

**DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE LAS UNIDADES LITOLÓGICAS CON
CARACTERÍSTICAS DE RESERVORIO PARA EL INTERVALO MIOCENO
TEMPRANO – MIOCENO TARDÍO DENTRO DE UN ÁREA DE LA CUENCA
GUAJIRA OFFSHORE, COLOMBIA.**

YASMIN PELAYO SERRANO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA**

2012

**DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE LAS UNIDADES LITOLÓGICAS CON
CARACTERÍSTICAS DE RESERVORIO PARA EL INTERVALO MIOCENO
TEMPRANO – MIOCENO TARDÍO DENTRO DE UN ÁREA DE LA CUENCA
GUAJIRA OFFSHORE, COLOMBIA.**

YASMIN PELAYO SERRANO

Tesis presentada para optar al título de:

Magíster en Geología

Director

M.Sc. Jorge Eduardo Pinto Valderrama

Codirector

M.Sc. Andrés Reyes Harker

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA**

2012

A MI FAMILIA POR SU AMOR Y APOYO INCONDICIONAL

A JUANK POR SER PARTE FUNDAMENTAL DE ESTE PROYECTO Y DE MI VIDA

*A MIS AMIGOS QUIENES CON SUS PALABRAS DE ALIENTO, ME ENSEÑARON A
LEVANTARME Y SEGUIR SIEMPRE ADELANTE*

AGRADECIMIENTOS

- A Dios por permitirme cumplir esta nueva meta en mi vida.
- A ECOPETROL, Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y a la Universidad Industrial de Santander (UIS), por su apoyo en mis estudios de maestría y el desarrollo del presente proyecto.
- A los Docentes de la Universidad Industrial de Santander, Jorge Pinto, Carlos García, Luis Carlos Mantilla, Juan Diego Colegial, Carlos Ríos, Ricardo Mier y Mario García; así como a los profesores externos, Andrés Mora, Brian Horton, Germán Bayona, Eduardo Rossello, James Kellogg y Juan Darío Restrepo, por sus enseñanzas académicas y de vida.
- A Andrés Reyes; Freddy Niño y el Grupo Offshore; Andrés Mora, y el Grupo de la Cronología de la deformación de Cuencas Sub Andinas en el ICP, por su colaboración para este trabajo.
- A mis compañeros de la maestría por su compañía y aliento, pero sobre todo por su amistad.
- A los geólogos y amigos Ricardo Gómez, Crispín Fonseca, Mario Jaimes, Jorge Arley Meza, Alejandro Silva y Camilo Higuera por sus pacientes explicaciones y colaboración.
- A los Ph.D. Eliseo Tesón y Juan Diego Colegial por el apoyo, la colaboración y las correcciones brindadas a este trabajo.
- A mis amigos por sus palabras y sonrisas.
- A Juan Carlos Ramírez por su amor, apoyo y colaboración incondicional.

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	8
1. INTRODUCCIÓN	17
2. ANTECEDENTES	20
2.1. ANTECEDENTES GEOLOGICOS.....	20
2.2. TRABAJOS PREVIOS	28
2.3. ANTECEDENTES METODOLÓGICOS	29
3. METODOLOGÍA	39
3.1. RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN	41
3.2. ETAPA DE INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN EN EL SISTEMA INTERACTIVO.....	42
3.3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	44
4. RESULTADOS	46
4.1. CARACTERÍSTICAS ESTRATIGRAFICAS.....	46
4.2. CARACTERÍSTICAS ESTRUCTURALES.....	52
4.3. TEMPORALIDAD <i>DE LA DEFORMACION</i>	56
4.4. ATRIBUTOS SISMICOS.....	75
5. DISCUSION	97
6. CONCLUSIONES	101
7. REFERENCIAS	103

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa del <i>offshore</i> del Caribe Colombiano.	19
Figura 2. Mapa Tectónico del Área Norte de la Placa Suramericana. Modificado de Haxby (2008). Basado en Cediél, <i>et al.</i> (2003). SNSM: Sierra Nevada de Santa Marta; GU-FA: Terreno Guajira-Falcon; SFOEP: Sistema de Fallas Oca-EI Pilar; SFBSM: Sistema de Fallas de Bucaramanga-Santa Marta.....	21
Figura 3. Rasgos tectónicos generales de la región. Tomado de Duarte, <i>et al.</i> , (2009).....	22
Figura 4. Columna Estratigráfica para la Cuenca de la Guajira. Tomado de Barrero, <i>et al.</i> , (2007)	23
Figura 5. Interpretación sísmica para una sección regional en el <i>Offshore</i> Colombiano, Tomado de Ramírez (2006).	26
Figura 6. Modelo tridimensional de la extracción de amplitud. Tomado de ECOPETROL., (2008).....	29
Figura 7. Geometría de las formas en vista de planta de los depósitos de ejes de canales. Tomado de Deptuck <i>et al.</i> , (2003).....	33
Figura 8. Vista en perspectiva del Cañón Benin y sucesivas etapas de relleno y erosión del mismo. Tomado de Deptuck <i>et al.</i> , (2007)	34
Figura 9. Visualización 3D de la amplitud de <i>Lowstand System Track</i> , <i>relict Highstand System Track</i> , y secuencias de acumulación. Tomado de Zeng y Hertz, (2004).....	35
Figura 10. Corte paralelo a una capa que muestra un sistema de canales fluviales meandriformes. El color amarillo corresponde a areniscas de velocidad e impedancia baja, y el color verde corresponde a shales con alta impedancia. Tomado de Gutiérrez, (2001).	37
Figura 11. Canales meandriformes interpretados para el horizonte C, utilizando extracción de amplitud. Tomado de Calderón y Caballero, (2009).....	38
Figura 12. Mapa Geológico escala 1: 2´800.000, con localización de la cuenca Guajira <i>Offshore</i> . Tomado de Gómez, <i>et al.</i> , (2007), y Barrero, <i>et al.</i> , (2007).....	40

Figura 13. Metodología para definir la distribución de Unidades con características Reservorio.....	45
Figura 14. <i>Inline A'</i> , donde se observa los cuatro intervalos de interés (1, 2, 3, 4), afectados por fallas normales anteriores a la Discordancia Mioceno Tardío Bajo – Plioceno Temprano Alto. Intervalo A: Plioceno Tardío Bajo – Pleistoceno; Intervalo B: Plioceno Temprano Alto – Plioceno Tardío Bajo; Intervalo C: Mioceno Tardío Bajo – Plioceno Temprano Alto. Intervalo 4: Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 3: Mioceno Medio Bajo – Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 2: Mioceno Temprano Alto – Mioceno Medio Bajo; Intervalo 1: Mioceno Temprano Alto.	47
Figura 15. <i>Cross Line B'</i> , donde se observa los cuatro intervalos de interés con una notable disminución en su espesor. Evidencia de fallamiento posterior a la Discordancia Mioceno Tardío Bajo – Plioceno Temprano Alto. Presencia de diapirismo en la zona.	49
Figura 16. Mapa de espesor vertical sin corrección por buzamiento para la zona de estudio, en el intervalo Mioceno Temprano Alto a Mioceno Tardío Bajo. Los sectores en negro corresponden a las zonas en donde existe diapirismo o fallamiento.....	50
Figura 17. Mapa de espesores vertical en tiempo sin corrección por buzamiento para los intervalos de estudio. A) Intervalo del Mioceno Temprano Alto. B) Intervalo del Mioceno Temprano Alto – Mioceno Medio Bajo. C) Intervalo del Mioceno Medio Bajo – Mioceno Tardío Bajo. D) Intervalo del Mioceno Tardío Bajo; y sus correspondientes mapas estructurales en tiempo al tope de cada uno de los intervalos mencionados (E, F, G y H) y el tope del Oligoceno (I).....	51
Figura 18. Mapa en tiempo donde se observa la intersección de las fallas normales (líneas rojas), fallas inversas (líneas naranjas), diapiros (líneas amarillas) y anticlinales asociados a fallas o de dominio compresivo (líneas blancas) presentes en el bloque sísmico. Se evidencia cuatro zonas de mayor fallamiento (recuadros A, B, C y D). Se observan además algunas estructuras de cubetas en los depocentros más importantes.	54
Figura 19. <i>Cross Line I'</i> , Diapirismo (marcados con líneas punteadas) que afecta las unidades más recientes. Intervalo A: Plioceno Tardío Bajo – Pleistoceno; Intervalo B: Plioceno Temprano Alto – Plioceno Tardío Bajo; Intervalo C: Mioceno Tardío Bajo – Plioceno Temprano Alto. Intervalo 4: Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 3: Mioceno Medio Bajo – Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 2: Mioceno Temprano Alto – Mioceno Medio Bajo; Intervalo 1: Mioceno Temprano Alto.	55

Figura 20. Línea sísmica *InLine C'*, donde se aprecia la deformación Pre Mioceno (horizontes blancos), bajo el último reflector del Mioceno trazado de tono rojo. Intervalo A: Plioceno Tardío Bajo – Pleistoceno; Intervalo B: Plioceno Temprano Alto – Plioceno Tardío Bajo; Intervalo C: Mioceno Tardío Bajo – Plioceno Temprano Alto. Intervalo 4: Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 3: Mioceno Medio Bajo – Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 2: Mioceno Temprano Alto – Mioceno Medio Bajo; Intervalo 1: Mioceno Temprano Alto..... 58

Figura 21. *Cross Line J'*, donde la variación en los espesores de las unidades, permiten definir los saltos normal e inversa en diferentes tiempos para la Falla 2 inducidos por un movimiento en *strike slip* de la misma..... 59

Figura 22. Mapa de estructuras activas durante el Mioceno Temprano Alto..... 60

Figura 23. *Cross Line K'*, donde se observa variaciones en el espesor de los diferentes reflectores, así como la presencia de fallas normales. Intervalo A: Plioceno Tardío Bajo – Pleistoceno; Intervalo B: Plioceno Temprano Alto – Plioceno Tardío Bajo; Intervalo C: Mioceno Tardío Bajo – Plioceno Temprano Alto. Intervalo 4: Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 3: Mioceno Medio Bajo – Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 2: Mioceno Temprano Alto – Mioceno Medio Bajo; Intervalo 1: Mioceno Temprano Alto. 61

Figura 24. Mapa de estructuras activas durante el Mioceno Temprano Alto a Mioceno Medio Bajo..... 62

Figura 25. *InLine H'*. Se observa en las fallas 91 y 49 variación en el espesor de los reflectores. La falla 91 a la derecha, con un comportamiento normal hacia el tiempo Mioceno Temprano Alto a Mioceno Medio Bajo (reflector verde), el espesor en este intervalo de tiempo es mayor en el bloque colgante de dicha falla..... 63

Figura 26. Mapa de estructuras activas durante el Mioceno Medio Bajo a Mioceno Tardío Bajo..... 64

Figura 27. *InLine E'*. Se observa la falla 49 limitando el depocentro. El comportamiento de la falla 49, para el periodo de tiempo Mioceno Tardío Bajo – Plioceno Temprano Alto es de una falla normal, donde se observa mayor depositación de sedimentos en el bloque colgante de la falla. Intervalo A: Plioceno Tardío Bajo – Pleistoceno; Intervalo B: Plioceno Temprano Alto – Plioceno Tardío Bajo; Intervalo C: Mioceno Tardío Bajo – Plioceno Temprano Alto. Intervalo 4: Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 3: Mioceno Medio Bajo – Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 2: Mioceno Temprano Alto – Mioceno Medio Bajo; Intervalo 1: Mioceno Temprano Alto..... 65

Figura 28. Mapa de estructuras activas durante el Mioceno Tardío Bajo – Plioceno Temprano Alto. Las líneas rojas corresponden a las fallas activas y el tono amarillo para los diapiros activos para dicho tiempo. 66

Figura 29. *InLine D´*. La falla 13 se encuentra asociada al diapirismo insipiente esta zona. Es evidente el cambio de espesor de las unidades en los diferentes tiempos con relación a la falla 13, en el caso del Plioceno Temprano Alto se observa como este intervalo aumenta su espesor hacia la derecha. 67

Figura 30. *Cross Line K´* donde se observa para este tiempo la presencia de estratos de crecimiento que aumentan su espesor al alejarse del sector más elevado. Intervalo A: Plioceno Tardío Bajo – Pleistoceno; Intervalo B: Plioceno Temprano Alto – Plioceno Tardío Bajo; Intervalo C: Mioceno Tardío Bajo – Plioceno Temprano Alto. Intervalo 4: Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 3: Mioceno Medio Bajo – Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 2: Mioceno Temprano Alto – Mioceno Medio Bajo; Intervalo 1: Mioceno Temprano Alto..... 68

Figura 31. Mapa de estructuras activas durante el Plioceno Temprano Alto 69

Figura 32. Mapa de estructuras activas durante el Plioceno Tardío Bajo. 69

Figura 33. *InLine H´*, se observa para el tiempo Plioceno Temprano Alto - Plioceno Tardío Bajo (reflector verde claro), un comportamiento claramente discordante en el bloque colgante de la falla 91. Los sedimentos de este tiempo aumentan de espesor hacia el bloque yacente, lo que indica su comportamiento inverso. Se observan presencia de truncaciones hacia el Plioceno Temprano Alto (reflector rosado) y *Onlaps* hacia el reflector del Plioceno Temprano Alto - Plioceno Tardío Bajo (Verde Claro)..... 70

Figura 34. *Cross Line F´* donde se observa el aumento de espesor asociado a la actividad de fallamiento. Intervalo A: Plioceno Tardío Bajo – Pleistoceno; Intervalo B: Plioceno Temprano Alto – Plioceno Tardío Bajo; Intervalo C: Mioceno Tardío Bajo – Plioceno Temprano Alto. Intervalo 4: Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 3: Mioceno Medio Bajo – Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 2: Mioceno Temprano Alto – Mioceno Medio Bajo; Intervalo 1: Mioceno Temprano Alto. 71

Figura 35. Mapa de estructuras activas durante el Pleistoceno. Se observa la mayor actividad de diapirismo (Líneas amarillas) en este intervalo de tiempo..... 72

Figura 36. *InLine G´*, donde se observa el diapiro 7 rompiendo y/o deformando la secuencia hasta las unidades recientes. 73

Figura 37. Ubicación del recorte de la sísmica (*crop*) en la zona más cercana al pozo, a fin de realizar las pruebas iniciales con los atributos..... 75

Figura 38. Algunas de las propiedades corridas para el recorte sísmico más cercano al pozo.....	77
Figura 39. Registros del Pozo 1, normal y con suavizado.....	78
Figura 40. Correlaciones entre el registro de A) Gamma Ray y Densidad, B) Gamma Ray y Porosidad Total y C) Gamma Ray y Porosidad Efectiva.	81
Figura 41. Correlaciones entre la Porosidad efectiva y los atributos Rms de Amplitud y Gradiente de Magnitud para el intervalo 1, donde se observan sus coeficientes de correlación, covarianza y su respectiva ecuación lineal.	85
Figura 42. Se observa la malla establecida para el área de estudio siguiendo los intervalos definidos.....	86
Figura 43. Resultado de aplicar los atributos sísmicos seleccionados a la malla.	87
Figura 44. Mapas de espesor de arenas (A y C) y distribución promedio de porosidades (B y D) para cada atributo modelado: RMS de la amplitud (A y B) y Gradiente de magnitud (C y D).....	88
Figura 45. Mapas de espesor de arenas (A y C) y distribución promedio de porosidades (B y D) del Intervalo 1 para cada atributo modelado: RMS de la amplitud (A y B) y Gradiente de magnitud (C y D).	89
Figura 46. Mapas de espesor de arenas (A y C) y distribución promedio de porosidades (B y D) del Intervalo 2 para cada atributo modelado: RMS de la amplitud (A y B) y Gradiente de magnitud (C y D).	90
Figura 47. Mapas de espesor de arenas (A y C) y distribución promedio de porosidades (B y D) del Intervalo 3 para cada atributo modelado: RMS de la amplitud (A y B) y Gradiente de magnitud (C y D).	90
Figura 48. Mapas de espesor de arenas (A y C) y distribución promedio de porosidades (B y D) del Intervalo 4 para cada atributo modelado: RMS de la amplitud (A y B) y Gradiente de magnitud (C y D).	91
Figura 49. Comparación entre la geometría obtenida para las capas de la malla con los reflectores de la sísmica original, mostrando una buena correspondencia.	92
Figura 50. Distribución de altas porosidades para diferentes capas de la malla dentro del Intervalo 1.....	93

Figura 51. Distribución de altas porosidades para diferentes capas de la malla dentro del Intervalo 2.....	94
Figura 52. Distribución de altas porosidades para diferentes capas de la malla dentro del Intervalo 3.....	95
Figura 53. Distribución de altas porosidades para diferentes capas de la malla dentro del Intervalo 4.....	96
Figura 54. Tabla de temporalidad de los principales eventos deformativos en el área de estudio.....	98

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tabla de atributos disponibles en la librería de Petrel.	76
Tabla 2. Tabla de coeficientes de correlación de Pearson entre los registros del Pozo 1 y los atributos disponibles en el directorio de Petrel.	79
Tabla 3. Tabla de coeficientes de correlación de Pearson (Lineal) y Spearman (No Lineal).	80
Tabla 4. Tabla de resultados de regresiones lineales con datos de coeficiente de correlación y covarianza para cada una de ellas.	80
Tabla 5. Tabla de resultados de regresiones lineales con datos de coeficiente de correlación y covarianza para el Intervalo 4.	83
Tabla 6. Tabla de resultados de regresiones lineales con datos de coeficiente de correlación y covarianza para el Intervalo 3.	83
Tabla 7. Tabla de resultados de regresiones lineales con datos de coeficiente de correlación y covarianza para el Intervalo 2.	84
Tabla 8. Tabla de resultados de regresiones lineales con datos de coeficiente de correlación y covarianza para el Intervalo 1.	84

RESUMEN

TITULO: DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE LAS UNIDADES LITOLÓGICAS CON CARACTERÍSTICAS DE RESERVORIO PARA EL INTERVALO MIOCENO TEMPRANO – MIOCENO TARDÍO DENTRO DE UN ÁREA DE LA CUENCA GUAJIRA OFFSHORE, COLOMBIA*

AUTOR: Yasmín Pelayo Serrano**

PALABRAS CLAVES: Atributos Sísmicos, Temporalidad Deformación, Guajira Offshore.

DESCRIPCIÓN:

El presente proyecto fue realizado dentro de un Bloque de sísmica 3D en un área de la Cuenca Guajira Offshore en la Costa Caribe Colombiana. Este estudio busca contribuir al conocimiento de la evolución sedimentológica del área, así como al entendimiento de la temporalidad de las deformaciones sufridas en el bloque, a fin de disminuir la incertidumbre de la distribución de las unidades litológicas con características de reservorio, depositadas entre el Mioceno Temprano y el Mioceno Tardío en el área definida.

El estudio fue realizado haciendo una interpretación del cubo sísmico a partir de la información disponible del Pozo 1, como bioestratigrafía, petrografía y registros eléctricos disponibles. Los horizontes interpretados correspondieron a los topes bio-estratigráficos reportados para dicho pozo, definiendo cuatro intervalos entre la discordancia Oligoceno Tardío – Mioceno Temprano a la base, y la discordancia Mioceno Tardío – Plioceno Temprano en el tope. Además se interpretaron las fallas y diapiros presentes en el área, permitiendo detectar la temporalidad de las deformaciones, según su relación con los horizontes deformados. Se identificaron depocentros relacionados a los bloques colgantes de las principales fallas normales, incluyendo la falla principal que presenta además una componente dextral.

El modelamiento de los atributos sísmicos permitió identificar zonas con mayor potencial para la presencia de rocas con altas porosidades efectivas que pueden favorecer las características de reservorio, sin embargo, estas se encuentran intercaladas con litologías de bajas porosidades. Así mismo, se realizaron mapas de porosidades efectivas en diferentes intervalos que permitieron definir las zonas de mayores espesores y mejores porosidades efectivas, las cuales también se ubicaron en los bloques colgantes de las principales fallas normales del área de estudio.

* Tesis de Maestría en Geología.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Geología, Director M.Sc. Jorge Eduardo Pinto Valderrama (UIS), Codirector M.Sc. Andrés Reyes Harker (ICP).

ABSTRACT

TITLE: SPATIAL DISTRIBUTION OF THE LITHOLOGIC UNITS WITH RESERVOIR CHARACTERISTICS FOR THE PERIOD EARLY MIOCENE - LATE MIOCENE WITHIN AN AREA OF THE GUAJIRA OFFSHORE BASIN, COLOMBIA*

AUTHOR: Yasmín Pelayo Serrano**

KEYWORDS: Attributes Seismic Deformation Temporality, Guajira Offshore.

DESCRIPTION:

This project was conducted within a 3D seismic block in an area of the Guajira Offshore Basin in the Colombian Caribbean coast. This study seeks to contribute to the knowledge of the sedimentological evolution of the area, as well as the understanding of the timing of deformation suffered in the block, in order to reduce uncertainty of the distribution of lithologic units with reservoir characteristics, deposited between the Early Miocene and Late Miocene in the defined area.

The study was conducted by an interpretation of the seismic cube based on the information available from the well 1, as biostratigraphy, petrography and electric logs available. The interpreted horizons corresponded to the bio-stratigraphic tops reported for this well, defining four intervals between the Late Oligocene - Early Miocene unconformity to the base, and Late Miocene - Early Pliocene unconformity at the top. In addition, faults and diapirs present in the area were interpreted, allowing the detection of the timing of deformation, based in their relationship to the deformed horizons. Depocenters were identified related to the hanging wall blocks from the main normal faults, including the major fault which additionally presents a right lateral component.

The modeling of seismic attributes allowed the identification of areas with greater potential for the presence of rocks with high effective porosity that can promote reservoir characteristics, however, they are intercalated with low porosity lithologies. Also, effective porosity maps were made for different intervals, in order to define the areas of greater thickness and better effective porosity, which also were located in the hanging wall of major normal faults of the study area.

* Master's Thesis in Geology.

** Faculty of Physicochemical Engineering, School of Geology, Director M.Sc. Jorge Eduardo Pinto Valderrama (UIS), Co-Director M.Sc. Andres Reyes Harker (ICP).

1. INTRODUCCIÓN

Los márgenes continentales son actualmente zonas de alto interés en la exploración petrolera en todo el mundo, siendo el *offshore* del Caribe Colombiano una región con un alto potencial de reservas de hidrocarburos en el país. En esta zona se encuentran manifestaciones importantes de gas natural biogénico, con reservas probadas superiores a 7 TCF (Trillones de pies cúbicos) provenientes principalmente de los Campos Ballena y Chuchupa en la Cuenca de la Guajira como resultado de la interacción de diversos sistemas petrolíferos, (Márquez *et al.*, 2008).

Los trabajos realizados hasta la fecha en estas cuencas, han sido enfocados a mejorar el conocimiento de aquellas zonas de interés para la prospección de hidrocarburos, integrando principalmente información bioestratigráfica, geoquímica, petrográfica, sedimentológica, datos de pozos (registros de pozos), corazones, y sísmica 2D, fortaleciendo la comprensión de la estratigrafía de la zona. Entre ellos se encuentran los realizados por Rubiano *et al.*, (1998), Mercado (2003), Reyes *et al.*, (2003), Duarte *et al.*, (2006), Barrero *et al.*, (2007), Márquez *et al.*, (2008), e informes confidenciales tales como ECOPETROL ICP 2001 y 2007, entre otros.

En otros lugares del mundo se han realizado trabajos con el fin de visualizar las características de los diferentes elementos arquitecturales de ambientes sedimentarios, su distribución y variación a lo largo del tiempo, sobre un área definida (Stiteler *et al.*, 1997; Gutiérrez, 2001; Deptuck *et al.*, 2003; Zeng y Hertz, 2004; Tebo y Hart, 2005; Darmadi, *et al.*, 2007; Deptuck *et al.*, 2007; Gee, *et al.*, 2007; Hart, 2008; Harilal, *et al.*, 2008; Cross, *et al.*, 2009), apoyando y mejorando

las labores de exploración de grandes empresas, al integrar nuevas herramientas como la sísmica 3D, para lograr definir con precisión las variaciones del nivel del mar, fluctuaciones de la cantidad de sedimento y actividad tectónica de una determinada zona.

En Colombia, ECOPETROL S.A. ha venido realizando campañas de adquisición sísmica 3D, con el fin de mejorar el conocimiento actual de áreas de interés como el Offshore Colombiano, en vía de definir más eficientemente áreas de prospección y reevaluar las áreas ya estudiadas. El presente proyecto busca contribuir a dicho conocimiento al determinar de forma más precisa la distribución espacial de las unidades litológicas con características de reservorio para el intervalo Mioceno Temprano a Mioceno Tardío en un área de la Cuenca Guajira offshore (Figura 1), realizando la interpretación sísmica de un cubo 3D. A partir de esta interpretación se realizará un modelamiento de atributos para determinar la variación en la distribución de las facies sísmicas. Esto permitirá además diferenciar las tectonosecuencias de segundo orden presentes en el área con el fin de extender el conocimiento de su evolución geológica.

La importancia de este estudio radica en la interpretación y posterior análisis de la sísmica 3D, aplicando herramientas como los atributos sísmicos, para la delimitación de facies reservorio en áreas de exploración en el offshore, definiendo de forma más precisa la extensión lateral y vertical de los elementos que actúan como reservorio en esta área, al ser integrada con información existente de registro de pozo, corazones, registro fósil, entre otras, ayudando al entendimiento de la zona, y a una mejor planeación de la exploración.

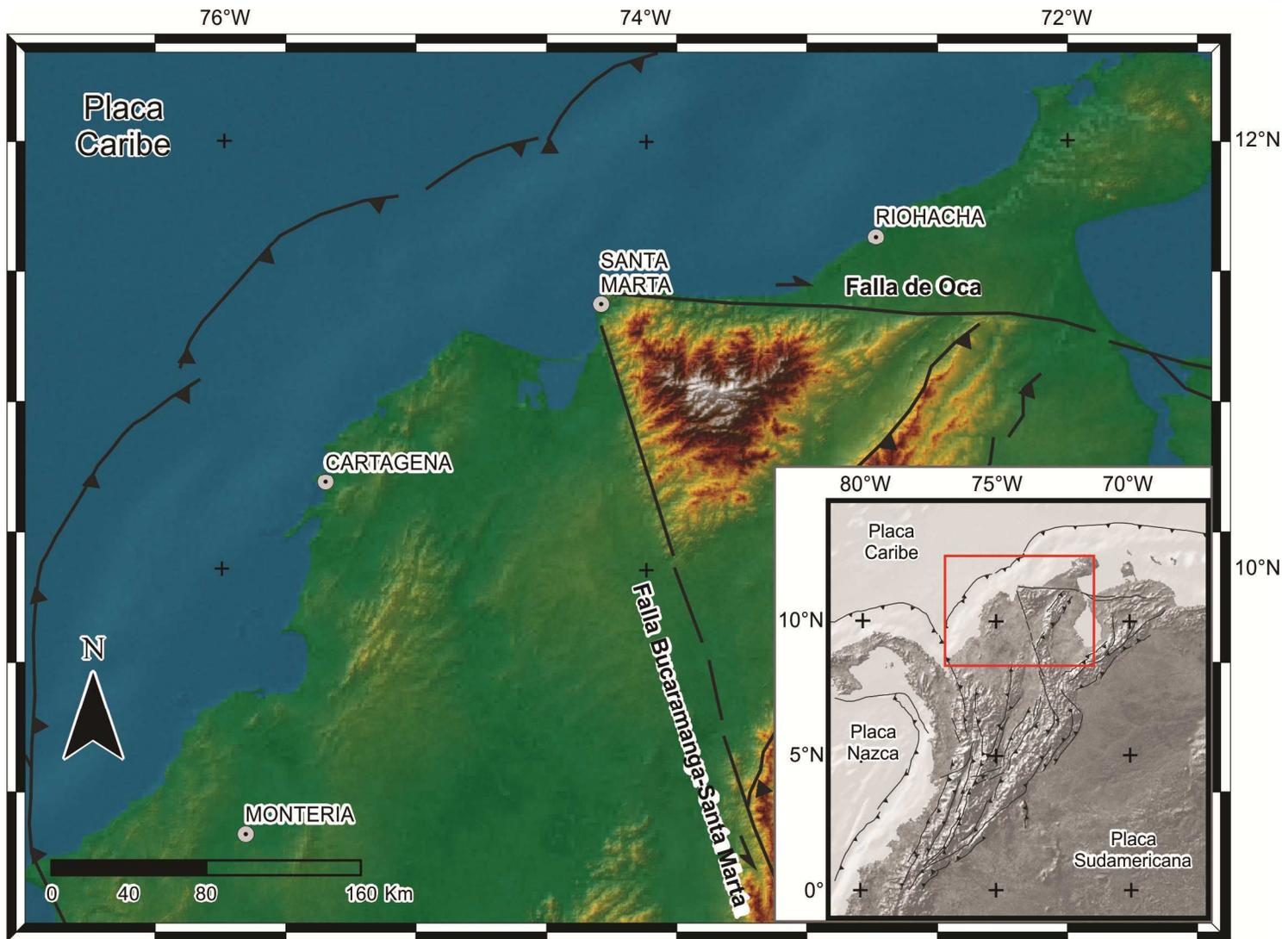


Figura 1. Mapa del *offshore* del Caribe Colombiano.

2. ANTECEDENTES

2.1. ANTECEDENTES GEOLOGICOS

El presente proyecto se desarrollará en el área definida dentro de la Cuenca de Guajira Offshore, ubicada en la parte norte del territorio Colombiano. Dicha cuenca se encuentra en una zona de deformación activa, producto de la interacción entre las placas Caribeña, Sur Americana y la microplaca de Costa Rica – Panamá, que permitió la formación de cuencas sedimentarias complejas en la región, (Duarte *et al.*, 2006). La Cuenca Guajira Offshore tiene como límite norte –nor-occidente el Cinturón Deformado del Sur del Caribe (S.C.D.B); como límite oriente, la línea geográfica entre los países de Colombia y Venezuela, como límite sur-occidente, la traza offshore de la falla de la Oca; y como límite suroriente de la cuenca, la línea continental de la Guajira, (Barrero *et al.*, 2007) (Figura 2).

2.1.1. Marco Tectónico

El área de estudio, hace parte del terreno Guajira-Falcon, tomado en el sentido de Cediel *et al* (2003); el cual se encuentra en la zona de interacción entre las Placas Suramericana y Caribe, y consiste de una zona de deformación transpresiva dextral (Stéphan, 1985 en Taboada *et al*, 2000), (Figura 3). El terreno de Guajira Falcon y el de las Montañas del Caribe, han sufrido procesos de colisión, acreción y metamorfismo desde hace aproximadamente 100 Ma, interpretación obtenida según los resultados de reconstrucciones paleogeográficas basadas en estudios

petrográficos y radiométricos (Maresch *et al*, 2000 en Cediél *et al*, 2003). Estos bloques estuvieron sujetos a dichos procesos durante su movimiento a lo largo del borde oeste de Suramérica, siguiendo los sistemas de fallas de Romeral-Peltetec, San Jacinto y Oca-El Pilar. El origen de este borde transpresivo se atribuye a la evolución y emplazamiento de la Placa Caribe a lo largo de los sistemas de fallas antes mencionados. Evidencias importantes como similitudes de edades observadas en los protolitos, litología e historia tectónica, entre el terreno de las Montañas del Caribe y el melange de Romeral, soportan la teoría de una proveniencia desde el Pacífico y su posterior transporte tectónico dextral (Cediél *et al*, 2003).

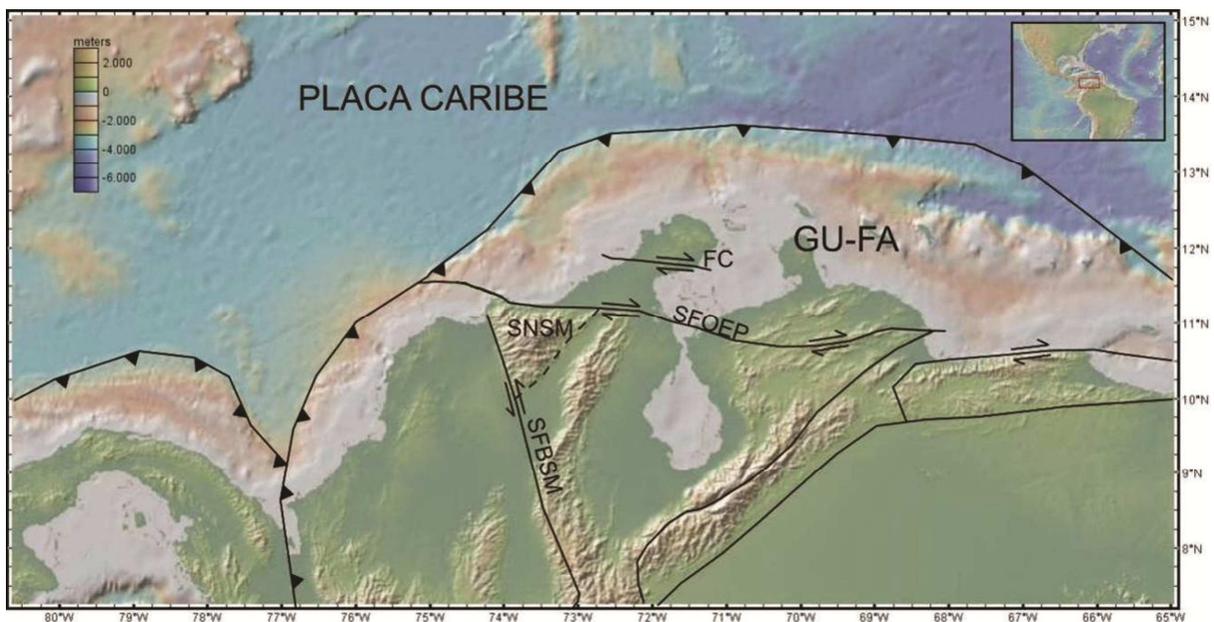


Figura 2. Mapa Tectónico del Área Norte de la Placa Suramericana. Modificado de Haxby (2008). Basado en Cediél, *et al.* (2003). SNSM: Sierra Nevada de Santa Marta; GU-FA: Terreno Guajira-Falcon; SFOEP: Sistema de Fallas Oca-El Pilar; SFBSM: Sistema de Fallas de Bucaramanga-Santa Marta.

El terreno Guajira-Falcon, es uno de los más prospectivos en Colombia para la exploración de hidrocarburos, principalmente gas; cuyo origen se asocia a un origen biogénico (Kattz y Williams, 2003) y a una mezcla de gas biogénico y

termogénico (Márquez *et al*, 2008). Esta zona se encuentra influenciada estructuralmente por el patrón de transpresión dextral regional, siendo las estructuras más importantes las fallas dextrales de Cuiza y Oca. La falla de la Oca es el límite tectónico al sur de la cuenca Guajira offshore. La falla de Cuiza ha sido definida como el borde de un gran graben, el cual presenta su máxima extensión y profundización de la cuenca en sus extremos, donde presenta su máxima curvatura, con presencia de una serie de fallas normales con una orientación perpendicular, las cuales ocasionan una segmentación en bloques de toda la zona (Reyes *et al*, 2003).

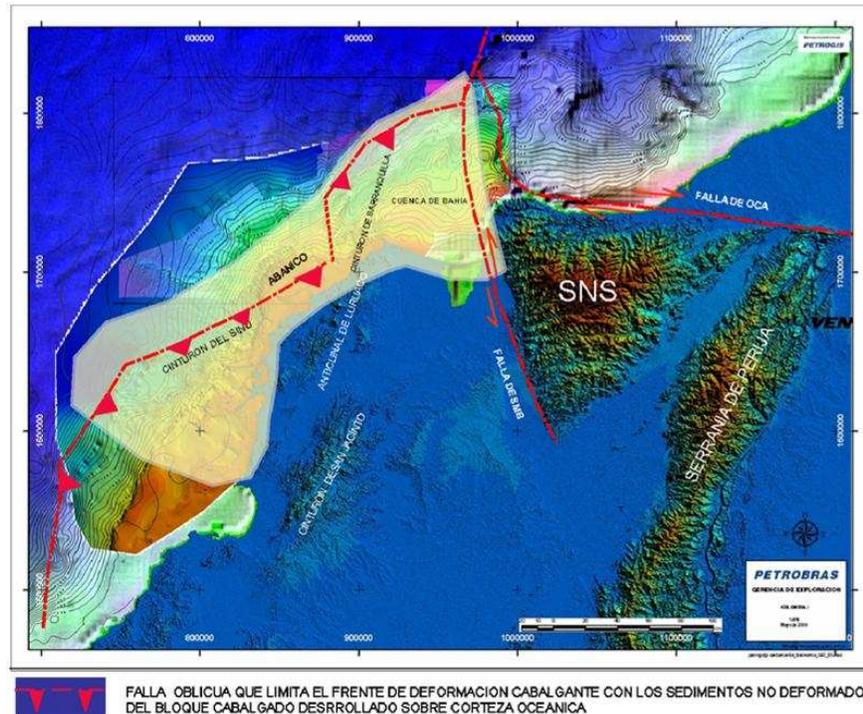


Figura 3. Rasgos tectónicos generales de la región. Tomado de Duarte, *et al*, (2009).

El área de estudio hace parte asimismo según el trabajo de Duarte *et al*, (2009) de una provincia estructural con evidencia de comportamientos transtensivos con estructuras transpresivas limitadas por fallas de rumbo (Figura 3). La subcuenca

se encuentra limitada por fallas transcurrentes conjugadas de dirección aproximada Norte – Sur, con desplazamiento normal de alto ángulo.

2.1.2. Marco Estratigráfico

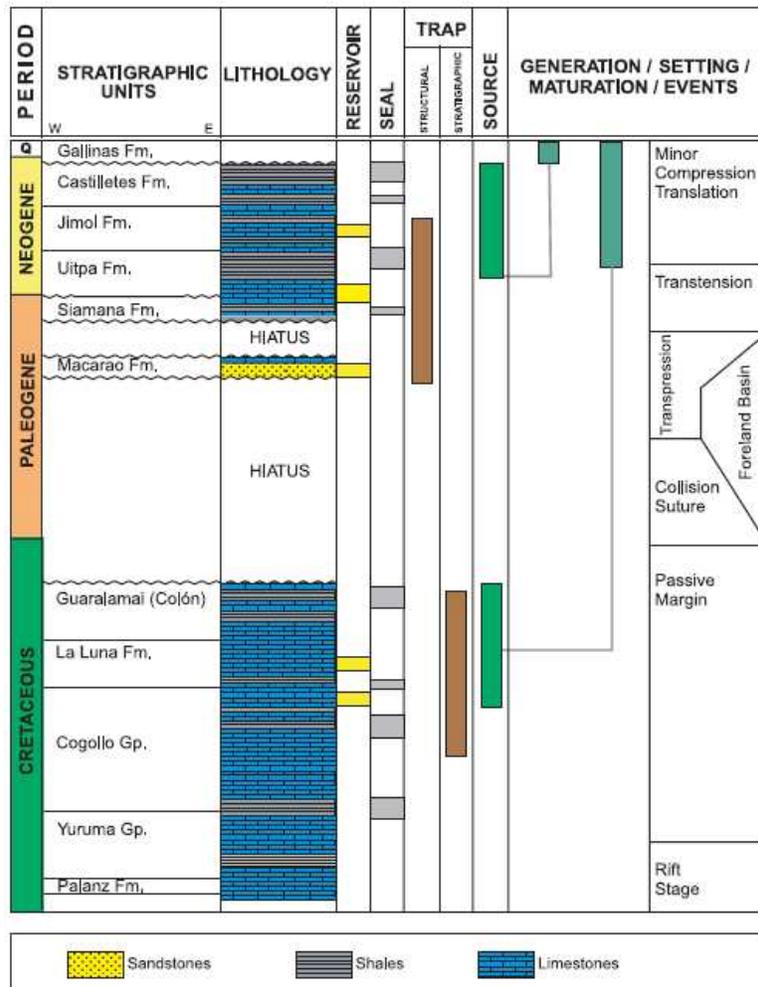


Figura 4. Columna Estratigráfica para la Cuenca de la Guajira. Tomado de Barrero, *et al.*, (2007)

El registro litológico en la Cuenca de la Guajira para rocas pre-Eocenas se encuentra aflorando únicamente en la alta Guajira y está constituido por rocas Pre-Triásicas del Grupo Macuira (anfíbolitas, esquistos bióticos, neis de horblenda y

neis félsico), seguido de rocas sedimentarias Triásicas de las Formaciones Rancho Grande y Uitpana depositadas en ambientes continentales, lagunares y marinos someros; así como de rocas jurasicas pertenecientes al Grupo Cosinas de ambiente de depositación que oscila entre marino somero y continental. En el Cretáceo los ambientes de depositación varían de continentales a marinos, siendo en la Formación Ipapure de tipo continental, para la Formación Palanz continental a marino somero, para el Grupo Yuruma de tipo costero, para el Grupo Cogollo de marino profundo a marino somero, para la Formación la Luna relacionado a una cuenca restringida con condiciones anóxicas y para la Formación Guaramalai de tipo marino somero, (Reyes *et al.*, 2003), (Figura 4). Para el Maastrichtiano – Mioceno Temprano se reporta una superficie de inconformidad de carácter regional, que afecta gran parte de la Cuenca posiblemente producto de una no depositación o de un evento erosivo, (Rubiano *et al.*, 1998).

Sobre dicha inconformidad se depositaron areniscas micáceas y glauconíticas, con arcillolitas seleníticas, calizas masivas y fosilíferas de La Formación Macarao, la cual presenta contactos discordantes hacia el tope con las Formaciones Siamaná y Castilletes. En el Oligoceno Medio en un ambiente marino somero arrecifal, se depositó la Formación Siamaná la cual contiene hacia la base conglomerados con clastos de calizas, cherts, cuarcitas y rocas metamórficas; mientras que hacia el tope de la Formación se observan calizas (arrecifales, lodosas, arenosas, margosas), margas amarillas y limolitas arcillolitas de tonalidades grises. El contacto superior con la Formación Uitpa, es de tipo discordante, (MacDonald, 1965 en Mercado, 2003).

La Formación Uitpa se depositó en un ambiente nerítico a batial hacia el Mioceno Inferior. Inicialmente definida por Renz (1960) y redefinida por Rollins (1965), con sección tipo al norte del manantial de Uitpa, siendo correlacionables en con las arcillas de Uitpa definidas por Bürgl (1960) (Porta, *et al.*, 1974). Esta Formación

exhibe litologías de arcillolitas con capas de yeso selenítico e intercalaciones de lentes de areniscas calcáreas ferruginosas, calizas clásticas y conglomerados calcáreos, además limolitas calcáreas arcillolitas grisáceas con intercalaciones calcáreas levemente arenosas y glauconíticas, (Mercado, 2003). La base de la Formación Uitpa corresponde al contacto entre la última capa de calizas de la Formación Siamana y las arcillas margosas de la Formación Uitpa, con naturaleza variable, de normal al centro de la cuenca a discordante al borde, donde se observa evidencia de su naturaleza transgresiva. El límite superior se ubica en la primera aparición de las capas de caliza o caliza arenosa de la Formación Jimol, (Porta, *et al.*, 1974).

Hacia el Mioceno inferior - Mioceno Medio se depositó la Formación Jimol, en un ambiente cambiante de fluvial, plataforma interna a batial superior. Esta formación fue definida inicialmente por Renz (1960) y posteriormente redefinida por Rollins (1965), estableciendo la sección tipo en la parte central de la ensenada de Cosinetas, en proximidades de Siamana al N-NE, (Porta, *et al.*, 1974). Robertson Research (1982 en Mercado 2003), reporta los límites de dicha formación con base en la zonación de foraminíferos plantónicos, lo que permite definir un cambio en el ambiente de depositación desde batial superior en la base, a marino somero en el tope de la formación, representando un evento progradacional que inicia en la máxima profundización dentro de la Formación Uitpa (Mercado, 2003). Las litologías presentes son calizas arenosas fosilíferas intercaladas con limolitas calcáreas y lutitas, así como areniscas calcáreas de grano grueso con niveles conglomeráticos y lentes de calizas. La Formación presenta tres unidades estratigráficas (informales) en las cuales se diferencia secuencias clásticas a la base, seguido de secuencias calcáreas y secuencias clásticas finas hacia el tope. En la Subcuenca de la Baja Guajira, estas dos primeras unidades corresponden a las unidades reservorio de gas y la unidad superior es la generadora del gas biogénico de la misma, (Rubiano, *et al.*, 1998).

La Formación Castilletes se depositó hacia el Mioceno Tardío a Plioceno en un ambiente de sedimentación de plataforma externa a plataforma interna, con una somerización del ambiente y un aumento variable en el régimen de energía. La litología presente en esta Formación corresponde a areniscas calcáreas, calizas arenosas y limosas fosilíferas, con intercalaciones de arcillolitas compactas, (Rubiano, *et al.*, 1998). Los ambientes de depositación de los diferentes depósitos Cuaternarios varían entre terrazas aluviales, llanuras aluviales, arenas eólicas, depósitos costeros, barras, pantanos y ciénagas, (Mercado, 2003).

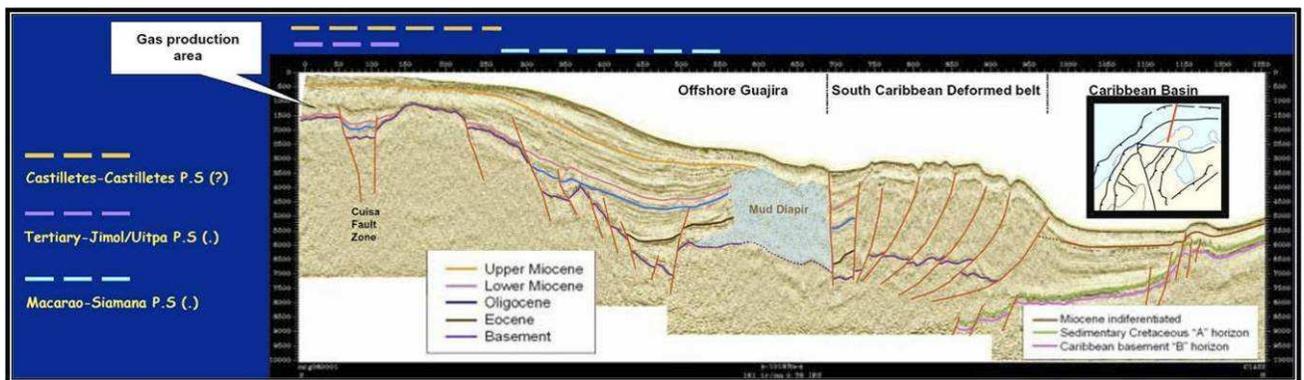


Figura 5. Interpretación sísmica para una sección regional en el *Offshore* Colombiano, Tomado de Ramírez (2006).

En la Cuenca de la Guajira Offshore, según Barrero, *et al.*, (2007) las rocas generadoras de hidrocarburos corresponden a la extensión de la Formación Castilletes y una posible Formación Cretácica en la parte más profunda de la Cuenca. La migración de hidrocarburos esta condicionada por la configuración estructural que enfoca las vías de migración desde una fuente temprana termogénica en el offshore profundo hacia los reservorios de Chuchupa, Ballena y Riohacha. De acuerdo con Barrero, *et al.*, (2007) se pueden establecer dos tipos de reservorios para el área, el primero asociado a acumulaciones de carbonatos observado en los Campos Ballena y Riohacha, y un segundo tipo de carácter siliciclástico conformado por areniscas basales Paleógenas (reservorio de gas en el Campo Chuchupa) y abanicos submarinos los cuales se extienden hacia el offshore profundo. Las rocas sello corresponden a secuencias de shale del

Paleógeno y Neógeno, y las trampas presentes en la Cuenca son de tipo tanto estructural como estratigráficas; dentro de las de carácter estructural destacan los *roll-over* producidos por fallas lítricas que generan grandes estructuras de entrapamiento y las trampas combinadas como cubiertas sobre el basamento, acumulaciones de carbonatos y pinchamientos / *onlaps*, (Figura 5).

Entre los trabajos realizados en la cuenca a fin de mejorar el conocimiento sobre el sistema petrolífero, se encuentra el realizado por Rubiano *et al.*, (1998) donde presentan la evaluación regional de la Cuenca de la Baja Guajira, definiéndola como una cuenca inmadura, con generación de gas biogénico y con interés exploratorio en ese momento en seis áreas (Saure, Maicao, Guaitapa, Sorpresa, Serranía de Cosinas y Chuchupa Norte).

Reyes *et al.*, (2003) presenta mapas estructurales basados en la interpretación realizada a la sísmica 2D disponible, en el sector de La Guajira Offshore. En dicho informe reportan dos comportamientos sísmicos para la secuencia basal del Eoceno Medio Temprano, uno con reflexiones fuertes, con continuidad lateral y comportamiento ondulante asociado a áreas cercanas a la costa con influencia deltáica; y el segundo comportamiento exhibe reflexiones poco continuas y de baja frecuencia, indicando depósitos distales de deltas con influencia de depósitos de *shoreface*. Así mismo se reporta una profundización de la cuenca para la secuencia del Oligoceno Medio Tardío a Oligoceno Superior y presencia de sellos locales por alternancia entre litologías (arenas, calizas y arcillas).

Duarte *et al.*, (2006) presentan un marco cronoestratigráfico para las Cuencas de Guajira y Sinú Offshore, donde sugiere ambientes de sedimentación, controles sedimentarios y posibles rocas sello y rocas reservorio. Ramírez (2007) presenta un armazón estratigráfico y un análisis del sistema petrolífero para la Cuenca de la

Guajira (*onshore* y *offshore*) identificando como rocas generadoras las de edad Eoceno, Mioceno y Oligoceno, además identifica secuencias sísmicas y *Systems Tracks* en las rocas reservorio y rocas sello.

El mismo autor identifica diferentes procesos de generación de hidrocarburos (biogénico y termogénico) y los relaciona con secuencias específicas dentro de la columna estratigráfica presentada.

Márquez *et al.*, (2008) presentan el estudio de geoquímica de superficie en los bloques Silvestre y RC-11, en sub-cuenca de la Baja Guajira, en el bloque Silvestre definen tres zonas de metano en una franja SW-NE en cercanía a los pozos Aruchara-1 y Arachara-2, además sugieren para este Bloque, la mezcla de gases de diferentes fuentes, la primera de origen biogénico (predominante) y la segunda de origen termogénico (marginal). En el Bloque RC-11 reportan concentraciones de metano en cercanías de la población Uribía, y sugieren un origen para los gases predominantemente termogénico y en menor proporción biogénico. El estudio soporta la presencia de un sistema termogénico en la zona y corrobora la generación de hidrocarburos a partir de rocas marinas de influencia calcárea.

2.2. TRABAJOS PREVIOS

Trabajos iniciales en el área de estudio han avanzado en la aplicación de atributos sísmicos en un sector al interior del bloque sísmico 3D que se trabajará en este proyecto (ECOPETROL 2008). Dicho trabajo se ha enfocado en un sector superficial con el fin de analizar la variación de las geoformas actuales del fondo marino en el tiempo geológico reciente (Plioceno-Pleistoceno?) tomando como base imágenes del fondo marino actual con presencia de canales submarinos e interpretando los horizontes más someros en la sísmica subyacente para

cuantificar la migración lateral de estas geoformas y estimar la profundidad hasta la que se pueden apreciar las geoformas estudiadas. Los atributos utilizados en ECOPETROL. (2008) fueron coherencia y extracción de amplitud, de los cuales el segundo presentó mejores resultados al permitir delinear los canales hasta horizontes más profundos. (Figura 6). Posteriormente al análisis de los atributos, se realizó un análisis morfológico de los canales para obtener información sobre la energía del flujo y la relación sedimentación/erosión de los canales.

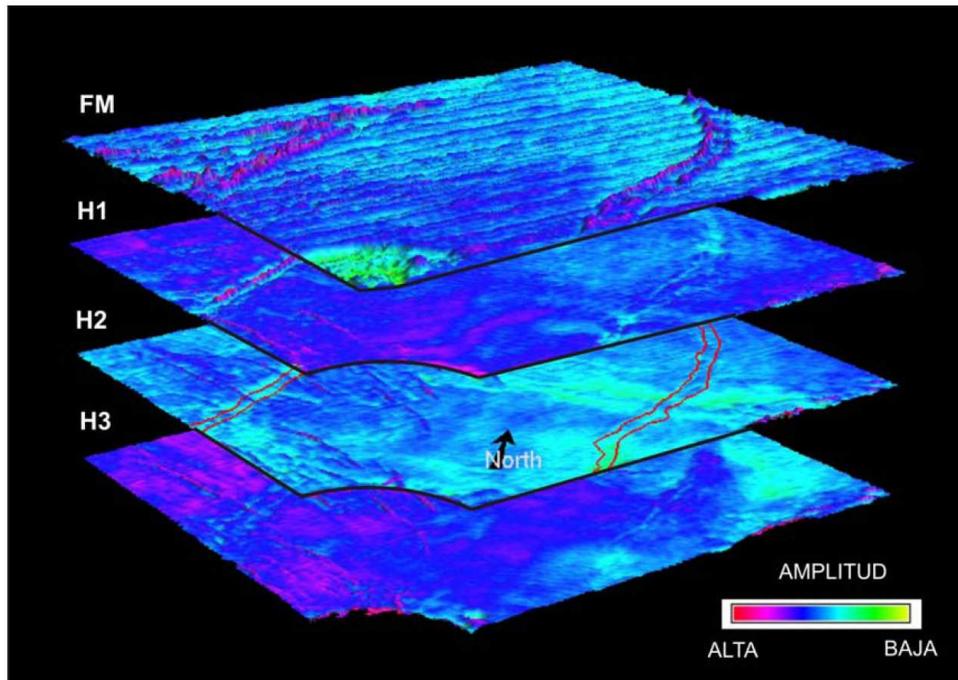


Figura 6. Modelo tridimensional de la extracción de amplitud. Tomado de ECOPETROL., (2008).

2.3. ANTECEDENTES METODOLÓGICOS

2.3.1. Marco Teórico

2.3.1.1. Atributos Sísmicos

Un atributo sísmico es una medida de datos sísmicos que permite mejorar la visualización de características específicas del subsuelo con base en la

interpretación. Los atributos sísmicos ayudan a visualizar rasgos geológicos de interés, así como también, cuantificar algunas características propias de la roca o del reservorio. Se pueden dividir en dos categorías: aquellos que permiten cuantificar componentes morfológicos de datos sísmicos y aquellos que ayudan a cuantificar componentes de reflectividad de los datos sísmicos. Los atributos morfológicos, ayudan a extraer información de dirección y buzamiento del reflector, los cuales pueden estar relacionados con estructuras tectónicas o sedimentarias. Entre los atributos se encuentran: coherencia, curvatura y similaridad, entre otros. Los atributos de reflectividad ayudan a extraer información de los valores de amplitud en el reflector, frente de onda y variación del ángulo de iluminación, los cuales pueden estar relacionados con litología, espesor del reservorio y presencia de hidrocarburos. Entre ellos se encuentran los atributos de extracción de amplitud, descomposición espectral, atributo de ondícula, convolución Laplaciana y convolución prewit.

- Coherencia

La coherencia es un atributo sísmico morfológico. Es una medida de la similaridad de trazas (Neidell y Taner, 1971) y ha sido usada en la delineación de cambios laterales en la respuesta sísmica, debido a cambios estructurales, estratigráficos, litológicos, de porosidad y a la presencia de hidrocarburo. En una sección sísmica, el frente de onda sísmico es la respuesta de la convolución entre la ondícula sísmica y el coeficiente de reflectividad de cada capa subyacente. Los cambios en la respuesta sísmica en términos de amplitud, frecuencia y fase, dependen de los contrastes de impedancia acústica y del espesor de las capas superior e inferior de la capa reflectante. En efecto, la impedancia acústica se ve afectada por la litología, porosidad, densidad y tipo de fluido contenido en las capas. Las variaciones laterales del frente de onda, que se ven en una sección sísmica procesada, se producen por los fuertes contrastes en la impedancia acústica. Por lo tanto, un frente de onda sísmico altamente coherente, indica litologías

lateralmente continuas y en el caso contrario, puede indicar fallas, fracturas, o cambios de facies, entre otros.

Cuando se genera un volumen del atributo sísmico coherencia, se obtienen valores entre 0 y 1, los cuales indican que hay similitud entre las trazas, como es el caso del valor 1, ó que no hay similitud entre las trazas, como es el caso del valor 0, permitiendo de esta manera mostrar zonas que presenten discontinuidades. Una vez generado el atributo coherencia para un volumen sísmico, se extrae esta información ya sea para un horizonte interpretado ó para un corte de tiempo (*time slice*).

- Extracción de amplitud

La extracción de amplitud es un ejemplo de atributo sísmico de reflectividad. La amplitud de una onda sísmica hace referencia a la cantidad máxima de energía que contiene la onda en un punto determinado de su propagación. Dicha amplitud se ve afectada por múltiples factores como: atenuación a medida que la onda aumenta su profundidad durante la propagación, tipo de roca, densidad, porosidad, tipo de fluidos contenidos en la roca. Con base en esto, un sismograma se genera a partir de la convolución entre los coeficientes de reflectividad (asociados a cada litología) y la ondícula sísmica, como se muestra en la figura 101, obteniendo como resultado, una señal sísmica que contiene las variaciones de amplitud, que a su vez reflejan las variaciones en las propiedades físicas de la roca.

- Descomposición Espectral

La descomposición espectral es un atributo sísmico de reflectividad. Este revela la señal sísmica en sus frecuencias, permitiendo ver la amplitud y fase de sintonía con longitudes de onda específicas. El reflejo de una capa tiene una expresión característica en el dominio de la frecuencia el cual es un indicativo temporal del

espesor de las capas, donde frecuencias altas producen imágenes delgadas y frecuencias bajas producen imágenes de capas gruesas.

2.3.1.2. Casos Internacionales de Aplicación de Atributos Sísmicos en Exploración

Dadas las dificultades para la correcta caracterización de los yacimientos utilizando herramientas convencionales como sísmica 2D, correlaciones de pozos, corazones, registros eléctricos, entre otras, se evidencia la necesidad de integrar nuevas herramientas que faciliten la visualización y comprensión de los mismos; es por ello que la sísmica 3D hace parte de nuevos estudios de caracterización alrededor del mundo. Estos estudios se han realizado en zonas como La Cuenca de Maracaibo (Stiteler, *et al.*, 1997), El Mar Árabe, La Plataforma del Delta del Níger (Deptuck *et al.*, 2003; Deptuck *et al.* 2007), El Offshore de Louisiana (Zeng y Hertz, 2004), El Campo Appleton, en Alabama (Tebo y Hart, 2005), la Plataforma Sunda, en el Offshore de Indonesia (Darmadi, *et al.*, 2007), el Margen Continental de Angola (Gee, *et al.*, 2007), la Cuenca de Mumbai, al oeste de India (Harilal, *et al.*, 2008), planicies distributarias deltáicas y costeras (Hart, 2008), entre otras.

Stiteler, *et al.*, (1997), realiza en el Lago de Maracaibo el análisis de unidades calcáreas del Cretáceo, integrando la información obtenida de corazones, registros, sísmica 3D, y datos de pozos, proponiendo un método sistemático de interpretación con el fin de diferenciar entre los eventos sísmicos debido a los cambios estratigráficos y los ocurridos a partir de otros eventos. El autor destaca dos tipos de respuestas sísmicas en la plataforma, la primera asociada a ambientes más someros con secuencias de ciclos más grandes y cambios laterales en las propiedades de las rocas; y el segundo tipo correspondiente a una sección más profunda conformada principalmente por cambios sutiles en la estructura y lóbulos laterales, los cuales dan la apariencia de una “falsa estratigrafía”.

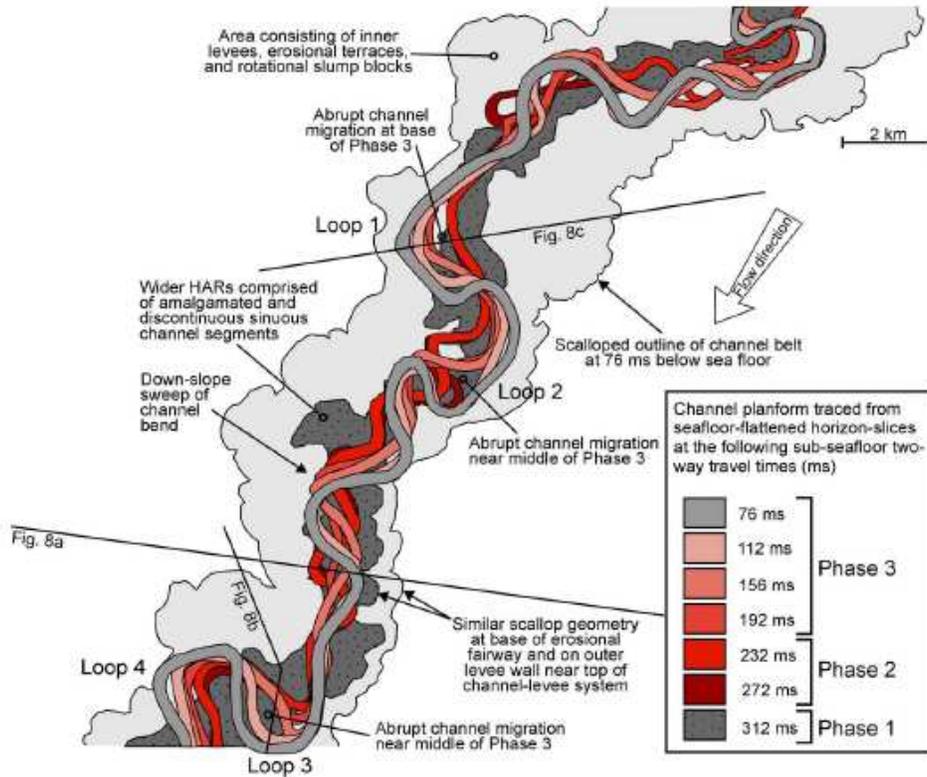


Figura 7. Geometría de las formas en vista de planta de los depósitos de ejes de canales. Tomado de Deptuck *et al.*, (2003).

Deptuck *et al.*, (2003), muestra la geometría de las formas en vista de planta de los depósitos de ejes de canales apilados cada 36 a 40 milisegundos (ms) bajo el fondo del mar, la cual fue obtenida a partir de un estudio sísmico 3D de la morfología de un sistema canal – dique, así como de los diques internos en la Plataforma del Delta del Níger. En este trabajo se observa la evolución de los canales y la generación de características sísmicas que pueden ser interpretadas más fácilmente, dando una mejor comprensión del comportamiento de un canal en el tiempo y como este comportamiento puede generar cuerpos de arenas más anchos y de mayor espesor por medio de diferentes procesos como la agradación vertical y la migración lateral, esta última pudiendo darse en pulsos muy rápidos en segmentos muy cortos del canal (Figura 7). Esto también es observado en el trabajo de Deptuck *et al.*, (2007), donde el estudio muestra como una serie de canales submarinos predominantemente agradacionales evolucionaron a medida

que fueron rellenando un cañón profundo, y prueban los controles potenciales en las variaciones temporales espaciales en la arquitectura de canales submarinos apilados (Figura 8). Este tipo de trabajo puede dar lugar a una mayor eficiencia en el desarrollo de un área determinada dado que al identificar elementos arquitecturales apilados en tres dimensiones, es posible perforarlos en zonas donde estos se intercepten y/o sobrepongan, minimizando el riesgo en la perforación y brindando las mejores perspectivas económicas.

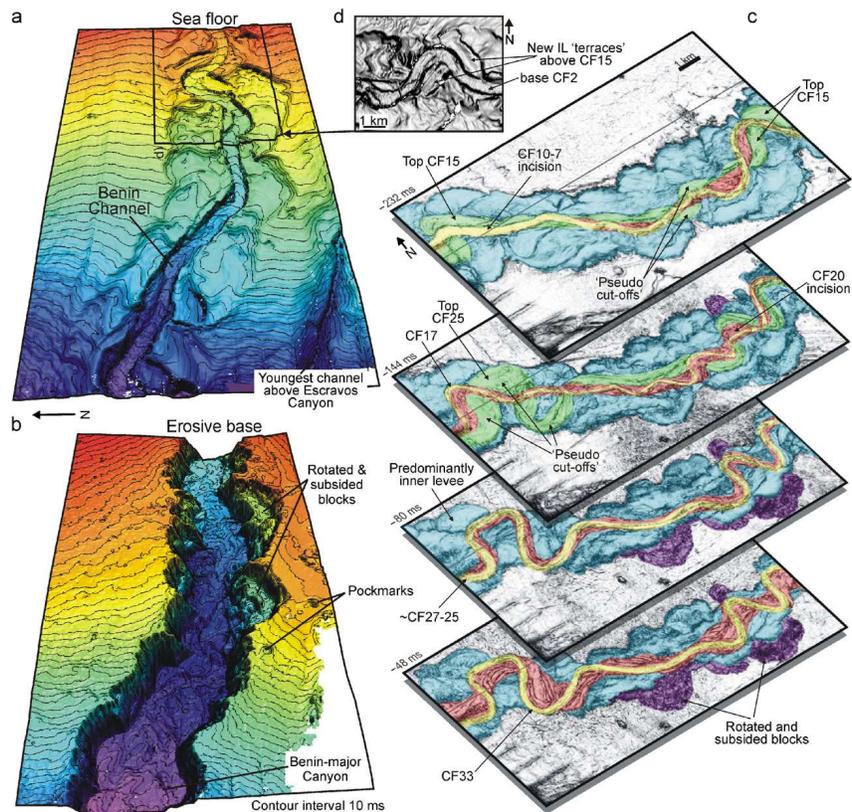


Figura 8. Vista en perspectiva del Cañón Benin y sucesivas etapas de relleno y erosión del mismo. Tomado de Deptuck *et al.*, (2007)

Zeng y Hertz (2004), realizan un estudio de estratigrafía de secuencias de alta frecuencia para el área Banco del Tiger en el Offshore de Louisiana, usando pozos, y datos de sísmica 3D. En él, presentan como la litología sísmica y la geomorfología sísmica son los componentes clave de la sedimentología sísmica, desde la cual se determinan patrones en vista de planta para establecer las

relaciones espaciales y temporales de rocas y sistemas deposicionales; así mismo es una herramienta efectiva de visualización de secuencias de alta frecuencia, relictos de *Highstand System Tracks* y *Lowstand System Tracks* teniendo un correcto procedimiento de selección, escaneo, digitalización, y visualización, (Figura 9).

En Tebo y Hart (2005), se aprecia la utilización de los atributos sísmicos en un volumen en la Formación Smackover en el Campo Appleton al suroeste de Alabama, con el fin de definir en una acumulación compleja de carbonatos, la distribución de propiedades físicas en el subsuelo (porosidad). Según el estudio, la porosidad aumenta notablemente hacia los flancos de paleoaltos de basamento, lo cual es coherente dado que estas zonas permiten una mayor acomodación y unas condiciones optimas para el crecimiento de corales. El estudio incluye información de pozos, registros, afloramientos, corazones, entre otras permitiendo realizar un buen control de los resultados, además ofrece el mejoramiento de la presentación de datos, definiendo vertical y lateralmente las heterogeneidades, a diferencia de lo que obtendría de un modelo 2D. Los autores aclaran que este tipo de estudios no reemplazan, sino complementan los análisis geológicos convencionales.

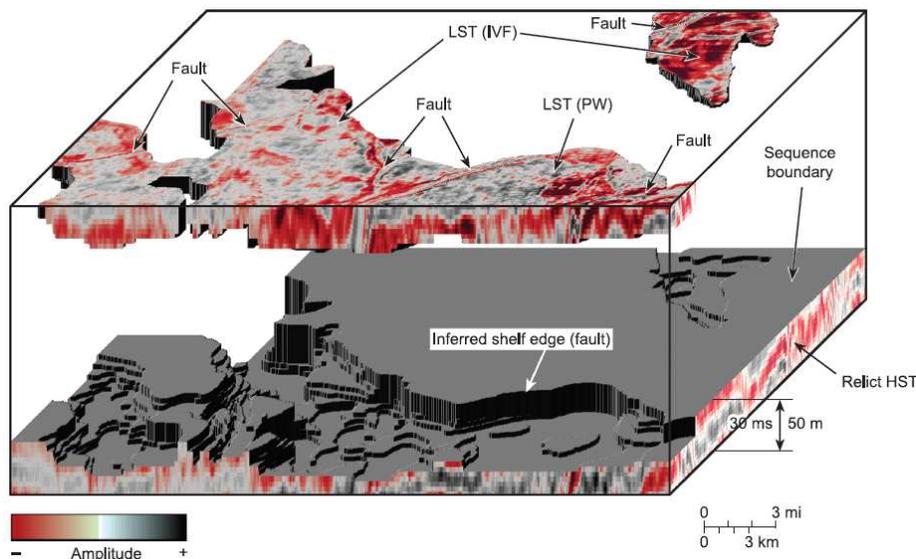


Figura 9. Visualización 3D de la amplitud de *Lowstand System Track*, *relict Highstand System Track*, y secuencias de acumulación. Tomado de Zeng y Hertz, (2004).

En Harilal, *et al.*, (2008), realizan la identificación de facies reservorios en secuencias de carbonatos y secuencias mixtas (siliciclásticas – carbonatos), aplicando estratigrafía sísmica, atributos sísmicos y visualización en 3D. El estudio se realizó dentro del Graben Central entre la Plataforma Heera- Panna Bassein en la costa oeste de la India, identificando las acumulaciones de carbonatos por medio del análisis de facies sísmicas, mientras que unidades lodosas, carbonatos, porosidades entre otras, fueron discriminados por medio de impedancia y atributos sísmicos. La visualización 3D y el análisis de coherencia en el volumen permitieron una mejor observación de la geometría de la depositación, además los autores sugieren que los atributos sísmicos, la impedancia, la estratigrafía sísmica y una reconstrucción paleoestructural permiten la identificación de las unidades reservorios.

2.3.2. Casos Nacionales de aplicación de atributos sísmicos en exploración.

En Colombia, los trabajos utilizando atributos sísmicos como herramientas de soporte son escasos, entre ellos se encuentran los realizados en el Campo La Cira Infanta en la Cuenca del Magdalena Medio (Gutiérrez, 2001), así como el realizado por Calderón y Caballero (2009) para ambientes fluviales en un área piloto no especificada por confidencialidad de la información.

En el Campo La Cira Infantas, ubicado en el Valle Medio del Magdalena, Gutiérrez, (2001), realizó un análisis sísmico en 3D y una cartografía de las heterogeneidades fluviales y sus unidades de flujo en escala de pozos (geometría de estratificación lateral, estilo, continuidad de los patrones texturales laterales y verticales) y a lo ancho de todo el campo (espesor del reservorio, continuidad en la

geometría de facies y las propiedades del reservorio). En dicho estudio presenta una cartografía sísmica cualitativa, de las unidades de flujo del reservorio en unidades de areniscas fluviales levemente consolidadas, basada en las diferentes respuestas de las rocas en las relaciones entre la impedancia acústica, la calidad del reservorio, la porosidad y la permeabilidad de la roca (Figura 10).

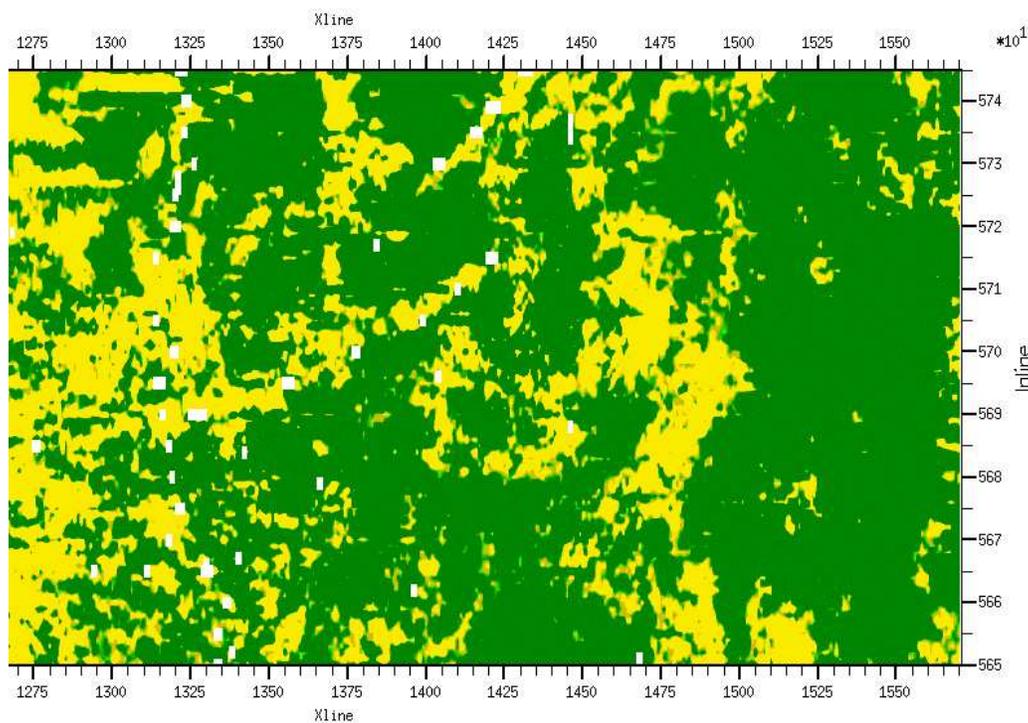


Figura 10. Corte paralelo a una capa que muestra un sistema de canales fluviales meandriformes. El color amarillo corresponde a areniscas de velocidad e impedancia baja, y el color verde corresponde a shales con alta impedancia. Tomado de Gutiérrez, (2001).

Calderón y Caballero (2009), desarrollan un modelo 3D a partir de la aplicación de atributos sísmicos en ambientes de depósitos fluviales, determinando la dirección, el ancho y la sinuosidad de los canales fluviales presentes, luego de interpretar un cubo 3D en una cuenca del país, la cual no se especifica en el estudio dada la confidencialidad de la información. La interpretación sísmica fue integrada con información disponible de corazones, registros eléctricos y correlaciones estratigráficas realizadas previamente en la zona de estudio. El estudio presenta la aplicación de atributos morfológicos y atributos con finalidad de cuantificar los

componentes de reflectividad, destacando la aplicación de cuatro atributos sísmicos: coherencia, extracción de amplitud, descomposición espectral (rango 30 - 60 hertz) y convolución Laplaciana. Entre dicho atributos, los dos primeros fueron especialmente útiles para la detección de fallas y en el caso del atributo de coherencia se destacó por resaltar las características de los canales de forma más eficiente. Las autoras también resaltan el uso del atributo de extracción de amplitud para determinar la orientación y distribución de canales (Figura 11). Las mediciones del ancho del canal fueron el producto del promedio de tres transectas de cada canal; la sinuosidad fue determinada a partir de la ecuación sugerida por Miall (1985) y la dirección de los canales fue tomada directamente de los horizontes a los cuales se les aplicaron los atributos sísmicos.

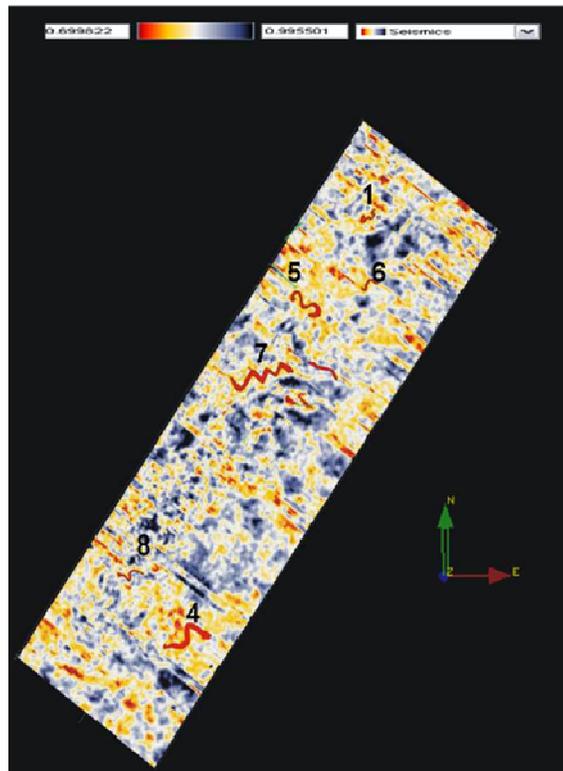


Figura 11. Canales meandriiformes interpretados para el horizonte C, utilizando extracción de amplitud. Tomado de Calderón y Caballero, (2009).

3. METODOLOGÍA

El Caribe Colombiano es un área con un alto potencial en la exploración de hidrocarburos, por lo cual es necesario mejorar el conocimiento del sistema petrolífero obtenido hasta el momento en la zona, implementando nuevas herramientas que mejoren la delimitación de unidades de interés y así minimizar los riesgos en la exploración. Actualmente ECOPETROL S.A. desarrolla diversos trabajos, en los cuales se incluye la investigación en offshore y onshore a fin de establecer una correlación entre ellos, en la margen norte del territorio Colombiano.

Debido a las limitantes en modelos cualitativos 2D, realizados a partir de modelos de facies y análisis de secuencias estratigráficas, se evidencia la necesidad de implementar herramientas como los atributos sísmicos en volúmenes 3D, con el fin de mejorar la delimitación de unidades reservorio teniendo en cuenta la distribución de propiedades físicas del subsuelo, lo anterior permite la generación de modelos 3D que muestren de una forma más precisa las heterogeneidades en las unidades de interés, al integrar información disponible de fuentes como bioestratigrafía, registros de pozo y sísmica 3D.

El presente proyecto apoyará los trabajos realizados en el offshore de la Costa Caribe Colombiana, definiendo el Bloque de sísmica 3D en un área de la Cuenca Guajira Offshore (Figura 12), como la zona del estudio, dado su interés para la exploración de hidrocarburos en el país. Esta investigación contribuirá a conocer

de forma más precisa la distribución espacial de las unidades litológicas con características de reservorio comprendidas entre el Mioceno Temprano y el Mioceno Tardío en el área definida dentro de la Cuenca Guajira offshore, con el propósito de contribuir al entendimiento de la evolución sedimentológica del área, y disminuir la incertidumbre en la distribución de dichas unidades, aplicando nuevas herramientas como los atributos sísmicos en este cubo 3D.

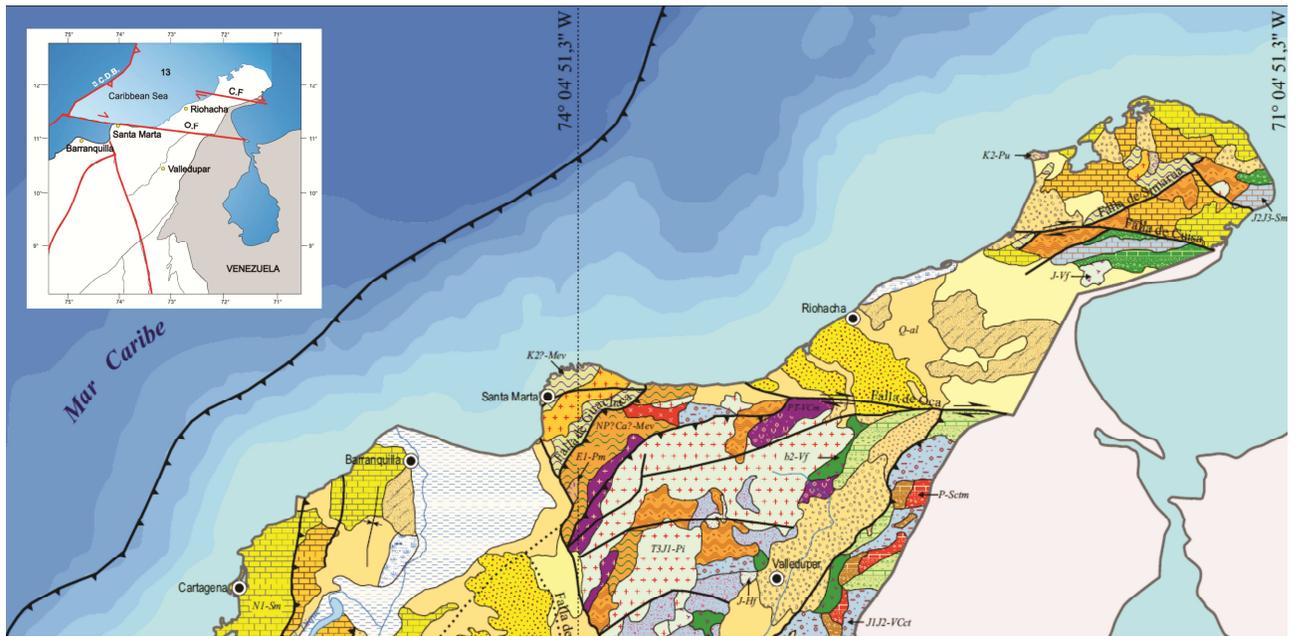


Figura 12. Mapa Geológico escala 1: 2'800.000, con localización de la cuenca Guajira Offshore. Tomado de Gómez, *et al.*, (2007), y Barrero, *et al.*, (2007).

ECOPETROL tras realizar una serie de campañas de sísmica 3D en las Cuencas Offshore de la Guajira y Sinú, ha recolectado datos sísmicos en de gran importancia que requieren un máximo aprovechamiento. La información sísmica de estas Cuencas y su integración multidisciplinaria constituye la base del presente proyecto, así como los datos reportados en interpretaciones anteriores de la Cuenca en Rubiano *et al.* (1998), Reyes *et al.*, (2003) y Márquez *et al.*, (2002), entre otras.

El proceso se realizará a través de tres etapas generales, la primera de recopilación de información, la segunda referente a la integración e interpretación del cubo sísmico 3D y la tercera etapa, concerniente a la discusión y presentación de los resultados del proyecto, (Figura 13).

3.1. RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

En esta etapa se consultarán las fuentes de información disponibles tales como el Centro de Información Técnica (CIT) en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), bases de datos en la UIS y la Internet. Se llevarán a cabo las siguientes actividades en el desarrollo de esta etapa:

- Revisión de la información disponible del área de estudio, así como de la información existente sobre la aplicación de atributos sísmicos y su correlación con determinadas propiedades físicas (porosidad - permeabilidad).
- Revisión de la información disponible de los pozos existentes, las descripciones de núcleos y estudios pertinentes en zonas cercanas al área de estudio.

- Revisión de la información sísmica existente.

3.2. ETAPA DE INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN EN EL SISTEMA INTERACTIVO

En el desarrollo de esta etapa se utilizará la información relevante obtenida en la etapa anterior y se interpretará la sísmica 3D e integrará con la información adicional disponible, para generar resultados tales como mapas, análisis de propiedades físicas y atributos. La interpretación e integración de ésta información se realizará mediante el programa Petrel 2008, siguiendo el orden de las actividades sugeridas en el flujo de trabajo presentado en Schlumberger (2008a, b), así como otros programas que faciliten el cumplimiento de las actividades propuestas (OpendTect, etc.). La utilización de Petrel así como los demás programas se definió teniendo en cuenta la disponibilidad de la licencia, el manejo sencillo del programa, y la buena visualización de la sísmica, que facilita la interpretación y el desarrollo del proyecto.

El siguiente flujo de trabajo presenta las actividades principales:

- Realizar la interpretación de la sísmica 3D disponible para el área definida dentro de la Cuenca Guajira Offshore. Para lo cual se hace la carga y ajuste con el *Check Shot* al programa del bloque sísmico, de la información del pozo, registros y topes (informes de Bioestratigrafía y Petrografía). Se interpretan las líneas *Inline* y *Cross Line* más cercanas al pozo, dado que permiten un mejor amarre con la información del mismo, luego se continúa la interpretación de horizontes y estructuras hacia las líneas más lejanas al pozo, en un espaciado que oscila entre 10 a 50 líneas dependiendo de la variación observada en la sísmica. Las líneas de *Time Slice* son utilizadas para observar la orientación de las estructuras dentro

del cubo 3D, permitiendo una mejor visualización y control en la interpretación de la sísmica.

- Definir la malla a trabajar en el programa Petrel 2008, tomando en cuenta las observaciones realizadas de truncaciones y terminaciones de reflectores.
- Realizar un recorte de la sísmica en el sector más cercano al pozo para correr en él las pruebas de los atributos a trabajar.
- Generar registros de la sísmica y de los atributos corridos en el recorte para compararlos con los registros de pozo, buscando relaciones claras entre los registros, haciendo en suavizado de ser necesario.
- Generar la tabla del análisis de correlación de los atributos a fin de revisar la viabilidad del ejercicio en la malla general definida. Graficando los mejores resultados de correlación según su regresión lineal, los valores de covarianza y también el coeficiente de correlación
- Aplicar los atributos sísmicos definidos según la tabla de análisis de correlación definida en el paso anterior, posiblemente atributos tales como Coherencia - Varianza (Morfología y deformación frágil); Extracción de Amplitud (Geometrías y saturación de fluidos); Descomposición Espectral (Estructuras y Espesores), así como RMS de Amplitud y Gradiente de Magnitud. El procedimiento anterior me permite probar múltiples correlaciones de estos con las propiedades de interés (Porosidad). Calcular los atributos sísmicos seleccionados para el área interpretada del cubo sísmico.

- Generar mapas de facies de atributos para realizar la interpretación de la distribución de propiedades
- Realizar los mapas estructurales en tiempo para las unidades litológicas con características de reservorio durante el intervalo Mioceno Temprano – Mioceno Tardío, contenidas en el área de estudio.
- Establecer la distribución de las unidades con características de reservorio en el área definida.

Con relación a la temporalidad de las deformaciones presente en el área de estudio, fue necesario el siguiente flujo de trabajo posterior a la interpretación del cubo sísmico, con relación a sus estructuras y horizontes:

- Determinar la presencia de onlaps, downlaps y truncaciones por ser de importancia para determinar la temporalidad de la deformación. Dado que los horizontes poseen una connotación temporal bioestratigráfica, fue posible realizar la datación relativa de las deformaciones presentes en el bloque.
- Realizar mapas de las estructuras activas para cada periodo de tiempo.

3.3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Durante esta fase se realizará la discusión de los resultados y posteriormente se realizará la redacción del informe final, teniendo en cuenta las correcciones sugeridas por el director, co-director y asesor del proyecto. Dada la confidencialidad de la información, el informe final no contendrá la ubicación exacta del área de estudio, así como el nombre real del pozo, registros, profundidades, nombres de líneas sísmicas o información que la empresa catalogue como confidencial.

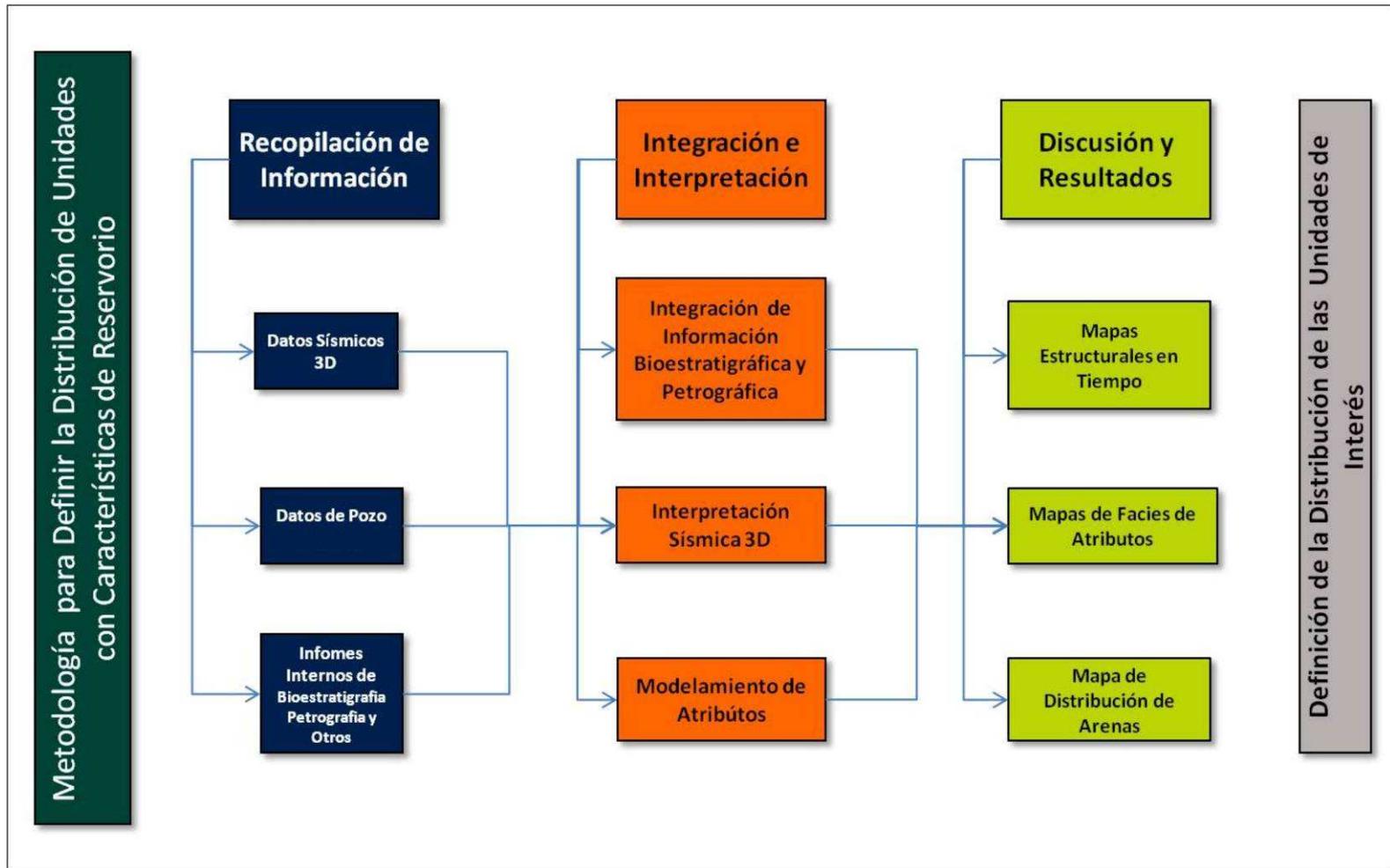


Figura 13. Metodología para definir la distribución de Unidades con características Reservoirio.

4. RESULTADOS

El Bloque sísmico 3D objeto de este estudio se encuentra conformado por 1080 *Inlines* y 4040 *Cross Lines*, cubriendo un área aproximada de 1000 km²: Dada la baja calidad de la sísmica a los bordes del cubo, fue necesario delimitarlo a 855 km² con un contenido de 1000 *Inlines* y 2740 *Cross Line*, sobre las cuales se realizó la interpretación sísmica de los rasgos estructurales, y el trazado de horizontes provenientes de la información reportada en informes bioestratigráficos y petrográficos del pozo incluido en la zona de estudio. Dicho pozo se encuentra ubicado en la *Inline A* y *Cross Line B*.

El intervalo de interés de este estudio se encuentra entre la discordancia Oligoceno Tardío – Mioceno Temprano a la base, y la discordancia Mioceno Tardío – Plioceno Temprano en el tope, las cuales fueron tomadas del registro sedimentológico del pozo existente en el área. Dentro de dicho intervalo fueron marcados cuatro intervalos menores (Figura 14 y Figura 15), los cuales son:

- Intervalo del Mioceno Temprano Alto
- Intervalo del Mioceno Temprano Alto – Mioceno Medio Bajo
- Intervalo del Mioceno Medio Bajo – Mioceno Tardío Bajo
- Intervalo del Mioceno Tardío Bajo

4.1. CARACTERISTICAS ESTRATIGRAFICAS

Intervalo 1: Mioceno Temprano Alto

Este intervalo comprende desde la discordancia que limita a la base con el registro sedimentológico del Oligoceno Tardío y abarca el Mioceno Temprano Alto. En este

intervalo se observan reflectores continuos de amplitud que varían de alta a media, dispuestos principalmente en los depocentros del bloque, así como el sector sureste. Además se observan reflectores discontinuos con amplitudes medias a bajas, las cuales se encuentran principalmente hacia el noreste del bloque. El espesor de este intervalo disminuye hacia el oeste, estando ausente, al parecer por erosión, hacia la esquina oeste, (Figura 17).

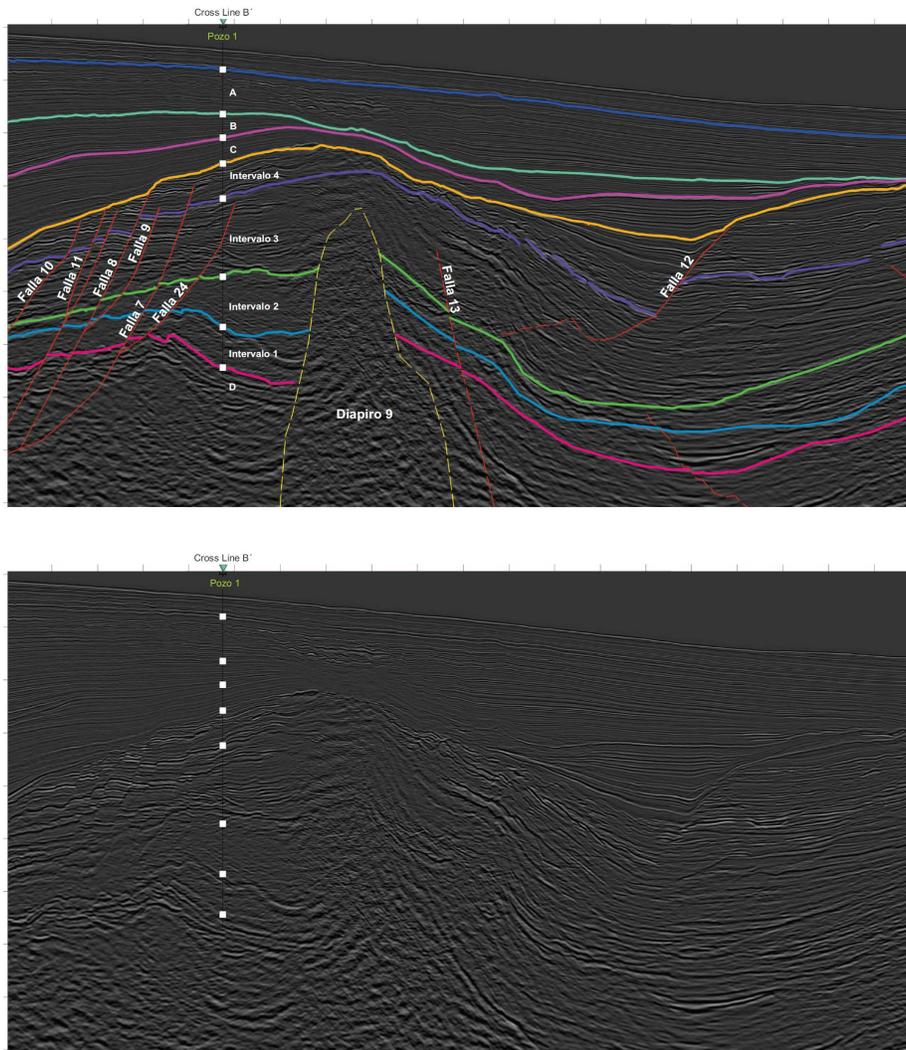


Figura 14. *Inline A'*, donde se observa los cuatro intervalos de interés (1, 2, 3, 4), afectados por fallas normales anteriores a la Discordancia Mioceno Tardío Bajo – Plioceno Temprano Alto. Intervalo A: Plioceno Tardío Bajo – Pleistoceno; Intervalo B: Plioceno Temprano Alto – Plioceno Tardío Bajo; Intervalo C: Mioceno Tardío Bajo – Plioceno Temprano Alto. Intervalo 4: Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 3: Mioceno Medio Bajo – Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 2: Mioceno Temprano Alto – Mioceno Medio Bajo; Intervalo 1: Mioceno Temprano Alto.

Intervalo 2: Mioceno Temprano Alto – Mioceno Medio Bajo

En este intervalo se observan principalmente reflectores discontinuos con amplitudes bajas, así como reflectores de alta amplitud en menor proporción. En el sector norte, se observan intercalaciones de reflectores discontinuos de altas y bajas amplitudes. En forma general es evidente una disminución en el espesor de este intervalo hacia el oeste del bloque, donde localmente llega a ser nulo, (Figura 17). Se observa reflectores continuos en el depocentro del sureste.

Intervalo 3: Mioceno Medio Bajo – Mioceno Tardío Bajo

Se observan reflectores continuos hacia los depocentros, especialmente hacia el sureste; así mismo se observan reflectores discontinuos de baja a media amplitud hacia el noroeste del bloque, con algunos reflectores continuos de alta amplitud dispuestos en intercalaciones. La continuidad de estos reflectores se ve influenciada por la presencia de diapiros y un fuerte fallamiento en algunos sectores. El espesor de este intervalo no es continuo, (Figura 17), siendo evidente un pinchamiento hacia la parte oeste del bloque, donde en algunos sectores llega a ser nulo, (Figura 17).

Intervalo 4: Mioceno Tardío Bajo

Este intervalo comprende el Mioceno Tardío Bajo hasta llegar a la discordancia que limita al tope con el registro sedimentológico del Plioceno. En él, se observan reflectores continuos concordantes con el tope hacia los depocentros, así como reflectores discontinuos de mayor amplitud hacia la base, los cuales están afectados por eventos de extensión con un fallamiento normal. El espesor, al igual que los intervalos anteriormente descritos, disminuye hacia el oeste del bloque, siendo nulo en algunos sectores, (Figura 17).

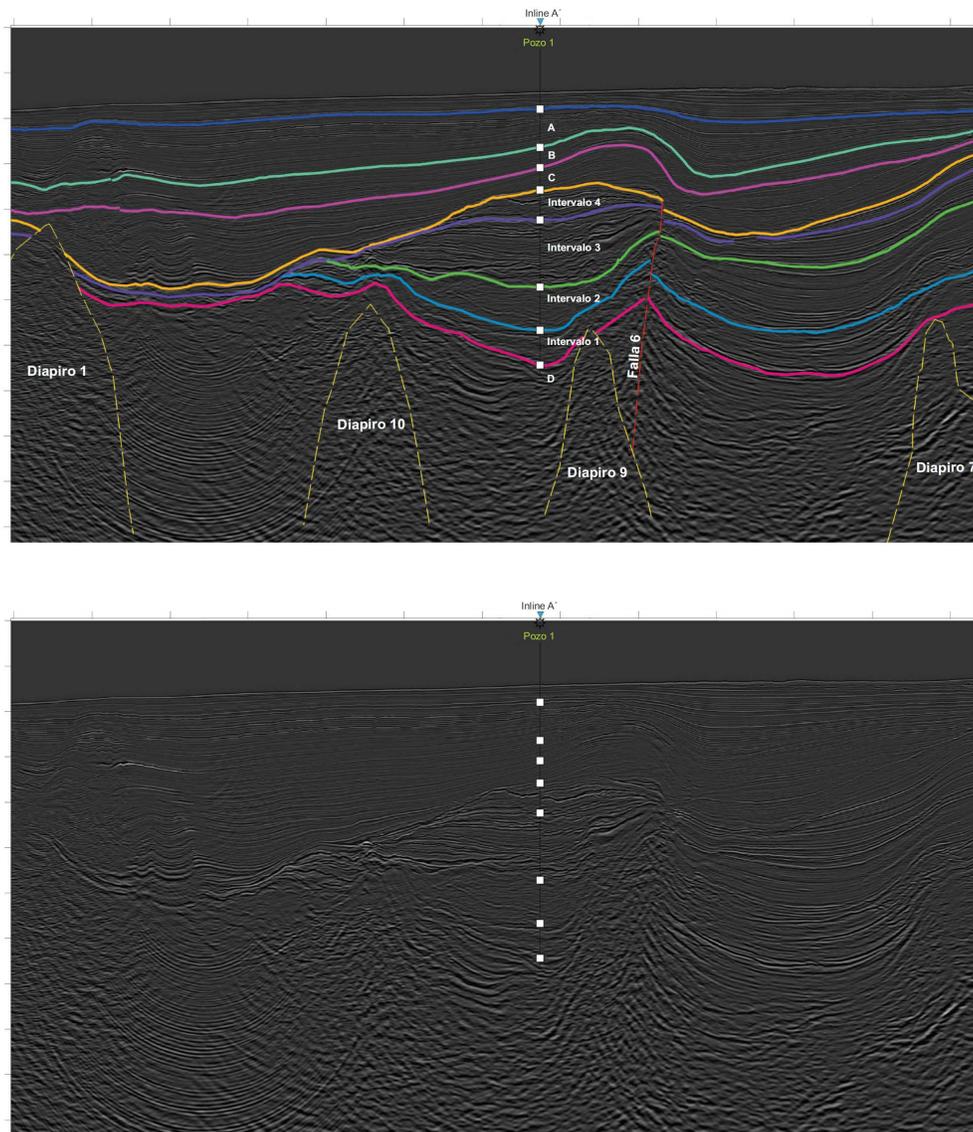


Figura 15. *Cross Line B'*, donde se observa los cuatro intervalos de interés con una notable disminución en su espesor. Evidencia de fallamiento posterior a la Discordancia Mioceno Tardío Bajo – Plioceno Temprano Alto. Presencia de diapirismo en la zona.

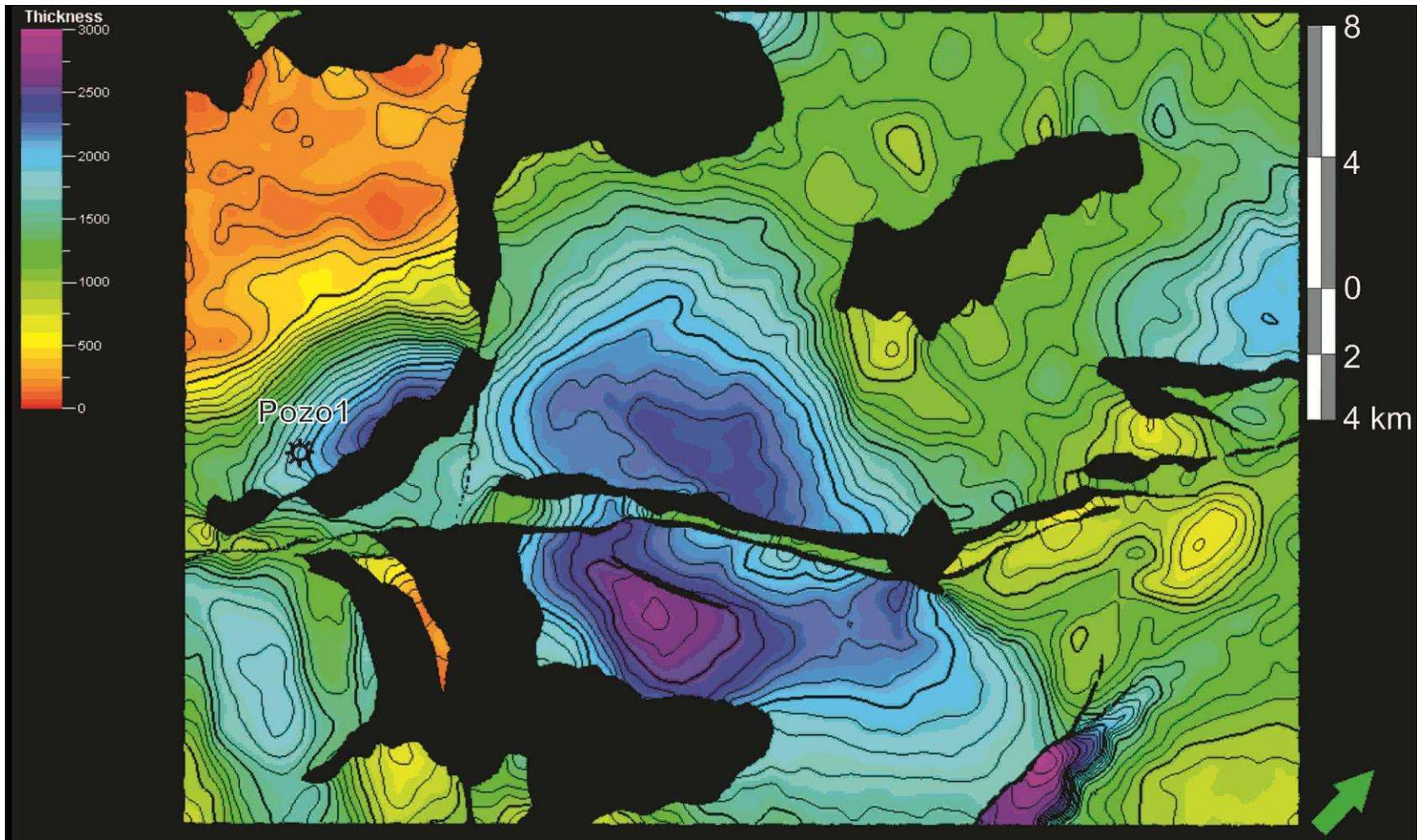


Figura 16. Mapa de espesor vertical sin corrección por buzamiento para la zona de estudio, en el intervalo Mioceno Temprano Alto a Mioceno Tardío Bajo. Los sectores en negro corresponden a las zonas en donde existe diapirismo o fallamiento.

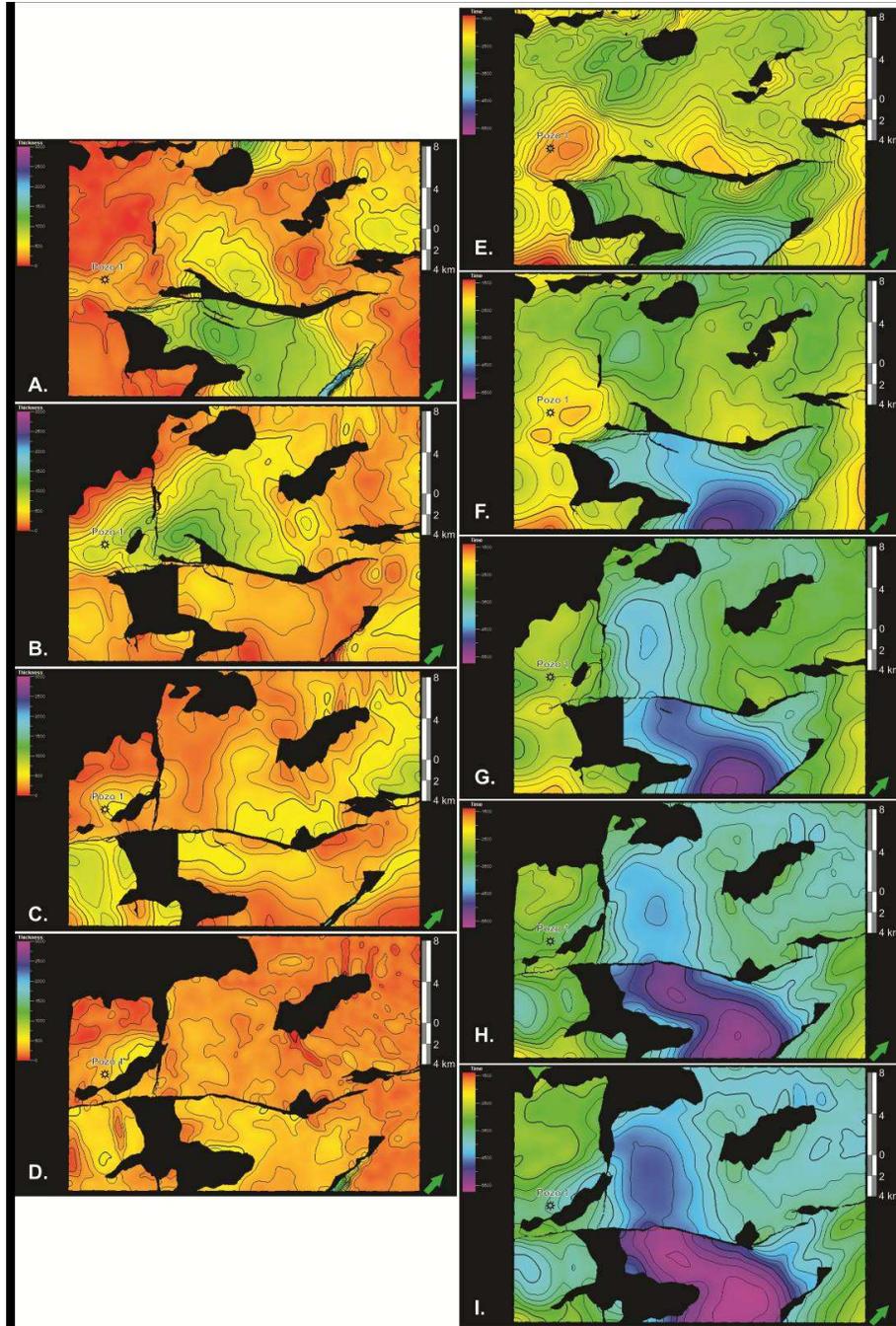


Figura 17. Mapa de espesores vertical en tiempo sin corrección por buzamiento para los intervalos de estudio. A) Intervalo del Mioceno Temprano Alto. B) Intervalo del Mioceno Temprano Alto – Mioceno Medio Bajo. C) Intervalo del Mioceno Medio Bajo – Mioceno Tardío Bajo. D) Intervalo del Mioceno Tardío Bajo; y sus correspondientes mapas estructurales en tiempo al tope de cada uno de los intervalos mencionados (E, F, G y H) y el tope del Oligoceno (I).

4.2. CARACTERISTICAS ESTRUCTURALES

La zona de estudio fue afectada por eventos tectónicos que deformaron algunos sectores del bloque de una forma más penetrativa; dicha deformación incluye una serie de fallas normales principalmente asociadas a eventos extensivos, así como algunas fallas inversas posiblemente producto de reactivación de fallas normales antiguas. Es notorio así mismo, una deformación de las unidades (incluso las más recientes) debido al diapirismo en la zona, que es posterior a la mayoría de las fallas existentes. Las fallas más importantes se encuentran resaltadas en la Figura 18, con su respectivo número asignado durante la interpretación.

Las fallas principales presentes en el bloque (Fallas 2, 13 y 49), son en su mayoría normales, se caracterizan por presentar gran desplazamiento y afectar la discordancia del Mioceno-Plioceno, así como también algunas de las fallas asociadas a estas (Recuadro B en la Figura 18). La Falla 2 presenta una orientación NE-SW, presentando sinuosidad a lo largo de su trazo y variación en su vergencia y sentido de desplazamiento, presentando salto normal en la mayoría de su trazo y pasando a salto inverso en el sector más suroeste además esta falla presenta evidencias de una componente de rumbo dextral, con un sector mas compresivo que incluye la presencia de un anticlinal en su parte mas este, así como la presencia del diapiro 8. Además, de encontrarse asociada a la falla 6, la cual es de carácter inversa, lo que evidencia esfuerzos compresivos en ese sector de la falla 2 (Figura 18).

La falla 13 y la falla 49 tienen un carácter normal, con orientación NW-SE, levemente sinuosas y con vergencia hacia el noreste, diferenciándose entre sí, por su inclinación, que es mayor en el caso de la falla 13.

Fallas normales:

Las fallas normales observadas evidencian dos comportamientos principales, en el primero se observan fallas pequeñas escalonadas con una extensión local, anteriores a la discordancia Mioceno Tardío Bajo - Plioceno, que permiten la generación de depocentros y paleoaltos para los depósitos de edad Plioceno y posterior (recuadros A, C y D en la Figura 18). El segundo, conformando una estructura en flor negativa, las cuales convergen a la Falla 2 que afecta la discordancia del Mioceno Tardío Bajo – Plioceno. Las fallas asociadas a la flor

negativa son más recientes que las fallas descritas anteriormente, (recuadro B en la Figura 18).

Fallas inversas

En el área de estudio se observaron dos fallas inversas. La primera (Falla 6 en la Figura 18), se encuentra asociada a la Falla 2 del bloque, siendo una posible evidencia de una componente de rumbo dextral de esta falla principal. La segunda (Falla 91 en la Figura 18), ubicada en la esquina oeste, con dirección norte-sur y vergencia oeste, presenta además un anticlinal asociado en el sector de mayor desplazamiento del bloque colgante.

Diapiros

El diapirismo en la zona es alto, produciendo la deformación más reciente del bloque (Figura 19), al ser posterior a las unidades más jóvenes así como a las fallas reportadas. Los diapiros presentan formas alargadas en vista de planta con sus crestas orientadas en dirección NE-SW, igual a la principal falla del bloque. Además los diapiros se encuentran ubicados en sectores adyacentes a fallas preexistentes, lo que favorecería su desarrollo en estos sectores previamente deformados y fracturados.

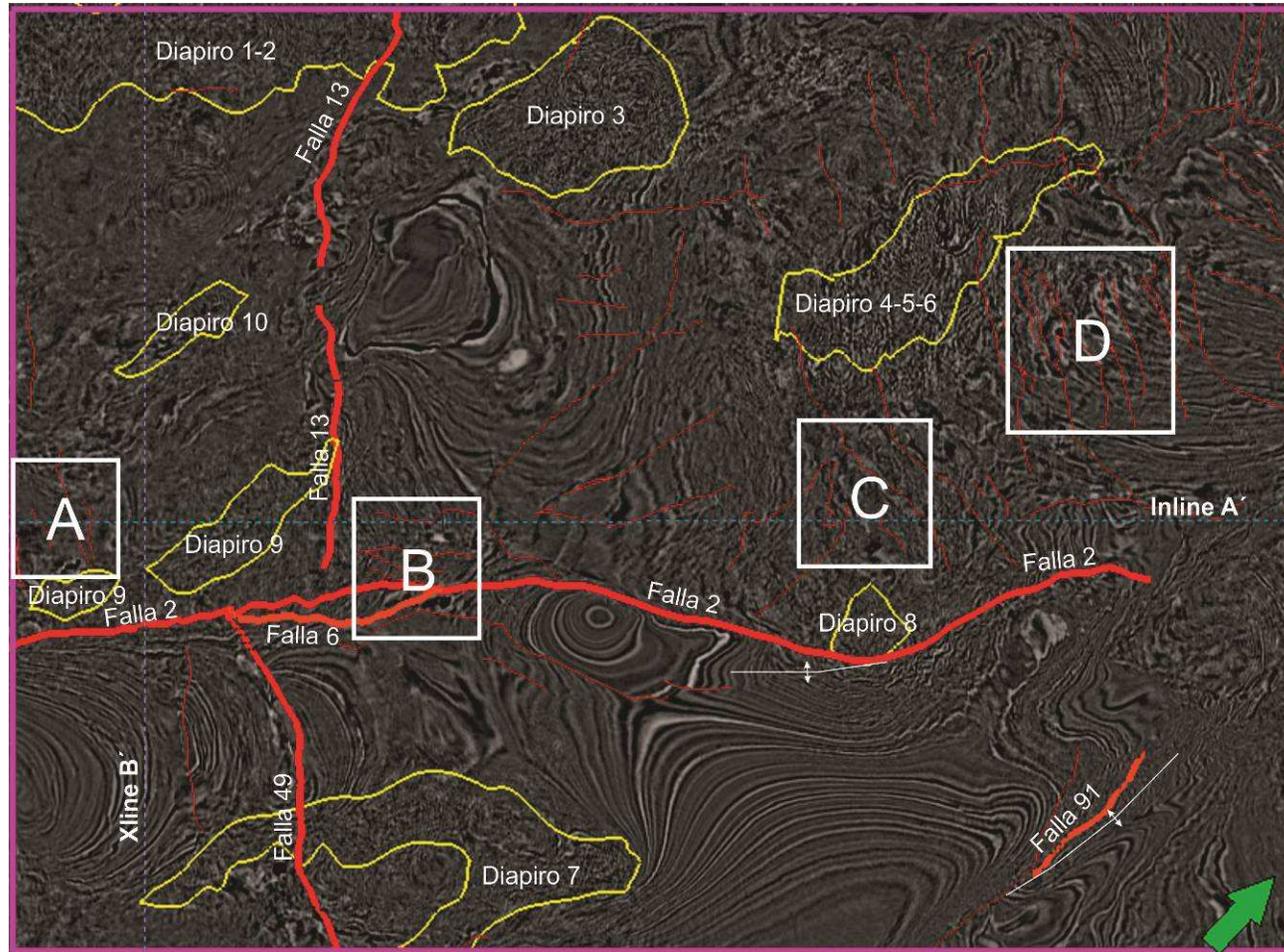


Figura 18. Mapa en tiempo donde se observa la intersección de las fallas normales (líneas rojas), fallas inversas (líneas naranjas), diapiros (líneas amarillas) y anticlinales asociados a fallas o de dominio compresivo (líneas blancas) presentes en el bloque sísmico. Se evidencia cuatro zonas de mayor fallamiento (recuadros A, B, C y D). Se observan además algunas estructuras de cubetas en los depocentros más importantes.

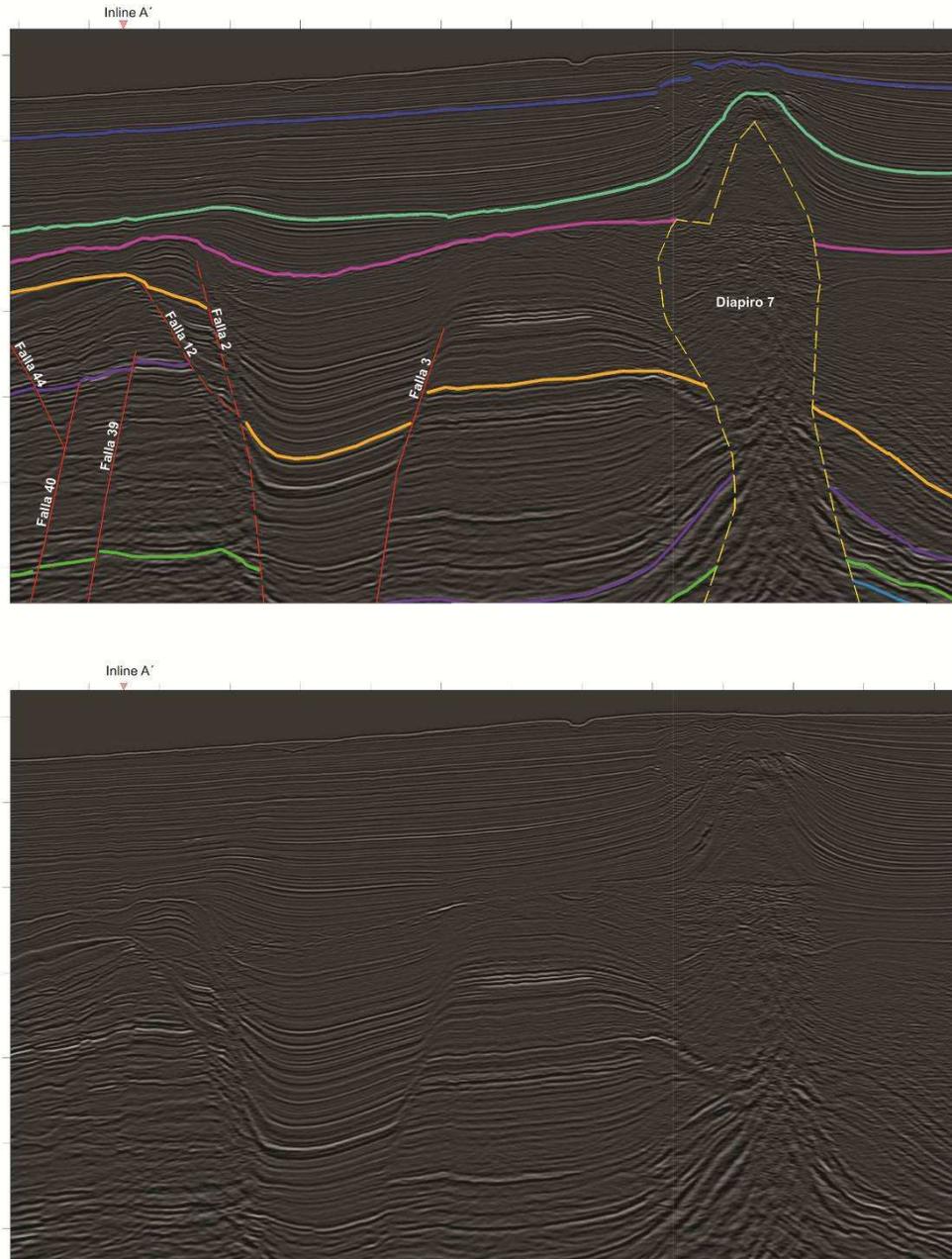


Figura 19. *Cross Line I'*, Diapirismo (marcados con líneas punteadas) que afecta las unidades más recientes. Intervalo A: Plioceno Tardío Bajo – Pleistoceno; Intervalo B: Plioceno Temprano Alto – Plioceno Tardío Bajo; Intervalo C: Mioceno Tardío Bajo – Plioceno Temprano Alto. Intervalo 4: Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 3: Mioceno Medio Bajo – Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 2: Mioceno Temprano Alto – Mioceno Medio Bajo; Intervalo 1: Mioceno Temprano Alto.

4.3. TEMPORALIDAD DE LA DEFORMACION

El análisis de la temporalidad de la deformación en un sistema petrolífero es crítico al momento de tomar decisiones de carácter exploratorio en un área prospectiva. La reducción en la incertidumbre en dicho análisis puede minimizar el riesgo exploratorio durante la evaluación de un área concreta. Las técnicas normalmente utilizadas en dichos análisis incluyen, entre otras, los estratos de crecimiento (Casas-Sainz et al., 2002), los análisis de subsidencia (Parra et al., 2009), análisis de procedencia (DeCelles et al., 1991), termocronología de baja temperatura (AFT, ZFT, ZHe, AHe), (Mora et al., 2010).

La calidad de la sísmica utilizada en este estudio, además del ambiente geológico de margen continental en que se encuentra el área, permitió la observación clara de estratos de crecimiento en múltiples estructuras (fallas y diapiros), y conjuntos de estructuras. Estas observaciones, amarradas a los datos de edades obtenidos por bioestratigrafía en el Pozo 1, permitió establecer una edad relativa del movimiento de las diferentes estructuras observadas. Basados en dichas observaciones se logró determinar una secuencia de deformación representados en los mapas y secciones presentados a continuación. Allí se observa que las principales estructuras (fallas y pliegues), fueron activas durante un periodo de tiempo prolongado, que se extiende por lo menos desde el Mioceno Temprano hasta el Plio-Pleistoceno, siendo activas en este tiempo más reciente algunas de las fallas y se presenta el desarrollo de diapiros.

Deformación Pre - Mioceno

Se observa evidencias de deformación pre-Mioceno (Figuras 20 y 25), la cual se conserva en el bloque colgante de las fallas 13 y 91. En el bloque colgante de la falla 13 se observa un pliegue sinclinal truncado por la discordancia del Mioceno Temprano Alto, con orientación NW-SE. En este sinclinal se observa un

adelgazamiento aparente de las capas hacia el noreste, aunque esto puede ser debido a la deformación asociada al diapiro que se encuentra adyacente a este sector. Sin embargo, en los depósitos más recientes se observa un comportamiento similar de disminución de espesor hacia el noreste. Los depósitos en los que se encuentra formado este pliegue podrían corresponder a una edad Oligoceno, si se extrapolan las relaciones observadas en el registro del Pozo 1, por lo cual, dicha deformación sería de edad Oligoceno Más Tardío al Mioceno Más Temprano. Por encima de la discordancia se observa superpuesta otra estructura sinclinal amplia formada en los depósitos del Mioceno. Estructuras similares han sido reportadas en otros lugares como el Alto Atlas en Marruecos y estudiadas con observaciones de afloramientos de escala kilométrica (Tesón, 2009).

En el bloque colgante de la falla 91 se observan también truncaciones de reflectores por debajo de la discordancia del Mioceno Temprano Alto al acercarse a la falla, aunque en el bloque yacente los reflectores se observan concordantes.

Deformación Mioceno Temprano Alto

Posterior a la discordancia que marca el paso del registro del Oligoceno al Mioceno, se observa la presencia de la falla 2 la cual corresponde a la falla principal encontrada en el bloque sísmico estudiado. En ella se observa una componente de rumbo, con desplazamiento vertical sobre el plano de falla, siendo para el Mioceno Temprano Alto (reflector celeste), observable el salto normal, evidenciada por un espesor mayor en el bloque colgante con respecto al bloque yacente, (Figura 21).

La mayor deformación para este tiempo se encuentra en el bloque colgante de la falla 2 (Figura 22) donde fallas importantes tales como las fallas 49 y 91, tienen un comportamiento de tipo inverso, así como algunas fallas con comportamiento inverso para este tiempo en el bloque yacente (fallas 82 y 83 en la Figura 23).

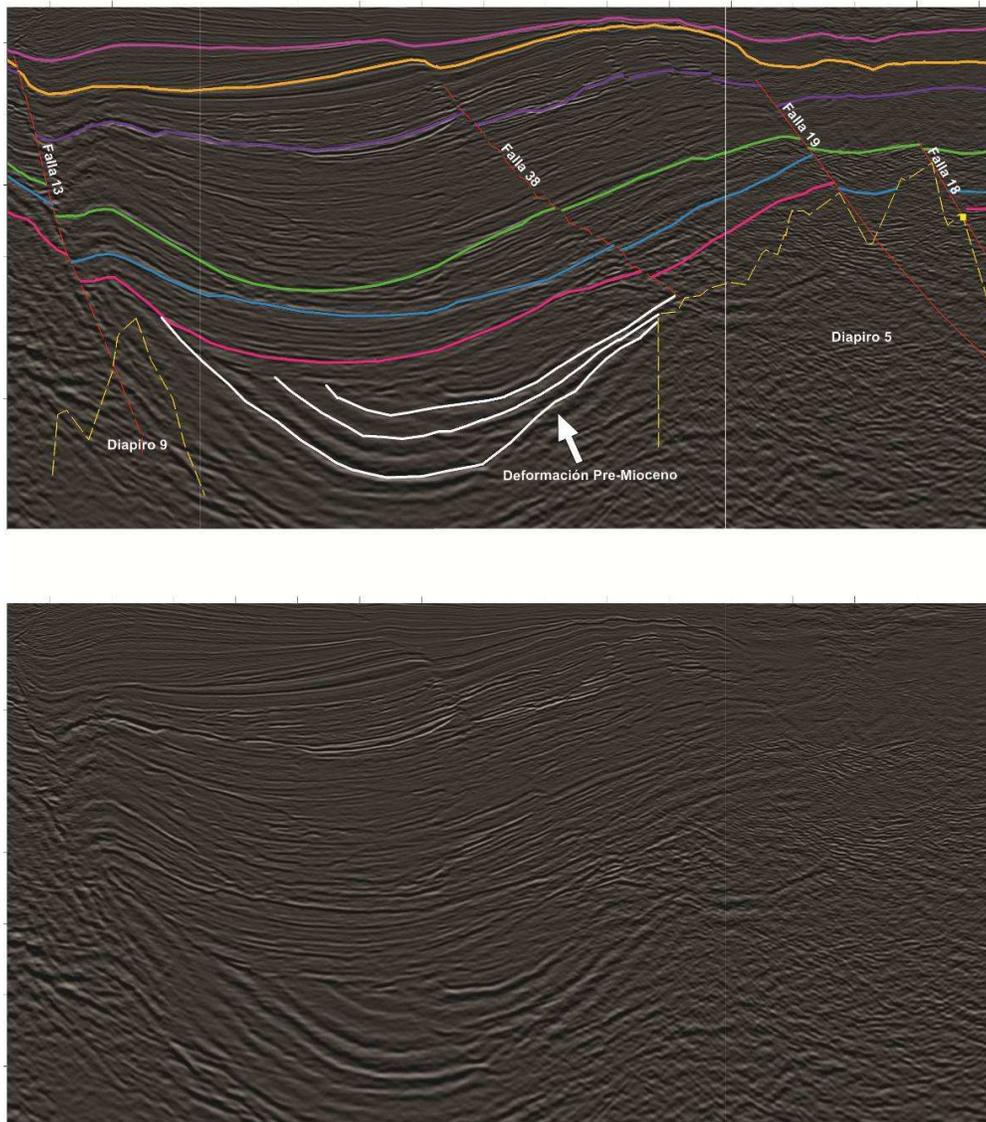


Figura 20. Línea sísmica *InLine C*, donde se aprecia la deformación Pre Mioceno (horizontes blancos), bajo el último reflector del Mioceno trazado de tono rojo. Intervalo A: Plioceno Tardío Bajo – Pleistoceno; Intervalo B: Plioceno Temprano Alto – Plioceno Tardío Bajo; Intervalo C: Mioceno Tardío Bajo – Plioceno Temprano Alto. Intervalo 4: Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 3: Mioceno Medio Bajo – Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 2: Mioceno Temprano Alto – Mioceno Medio Bajo; Intervalo 1: Mioceno Temprano Alto.

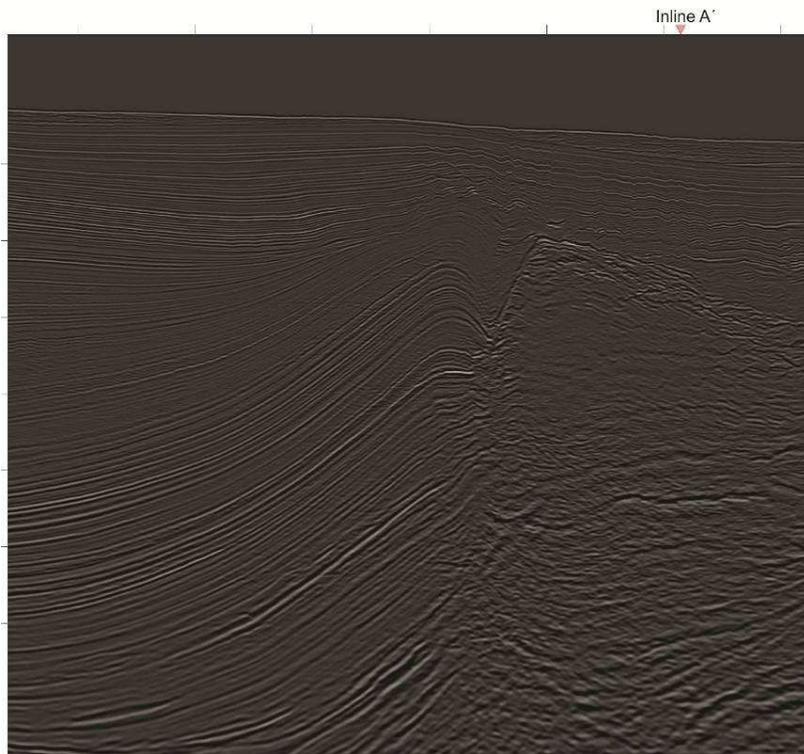
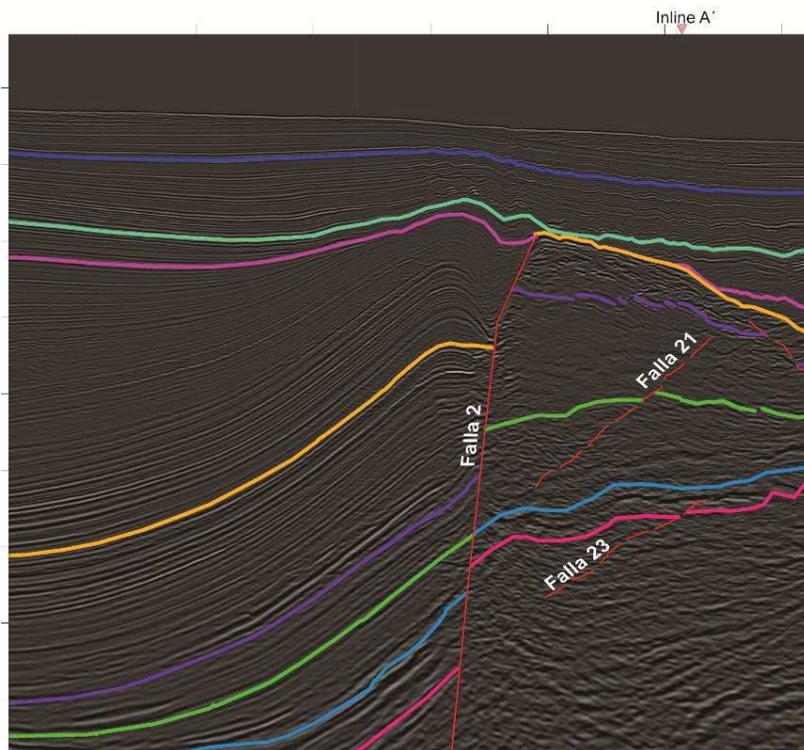


Figura 21. *Cross Line J'*, donde la variación en los espesores de las unidades, permiten definir los saltos normal e inversa en diferentes tiempos para la Falla 2 inducidos por un movimiento en *strike slip* de la misma.

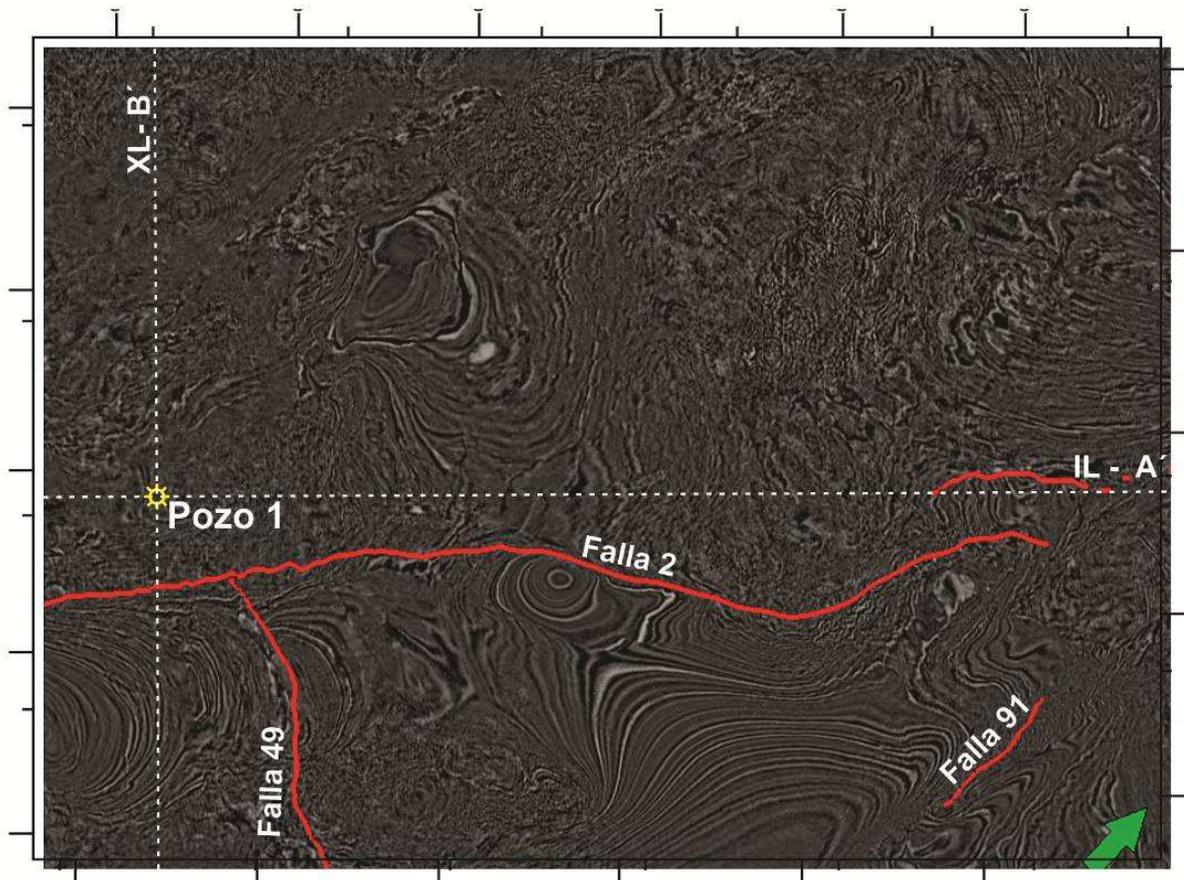


Figura 22. Mapa de estructuras activas durante el Mioceno Temprano Alto.

Deformación Mioceno Temprano Alto a Mioceno Medio Bajo

Durante este periodo de tiempo se identifican las fallas 2, 13, 49, 91, 82 y 83 como las principales fallas activas (Figura 24). El comportamiento de la falla 2 para este tiempo, es de tipo inverso, esto se deduce dado el mayor espesor de los depósitos de este intervalo en el bloque yacente con relación al bloque colgante (Figura 21). En la *Cross Line K'* (Figura 23), se observa una variación en el espesor de los depósitos de esta edad, asociados a las fallas 82 y 83, donde el bloque colgante tiene un espesor mucho menor que el bloque yacente. Esto indica un comportamiento inverso durante dicha época. Se diferencia así mismo las fallas 49 y 13, las cuales para este tiempo se definen con un comportamiento normal (Figura 25), con un mayor espesor de este intervalo en el bloque colgante con relación al bloque yacente de la falla.

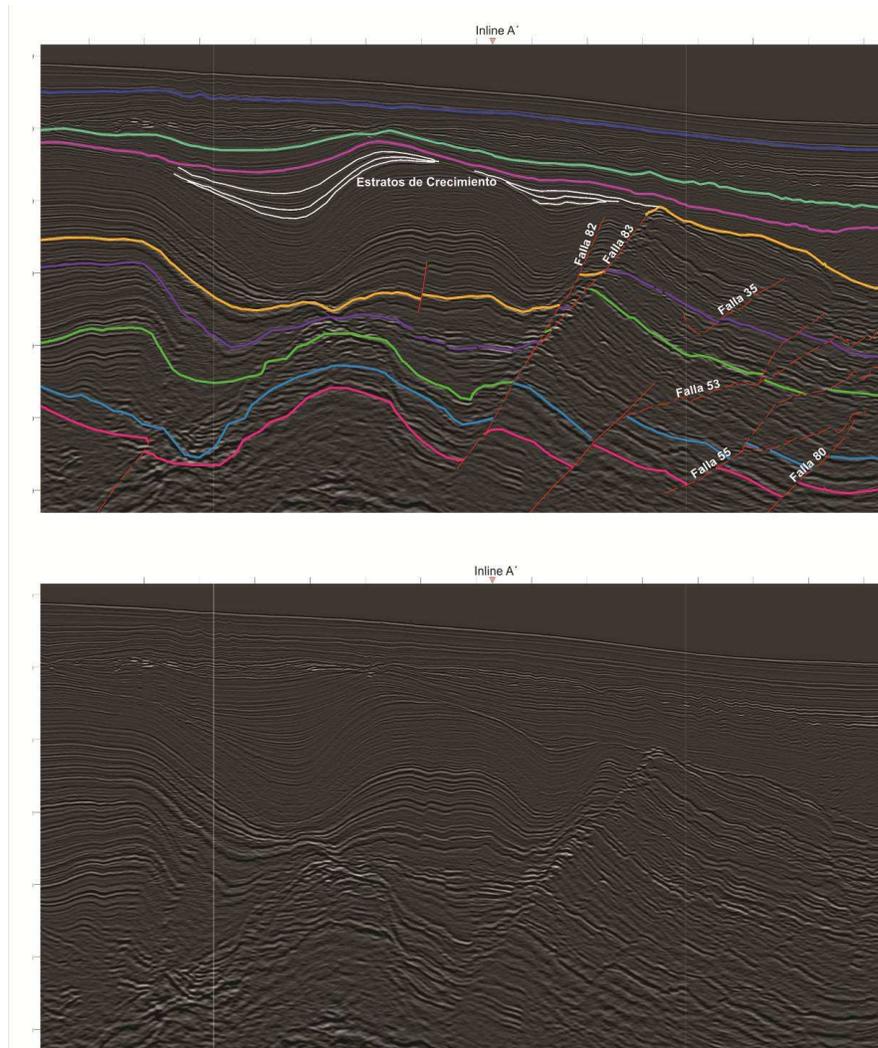


Figura 23. *Cross Line K'*, donde se observa variaciones en el espesor de los diferentes reflectores, así como la presencia de fallas normales. Intervalo A: Plioceno Tardío Bajo – Pleistoceno; Intervalo B: Plioceno Temprano Alto – Plioceno Tardío Bajo; Intervalo C: Mioceno Tardío Bajo – Plioceno Temprano Alto. Intervalo 4: Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 3: Mioceno Medio Bajo – Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 2: Mioceno Temprano Alto – Mioceno Medio Bajo; Intervalo 1: Mioceno Temprano Alto.

La falla principal 2, al igual que las fallas 82, y 83 (Figuras 21 y 23), son evidencia de esfuerzos compresivos en dirección NW-SE durante este tiempo. Por otra parte, las fallas 13 y 49, ubicadas aproximadamente de manera ortogonal a las anteriores, muestran un comportamiento normal (Figura 25).

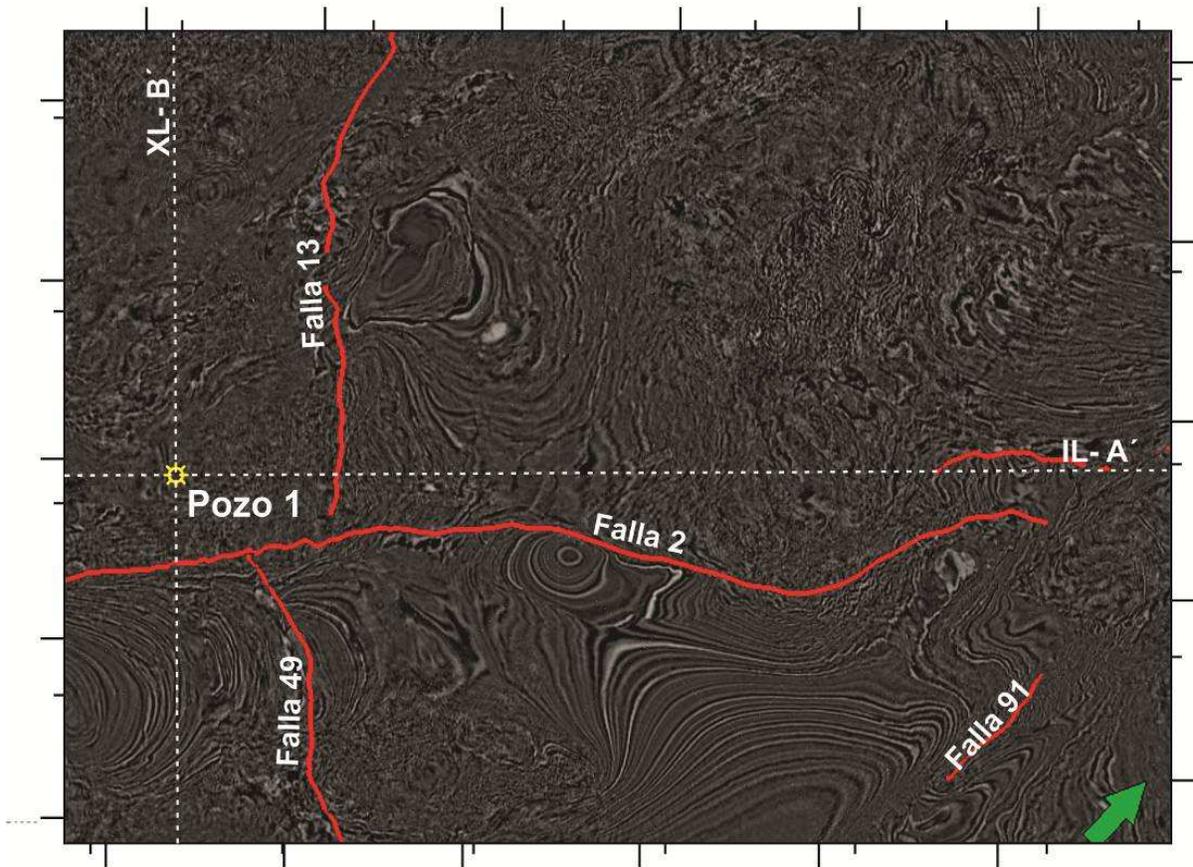


Figura 24. Mapa de estructuras activas durante el Mioceno Temprano Alto a Mioceno Medio Bajo.

Deformación Mioceno Medio Bajo a Mioceno Tardío Bajo

En este periodo de tiempo las fallas 2 y 13 tienen un comportamiento inverso, mientras que las fallas 49, 91, 82 y 83 presentan un comportamiento normal (Figura 26).

En el caso de la falla 13, en la línea *InLine D'* (Figura 29), se observa como los reflectores de esta edad se encuentran plegados en el bloque yacente, inmediatamente adyacentes a la falla, y es evidente que los plegamientos no se presentan en depósitos posteriores a este tiempo. Este comportamiento inverso genera un mayor espacio de acomodación sobre el bloque yacente que permitió la deposición de mayor cantidad de sedimentos en este sector (Figura 29).

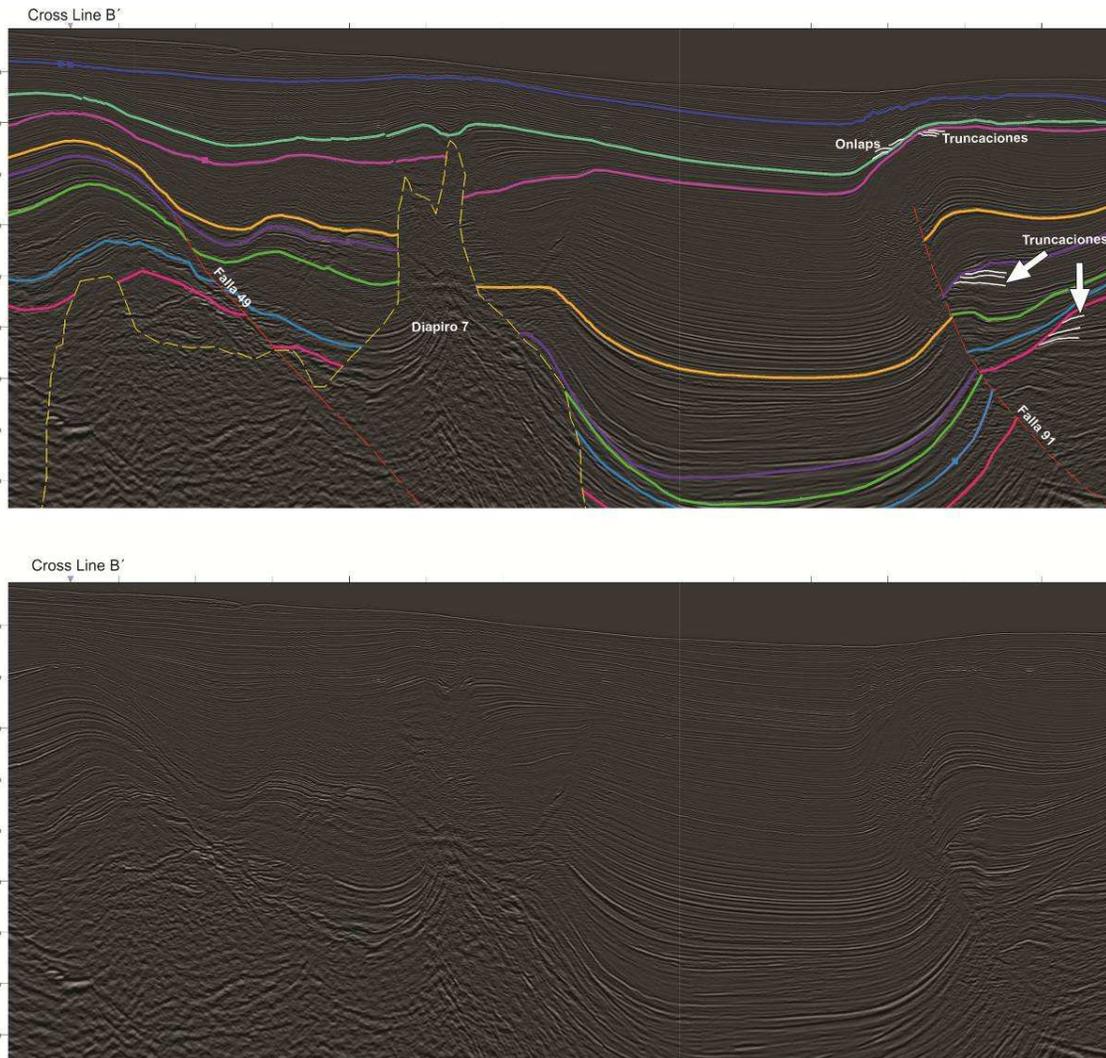


Figura 25. *InLine H'*. Se observa en las fallas 91 y 49 variación en el espesor de los reflectores. La falla 91 a la derecha, con un comportamiento normal hacia el tiempo Mioceno Temprano Alto a Mioceno Medio Bajo (reflector verde), el espesor en este intervalo de tiempo es mayor en el bloque colgante de dicha falla.

El caso de la falla 91 es especial, ya que aunque el espesor es mayor en el bloque colgante que en el yacente, apuntando a un comportamiento normal, como ya se mencionó (Figura 25); las truncaciones observadas en el sector más próximo a la falla en este bloque, indican que hubo cierto levantamiento asociado a esta falla a finales de esta época o a principios del siguiente periodo (Mioceno Tardío Bajo)

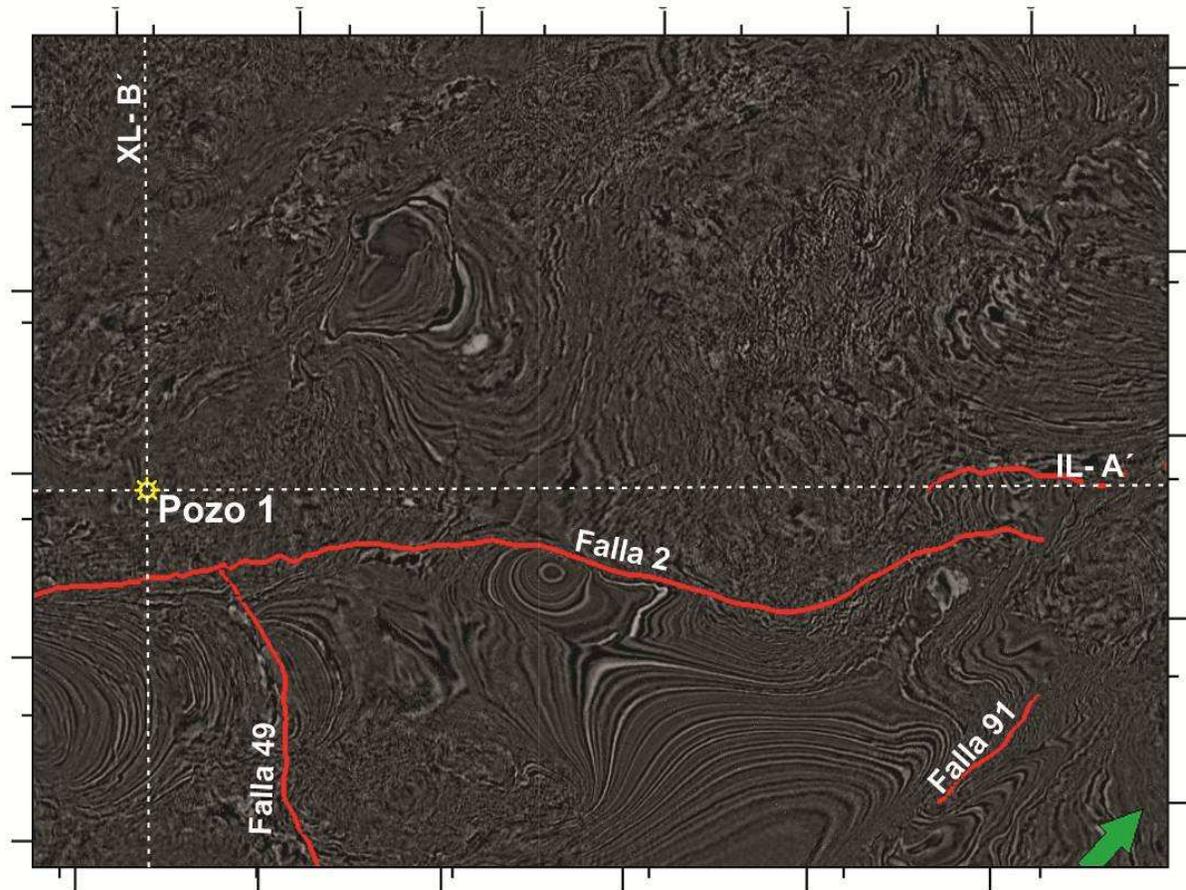


Figura 26. Mapa de estructuras activas durante el Mioceno Medio Bajo a Mioceno Tardío Bajo.

Deformación Mioceno Tardío Bajo

La falla principal, la falla 2, presenta un comportamiento normal, al igual que las fallas 13, 49, 85, 87, 98, 99 y 100, el cual es evidenciado en un notable mayor espesor de las unidades hacia el bloque colgante de la fallas, ejemplo de ello se observa en la Figura 27, con relación a la falla 49. Este comportamiento de fallas normales provoca erosión o menor depósito de sedimentos en los bloques yacentes de modo que allí se preserve menor espesor, visible principalmente en el alrededor del Pozo 1, donde se observa un paleoalto que alcanza a estar erosionado hasta niveles tan bajos como el Mioceno Temprano Alto, principalmente hacia la esquina oeste del bloque (yacente de las fallas 2 y 13).

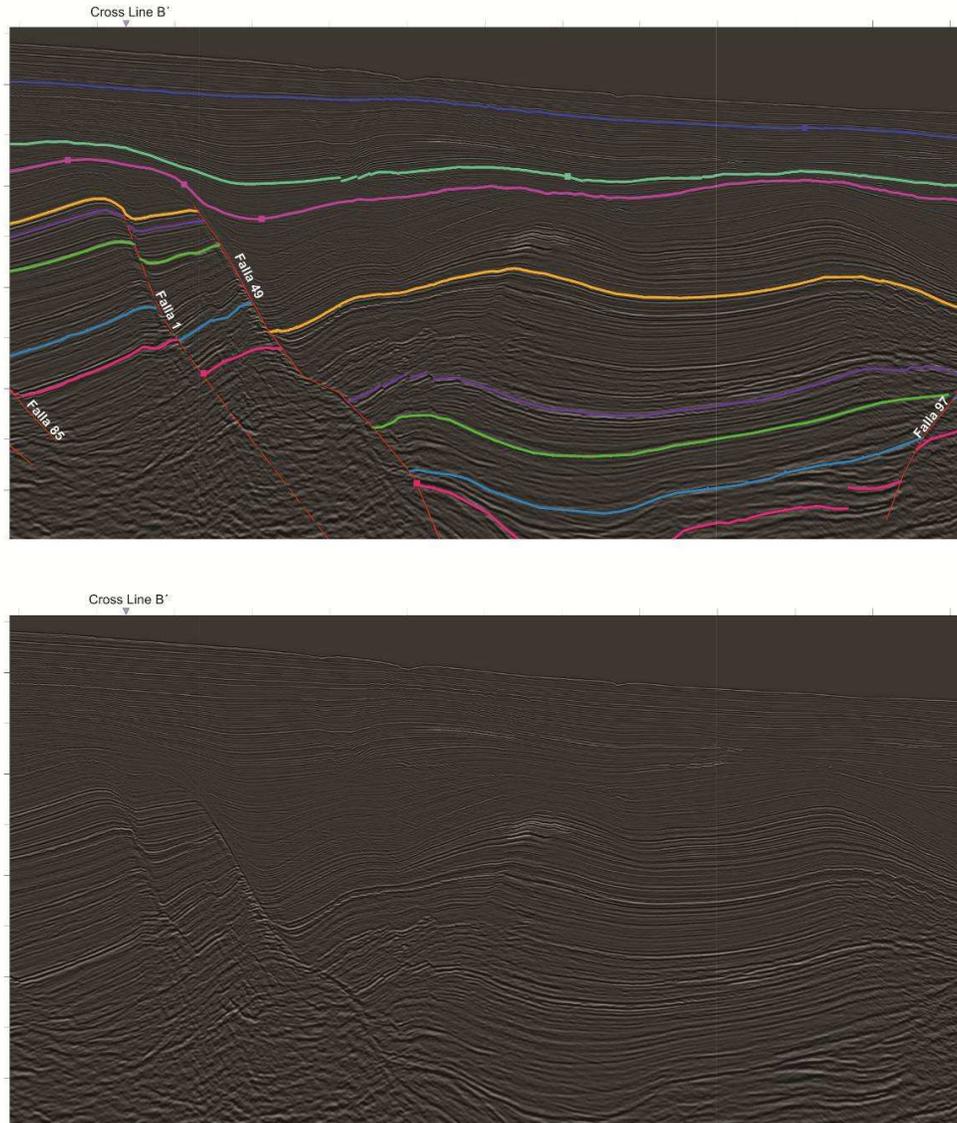


Figura 27. *InLine E'*. Se observa la falla 49 limitando el depocentro. El comportamiento de la falla 49, para el periodo de tiempo Mioceno Tardío Bajo – Plioceno Temprano Alto es de una falla normal, donde se observa mayor depositación de sedimentos en el bloque colgante de la falla. Intervalo A: Plioceno Tardío Bajo – Pleistoceno; Intervalo B: Plioceno Temprano Alto – Plioceno Tardío Bajo; Intervalo C: Mioceno Tardío Bajo – Plioceno Temprano Alto. Intervalo 4: Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 3: Mioceno Medio Bajo – Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 2: Mioceno Temprano Alto – Mioceno Medio Bajo; Intervalo 1: Mioceno Temprano Alto.

En otros sectores como el yacente de la falla 49 se observa también un menor espesor pero sin evidencias claras de erosión previa, dado que los reflectores se observan concordantes. Hacia el sector noreste, los reflectores se observan

concordantes, aunque con reducción del espesor de este intervalo hasta pincharse completamente en la esquina este del bloque. Sobre los depocentros, el comportamiento es de carácter concordante con mayores espesores preservados en estos sectores bajos.

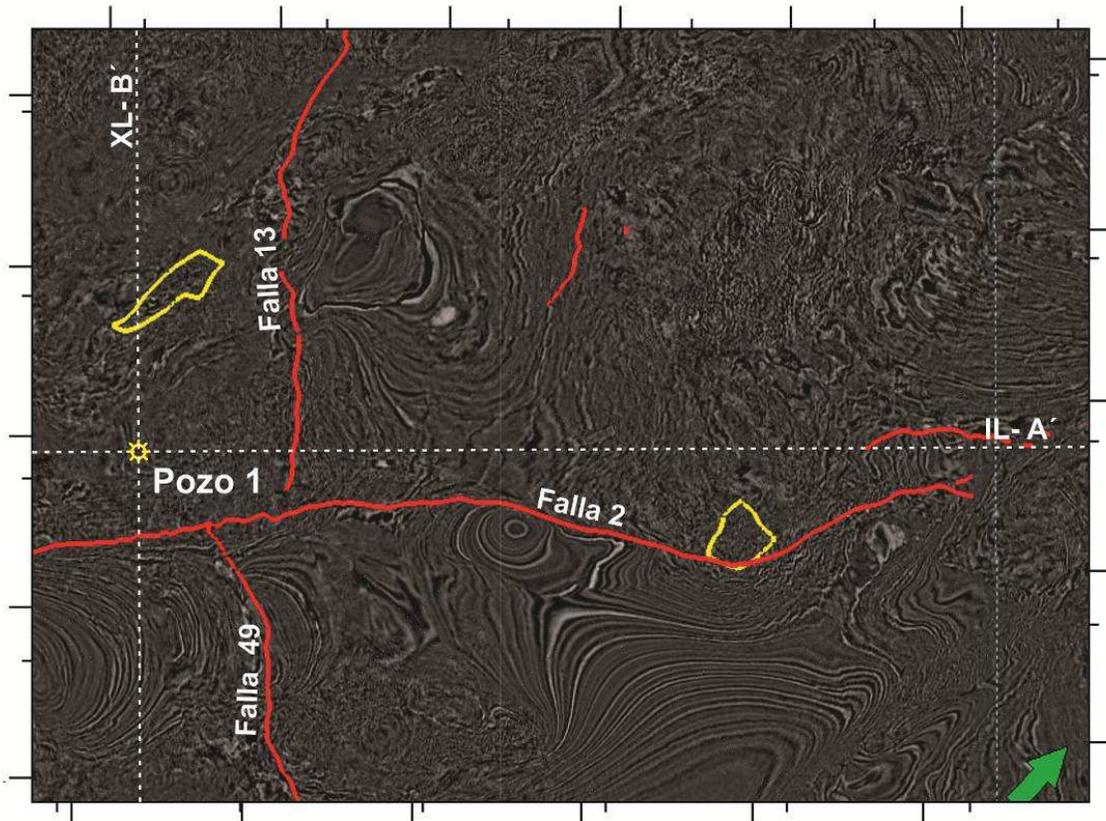


Figura 28. Mapa de estructuras activas durante el Mioceno Tardío Bajo – Plioceno Temprano Alto. Las líneas rojas corresponden a las fallas activas y el tono amarillo para los diapiros activos para dicho tiempo.

Adicionalmente para este tiempo se inicia la actividad del diapirismo en la zona en dos sectores principalmente, el primero asociado a la falla numero 2; y el segundo cercano a la *InLine* 1300 – *Cross Line B'*, en la parte oeste del bloque (Ver Figura 28). Dicho diapirismo corta los reflectores completamente en algunos sectores, mientras que en otros los deforma sin ruptura.

Deformación Plioceno Temprano Alto

Las deformaciones enmarcadas en este tiempo se encuentran principalmente hacia el noreste y el oeste del bloque (Ver Figura 31). El comportamiento de las fallas principales (falla 2, 13, 82 y 83) para este tiempo, es de tipo normal, mientras que en el caso de la falla 91 se observa un comportamiento inverso. En el caso de la falla 13, en la línea *InLine D'*, se observa para la variación de espesor de los sedimentos generados por la presencia de un mayor espacio de acomodación que permitió la depositación de mayor cantidad de sedimentos en este sector asociados a esta falla (Ver Figura 29).

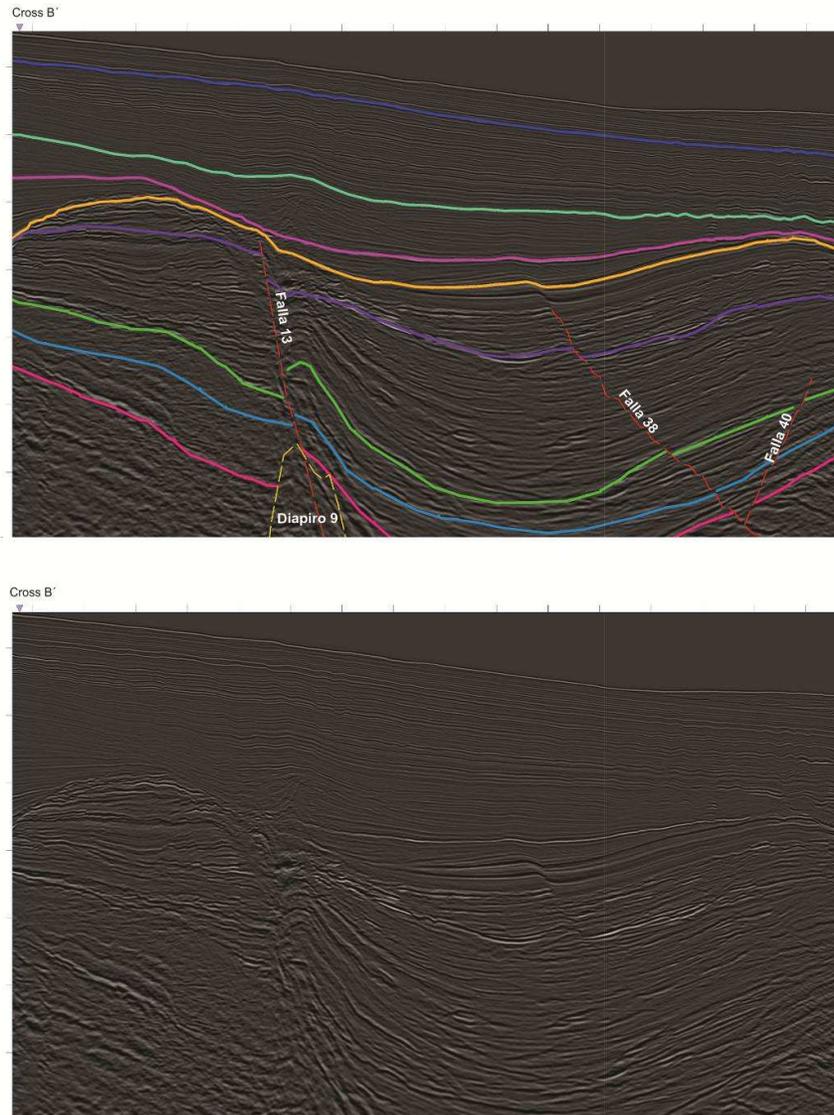


Figura 29. *InLine D'*. La falla 13 se encuentra asociada al diapirismo insipiente esta zona. Es evidente el cambio de espesor de las unidades en los diferentes tiempos con relación a la falla 13, en el caso del Plioceno Temprano Alto se observa como este intervalo aumenta su espesor hacia la derecha.

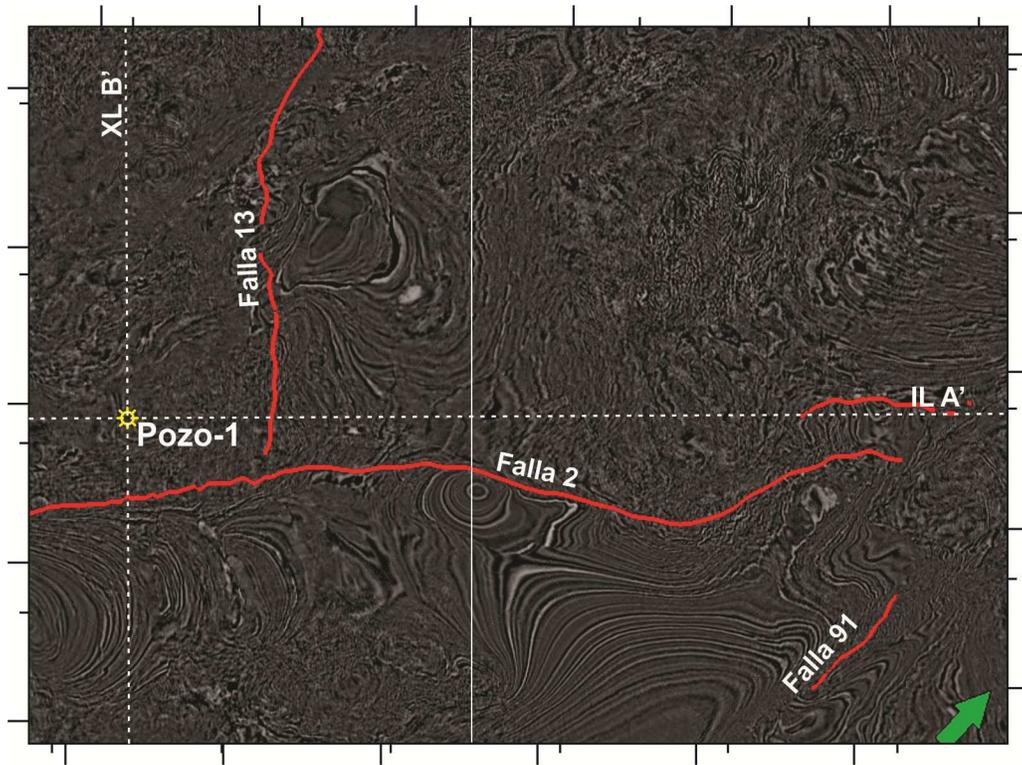


Figura 30. *Cross Line K'* donde se observa para este tiempo la presencia de estratos de crecimiento que aumentan su espesor al alejarse del sector más elevado. Intervalo A: Plioceno Tardío Bajo – Pleistoceno; Intervalo B: Plioceno Temprano Alto – Plioceno Tardío Bajo; Intervalo C: Mioceno Tardío Bajo – Plioceno Temprano Alto. Intervalo 4: Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 3: Mioceno Medio Bajo – Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 2: Mioceno Temprano Alto – Mioceno Medio Bajo; Intervalo 1: Mioceno Temprano Alto.

Es importante resaltar que el espesor de los sedimentos durante el Plioceno Temprano Alto, presenta un claro adelgazamiento a medida que se acercan a los paleoaltos observados en la Figura 29. El engrosamiento del espesor de los sedimentos en el valle entre estos dos paleoaltos es notorio (Figura 29). En la línea *InLine H'*, se observan niveles truncados para este periodo de tiempo (Figura 33), debidos a la erosión en la cresta de este anticlinal.

En la *Cross Line K'* se observa la presencia de estratos de crecimiento hacia la zona mas alta del anticlinal, formando abanicos con una mayor depositación de sedimentos hacia los flancos (Figura 30), según la forma que presentan es posible inferir que la depositación de los sedimentos fue al mismo tiempo que eran levantados. Ya que el *onlap* se observa cada vez en partes más superiores del anticlinal puede inferirse que la tasa de sedimentación era superior a la tasa de levantamiento de la cresta anticlinal para este intervalo

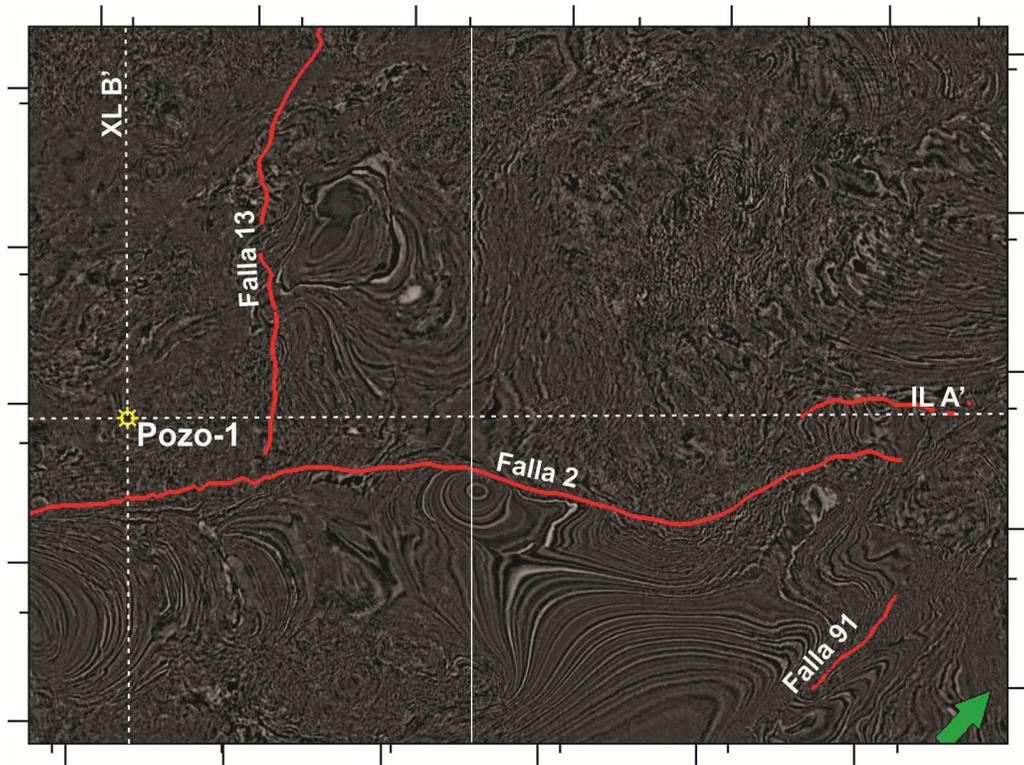


Figura 31. Mapa de estructuras activas durante el Plioceno Temprano Alto

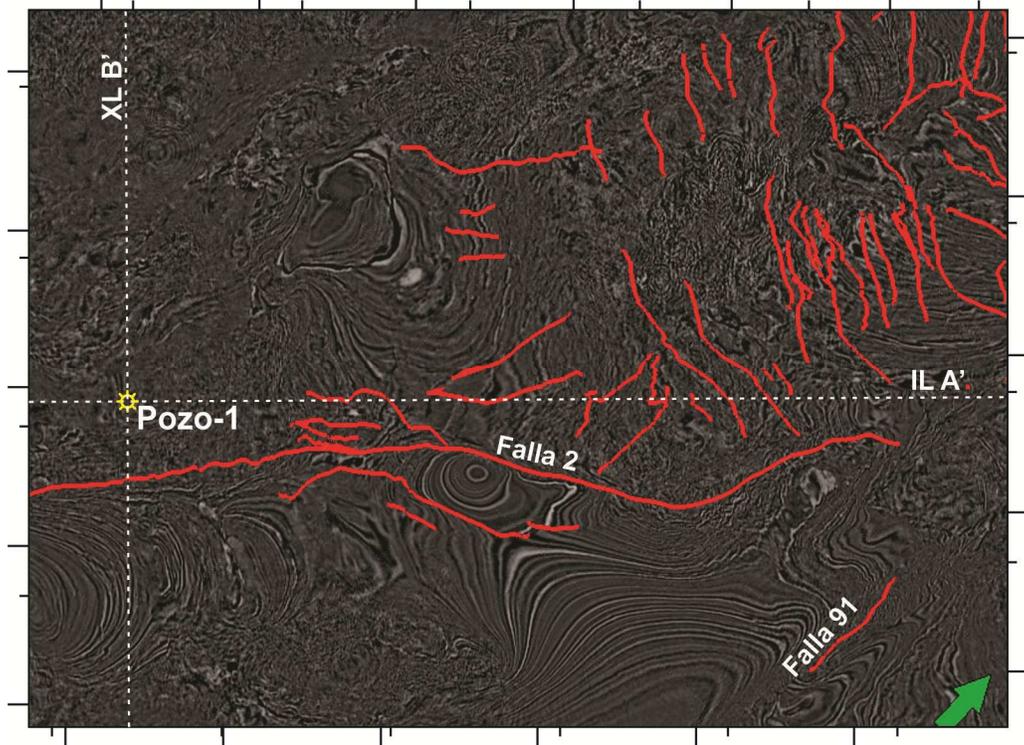


Figura 32. Mapa de estructuras activas durante el Plioceno Tardío Bajo.

Deformación Plioceno Temprano Alto - Plioceno Tardío Bajo

En este lapso de tiempo ocurre la mayor deformación del bloque, en él, se observa un comportamiento general distensivo que permite la generación de numerosas fallas normales, algunas de ellas permitiendo mas adelante la acción de diapirismo en la zona. La deformación se concentra hacia el norte del bloque, con una orientación principal de la familia de fallas hacia el este – oeste, así como otras familias en sentido norte-sur, y otras siguiendo el sentido de la falla principal 2 (Figura 32).

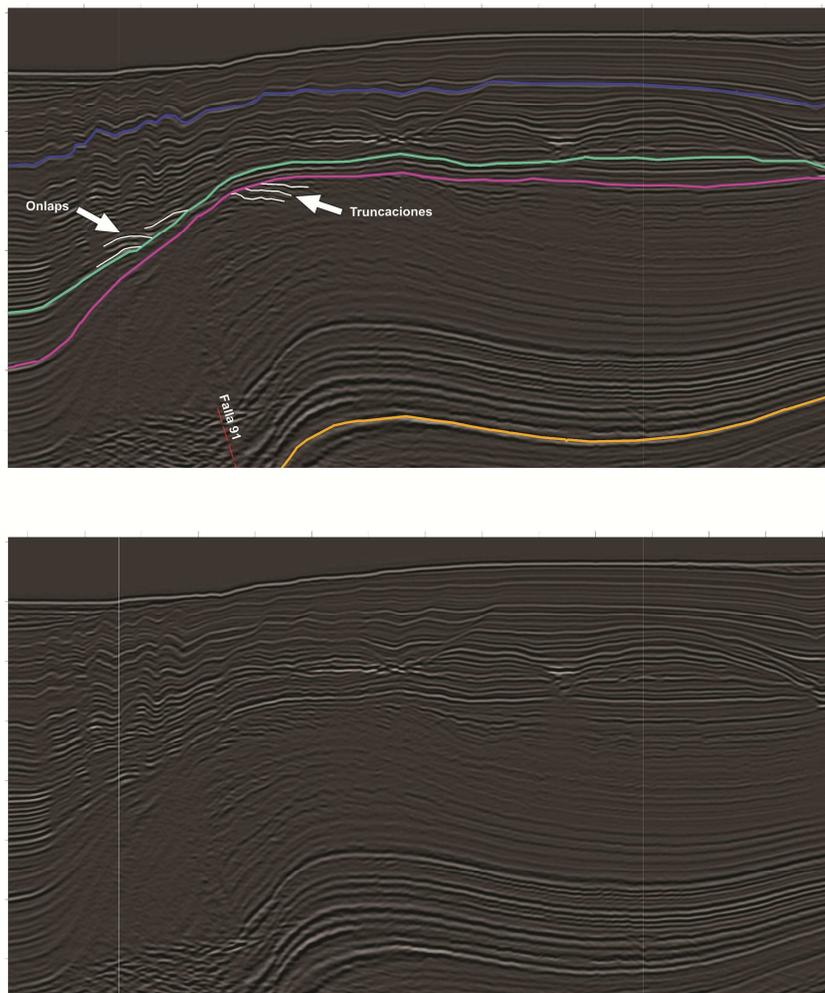


Figura 33. *InLine H'*, se observa para el tiempo Plioceno Temprano Alto - Plioceno Tardío Bajo (reflector verde claro), un comportamiento claramente discordante en el bloque colgante de la falla 91. Los sedimentos de este tiempo aumentan de espesor hacia el bloque yacente, lo que indica su comportamiento inverso. Se observan presencia de truncaciones hacia el Plioceno Temprano Alto (reflector rosado) y *Onlaps* hacia el reflector del Plioceno Temprano Alto - Plioceno Tardío Bajo (Verde Claro).

Para este tiempo, en la línea *InLine H'* se observan, hacia el norte del bloque, varias superficies de erosión y episodios de relleno (Figura 33). Así mismo, el espesor de los sedimentos aumenta al acercarse a la cubeta asociada a la falla 91 (Figura 25), correspondiente al bloque yacente de esta falla de sentido inverso. Hacia el otro extremo de este depocentro, la falla 49 no corta los reflectores del Plio-Pleistoceno, pero su actividad parece continuar en sentido normal ya que el espesor aumenta hacia el bloque colgante (Figura 27). Lo mismo se observa para la falla 13 (Figura 29). En la congruencia de las fallas 2, 6 y 49, el espacio generado por el movimiento de estas fallas genera una depositación de gran espesor en este sector (Figura 34).

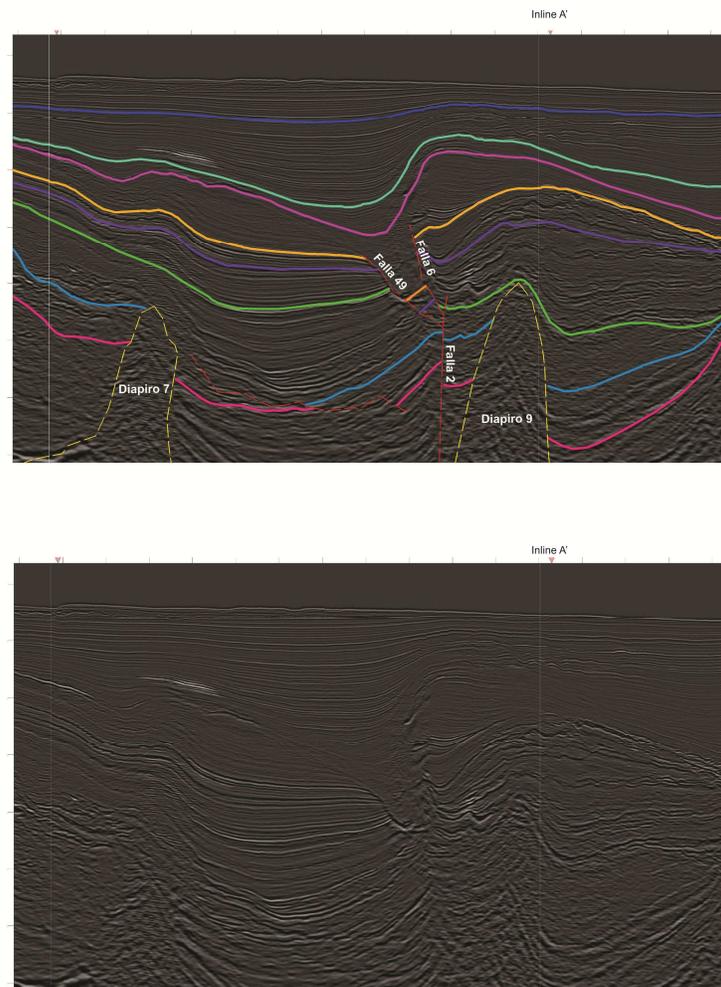


Figura 34. *Cross Line F'* donde se observa el aumento de espesor asociado a la actividad de fallamiento. Intervalo A: Plioceno Tardío Bajo – Pleistoceno; Intervalo B: Plioceno Temprano Alto – Plioceno Tardío Bajo; Intervalo C: Mioceno Tardío Bajo – Plioceno Temprano Alto. Intervalo 4: Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 3: Mioceno Medio Bajo – Mioceno Tardío Bajo; Intervalo 2: Mioceno Temprano Alto – Mioceno Medio Bajo; Intervalo 1: Mioceno Temprano Alto.

Deformación Plioceno Tardío – Pleistoceno

Para el Plioceno Tardío – Pleistoceno se observa principalmente la deformación generalizada del bloque por una serie de fallas activas de salto normal, hacia la parte norte, el sector Sur y Suroeste. Este fallamiento permitió el ascenso de material, vinculado al diapirismo de la zona, el cual muestra su máxima expresión para este tiempo (Figura 35).

En la Figura 33 se observa como en la línea *InLine H'* existen superficies de erosión durante este periodo de tiempo, localizado hacia las zonas altas del anticlinal del extremo noreste. En los demás sectores del bloque, los reflectores son continuos presentando disminuciones de espesor hacia los paleoaltos ya establecidos desde épocas anteriores y hacia las crestas de los diapiros activos durante esa época (Figura 36).

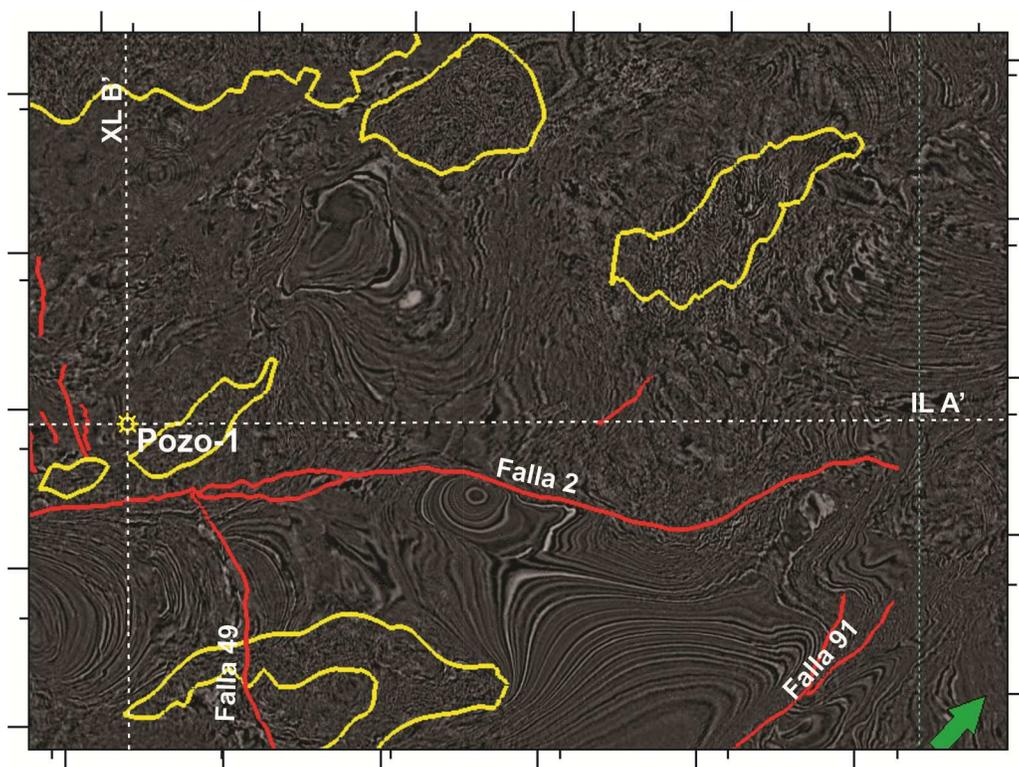


Figura 35. Mapa de estructuras activas durante el Pleistoceno. Se observa la mayor actividad de diapirismo (Líneas amarillas) en este intervalo de tiempo.

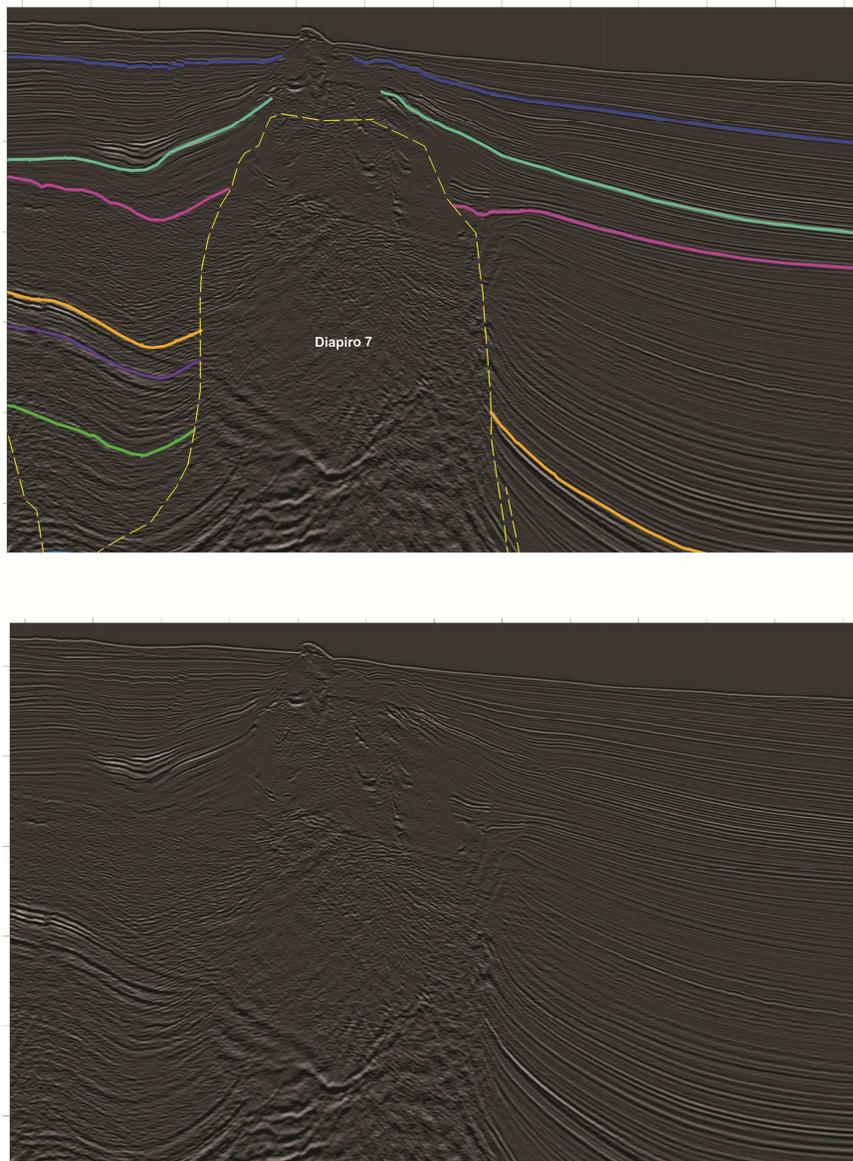


Figura 36. *InLine G'*, donde se observa el diapiro 7 rompiendo y/o deformando la secuencia hasta las unidades recientes.

La deformación presente en esta área, evidencia diversos episodios de deformación. Previa a la depositación más temprana del Mioceno, se observa un pliegue sinclinal truncado por la depositación posterior, el cual puede estar asociado a la falla 13 que es la más próxima a este. Las fallas principales 2, 13 y 49, se encuentran activas en la mayoría de los intervalos de tiempo desde el Mioceno al Pleistoceno. La actividad inicial de estas fallas se restringe hacia el E en el Mioceno Temprano Alto, luego se activa la falla 13 hacia el W a mediados

del Mioceno Temprano Medio, y nuevamente se mueve la actividad hacia el este en el Mioceno Tardío Bajo. Posteriormente hacia finales del Mioceno Tardío Bajo, se produce un evento de diapirismo restringido a la presencia de zonas con influencia tectónica, caso de la falla 2 y la falla 13. La actividad de la deformación se mantiene nuevamente hacia el W, en el Plioceno Temprano Alto, mientras que se intensifica en el Plioceno Tardío Bajo, hacia el sector Norte, con múltiples fallas en dirección NW, las cuales en su momento podrían ser trampas estructurales de interés. Esta misma deformación colabora para que durante el Pleistoceno se intensifique la presencia de diapiros en la zona.

La actividad conjugada de las fallas 2 y 49, las cuales comparten el mismo bloque colgante, hacen que este se convierta en el mayor depocentros de la zona, lo que podría permitir la maduración de las rocas para la generación de hidrocarburos. Adyacente a este bloque se observan algunas estructuras importantes asociadas a la actividad dextral de la falla 2 y al movimiento inverso de la falla 91, las cuales podrían ser potenciales trampas estructurales para hidrocarburos generados en este bloque.

4.4. ATRIBUTOS SISMICOS

En el modelamiento de atributos se debe partir de las propiedades conocidas de la roca como los registros de pozo, por lo cual se debe iniciar con la correlación de dichas propiedades con los atributos sísmicos más cercanos a los pozos. En este caso, en el área de estudio se encuentra un solo pozo disponible, Pozo 1. A partir de los registros disponibles en este pozo se procedió con la revisión de los mismos, realizando una normalización del registro *gamma ray* para proceder con la interpretación de facies preliminar y el cálculo del V-shale, este fue calculado usando la ecuación de Larionov (1969), la cual se recomienda para rocas de edad terciaria. Posteriormente se calculó la porosidad total a partir de los registros sísmicos y densidad, aunque se decidió usar este último por ser de mayor confiabilidad como registro petrofísico. A partir de esta porosidad total y aplicando una corrección por el V-shale, se calculó la porosidad efectiva, que finalmente fue usada para las calibraciones con los atributos sísmicos.

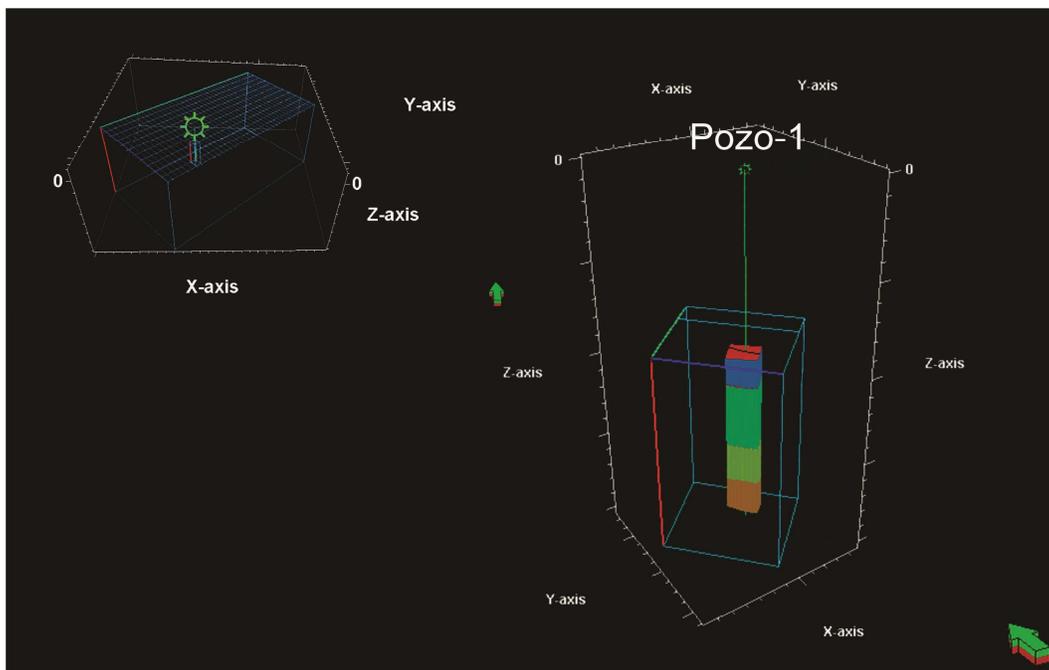


Figura 37. Ubicación del recorte de la sísmica (*crop*) en la zona más cercana al pozo, a fin de realizar las pruebas iniciales con los atributos.

Tabla 1. Tabla de atributos disponibles en la librería de Petrel.

Tipe Atributte	Atributte
Signal Processing	Apparent Polarity
	Cosine Phase
	Dominant Frequency
	Envelope
	First Derivative
	Gradient Magnitud
	Graphic Equalizer
	Instantaneous Bandwidth
	Instantaneous Frequency
	Instantaneous Phase
	instantaneous Quality
	Local Structural Azimuth
	Local Structural Dip
	Original Amplitude
	Phase Shift
	Quadrature Amplitude
	Reflection Intensity
	Relative Acoustic Impedance
	Rms Amplitude
	Second Derivate
Time Gain	
Trance AGC	
Trace Gradient	
Complex Attributes	Apparent Polarity
	Cosine Phase
	Dominant Frequency
	Envelope
	Instantaneous Bandwidth
	Instantaneous Frequency
	Instantaneous Phase
	Instantaneous Quality
Quadrature amplitude	
Structural Methods	Variance (seis)
	AntTracking
	Dip deviation
	Gradient Magnitud
	Local Structural Azimuth
	Local structural Dip
	Structural Smoothing
Stratigraphic method	Chaos (default)
	Iso Frequency Component
	Local Flatness
	Relative Acoustic Impedance t Attenuation
Depth conversion methods	Dix Conversion methods

La calibración con los atributos sísmicos partió con la realización de un recorte de la sísmica (*crop*) desde la *InLine* 1497 a la *InLine* 1572, y desde la *Cross Line* 1562 a la *Cross Line* 1698. Esto a fin tener un área cercana al pozo para realizar las pruebas de atributos y así agilizar las procesos de cálculo debido al volumen sísmico del proyecto, Figura 37. A este recorte se le corrieron los atributos disponibles en el programa Petrel, (Tabla 1). En el caso de los atributos de métodos estructurales y métodos de conversión de profundidad, se realizaron pruebas con el fin de ver si existía alguna relación entre ellos con los registros de pozo, aunque el objetivo de estos atributos no es este tipo de modelamiento.

Se genero una malla en los intervalos de interés definidos anteriormente en este trabajo (Intervalo 1, 2, 3 y 4). Se crearon múltiples propiedades para esta malla con los valores de cada uno de los atributos corridos anteriormente en el recorte (Figura 38)

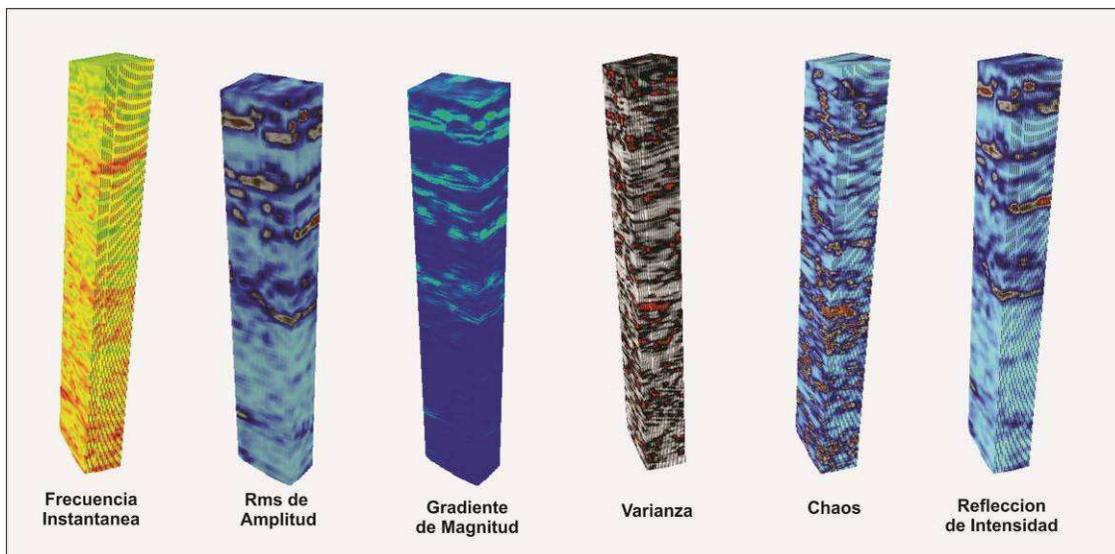


Figura 38. Algunas de las propiedades corridas para el recorte sísmico más cercano al pozo.

A partir de los atributos corridos en esta malla fueron generados registros de cada una de estas propiedades, de modo que fuera posible su comparación con los registros de pozos disponibles. Dado que los registros de pozo y los registros de

las propiedades de la sísmica no se encontraban en la misma escala, fue necesario realizar un suavizado (smooth) para mejorar su posible correlación, (Figura 39).

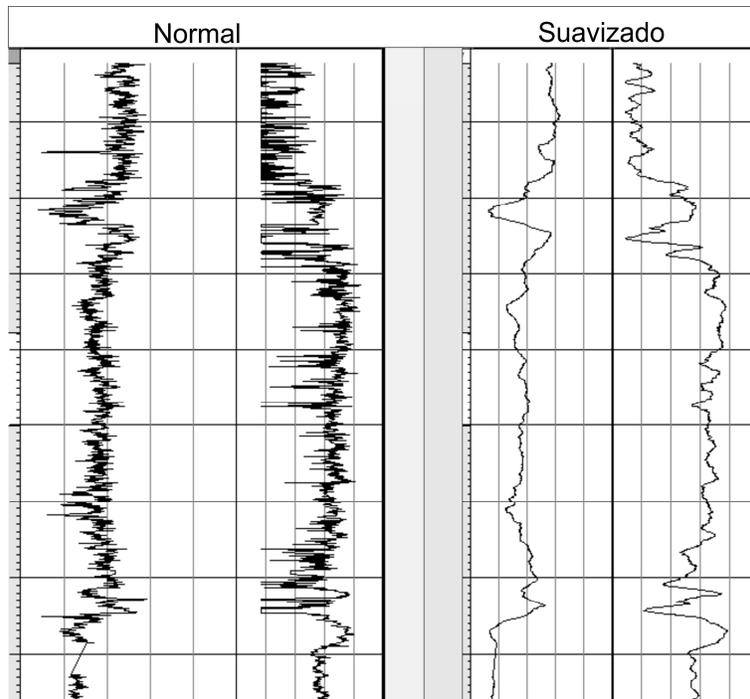


Figura 39. Registros del Pozo 1, normal y con suavizado.

Se realizó una prueba de correlación entre todos los registros de pozo y los atributos escalados en la malla, de la cual se observó en general baja correlación de los mismos. De los resultados obtenidos, se escogieron aquellos pares de registro- atributo que presentaron un mayor grado de correlación. En este caso, los mejores resultados estuvieron en el rango de 0.6555 - 0.6215 (Tabla 2). Este proceso también fue realizado en busca de una correlación no lineal, pero fueron evidentes los mejores resultados en las correlaciones lineales (Tabla 3). Los registros que presentaron mejor correlación con los atributos corridos fueron la densidad, y las porosidades totales y efectivas calculadas utilizando la densidad, mientras que las porosidades calculadas con el registro sónico no ofrecieron un mayor grado de correlación (Tabla 3).

Tabla 2. Tabla de coeficientes de correlación de Pearson entre los registros del Pozo 1 y los atributos disponibles en el directorio de Petrel.

	Gamma Ray	Resistivity P22H	Resistivity P40H	VShale	Density_	Sonico_	Porosity_Total_Density	Porosity_Efec_Dens	Porosity_Efec_sonic
Seismic (default)	0.0028	0.0492	0.1199	0.0025	0.0239	0.025	0.0239	0.0503	0.0258
Variance (seis)	0.0376	0.0486	0.1159	0.019	0.1693	0.1611	0.1693	0.1338	0.0925
Chaos (default)	0.1056	0.0678	0.0533	0.1199	0.358	0.2713	0.358	0.2943	0.2178
chaos cuadrado(seis)	0.0901	0.0411	0.0194	0.0976	0.2087	0.1366	0.2087	0.203	0.1529
AntTracking	0.163	0.0298	0.0642	0.1334	0.1558	0.132	0.1558	0.0751	0.0954
apparent polarity	0.0224	0.0435	0.0054	0.0291	0.0317	0.051	0.0317	0.0217	0.008
Cosine Phase	0.0746	0.0578	0.1494	0.0764	0.0176	0.0539	0.0176	0.0179	0.0309
Dip deviation	0.1317	0.0334	0.0102	0.1124	0.1253	0.114	0.1253	0.0221	0.0481
Dix conversion	0.0744	0.0616	0.0055	0.042	0.428	0.3195	0.428	0.2234	0.1467
dominant frequen	0.0632	0.0632	0.1277	0.0489	0.4349	0.4429	0.4349	0.1733	0.1078
Envelope	0.0722	0.0683	0.0143	0.0387	0.5328	0.4057	0.5328	0.2554	0.1655
First derivative	0.0517	0.0168	0.005	0.0458	0.0041	0.0077	0.0041	0.0328	0.0403
Gradient magnitud	0.078	0.0882	0.0366	0.0389	0.6283	0.5005	0.6283	0.2983	0.1958
Graphic equalizer	0.0021	0.0408	0.1075	0.0011	0.0212	0.0221	0.0212	0.0437	0.0232
Instantaneous Bandwidth	0.0548	0.0767	0.114	0.0743	0.1313	0.1941	0.1313	0.0377	0.0223
Instantaneous Frequency	0.0974	0.1026	0.0865	0.0917	0.5007	0.5416	0.5007	0.1879	0.1152
Instantaneous Phase	0.105	0.0698	0.0046	0.0757	0.0114	0.0447	0.0114	0.0381	0.0704
instantaneous quality	0.0632	0.0435	0.0159	0.0397	0.2046	0.2329	0.2046	0.0895	0.0546
Iso frequency component	0.0773	0.0896	0.0154	0.0719	0.4577	0.4737	0.4577	0.1967	0.1149
Local flatness	0.0423	0.0393	0.0301	0.0449	0.2707	0.3054	0.2707	0.1611	0.1419
local Structural Azimuth	0.0348	0.0955	0.004	0.0296	0.3057	0.3743	0.3057	0.1563	0.1328
Local structural Dip	0.0354	0.0611	0.061	0.0564	0.2038	0.1663	0.2038	0.1232	0.0933
Original amplitude	0.0028	0.0492	0.1199	0.0025	0.0239	0.025	0.0239	0.0503	0.0258
Phase Shift	0.0028	0.0492	0.1199	0.0025	0.0239	0.025	0.0239	0.0503	0.0258
Quadrature amplitude	0.0753	0.0293	0.0176	0.0611	0.0069	0.0221	0.0069	0.0499	0.0595
Reflection intensity	0.1248	0.0858	0.0126	0.081	0.597	0.4661	0.597	0.3258	0.2305
Rel acoustic impedance	0.0628	0.0221	0.0306	0.0335	0.0012	0.0293	0.0012	0.033	0.0437
Rms amplitude	0.1297	0.0892	0.0045	0.0892	0.6215	0.4882	0.6215	0.3438	0.246
Second Derivate	0.0358	0.0168	0.0738	0.04	0.0163	0.0075	0.0163	0.061	0.0461
Structural Smoothing	0.0441	0.0642	0.1207	0.04	0.0193	0.0222	0.0193	0.016	0.0101
t Attenuation	0.0435	0.0526	0.0012	0.0656	0.138	0.0839	0.138	0.0129	0.0487
Trance AGC	0.0002	0.0506	0.1226	0.0004	0.0249	0.0256	0.0249	0.0484	0.0236
Trace Gradient	0.0184	0.0023	0.0024	0.0197	0.0116	0.0006	0.0116	0.0045	0.0117
Time Gain	0.0204	0.0612	0.1361	0.0233	0.0236	0.0292	0.0236	0.0328	0.0066

Tabla 3. Tabla de coeficientes de correlación de Pearson (Lineal) y Spearman (No Lineal).

Lineal		Density	Porosity_Total (Density)	Porosity_Efect (Density)
	Gradient magnitud		0.6283	0.6283
Instantaneous Frequency		0.5007	0.5007	0.1879
Reflection intensity		0.597	0.597	0.3258
Rms amplitude		0.6215	0.6215	0.3438
No Lineal		Density	Porosity_Total (Density)	Porosity_Efect (Density)
	Gradient magnitud		0.6555	0.6555
Instantaneous Frequency		0.4923	0.4923	0.1124
Reflection intensity		0.5721	0.5721	0.3204
Rms amplitude		0.5944	0.5944	0.3389

Los pares escogidos fueron analizados a fin de verificar la existencia de una buena correlación por medio de una regresión lineal, y se escogieron los mejores resultados basados en su coeficiente de correlación y su covarianza (Tabla 4). Los resultados evidenciaron que existían mejores coeficientes de correlación entre las regresiones lineales que en el caso de las no lineales, sobre todo en los atributos de Gradiente de Magnitud y Rms de la Amplitud, siendo en el caso de la Densidad una relación Inversa, y directa en el caso de las porosidades totales y efectivas en relación a dichos atributos.

Tabla 4. Tabla de resultados de regresiones lineales con datos de coeficiente de correlación y covarianza para cada una de ellas.

		Density		Porosity_Total (Density)		Porosity_Efect (Density)	
		Coef. Correlación	Covarianza	Coef. Correlación	Covarianza	Coef. Correlación	Covarianza
Lineal	Gradient magnitud	-0.681895	-101.495	0.681895	61.512	0.416255	49.6266
	Instantaneous Frequency	-0.599313	-0.669568	0.599313	0.405799	0.319995	0.28636
	Reflection intensity	-0.600871	-0.251303	0.600871	0.152305	0.373407	0.125091
	Rms amplitude	-0.626539	-85.5789	0.626539	51.866	0.393603	43.0632
No Lineal	Gradient magnitud	-0.704053	-0.0244162	0.704053	0.0147977	0.444614	0.0123505
	Instantaneous Frequency	-0.579338	-0.0101382	0.579338	0.00614437	0.30406	0.00426204
	Reflection intensity	-0.589563	-0.0191346	0.589563	0.0115967	0.387002	0.0100608
	Rms amplitude	-0.620876	-0.0197196	0.620876	0.0119513	0.412933	0.0105052

A fin de predecir mejor la distribución de las rocas con características de reservorio (Rocas con mayor porosidad efectiva y poca matriz), se realizó una verificación de la correlación del Gamma Ray con la Densidad, Porosidad Total y Porosidad Efectiva (Figura 40).

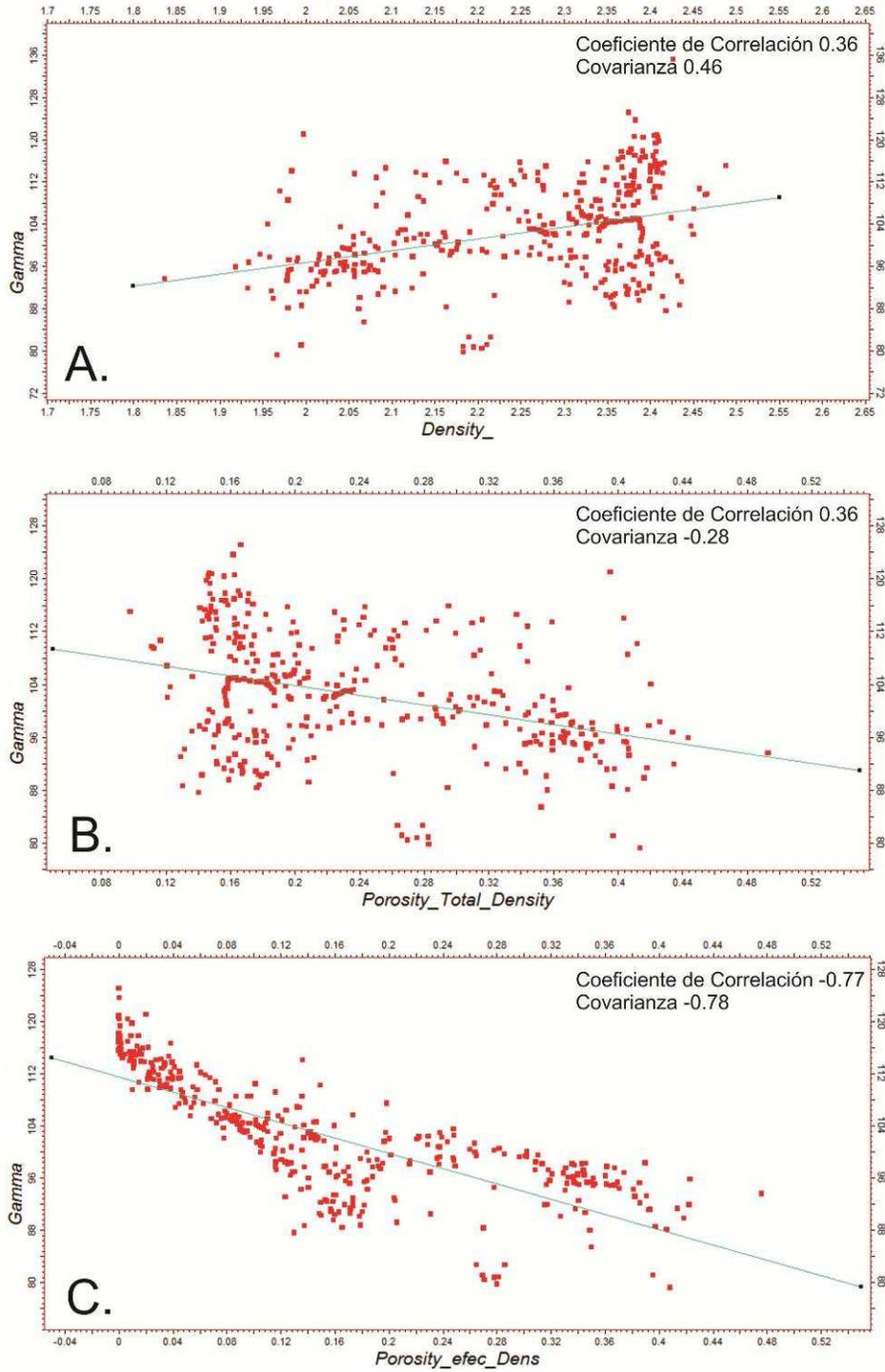


Figura 40. Correlaciones entre el registro de A) Gamma Ray y Densidad, B) Gamma Ray y Porosidad Total y C) Gamma Ray y Porosidad Efectiva.

Los análisis realizados evidenciaron la existencia de una mayor correlación entre el Gamma Ray y la Porosidad efectiva, mientras que en el caso de las graficas de Gamma Ray vs Densidad y Porosidad total, los datos se distribuyeron de forma dispersa. En la Figura 40A, se observa como para las rocas con valores altos de densidad corresponden valores altos y bajos de Gamma Ray; además, que para los valores más bajos de porosidad total corresponde valores altos y bajos de Gamma Ray (Figura 40B), haciendo difícil utilizar estas propiedades, y su correlación con los atributos mencionados anteriormente, para determinar la distribución de las rocas con características de reservorio al extrapolar dichas correlaciones al resto del área de estudio. Por otra parte la correlación entre el Gamma Ray y la Porosidad Efectiva muestra que a valores bajos de porosidad efectiva mayores valores de Gamma Ray, mientras que valores mayores de porosidad efectiva, menores son los valores de Gamma Ray (Figura 40C), haciendo más fácil la determinación de las rocas con características de reservorio.

Dado lo expuesto anteriormente se decidió utilizar dicha relación a pesar de su menor coeficiente de correlación y covarianza, aunque esta última es alta (Tabla 4). Adicionalmente dichas pruebas se realizaron para cada intervalo estratigráfico definido anteriormente de forma independiente (Tablas 5 a 8), obteniéndose los mejores resultados de correlación y covarianza para el intervalo 1, entre la porosidad efectiva y los atributos de Rms de Amplitud y Gradiente de Magnitud (Tabla 8 y Figura 41)

Tabla 5. Tabla de resultados de regresiones lineales con datos de coeficiente de correlación y covarianza para el Intervalo 4.

		Density		Porosity_Total (Density)		Porosity_Efect (Density)	
		Coef. Correlación	Covarianza	Coef. Correlación	Covarianza	Coef. Correlación	Covarianza
Lineal	Gradient magnitud	-0.631984	-97.5693	0.631984	59.1329	0.0907838	12.5315
	Instantaneous Frequency	-0.528488	-0.42475	0.528488	0.257424	-0.069513	-0.045952
	Reflection intensity	-0.576999	-0.226833	0.576999	0.137474	0.0846131	0.029741
	Rms amplitude	-0.613802	-86.09	0.613802	52.1757	0.15941	19.9906
No Lineal	Gradient magnitud	-0.546961	-0.0143345	0.546961	0.00868757	0.02946	0.00069031
	Instantaneous Frequency	-0.53865	-0.00534169	0.53865	0.00323739	-0.0508049	-0.00045047
	Reflection intensity	-0.442243	-0.0117723	0.442243	0.0071347	0.0337275	0.00080273
	Rms amplitude	-0.494328	-0.0132197	0.494328	0.00801197	0.097419	0.00232937

Tabla 6. Tabla de resultados de regresiones lineales con datos de coeficiente de correlación y covarianza para el Intervalo 3.

		Density		Porosity_Total (Density)		Porosity_Efect (Density)	
		Coef. Correlación	Covarianza	Coef. Correlación	Covarianza	Coef. Correlación	Covarianza
Lineal	Gradient magnitud	-0.354638	-42.7907	0.354638	25.9338	0.172451	19.4595
	Instantaneous Frequency	-0.577072	-0.49945	0.577072	0.302697	0.533997	0.432218
	Reflection intensity	-0.174522	-0.0589417	0.174522	0.0357222	-0.00958474	-0.0030273
	Rms amplitude	-0.195312	-20.3917	0.195312	12.3586	-0.00363078	-0.354508
No Lineal	Gradient magnitud	-0.381367	-0.00920049	0.381367	0.00557606	0.211579	0.00477356
	Instantaneous Frequency	-0.569819	-0.00729237	0.569819	0.00441962	0.525764	0.00629252
	Reflection intensity	-0.168937	-0.00371826	0.168937	0.00225349	-0.00757876	-0.000156
	Rms amplitude	-0.201485	-0.00418326	0.201485	0.00253531	0.00843427	0.00016377

Tabla 7. Tabla de resultados de regresiones lineales con datos de coeficiente de correlación y covarianza para el Intervalo 2.

		Density		Porosity_Total (Density)		Porosity_Efect (Density)	
		Coef. Correlación	Covarianza	Coef. Correlación	Covarianza	Coef. Correlación	Covarianza
Lineal	Gradient magnitud	0.144841	1.41352	-0.144841	-0.856679	-0.235132	-3.05876
	Instantaneous Frequency	-0.254846	-0.0487781	0.254846	0.0295625	-0.148399	-0.0378617
	Reflection intensity	0.207736	0.00687693	-0.207736	-0.00416784	-0.10189	-0.00449612
	Rms amplitude	0.244505	2.39198	-0.244504	-1.44968	-0.100151	-1.30601
No Lineal	Gradient magnitud	0.113975	0.000529763	-0.113975	-0.000321068	-0.194037	-0.0012022
	Instantaneous Frequency	-0.252253	-0.00071723	0.252254	0.000434685	-0.159427	-0.00060423
	Reflection intensity	0.152704	0.000753764	-0.152704	-0.000456826	-0.0444742	-0.00029263
	Rms amplitude	0.194074	0.000862347	-0.194073	-0.000522634	-0.0469302	-0.00027797

Tabla 8. Tabla de resultados de regresiones lineales con datos de coeficiente de correlación y covarianza para el Intervalo 1.

		Density		Porosity_Total (Density)		Porosity_Efect (Density)	
		Coef. Correlación	Covarianza	Coef. Correlación	Covarianza	Coef. Correlación	Covarianza
Lineal	Gradient magnitud	-0.12217	-1.35383	0.12217	0.820501	-0.446843	-8.01868
	Instantaneous Frequency	-0.186893	-0.0450431	0.186893	0.0272988	-0.121485	-0.0474138
	Reflection intensity	0.253718	0.0100072	-0.253718	-0.00606495	-0.595876	-0.0380597
	Rms amplitude	0.28376	3.25746	-0.28376	-1.97422	-0.617217	-11.474
No Lineal	Gradient magnitud	-0.104169	-0.00049361	0.104169	0.000299157	-0.433298	-0.0033249
	Instantaneous Frequency	-0.203919	-0.00090264	0.203918	0.000547056	-0.105994	-0.00075978
	Reflection intensity	0.194509	0.000869376	-0.194508	-0.000526894	-0.578696	-0.00418859
	Rms amplitude	0.225422	0.000917105	-0.225422	-0.000555821	-0.602015	-0.00396624

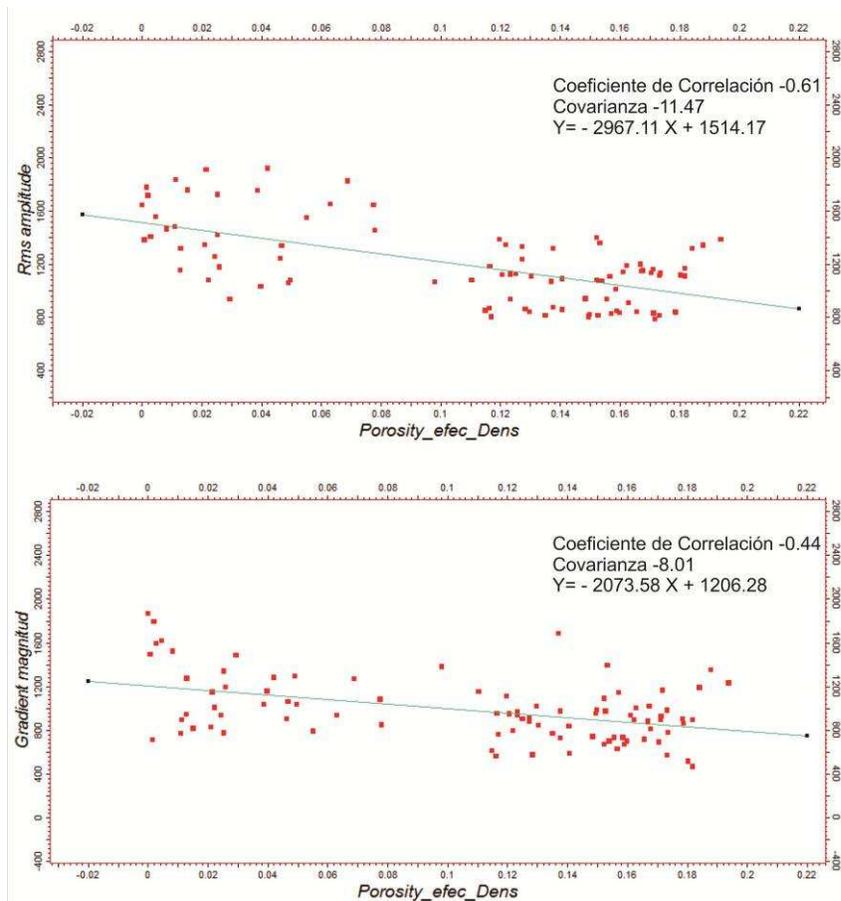


Figura 41. Correlaciones entre la Porosidad efectiva y los atributos Rms de Amplitud y Gradiente de Magnitud para el intervalo 1, donde se observan sus coeficientes de correlación, covarianza y su respectiva ecuación lineal.

4.4.1. Extrapolación de los Atributos al Área de Interés

Dadas las correlaciones determinadas en la sección anterior que presentaron mejores resultados de coeficiente de correlación y covarianza, y evidencian una mayor capacidad para la extrapolación de las unidades litológicas con características de reservorio, se decidió utilizar para su extrapolación en el área de interés, los atributos Rms de Amplitud y el Gradiente de Magnitud, con relación a la porosidad efectiva, utilizando la ecuación de la regresión lineal obtenida para el intervalo 1.

Para realizar la extrapolación de dichos atributos se construyó una malla de 100 * 100 en el programa Petrel, a fin que permitiera extender la información obtenida a

nivel de pozo, a toda el área de estudio. Dada la complejidad estructural del área de estudio, y que el control de pozo es mínimo, ya que solo se cuenta con el Pozo 1, como dato duro de entrada, fue necesario integrar a la malla únicamente los rasgos estructurales (Diapiros y fallas) mas importantes (Figura 42).

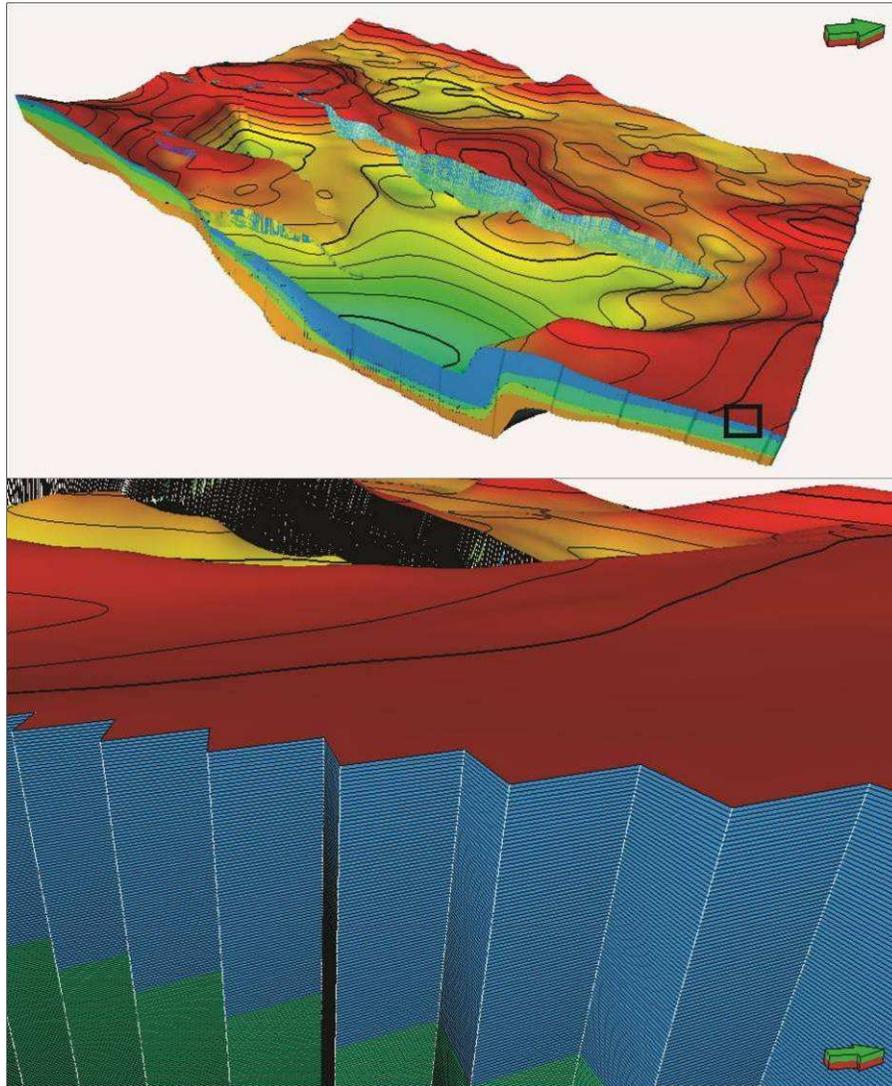


Figura 42. Se observa la malla establecida para el área de estudio siguiendo los intervalos definidos.

Se realizó el escalado de cada atributo sísmico seleccionado (Figura 43A y 43B) a la malla definida anteriormente, y se calculó el valor de la porosidad para cada celda de la misma (43C y 43D), utilizando la ecuación para cada atributo (Figura 41).

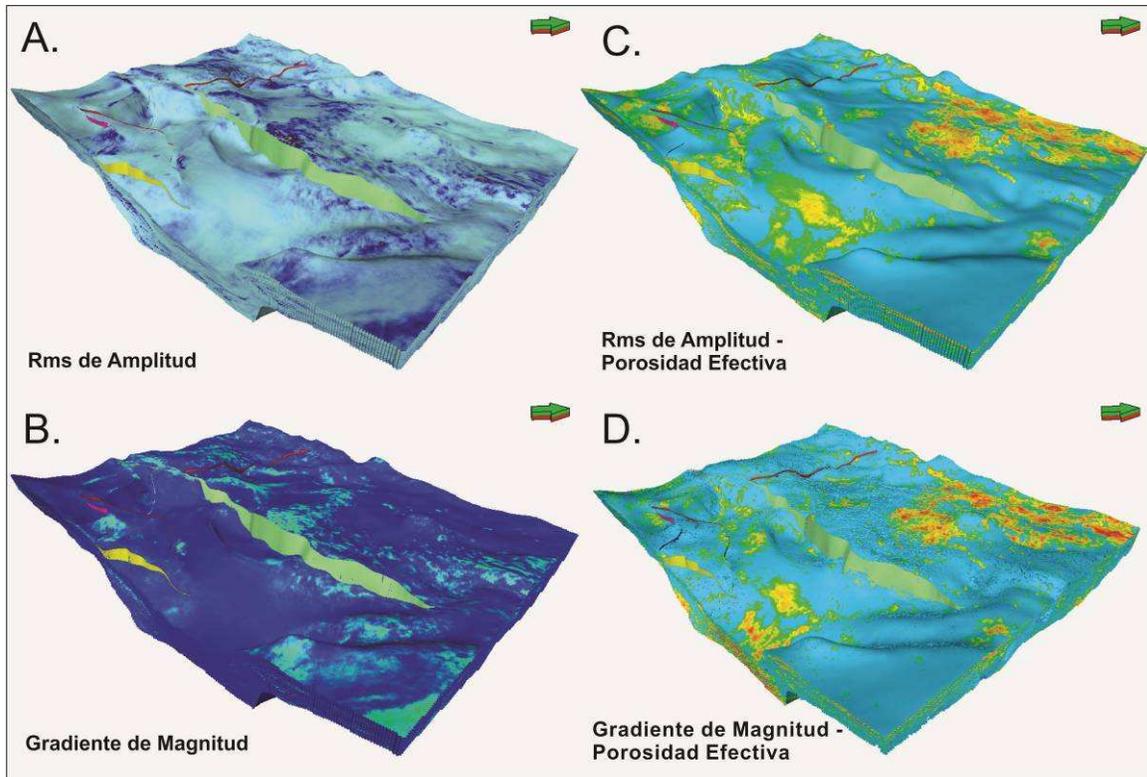


Figura 43. Resultado de aplicar los atributos sísmicos seleccionados a la malla.

A partir de los resultados obtenidos de la extrapolación de la regresión lineal de cada atributo con la porosidad efectiva se observan sectores con mayor porosidad efectiva resaltados con colores amarillos y rojos (Figura 43 C y D), tanto para los resultados obtenidos a partir de la Rms de amplitud, como para los del gradiente de magnitud, con una distribución espacial similar, sin embargo, las porosidades obtenidas a partir del gradiente de magnitud son levemente mayores que las obtenidas a partir del Rms de amplitud, como se puede observar de los colores rojos en algunos sectores de la Figura 43 D, que corresponden a colores amarillos en la Figura 43 C.

Para cada intervalo se filtraron los valores obtenidos con mayores porosidades, con el fin de determinar mejor su distribución espacial y se realizaron mapas promedio de porosidad efectiva y mapas de espesor de arenas para todos los intervalos en conjunto, así como también para cada intervalo por separado, utilizando los dos atributos seleccionados para mostrar las diferencias obtenidas a

partir de cada uno (Figuras 44 a 48). En estos mapas se observan zonas preferenciales de mayor porosidad, las cuales no son tan evidentes en el mapa promedio general, donde solo se observa levemente mayores hacia el norte (Figura 44). Los mapas realizados por intervalos presentan variaciones en la distribución de las zonas de mayor porosidad efectiva a través del tiempo.

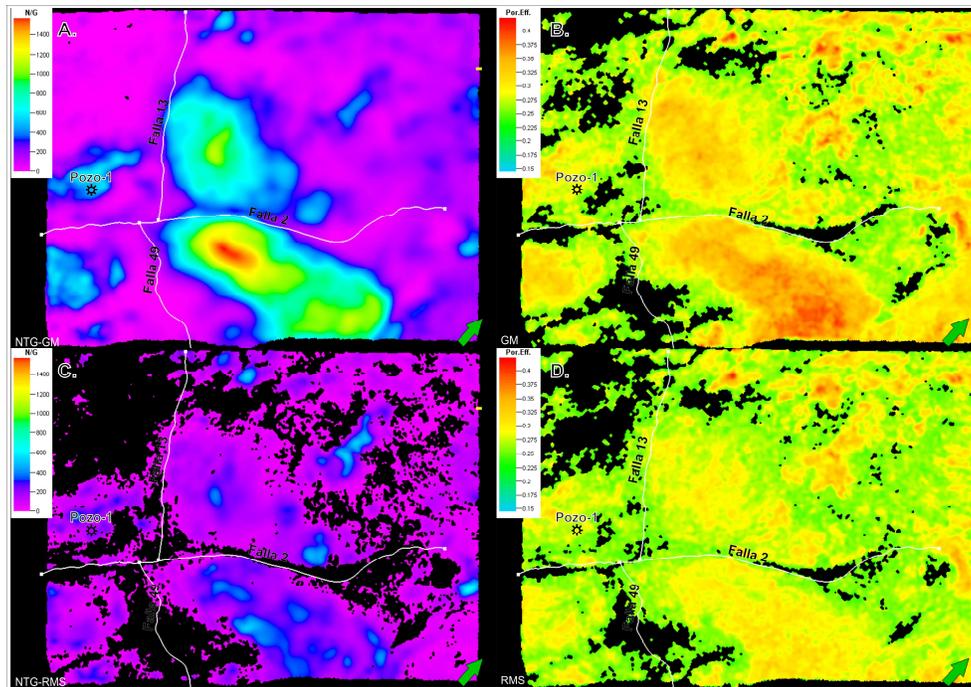


Figura 44. Mapas de espesor de arenas (A y C) y distribución promedio de porosidades (B y D) para cada atributo modelado: RMS de la amplitud (A y B) y Gradiente de magnitud (C y D).

Los cambios más importantes se ven al comparar los mapas desde el intervalo 1 (Mioceno Temprano Alto), al intervalo 4 (Mioceno Tardío Bajo) donde se observa una progradación hacia el norte de las litologías de mayor porosidad hasta hacerse más abundantes en el extremo norte (Figura 45 a 48). Además es importante resaltar la forma de abanico observada en los mapas de cada intervalo con un posible ápice hacia la intersección de las fallas 2, 13 y 49, aunque para los intervalos 3 y 4 parece verse más continuo hacia el sur, segmentado aparentemente por el efecto del desplazamiento de las fallas normales que crea un espacio vacío a lo largo de su trazo por la pérdida de secuencia en esas zonas.

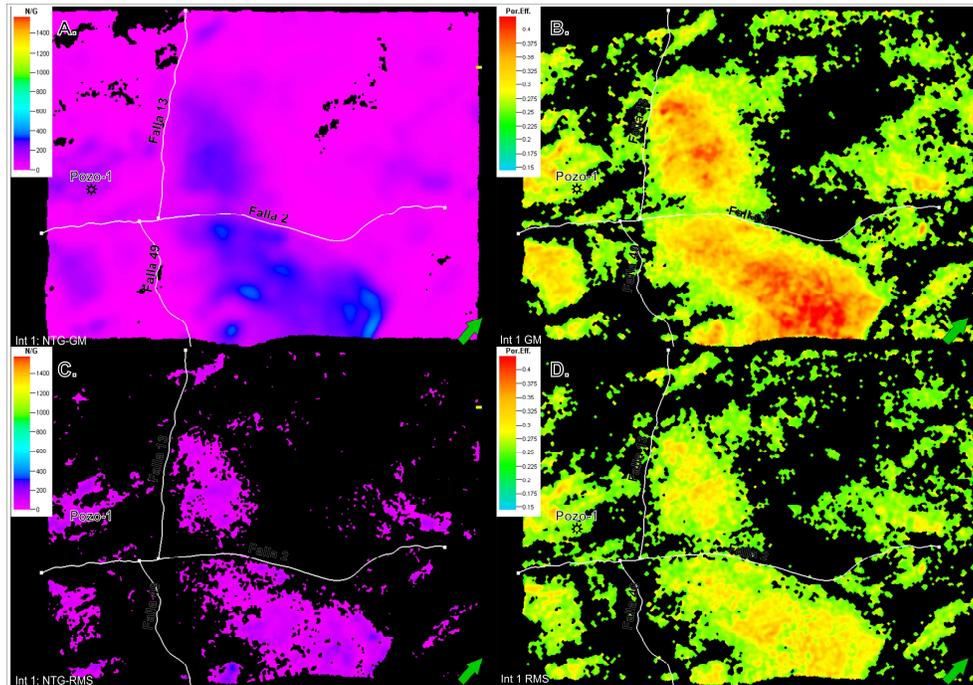


Figura 45. Mapas de espesor de arenas (A y C) y distribución promedio de porosidades (B y D) del Intervalo 1 para cada atributo modelado: RMS de la amplitud (A y B) y Gradiente de magnitud (C y D).

Para el intervalo 1 se observa un cuerpo alargado y ramificado cerca de la posición del Pozo 1 (Figura 45), y una concentración de mayores porosidades en las cercanías de las fallas 13 y 49, sobre sus respectivos bloques colgantes. Dichas fallas actuaron durante esta época como fallas inversas, sin embargo la sedimentación fue continua sobre estas fallas, siendo la tasa de sedimentación, mayor que la tasa de movimiento vertical de la falla. Dicha actividad causó la depositación de un menor espesor sobre los bloques colgantes, evitando posiblemente la progradación hacia las zonas más norte de los sedimentos más gruesos. En el mapa del intervalo 2, las características observadas son similares a las del intervalo 1, mostrando que las mayores porosidades abarcan una mayor área que en el intervalo 1, aunque en algunos sectores se notan más discontinuidades laterales (Figura 46).

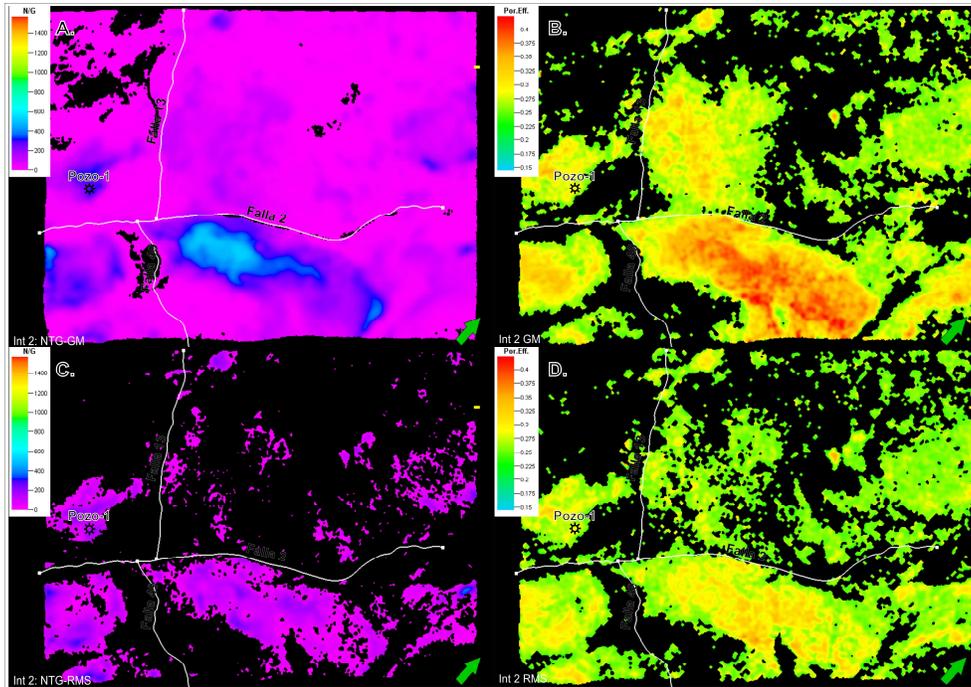


Figura 46. Mapas de espesor de arenas (A y C) y distribución promedio de porosidades (B y D) del Intervalo 2 para cada atributo modelado: RMS de la amplitud (A y B) y Gradiente de magnitud (C y D).

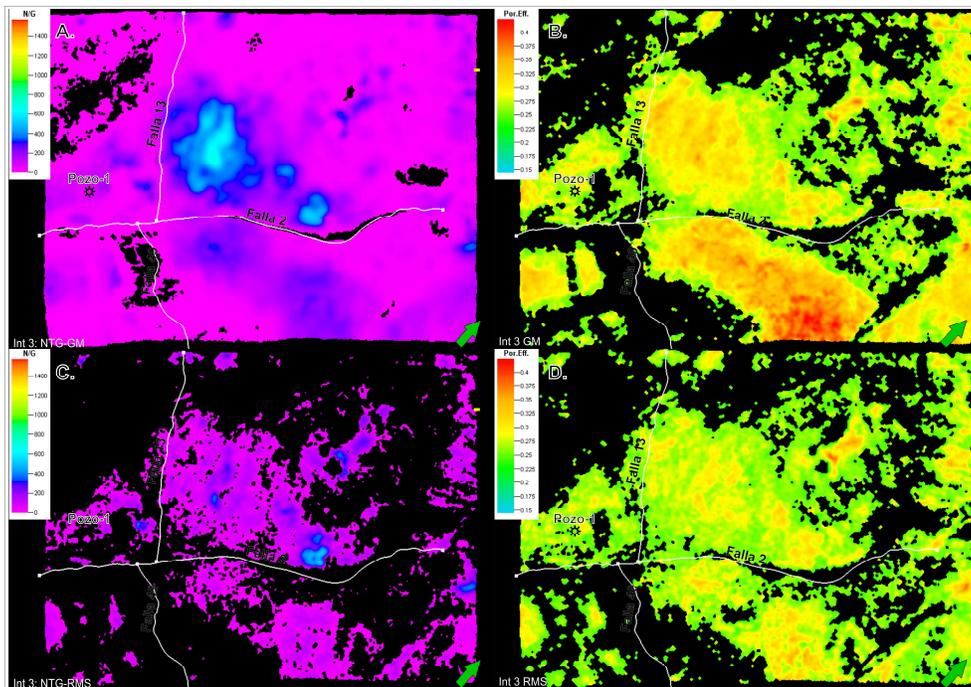


Figura 47. Mapas de espesor de arenas (A y C) y distribución promedio de porosidades (B y D) del Intervalo 3 para cada atributo modelado: RMS de la amplitud (A y B) y Gradiente de magnitud (C y D).

Una mayor extensión de los depósitos de mayor porosidad se observa para los intervalos 3 y 4, con respecto a los intervalos anteriores. Además, se observan mejor las formas alargadas y con mayores porosidades hacia el norte (Figuras 47 y 48).

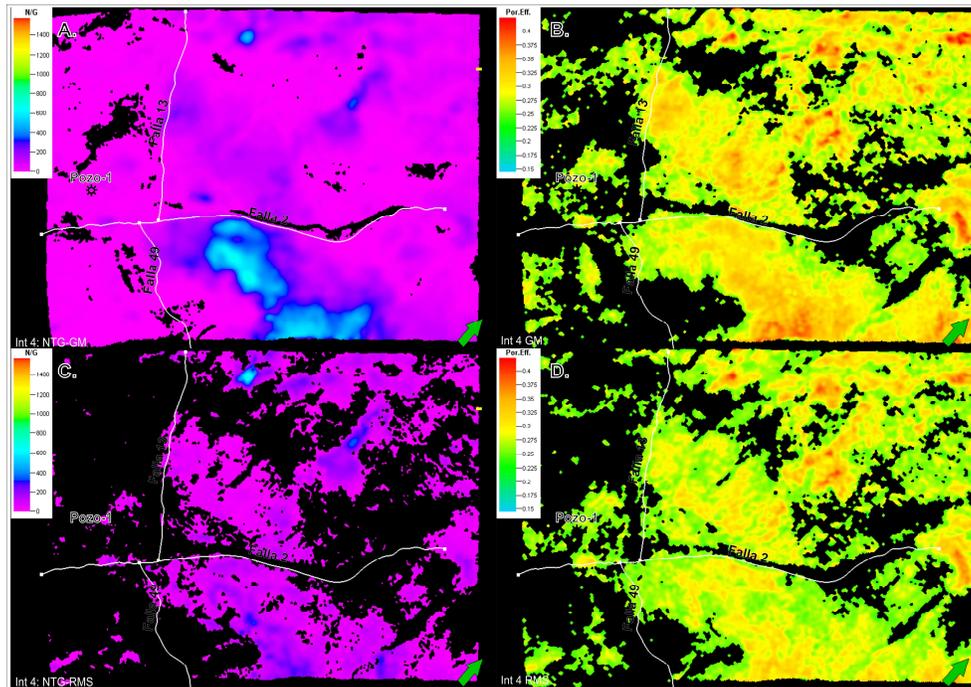


Figura 48. Mapas de espesor de arenas (A y C) y distribución promedio de porosidades (B y D) del Intervalo 4 para cada atributo modelado: RMS de la amplitud (A y B) y Gradiente de magnitud (C y D).

Un análisis más detallado, siguiendo la continuidad de estos cuerpos a lo largo de las capas creadas en la malla, previa verificación de la similitud entre estas capas y los reflectores de la sísmica (Figura 49), muestra características adicionales para cada intervalo. Es importante resaltar que dichas características son más notorias usando los resultados obtenidos a partir del atributo de Gradiente de Magnitud que los obtenidos con el Rms de Amplitud (Figuras 44 a 48), debido a que, como ya se había mencionado antes, usando el gradiente de magnitud se obtuvieron mayores porosidades efectivas que las predichas con el Rms de Amplitud.

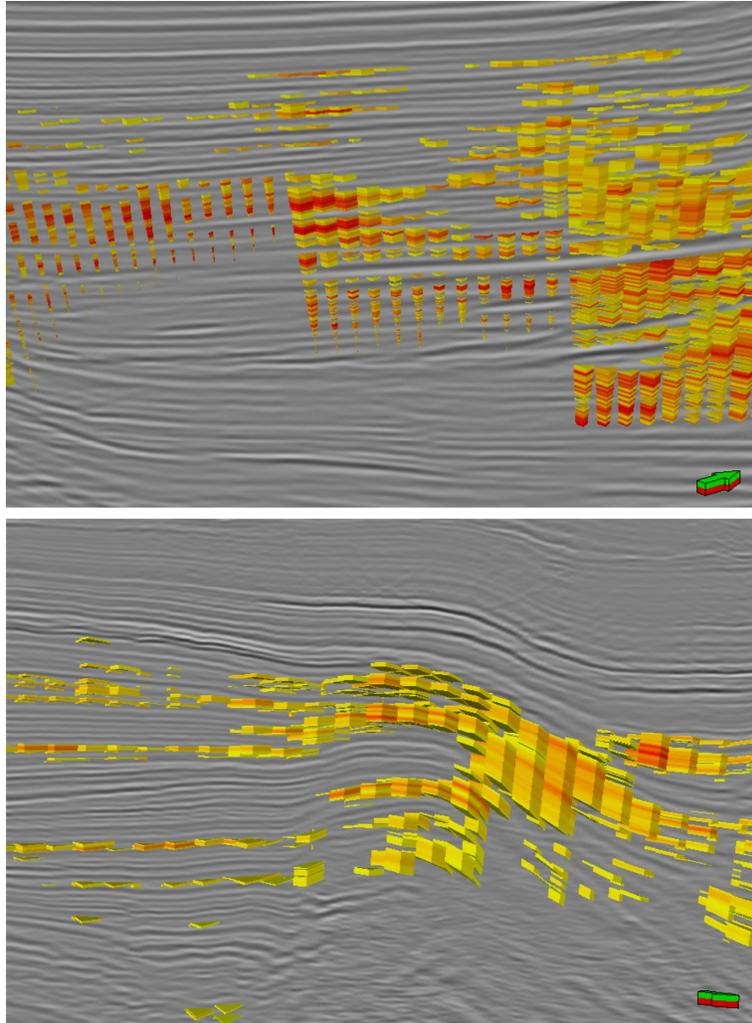


Figura 49. Comparación entre la geometría obtenida para las capas de la malla con los reflectores de la sísmica original, mostrando una buena correspondencia.

Para cada intervalo se observó la secuencia de capas y se tomaron las capas que presentaron características especiales, como posibles geoformas, lineamientos, y también las que representaron mejor los cambios observados. Para el intervalo 1 se observa como las mayores porosidades están hacia el este, en la parte media del bloque y luego se desplazan un poco hacia el oeste, acercándose a la intersección entre las fallas 2 y 49 (Figura 50). Además se marca una forma de abanico con el ápice en la intersección entre las fallas 2 y 49, la cual aparece difusa al inicio. Hacia el centro aparecen también otras formas alargadas, que después se hacen más difusas, las cuales son más gruesas y con mayores porosidades que las que aparecen en cercanías al Pozo 1 (Figura 50).

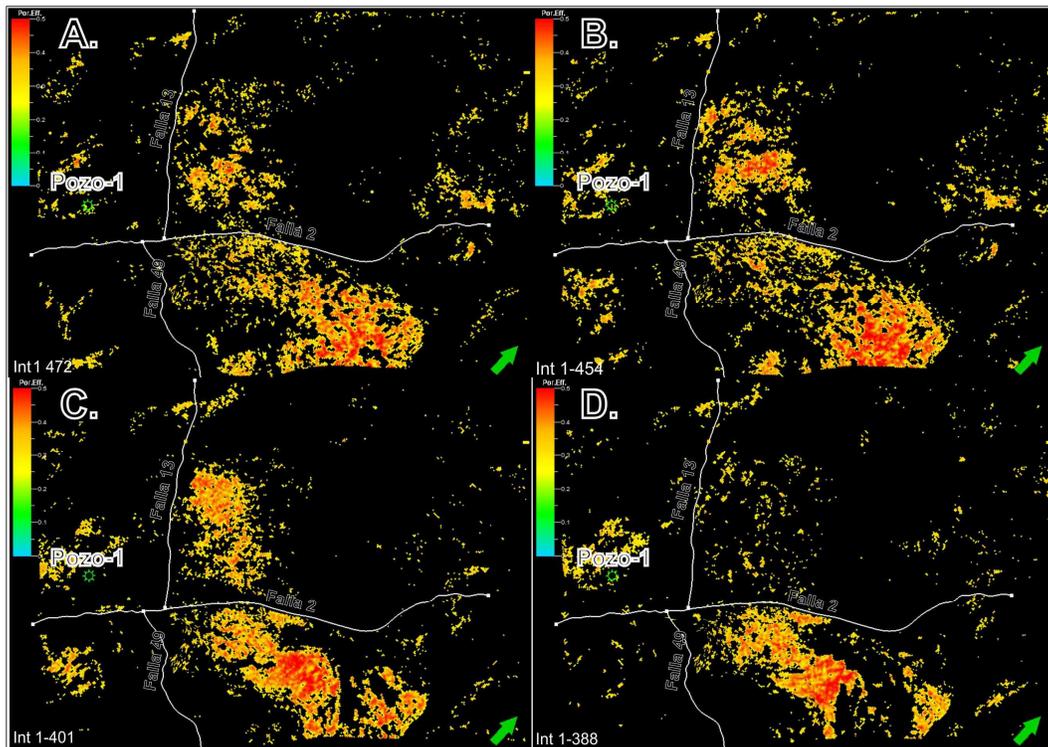


Figura 50. Distribución de altas porosidades para diferentes capas de la malla dentro del Intervalo 1.

El movimiento de la zona de mayores porosidades continúa en el intervalo 2 hacia la intersección de las fallas 2 y 49 (Figura 51), observándose unida con la que se encuentra allí, y posteriormente se vuelven a observar separadas, estando de nuevo originada desde el este, en una zona fuera del bloque, ahora con formas alargadas que van cambiando hasta observarse formas de canales que dan paso nuevamente a una zona amplia de alta porosidad que coalesce y se vuelve a separar de aquella zona en la intersección de las fallas 2 y 49. En cercanías del Pozo 1 (Figura 51), las formas alargadas que se observaban en el intervalo 1, se hacen más claras, desvaneciéndose completamente hacia la parte alta de este intervalo. En la zona entre las fallas 2 y 13, las formas alargadas hacia el norte, solo se observan al inicio y después se hacen difusas en el resto del intervalo (Figura 51).

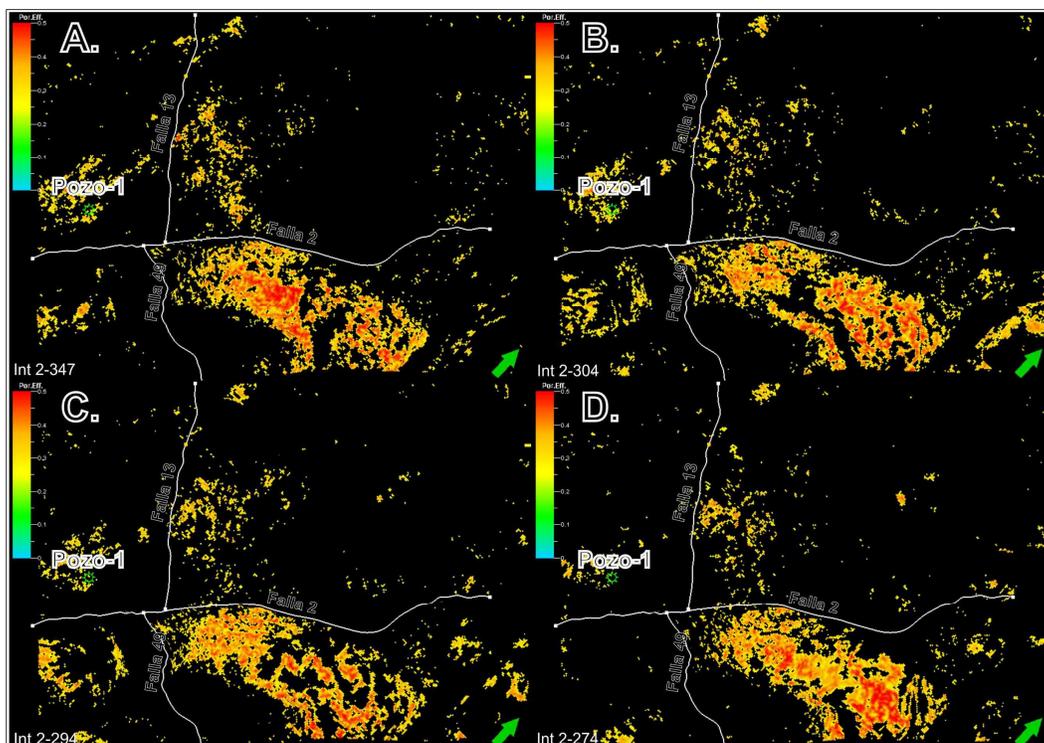


Figura 51. Distribución de altas porosidades para diferentes capas de la malla dentro del Intervalo 2.

En los depósitos del intervalo 3 no se hacen notorios los cuerpos alargados vistos en los intervalos anteriores cerca al Pozo 1, y en general esta es una zona que carece de altas porosidades durante este intervalo (Figura 52). En el bloque colgante de la falla 13 se hacen nuevamente notorias las formas alargadas en abanico dirigidas hacia el norte, las cuales presentan una mejor definición y llegan más al norte en este intervalo que en los anteriores (Figura 52). En el bloque colgante de las fallas 2 y 49 se continua observando variaciones cíclicas entre una zona de altas porosidades disectada, que posteriormente presenta formas alargadas similares a canales, luego se extiende por todo este bloque para finalmente segmentarse en dos zonas, una en la parte central este del bloque y otra cerca de la intersección de las fallas 2 y 49. Es de notar como hacia el final de este intervalo no se observan altas porosidades, salvo en el bloque colgante de la fallas 2 y 49, donde son bastante reducidas (Figura 52).

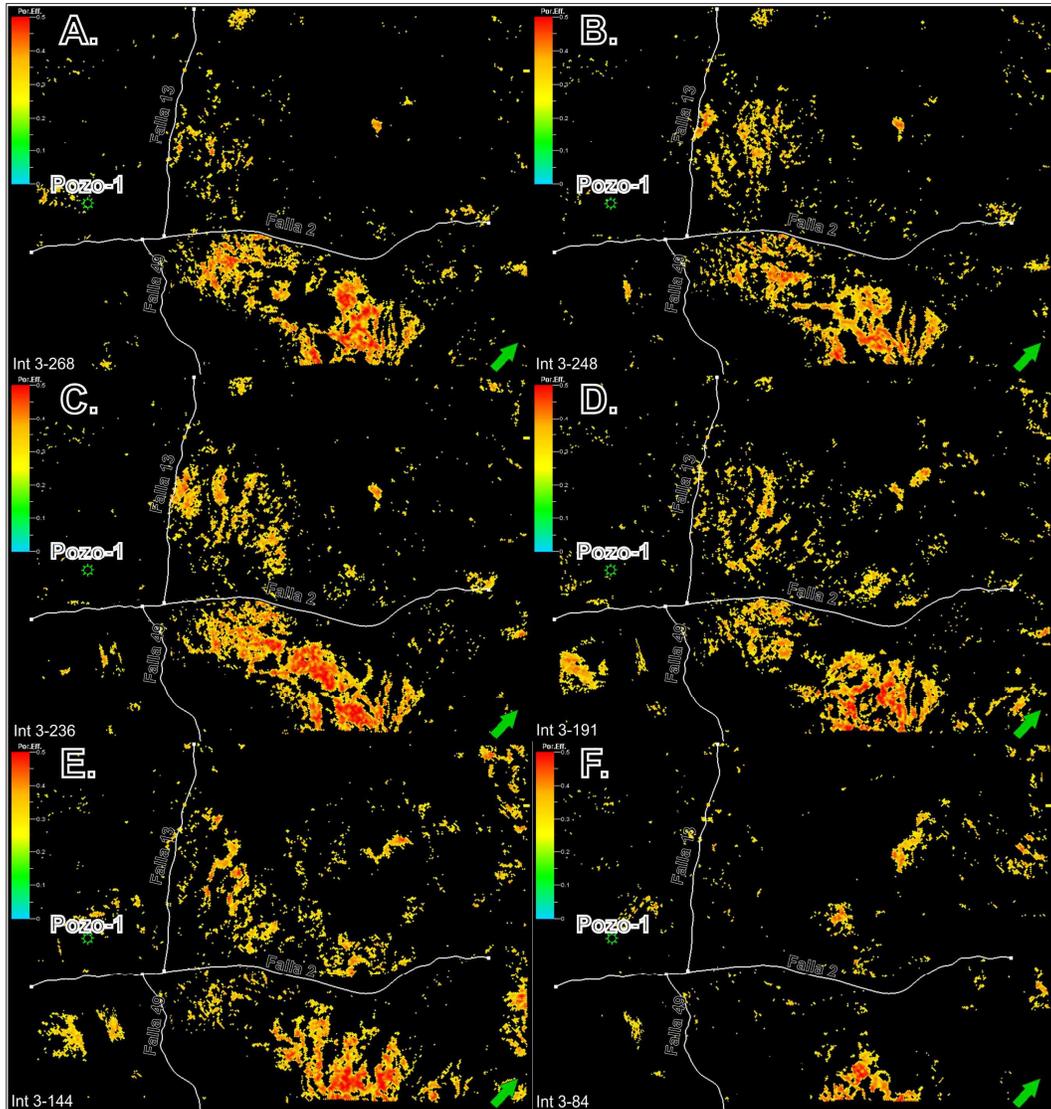


Figura 52. Distribución de altas porosidades para diferentes capas de la malla dentro del Intervalo 3.

Para la base del intervalo 4 se observa como aumentan las porosidades en el bloque colgante de las fallas 2 y 49 y en la parte superior desaparecen (Figura 53), de hecho, desaparecen en casi todo el bloque, quedando restringidas hacia la esquina más norte donde se observan algunas formas alargadas con tendencia hacia el norte y el noreste (Figura 53).

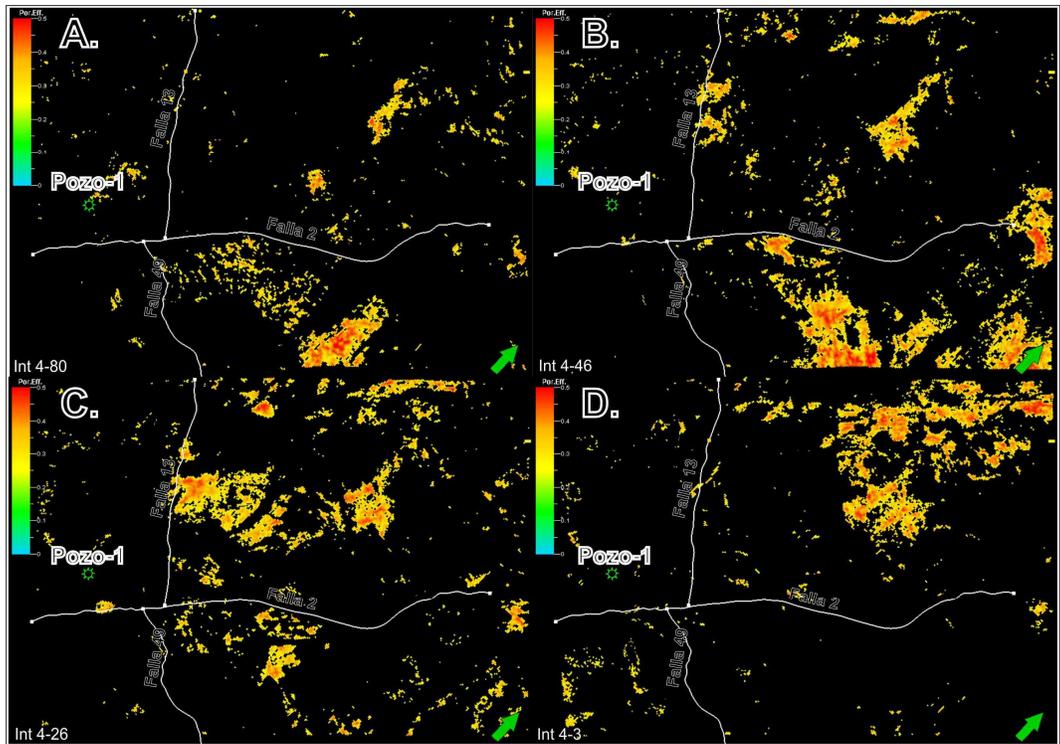


Figura 53. Distribución de altas porosidades para diferentes capas de la malla dentro del Intervalo 4.

5. DISCUSION

El intervalo de tiempo de interés en este trabajo corresponde principalmente al Mioceno, aunque también se incluyó las secuencias más recientes y parcialmente las más antiguas a la hora de analizar la evolución tectónica del área. Trabajos anteriores han mostrado que la evolución de la zona de estudio ha estado fuertemente influenciada por las interacciones entre las placas Caribe y Suramérica (Pindell et ál., 1998; Trenkamp et ál., 2002; Kellogg et ál., 2005; Escalona y Mann, 2010). Dichas interacciones ha dado lugar a múltiples fases de deformación con características distintivas.

Las fases de deformación identificadas dentro de este trabajo (Figura 54), presentan coherencia con las identificadas por Vence (2008) y Escalona y Mann (2010), las cuales son:

- Rifting del Eoceno-Oligoceno, el cual no fue documentado en el área de estudio por falta de edades de las secuencias más profundas. Sin embargo si se logró identificar una deformación de esta época que dio origen a discordancias angulares hacia la parte central del bloque (Figura 20).
- Transtensión del Mioceno temprano a medio: la cual ha sido documentada en zonas más al norte del área de estudio (Vence, 2008), donde además se indica que esta fase extensiva es de menor intensidad que la anterior. Esta fase fue reconocida en el área de estudio por la actividad de las fallas principales desde ésta época (fallas 2, 49 y 13), las cuales presentan orientación NW-SE (fallas 49 y 13) y NE-SW (falla 2). Sin embargo, esta última presenta una orientación ortogonal a la documentada por Vence (2008) para esta época.

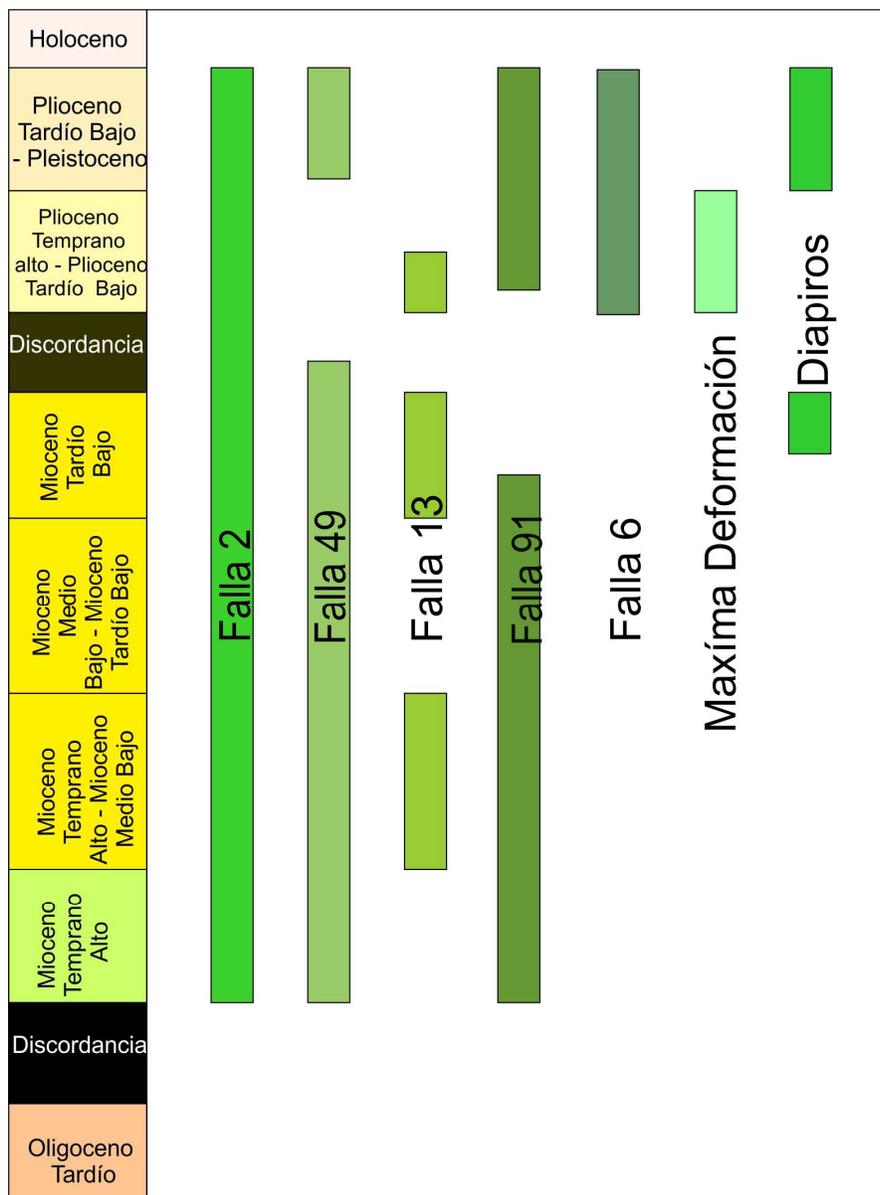


Figura 54. Tabla de temporalidad de los principales eventos deformativos en el área de estudio.

- Transtensión e inversión del Mioceno tardío-Plioceno temprano: durante esta época se ha documentado una dirección de acortamiento NW-SE para esta zona del Caribe (Vence, 2008) producida por la colisión del arco de Panamá contra el NW de Suramérica, que además causó el levantamiento final de los Andes de Colombia, la Sierra Nevada de Santa Marta y la Serranía del Perijá (Cooper et ál., 1995; Gómez et ál., 2005; Mora et al., 2010; y otros). En el bloque analizado esta deformación es notoria por la

actividad de las principales fallas como fallas normales (fallas 2, 49 y 13) así como también la aparición de estructuras compresivas (fallas 6 y 91) con orientación NE-SW a N-S y anticlinales asociados (Figura 18). La orientación de estas estructuras compresivas y su relación con la falla 2 permiten inferir un comportamiento transpresivo para esta falla, dado que coinciden con los segmentos de orientación N-S a NNE-SSW, mientras que los segmentos más oblicuos (NE-SW) no presentan evidencias compresivas y por el contrario presentan un comportamiento claramente normal y estructuras extensivas asociadas. La principal actividad de las fallas principales se da durante el Plioceno Temprano, dando lugar a grandes depocentros, de las cuales el mayor corresponde al bloque colgante de las fallas 2 y 49, cuya sobrecarga pudo favorecer la maduración de rocas fuente de hidrocarburos o la generación de gas termogénico.

- Fallamientos y Diapiros del Plioceno tardío-Pleistoceno: en esta trabajo se identificaron además fases posteriores de deformación, caracterizadas por un fallamiento de menor escala, pero más intenso durante el Plioceno tardío bajo (Figura 32) y la principal actividad de los diapiros desde el Pleistoceno hasta el reciente, que incluyó además la actividad de algunas fallas que provocaron mayor depositación sobre los bloques colgantes, aunque no se propagaron hacia estos horizontes más recientes, como si lo hicieron algunos de los diapiros.

La actividad tectónica del área también condicionó la distribución de los depósitos encontrados en esta área, como se pudo observar de los resultados obtenidos de la correlación de los atributos sísmicos RMS de Amplitud y Gradiente de Magnitud con la porosidad efectiva. Estos resultados, aunque presentaron un bajo coeficiente de correlación (-0.44 para Gradiente de Magnitud y -0.61 para RMS de Amplitud), permitieron visualizar ciertas zonas donde la porosidades predichas por este medio, además de los espesores netos de arena son lo bastante altos como para ser interesantes como posibles reservorios. Sin embargo, los resultados de porosidad obtenidos a partir de cada atributo presentan diferencias, siendo

mayores las porosidades predichas usando el atributo de Gradiente de Magnitud que las predichas con el RMS de Amplitud, siendo estos últimos más realistas que los primeros. Los resultados de porosidades más altas obtenidos con el atributo de Gradiente de Magnitud, mejoró el contraste de los datos observados, permitiendo reconocer algunas geometrías como abanicos y canales, además de mostrar más claramente los cambios en el tiempo de la distribución de las zonas con mayores porosidades en todo el bloque (Figuras 50 a 53).

Los cambios en la distribución de las porosidades en el tiempo muestran una posible fuente de los sedimentos ubicada hacia el SE del bloque durante la mayor parte del Mioceno, coincidente con la ubicación actual de las áreas continentales y similar a lo predicho por las reconstrucciones paleogeográficas más regionales presentadas por Vence (2008) y Escalona y Mann (2010) que indican que el flujo del sedimento provino del área continental transportado por el proto-Magdalena durante el Mioceno temprano a medio y posteriormente por sistemas fluviales más pequeños durante el Mioceno tardío a Plioceno. No obstante, la distribución de las facies de mayor porosidad observada hacia el tope del Mioceno tardío (Figura 53 D), muestran que estas alcanzan la zona más lejana del bloque, pero no hay presencia de las mismas en las zonas más cercanas al continente, lo cual, según las reconstrucciones paleogeográficas mencionadas, podría explicarse por un bypass de los sedimentos hasta la zona más lejana, aunque es probable también que estos hayan sido erosionados en las partes proximales, dado el carácter discordante observado en las cercanías del Pozo 1. Otro escenario donde los sedimentos puedan provenir de un área fuente al norte del bloque es poco probable en vista de las reconstrucciones paleogeográficas mencionadas anteriormente (Vence, 2008; Escalona y Mann 2010).

6. CONCLUSIONES

El análisis de las secuencias sedimentarias en las zonas offshore del Caribe Colombiano, pueden ayudar a refinar la temporalidad de los eventos ocurridos durante la evolución geológica de esta área, lo cual permite una posterior refinación de los modelos geológicos usados en la exploración de hidrocarburos en esta áreas.

Esta zona del Caribe Colombiano ha presentado múltiples etapas de deformación, caracterizada principalmente por regimenes extensivos que dieron lugar a cuencas profundas y depocentros que favorecieron la generación de hidrocarburos en dichas zonas. Posteriormente, un régimen transtensivo, dio lugar a estructuras compresivas locales con potencial para actuar como trampas estructurales. El desarrollo de un fallamiento penetrativo posterior pudo compartimentar los reservorios y trampas preexistentes, causando el escape o remigración de los hidrocarburos que hayan estado allí almacenados, además la actividad más reciente de los diapiros pudo modificar aún más las posibles trampas adyacentes, por lo que un modelamiento estructural detallado y un análisis cinemático es crucial en las zonas estructuralmente más complejas.

El mayor depocentros de la zona, se encuentra ubicado en el bloque colgante de las fallas 2 y 49, lo que podría permitir una mayor maduración de las rocas en esta zona para la generación de hidrocarburos. Adyacente a este bloque se observan algunas estructuras importantes asociadas a la actividad dextral de la falla 2 y al movimiento inverso de la falla 91, las cuales podrían ser potenciales trampas estructurales para hidrocarburos generados en este bloque.

El modelamiento de atributos presentó una baja correlación con los datos disponibles, lo cual era de esperarse debido a la poca información de pozos, que abarcaba un solo pozo en un área de más de 1000 km². Esta baja densidad de

pozos supone además una gran incertidumbre durante la extrapolación de los horizontes a todo el bloque, dada la alta complejidad estructural que no permitía una continuidad lateral, conjuntamente con zonas de baja calidad de la sísmica debida principalmente a la presencia de diapiros. No obstante, y teniendo en cuenta las complicaciones mencionadas, los resultados obtenidos mostraron zonas con mayor potencial para la presencia de rocas con altas porosidades que pueden favorecer las características de reservorio, sin embargo, a pesar de los espesores presentes, estos se encuentran intercalados con litologías de bajas porosidades (y bajas permeabilidades son de esperar) que pueden ser favorables al actuar como sellos en trampas estratigráficas o estructurales, pero pueden ser desfavorables al compartimentar el posible reservorio de interés.

Así mismo, los mapas de porosidades a partir de atributos en diferentes intervalos permiten definir que las zonas que tienen mayores espesores y mejores porosidades efectivas, se encuentran en el bloque colgante de las fallas 2 y 49, así como en el bloque colgante de la falla 13, especialmente hacia el SE de dichos bloques. Además, al observar dichos mapas para el bloque colgante de las fallas 2 y 49, se puede inferir una posible zona con mejores porosidades efectivas en dicha dirección, por fuera del bloque estudiado. Lo anterior es apoyado con las formas de canales observadas en los mapas de porosidad a partir de los atributos, los cuales revelan una posible fuente de sedimentos hacia el SE del bloque.

7. REFERENCIAS

- ANH, 2009. ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos. Recuperado el 01 Agosto de 2009, de ANH comunicado de prensa: <http://www.anh.gov.co/ronda2007.anh.gov.co/admin/fileb31b.pdf?table=archivos&field=archivo&id=60>
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C., Martínez, J., 2007. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Ed. ANH and B&M Exploration Ltda. Bogota. 92p.
- Calderón, E., Caballero, W., 2009. Modelo Geológico 3D a partir de la aplicación de atributos sísmicos en ambientes de depósitos fluviales. Tesis pregrado Universidad Industrial de Santander, 119 p.
- Cediel, F., Shaw, R., Cáceres, C., 2003. Tectonic Assembly of the Northern Andean Block. In: Bartolini, C., Buffler, T., Blickwede, J., ed. The Circum Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon Habitats, Basin Formation, and Plate Tectonics. AAPG Memoir, 79: 815 – 848.
- Cooper, M. A., Addison, F.T., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R.H., Hayward, A. B., Howe, S., Martínez, J., Naar, J., Peñas. R., Pulham, A. J., & Taborda, A. (1995). Basin development and tectonic history of the Llanos basin, eastern cordillera, and middle Magdalena Valley, Colombia. *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin*, 79 (10): 1421-1443.
- Cross, N., Cunningham, A., Cook, R., Taha, A., Esmatie, E., Swida, N., 2009. Three – Dimensional Seismic Geomorphology of a Deep – Water Slope – Channel System: The Sequoia Field, Offshore West Nile delta, Egypt. AAPG Bulletin, 93 (8): 1063 – 1086.
- Darmadi, Y., Willis, B. J., Dorobek, L., 2007. Three-Dimensional Seismic Architecture of Fluvial Sequences on the Low-Gradient Sunda Shelf, Offshore Indonesia. *Journal of Sedimentary Research*, 77: 225 – 238.

- Deptuck, M. E., Steffens, G. S., Barton, M., Pirmez, C., 2003. Architecture and Evolution of Upper Fan Channel-Belts on the Niger Delta Slope and in The Arabian Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 20: 649 – 676.
- Deptuck, M. E., Sylester, Z., Pirmez, C., O'Byrne, Ciaran., 2007. Migration–Aggradation History and 3-D Seismic Geomorphology of Submarine Channels in The Pleistocene Benin-Major Canyon, Western Niger Delta Slope. *Marine and Petroleum Geology*, 24: 406 -433.
- Duarte, L., Esteves, C., Zalán, P., Antolinez, H., Mosquera, J., 2009. Nuevos Conceptos para el Modelo Tectónico – Estratigráfico de las Cuencas Sedimentarias en el Occidente del Caribe colombiano. *Memorias X Simposio Bolivariano – Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas*, CD ROM, Cartagena de Indias, Colombia, pp. 1 – 11.
- Duarte, L., J.A. Rizzi, A. Toledo, Reistroffer, Buitrago, Avella, Guerrero, Suarez, 2006. *Estratigrafía y Controles Sedimentarios de la Cuenca Costa Afuera en el Caribe Colombiano*. Cartagena, Colombia, s.n., 2006. *Memorias IX Congreso Bolivariano "Exploración Petrolera de Cuencas Sub Andinas"*, pp. 1 -11.
- ECOPETROL ICP, 2001. Evaluación de la Prospectividad del Sector Atlántico, Informe Final. Instituto Colombiano del Petróleo División de Exploración Coordinación de Modelamiento del Subsuelo. Vicepresidencia Adjunta de Exploración Gerencia de Exploración Región Occidente. Piedecuesta, 180 p.
- ECOPETROL ICP, 2007. *Geoquímica Costa Afuera, Caribe Sur: Informe. Piedecuesta.*
- ECOPETROL ICP, 2008. *Macroproyecto Modelamiento Geológico de áreas Costa Afuera, para la reducción de la incertidumbre exploratoria: Informe Final. Piedecuesta.*
- Escalona, A. y Mann, P. 2010. Tectonics, Basin Subsidence Mechanisms, and Paleogeography of the Caribbean-South American Plate Boundary Zone. *Marine and Petroleum Geology*, 32p
- Gee, M. J. R., 2007. Seismic Geomorphology and Evolution of Submarine Channels from the Angola Continental Margin. 77: 433 – 446.

- Gómez, E., Jordan, T., Allmendinger, R.W., & Cardozo, N. (2005a). Development of the Colombian foreland-basin system as a consequence of diachronous exhumation of the northern Andes. *Geological Society of America Bulletin*, 117 (9-10): 1272-1292; doi: 10.1130/B25456.1.
- Gómez, J., Nivia, A., Montes, N., Jiménez, D., Sepúlveda, M., Gaona, T., Osorio, J., Diederix, H., Mora, M., Velásquez, M., 2007. Atlas Geológico de Colombia, Plancha 5 – 02.
- Gutierrez, M. A., 2001. Rock Physics and 3-D Seismic Characterization of Reservoir Heterogeneities to Improve Recovery Efficiency. Thesis of Ph.D. Stanford University, p. 153.
- Harilal, Biswal, S. K., Sood, A., Rangachari, V., 2008. Identification of Reservoir Facies within a Carbonate and Mixed Carbonate – Siliciclastic Sequence: Application of Seismic Stratigraphy, Seismic Attributes, and 3D Visualization. *The Leading Edge*, 27 (1): 18 – 29.
- Hart, B. E., 2008. Channel Detection in 3-D Seismic Data Using Sweetness. *The American Association of Petroleum Geologists*, 92: 733 – 742.
- Haxby, W. 2008. Programa GeoMapApp 1.7.8. Lamont-Doherty Earth Observatory. Marine Geoscience Data System. <http://www.geomapapp.org/index.htm>
- Kartz, B., Williams, W., 2003. Biogenic Gas Potencial Offshore Guajira Peninsula, Colombia. In: Bartolini, C., Buffler, R., Blickwede, J., ed. *The Circum Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon Habitats Basin Formation, and Plate Tectonics: AAPG Memoir*, 79: 961 – 968.
- Kellogg, J.N., Toto, E., Ceron, L., 2005. Structure and tectonics of the Sinu-San Jacinto accretionary prism in northern Colombia: Memoria X Congreso Colombiano de Geología.
- Márquez, R., Giraldo, B., García, D., Mogollón, L., Ramírez, V., 2008. Estudio de Geoquímica de Superficie en los Bloques Silvestre y RC-11, Baja Guajira. Informe Final. ECOPETROL - ICP - VEX.
- Mercado, M., 2003. Memoria Explicativa Mapa Geológico del Departamento de la Guajira. INGEOMINAS.

- Mora, A., Horton, B. K., Mesa, A., Rubiano, J., Ketcham, R. A., Parra, M., Blanco, V., Garcia, D., and Stockli, D. F., 2010, Migration of Cenozoic deformation in the Eastern Cordillera of Colombia interpreted from fission track results and structural relationships: Implications for petroleum systems: AAPG Bulletin, v. 94, no. 10, p. 1543-1580.
- Parra, M., Mora, A., Sobel, E. R., Strecker, M. R., and González, R., 2009, Episodic orogenic front migration in the northern Andes: Constraints from low-temperature thermochronology in the Eastern Cordillera, Colombia: Tectonics, v. 28, no. 4, p. TC4004.
- Pindell, J., Higgs, R., Dewey, J., 1998. Cenozoic palinspatic reconstruction, paleogeographic reconstruction, and hydrocarbon setting of the northern margin of South America. In: Pindell, J., Drake, C. (Eds.), Paleogeographic Evolution and Non-glacial Eustasy, Northern South America. Society for Sedimentary Geology, vol. 58, pp. 45–85.
- Porta, J., Cáceres, C., Etayo, F., Hoffstetter, R., Julivert, M., Navas, J., Robbins, R., Solé de Porta, N., Taborda, B., Taylor, P., Téllez, N., Valencia, D., 1974. Léxico Estratigráfico Internacional, Vol. V., (4b). 617p.
- Ramirez, V., 2006. Geological Setting and Hydrocarbon Occurrences, Guajira Basin, Offshore Northern Colombia. Poster AAPG Annual Convention. University of Alabama – ECOPETROL.
- Ramirez, V., 2007. Stratigraphic Framework and Petroleum Systems Modeling, Guajira Basin, Northern Colombia. Thesis of Master of Science in Geology. The University of Alabama.
- Reyes, J., Garnica, M., Corredor, G., Mesa, J., Ramírez, V., 2003. Interpretación Estratigráfica Cuenca de la Guajira (Proyecto Determinación y Calidad de Rocas Sello en la Guajira Offshore AEX-ICP). Informe Final. ECOPETROL – ICP –AEX.
- Rubiano, J., Díaz, O., Rubio, R., Ramírez, V., Martínez, J., Rueda, M., Geocivil Ltda., Going System Ltda., Zegarra Ingenieros Ltda., 1998. Evaluación Regional Cuenca de la Baja Guajira. Informe Final. ECOPETROL – ICP – GER.

- Schlumberger. 2008a. Seismic to Simulation Software. Petrel Introduction Course. Houston, 555 p.
- Schlumberger. 2008b. Seismic to Simulation Software. Petrel Property Modeling Course. Houston, 390 p
- Stiteler, C., Chacartegui, F., Ortega, O., Scott, R., Azpirtxaga, I., Taylor, C., 1997. Carbonate Platform Seismic Sequence Attributes, Maracaibo Basin, Venezuela. In: Palaz, A. y Marfurt. K. Ed. Carbonate Seismology. Seg. Series G. pp. 425 – 443.
- Taboaba, A., Rivera, L., Fuenzalida, A., Cisternas, A., Philip, H., Bijwaard, H., Olaya, J., Rivera, C., 2000. Geodynamics of the Northern Andes: Subductions and Intracontinental Deformation (Colombia). *Tectonics*, 19 (5): 787 – 813.
- Tebo, J., Hart, B., 2005. Use of Volume – Based 3D Seismic Attribute Analysis to Characterize Physical Property Distribution: A case Study to Delineate Sedimentologic Heterogeneity at the Appleton Field, Southwestern Alabama, U.S.A. *Journal of Sedimentary Research*, 75: 723 – 735.
- Tesón, E. 2009. Estructura y Cronología de la Deformación en el borde Sur del Alto Atlas de Marruecos a Partir del Registro Tectono-Sedimentario de la Cuenca de Antepaís de Ouarzazate. Universidad de Barcelona. Tesis de Doctorado, 229p.
- Trenkamp, R., Kellogg, J.N., Freymuller, J.T., Mora, H.P., 2002. Wide plate margin deformation, southern Central America and northwestern South America, CASAGPS observations. *Journal of South American Earth Sciences* 15,157–171.
- Vargas, C., 2009. Nuevos Aportes a la estimación del Potencial de Hidrocarburos en Colombia. *Revista de la Academia Colombia de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*, 126: 17 – 44.
- Vence, E. M. 2008. Subsurface Structure, Stratigraphy, and Regional Tectonic Controls of the Guajira Margin of Northern of Colombia. The University of Texas at Austin. Tesis de Maestría, 142p.
- Weimer, P., y Slatt, R., 2007. Petroleum Geology of Deepwater Settling. *AAPG Studies in Geology*. 57. USA

- Worrall, D., Bourque, M., Steele, D., 2001. Exploration in Deep Water Basin...Where Next? In Fillon, R., Rosen, N., Weimer, P., Lowrie, A., Pettingill, H., Phair, W., Roberts, H., and Van Hoorn B., eds. 2001. Petroleum Systems of Deepwater Basin: Global and Gulf and Mexico Experience: Gulf Coast section SEPM Foundation Bob F. Perkins 21st Annual Research Conference, p. 273.
- Zeng, H., y Hertz, T., 2004. High-Frequency Sequence Stratigraphy from Seismic Sedimentology: Applied to Miocene, Vermilion Block 50, Tiger Shoal Area, Offshore Louisiana. The American Association of Petroleum Geologists, 88: 153 – 174.