections of the La Guajira basin, in this case the northern onshore zone, this interpretation was developed in Seisware 10.5 software.

From the information provided, basements, sequences were correlated and depositional and structural regimes were identified. These features were evidenced in the clinoforms formed (seen in the northern sequences) when the accumulation rate exceeds the accommodation space, a consequence of the exhumation of the mountain ranges, in addition to the reactivations of faults due to recent tectonism, causing folding in the sequences above these structures (seen in the southeastern sequences). These characteristics were a consequence of the transpressional strike-slip structures belonging to the Jarara and Macuira fault system, as well as the high rate of sedimentation seen in the northern section and the continuous sedimentation in the southeastern section.

These particularities from the petroleum point of view, form ideal traps for the accumulation of hydrocarbons, and evidence the potential of the area.

**Keywords:** Seismic interpretation, Strike slip regime, Clinoforms, Transpressure.

## INTRODUCCIÓN

El número de hallazgos de crudo y gas se reduce cada vez más. Por lo tanto, algunos países han iniciado nuevas campañas de exploración en zonas offshore que contaban con poca información. Colombia se sumó a esta nueva búsqueda, ya que nuevamente fijo su mirada a las cuencas offshore, en especial a las ubicadas en el Mar Caribe.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) como entidad institucional del estado, se tomó a la tarea de impulsar la investigación en el offshore, con el objetivo de aumentar sus reservas en crudo y gas. Para la ANH, es de gran importancia desarrollar una nueva revisión a los estudios previos en las cuencas del caribe, en especial a las cuencas offshore y onshore de La Guajira, reevaluando toda la información y si es pertinente reinterpretarla con el fin de plantear nuevos prospectos.

Para ello, la ANH estableció un contrato interinstitucional con la Universidad de Pamplona. Bajo este contrato, la compañía de servicios LITHoil Ltda, sirvió de apoyo a la Universidad en sus objetivos. Uno de ellos fue reevaluar la interpretación sísmica, la cual siempre está amarrada al concepto tectónico-estratigráfico de los intérpretes. Por ende, algunas de las interpretaciones poseían falencias, por ejemplo, la geología (interpretación geológica) que se encuentra por debajo de la secuencia que caracteriza el prisma sedimentario y las áreas donde no se ha identificado secuencia cretácica de carácter continental. Con lo cual, fue pertinente reevaluar interpretaciones sísmico-estructurales ya concebidas, con el fin de direccionarse a un nuevo concepto.

En resumen, se reinterpreto la información proporcionada, la cual está ubicada en el norte onshore de la cuenca de La Guajira. Esta contaba con sísmica 2D paralela y perpendicular a la costa, además de pozos que sirvieron de amarre a las secciones sísmicas.

## 1. OBJETIVOS

### 1.1. OBJETIVOS GENERALES

- Identificar las provincias tectónico-estructurales sobre las que ha evolucionado la cuenca de la Guajira, Colombia.

### 1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Elaborar dos secciones sísmicas estructurales representativas de una parte de la cuenca.
- Construir un modelo 2D a partir de las secciones sísmicas para un sector de la cuenca.
- Identificar las posibles trampas y regímenes depositacionales que se desarrollaron en las secciones sísmicas representativas.

## 2. GENERALIDADES

### 2.1. LOCALIZACIÓN

La cuenca de la Guajira se encuentra ubicada al norte de Colombia, específicamente sobre la Península de la Guajira. Esta se halla limitada al sur por la Falla de Oca, al este por el Golfo de Venezuela y al noroeste por la cuenca Colombia. La cuenca en total posee una superficie aproximada de 70251 Km<sup>2</sup>, tomando en cuenta su sección onshore (13859 Km<sup>2</sup>) y offshore (56392 Km<sup>2</sup>) (ANH, 2007).

El área de estudio se encuentra dividida en dos zonas. La primera zona cuenta con una superficie aproximada de 920 Km<sup>2</sup> y está limitada al noreste por el margen de costa de la Península de la Guajira y al suroeste por las Serranías Jarara y Macuira (Figura1); y la segunda zona con una superficie aproximada de 356 Km<sup>2</sup> y se halla limitada al noroeste y noreste por las Serranías Jarara y Macuira, al suroeste por la falla de Cuiza y al sureste por la costa de la península adyacente al Golfo de Venezuela (ANH, 2007).

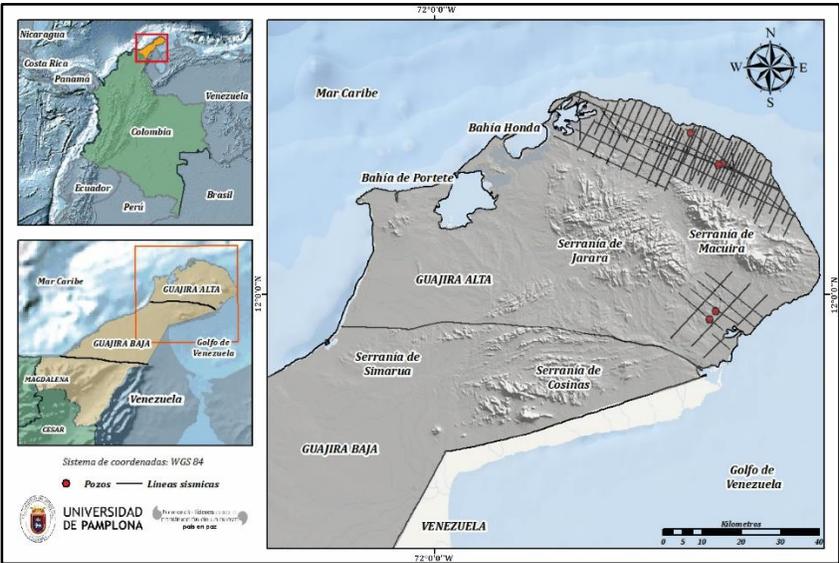
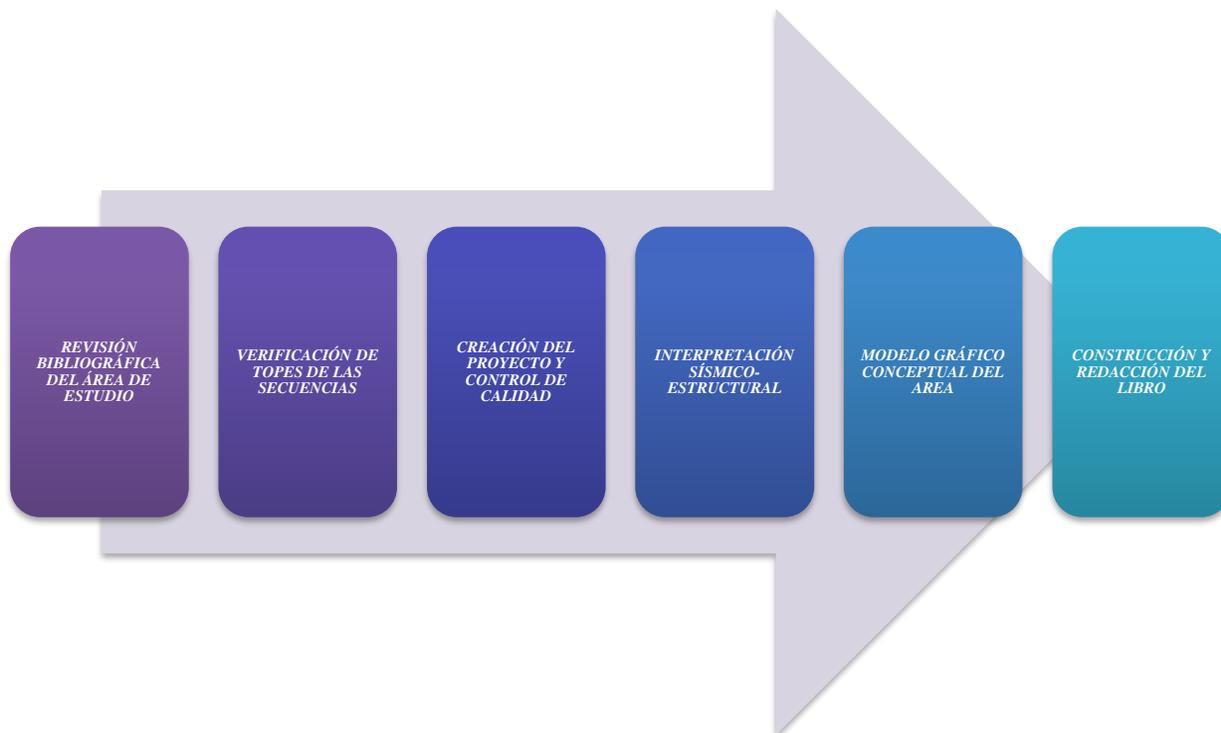


Figura 1. Mapa de ubicación del área de estudio. Fuente: Autor

### 3. METODOLOGÍA



*Figura 2.* Marco conceptual metodológico. Fuente: Autor

#### 3.1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DEL ÁREA DE ESTUDIO

Se realizó una revisión y recopilación de la bibliografía disponible referente a la zona de estudio, su importancia radica en el apoyo teórico-técnico que éste proporciona durante la interpretación y posterior a la construcción del modelo.

Para lograr dicho fin, se efectuó una búsqueda principalmente en documentos que brindara una información geológica del área, donde incluyan la evolución tectónica, marco estructural, estratigrafía, sedimentología, etc. Del mismo modo se recopiló información de modelos estructurales realizados en la cuenca o adyacentes a esta.

En paralelo, la ANH brindo una base datos con la información condensada descrita anteriormente, además de tener más insumos disponibles.

### **3.2. VERIFICACIÓN DE TOPES DE LAS SECUENCIAS**

La cuenca de la Guajira presenta cambios faciales muy rápidos, y este carácter se mantiene constante en toda la cuenca, principalmente en las zonas más distales. Con lo cual, el grupo de estratigrafía para designar los topes de secuencias se basó principalmente en información cronoestratigráfica, que fue suministrada por la bioestratigrafía (foraminíferos, nanoplancton, palinología, entre otros.) la cual fue recopilada en informes de descripción de ripios de perforación, descripción de corazones e informes que se desarrollaron durante la perforación de los pozos o en posteriores análisis por otras compañías.

Esta información permitió datar las secuencias, determinar discordancias, formular ambientes, entre otras. Los topes de las secuencias particularmente fueron usados en la interpretación sísmica para correlacionarlos al reflector que mejor se adapte en cuanto a posición y evento, eso si el dato bioestratigráfico no es fuerte o no existe, de lo contrario, el reflector que se superpuso a cada tope fue el correlacionado. Así mismo, ese reflector fue el respectivo horizonte a trazar, ya que los horizontes deben ser delineados según el objetivo del proyecto, o por lo menos, el que señale los límites de eventos o rasgos geológicos principales. Para la interpretación y creación del modelo fue primordial comprender y aglomerar esta información, ya que permitió trazar los horizontes correctos y fue base en el entendimiento estratigráfico del área.

### **3.3. CREACIÓN DEL PROYECTO Y CONTROL DE CALIDAD**

GeOil Energy compañía de servicios colombiana que representa a la compañía SeisWare suministró las herramientas tecnológicas (software Seisware 10.5) como apoyo para el desarrollo

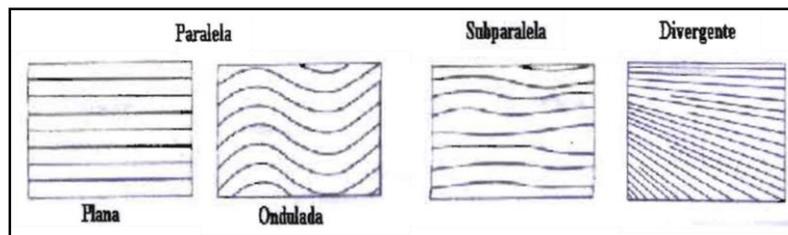
del presente proyecto, además, tenía como labor la carga de los datos al respectivo aplicativo, entre ellos la sísmica y pozos. Esta incorporación de datos fue distribuida a cada participante, recomendándoles hacer un control de calidad de los datos cargados.

El control de calidad de las líneas sísmicas se hizo verificando el visualizador sísmico de las líneas del aplicativo, con la imagen sísmica migrada. En la comparación se evaluó la navegación (orientación de la línea) y la relación de shotpoint (SP) o common depth point (CDP) del visualizador sísmico con la imagen, además de constatarlos con algún evento geológico observado en la sísmica. Luego de confirmar estos parámetros generales, se inició con la interpretación.

### 3.4. INTERPRETACIÓN SÍSMICO-ESTRUCTURAL

Durante la fase de interpretación sísmica se empleó la metodología de la estratigrafía sísmica para la identificación de secuencias. En la estratigrafía sísmica es importante determinar las terminaciones, continuidad y geometría de los reflectores, ya que cada comportamiento del reflector puede indicar procesos de depositación, sucesiones de ambientes sedimentarios y límites de secuencia, entre otros.

Como puede observarse en las Figuras 3 y 4, existen diferentes patrones en la configuración de los reflectores sísmicos. Cada uno de ellos proporciona información importante a la hora de realizar interpretación sísmica de secuencias (Bally, 1987).



**Figura 3.** Configuración de reflectores paralela y subparalela (Blandón, 2002).

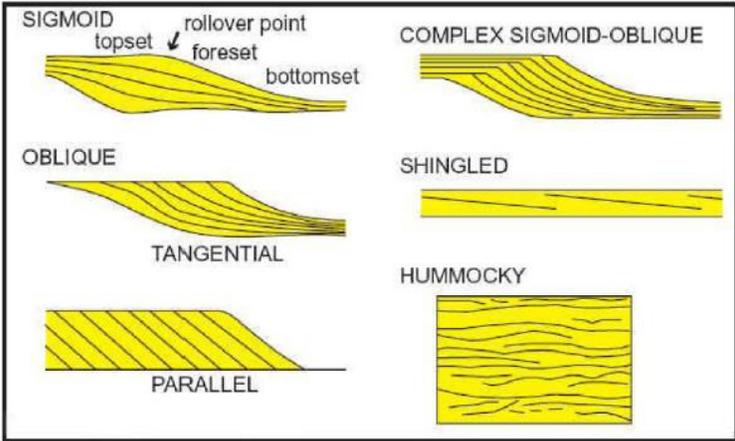


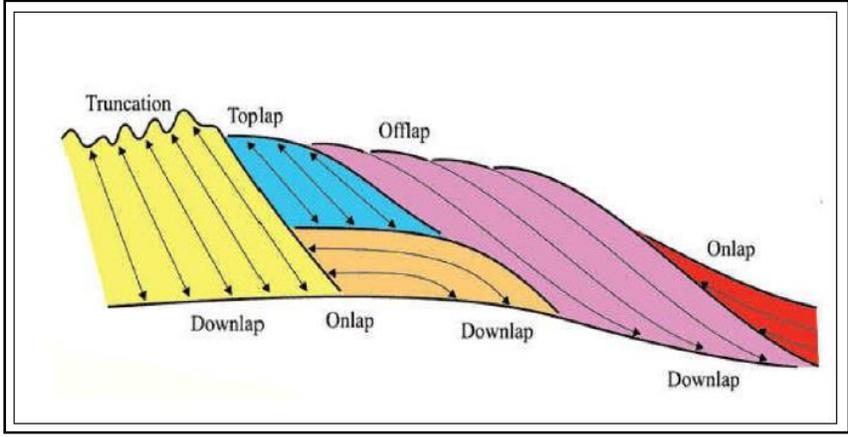
Figura 4. Patrones de reflectores progradantes (Mitchum et al, 1977).

Por ejemplo, reflectores paralelos y subparalelos por lo general son indicadores de velocidades de depositación uniformes sobre plataformas o cuencas estables.

Configuraciones divergentes son interpretadas como variaciones en las tasas de depositación o basculamiento progresivo de la superficie sedimentaria y reflectores progradantes son generados por estratos depositados lateralmente o por progradación (como sucede en sistemas deltaicos).

De esta manera, las diferentes configuraciones de los reflectores pueden ser interpretadas en términos de variaciones en el suministro de sedimentos, tasas de subsidencia de la cuenca, cambios en el nivel del mar, profundidad de la columna de agua y energía del ambiente de depósito (Miall, 2000).

En estratigrafía sísmica también es necesario identificar las terminaciones de los reflectores para así poder describir y reconocer el tipo de superficies presentes en la secuencia sísmica, que generalmente se relacionan con cambios en el nivel relativo del mar (Cataneanu, 2002). Existen cinco tipos de terminaciones de los reflectores, los cuales se representan en la figura 5.



**Figura 5.** Clasificación de terminaciones de los reflectores (Cataneanu, 2002).

La metodología aplicada permitió identificar fases depositacionales o systems tracts, a partir de la identificación de facies sísmicas y terminaciones de los reflectores. Una descripción de las principales características de los systems tracts se cita a continuación.

- **Falling Stage Systems Tract (FSST):** En este estado se depositan sedimentos asociados con una regresión forzada. Depósitos de este tipo se encuentran sobre límites de secuencia y pueden identificarse clinofomas progradantes y depósitos caóticos de remoción en masa. La caída en el nivel del mar está marcada por una superficie de erosión. El límite superior está marcado por la presencia de onlap (Figura 7).
- **Lowstand Systems Tract (LST):** Este tipo de depósitos se acumulan después de un aumento en el nivel del mar. Estratigráficamente, se encuentran sobre depósitos de FSST. Normalmente, se pueden encontrar este tipo de depósitos rellenando valles incisivos. Los patrones de acumulación exhiben clinofomas agradacionales con terminación onlap (Figura 7).
- **Transgressive Systems Tract (TST):** Son depósitos acumulados desde la aparición de transgresión costera hasta el punto máximo de inundación, justo antes de una regresión. Se

observa patrón de clinofomas retrogradacionales. El límite inferior son depósitos de LST y el límite superior está marcado por una superficie de máxima inundación (Figura 7).

- **Highstand Systems Tract (HST):** Son depósitos progradacionales que han sido acumulados cuando la tasa de acumulación excede el espacio de acomodación. Se encuentra después de una superficie de máxima inundación y se caracteriza por presentar clinofomas progradantes (Figura 7).

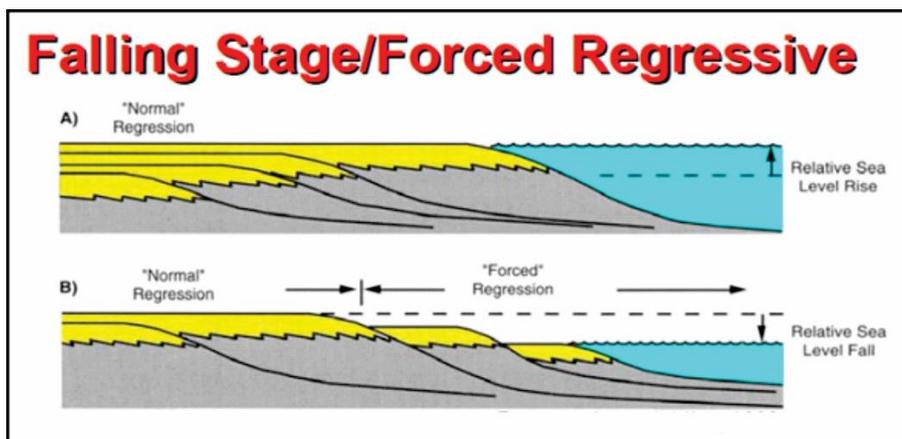


Figura 6. Falling Stage Systems Tract (FSST) (Bhattacharya, 2007).

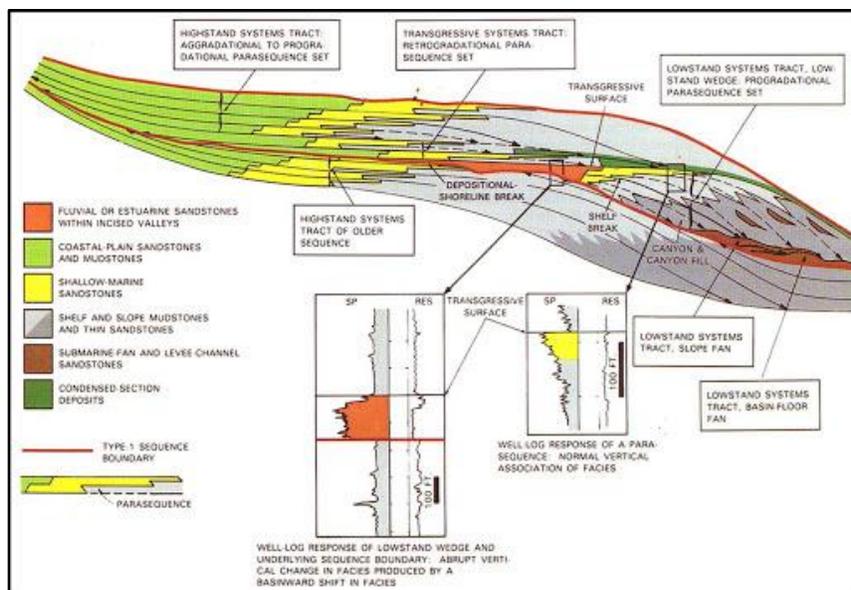


Figure 7. Systems Tract (Bhattacharya, 2007).

- Regressive Systems Tract (RST):** Se depositan sedimentos durante un descenso en el nivel del mar. Depósitos de este tipo se encuentran sobre límites de secuencia y pueden identificarse clinoforras progradantes y depósitos caóticos de remoción en masa (Figura 8).

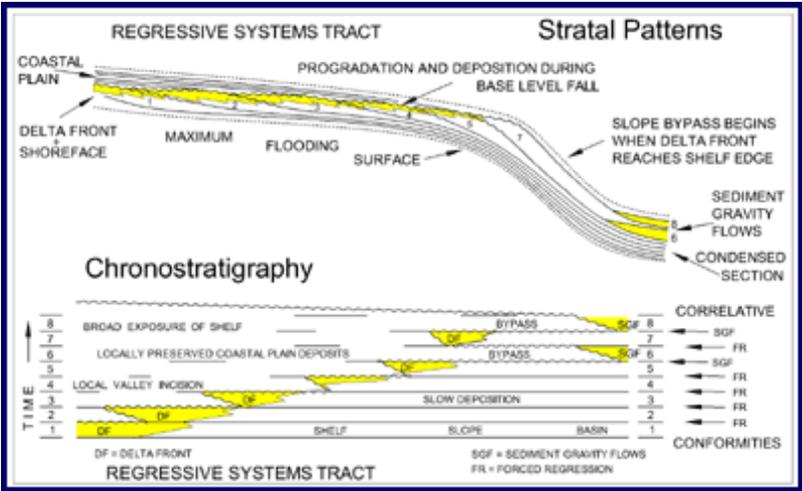


Figure 8. Regressive Systems Tract (RST) (Edwards, 2007)

Una vez realizada la interpretación de reflectores sísmicos se procedió con la interpretación estructural. La presencia de fallas o pliegues se vio reflejada en el comportamiento de los horizontes identificados, cuando estos interrumpen su continuidad (en el caso de existir falla) o se muestran deformados (en caso de existir pliegues).

### 3.5. MODELO GRÁFICO CONCEPTUAL DEL ÁREA

Para llegar a la construcción de modelo conceptual del área de trabajo, se identificó secuencias sedimentarias, describiendo sus terminaciones, continuidad, geometría y entre otras características; también identificando estructuras como fallas, pliegues y demás evidencias estructurales, además de tener presente la información de los pozos como la litología, paleontología, etc.

A partir de esto se planteó ambientes de depositación, cambios faciales, eventos discordantes por exhumación de roca (locales o regionales), participación de la tectónica en el área (actividad antes y durante la depositación) y la configuración geológica del área.

### **3.6.CONSTRUCCIÓN Y REDACCIÓN DE LIBRO**

Debido al carácter de confidencialidad del contrato de la Universidad de Pamplona y la ANH, la información presentada en este informe está protegida, es decir, se resguardan muchos datos que son de uso privativo del proyecto y que hacen parte del resguardo que exige la ley para este tipo de confidencialidad. Con lo cual, solamente se hace mención de lo necesario para poder mostrar el trabajo adelantado.

Sin embargo, se logró exponer dos secciones tipo que permiten comprender el comportamiento de la parte norte onshore de la cuenca, tales como sedimentación, exhumación del basamento, entre otras.

## 4. MARCO TEÓRICO

### 4.1. INTERPRETACIÓN SÍSMICA

El principal objetivo de un estudio sísmico para la búsqueda de hidrocarburos; usualmente es el de localizar estructuras. Sin embargo, muchas estructuras que proporcionan excelentes trampas no contienen hidrocarburos y en muchos casos en cantidades económicamente no rentables. Debido a que los pozos de perforación son muy costosos, el intérprete sísmico trata de derivar a partir de los datos sísmicos la mayor información posible acerca de la evolución del sistema petrolero del área, en un esfuerzo por disminuir el riesgo en la búsqueda de los hidrocarburos en las estructuras que son interpretadas (Telford, Geldart y Sheriff, 1990).

Las principales etapas de la interpretación sísmica estructural comprenden una evaluación geológica general, en donde el intérprete se ubica dentro del marco geológico regional y trata de identificar las fallas principales con el fin de delimitar los bloques a estudiar en detalle, luego entra en juego la correlación estratigráfica de pozos, permitiendo identificar los límites de las secuencias estratigráficas, que a su vez podrían estar asociadas a importantes contrastes de impedancias acústicas importantes (cambios de velocidades y densidades) que se identifican en las secciones sísmicas como reflectores continuos y con buena amplitud. Dichos reflectores son interpretados a lo largo de todas las líneas 2D, a fin de obtener como resultado horizontes sísmicos en tiempo que posteriormente convertidos a profundidad son el insumo en la generación de mapas estructurales. (Chelotti et al, 2009).

De manera general, a través de la interpretación sísmica, se pretende obtener un modelo del subsuelo, válido desde el punto de vista geológico, vinculando la información obtenida de la reflexión sísmica con información de pozos.

## 4.2. SISMOGRAMA SINTÉTICO

Los sismogramas sintéticos reproducen a partir de datos de registros sísmicos y densidad, la imagen del subsuelo en forma de traza sintética. Con esto, se dispone así de una correlación entre atributos puramente geológicos (litologías, estratigrafía, porosidad, entre otros) y parámetros geofísicos, tales como reflexiones sísmicas, amplitudes, frecuencias, etc. (Martínez, 1996).

En la Figura 9, se ilustra los elementos indispensables en la construcción de sismogramas sintéticos, en primer lugar, es necesario el componente geológico que está representado por los registros de pozo sísmico y densidad, a partir de ellos es posible obtener los coeficientes de reflexión que representan los contrastes de velocidad y densidad de cada estrato. La señal emitida al medio por la onda acústica está representada por una ondícula con características específicas en cuanto a fase y frecuencia, que al ser convolucionada con la serie de reflectividad se obtiene como resultado una traza sísmica sintética del subsuelo que debe guardar semejanza a la traza obtenida a partir de la sísmica de superficie. No siempre los sismogramas sintéticos coinciden perfectamente con la sísmica de superficie, Linner (2004) indica algunos factores que originan esta problemática, tales como la frecuencia, ondícula, problema del hoyo y la anisotropía.

### 4.2.1. Impedancia acústica

Linner (2004) establece que la impedancia acústica es la resistencia que ejercen los estratos del subsuelo a las ondas que se propagan a través de los mismos. La misma viene dada como el producto entre la densidad del medio y la velocidad de la onda de propagación a través de ese medio. De acuerdo a Lowrie (2007) el contraste de impedancia entre las capas, causan las reflexiones registradas en los perfiles sísmicos, y viene expresada por la siguiente ecuación:

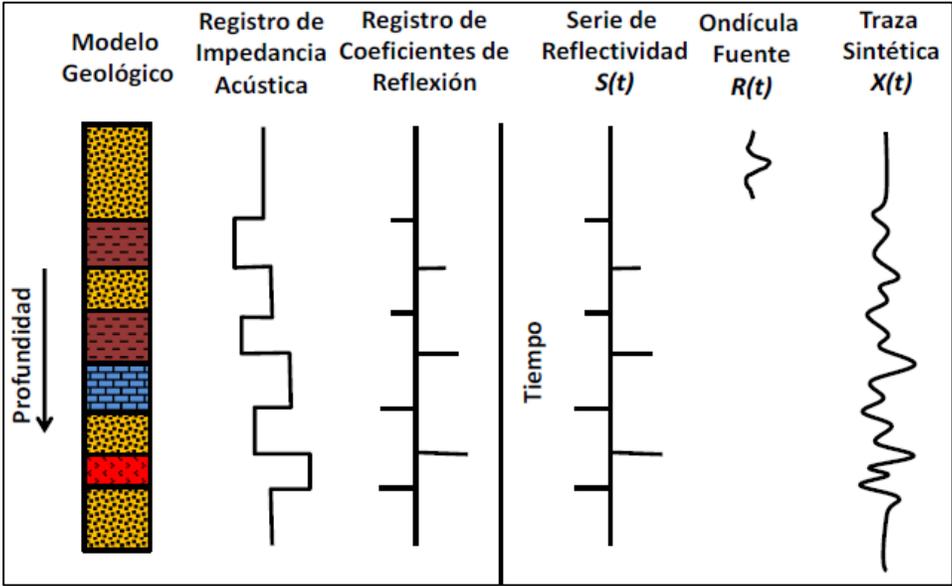
$$IA = \rho Vp$$

Donde:

$IA$ : Impedancia acústica.

$\rho$ : Densidad del medio.

$Vp$ : Velocidad de la onda P.



**Figura 9.** Diagrama representativo de los elementos presentes en la generación de una traza sintética. (Tomado de Kearey, 2002).

**4.2.2. Coeficiente de reflexión**

Las variaciones de velocidad y densidad de un conjunto de estratos del subsuelo pueden ser representadas por una serie de coeficientes de reflexión en sus bordes. Maraven (1991), establece que los coeficientes de reflexión son la proporción entre la amplitud de la onda reflejada y la de una onda incidente, es decir, cuanta energía es reflejada y cuanta es transmitida. Ahora bien, si se tiene una formación sobre otra de mayor impedancia se produce un coeficiente de reflexión positivo, mientras que una formación sobre otra de menor impedancia acústica genera un coeficiente de reflexión negativo. Para ondas con incidencia normal el coeficiente de reflexión se calcula de la siguiente manera:

$$CR = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2} = \frac{\rho_1 V_1 - \rho_2 V_2}{\rho_1 V_1 + \rho_2 V_2}$$

Donde:  $Z_2$  y  $Z_1$ : Es la impedancia acústica de cada estrato.

#### **4.2.3. Ondícula sísmica**

La ondícula es una herramienta matemática moderna de aplicación en el tratamiento de las señales. Sheriff (2001) la define como un pulso sísmico que consiste usualmente de pocos ciclos y depende directamente de dos parámetros: frecuencia y fase.

A medida que se propaga por la corteza terrestre un pulso sísmico generado en superficie, modifica su forma atenuando las componentes de alta frecuencia, que dependen de la naturaleza del espectro de absorción del subsuelo, variando las características de la señal emitida en cuanto a fase y frecuencia. Con base a lo anterior, resulta difícil representar de manera fiel la imagen del subsuelo a partir de sismogramas sintéticos generado con una ondícula teórica cuyas características (fase y frecuencia) permanecen invariantes en el tiempo. Yilmaz (2000) establece una clasificación para las ondícula dependiendo del tipo de fase: fase cero, fase constante, fase mínima.

#### **4.2.4. Calibración sísmica - pozo**

La calibración sísmica-pozo consiste básicamente en ajustar el sismograma sintético generado a partir de los registros de pozos, cuya información se encuentra en ambos dominios (tiempo y profundidad) con la sísmica de superficie, donde su atributo se encuentra en el dominio del tiempo. De esta forma se establece la relación entre ambos parámetros permitiendo identificar los reflectores correspondientes a los topes de las secuencias que se van interpretar a lo largo de toda la sísmica. Una buena correlación entre los datos sísmicos y la información de pozos es imprescindible para obtener una excelente interpretación y a su vez una buena conversión tiempo-profundidad.

### 4.3. RESOLUCIÓN SISMICA VERTICAL

El dato sísmico tiene buena resolución lateral y una pobre resolución vertical comparada con los datos de pozo. La resolución sísmica depende de los parámetros de adquisición y de las características del yacimiento. Bacon y otros (2003), establecen que la resolución sísmica vertical se expresa generalmente como el mínimo espesor de una capa que puede ser detectada en base a la diferencia de tiempos de reflexión presentes en una traza sísmica. En el presente contexto la resolución se refiere a la capacidad de distinguir las ondas reflejadas en el tope y base de una unidad estratigráfica.

$$\lambda = \frac{v_I}{4F}$$

Donde:

$\lambda$ : Resolución sísmica vertical.       $v_I$ : Velocidad intervállica.       $F$ : Frecuencia dominante

### 4.4. REGISTROS DE POZO

Los registros de pozos son de gran importancia en la industria de hidrocarburos, ya que son técnicas geofísicas *in situ*, que se utilizan en las operaciones petroleras para obtener una mayor información de los parámetros físicos y geológicos del yacimiento, tales como: cantidad de petróleo móvil, saturación de agua de la formación, resistividad de las rocas, porosidad, etc.

### 4.5. SISMICA DE POZO

Son técnicas que emplea mediciones en el interior de los pozos a partir de geófonos colocados dentro del mismo y una fuente en la superficie cercana a la boca del pozo. Se usan para tener correlación con los datos sísmicos de superficie y obtener imágenes de gran resolución,

comúnmente las mediciones realizadas en tierra utilizan como fuente camiones vibradores y para mediciones marinas se hace uso de cañones de aire (Blackburn y otros, 2008).

#### **4.5.1. Tiros de verificación (*Checkshots*)**

El tiro de verificación es el tipo de registro sísmico de pozo más antiguo y básico, el mismo mide el tiempo requerido por un pulso sísmico generado en la superficie para viajar hacia un geófono posicionado a una profundidad determinada en el pozo (Salas, 1982). Los disparos de verificación se efectúan empleando una fuente de ondas compresionales (cañón de aire o camión vibrador) colocada en la superficie y una estación receptora de ondas sísmicas colocada a una determinada profundidad en el pozo. Mediante estos registros, en exploración geofísica petrolera se logra tener un mayor control para la interpretación de datos sismográficos, realizar el cálculo de las velocidades sísmicas en las formaciones geológicas de interés, calcular las profundidades de los reflectores y delinear contornos de isovelocidades.

#### **4.5.2. Perfil sísmico vertical (VSP)**

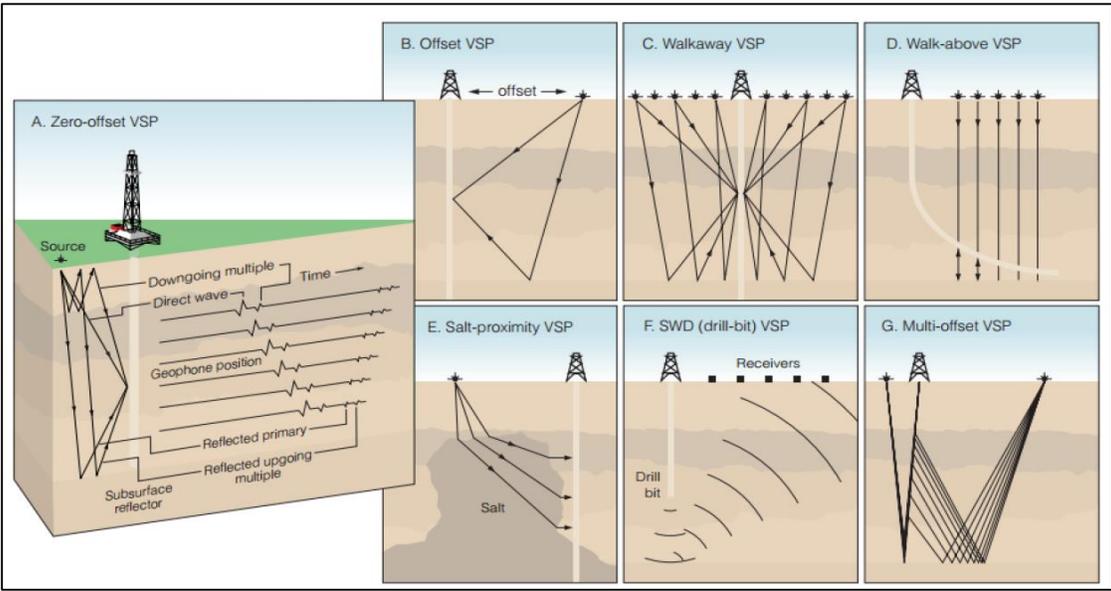
Los levantamientos de sísmica de pozos se clasifican usualmente por la geometría del levantamiento, que es determinada por el desplazamiento de la fuente, la trayectoria del pozo y la profundidad del arreglo de receptores. La geometría del levantamiento determina el rango de los buzamientos de las interfaces y el volumen del subsuelo del cual se pueden generar imágenes.

El tipo más simple de levantamiento de sísmica de pozos es el VSP sin desplazamiento de la fuente (Zero-offset VSP).

El VSP sin desplazamiento de la fuente comprende un arreglo de receptores sísmicos de pozos y una fuente cercana al pozo (Figura 10). En la mayoría de los casos (al menos que los buzamientos de las formaciones sean muy pronunciados), este levantamiento registra las reflexiones

provenientes de una ventana estrecha alrededor del pozo. La salida estándar de un VSP sin desplazamiento de la fuente es un corredor de apilamiento, creado mediante la suma de las señales VSP que siguen de inmediato a los primeros arribos para formar una sola traza sísmica. Esa traza se reproduce varias veces, para mayor claridad, y para su comparación con las imágenes de la sísmica de superficie. El procesamiento de este tipo de levantamiento, arroja las velocidades de las formaciones en diferentes profundidades, que pueden vincularse a las propiedades derivadas de los registros de pozos interpretados para la detección y la predicción de zonas sobrepresurizadas.

Existen diversos tipos de VSP, como por ejemplo, VSP con desplazamiento, VSP con desplazamiento lineal, VSP de incidencia vertical, VSP 3D entre otros. (Figura 10). En lo concerniente a interpretaciones sísmicas, con este tipo de perfilaje de pozo se pueden identificar objetivos prometedores que presenten características sutiles que pueden ser alusivas en una imagen sísmica convencional.



**Figura 10.** Principio básico del Perfil Sísmico Vertical (VSP) y sus variaciones dependiendo del diseño de adquisición. Tomado de Hope y otros, 1998.

## 4.6. ATRIBUTOS SISMICOS

El termino atributo es aplicado para describir todo tipo de medidas hechas en una traza sísmica, permitiendo visualmente mejorar o cuantificar características de interpretación de interés, usualmente estas medidas son tomadas sobre una ventana de tiempo limitada alrededor de un reflector o intervalo de interés, y muchas veces son hechas sobre una sola traza, aunque algunos atributos son medidos sobre pequeños grupos de trazas. Un buen atributo sísmico es directamente sensitivo a características geológicas o propiedades de interés de un yacimiento, permite definir la estructura o ambiente depositacional, y así, lograr inferir algunas características o propiedades de interés.

De acuerdo a Chopra y Marfurt (2007), uno de los objetivos de los atributos sísmicos es estudiar patrones para dar al intérprete facilidad de reconocimiento para cuantificar las características de amplitud y morfología vistas en los datos sísmicos, usando una serie de cálculos determinísticos en un computador. Por ejemplo, el atributo de coherencia desarrollado a mediados de los 90, estudia las discontinuidades similares observadas en los datos sísmicos.

### 4.6.1. Atributos estructurales

La aplicación de atributos estructurales sobre superficies interpretadas (horizontes) permite resaltar posibles tendencias de fallas, alineaciones y anomalías estructurales que no son fáciles de identificar en los cubos de amplitud.

- **Detección de bordes (*Edge*):** este mapa resalta las discontinuidades en una imagen, mediante la detección de las diferencias de buzamiento a través de un horizonte, se realiza mediante una operación matricial 3×3 donde el algoritmo compara matemáticamente los

puntos alrededor de un punto muestra en dirección X y Y (Landmark Halliburton Company, 2004).

- **Buzamiento (*Dip*):** muestra la magnitud del gradiente de tiempo y es construido al comparar cada muestra del horizonte con dos muestras adyacentes en dirección ortogonal, posteriormente un plano es ajustado a través de los tres puntos.
- **Azimut:** muestra la dirección de la máxima pendiente. El mapa de rumbo se construye comparando cada muestra del horizonte con dos muestras adyacentes en direcciones ortogonales (Landmark Halliburton Company, 2004).
- **Buzamiento - Azimut (*Dip - azimuth*):** Ambos atributos combinados definen la tendencia estructural de un horizonte interpretado. Los mapas generados con este atributo resultan de un algoritmo de cálculo que compara trazas sucesivas utilizando una ventana temporal con un ángulo de búsqueda.
- **Atributos de curvatura:** De acuerdo a Chopra y Marfurt (2007) la curvatura representa que tan deformada es la curva con respecto a un punto en particular. En términos matemáticos la curvatura en un punto está definida como la tasa de cambio del ángulo con respecto a la longitud del arco, así mismo el inverso del radio del círculo tangente a dicho punto de la curva conocido como círculo oscultriz, representa la curvatura. De manera general los atributos de curvatura son un método basado sobre la segunda derivada, y consecuentemente son sensitivos a cualquier contaminación por ruido lo cual está presente dentro de las superficies.

#### 4.7. VELOCIDADES SISMICAS

Muchos exploradores consideran a la velocidad como el parámetro geofísico más subutilizado y sobre utilizado en exploración petrolera. La velocidad constituye el puente entre tiempo y

profundidad, entre convertir milisegundos a pies. Rutinariamente los datos sísmicos de velocidad, se usa para convertir mapas a profundidad, pero también el uso de las velocidades sísmicas ha llegado a caminos más sofisticados tales como, intentos de predecir porosidad, edad geológica, litología, fracturamiento, contenido de fluidos, geopresiones entre otros (Carter y Siraki 1993). Entre las velocidades sísmicas tenemos:

- **Velocidad promedio:** Esta velocidad está asociada a más de una formación o tipo de litología, es en sí, la distancia recorrida por una onda sísmica desde una locación en la superficie dividida entre el tiempo de viaje de esa onda en el subsuelo. (Carter y Siraki 1993).
- **Velocidad interválica:** La velocidad interválica relaciona el espesor de una capa particular dividida por el tiempo que toma en viajar una onda desde el tope a la base de dicha capa, y se expresa mediante la siguiente ecuación. (Carter y Siraki 1993).
- **Velocidad RMS (*Root-Mean-Square*)** Esta velocidad, es una herramienta puramente matemática, por lo cual no mide una propiedad física del subsuelo. Dicha velocidad se obtiene de un proceso de promediar los cuadrados de las velocidades interválicas, y tiene su aplicación cuando se trata de estimar velocidades promedio a partir de las velocidades del procesamiento, y se expresa mediante la siguiente ecuación (Carter y Siraki, 2003).
- **Velocidad *Normal-Moveout* (NMO):** En contraste con la velocidad RMS, la velocidad NMO tiene una componente horizontal (X) en la ecuación, por lo tanto, es dependiente del Offset, profundidad y longitud del tendido. Al ser esta dependiente de los *Offsets* existirá un incremento de los tiempos de llegada de las ondas al aumentar la distancia fuente - receptor. (Carter y Siraki 1993)

## 4.8. MODELO DE VELOCIDAD

Los modelos de velocidades son la representación espacial del campo de velocidad del área que se está estudiando. En ellos se observa las velocidades interválicas de cada estrato permitiendo identificar cómo es su variación a medida que se profundiza. Generalmente la velocidad utilizada para generar dichos modelos es proveniente de las velocidades de migración sísmica; en especial de las migraciones en profundidad. (Sheriff 2001).

### 4.8.1. Conversión tiempo – profundidad

La interpretación de los eventos sísmicos en la mayoría de los casos se realiza en tiempo, los resultados obtenidos en este dominio son de poca practicidad en operaciones petroleras, por lo tanto, es necesario realizar la conversión de la interpretación a profundidad. Por definición se sabe que sólo existe un camino para relacionar el tiempo con la profundidad y es conocer la velocidad de propagación de las ondas a través del medio, esta información es obtenida a partir del procesamiento de los datos y curvas de tiempo – profundidad (TZ).

Existen muchos métodos para convertir tiempos de viaje sísmicos a valores de profundidad, y para todos ellos se hace uso de datos sísmicos ya procesados, ya que este tipo de dato es el producto final de una secuencia de procesamiento a partir de la cual se puede realizar interpretaciones, mapas y conclusiones de los mismos. Existen otros tipos de métodos de conversión a profundidad, estos incluyen métodos de trazados de rayos, tomografía de tiempos de viaje, y análisis de migración en profundidad. Estos métodos resultan ser más confiables en áreas de complejidad estructural y que presenten variaciones laterales de velocidad (Carter y Siraki, 1993).

## 4.9. CONCEPTOS DE GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

De acuerdo a Martínez (2003), la Geología Estructural trata de la forma, distribución y estructura interna de las rocas, haciendo especial énfasis en los procesos que intervienen en su deformación tanto a pequeña como a mediana escala. De forma breve la geología estructural estudia el comportamiento de la roca al aplicar fuerzas deformantes y analiza las estructuras que resultan de la deformación.

### 4.9.1. Esfuerzos

El esfuerzo es la fuerza por unidad de superficie que soporta o se aplica sobre un plano cualquiera de un cuerpo. Es decir, es la relación entre la fuerza aplicada y la superficie sobre la cual se aplica. La ecuación de esfuerzo se define de la siguiente forma:

$$\sigma = \frac{F}{A}$$

Donde:

$\sigma$ : es el esfuerzo normal (perpendicular a la superficie).

F: es la fuerza aplicada sobre la superficie.

A: es la superficie del sólido o material geológico.

### 4.9.2. Deformación

La deformación se puede definir como cualquier cambio en la posición o en las relaciones geométricas internas sufridas por un cuerpo como consecuencia de la aplicación de un campo de esfuerzos. Una deformación puede constar de hasta cuatro componentes: translación, rotación,

dilatación y distorsión. En caso general, una deformación las incluye a todas, pero deformaciones particulares pueden constar de tres, dos o una de las componentes.

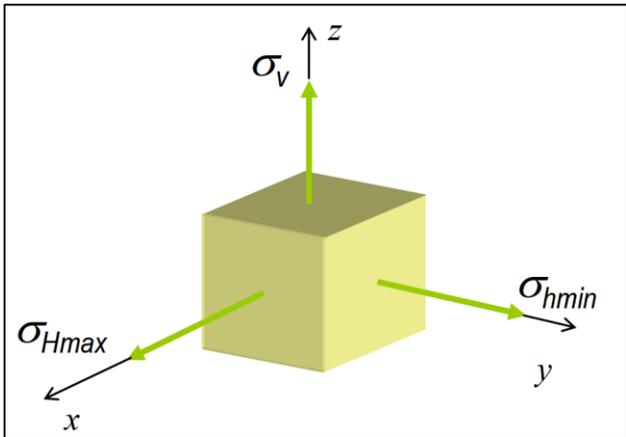
Las deformaciones son causadas por esfuerzos, de forma que ambos conceptos están ligados por una relación de causa efecto. La diferencia entre ambos radica en que los esfuerzos se definen y se analizan para un instante dado, mientras que las deformaciones miden cambios producidos en un intervalo de tiempo y se analizan comparando un estado final con uno inicial (Martínez 2003).

Las deformaciones se pueden clasificar en frágil y dúctil. Las deformaciones frágiles producen rotura, mientras que la deformación dúctil se realiza sin que el cuerpo se fracture. La deformación frágil es discontinua y la dúctil es continua.

#### **4.9.3. Esfuerzos en el subsuelo**

Peña y Peñuela (2011), mencionan que el campo de esfuerzos en sitio (llamado también estado de esfuerzos) de cualquier punto de la corteza terrestre está definido por cuatro elementos: los 3 esfuerzos ortogonales principales y la presión de poros. Todas las rocas que componen la corteza terrestre están sometidas a tres esfuerzos ortogonales principales: un esfuerzo vertical de sobrecarga ( $\sigma_v$ ), originado por los estratos que se encuentran suprayacentes, un esfuerzo horizontal máximo ( $\sigma_{hmax}$ ) y un esfuerzo horizontal mínimo ( $\sigma_{hmin}$ ). Estas tres componentes más la presión de poros (pp) conforman el tensor de esfuerzos en cualquier punto de la corteza terrestre. Los tres esfuerzos ortogonales principales se pueden representar de la siguiente manera (Figura 11).

- $\sigma_z = \sigma_v =$  esfuerzo vertical de sobrecarga.
- $\sigma_x = \sigma_{hmax} =$  esfuerzo horizontal máximo.
- $\sigma_y = \sigma_{hmin} =$  esfuerzo horizontal mínimo.



**Figure 11.** Componentes ortogonales del tensor de esfuerzos en la corteza terrestre (Tomado de Lobo y Vásquez, 2011).

Estos tres esfuerzos son denominados por algunos autores como “esfuerzos geoestáticos” porque actúan en el “entorno de la roca” (Vásquez, 2001). Las diferencias entre las magnitudes de estos esfuerzos van a determinar el tipo de campo de esfuerzos o régimen tectónico predominante.

Dependiendo de las magnitudes que estos esfuerzos presenten, la nomenclatura para el esfuerzo mayor, intermedio y menor es la siguiente (Vásquez, 2001):

- a)  $\sigma_1$  = Esfuerzo Ortogonal Principal Mayor.
- b)  $\sigma_2$  = Esfuerzo Ortogonal Principal Intermedio.
- c)  $\sigma_3$  = Esfuerzo Ortogonal Principal Menor.

**4.9.4. Relación entre los esfuerzos ortogonales y el régimen tectónico (Modelo de Anderson).**

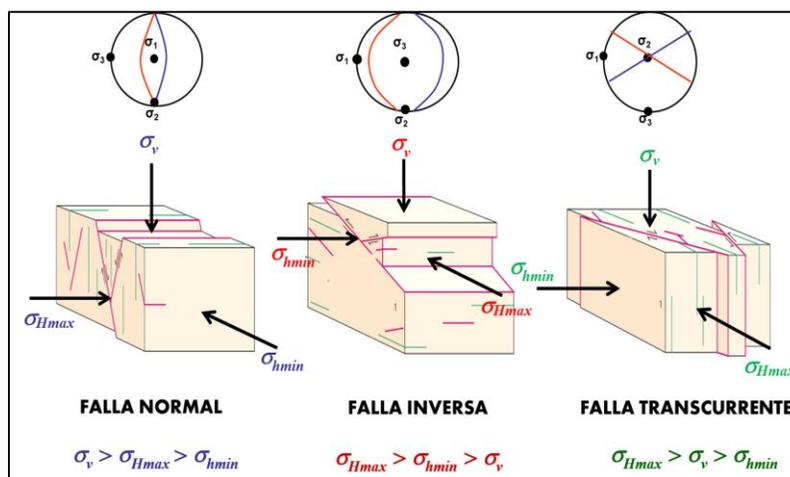
Cuando las rocas son sometidas a régimen tectónico se deforman, fallan o experimentan ambos fenómenos al mismo tiempo. Las direcciones de los esfuerzos principales determinan la

orientación de la superficie de falla y la resistencia de la roca controla la magnitud del esfuerzo de corte necesario para romper la roca.

Dependiendo de las magnitudes relativas de cada esfuerzo ortogonal principal, el geólogo E. M. Anderson en el año 1951 definió tres estados de esfuerzo o regímenes de esfuerzos principales y sus fallas asociadas, tal y como se muestra en la Figura 12.

La teoría predice que se formarán fallas normales donde el esfuerzo vertical sea el esfuerzo máximo, fallas inversas donde el esfuerzo vertical sea el mínimo y fallas transcurrentes donde el esfuerzo vertical sea el intermedio.

Anderson determinó la configuración de los esfuerzos basándose en el criterio de fracturación de Mohr – Coulomb, estableciendo como norma general que un cuerpo rocoso al fallar, se forman dos familias conjugadas de fallas que se cortan formando un diedro agudo y otro obtuso, donde en la bisectriz de cada diedro se sitúan los ejes de compresión máxima ( $\sigma_1$ ) y mínima ( $\sigma_3$ ) respectivamente, y la línea de intersección de las dos familias de planos de fallas se halla el eje del esfuerzo medio ( $\sigma_2$ ) (Sainz y Gómez 1990).



**Figure 12.** Clasificación de las fallas en relación con el estado de esfuerzos según el modelo de E. M. Anderson. (Tomado de Vásquez, 2001).

#### 4.9.5. Características y estilos estructurales de los regímenes tectónicos principales.

Los alineamientos estructurales presentes en las cuencas onshore y offshore de La Guajira han sido producto de diversos regímenes tectónicos, sin embargo, el régimen que impera actualmente en el área es el trascurrente. A continuación, se mencionará brevemente cada régimen tectónico extensivo y compresivo, pero resaltando el trascurrente.

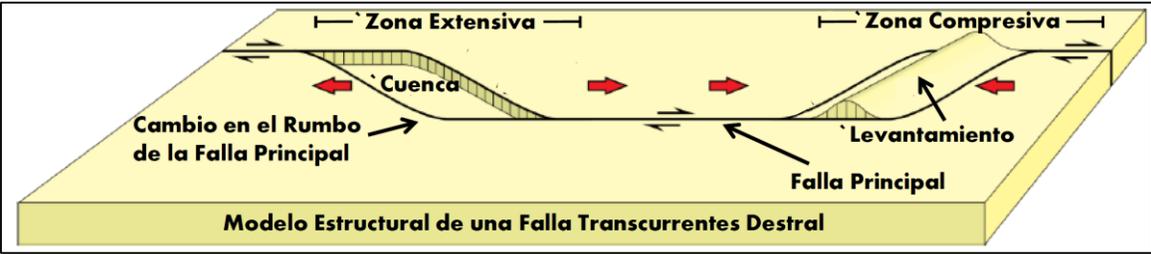
- **Régimen tectónico extensivo:** De acuerdo a Lobo y Vázquez (2011) este régimen se presenta en regiones donde el esfuerzo mayor es la sobrecarga vertical y el menor es el esfuerzo horizontal mínimo, es decir:  $\sigma_v > \sigma_{Hmax} > \sigma_{hmin}$ . Es el régimen tectónico más común en la naturaleza. En este tipo de régimen existe predominio del fallamiento normal o gravitacional, muchas veces del tipo lístrico y planar.
- **Régimen tectónico compresivo:** De acuerdo a Lobo y Vázquez (2011) presenta en regiones donde el esfuerzo mayor es el esfuerzo horizontal y el menor la sobrecarga vertical, es decir:  $\sigma_{Hmax} > \sigma_{hmin} > \sigma_v$ . En este tipo de régimen existe predominio del fallamiento inverso y plegamiento.

#### **Régimen tectónico trascurrente**

De acuerdo a Lobo y Vázquez (2011) este régimen se presenta en regiones donde el esfuerzo mayor es el esfuerzo horizontal máximo y el menor es el esfuerzo horizontal mínimo, es decir:  $\sigma_{Hmax} > \sigma_v > \sigma_{hmin}$ . Es el segundo régimen tectónico más común en la naturaleza, en el mismo existe predominio del fallamiento trascurrente con fallas secundarias normales e inversas.

Los regímenes trascurrentes se caracterizan por poseer deformación rotacional formando arreglos de pliegues en echelón y fallas de segundo orden.

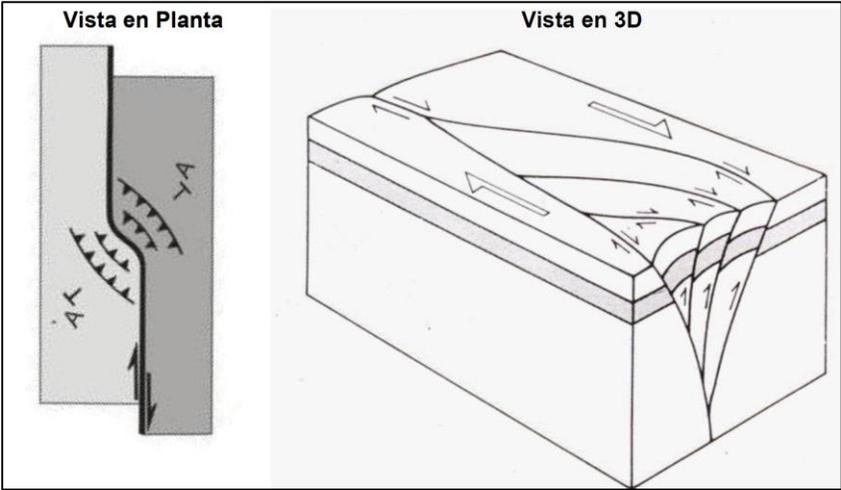
En este régimen se generan zonas extensivas y compresivas a lo largo de la falla principal, dichas zonas están asociadas al cambio del rumbo que la falla maestra presenta y la dirección del movimiento que posee (Figura 13). En las zonas extensivas se forman estructuras tipo graben formando cuencas *Pull Apart*, mientras que en las zonas compresivas se generan estructuras levantadas (Flor Positiva).



**Figura 13.** Modelo estructural de una falla transcurrente con movimiento dextral. Se puede apreciar zonas extensivas y compresivas a lo largo de la falla principal originadas por cambios en el rumbo de la misma (Tomado de Burg, 2011).

**Régimen Transpresivo**

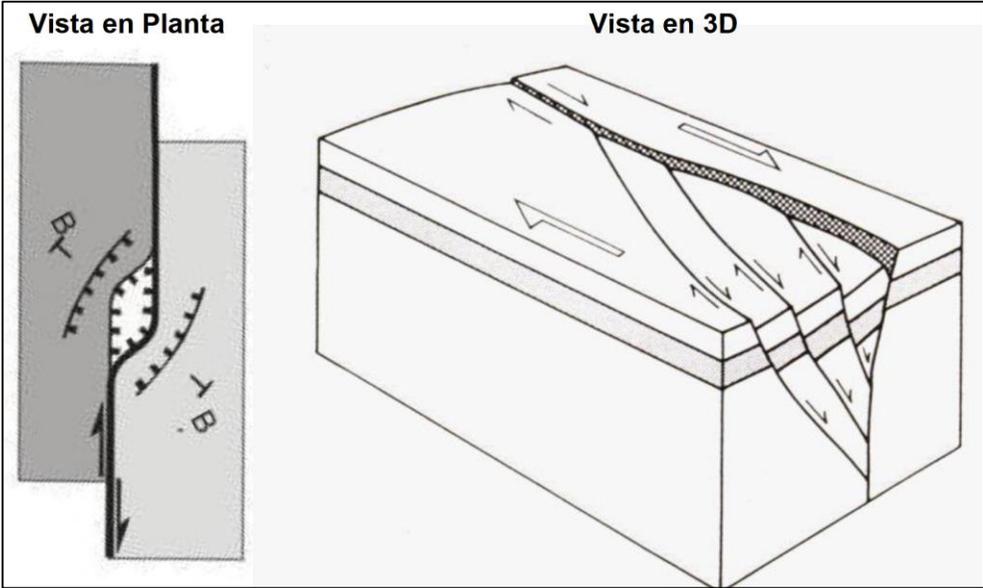
Se presenta en regiones que están sometidas simultáneamente a dos tipos de esfuerzos o componentes: transcurrencia y compresión. (Figura 14). En este tipo de régimen el esfuerzo vertical de sobrecarga es idéntico al esfuerzo horizontal máximo ( $\sigma_v = \sigma_Hmax$ ). Es común observar estructuras levantadas (positivas) tipo *Restraining Bend* (Engelder, 1998).



**Figure 14.** Estructuras típicas en un régimen transpresivo (Tomado de Lobo y Vázquez, 2011).

**Régimen Transtensivo**

Se presenta en regiones que están sometidas simultáneamente a dos tipos de esfuerzos o componentes: transcurrencia y extensión (Figura 15). En este tipo de régimen el esfuerzo vertical de sobrecarga es idéntico al esfuerzo horizontal mínimo ( $\sigma_v = \sigma_{hmin}$ ). Es común observar estructuras deprimidas (negativas) tipo Pull-Apart (Engelder, 1998).

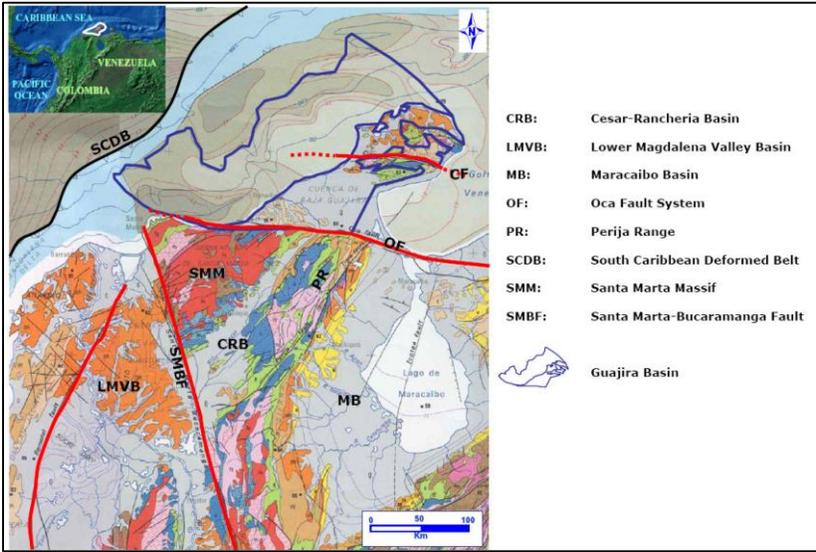


*Figure 15.* Estructuras típicas en un régimen transtensivo (Tomado de Lobo y Vásquez, 2011).

## 5. RESULTADOS

### 5.1. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL (ANTECEDENTES)

La Cuenca de la Guajira está ubicada al norte de la Cuenca Cesar-Ranchería con el límite marcado por la Falla de Oca (Figura 16), una falla de deslizamiento lateral derecho a escala regional (Mantilla y Mullet, 1991). Hacia el oeste, la Falla de Oca separa las cuencas onshore y offshore de la Guajira del Macizo de Santa Marta, un complejo ígneo y metamórfico pre-mesozoico (Cardona et al, 2006). En la parte oriental de la cuenca y sur de la Falla de Oca, se produce la terminación norte de la Cordillera Perija. Más al este, la Falla de Oca constituye el límite norte de la Cuenca de Maracaibo. Otro rasgo local importante es la falla de rumbo lateral izquierdo Santa Marta Bucaramanga que separa el Macizo de Santa Marta y la Cuenca Cesar-Ranchería de la Cuenca Cenozoica del Valle Inferior del Magdalena hacia el oeste (Figura 16).



**Figura 16.** Características geológicas regionales asociadas a la Cuenca de la Guajira (Tomado de Beicip, 2001).

Debido a sus características geológicas y morfológicas, las cuencas onshore y offshore de la Guajira se ha dividido tradicionalmente en dos subcuencas, la Baja (Baja) Guajira al sur y la Alta

(Alta) Guajira al norte. El límite entre las subcuencas está marcado por el deslizamiento lateral derecho, Falla Cuiza (Gómez, 2001). La Figura 17 muestra las características geológicas de la cuenca y la ubicación de los principales descubrimientos de hidrocarburos en la Guajira, junto con algunas ubicaciones de pozos exploratorios. Una sección geológica de sur a norte muestra los estilos estructurales y la relación de la Cuenca Guajira con la Cuenca Cesar-Ranchería al sur y la Cuenca del Caribe al norte (Figura 18).

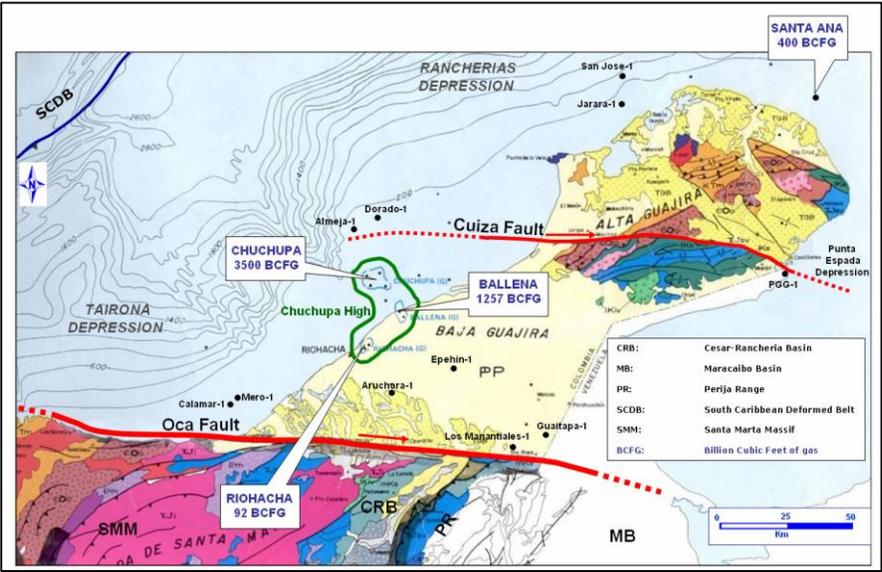


Figura 17. Características geológicas locales (Tomado de Geotec, 1998). Contornos de batimetría en metros. Se muestran los pozos de referencia y los campos de gas.

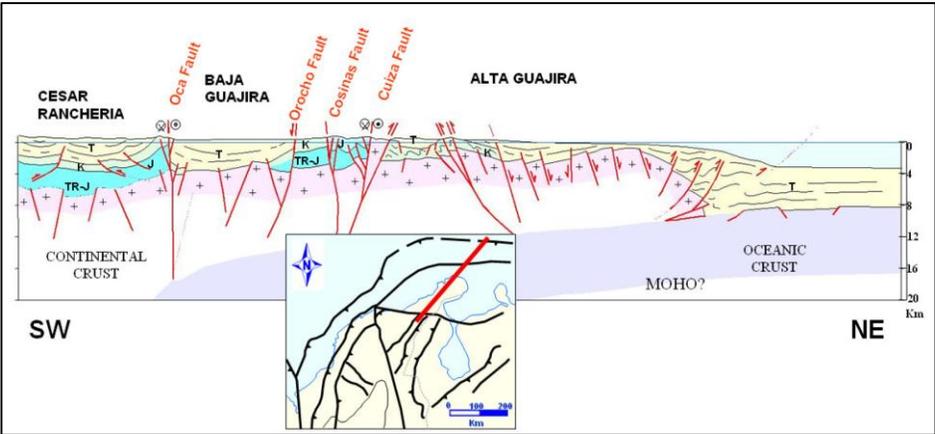
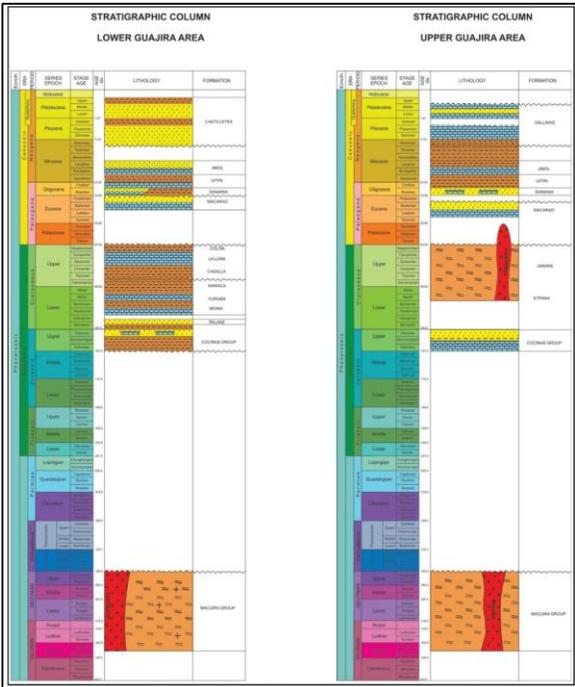


Figura 18. Sección transversal regional (modificado de Ramirez; en Beicip, 2001).

### ESTRATIGRAFÍA Y TECTÓNICA

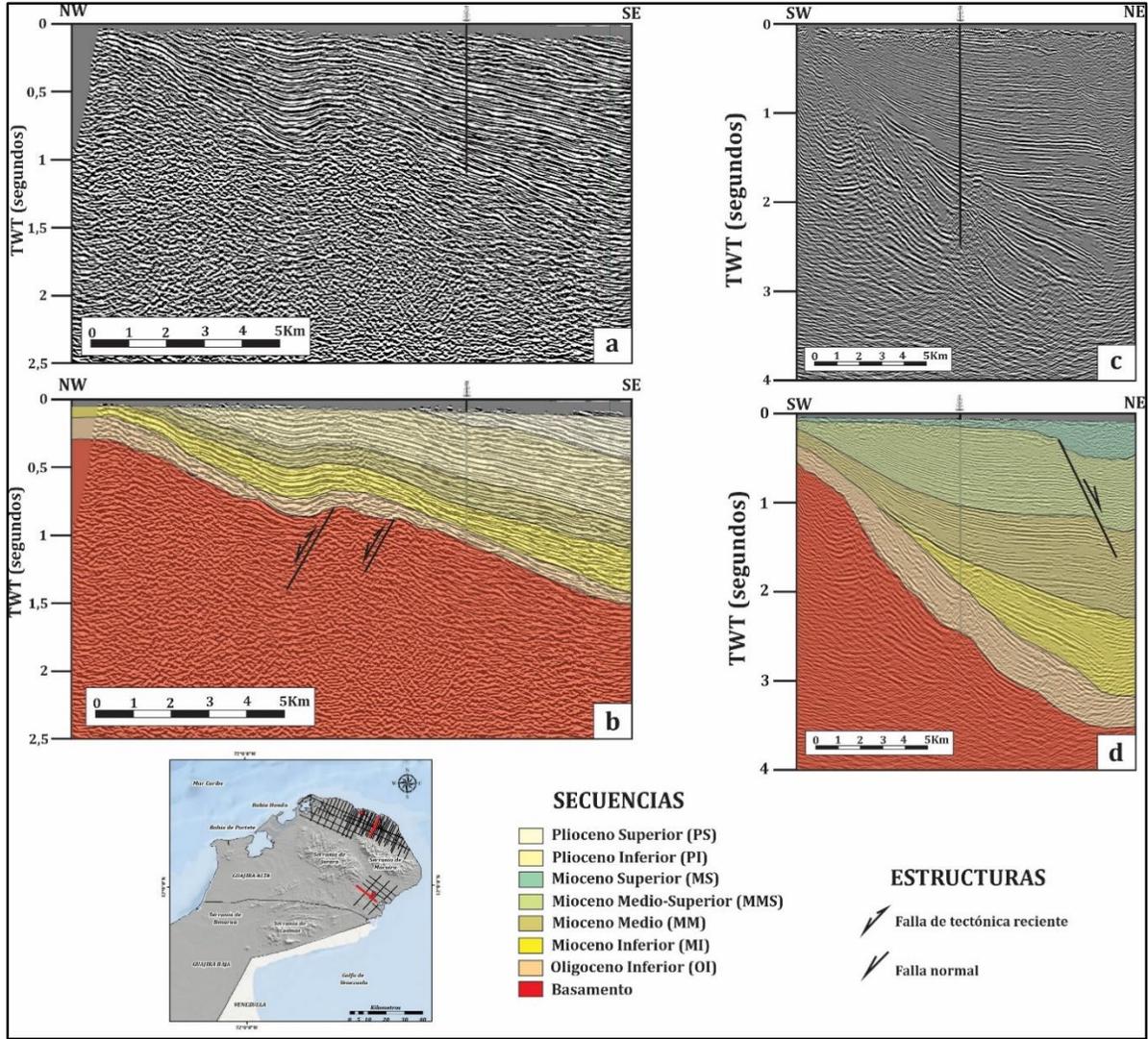
Esta cuenca presenta un desarrollo tectónico diferenciado entre el N y el S debido a las fallas y estructuras que se originaron durante el Cenozoico; la depositación de sedimentos en esta cuenca está relacionada directamente a las mencionadas fallas y estructuras. Al inicio del Cenozoico se producen esfuerzos extensionales, ocasionados por la colisión de la corteza oceánica y la continental, produciendo una cuenca de apertura que da origen a los depocentros de Chimare y Portete y a las fallas de Oca y Cuiza (Vence, 2008); esta apertura genera el espaciamiento en el que inicia la depositación de sedimentos que tienen como fuente el arco Caribe y el Complejo Ultramáfico de La Vela. Hacia la mitad del Cenozoico inicia el levantamiento de la Cordillera Central, de la Sierra nevada de Santa Marta y de la Serranía de Perijá, siendo las dos últimas la roca fuente de los sedimentos depositados en este período. Estos levantamientos se dieron por un cambio de esfuerzos extensionales a compresivos y reactivaron las fallas de Cuiza y Oca.



**Figura 19.** Columnas estratigráficas generales Cuenca de la Guajira. Tomada de Halliburton, (2007) (Citado por Aguilera, 2011).

## 5.2. INTERPRETACIÓN SECCIONES SÍSMICAS

La interpretación sísmica se realizó amarrando la información de los pozos con la información sísmica, y el mapa de geología de superficie (Figura 17) a la información del subsuelo. Esto se hizo para cada una de las dos secciones sísmicas, donde la sección 1 está ubicada al sureste y la sección 2 al norte de la cuenca onshore.



**Figura 20.** Secciones sísmicas. (a) Sección 1 no interpretada. (b) Sección 1 interpretada, donde se resalta las secuencias halladas y sus respectivas estructuras de tectónica reciente. (c) Sección 2 no interpretada. (d) Sección 2 interpretada visualizándose sus progradaciones clásicas de un Highstand System Track. Fuente: Autor.

### 5.2.1. SECCIÓN 1

**Basamento:** el basamento sísmicamente refleja un carácter anisotrópico con reflectores fuertes poco continuos, sin ningún carácter de orden particularmente (Figura 20b) y están representando rocas duras, descritas en superficie por Lockwood (1965) como la Formación Metasedimentitas de la Alas, la cual consta principalmente por filitas, metasedimentitas y mármoles.

**Oligoceno Inferior (OI):** la secuencia OI es una secuencia basal que se dispone sobre el basamento en contacto inconforme. Sísmicamente corresponde en su base a unos reflectores fuertes con extensa continuidad pertenecientes al basamento. Internamente la secuencia OI posee reflectores fuertes continuos con carácter plano paralelos. El espesor de la secuencia es constante en toda la sección y su tope está marcado por reflectores fuertes concordantes con la secuencia suprayacente vista en la Figura 20b. Las rocas que lo conforman son de edad Oligoceno inferior, las cuales descritas en superficie por Renz (1960, en Lockwood, 1965), pertenecen a la Formación Siamana, la cual litológicamente consta de calizas, margas y shales.

**Mioceno Inferior (MI):** la secuencia MI sísmicamente corresponde en su base a unos reflectores fuertes con extensa continuidad pertenecientes a la secuencia OI en contacto conforme. Internamente la secuencia MI posee reflectores fuertes continuos con carácter plano paralelos. El espesor de la secuencia es contante en toda la sección y su tope está marcado por reflectores fuertes concordantes con la secuencia suprayacente vista en la Figura 20b. Las rocas que lo conforman son de edad Mioceno inferior, las cuales descritas en superficie por Renz (1960, en de Porta, 1974), pertenecen a la Formación Uitpa, la cual litológicamente consta de margas, lodolitas, limolitas y areniscas.

**Mioceno Medio (MM):** la secuencia MM sísmicamente corresponde en su base a unos reflectores fuertes con extensa continuidad pertenecientes a la secuencia MI en contacto conforme.

Internamente la secuencia MM posee reflectores fuertes continuos con carácter plano paralelos. El espesor de la secuencia es contante en toda la sección y su tope está marcado por reflectores fuertes concordantes con la secuencia suprayacente visto en la Figura 20b. Las rocas que lo conforman son de edad Mioceno Medio, las cuales descritas en superficie por Renz (1960, en de Porta, 1974) pertenecen a la Formación Jimol, la cual litológicamente consta de calizas arenosas, areniscas calcáreas y algunas arcillolitas.

**Plioceno Inferior (PI):** la secuencia PI sísmicamente corresponde en su base a unos reflectores fuertes con extensa continuidad pertenecientes a la secuencia MM en contacto conforme. Internamente la secuencia PI posee reflectores fuertes continuos con carácter plano paralelos. El espesor de la secuencia es contante en toda la sección y su tope está marcado por reflectores fuertes concordantes con la secuencia suprayacente visto en la Figura 20b. Las rocas que lo conforman son de edad Plioceno Inferior, las cuales descritas en superficie por Rollins (1965) pertenecen a la Formación Castilletes, la cual litológicamente consta de rocas calcáreas hacia la base y hacia el techo arcillolitas.

**Plioceno Superior (PS):** la secuencia PS sísmicamente corresponde en su base a unos reflectores fuertes con extensa continuidad pertenecientes a la secuencia PI en contacto concordante. Internamente la secuencia PS posee reflectores fuertes continuos con carácter plano paralelos. El espesor de la secuencia es contante en la sección y su tope está marcado por reflectores fuertes que hacen toplap en contacto discordante con la secuencia suprayacente visto en la Figura 20b. Las rocas que lo conforman son de edad Plioceno Superior, las cuales descritas en superficie por Rollins (1960) pertenecen a la Formación Castilletes, la cual litológicamente consta de arcillolitas intercaladas con areniscas hacia la base y arcillolitas rojas, grises y ocres hacia el techo.

### 5.2.2. SECCIÓN 2

**Basamento:** el basamento sísmicamente refleja un carácter anisotrópico con reflectores fuertes poco continuos, sin ningún carácter de orden particularmente (Figura 20d) y están representando por rocas duras, descritas en superficie por Radelli (1962) como la Formación Jarara, la cual constan principalmente filitas, esquistos cloríticos sericíticos y metacalizas.

**Oligoceno Inferior (OI):** la secuencia OI corresponde en su base a una serie de reflectores fuertes con extensa continuidad correspondiente al basamento en contacto inconforme. Internamente está constituida por reflectores menos fuertes y con baja continuidad, además de que poseen un carácter oblicuo. El espesor de la secuencia aumenta en dirección noreste y disminuye en dirección suroeste mientras se va acuñando haciendo onlap con el basamento. El tope de la secuencia está marcado por unos reflectores fuertes y continuos, que al suroeste esta paraconforme con la secuencia MM y al noreste discordante con la secuencia MI (Figura 20d). Las rocas que lo conforman son de edad Oligoceno inferior, las cuales descritas en superficie por Renz (1960, en Lockwood, 1965), pertenecen a la Formación Siamana, la cual litológicamente consta de calizas, margas y shales.

**Mioceno Inferior (MI):** la secuencia MI corresponde en su base a un reflector fuerte con amplia continuidad lateral que pertenecen al tope de la secuencia OI en contacto discordante. Internamente la secuencia MI contiene reflectores menos fuertes y con baja continuidad, además de poseer un carácter sigmoide. El espesor de la secuencia aumenta en dirección noreste y disminuye a medida que se acuña al suroeste haciendo onlap con la secuencia OI. El tope de la secuencia está marcado por unos reflectores fuerte que entran en discordancia con la secuencia MM (Figura 20d). Las rocas que lo conforman son de edad Mioceno inferior, las cuales descritas en superficie por Renz (1960, en de Porta, 1974) pertenecen a la Formación Jimol, la cual litológicamente consta de calizas arenosas, areniscas calcáreas y algunas arcillolitas.

**Mioceno Medio (MM):** la secuencia MM corresponde en su base a un reflector fuerte con amplia continuidad lateral que pertenecen en la parte más al suroeste por el tope de secuencia OI en contacto paraconforme, mientras que en su parte noreste pertenece a la secuencia MI en contacto discordante. Internamente la secuencia MM contiene reflectores medianamente fuertes con buena continuidad, además de poseer un carácter oblicuo. El espesor de la secuencia aumenta en dirección noreste y disminuye a medida que se acuña al suroeste haciendo onlap con la secuencia OI. El tope de la secuencia está marcado por unos reflectores fuertes concordantes con la secuencia suprayacente (Figura 20d). Las rocas que lo conforman son de edad Mioceno Medio, las cuales descritas en superficie por Renz (1960, en de Porta, 1974) pertenecen a la Formación Jimol, la cual litológicamente consta de calizas arenosas, areniscas calcáreas y algunas arcillolitas.

**Mioceno Medio-Superior (MMS):** La secuencia MMS corresponde en su base a un reflector fuerte con amplia continuidad lateral que pertenece al tope de secuencia MM en contacto concordante. Internamente la secuencia MM contiene reflectores medianamente fuertes con buena continuidad, además de poseer un carácter oblicuo. El espesor de la secuencia aumenta en dirección noreste y disminuye a medida que se acuña al suroeste haciendo onlap con la secuencia MM. El tope de la secuencia está marcado por unos reflectores fuertes concordantes con la secuencia suprayacente (Figura 20d). Las rocas que lo conforman son de edad Mioceno Medio Superior, las cuales no se lograron correlacionar con las formaciones contenidas en la geología de superficie.

**Mioceno Superior (MS):** La secuencia MMS corresponde en su base a un reflector fuerte con amplia continuidad lateral que pertenece al tope de secuencia MMS en contacto concordante. Internamente la secuencia MM contiene reflectores medianamente fuertes con buena continuidad, además de poseer un carácter oblicuo. El espesor de la secuencia aumenta en dirección noreste y

disminuye a medida que se acuña al suroeste haciendo onlap con la secuencia MMS. El tope de la secuencia está marcado por unos reflectores fuertes concordantes con la secuencia suprayacente (Figura 20d). Las rocas que lo conforman son de edad Mioceno Superior, las cuales descritas en superficie por Rollins (1960) pertenecen a la Formación Castilletes, la cual litológicamente consta de arcillolitas intercaladas con areniscas hacia la base y arcillolitas rojas, grises y ocre hacia el techo.

Las secuencias halladas en el pozo pertenecientes a esta sección fueron asignadas por el trabajo del grupo de estratigrafía, así que queda por revisar las edades consecuentes por la geología de superficie.

### **5.3. MODELO GRAFICO CONCEPTUAL**

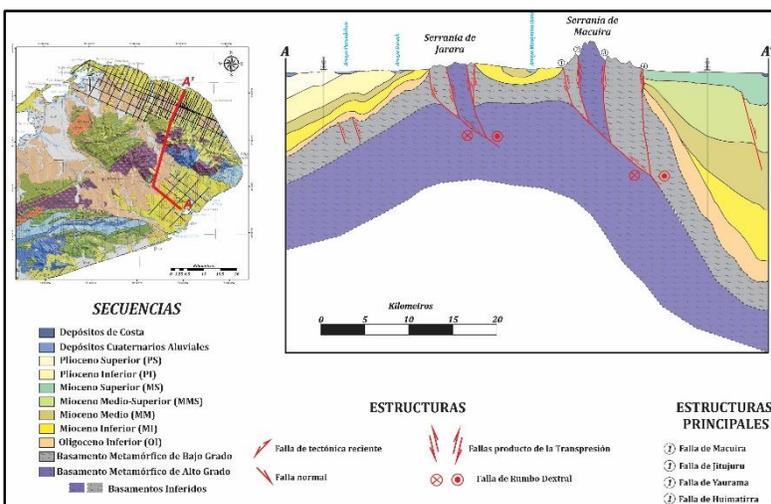
El norte onshore de La Guajira posee dos cuencas principales separadas por las serranías de Jarara y Macuira, estas serranías hacen parte de los altos de basamento que son comunes en esta área, y registran rocas que incluyen el Jurásico y el Cretácico.

La sección 1 ubicada al sureste (Figura 20.a), la estructura principal es un monoclin con buzamiento hacia el sureste, donde los sedimentos van haciendo onlap hacia el noroeste, es decir, se acuñan hacia el continente producto del fallamiento generado por la exhumación de la serranía Jarara. En esta sección se observan fallas que son reactivadas en un proceso tectónico reciente, lo que origina unos plegamientos en las secuencias. La continuidad lateral y el plano paralelismo de las secuencias entre sí, indica que la cuenca fue estable, justo antes de la exhumación de las serranías.

La sección 2 ubicada al norte (Figura 20c), posee como estructura principal un monoclin con alto buzamiento en dirección noreste, en el cual los sedimentos hacen onlap hacia el suroeste, es decir, se acuñan hacia el continente. Esta sección tiene un carácter de creación de espacio de

acomodación o basculamiento de la cuenca (Highstand System Track), por ende, se observan las clinoforamas en las secuencias MI y MM de la Figura 20d. Para esta sección no se aprecia efectos notorios de tectónica, sin embargo, la región está cubierta por fallas principales que tienen carácter de rumbo y dejan como evidencia algunas inversiones de fallas normales de basamento.

En general, la cuenca está caracterizada por estructuras de rumbo con carácter transpresivo (tipo flor positiva) ocasionadas por el sistema de Fallas de Jarara y Macuira las cuales que exhuman el basamento en su parte central y hacia los márgenes permitió la depositación desde el Oligoceno hasta el reciente como se aprecia en la Figura 21. Así mismo, el basamento hallado en ambas cuencas posee un metamorfismo de grado bajo, sin embargo, en las zonas centrales de las serranías se distingue rocas de mucho mayor grado (evidencia de la geología de superficie), con lo cual es probable encontrar esa misma litología a una profundidad mayor en ambas secciones. Finalmente, en la Figura 21 solo se resaltan las principales estructuras, no obstante, toda la zona se ve afectada por el carácter de rumbo evidenciándose en half grabens, fallas conjugadas, estructuras de compresión y extensión, según si la zona en específico domina la traspresión (serranías) o la transtensión (depocentros o cuencas).



**Figura 21.** Corte geológico que conecta la sección 1 y la sección 2. Resalta el régimen transpresivo que exhuma las Serranías de Jarara y Macuira. Fuente: Autor.

## 6. CONCLUSIONES

Las secuencias del norte tienen un efecto mayor de tectonismo evidenciado en los prismas de acomodación (Highstand System Track) debido al levantamiento de la serranía, en tanto que al sureste ese levantamiento tiene menor importancia en lo que está representado en una condición de plano paralelismo y de homogeneidad en los espesores de las secuencias. El régimen tectónico que afecta la zona es de rumbo con carácter transpresivo (sistema de fallas Jarara y Macuira), exhumando las serranías de Jarara y Macuira, además de producir las demás estructuras secundarias propias del régimen.

Las secuencias del norte al poseer patrones de reflectores en su mayoría oblicuos, indica que su tasa de sedimentación fue alta, al igual que la energía de depositación, además de que su subsidencia fue prácticamente baja y el nivel relativo del mar fue estacionario. A diferencia que las secuencias del sureste, ya que sus patrones fueron paralelos, indicativos de una tasa de depositación constante y uniforme, sobre una superficie estable o bajo condiciones de subsidencia constante.

En la exploración de hidrocarburos uno de los elementos principales del sistema petrolífero es la trampa, y ambas secuencias presentan una condición de trampa ideal, trampa estratigráfica en la sección norte por los pinchamientos de las secuencias y estructural en la sección sur por los anticlinales y sinclinales generados posteriormente a la sedimentación. Ahora si hubo condiciones de timing para una migración que venga de hidrocarburos generados en las zonas profundas al norte para la sección norte y de los posibles generadores que son identificados en el golfo de Venezuela para la sección sur, con lo cual se identificaron trampas potenciales en ambas estructuras.

## 7. RECOMENDACIONES

La interpretación sísmico-estructural no es suficiente para desarrollar el análisis de una cuenca, con lo cual se recomienda estudiar la cuenca desde el punto de vista prospectivo, es decir, desarrollar el modelamiento de los sistemas petrolíferos, con el objetivo de identificar la roca generadora, momento de generación, desarrollo de la migración, trampas activas, eventos tectónicos que remigraron el crudo, etc.

Las imágenes sísmicas estuvieron con una calidad media-baja, así que en algunas secciones fue complicado seguir los horizontes. Se recomienda mejorar las imágenes en calidad sísmica en especial a la sección norte.

Mejorar la identificación y asignación de secuencias a los pozos nuevos, por ejemplo, a los pozos estratigráficos que están próximos a desarrollar en el sector, ya que se presentaron inconsistencias con la edad y la respectiva generación de topes en los pozos actuales.

## 8. BIBLIOGRAFÍA

- Aguilera, R. (2011). *Guajira and Cayos Basins Vol. 8 (p. 172)*. Medellín, Colombia: ANH-University EAFIT. Department of Geology.
- ANH. (2007). Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. In *Agencia Nacional de Hidrocarburos - A.N.H.-* (Issues 978-958-98237-0-5). [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian\\_sedimentary\\_basins.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf)
- Bacon, M., Simm, R. y Redshaw, T. (2003). *3-D Seismic Interpretation*. Cambridge University Press. 84 – 101pp.
- Bally. (1987). *Atlas of Seismic Stratigraphy*. AAPG Studies in Geology No. 27 Vol. 1, 125 p.
- Beicip. (2001). *Analisis estructural integrado, bloque noreste colombiano, oeste venezolano, Ecopetrol Report*, 87 p. Bogotá.
- Bhattacharya, J.P. (2007). *Sequence Stratigraphy: History, Theory and Applications*. AAPG SW Section Short Course. Geoscience Department, University of Houston.
- Blackburn, J., Daniels, J., Scott, D., Hampden-Smith, G., Leaney, S., Le Calves, J., Nutt, L., Menkiti, H., Sánchez, A., Schinelli, M. (2008). *Levantamiento de Sísmica de Pozos: Mas Allá del Perfil Vertical*.
- Blandón, A. (2002). *Principios de Estratigrafía*. Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia sede Medellín.
- Burg, J. (2011). *Structural Geology and Tectonics*. ETH Zürich and Universität Zürich.
- Cataneanu, O. (2002). *Sequence stratigraphy of clastic systems: concepts, merits, and pitfalls*. *Journal of African Earth Sciences*, v. 35, p 1–43.
- Cardona, A., U. Cordani., and W. McDonald. (2006). *Tectonic correlations of pre- Mesozoic crust from the northern termination of the Colombian Andes, Caribbean region: Journal of South American Earth Sciences*, v. 21, p. 337–354.
- Carter, M., Siraki, E. (1993). *Velocity Interpretation and Depth Conversion*. *Manual of Exploration Geophysics*. Boston, E.E.U.U.
- Chelotti, L., Acosta, N., Foster, M. (2009). *Adquisición Sísmica de Reflexión*. Cátedra de Geofísica Aplicada, U.N.P.S.J.B., Chubut, Argentina.
- Chopra, S. y Marfurt, K. (2007). *Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization*. Series N° 11. Stephen J. Hill. 73 – 110pp.
- Engelder, T. (1998). *Stress regimes in the lithosphere*. Princeton University Press.
- Geotec, (1988). *Mapa geológico de Colombia*, Bogotá, Colombia, .scale 1:1.200.000.
- Gomez, I. (2001). *Structural style and evolution of the Cuiza Fault System, Guajira, Colombia: Master thesis, University of Houston, Houston*. 141 p.
- Hope, R., Ireson, Dick., Meyer, J., Tittle, W. y Willis, M. (1998). *Seismic Integration to Reduce Risk*. Houston, Texas
- Kearey, P. (2002). *An Introduction to Geophysical Exploration*. Oxford: BlackwellScience.
- Landmark Halliburton Company. (2004). *Practical Seisworks Interpretation Workflows (Vol. 2)*.
- Liner, Christopher L. (2004). *Elements of 3D Seismology*. Segunda edición, Departamento de Geociencias de la Universidad de Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U. 400 – 427pp.

- Lobo y Vásquez (2011). *Manual de Términos Básicos para la Elaboración de Estudios geomecánicos “Revisión del Campo de Esfuerzos del Campo Ceuta”*, PDVSA E y P Occidente, Maracaibo, Venezuela.
- Lockwood, J. P. (1965). *Geology of the Serranía de Jarara Area. Guajira Peninsula, Colombia. Tesis PhD, Princeton Univ. 237 p. New Jersey.*
- Lowrie, W. (2007). *Fundamentals of Geophysics, Second Edition. Cambridge University. 180 – 213pp.*
- Mantilla, M. F, Mullet. (1991). *Modelo preliminar de evolución tectónica para el extremo oriental de la falla de Oca, Guajira Colombia: B.S. thesis, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 162 p.*
- Maraven. (1991). *Limitaciones en la resolución de reflexiones sísmicas y detalles geológicos variables*. Caracas: Zubizarreta, J.
- Martínez, J. (2003). *Geología Estructural y Dinámica Global*. Departamento de Geología, Universidad de Salamanca, España.
- Martínez, W. (1996). *Interpretación geológica de sismogramas sintéticos. Un ejemplo aplicado al sondeo Rio Segura G-1. Geogaceta 20.*
- Miall, A.D. (2000). *Principles of Sedimentary Basin Analysis, 3rd Edition. Springer-Verlag, New York, 616 p.*
- Mitchum, R. Jr. Vail, P.R. Sangree, J.B. (1977). *Stratigraphic Interpretation of Seismic Reflection Patterns in Depositional Sequences*, in C. Payton, ed., *Seismic stratigraphy – Application to hydrocarbon exploration. American Association of Petroleum Geologists Memoir*, v. 26, p. 117-134.
- Renz, O. (1960). *Geología de la parte sureste de la Península de La Guajira (República de Colombia)*. Bol. Geol., Publ. Esp., 1(3):317-349. Venezuela.
- Rollins, J. F. (1965). *Stratigraphy and structure of the Guajira Peninsula, northwestern Venezuela and northeastern Colombia*. Univ. Nebraska Studies, New Ser., 30:1- 1102. Lincoln.
- Rollins, J. F. (1960). *Stratigraphy and Structure of the Guajira Peninsula, Northwestern Venezuela and Northeastern Colombia*. PhD Thesis, University of Nebraska., Lincoln, Nebraska.
- Radelli, L. (1960). *El basamento cristalino de la Península de La Guajira*. Serv. Geol. Nal., Bol. Geol., 8(1-3):5-23. Bogotá.
- Radelli, L. (1962). *Las dos granitizaciones de la Península de La Guajira (Norte de Colombia)*. U. Nal., Geol. Col., (1):5-19. Bogotá.
- Peña, A., y Peñuela, M. (2011). *Estudio Geomecánico del Eoceno del Alto de Ceuta y Área 2 Norte, Bloque VII del Lago de Maracaibo*. Trabajo especial de grado para optar al título de Ingeniero Geólogo. Universidad de Los Andes.
- Salas, J. (1982). *Fundamentos Prácticos en Tiros de Verificación*. I Congreso Venezolano de Geofísica. Caracas, Venezuela.
- Sheriff, R. (2001). *Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics*. Tulsa: Society of Exploration Geophysics (SEG).
- Telford, W.M. Geldart, L. Sheriff, R. (1990). *Applied Geophysics, Second Edition. Mc Gill. 141 – 147pp.*
- Vásquez, A. (2001). *Introducción a la Geomecánica Petrolera*. V.V.A. Consultores. C.A., Quinta Edición. Caracas, Venezuela, 2001
- Vence, E. (2008). *Subsurface structure, stratigraphy, and regional tectonic controls of the Guajira margin of northern Colombia*. University of Texas at Austin.
- Yilmaz, O. (2000) *Seismic Data Analysis. Volume I. Society of Exploration Geophysicists.*