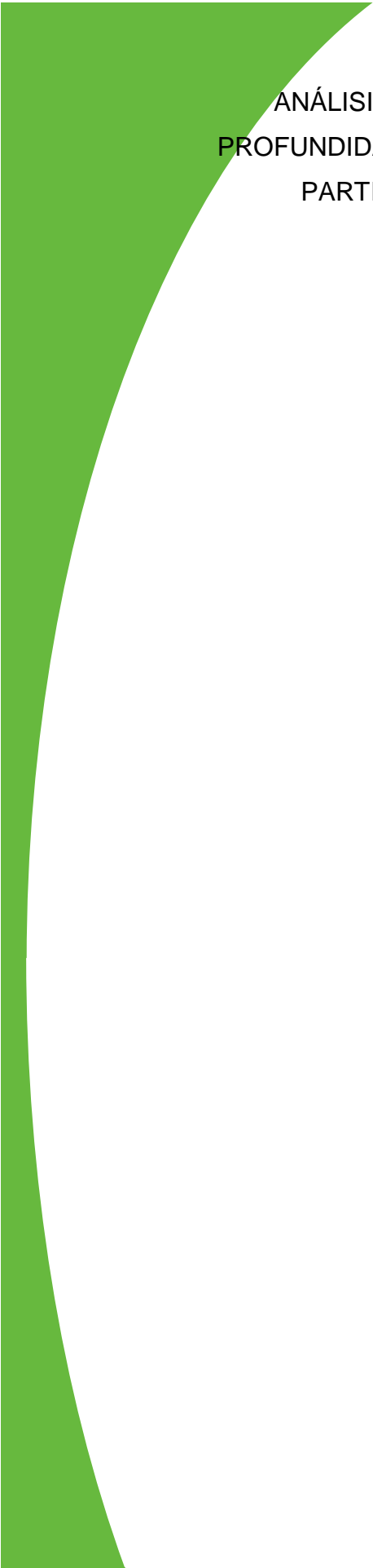


ANÁLISIS ESTRUCTURAL MEDIANTE LA CONVERSIÓN TIEMPO-
PROFUNDIDAD EN UN BLOQUE DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES, A
PARTIR DE UN CUBO SÍSMICO E INFORMACIÓN DE POZOS

KEYDY YULIETH RUEDA ORTIZ

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

2016



ANÁLISIS ESTRUCTURAL MEDIANTE LA CONVERSIÓN TIEMPO-
PROFUNDIDAD EN UN BLOQUE DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES, A
PARTIR DE UN CUBO SÍSMICO E INFORMACIÓN DE POZOS

KEYDY YULIETH RUEDA ORTIZ

Trabajo de grado para optar al título de
Geóloga

Director

RICARDO MIER UMAÑA

Geólogo

Co-Director

ERICK JOHAN ILLIDGE ARAUJO

Geólogo

Co-Directora

PATRICIA CHAJÍN ORTIZ

Geóloga

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

2016



Universidad
Industrial de
Santander

DEDICATORIA

*Primero a Dios y a mis padres Victor Rueda Suarez y Melva Ortiz por todo su
esfuerzo para convertirme en lo que soy.*

A mis hermanos Victor, Stiven y Jesús Manuel.

*A mi abuelo Valeriano Rueda, aunque no estés aquí presente para celebrar este
triumfo sé que desde el cielo estas junto a mí.*

*A mi familia y amigos que de alguna forma aportaron para volver este sueño
realidad*



Universidad
Industrial de
Santander

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer al profesor Sait Khurama por haberme dado la oportunidad de realizar este proyecto.

Al Director profesor Ricardo Mier Umaña por sus correcciones, experiencias y buenos consejos.

Al co-director Erick Illidge por su gran apoyo en la elaboración de este trabajo de grado, por sus consejos, observaciones, mil gracias.

A la co-directora Patricia Chajin por su incondicional apoyo, gracias por cada uno de los consejos que me brindaste que fueron de vital ayuda.

A el Ms Ricardo Ceballos por haberme brindado sus explicaciones, tiempo, correcciones y ayuda sobre temas de geofísica.

A la Ms Katherine Sierra por sus observaciones, explicaciones y correcciones muchas gracias.

Al geólogo Juan Badillo por haberme brindado sus consejos, explicaciones y tiempo sobre geología estructural.

Al geólogo Manuel Mont por su tiempo y consejos en los conceptos de sísmica que se emplearon en el modelo.

A los profesores Francisco Velandia y Giovanni Jiménez por su opinión respecto a temas relacionados con geología estructural.



Universidad
Industrial de
Santander

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	16
1 JUSTIFICACIÓN.....	17
2 OBJETIVOS.....	18
2.1 OBJETIVO GENERAL.....	18
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	18
3 LOCALIZACIÓN.....	19
4 MARCO TEÓRICO.....	20
4.1 MÉTODO SÍSMICO DE REFLEXIÓN.....	20
4.2 IMPEDANCIA ACÚSTICA.....	23
4.3 COEFICIENTE DE REFLEXIÓN.....	24
4.4 ONDÍCULA.....	25
4.5 SISMOGRAMA SINTÉTICO.....	27
4.6 VELOCIDAD.....	28
4.7 RESOLUCIÓN SÍSMICA.....	28
4.8 REGISTROS DE POZO.....	29
4.9 REGISTRO GAMMA RAY.....	29
4.10 REGISTRO SÓNICO.....	30
4.11 REGISTRO DE DENSIDAD.....	31
4.12 ATRIBUTOS SÍSMICOS.....	32
4.12.1 Atributo de coherencia.....	32
4.12.2 Atributo de amplitud.....	33
4.13 SISTEMA PETROLÍFERO.....	34
5 MARCO GEOLÓGICO.....	37
5.1 LOCALIZACIÓN BLOQUE CUENCA LLANOS ORIENTALES.....	37
5.2 ANTECEDENTES GEOLÓGICOS.....	38
5.3 EVOLUCIÓN TECTÓNICA.....	40
5.4 ESTRATIGRAFÍA.....	44



Universidad
Industrial de
Santander

5.5	UNIDADES OPERACIONALES	47
5.5.1	Formación Guadalupe (unidad operacional K2 Masivo)	48
5.5.1	Formación Guadalupe (unidad operacional K1 Superior)	49
5.5.2	Formación San Fernando (Unidad operacional T2)	50
5.6	GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	51
6	METODOLOGÍA	59
6.1	FASE I: COMPILACIÓN DE INFORMACIÓN SÍSMICA Y DE POZOS	59
6.1.1	Control de calidad de la información sísmica	60
6.2	FASE II CONSTRUCCIÓN MODELO ESTRUCTURAL	63
6.2.1	Carga de la información sísmica y de pozo	63
6.2.2	Acondicionamiento de la imagen sísmica y los registros de pozo	65
6.2.3	Amarre sísmica pozo	67
6.2.4	Interpretación sísmica en tiempo	68
6.2.5	Generación modelo de fallas y zonas	71
6.2.6	Generación estructural gridding y pillar gridding	74
6.2.7	Modelo de velocidades	78
6.2.8	Conversión tiempo-profundidad	80
6.2.9	Modelo estructural 3D	82
6.3	FASE III ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	82
6.4	FASE IV ELABORACIÓN INFORME FINAL	82
7	RESULTADOS	83
7.1	SISMOGRAMA SINTÉTICO	83
7.2	INTERPRETACIÓN SÍSMICA	86
7.3	MAPAS ESTRUCTURALES EN TIEMPO	93
7.4	MODELOS DE VELOCIDADES	97
7.5	SUPERFICIES CONVERTIDAS A PROFUNDIDAD	99
7.6	MODELO ESTRUCTURAL	103
8	CONCLUSIONES	108
9	RECOMENDACIONES	110
	BIBLIOGRAFÍA	111



Universidad
Industrial de
Santander

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Mapa de localización Cuenca de los Llanos Orientales.	19
Figura 2: Esquema general de la sísmica de reflexión.	20
Figura 3: Secuencia básica del procesamiento de datos sísmicos de reflexión. ..	22
Figura 4: Coeficiente de reflexión definido por la diferenciación del registro de impedancia acústica.	25
Figura 5: Fase de la ondícula con respecto al tiempo de partida y la concentración de la energía.	26
Figura 6: Generación de sismograma sintético.	27
Figura 7: Registro de Rayos Gamma.	30
Figura 8: a) sección sísmica 3D tradicional en tiempo. b) sección de atributo de coherencia. c) superposición del atributo de coherencia y la sísmica.	33
Figura 9: Mapa del atributo de varianza de amplitud absoluta.	34
Figura 10: Diagrama del sistema petrolífero con sus elementos.	35
Figura 11: Ubicación generalizada del bloque a estudiar en el departamento del Meta.	37
Figura 12: Corte esquemático de la Cuenca Llanos Orientales, en el sector adyacente a la Cordillera Oriental.	38
Figura 13: Modelo de la evolución tectónica regional de la Cordillera Oriental, VMM Y Cuenca Llanos Orientales.	43
Figura 14: Carta estratigráfica regional con las unidades litoestratigráficas propuestas por la ANH.	44
Figura 15: Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos Orientales, de acuerdo a las unidades operacionales de ECOPEPETROL S.A.	48
Figura 16: Línea AU-1980-5 con la proyección del pozo Arauca-2, Cuenca Llanos Orientales.	53
Figura 17: Transecta entre el Piedemonte Llanero y el pozo La Gloria Norte-2, Cuenca Llanos Orientales.	54



Universidad
Industrial de
Santander

Figura 18: Proyección del pozo Garibay-1 sobre la línea Q-1986-3500, Cuenca de los Llanos Orientales.	56
Figura 19: Pozo Camoa-1, Cuenca de los Llanos Orientales.	57
Figura 20: Mapa y perfil estructural de la zona de estudio en la Cuenca Llanos Orientales.	58
Figura 21: Esquema de la metodología para la elaboración del proyecto.	59
Figura 22: Visualización del cubo sísmico a trabajar en el proyecto de investigación.	61
Figura 23: Diagrama de flujo para la construcción del modelo estructural.	63
Figura 24: Determinación del sistema de coordenadas y unidades del proyecto.	64
Figura 25: Visualización de datos: cubo sísmico, registro de pozo y topes formacionales.	64
Figura 26: Acondicionamiento del registro sísmico (DTp_usec_ft) y densidad (RHOB_g_cc).	65
Figura 27: Parámetros que se utilizaron para la estimación del registro RHOB, obteniendo así el registro de densidad final.	66
Figura 28: Visualización de datos: cubo sísmico, registros de pozo acondicionados.	66
Figura 29: Ondícula de Ricker fase cero.	67
Figura 30: Sismograma sintético.	68
Figura 31: a) interpretación de fallas en la imagen sísmica. b) interpretación de fallas utilizando el atributo de coherencia.	69
Figura 32: a) Interpretación horizonte T2 en la imagen sísmica. b) interpretación del horizonte T2 utilizando el atributo de amplitud.	71
Figura 33: Parámetros definidos para la generación de la geometría del modelo.	72
Figura 34: Fallas cargadas y parámetros definidos para el modelo.	73
Figura 35: Horizonte cargados y parámetros definidos para el modelo.	73
Figura 36: Parámetros definidos para generar el structural gridding (modelo de celdas).	74



Universidad
Industrial de
Santander

Figura 37: . Geometría definida para el structural gridding.....	75
Figura 38: . Parámetros tomados para la generación del modelo.	76
Figura 39: modelo de fallas pillar gridding.....	76
Figura 40: Modificación de las celdas en dirección de las fallas del modelo estructural.....	77
Figura 41: Parámetros definidos para generar el modelo de pillar gridding.....	78
Figura 42: Parámetros definidos para la generación modelo de velocidad interválica.	78
Figura 43: Generación modelo de velocidad interválicas.	79
Figura 44: Parámetros definidos para el modelo de velocidad promedio.	79
Figura 45: Parámetros definidos para el método geoestadístico en la generación del modelo de velocidad calibrado.	80
Figura 46: Parámetros definidos al convertir el modelo a profundidad.....	81
Figura 47: Sismograma sintético final generado para la zona de estudio para las unidades K2, K1 Sup y T2.	83
Figura 48: Sísmica correlacionada con los registros de densidad y sónico.	84
Figura 49: Ondícula de Ricker (fase cero).....	85
Figura 50: Amarre entre la sísmica y el TZ para el pozo 1 en las unidades K2, K1 Sup y T2.	85
Figura 51: a) Horizontes interpretados en tiempo en la sección sísmica con los topes formacionales. b) Atributo de amplitud con la interpretación de los horizontes de interés.....	87
Figura 52: Horizontes en tiempo interpretados en la sección sísmica 3D.	88
Figura 53: Interpretación de la falla principal en la línea sísmica superpuesta con el atributo de coherencia.	89
Figura 54: a) z-sline para el atributo de coherencia b) z-sline para el atributo de coherencia con la interpretación de la falla principal.	90
Figura 55: a) Atributo de amplitud con interpretación estratigráfica y estructural. b) Atributo de coherencia con interpretación estratigráfica y estructural.	91



Universidad
Industrial de
Santander

Figura 56: a) Time slice del atributo de coherencia. b) Time slice donde se observan las fallas interpretadas en tiempo.	92
Figura 57: Modelo de fallas generado para la zona de estudio.	92
Figura 58: Mapa estructural del tope de T2.....	93
Figura 59: Mapa estructural del tope de la unidad K1 Sup.	94
Figura 60: Mapa estructural de tope de la unidad K2.	95
Figura 61: a) Modelo de celdas para horizontes. b) Modelo de celdas para fallas.	96
Figura 62: a) Modelo de zonas para el pillar gridding. b) Modelo de fallas pillar gridding.....	96
Figura 63: Cubo que contiene el campo de funciones de velocidades intervállicas.	97
Figura 64: Modelo de velocidad promedio 98	98
Figura 65: a) curva de velocidad promedio de la sísmica y velocidad promedio de pozo b) curva de velocidad promedio de la sísmica, velocidad promedio de pozo y velocidad promedio de la sísmica calibrada.	98
Figura 66: Superficies convertidas en profundidad.	99
Figura 67: Principales trampas estructurales definidas a partir de las superficies convertidas en profundidad.....	100
Figura 68 Esquema general estructural de la formación del sistema petrolífero.	101
Figura 69: Corte esquemático para la trampa 1 en la zona sur del bloque de estudio.	102
Figura 70: Corte esquemático para la trampa 2 en la zona norte del bloque de estudio.....	102
Figura 71 Diagrama que exhibe un ambiente característico de transpresión.	104
Figura 72 Relaciones entre el punto nulo y el comportamiento de la falla.	106
Figura 73 Modelo estructural 3D al tope de T2 para la zona de estudio.	107



Universidad
Industrial de
Santander

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Rangos comunes de velocidades del registro sísmico en rocas sedimentarias, gas natural y agua.	31
Tabla 2: Datos roca generadora (TOC y tipos de Kerógeno), roca reservorio y sello.	39
Tabla 3: Propiedades del crudo San Fernando unidad operacional T2.	51
Tabla 4: Información de registros, datos de topes formacionales, función de velocidad y cubo sísmico para el desarrollo del proyecto	60
Tabla 5: Generalidades de los parámetros de adquisición para la toma de la línea sísmica.	62



Universidad
Industrial de
Santander

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS ESTRUCTURAL MEDIANTE LA CONVERSIÓN TIEMPO-PROFUNDIDAD EN UN BLOQUE DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES, A PARTIR DE UN CUBO SÍSMICO E INFORMACIÓN DE POZOS *

AUTOR: KEYDY YULIETH RUEDA ORTIZ **

PALABRAS CLAVES: Modelo, trampa, sísmica, pozo, cubo, estructural, hidrocarburos, velocidad, ondas, fallas, horizontes.

DESCRIPCIÓN: El área de interés para este proyecto se encuentra en la parte noreste de Colombia en la Cuenca de los Llanos Orientales en el dominio estructural Meta. Este proyecto tiene como fin validar las principales trampas estructurales a partir de las superficies convertidas a profundidad y analizar las estructuras y el comportamiento de éstas a través del modelo estructural 3D.

A través de la metodología aplicada se realizó la conversión tiempo-profundidad, donde implicó la calibración sísmica pozo, a través de la generación del sismograma sintético. La interpretación sísmica fue realizada a 3 horizontes, dos para el Cretácico, unidad operacional K2 correspondiente a la Formación Guadalupe Masivo y K1 Superior Formación Guadalupe Superior y uno para el Paleógeno T2 perteneciente a la Formación San Fernando, así también la interpretación de la falla principal y satélites con la ayuda de atributos sísmicos en tiempo. Donde posteriormente fueron modelados. Además, la generación de un modelo de velocidades robustos calibrado a partir de la velocidad sísmica y de pozo para la zona de estudio.

Finalmente, como contribución a este estudio se generaron 3 mapas estructurales correspondientes a las unidades anteriormente mencionadas, además un modelo estructural 3D en profundidad consistente y congruente con el cual se hace un análisis de la estructura el cual será de gran ayuda para próximos estudios. Suministrando una mejor herramienta para la toma de decisiones acerca de los futuros pozos que posiblemente se vayan a perforar dentro del campo.

* Trabajo de grado.

** Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director Ricardo Mier Umaña Codirectores Erick Johan Illidge Araujo y Patricia Chajín Ortiz.



Universidad
Industrial de
Santander

ABSTRACT

TITLE: STRUCTURAL ANALYSIS BY CONVERSION TIME DEPTH IN A BLOCK OF BASIN EASTERN PLAINS, FROM A SEISMIC BUCKET AND INFORMATION OF WELLS*

AUTHORS: KEYDY YULIETH RUEDA ORTIZ **

KEY WORDS: Model, trap, seismic, well, bucket, structural, oil, speed, waves, faults, horizons.

DESCRIPTION: The area of interest for this project is located in northeastern Colombia, Llanos Orientales basin, corresponding to structural domain of the Meta. This project seeks to validate the main structural traps from areas converted to depth, in addition to analyzing the structures and behavior of these through a 3D structural model.

From the methodology applied time-depth conversion, which involved the borehole seismic calibration was performed through the generation of synthetic seismogram. The seismic interpretation was conducted at 3 horizons, two for the Cretaceous, corresponding to the geological formation Guadalupe Mass and K1 Superior, Geological formation Guadalupe Superior operational unit K2 and one for the Paleogene T2 belonging to the Geological formation San Fernando, along with the interpretation the main fault and satellites with the help of seismic attributes in time, modeled later. In addition, the generation of a calibrated velocity model from seismic velocity and well for the study area.

Finally, as a contribution to this research project three structural maps corresponding to the tops of the aforementioned units, a structural 3D model in depth consistent with a structural analysis which is waiting to be of great help for future studies were generated. It comes with a better tool for making decisions about future wells that will be drilled in the field.

* Bachelor thesis

** Physicalchemistry Faculty. School of geology. Director. Ricardo Mier Umaña, Co-director Erick Johan Illidge Araujo and Patricia Chajin Ortiz.



Universidad
Industrial de
Santander

INTRODUCCIÓN

En Colombia existe un gran potencial de recursos no renovables, entre los cuales están los hidrocarburos, siendo estos de gran importancia en la economía del país. Una zona reconocida por su alta productividad en la exploración y explotación de hidrocarburos son los Llanos Orientales, la cual es de especial interés para llevar a cabo procesos de exploración y explotación. En esta región se encuentra ubicada como su mismo nombre lo indica la cuenca Llanos Orientales situada entre los departamentos del Meta, Guainía, Casanare, Arauca y Guaviare. Limita al norte con Venezuela, al sur con la serranía de la Macarena, al oeste con el sistema de fallas Guaicaramo y al este con el Escudo de Guayana.

El método sísmico es reconocido por sus buenos resultados en la prospección de hidrocarburos, por tanto, se ha consolidado como una de las técnicas geofísicas más importantes en la exploración de petróleo y gas a nivel mundial. En los últimos años su calidad ha mejorado notablemente con el desarrollo de los métodos sísmicos 3D y 4D; aunque la extracción de información útil depende en gran medida de los datos de entrada y la complejidad estructural.

Este trabajo de grado se desarrolló en la parte sur de la Cuenca de los Llanos Orientales y tiene como objetivo analizar el modelo estructural generado a partir de la conversión tiempo profundidad donde se busca evaluar las posibles trampas del sector, implementando una metodología específica, la cual consiste inicialmente en el trazado de horizontes en tiempo 1 para el Paleógeno y 2 para el Cretácico. Teniendo los horizontes interpretados y las velocidades sísmicas calibradas se hace la conversión tiempo-profundidad, obteniendo así las superficies en profundidad, con lo cual se elabora el modelo estructural el cual es analizado posteriormente.



Universidad
Industrial de
Santander

1 JUSTIFICACIÓN

Se elabora el presente trabajo de grado gracias al convenio activo entre la Universidad Industrial de Santander y Ecopetrol – ICP, debido al interés científico en la exploración de la Cuenca Llanos Orientales, la cual ha sido fuente de constantes investigaciones, buscando aumentar la producción nacional del petróleo con el fin de establecer nuevas zonas productoras; por lo cual se busca aportar comprensión de la trampa estructural general de la zona, mediante la interpretación de un modelo estructural 3D de un bloque de esta cuenca, analizando la coherencia de las estructuras, para generar la información de entrada que se utilizará como clave en nuevas investigaciones de Ecopetrol.



Universidad
Industrial de
Santander

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar la conversión tiempo-profundidad a partir de un modelo de velocidad integrado en un bloque de la Cuenca Llanos Orientales para validar las principales trampas estructurales.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar la interpretación sísmica en tiempo de 3 horizontes y fallas principales sobre el cubo sísmico.
- Generar un modelo de velocidad integrado, que involucre información de velocidad sísmica y de pozos.
- Hacer la conversión tiempo-profundidad de las superficies estructurales.
- Crear un modelo estructural 3D para analizar las estructuras y el comportamiento de éstas a través del modelo.

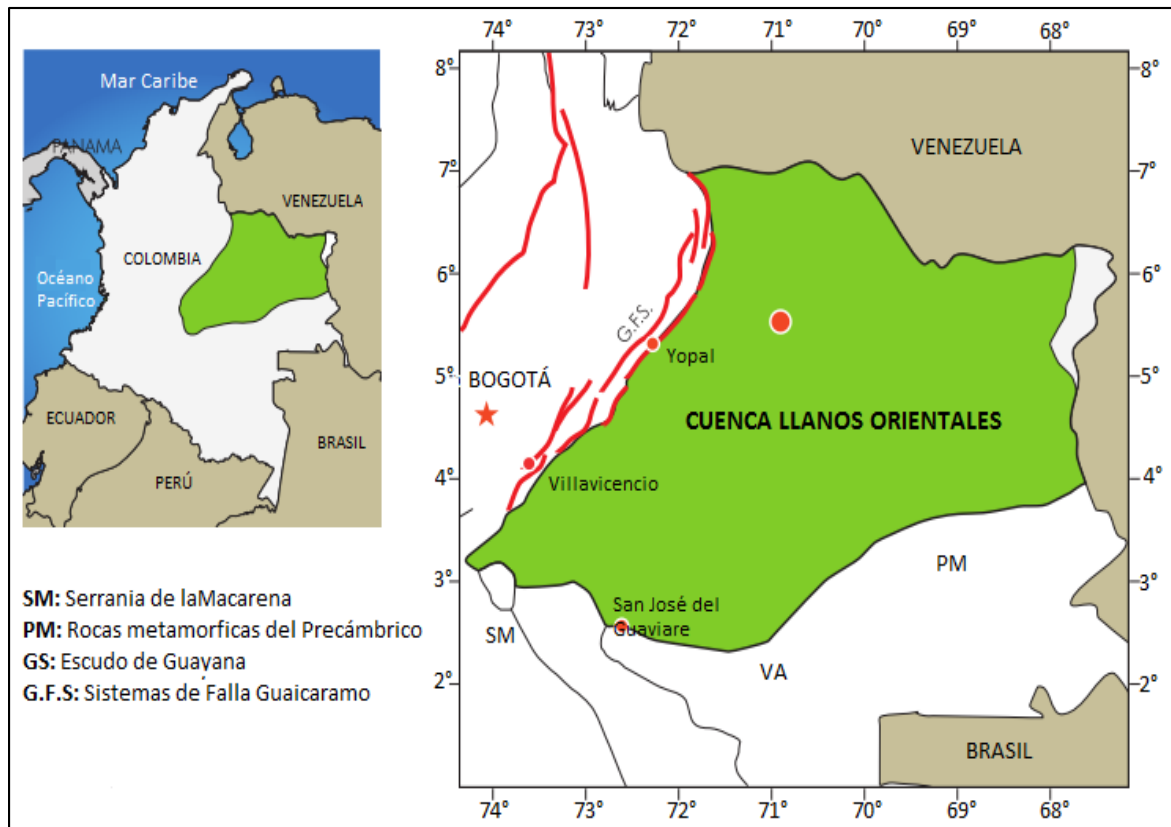


Universidad Industrial de Santander

3 LOCALIZACIÓN

El área de estudio se encuentra ubicada al noreste de Colombia en la Cuenca de los Llanos Orientales, limitada al oriente por el Escudo Guayana, al occidente por la Cordillera Oriental y el sistema de falla de Guaicaramo, al Sur por la saliente del Vaupés o Arco del Guaviare y al Norte con Venezuela prolongándose hasta la Cuenca de Apure Barina. Ver **Figura 1**.

Figura 1: Mapa de localización Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: Modificado de Moncayo, Tchegliakova & Montes, 2012.

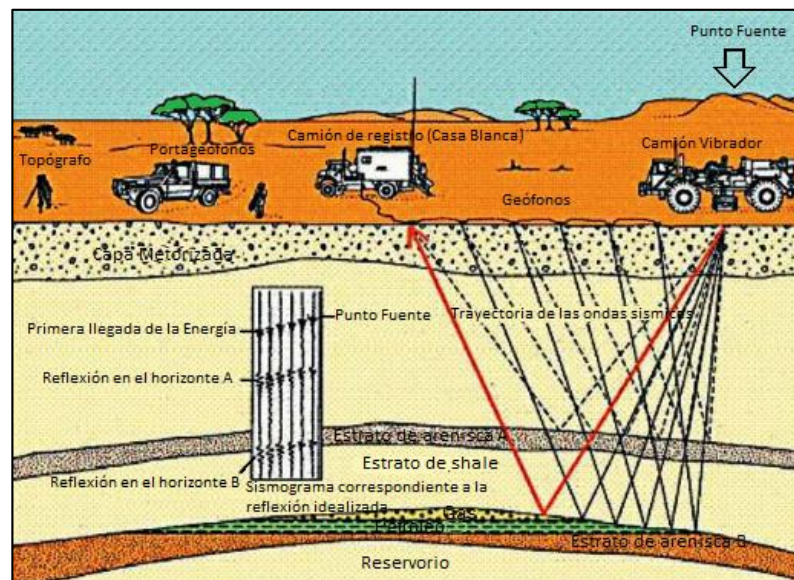


4 MARCO TEÓRICO

4.1 MÉTODO SÍSMICO DE REFLEXIÓN

En forma general este método consiste en la generación de un campo de ondas sísmicas que se propagan en el interior de la tierra, en donde hay un gran contraste en las propiedades físicas del medio, lo cual permite los fenómenos de refracción y reflexión. Las perturbaciones generadas son registradas en superficie mediante el uso de geófonos, los cuales registran el tiempo transcurrido desde la emisión de la perturbación, hasta el momento en que las ondas llegan a la superficie luego de interactuar con las interfaces reflectoras¹. Un bosquejo de tal método es presentado en la **Figura 2**.

Figura 2: Esquema general de la sísmica de reflexión.



Fuente: Modificado de Aminzadeh & Dasgupta, 2013.

¹AL-ANEZI, Ghunaim T.; AL-AMRI, Abdullah M.; ZAMAN, Haider. Investigation of the weathering layer using seismic refraction and high-resolution seismic reflection methods, NE of Riyadh city. *Arabian Journal of Geosciences*, 2012, vol. 5, no 6, p. 1347-1358. ISSN 1866-7511.



Universidad
Industrial de
Santander

El método sísmico puede ser clasificado en tres fases: adquisición, procesamiento e interpretación sísmica.

La **adquisición sísmica** es la generación y el registro de datos sísmicos. Existen diferentes tipos de fuentes sísmicas, las cuales son clasificadas y utilizadas dependiendo del objetivo de estudio y zona de interés, entre estas se tienen: la dinamita y seismigel para el caso de sísmica terrestre, además de los camiones vibradores (vibroseis), los air gun en el caso de sísmica marina, estos permiten la transmisión de energía hacia el objetivo de interés. Las superficies entre las diferentes capas de rocas hacen que regrese la energía a superficie debido a la refracción o reflexión. Las ondas sísmicas y el transporte de energía asociado a las mismas es registrado con geófonos de una sola componente o multicomponente, en este caso el procesamiento de la onda P (compresional)².

Durante la fase de **procesamiento** se realiza la elección de técnicas y parámetros que se adecuan a los datos sísmicos adquiridos para obtener secciones sísmicas de calidad. Para mejorar la relación señal-ruido se les aplica a estos datos una serie de correcciones y filtrados como: corrección **NMO**³, correcciones estáticas, análisis de velocidad, apilado, deconvolución, migración entre otras. Estos procesos se realizan para aislar en los registros las reflexiones de los otros eventos sísmicos que se superponen a ellas: ruido ambiental, ground roll onda aérea, etc⁴, ver **Figura 3**.

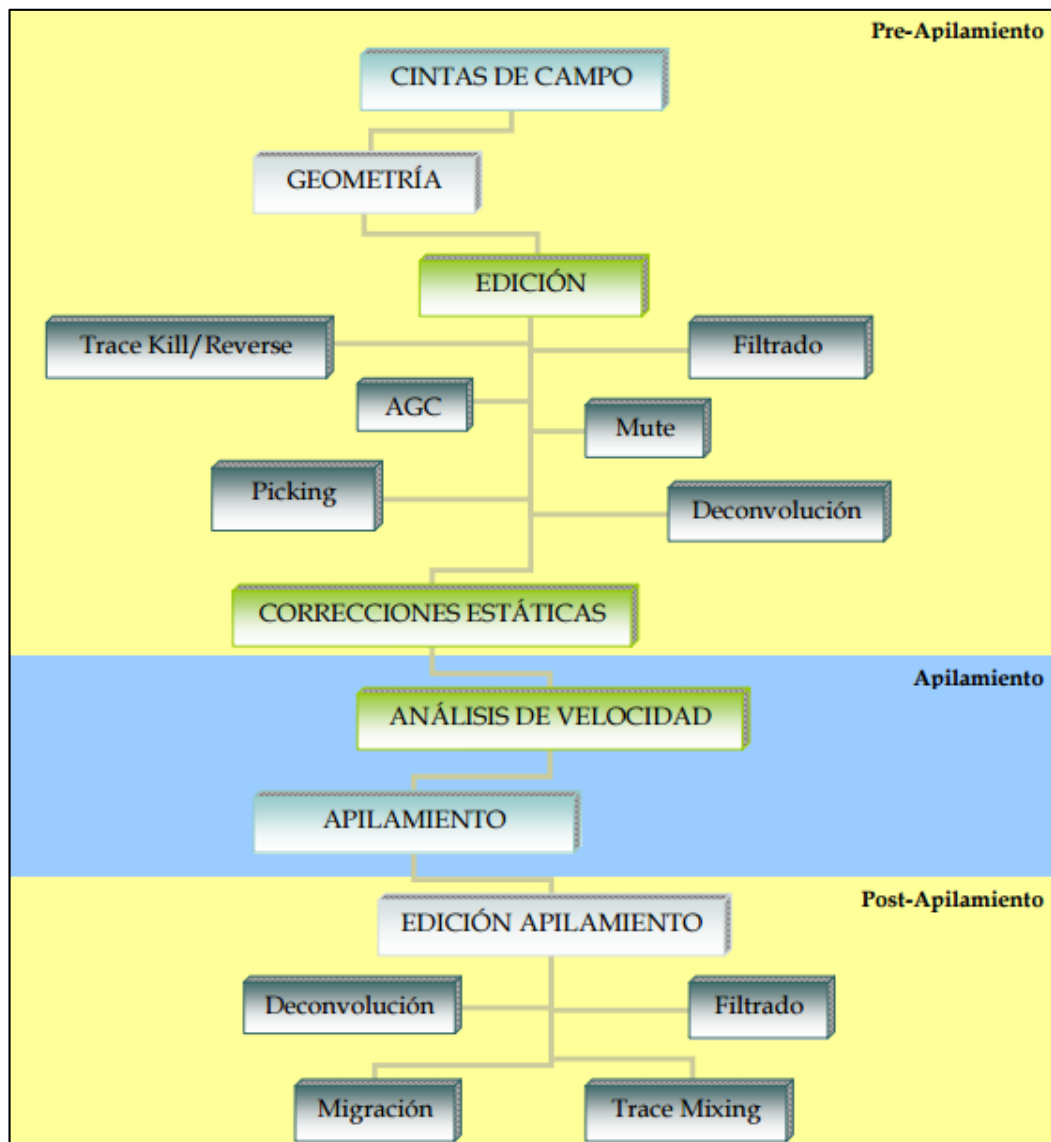
² REGUEIRO, José. Sísmica para Ingenieros y Geólogos de Yacimiento. Centro Internacional de la Educación y Desarrollo (CIED) PDVSA, 1997, vol. 90, p. 120. ISSN 1900-7711.

³ Normal Move Out

⁴ GAYÁ FLOREZ, Maria Antonieta. Procesado de Sísmica de Reflexión Superficial en el Complejo Turbidítico de Ainsa (Huesca). Tesis de maestría geofísica. Barcelona: Universitat Politècnica de Catalunya. Departament d'Enginyeria del Terreny, Cartogràfica i Geofísica. 2004. 98 p.



Figura 3: Secuencia básica del procesamiento de datos sísmicos de reflexión.



Fuente: Herrera & Cooper, 2010.

La **interpretación sísmica** implica la determinación del significado geológico de los datos sísmicos debido a que es común encontrar incertidumbres en la validez o



Universidad
Industrial de
Santander

precisión de una interpretación geológica, ya que en muy pocas ocasiones se llega a conocer la geología real con el detalle adecuado⁵.

El propósito básico de la interpretación sísmica es extraer toda la información geológica disponible de los datos. Esto incluye la parte estructural, estratigrafía, propiedades de las rocas y los cambios de fluidos de yacimiento en el espacio y el tiempo⁶.

Se basa en dos principios fundamentales, la continuidad y la correlación; la continuidad es una propiedad por la cual un evento o pulso sísmico puede ser reconocido en trazas sucesivas, creando alineaciones que dan características de continuidad a lo largo de secciones. La correlación es el reconocimiento de patrones, se utiliza principalmente para relacionar eventos a través de zonas de discontinuidad o reflexiones de una línea a otra. El patrón puede ser un pulso simple, el cual se distingue por su amplitud y frecuencia, o un grupo de reflexiones que conforman la secuencia⁷.

4.2 IMPEDANCIA ACÚSTICA

La impedancia acústica es el producto de la velocidad del medio por la densidad, magnitudes físicas que están relacionadas con propiedades de las rocas, tales como la mineralogía y la porosidad, entre otras. Esta se obtiene de la inversión del registro sísmico, en el cual se obtienen los valores de lentitud de onda **P** de un medio por la densidad ρ (gr/cm^3). Cuanto menor sea el contraste en el valor de la

⁵ SHERIFF, Robert ERE. Encyclopedic dictionary of exploration geophysics. 3rd. edition. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists, 1991. 376 p. ISBN:1560800186.

⁶ LINER, Christopher L. Interpretation: Extracting geologic information from seismic data. Elements of 3D seismology. Second edition. Tulsa: PennWell Books, 2004. p. 61-103 ISBN: 1-59370-015-6.

⁷ REGUEIRO. Op. Cit., p. 120.



impedancia acústica a través de una interfase, mayor será la proporción de energía transmitida a través de la interfase.⁸ Ver ecuación 1:

$$AI = V_p \rho \quad . \quad (1)$$

4.3 COEFICIENTE DE REFLEXIÓN

El coeficiente de reflexión asociado al límite entre dos capas, se define en la ecuación 2:

$$C(z) = \frac{I_2 - I_1}{I_2 + I_1} \quad . \quad (2)$$

Donde I es la impedancia acústica asociada a cada capa y deriva de las propiedades elásticas de las mismas. Si I_2 es mayor que I_1 el coeficiente es positivo, en caso contrario es de polaridad negativa. A partir de lo anterior se puede construir una serie de reflectividad $C(z)$, donde z es la variable profundidad y donde la serie de coeficientes de reflexión deriva del registro sísmico y registro densidad⁹ como se observa en la **Figura 4**.

La serie de reflectividad en profundidad $C(z)$, se puede convertir en una serie de reflectividad en tiempo $C(t)$ mediante el uso de la información del registro de velocidades. En esta, se representa la reflectividad de una serie de límites de capas separadas por intervalos de tiempo uniformes¹⁰.

⁸ LINER, Óp. Cit. p. 309-351

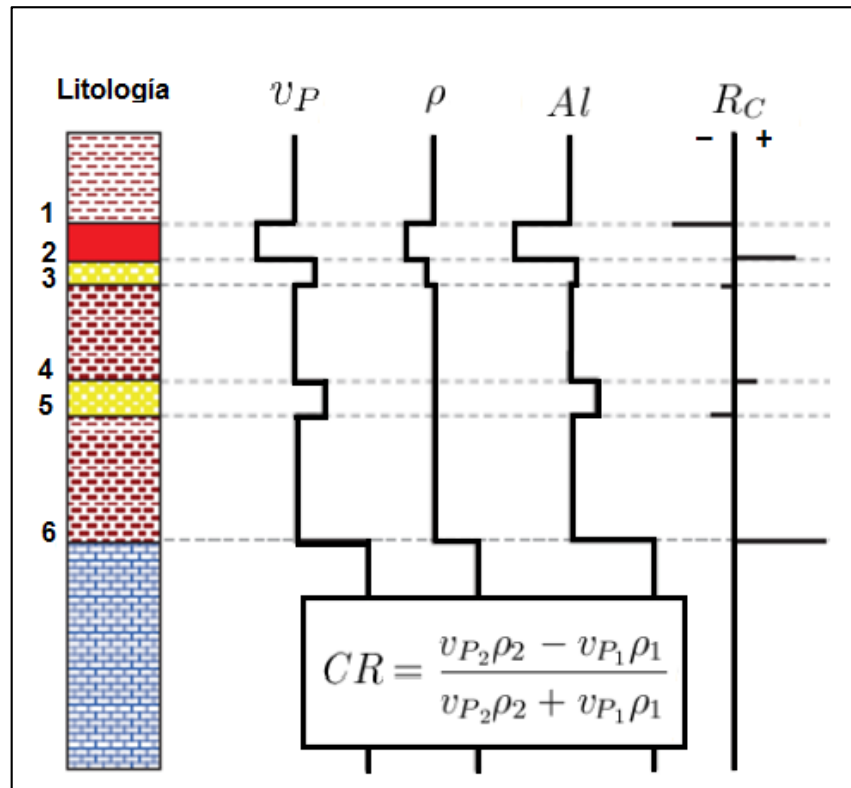
⁹ YILMAZ, Özdoğan. Fundamentals of signal processing. Seismic data analysis: processing, Inversion and interpretation of seismic data. Tulsa: Society of exploration geophysicists, Volumen II, 2001. p. 25-156 ISBN: 978-0-931830-46-4.

¹⁰YILMAZ. Ibíd., 215-310 p.



Universidad Industrial de Santander

Figura 4: Coeficiente de reflexión definido por la diferenciación del registro de impedancia acústica.



Fuente: Hilterman, 2001

4.4 ONDÍCULA

La ondícula, es un pulso sísmico que usualmente consiste en varios ciclos¹¹, puede ser presentada en el dominio del tiempo y es generada bajo la incidencia de una señal que atraviesa un reflector.

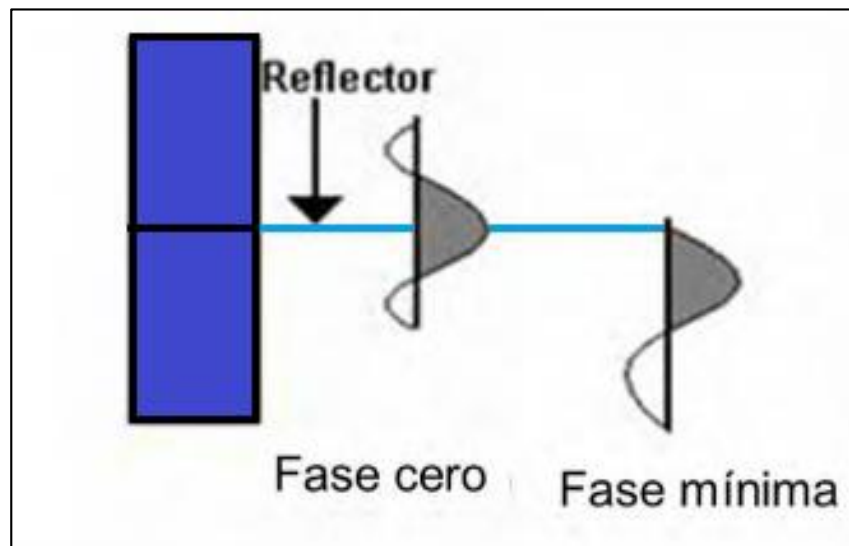
Es posible considerar varios tipos de ondículas, entre estos se tienen ondícula fase mínima y ondícula fase cero. Se considera que una ondícula fase mínima es cuando

¹¹ SHERIFF, Robert E. and GELDART, Lloyd P. Geologic interpretation of reflection data. Exploration seismology. Second edition. New York: Cambridge university press, 1995. ISBN: 0-521-46282-7. 389-531 P.



se concentra su máxima energía en su inicio, una ondícula es de fase máxima cuando se acumula la mayor energía en el final. En el caso que se encuentre en medio de ambas situaciones y cumpla que el punto de mayor energía coincida con el origen de un eje coordenado transversal se denomina de fase cero¹² como se observa en la **Figura 5**.

Figura 5: Fase de la ondícula con respecto al tiempo de partida y la concentración de la energía



Para la interpretación sísmica se recomienda el uso de ondículas fase cero o ondícula de Ricker debido a que al ser simétricas se obtiene una óptima resolución vertical, además son bastantes agudas, es decir, semejantes a un pulso y además su amplitud máxima se localiza en el centro de la ondícula. Su uso principalmente radica en la generación de modelos sísmicos, sismogramas sintéticos que son usados generalmente en registros sísmicos convencionales¹³.

¹² YILMAZ, Óp. Cit., 312-360 p.

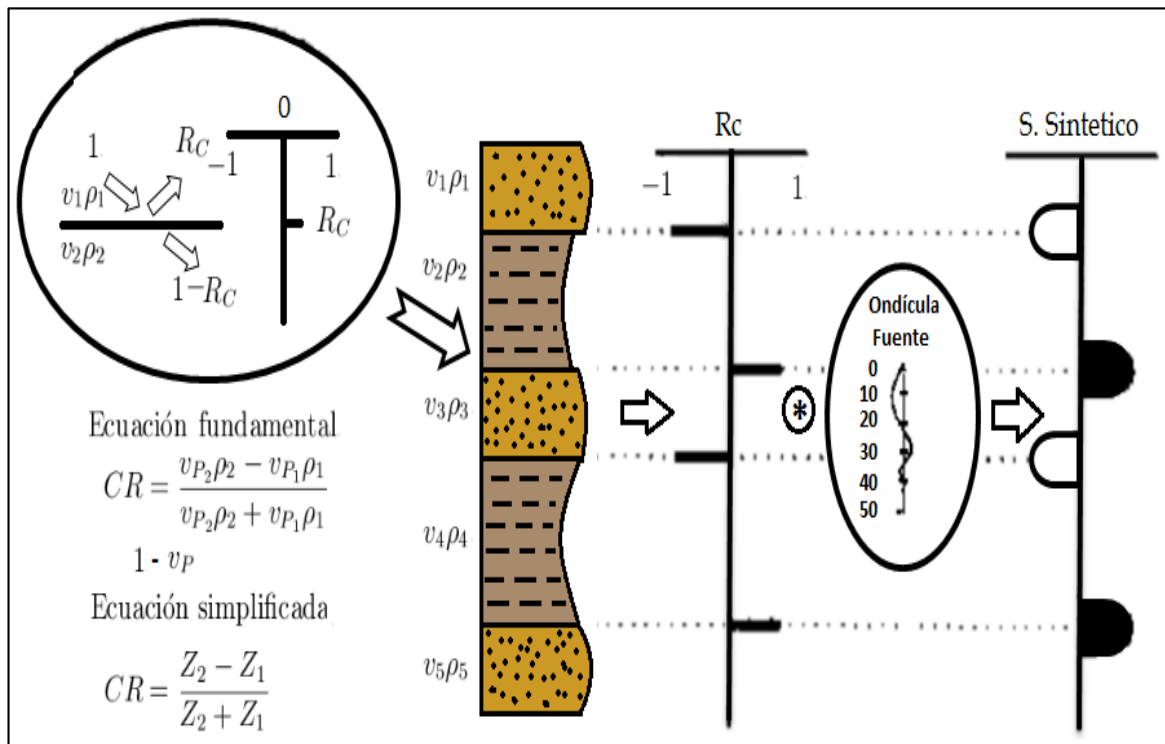
¹³ LINER, Óp. Cit. p. 309-351



4.5 SISMOGRAMA SINTÉTICO

La traza sísmica es generada del registro de densidad y registro sísmico con el que se genera el registro de impedancia acústica y de este se obtiene la serie de reflectividad que convolucionada con la ondícula de la fuente sísmica se obtiene como resultado el sismograma sintético que se observa en la **Figura 6**. Este sismograma es utilizado en la calibración sísmica que es la primera herramienta para relacionar horizontes geológicos; los cuales son asociados con las reflexiones de la traza sísmica¹⁴.

Figura 6: Generación de sismograma sintético.



Fuente: Modificado de Martínez, 1996.

¹⁴LINER, Ibíd., 315-320 p.



4.6 VELOCIDAD

Velocidad promedio: es el promedio de las velocidades interválicas, medidas desde la superficie, de varias formaciones o litologías. Estas velocidades se obtienen de los registros conocidos como checkshots y es la que se utiliza para llevar los tiempos de reflexión a profundidad.¹⁵

Velocidad interválica: está asociada con la litología, definida como la rapidez con que se propaga las ondas dentro de estratos o formaciones definidas y es calculada con el registro sísmico.¹⁶

*Velocidad RMS*¹⁷⁻¹⁸: esta velocidad se obtiene de un promedio ponderado de los cuadrados de las velocidades interválicas y tiene aplicación cuando se trata de estimar velocidades promedio a partir de las velocidades del procesamiento.

4.7 RESOLUCIÓN SÍSMICA

La resolución sísmica vertical refiere la capacidad de distinguir dos eventos sísmicos cercanos correspondientes a niveles de profundidad distintos. Este aspecto es importante para la interpretación de pequeñas características y eventos en la información sísmica¹⁹. Esta resolución es igual a un cuarto de la longitud de onda y la lateral a la mitad de la longitud de onda. Por lo tanto, dependen de la velocidad promedio del reflector y de las frecuencias máximas recuperables para ese reflector²⁰.

¹⁵ YILMAZ. Óp. Cit., 450-495 p.

¹⁶ *Ibíd.*, 245-263 p.

¹⁷ Root mean square, en castellano raíz cuadrática media.

¹⁸ YILMAZ. Óp. Cit., 350-560 p.

¹⁹ CHOPRA, Satinder; CASTAGNA, John; PORTNIAGUINE, Oleg. Seismic resolution and thin-bed reflectivity inversion. C SEG recorder, 2006, vol. 31, no 1, p. 19-25.

²⁰ HERRERA, Yajaira y COOPER Norman. Norman. Manual para la adquisición y procesamiento de sísmica terrestre y su aplicación en Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de ciencias. Departamento de geociencias, 2010. 121 p.



La resolución vertical está definida por la ecuación (3):

$$Resolucion\ vertical = \frac{\lambda}{4} = \frac{Velocidad_{promedio}}{4 \times Frecuencia_{maxima}} \quad (3)$$

La resolución lateral está definida por la ecuación (4):

$$Resolucion\ lateral = \frac{\lambda}{2} = \frac{Velocidad_{promedio}}{2 \times Frecuencia_{maxima}} \quad (4)$$

4.8 REGISTROS DE POZO

Los registros de pozo son una representación digital o analógica de una propiedad física que se mide contra la profundidad; principalmente miden directamente las propiedades físicas de las rocas y ayudan a verificar los parámetros medidos en la superficie. La obtención de éste se realiza a partir de una sonda que va recorriendo la trayectoria del pozo y de un equipo superficial que convierte la información²¹.

4.9 REGISTRO GAMMA RAY

Este registro mide la radioactividad del subsuelo, el cual se debe a la concentración de Uranio, Torio y Potasio en las rocas. La intensidad de radioactividad es también función de la densidad de las rocas, la cual influencia la dispersión Compton de los Rayos Gamma. Rocas más densas pueden provocar una dispersión más grande y por ello muestran valores más bajos. La intensidad es mostrada en unidades **API** (American Petroleum Institute) que son equivalentes a 0,07 mg de radio por tonelada de roca. Generalmente es utilizado para reconocer litologías debido a que las rocas presentan diferentes espectros en el registro de Rayos Gamma. Por ejemplo, la lutita contiene material orgánico, el cual está asociado con concentraciones altas de Uranio y las areniscas muestran valores bajos, lo cual

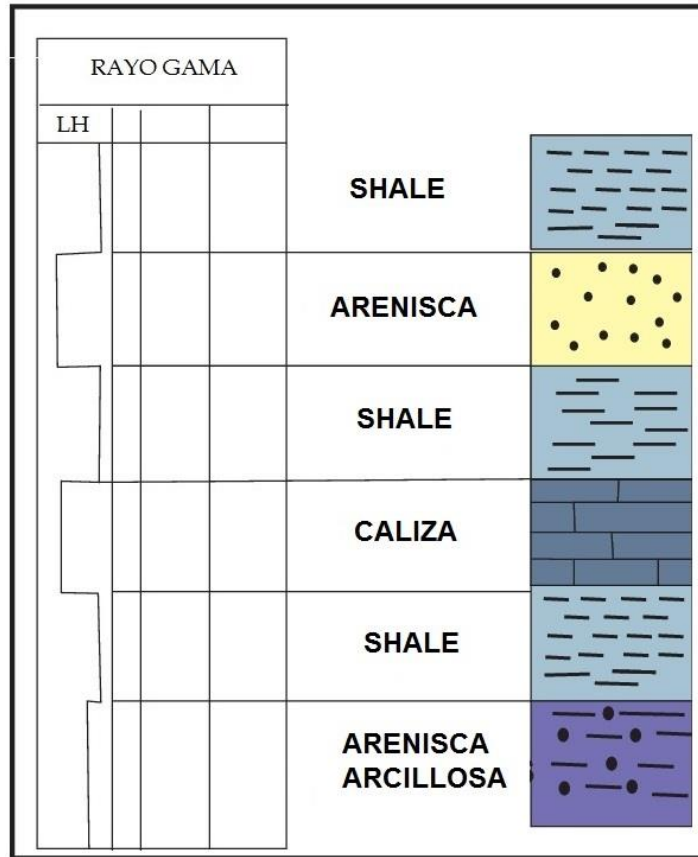
²¹ ARROYO, Alejandro y ROIG, Francisco. Apuntes de introducción a los registros geofísicos de pozos. Trabajo de grado geología. México: Universidad nacional autónoma de México. Facultad de ingenierías. Departamento de geofísica, 1987. 63 p.



Universidad
Industrial de
Santander

hace que estos registros sean útiles para indicar variaciones litológicas²². Ver **Figura 7**.

Figura 7: Registro de Rayos Gamma.



Fuente: Modificado de Hyne, 2001.

4.10 REGISTRO SÓNICO

Es una de las técnicas más utilizadas en la sísmica de pozo, la cual consiste en medir el tiempo mínimo que tarda un pulso acústico en viajar a través de la roca usando transmisores y receptores. Es decir, se genera una señal en superficie que viaja hasta alcanzar las distintas profundidades de los geófonos los cuales se

²² SERRA, O. E. Fundamentals of well-log interpretation. United States: Elsevier Science Pub. Co., Inc., New York, NY. 1983. ISSN 5373-7046.



encuentran en las paredes del pozo, en donde es grabada la información. Esta medición está condicionada por la litología, textura de la roca y porosidad. Este registro permite determinar las velocidades interválicas de un horizonte de interés y estas varían de acuerdo al tipo de roca²³ como se observa en la **Tabla 1**.

Tabla 1: Rangos comunes de velocidades del registro sísmico en rocas sedimentarias, gas natural y agua.

Velocidades típicas de un registro sísmico			
	Velocidad (ft/s)	Velocidad (m/s)	Velocidad ($\Delta t \Delta s/ft$)
Shale	7000 a 17000	2134 a 5182	144 a 59
Arenisca	11500 a 16000	3505 a 4877	87 a 62
Caliza	13000 a 18500	3962 a 5639	77 a 54
Dolomita	15000 a 20000	4475 a 6096	67 a 50
Gas natural	1500	456	667
Agua	5000	1524	200

Fuente: Hyne, 2001.

4.11 REGISTRO DE DENSIDAD

El registro de la densidad se basa en la dispersión de los Rayos Gamma emitidos por una fuente que se centra en la formación. La densidad de la formación es el valor medio de la matriz más los fluidos contenidos en los poros. El registro de densidad se utiliza para determinar la porosidad de la formación mediante el uso de la densidad aparente de la matriz (obtenido a partir de núcleos). La porosidad

²³ CAVADA, José. Guía de prospección sísmica de refracción. Trabajo de grado geología. Venezuela: Universidad Central de Venezuela, Facultad de ingenierías. Departamento de ingeniería geofísica, 2000. 26 p.



Universidad
Industrial de
Santander

determinada en el registro de densidad debe ser compensada por los Rayos Gamma emitidos por la formación de interés²⁴.

4.12 ATRIBUTOS SÍSMICOS

Un atributo sísmico es una medida de datos sísmicos tomados como la amplitud, frecuencia, fase, polaridad que pueden ser tomadas en un instante de tiempo o en una ventana particular de tiempo, para una traza, una serie de trazas o una superficie interpretada de la sísmica. Se utiliza para mejorar o cuantificar las características más relevantes del subsuelo, teniendo como base la interpretación²⁵.

4.12.1 Atributo de coherencia. La coherencia es una medida de la similitud entre la forma de la onda o de las trazas sísmicas, el cual mide los cambios entre las trazas sísmicas vecinas; estos cambios de la respuesta sísmica, en términos de la amplitud, frecuencia y fase, dependen del contraste de la impedancia acústica y del espesor de las capas por debajo y por encima de la superficie de reflexión. A su vez, la impedancia acústica es afectada por la litología, porosidad, densidad y del tipo de fluido de las capas del subsuelo. Consecuentemente, las formas de las ondas de los datos sísmicos que vemos en una sección procesada difieren lateralmente debido a los fuertes cambios laterales en los contrastes de impedancia²⁶. La presentación más habitual es la de blanco (buena continuidad) es decir buena coherencia, mientras los grises (regular continuidad) y negro se relacionan con las discontinuidades que presenta el horizonte interpretado, lo que se podría interpretar como fallas, fracturas o la presencia de canales, ver Figura 8.

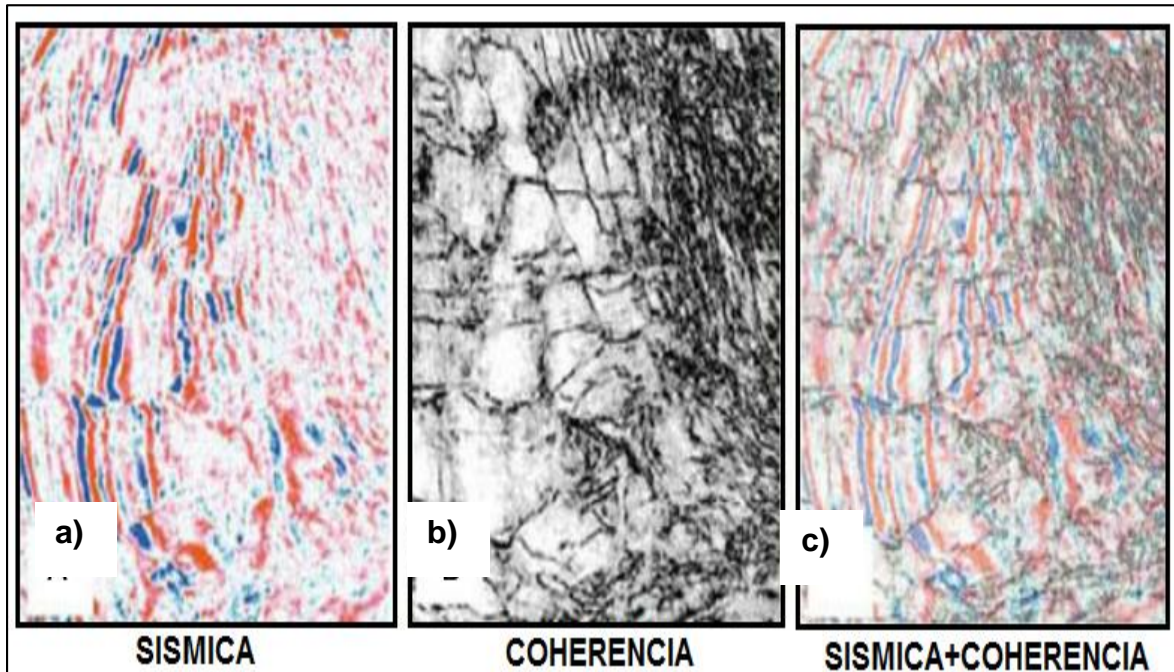
²⁴ AMINZADEH, Fred; DASGUPTA, Shivaji N. Fundamentals of petroleum geology. Geophysics for Petroleum Engineers. Amsterdam: Elsevier, 2013. 270 p. ISBN:978-0-444-50662-7.

²⁵ CHOPRA, Satinder; MARFURT, Kurt J. Seismic attributes—A historical perspective. Geophysics, 2005, vol. 70, no 5, 230-290 p. ISSN 3SO-28SO.

²⁶ *Ibíd.*, 116-212 p.



Figura 8: a) sección sísmica 3D tradicional en tiempo. b) sección de atributo de coherencia. c) superposición del atributo de coherencia y la sísmica.



Fuente: Aminzadeh & Dasgupta, 2013.

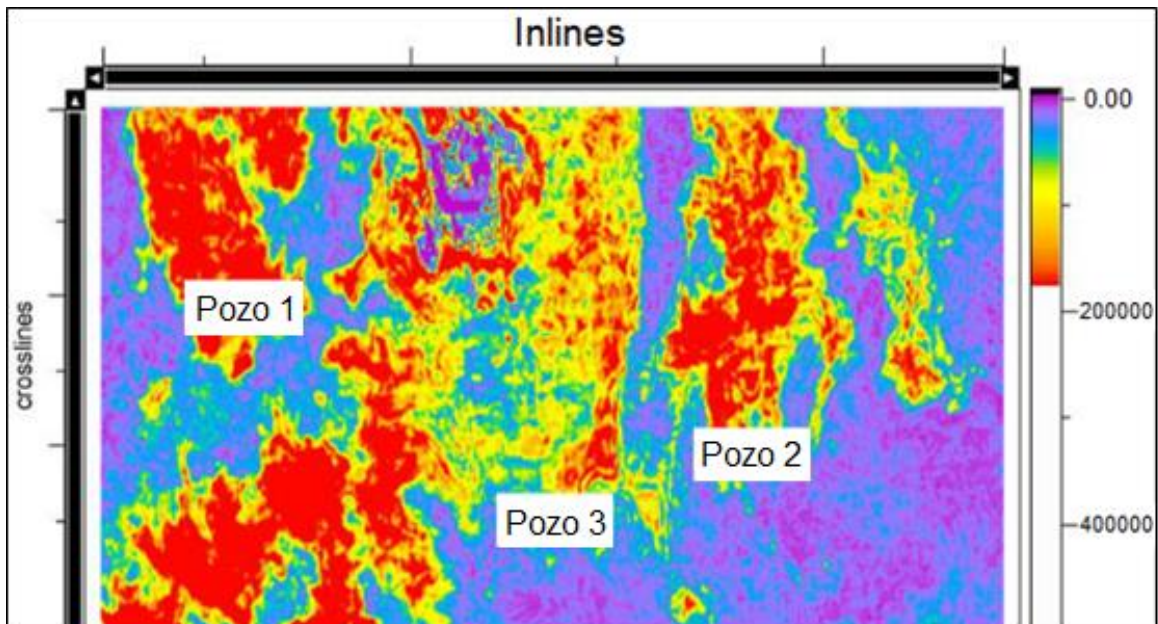
4.12.2 Atributo de amplitud. Los mapas de amplitud pueden ser la clave para reconocer las características estratigráficas y estructurales, por ejemplo, sistemas de canales, fallas, fracturas entre otras. Son muy útiles para delinear áreas de posibles ocurrencias de hidrocarburos. Si la escala de color se elige correctamente, zonas con anomalías de amplitud son directamente visibles. Estas pueden o no corresponder a la presencia de hidrocarburos²⁷ como se observa en la **Figura 9**. La amplitud se ve afectada por los siguientes factores: los cambios litológicos, cambios de los fluidos, propiedades físicas y cambios en la secuencia estratigráfica²⁸.

²⁷ VEEKEN, PAUL C.H. The seismic reflection method and some of its constraints. Seismic Stratigraphy, Basin Analysis and Reservoir Characterisation, Volume 37. Amsterdam: Elsevier Handbook of Geophysical Exploration. 2007. 7-74 p. ISBN: 978-0-08-045311-8.

²⁸ LI, Ming. Seismic Attribute analysis. Geophysical Exploration Technology: Applications in Lithological and Stratigraphic Reservoirs. Boston: Elsevier, 2014. 103-130 p. ISBN: 978-0-12-410436-5.



Figura 9: Mapa del atributo de varianza de amplitud absoluta.



Fuente: Veeken, 2007.

4.13 SISTEMA PETROLÍFERO

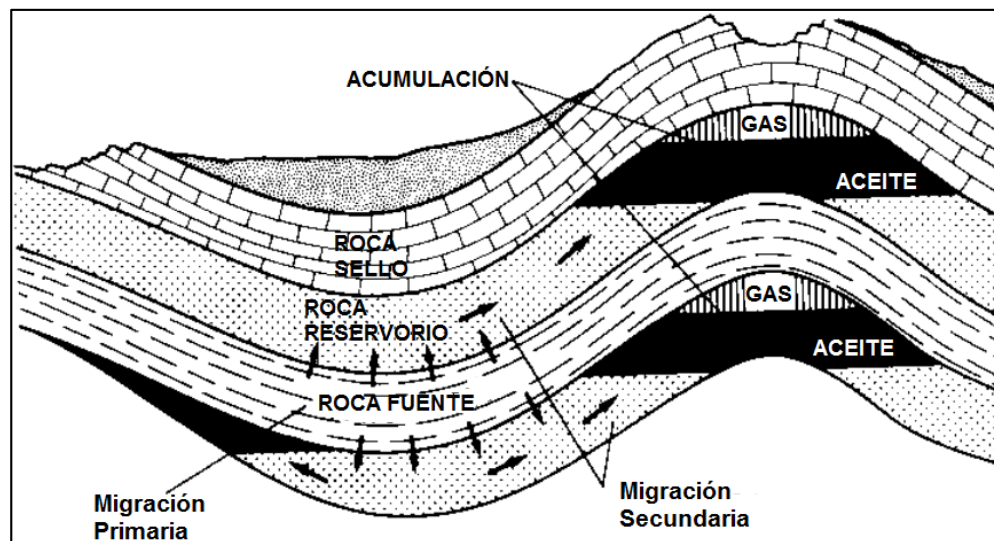
Un sistema petrolero incluye todos aquellos elementos y procesos que son esenciales para que un depósito de aceite o gas pueda existir en la naturaleza. Estos elementos básicos incluyen una roca generadora de petróleo, ruta de migración, roca reservorio, sello y una trampa; y los procesos geológicos que crean cada uno de estos elementos básicos. Todos estos elementos deben estar correctamente colocados en el tiempo y espacio, para que la materia orgánica incluida en una roca generadora pueda dar origen a un depósito de petróleo²⁹. Ver **Figura 10**.

²⁹ MAGOON, L. B.; DOW, W. G. The petroleum system-from source to trap. AAPG Bulletin (American Association of Petroleum Geologists);(United States), 1991, vol. 75, no 3, 25-50 p. ISSN 0149-1423.



El sistema petrolífero se estudia como un modelo dinámico donde intervienen procesos geológicos de una cuenca como sedimentación de materia orgánica que, bajo condiciones de presión y temperatura, se transforma en hidrocarburos al pasar por las etapas de diagénesis, catagénesis y metagénesis. Un sistema petrolífero, está relacionado con una sola roca generadora y, por ende, está formado por una sola familia de hidrocarburos. Los Petróleos de cada familia tienen esencialmente las mismas características moleculares, aunque las propiedades físicas y químicas de los aceites de estas familias pueden variar³⁰.

Figura 10: Diagrama del sistema petrolífero con sus elementos.



Fuente: modificado Magoon & Dow, 1994.

Los elementos que forman un sistema petrolífero son:

ROCA GENERADORA: Roca generadora de petróleo puede ser definida como un sedimento de grano fino que en condiciones naturales ha generado y librado suficiente hidrocarburos para formar una acumulación comercial de aceite o gas. Las rocas generadoras o roca fuente de hidrocarburos son aquellas que, pueden

³⁰ *Ibíd.*, 35-60 p.



Universidad
Industrial de
Santander

volverse o han sido capaces de generar petróleo. Para la identificación de las rocas generadoras es necesario conocer la cantidad de materia orgánica (kerógeno y bitumen), además de su tipo, grado de evolución de la materia orgánica, indicándose así la madurez de las rocas generadoras³¹.

ROCA ALMACENADORA: Por roca almacén entendemos una roca lo suficientemente porosa y permeable para que pueda almacenar petróleo en cantidad explotable de forma económicamente rentable. Esta roca además de ser cerrada y tener alguna relación física con la roca madre, ya sea por una fractura que permita el paso de los hidrocarburos o bien por contacto directo³².

ROCA SELLO: Se les denomina sello, a las barreras impermeables de la trampa, que sirven para detener la migración del fluido hacia la superficie. Dependiendo del tipo de trampa, el sello puede ser vertical o lateral. Las principales rocas sello son: las lutitas, en especial aquellas de origen terrígeno, donde las areniscas son las rocas reservorio. Constituyen el 65 % de los sellos a nivel mundial. Las evaporitas, las cuales son las más eficientes rocas sello en cuencas carbonatadas. Constituyen el 33 %. Las rocas calcáreas densas, también pueden actuar como sello en circunstancias especiales, pero solo constituyen el 2 %³³.

TRAMPA: Una trampa petrolífera o trampa de petróleo es una estructura geológica que hace posible la acumulación y concentración del petróleo, manteniéndolo atrapado y sin posibilidad de escapar de los poros de una roca permeable subterránea. Las trampas han sido clasificadas en tres tipos: estructurales, estratigráficas y mixtas³⁴.

³¹ TISSOT, Bernard P.; WELTE, Dietrich H. Formation of petroleum in relation to geological processes. Timing of Oil and Gas generation. Petroleum formation and occurrence. Second edition. France: Springer Science & Business Media, 2013. 215-228 p. ISBN:978-3-642-87815-2.

³² MAGOON. Op. Cit., 42-63 p.

³³ MIER, RICARDO. Ejercicios de geología del petróleo. Publicaciones UIS, 2000.

³⁴ Ibíd., 68-74 p.



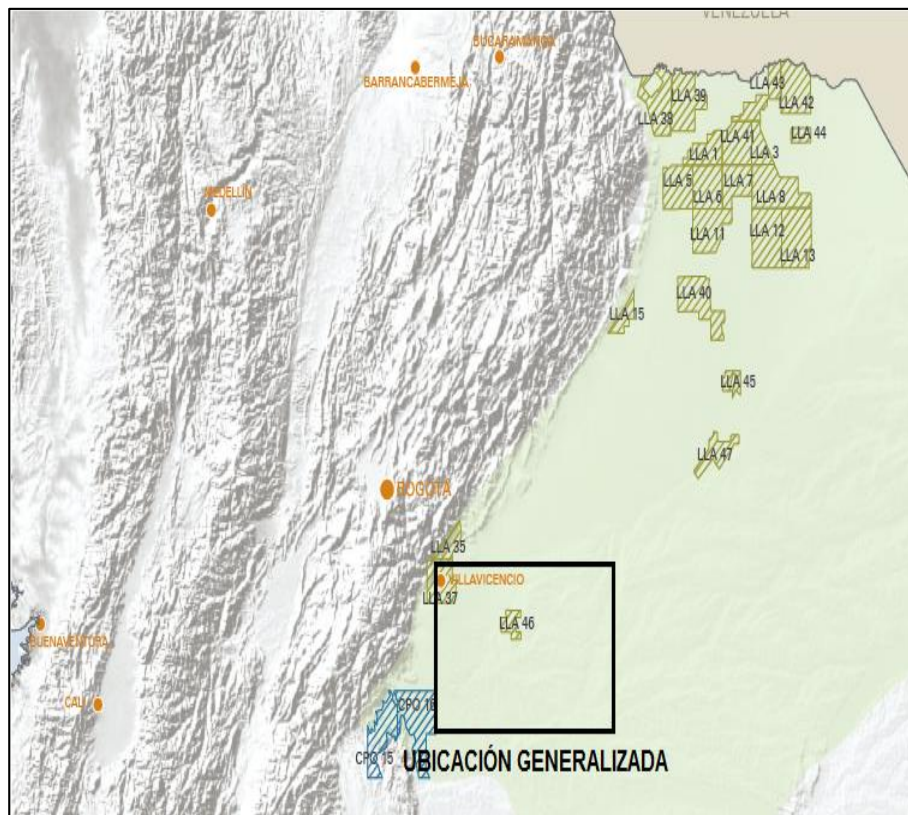
Universidad
Industrial de
Santander

5 MARCO GEOLÓGICO

5.1 LOCALIZACIÓN BLOQUE CUENCA LLANOS ORIENTALES

El bloque hace parte de las actividades de exploración que realiza la empresa Ecopetrol S.A, el cual cuenta con un acuerdo de confidencialidad por parte de la empresa, por tanto, no se da la localización exacta del bloque. Este se encuentra ubicado al suroeste de la Cuenca de Los Llanos Orientales en el dominio estructural Meta. Ver **Figura 11**.

Figura 11: Ubicación generalizada del bloque a estudiar en el departamento del Meta.



Fuente: ANH, 2010.

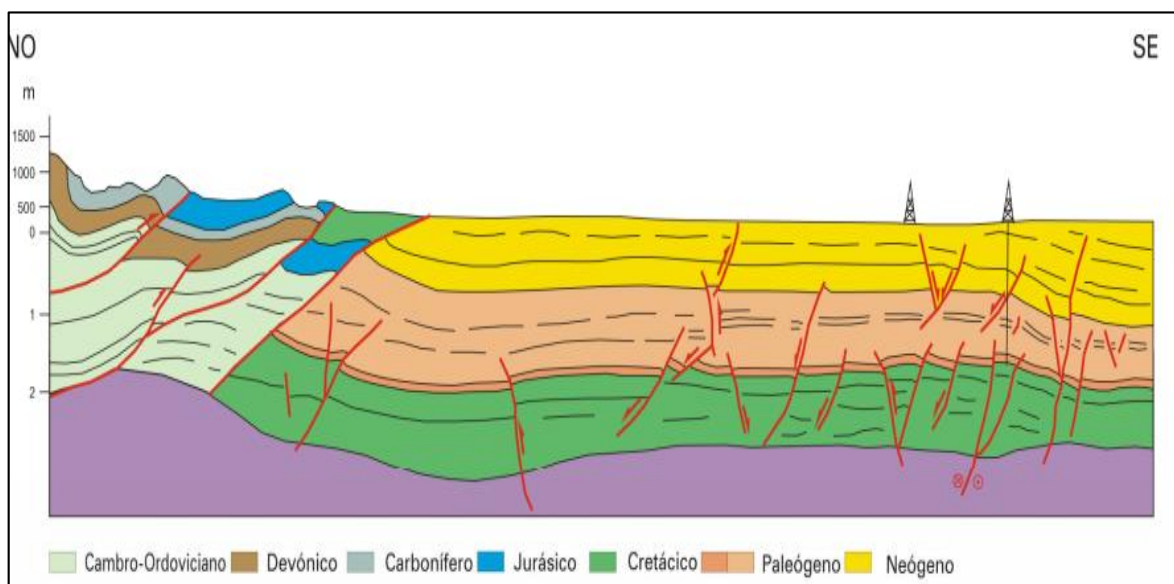


Universidad Industrial de Santander

5.2 ANTECEDENTES GEOLÓGICOS

Geológicamente, el campo de estudio se localiza en la cuenca de los Llanos Orientales, la cual presenta una secuencia litoestratigráfica del Paleozoico, Cretácico y Terciario; con un basamento de edad Precámbrica compuesto por rocas metamórficas³⁵. Ver **Figura 12**.

Figura 12: Corte esquemático de la Cuenca Llanos Orientales, en el sector adyacente a la Cordillera Oriental.



Fuente: ANH, 2009.

Dos sistemas petrolíferos importantes han sido identificados en la cuenca: el sistema Gachetá / Mirador, que generó y expulsó hidrocarburos durante la época del Eoceno-Oligoceno, y el sistema de Gachetá / Carbonera / Mirador durante la orogenia Andina. Para la cuenca se han concentrado las exploraciones en fallas

³⁵ CORTES, Jorge E., et al. Biomarkers and compound-specific stable carbon isotope of n-alkanes in crude oils from Eastern Llanos Basin, Colombia. *Journal of South American Earth Sciences*, 2010, vol. 29, no 2, p. ISSN 198-213.



normales antitéticas, pero se han probado los anticlinales relacionados con fallas inversas y las trampas estratigráficas (pinchamientos, paleoaltos, canales, etc.)³⁶.

En la **Tabla 2**. Se observa los elementos del sistema petrolífero con sus respectivas formaciones y algunas propiedades de estas unidades.

Los principales campos petrolíferos descubiertos en la cuenca son: Cusiana, Cupiagua, Caño Limón, Apiay-Suria y Campos Castilla - Chichimene. En la actualidad, en la cuenca se han descubierto reservas de petróleo de 3,4 millones de barriles y 3,8 Tera pies cúbicos de gas y un potencial para el descubrimiento de 8.800 millones de barriles. Se han descubierto 74 campos en la cuenca³⁷.

Tabla 2: Datos roca generadora (TOC y tipos de Kerógeno), roca reservorio y sello.

ELEMENTO	UNIDADES LITOLÓGICAS	OBSERVACIONES
Roca Generadora	Fm. Gachetá	TOC: 1,0 – 3,0% (Bueno a muy bueno) Kerógeno Tipo II y III Espesor efectivo 50 – 100 m
Roca Reservorio	Fm. Carbonera Fm. Mirador Fm. Guadalupe Fm. Une	Areniscas Porosidad: 10 – 30%
Roca Sello	Fm. León* Fm. Carbonera (intervalos pares) Intervalos lutíticos Fm. Guadalupe y Fm. Gachetá	*Sello regional Las demás unidades como sellos locales e intraformacionales

Fuente: ANH, 2009.

³⁶ ANH. Cuenca Catatumbo, Cesar-Rancheria, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena, 2009. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-modelamientos.pdf>.

³⁷ *Ibíd.*, 21-36 p.



Universidad
Industrial de
Santander

Las trampas están asociadas con fallas normales, estructuras de inversión, fallas inversas de alto ángulo y fallas rumbo deslizantes y en gran parte, a sistemas de fallas antitéticas, las cuales, son responsables de la mayoría de las acumulaciones de hidrocarburos en la cuenca. Los sellos principales son arcillolitas interestratificadas con las areniscas almacenadoras. Cinturones de asfaltenos complementan los sellos arcillosos, los cuales se precipitaron durante la migración de los hidrocarburos³⁸.

5.3 EVOLUCIÓN TECTÓNICA

El siguiente esquema de la evolución tectónica es tomado de la tesis de Arias (2012), basado principalmente en el artículo “Basin development and tectonic history of the Llanos basin, Eastern Cordillera and Middle Magdalena Valley, Colombia” de Cooper et al. 1995.

Se proponen nueve (09) etapas para la evolución tectónica de la Cuenca de los Llanos Orientales, así:

DEVÓNICO – CARBONÍFERO – PÉRMICO: Finaliza con la orogenia Hercínica.

TRIÁSICO -CRETÁCICO TEMPRANO: Corresponde a una cuenca de tipo *rift* con una subsidencia tectónica, detrás de un arco volcánico localizado en la presente Cordillera Central. desarrolladas como resultado de la separación de Norte y Sur América por la apertura del Caribe (~ 235 - 130 Ma.). Esta es una megasecuencia sinrift.

CRETÁCEO TARDÍO: Ocurre subsidencia térmica y formación de una cuenca detrás del arco volcánico localizado en la Cordillera Central. Durante esta fase se

³⁸ ANH. Cuenca Llanos Orientales. 2012. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/tesis/.5%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>.



Universidad
Industrial de
Santander

depositaron los intervalos correspondientes a la roca madre principal de la Formación Gachetá (Casanare), equivalente a la Formación Luna (cuenca del Valle Medio del Magdalena).

BARREMIANO–MAASTRICHTIANO: Un período prolongado de extensión episódica se produjo, representado en una serie de fallas extensionales, junto con la subsidencia pasiva regional en una cuenca de retro-arco (~ 125 - 74 Ma). Esta es una megasecuencia retro-arco (back-arc).

MAASTRICHTIANO–PALEOCENO: Se presenta la Orogenia Pre-Andina durante la cual se produce la acreción de la Cordillera Occidental donde causó el levantamiento y erosión de la Cordillera Central (~ 74 - 65 Ma.).

EOCENO TEMPRANO: Corresponde a un periodo de erosión en el área de los Llanos, el material erodado fue transportado hacia el Norte y corresponde a las Formaciones Mirador y Misoa C y B de la cuenca de Maracaibo.

EOCENO MEDIO: Un evento temprano de deformación compresiva afectó el Valle del Magdalena y la margen occidental de la Cordillera Oriental (~ 49 - 42 Ma.) debido a un aumento en la tasa de convergencia de la placa de Nazca y Suramérica.

EOCENO TARDÍO–OLIGOCENO TARDÍO: Un período prolongado de subsidencia y fallamiento normal localizado ocurrió en respuesta a la flexión de la litosfera en la cuenca de antepaís, creado por la carga de deformación de las cordilleras Occidental y Central (~39- 29 Ma.).

MIOCENO MEDIO: Una fase de subsidencia rápida ocurrió cuando la deformación, el levantamiento y erosión se iniciaron en la Cordillera Oriental, y se estableció el depocentro de cuenca de antepaís en el Piedemonte de los Llanos Orientales (~ 16,5-10,5 Ma). Esta es una megasecuencia de cuenca de antepaís.



Universidad
Industrial de
Santander

MIOCENO TARDÍO-ACTUALIDAD: la última fase de compresión y de inversión asociados con el plegamiento frontal y cinturón de cabalgamiento de la Cordillera Oriental (10,5 Ma. Hasta el Presente).

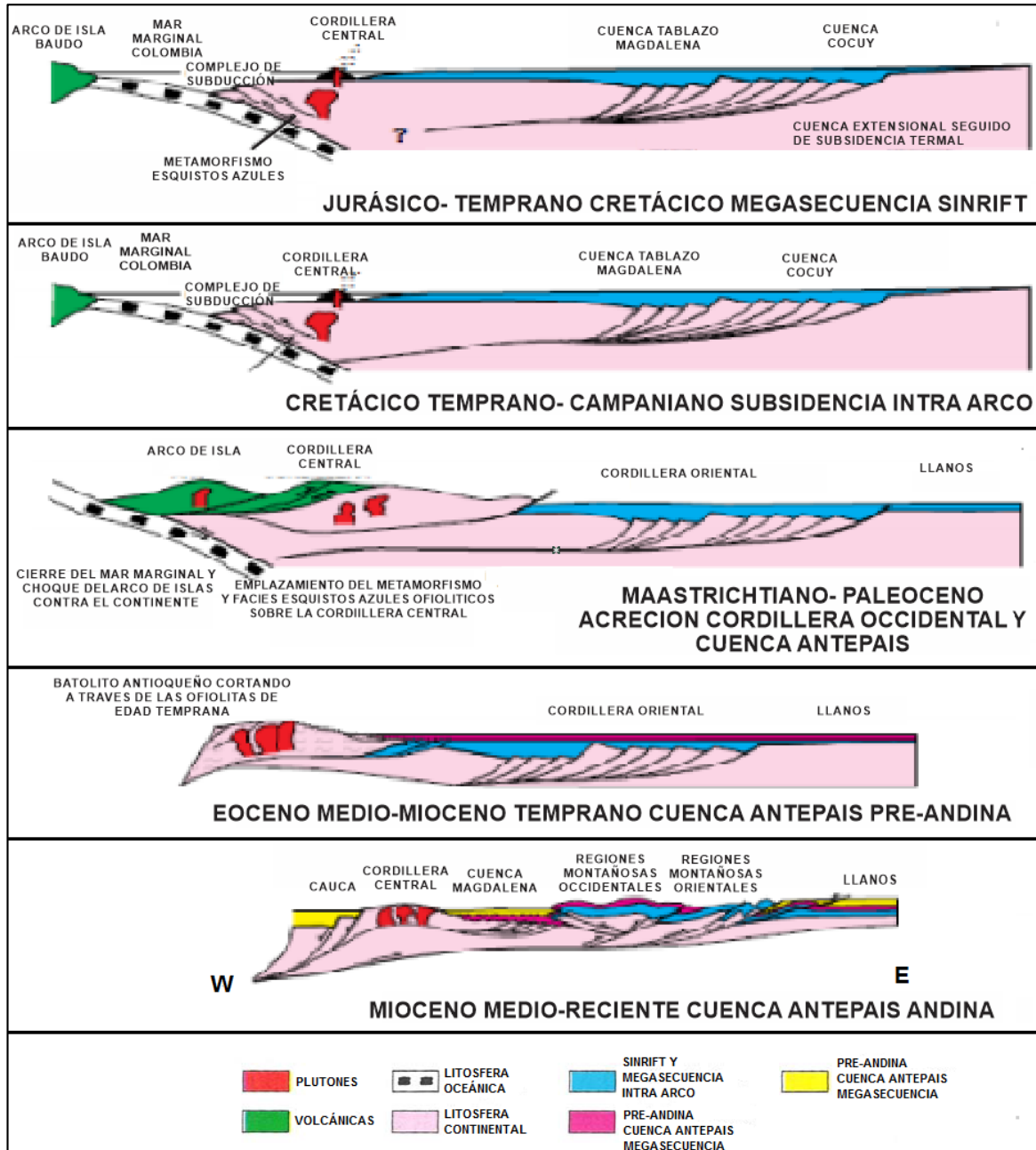
La historia geológica de este sector de la Cuenca de los Llanos Orientales presenta una serie de eventos tectono-sedimentarios muy ligados a la formación de la actual Cordillera Oriental de Colombia. El desarrollo de la cuenca comenzó con una megasecuencia de “synrift” Triásica-Jurásica relacionada con la separación de Norte y Suramérica en el Caribe. En el Cretácico inferior se inicia una transgresión marina, que origina la deposición de rocas fluviales a marinas depositadas de forma discordante sobre rocas Precretácicas que corresponde a la Formación Une y Formación Gacheta. Durante el Cretácico Medio se alcanza la máxima inundación marina representada por las lutitas de la Formación Gacheta, seguidamente se depositan las formaciones Guadalupe y Guaduas en una sedimentación agradacional. A finales del Cretácico y principios del Terciario Inferior se producen movimientos orogénicos que causan los primeros levantamientos de la Cordillera Oriental y el retiro general del mar, que ocasionan la erosión del equivalente de las formaciones Guadalupe y Guaduas. Posteriormente se deposita la Formación San Fernando en ambientes de llanura de inundación y en zonas de falla en la cual se encuentra limitada por la discordancia del Cretácico-Terciario. Para el Eoceno Superior - Oligoceno inferior ocurre una nueva transgresión marina y el eje de la cuenca se desplaza hacia el Este de la cordillera, generando una cuenca antepaís de forma asimétrica donde se deposita la Formación Carbonera conformada por una gruesa secuencia sedimentaria suprayacida por depósitos cuaternarios³⁹. Ver **Figura 13**.

³⁹ COOPER, M. A., et al. Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and middle Magdalena Valley, Colombia. AAPG bulletin, 1995, vol. 79, no 10, p. ISSN 1421-1442.



Universidad Industrial de Santander

Figura 13: Modelo de la evolución tectónica regional de la Cordillera Oriental, VMM Y Cuenca Llanos Orientales.



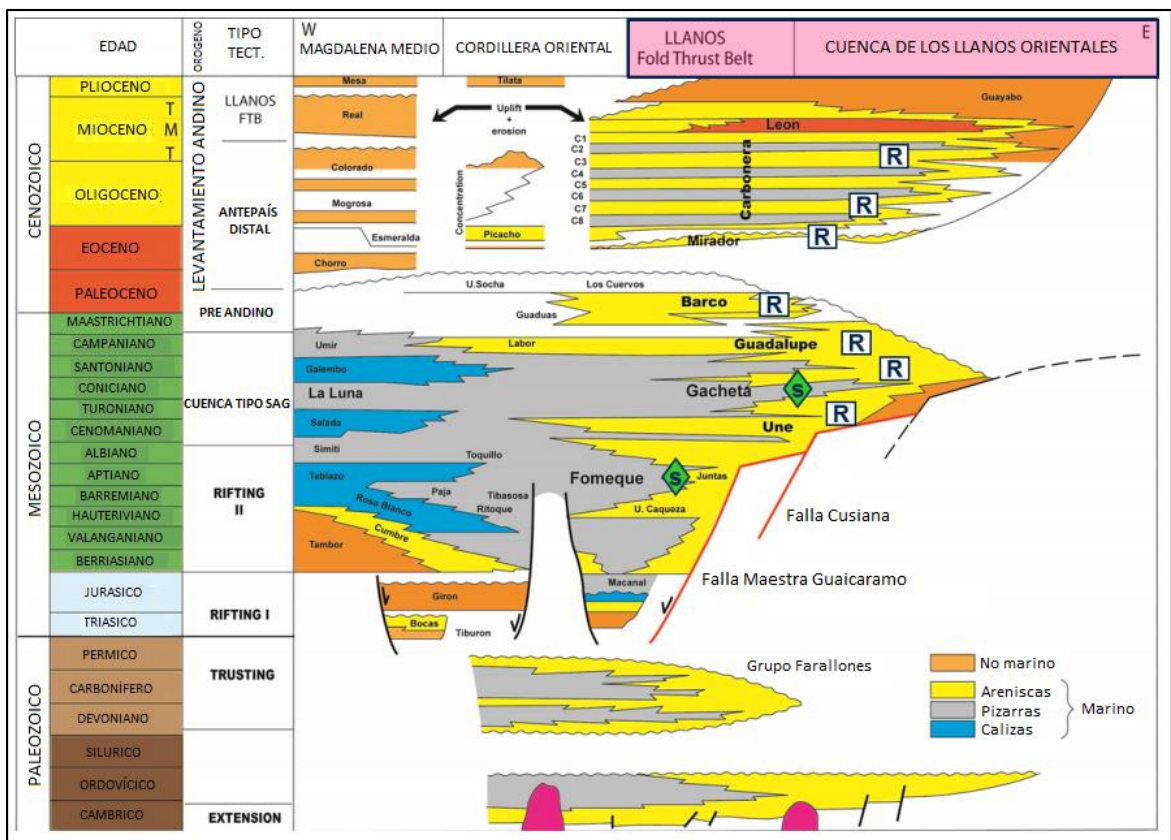
Fuente: Modificado de Cooper et al, 1995.



5.4 ESTRATIGRAFÍA

En la cuenca de los Llanos Orientales se han presentado diferentes etapas en los procesos de erosión y deposición, variado por las transgresiones y regresiones, geometría de la cuenca y la evolución tectónica como se observa en la **Figura 14**.

Figura 14: Carta estratigráfica regional con las unidades litoestratigráficas propuestas por la ANH.



Fuente: Modificado de Vayssaire et al., 2014.

Las unidades presentes en la Cuenca Llanos Orientales son las siguientes:

Formación Une: Es principalmente una intercalación de areniscas cuarzosas con intercalaciones de lutita y limolita carbonosa en menores cantidades. Está unidad



Universidad
Industrial de
Santander

presenta variaciones en su espesor, a medida que se acerca al noroeste de la cuenca; 15-106 m en el Meta, 91-182 m en Arauca y llega hasta 198 m en el pie de monte llanero⁴⁰.

Formación Gacheta: Esta formación presenta una secuencia de lutitas, de color gris a gris oscuro, con cantidades menores de areniscas, las cuales presentan glauconita. Esta formación se origina en la máxima transgresión del Cretácico hacia al Oriente y se acuña en la zona más Oriental. Presenta variaciones de espesores, aumentado a medida que se acerca al noroeste; con profundidades de 182 m o mayores en la zona del Meta.

Formación Guadalupe: Esta se constituye de areniscas masivas, las cuales presentan pequeñas intercalaciones de lutitas y en algunos casos pequeñas capas de carbón. Al igual que las demás formaciones Cretácicas presenta variaciones en espesor.

Formación Barco: Presenta una secuencia de areniscas cuarzosas, con tamaño de grano de fino a medio, con algunas intercalaciones de lutita. Presenta un contacto erosivo con la Formación Guadalupe.

Formación Cuervos: La formación posee una secuencia de lutitas grises intercaladas con areniscas, de grano muy fino a medio.

Formación Mirador: Presenta areniscas de edades del Paleoceno Tardío presentando una inconformidad con la Formación Cuervos, está aumenta hacia el Este de la cuenca, a lo largo del Piedemonte Llanero no se presenta está inconformidad. La alta variabilidad en las edades de deposición indica un progresivo

⁴⁰ANH. 2012. Óp. Cit., 26-87 p.



Universidad
Industrial de
Santander

Onlap del Oeste al Este de la cuenca⁴¹. Estas se tratan de un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente granodecrecientes, aunque INGEOMINAS (2010 a) determina hacia la base de la formación areniscas gruesas; las cuales representan una secuencia granocreciente. Además, tiene lodolitas de color gris carbonosas. Esta formación es de ambiente marino costero⁴².

Formación Carbonera: Esta formación se encuentra dividida en 7 miembros, de los cuales los C1, C3, C5 y C7 están compuestos por areniscas y los miembros pares se relacionan con niveles arcillosos. Siendo en general una asociación de ambientes fluviales costeros⁴³. A diferencia de esto ANH (2012) hace referencia a un nivel más antiguo de material fino, estableciendo así 8 miembros y no 7; asociando el material fino a procesos transgresivos y las arenas a regresivos. En este los miembros impares son productores en la cuenca principalmente el C7.

Formación León: Está constituida por lodolitas de color gris verdosas, altamente solubles y lutitas. En la parte media de esta secuencia se pueden identificar niveles limosos, carbonosos y arenitas con micropirita. Su variación de facie a arenas se aprecia en sentido Oeste, la formación puede funcionar como sello regional⁴⁴.

Formación Guayabo: En esta unidad se establece tres niveles. El primer nivel corresponde a la transición de la Formación León, en el cual los niveles arenosos disminuyen y aparecen colores gris verdosos en arcillolitas. El intervalo medio se caracteriza por la presencia de arcillolitas de tonalidades pardas rojizas y la

⁴¹ JARAMILLO, C., et al. Biostratigraphy breaking paradigms: dating the Mirador Formation in the Llanos Basin of Colombia. SEPM Special Publication, 2009, vol. 93, p. 29-40. ISSN 978-1-56576-137-7.

⁴² INGEOMINAS. Cartografía geológica escala 1:100.000 de las planchas 124,125, 126, 126bis, 139, 140, 155, 156, 157, 175 y 176 cubriendo un área de 21.756 Km² en los Departamentos de Casanare y Arauca- Colombia. 2010b

⁴³ INGEOMINAS. Cartografía geológica escala 1:100.000 de las planchas 124,125, 126, 126bis, 139, 140, 155, 156, 157, 175 y 176 cubriendo un área de 21.756 Km² en los Departamentos de Casanare y Arauca- Colombia. Plancha 139-Betoyes. 2010^a.

⁴⁴ ANH. 2012. Óp. Cit., 15-27 p.



Universidad
Industrial de
Santander

desaparición de los niveles arenosos. En la parte superior está compuesta por areniscas conglomeráticas con gránulos y guijos de areniscas blancas, amarillentas y cherts verdosos. Su depositación se lleva a cabo en un ambiente continental fluvial principalmente de tipo meandrico y anastomosado⁴⁵.

5.5 UNIDADES OPERACIONALES

Para la cuenca de los Llanos Orientales, los autores de diferentes publicaciones geológicas coinciden en que existen varias nomenclaturas estratigráficas para la zona, es así como las empresas operadoras, ECOPELROL S.A. y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) cuentan con nombres particulares para las formaciones geológicas de la zona, en este caso las diferentes unidades de interés son perfectamente correlacionables y se adoptó el criterio de continuar con la nomenclatura litoestratigráfica que presenta la ANH⁴⁶, perfectamente identificable con las unidades operacionales que utiliza ECOPELROL S.A. en sus informes internos, ver **Figura 15**.

Los elementos del sistema petrolífero para el campo de estudio son T2, K1 y K2; donde T2 reconocida como la Formación San Fernando de edad Eoceno Superior, K1 y K2 perteneciente a miembros de la Formación Guadalupe de edad Cretácica Superior según la nomenclatura de ECOPELROL S.A.

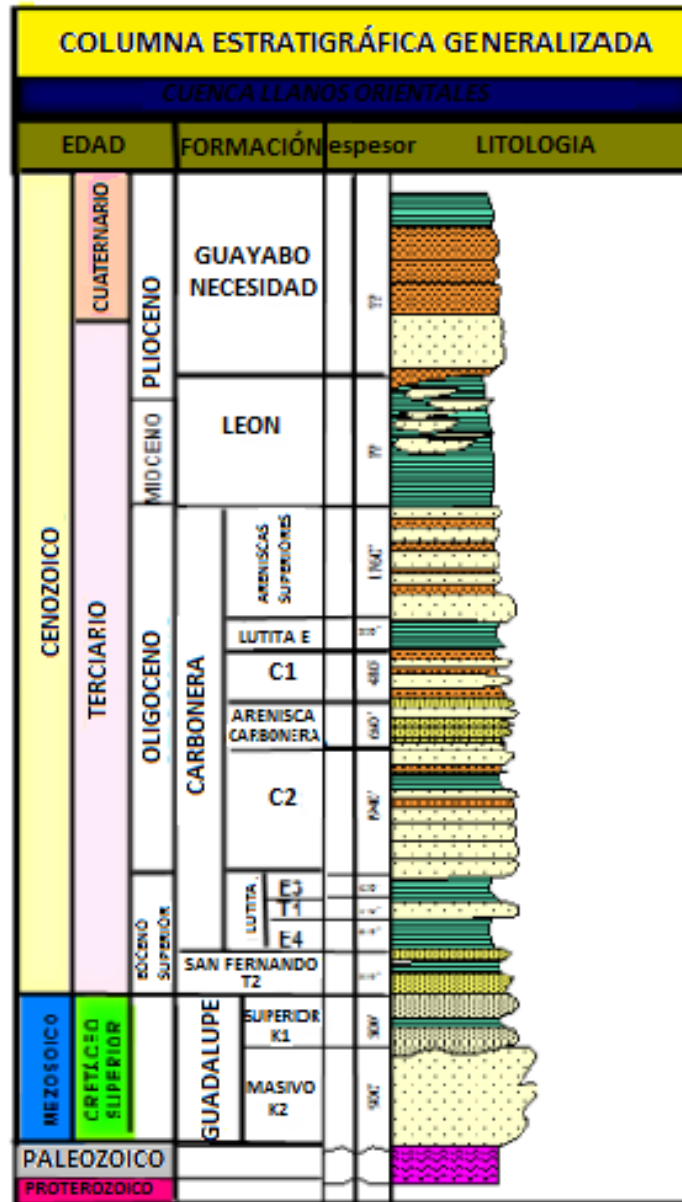
⁴⁵ INGEOMINAS. 2010b. Óp. Cit., 22-35 p.

⁴⁶ BARRERO, Dario, et al. Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007, p. 78-81.



Universidad Industrial de Santander

Figura 15 Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos Orientales, de acuerdo a las unidades operacionales de ECOPETROL S.A.



Fuente: Arias, 2012.

5.5.1 Formación Guadalupe (unidad operacional K2 Masivo). Unidad compuesta areniscas cuarzosas y cuarzofeldepaticas de grano fino a grueso, subredondeado con baja proporción de matriz argilacea y cemento predominantemente silíceo, con



Universidad
Industrial de
Santander

algunos niveles de conglomerados arenosos y niveles de limolitas y lutitas. Su espesor promedio es de 212 metros. Su ambiente deposicional se enmarca dentro de una planicie deltaica controlada fluvialmente por ríos entrecruzados, predominando los depósitos de canal activo; muy localmente se identifican depósitos de: canal abandonado de llanuras de inundación y de canales con alguna influencia mareal (estuario)⁴⁷.

5.5.1 Formación Guadalupe (unidad operacional K1 Superior). Se le denomina así la sección de intercalaciones de areniscas y lutitas que cubren concordantemente las areniscas de la unidad K2 e infrayacen discordantemente a la unidad T2. Está constituida por paquetes entre 1.5 a 6 metros de areniscas de grano medio a muy fino, cuarzosa, cemento silíceo, ocasionalmente calcáreo, con laminación cruzada tangencial y ripples; intercalados con lutitas negras, silíceo, con laminación fina plana a ligeramente ondulada lenticular y ocasionalmente con lentes y nódulos de siderita. Su espesor varía entre 152 y 167 m. Hacia la base se presentan los mayores espesores y propiedades como roca almacenadora y una sección progradacional que se interpreta como resultado de la deposición en un ambiente deltaico con influencia de mareas. Hacia la parte media de la unidad K1 el ambiente es estuarino de dominio mareal, en donde se identifica un nivel arcilloso correspondiente a depósitos de bahía restringida y planicies de marea, donde se puede correlacionar con la superficie de máxima inundación (MFS) propuesta en la subcuenta Apiay. El carácter regional de esta sección confirma su interpretación como la superficie de máxima inundación, en esta parte de la unidad de deposición vuelve a ser predominantemente progradacional, incrementándose ligeramente el contenido de areniscas y terminando en la discordancia de edad Eoceno sobre la cual se depositan las areniscas de la unidad T2, como respuesta a una caída relativa del nivel del mar ⁴⁸.

⁴⁷ ROJAS, P., Justificación de la Perforación de los Pozos Castilla y Chichimene: "Estratigrafía General" PROGNOSIS ECOPETROL S.A, p.4-5, Bogotá, Colombia. 1999.

⁴⁸ Ibíd., 12-35 p.



Esta unidad está en contacto transicional con la unidad K2, variando a discordante en algunos sectores. Constituida por varios paquetes de secuencias continuas y otros presentes solo de manera local en forma de lentes. Debido a esto se pueden caracterizar tres conjuntos con características similares denominados de base a techo K1-3, K1-2 y K1-1, constituido en su parte basal por una intercalación de areniscas, limolitas y lutitas ocasionalmente con mantos de carbón con poco espesor (K1-3). En la parte superior de la secuencia se presentan lutitas con intercalaciones de areniscas de grano fino y es denominada en su parte inferior K1-2. La unidad superior K1-1, similar a la anterior, se redefinió como perteneciente a la parte basal del Terciario, aunque por dataciones palino-estratigráficas presentan un rango de edades que oscilan entre el Coniaciano Maastrichtiano Inferior. El ambiente de sedimentación varía de transicional de plano deltaico inferior en K1-3, a marino, en un plano deltaico subacuoso en la unidad K1-2.

5.5.2 Formación San Fernando (Unidad operacional T2). Esta unidad de edad Eoceno Superior corresponde a una secuencia masiva de areniscas cuarzosas de grano fino a grueso moderadamente seleccionadas, localmente conglomeráticas a la base, intercaladas con delgadas capas de lutita, estas areniscas posiblemente son de origen fluvial tipo canales entrelazados con intervalos de lodolitas, el espesor promedio es de unos 103 m. Se podría dividir en 3 intervalos arenosos más o menos separados por intervalos arcillosos; que no son totalmente continuos, pero si frecuentes. Al tope de la unidad T2 se encuentra la Lutita E4 (Formación Carbonera), en contacto concordante generalmente bien definido entre lutita y arenisca, sólo algunas veces un poco transicional entre lutita, limolita y arenisca⁴⁹. Otras características de esta unidad se definen en la **Tabla 3** donde muestra las propiedades del crudo de la unidad T2.

⁴⁹ Ibíd., 12-17 p.



Universidad
Industrial de
Santander

Tabla 3: Propiedades del crudo San Fernando unidad operacional T2.

PROPIEDADES	VALOR
Gravedad °API	8,2
Viscosidad a 86°F en cp.	39055
Insolubles en n-C7 %W	15,16
Azufre %W	3,4
Niquel ppm	121,26
Vanadio ppm	525,95
Sodio ppm	95
Ceras %W	2,1
Punto de chispa °F	30-85
Punto de burbuja a 186°F (Psia)	622
Corte de agua %Vol.	15-90
GOR a cond. Estandar (14,7 psia y 60°F) SCF/STB	330

Fuente: ECOPETROL S.A.

5.6 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La Cuenca de los Llanos Orientales es una “*cuenca-antearco*” que se encuentra limitada en su parte occidental por un rasgo marcado de fallas inversas y cabalgamiento con planos inclinados al Occidente, el límite Oriental de la cuenca está definido por fallas normales de dirección noreste-suroeste de edad Precámbrica, adicionalmente al Occidente se identifica un componente de fallamiento de rumbo el cual es importante porque divide la cuenca en varios bloques e influye en la formación de trapas petrolíferas.

De acuerdo a la información sísmica que rocas sedimentarias fue determinado que rocas de edad Paleozoico fueron afectados por eventos de deformación en los que se involucra un régimen extensional que generó estructuras tipo graben. En el



Universidad
Industrial de
Santander

Ordovícico y Silúrico se presenta un evento de compresión correlacionado con la orogenia Caledoniana que afecta los sectores de Arauca y Meta. Durante el Devónico y Paleozoico Tardío un régimen tectónico extensional epicontinental profundo que genera fosas tectónicas orientadas Norte-Sur que afectan la parte central de la cuenca. En el Triasico-Jurasico se da una cuenca de tipo rift extensional que podría ser correlacionada con la ruptura de la Pangea. Luego se da la extensión del retroarco donde se presentan esfuerzos extensionales o transtensionales que se identifican en las áreas de Arauca y Meta⁵⁰.

De acuerdo al análisis estructural de la ANH, 2012 basada en la interpretación sísmica se estudia la cuenca del noreste al suroeste dividiéndola en tres zonas principalmente que son Arauca, Casanare y Meta. Las cuales se describirán a continuación.

En la **zona de Arauca** el principal rasgo estructural es el graben de Arauca que consta de fallas de rumbo en dirección este-noreste a oeste sureste las cuales generaron las principales trampas estructurales. Esta zona presenta las mayores profundidades de hidrocarburos en la cuenca; donde los yacimientos tipo convencional se encuentra a profundidades que varían de 1653m (Formación Mirador) a 1735m (Formación Guadalupe). En este sector la deformación dio lugar a pliegues asociados a fallas de alto ángulo correspondientes a estructuras de flor positiva que son características de sistemas transpresionales de deformación⁵¹ como se observa en la **Figura 16** para el pozo Arauca-2, donde además se observa los reflectores interpretados correspondiendo a los topes de las unidades formacionales.

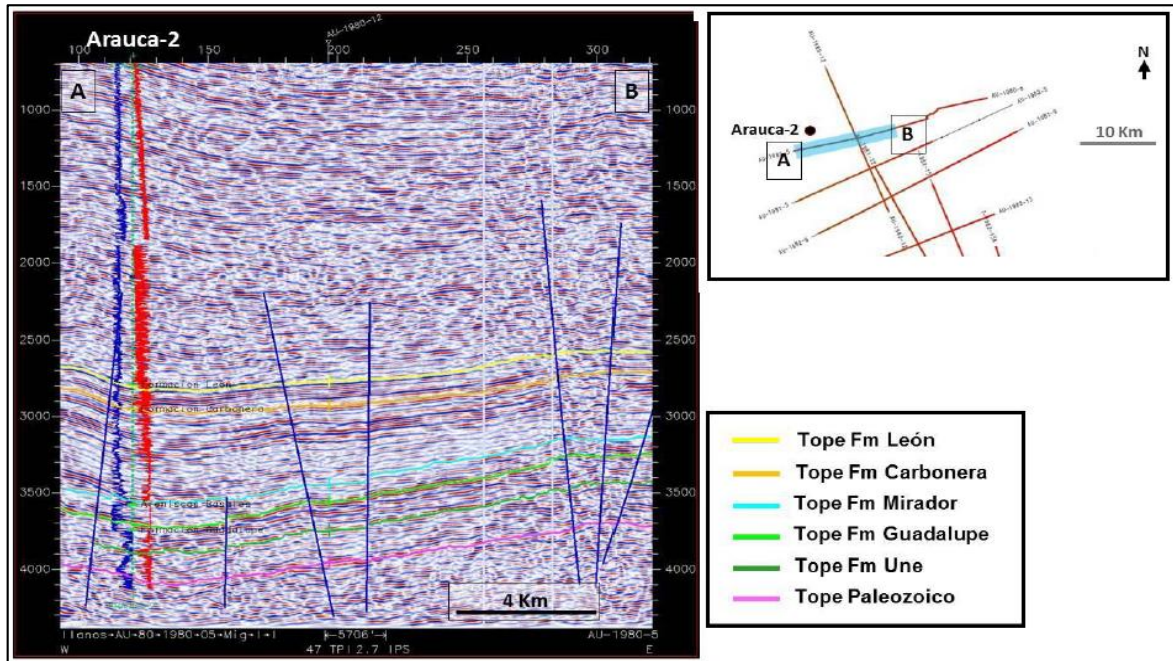
⁵⁰ ECOPETROL – Beicip/Franlab. Estudio Geológico Regional, Cuenca Llanos Orientales. 1995.

⁵¹ ANH. 2012. Óp. Cit., 32-66 p.



Universidad
Industrial de
Santander

Figura 16: Línea AU-1980-5 con la proyección del pozo Arauca-2, Cuenca Llanos Orientales.



Fuente: ANH, 2012.

El **sector de Casanare** es caracterizado por un estilo de lineamientos estructurales subparalelos al borde del Piedemonte Llanero que corresponden a sistemas de fallas normales llamadas fallas sintéticas las cuales se caracterizan por presentar alto ángulo mayor a 45° , un plano con buzamiento contrario a la pendiente estructural de la cuenca como se observa en la **Figura 17**, la cual es una transecta en línea transversal del sector del Casanare que va desde el Piedemonte Llanero hasta el Campo La Gloria Norte-2 donde se observan estilos estructurales al límite de la Cordillera Oriental con fallas de cabalgamiento y la Cuenca de los Llanos Orientales con baja deformación estructural y bajo buzamiento al noroeste; además hacia la zona del Campo La Gloria Norte se visualizan fallas antitéticas que caracterizan las respectivas trampas estructurales de estos campos.⁵²

⁵² *Ibíd.*, 30-42 p.

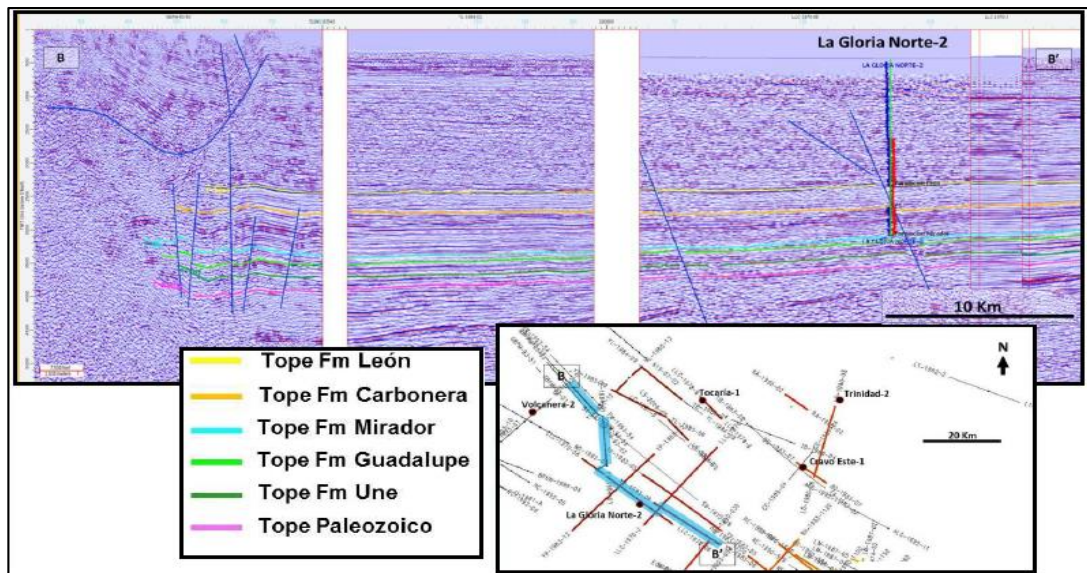


Universidad Industrial de Santander

Entre el límite de la Cuenca Llanos Orientales y el Piedemonte Llanero existe una relación donde el Piedemonte Llanero presenta un sistema de fallas de cabalgamiento proveniente de la Cordillera Oriental que afloran, caso contrario a lo que ocurre en la zona de los Llanos Orientales donde los elementos de interés petrolífero quedaron enterrados por el cabalgamiento; por tanto este sector ha sido confirmado como el área de generación de los hidrocarburos que migraron hacia la zona de los Llanos.⁵³

Las fallas antitéticas son presentadas a lo largo de casi todos los pozos presentes en la zona dando lugar a trampas estructurales y al observarlas en conjunto se pueden asimilar a un sistema de rumbo con componente extensional; en donde este entrapamiento tiene ocurrencia a lo largo del borde del bloque colgante de la falla, provocando yacimientos elongados paralelos a la falla y en algunos casos forman pliegues de arrastre favoreciendo la formación de trampas más amplias.

Figura 17: Transecta entre el Piedemonte Llanero y el pozo La Gloria Norte-2, Cuenca Llanos Orientales.



Fuente: ANH, 2012.

⁵³ *Ibíd.*, 27-32 p.



Universidad
Industrial de
Santander

En el **sector del Meta** donde se realiza el estudio de este proyecto su estilo estructural se caracteriza por un sistema de fallas transpresionales que dieron lugar a pliegues y fallas normales e inversas las cuales son las responsables del entrapamiento. Estos sistemas tienen relación de origen con el frente de deformación andina⁵⁴.

El estilo estructural consta de los paleoaltos de Vorágine, Candilejas y La Macarena, de este a oeste, respectivamente. El Occidente del sector se caracteriza por una secuencia del Cámbrico–Ordovícico, tectonizada, la cual corresponde a un cinturón plegado (Orogenia Caledoniana) de dirección Norte-Sur. El frente de deformación descansa sobre el flanco noroccidental del paleoalto de Vorágine. Este cinturón orogénico paleozoico está afectado por fallas normales del Jurásico/ Cretáceo Tardío. En el Oriente de la provincia predominan las fallas de orientación Norte-Sur, ya sean fallas normales o inversas.

En el Occidente, las estructuras se caracterizan por fallas inversas de dirección noreste-suroeste y pliegues asociados; fallas normales de dirección semejante y fallas de rumbo dextrales de dirección noreste-suroeste; son posibles pliegues de arrastre. El área al oriente, presenta fallas de rumbo de dirección Norte-Sur con pliegues de arrastre e inversiones estructurales.⁵⁵

En este sector se observan entrapamientos por acñamiento de las formaciones Guadalupe y Mirador contra paleoaltos de rocas del Paleozoico (campos Almagro - Valdivia y objetivos de los pozos Murujuy-1 y Garibay-1), ver **Figura 18**.

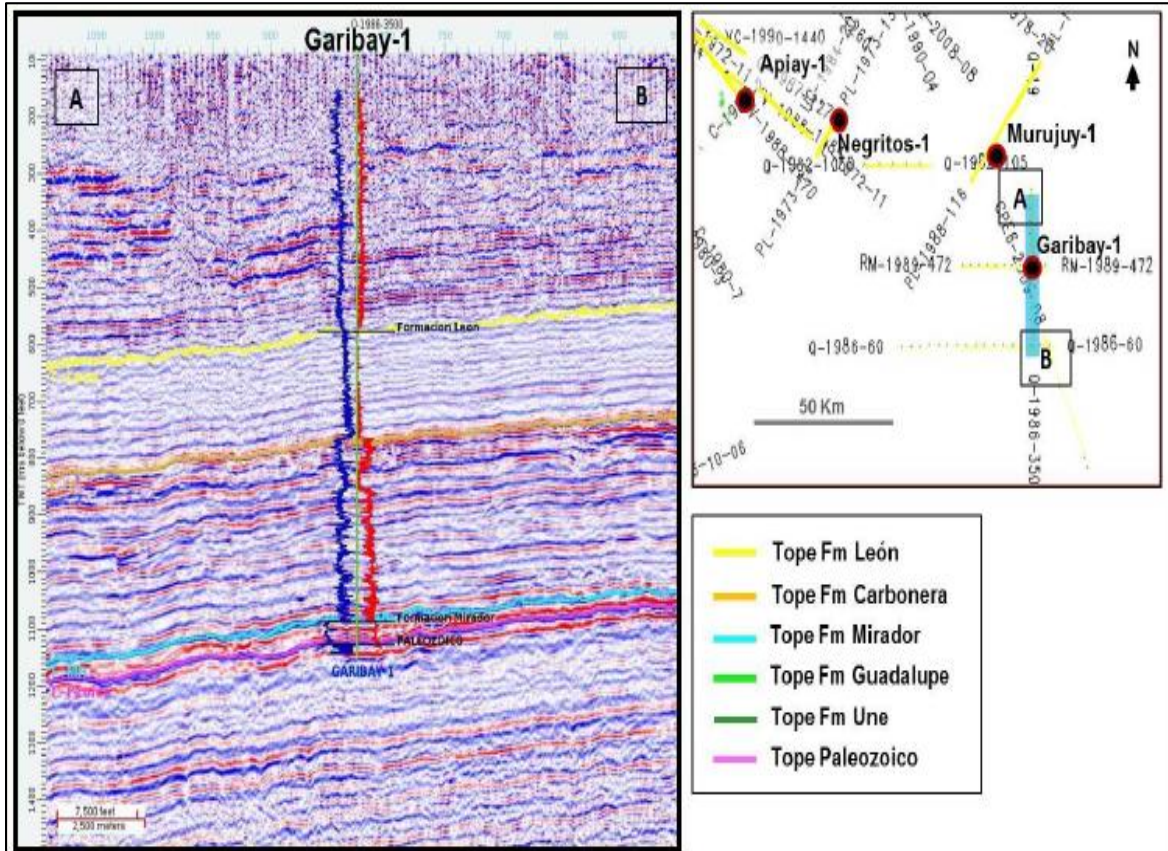
⁵⁴ HALLIBURTON/ANH, Proyecto de Evaluación de Crudos Pesados, Cuenca Llanos Orientales. Realizado para la ANH. 2006-2007

⁵⁵ ANH. 2012. Óp. Cit., 39-53 p.



Universidad Industrial de Santander

Figura 18: Proyección del pozo Garibay-1 sobre la línea Q-1986-3500, Cuenca de los Llanos Orientales.

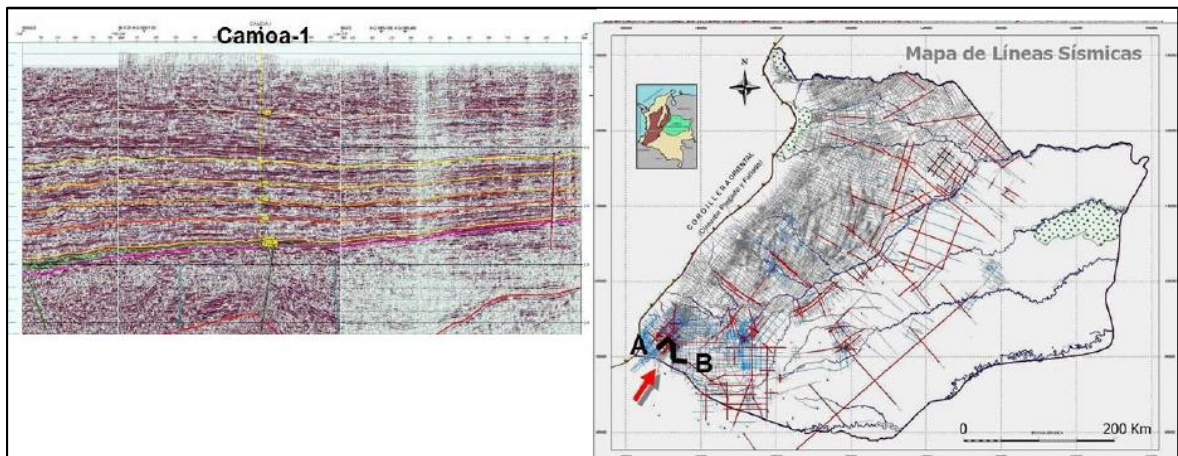


Fuente: ANH, 2012.

La **Figura 19** corresponde al pozo Camoa-1, en la cual se puede observar estructuras como pliegues y fallas, de un sistema transpresional. Se observa además el adelgazamiento de las unidades estratigráficas con poca deformación estructural en el Cretáceo y Terciario, pero sí alta en el Paleozoico y el basamento.



Figura 19: Pozo Camoa-1, Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: Halliburton (2007).

El bloque en estudio se encuentra limitado en el margen oriental, por una amplia zona de fallas de tipo compresional conocido como Sistema del Piedemonte Llanero o Sistema de Fallas de Guaicaramo, asociado a la reactivación de antiguas fallas originadas durante una fase extensiva de las edades Jurásica y Cretácico, caracterizado por amplios anticlinales y sinclinales limitados por fallas inversas con tendencia noreste buzando al oeste, con fallamiento normal escalonado; en el extremo Este, zona poco deformada.⁵⁶

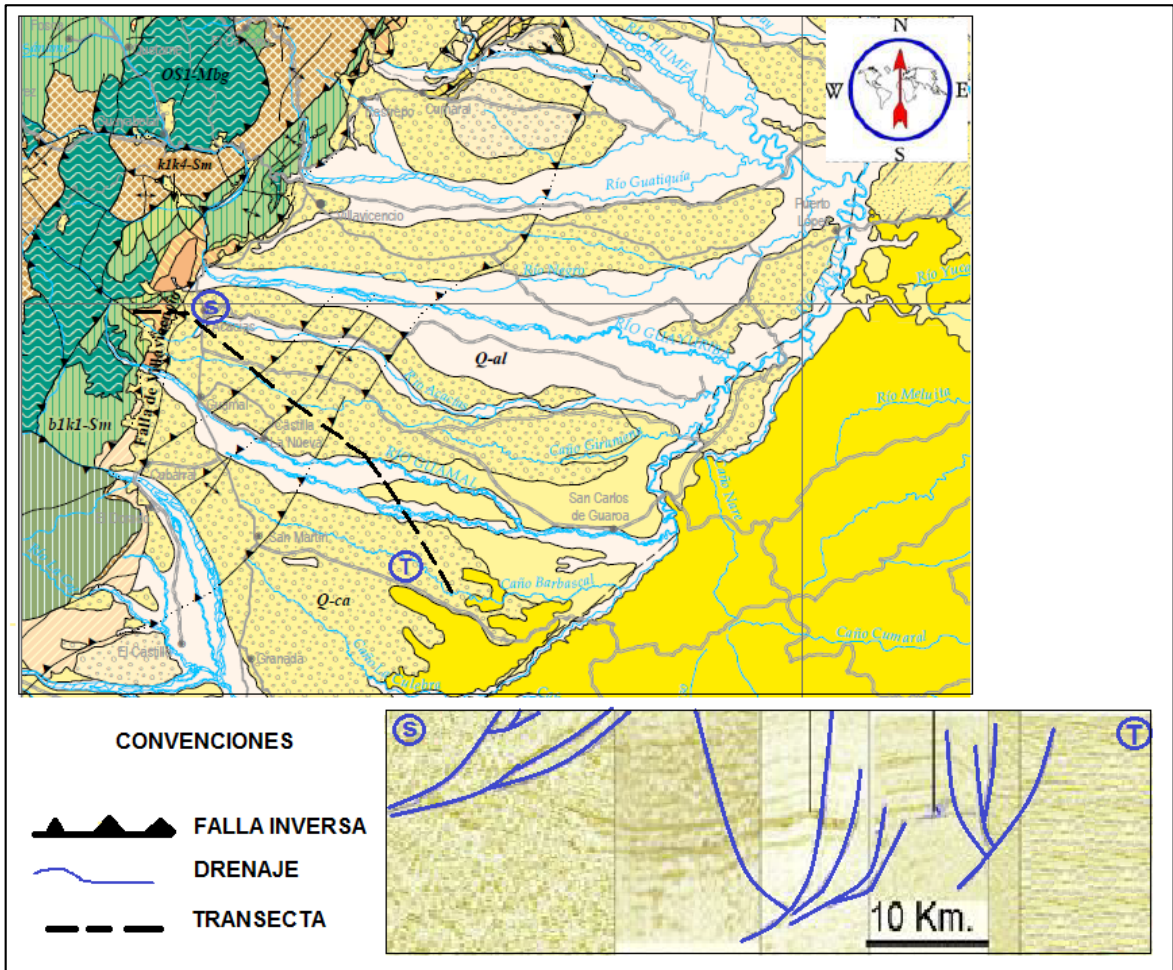
Esta zona está afectada por un sistema de corrimientos y fallas inversas paralelas o subparalelas a la Cordillera Oriental de Colombia con trazas en sentido noreste-suroeste, afectado por una falla principal que cruza la zona, como respuesta sísmica a esta estructuración se observa que en la transecta que atraviesan la zona hacen parte de un mismo sistema de esfuerzos con características tectónicas semejantes respondiendo a un sistema de fallas transpresivas con orientación subvertical, ver **Figura 20.**

⁵⁶ *Ibíd.*, 15-27 p.



Universidad Industrial de Santander

Figura 20: Mapa y perfil estructural de la zona de estudio en la Cuenca Llanos Orientales.



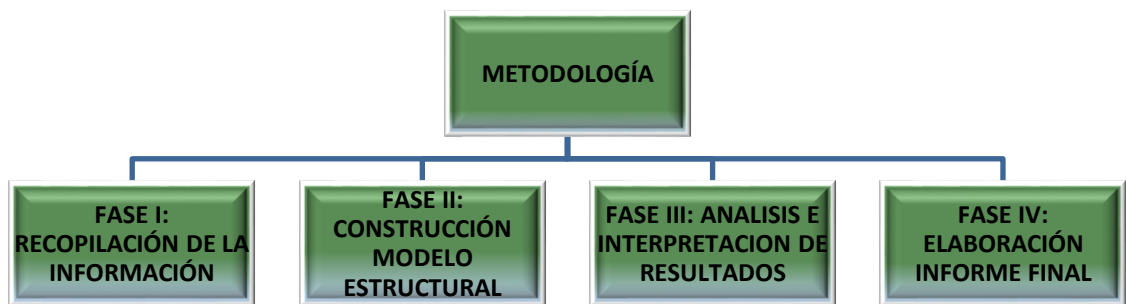
Fuente: Servicio Geológico Colombiano, 2015.



6 METODOLOGÍA

La metodología planteada para elaborar el proyecto de investigación consta de cuatro fases principalmente (ver **Figura 21**), las cuales se desarrollaron de forma ordenada permitiendo así el logro de los objetivos propuestos. Cada uno de los procesos se describe a continuación.

Figura 21: Esquema de la metodología para la elaboración del proyecto.



6.1 FASE I: COMPILACIÓN DE INFORMACIÓN SÍSMICA Y DE POZOS

En esta etapa se realizó la ubicación geográfica y selección del programa sísmico dentro del polígono de interés; involucró la recopilación de toda la información, ver **Tabla 4**. El cubo sísmico fue procesado hasta la migración pre apilado en tiempo, por sus siglas en inglés PSTM en el área costa adentro (onshore) que cubre un área de 105 Km^2 . Los datos recolectados involucra registros de pozos como: sónico (Dtp), densidad (RHOB), Rayo Gamma, caliper, neutrón, resistivos y potencial



espontáneo; checkshot, topes formacionales y funciones de velocidad como se observa en la **Tabla 4**.

Tabla 4: Información de registros, datos de topes formacionales, función de velocidad y cubo sísmico para el desarrollo del proyecto

	REGISTROS DE POZO						POTENCIAL ESPONTANEO	TOPES FORMACIONALES	CHECKSHOT	FUNCIÓN DE VELOCIDAD	CUBO SISMICO PSTM
	DENSIDAD	SÓNICO	GAMMA RAY	CALIPER	NEUTRÓN	RESISTIVO PROFUNDO					
POZO 1	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
POZO 2			X					X	X		
POZO 3	X		X		X	X		X	X		
POZO 4	X		X		X			X	X		

6.1.1 Control de calidad de la información sísmica. Los parámetros sísmicos que se tomaron en cuenta para el análisis de calidad de la imagen procesada ⁵⁷son:

Amplitud: Es la magnitud de los eventos de reflexión y están íntimamente relacionados con las impedancias acústicas de los medios rocosos atravesados; entre mayor es el contraste mayor es la amplitud y viceversa. La descripción de las amplitudes se realizó en una escala relativa de altas, moderadas y bajas.

Continuidad del reflector: Es el grado de coherencia entre reflectores continuos. A lo largo de la sección se pueden identificar reflectores sísmicos continuos, discontinuos o parcialmente continuos.

Forma externa: Identifica en dos dimensiones la geometría que exhibe cada secuencia sísmica a lo largo de toda la sección. Pueden ser de diferentes formas, pero las más usuales son en forma de láminas (“sheet”), cuniforme (“wedge”), lenticular, monticular, entre otras.

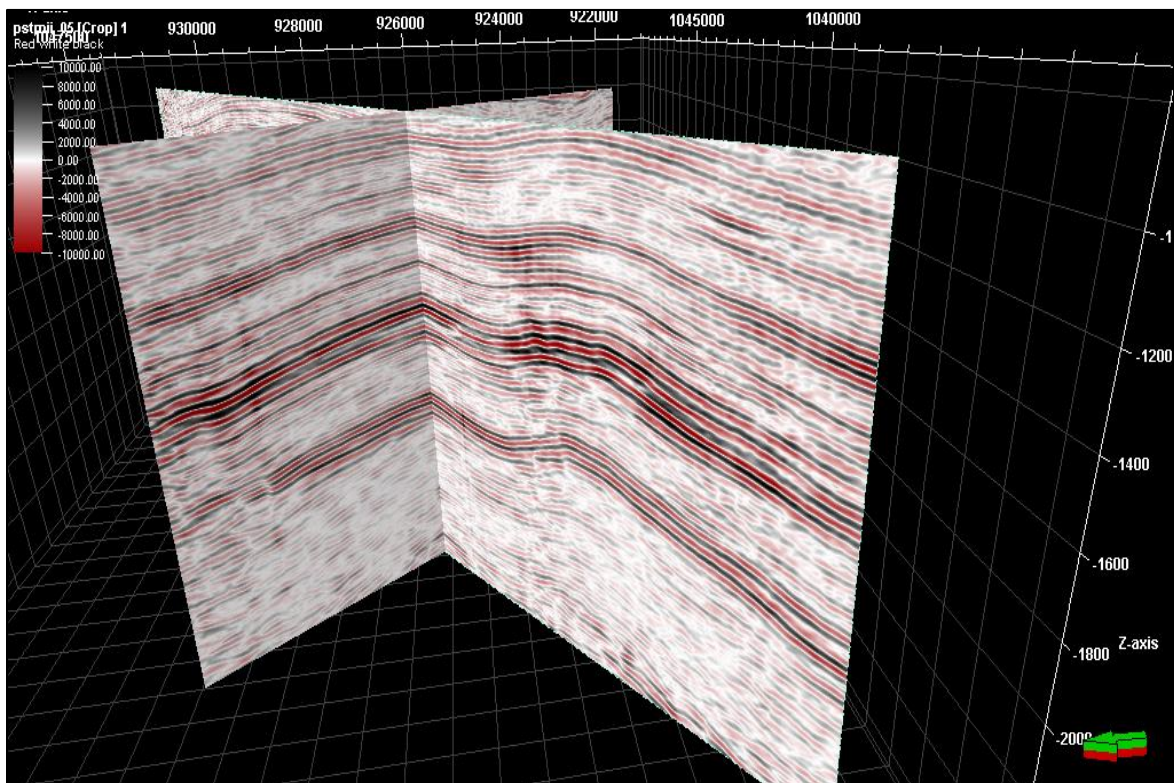
⁵⁷ ANSTEY, Nigel. Modelling. Seismic interpretation: the physical aspects. Boston, USA: International Human Resources Development Corp, 1997. 420-525 p. ISBN: 978-0-934634-18-2.



Universidad
Industrial de
Santander

En el cubo sísmico se observa en los reflectores: una amplitud alta, mantienen la continuidad a lo largo de la sección, predomina la forma laminar. Los patrones sísmicos internos entre las secuencias de los reflectores interpretados se caracterizan como sub-paralelos a paralelos, ver **Figura 22**.

Figura 22: Visualización del cubo sísmico a trabajar en el proyecto de investigación.



Además, para determinar la calidad de la imagen sísmica se analizaron los parámetros de adquisición como se observa en la **Tabla 5** y se calcula la resolución sísmica vertical; estos parámetros garantizan la calidad de la sección sísmica. Una vez analizados los parámetros se determinó que la calidad de la imagen sísmica es buena.

Velocidad: 3000 m/s



Universidad
Industrial de
Santander

Frecuencia: 60 Hz

$$\text{Resolucion vertical} = \frac{\lambda}{4} = \frac{\text{Velocidad}_{\text{promedio}}}{4 \times \text{Frecuencia}_{\text{maxima}}}$$

$$\text{Resolucion vertical} = \frac{\lambda}{4} = \frac{3000\text{m/s}}{4 \times 60 \text{ Hz}}$$

$$\text{Resolucion vertical} = 12.5\text{m}$$

Tabla 5: Generalidades de los parámetros de adquisición para la toma de la línea sísmica.

GENERALIDADES	
Espacio entre tiros	134,16m
Espacio entre receptores	60m
# de receptores por tiro	1120
Tiempo de registro	6s
Tasa de muestreo	2ms
Buzamiento máximo dirección receptores:	15 grados
Buzamiento máximo dirección fuentes:	10 grados
Velocidad RMS del objetivo:	3000 m/s
Frecuencia máxima a recuperar:	60 Hz
Fold Nominal:	35
Km2 en superficie:	110
Roll in line:	8 estaciones
Roll cross line:	5 líneas
Tamaño del bin inline:	30 m
Tamaño del bin crossline:	60 m
Dirección Líneas Receptoras:	N 36 W
Dirección de Líneas Fuentes:	N 80, 56 E

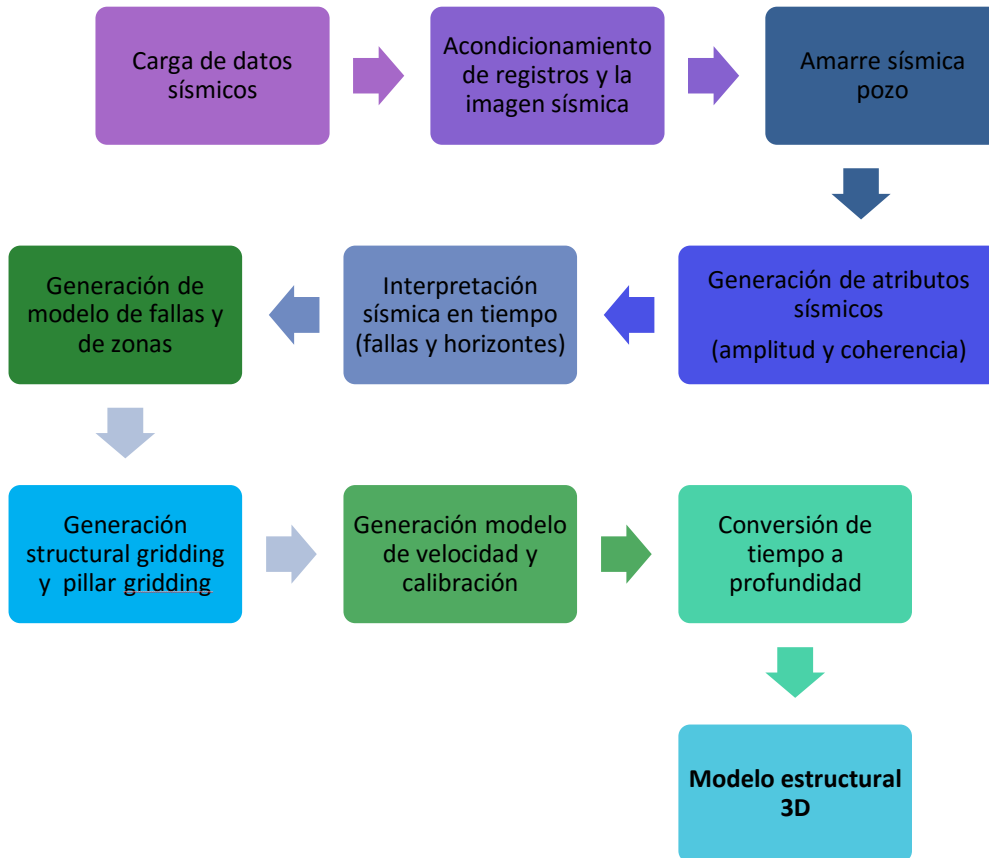
Fuente: ECOPETROL S.A. – WESTERN GECO, 2005.



6.2 FASE II CONSTRUCCIÓN MODELO ESTRUCTURAL

Para la elaboración de este proyecto se utilizó el software Petrel 2014 siguiendo el diagrama de flujo que se muestra en la **Figura 23**.

Figura 23: Diagrama de flujo para la construcción del modelo estructural.



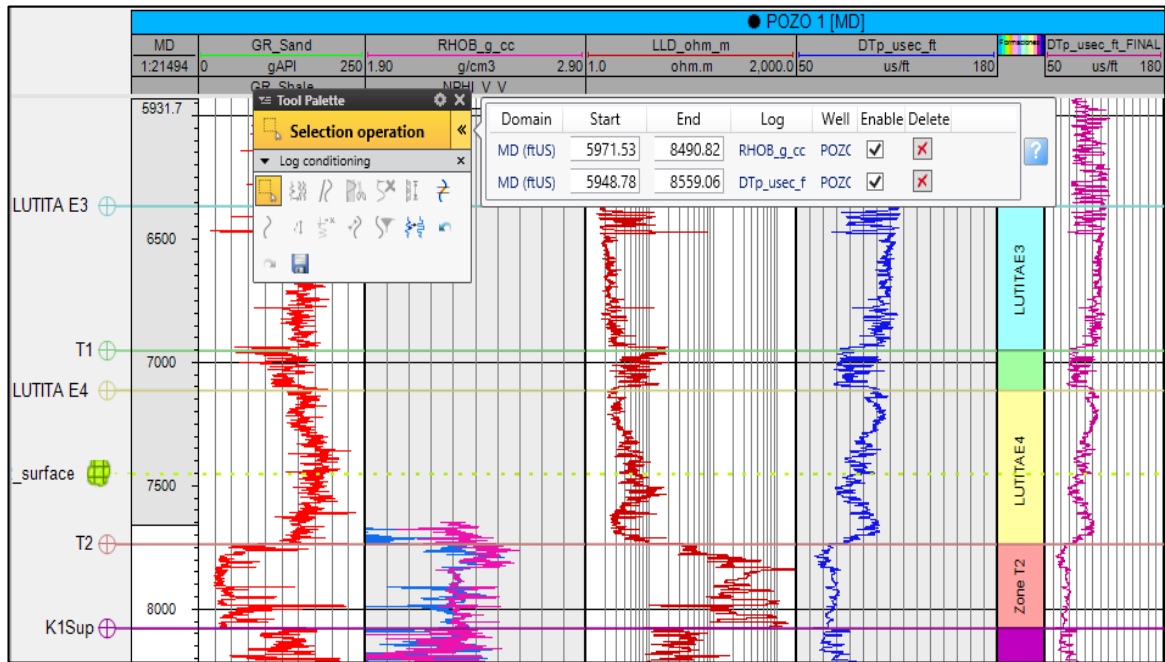
6.2.1 Carga de la información sísmica y de pozo. En esta fase se generó un nuevo proyecto titulado “*proyecto tesis uis*” al cual se definió el sistema de coordenadas para el área de estudio que corresponde a *OB-BOGOTA: OB-Bogotá Origin* además, se modificó el sistema de unidades pasando de metros a ftUS como se observa en la **Figura 24**. Una vez definido el proyecto se procede a la carga de datos como los son las trayectorias, los registros de pozo (Rayos Gamma, neutrón, sísmico, densidad, potencial espontaneo y resistividad), los topes formacionales,



6.2.2 Acondicionamiento de la imagen sísmica y los registros de pozo.

Básicamente el acondicionamiento de los registros de pozo se realizó en el registro sísmico (DTp) y densidad (RHOB), y consistió en eliminar los picos anómalos del registro como se observa en la **Figura 26**, estos pudieran corresponder a derrumbes de la formación y saltos de ciclo, que ocasionarían coeficientes de reflexión que no corresponderían a un cambio litológico del subsuelo y se utilizó como control de calidad para la generación de los sismogramas sintéticos. Además, como el registro de densidad (RHOB) no estaba completo se modeló a partir del registro sísmico, ver **Figura 27**.

Figura 26: Acondicionamiento del registro sísmico (DTp_usec_ft) y densidad (RHOB_g_cc).



Para el acondicionamiento de la imagen sísmica se realizó un corte al cubo sísmico donde se encuentra el sistema petrolífero a estudiar, que son la unidad T2, K1, K2 el cual es de especial interés para la industria en este caso ECOPETROL S.A; a su



Universidad Industrial de Santander

vez se ajustó la paleta de colores de manera que en la imagen se observarán con mayor amplitud y resolución los reflectores sísmicos, ver

Figura 28.

Figura 27: Parámetros que se utilizaron para la estimación del registro RHOB, obteniendo así el registro de densidad final.

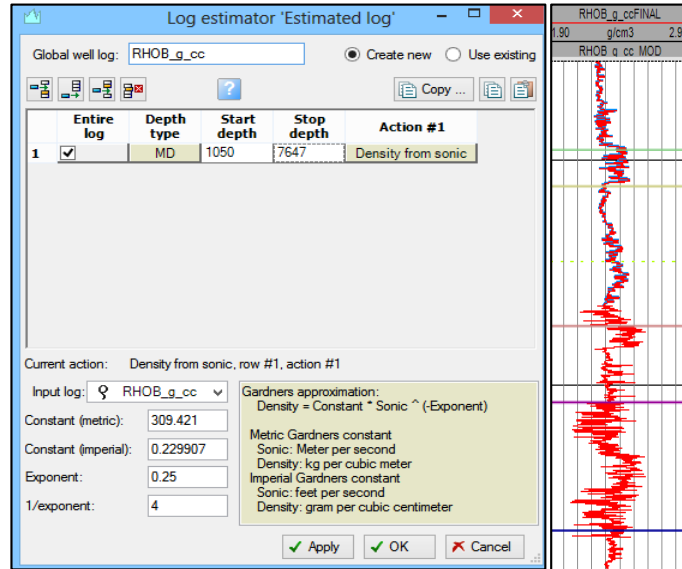
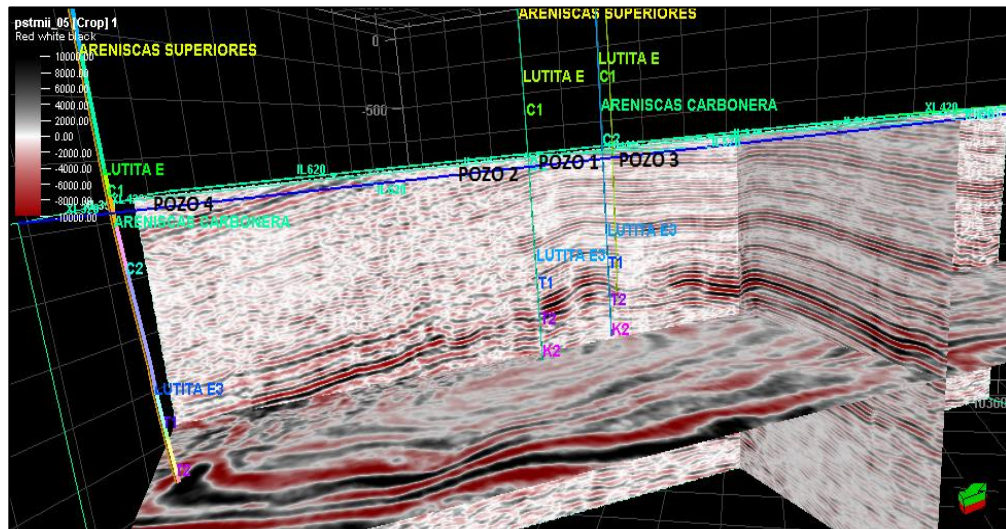


Figura 28: Visualización de datos: cubo sísmico, registros de pozo acondicionados.

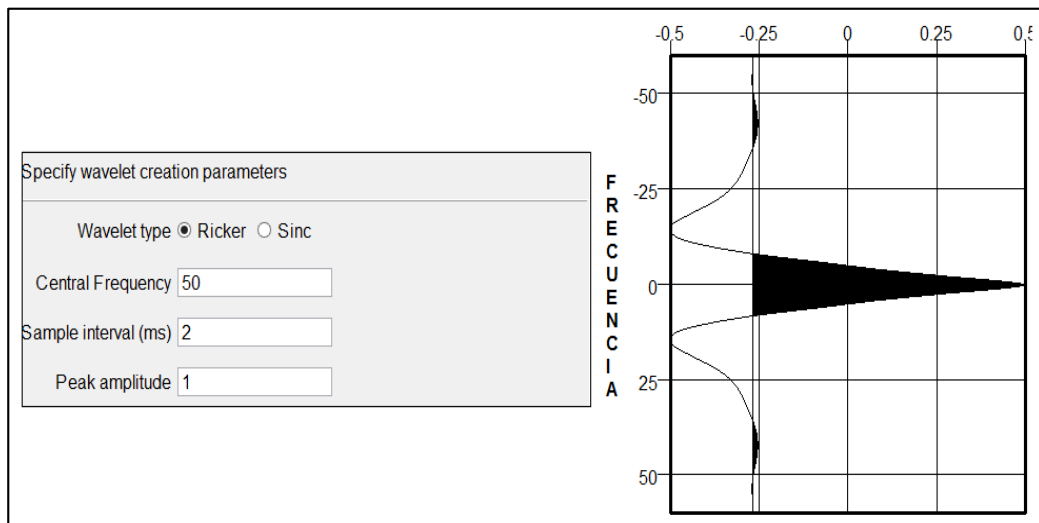




6.2.3 Amarre sísmica pozo. La generación del sismograma sintético se realizó utilizando la aplicación seismic well tie en el software OpendTect el cual lo genera a partir de la curva del registro sísmico de porosidad que, al multiplicarlo con la densidad, la cual se toma del registro RHOB obtiene la impedancia acústica, con la que calcula la serie de reflectividad, indicando los cambios de litología del subsuelo.

Posteriormente, se procede a la construcción de una ondícula fase cero (Ver **Figura 29**) de frecuencia 50 Hz, amplitud 1 a fin de generar la correlación entre los datos petrofísicos con los datos adquiridos por la sísmica. Ésta, es de vital importancia, ya que con base al modelo convolucional de la traza sísmica, la ondícula proporciona el filtro de la serie de reflectividad, lo cual permitirá la correlación sísmica-pozo, donde se relacionará la información sísmica que refleja amplitudes máximas o mínimas en función de los contrastes de impedancia acústica, con la información de detalle obtenida en pozo. Es importante aclarar que el amarre se realizó solo para las unidades de interés, no para toda la sección, es decir las unidades T2, K1 y K2 debido a que no se contaba con la información completa del registro de densidad y al ser modelado no era confiable.

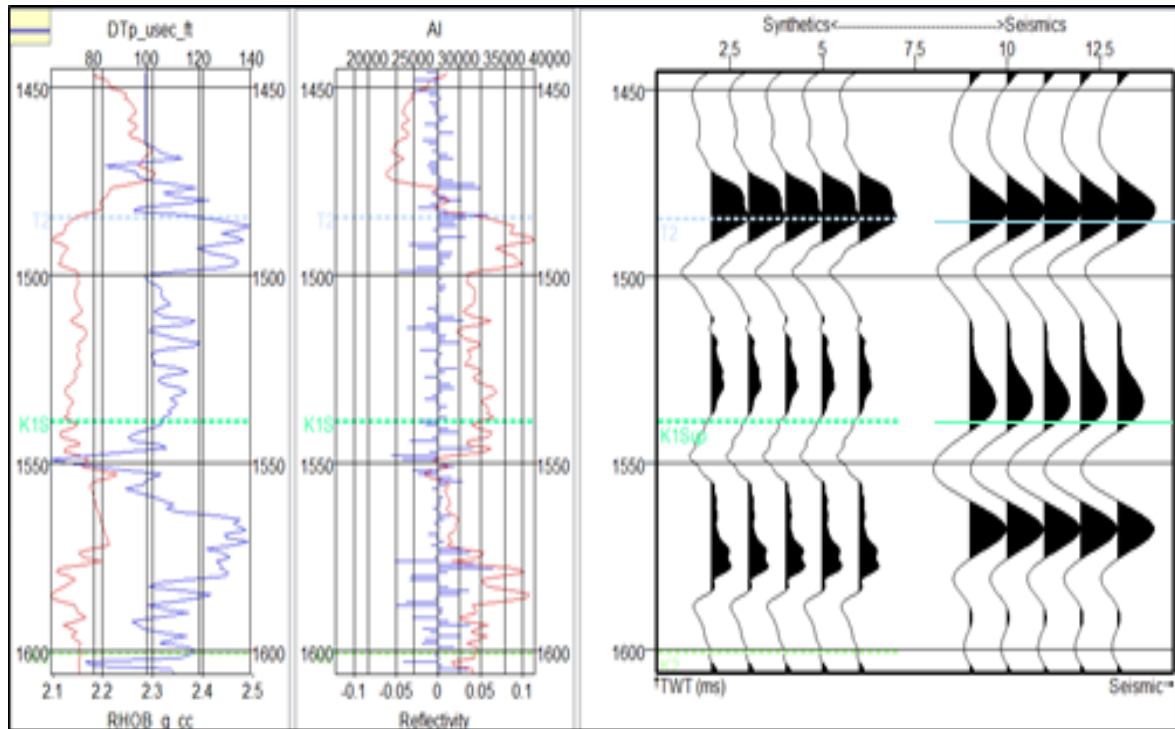
Figura 29: Ondícula de Ricker fase cero.





Finalmente se generó el sismograma sintético, ver **Figura 30**.

Figura 30: Sismograma sintético.



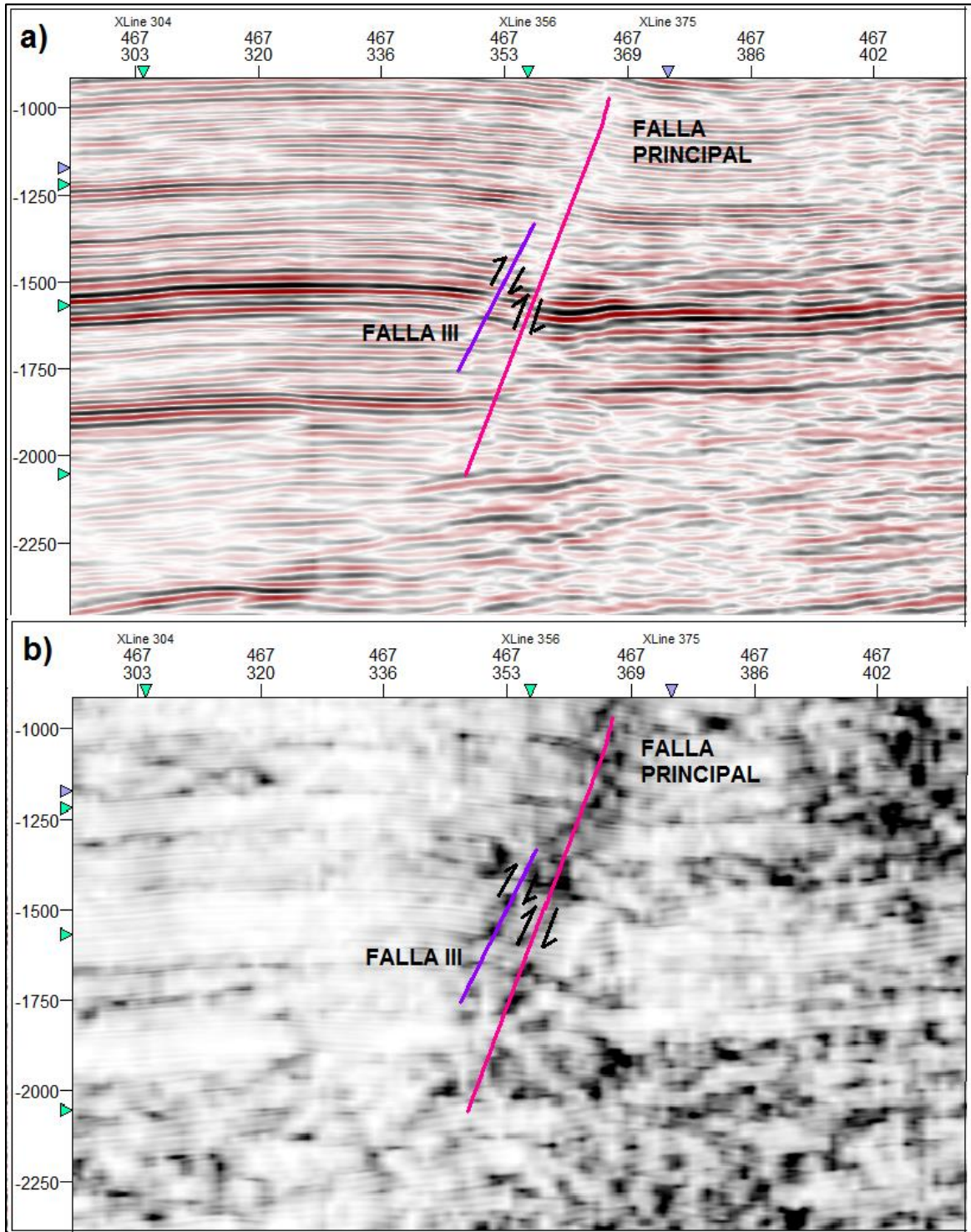
6.2.4 Interpretación sísmica en tiempo. Para la interpretación sísmica en tiempo se calcularon atributos sísmicos como coherencia y amplitud ya que facilitan la visualización de los rasgos tanto estratigráficos como estructurales. En la interpretación de fallas se realizó cada 5 inline y 5 crossline donde se utilizó el atributo de coherencia para definir con mayor precisión los saltos de las fallas, que de otra manera utilizando únicamente la sísmica original, las fallas de poco desplazamiento no serían evidentes. Ver **Figura 31**.

Los parámetros utilizados en la interpretación de estructuras fueron: cambios bruscos de amplitudes sísmicas, truncamientos, cambio de buzamiento, pérdida de la continuidad y presencia de deformación en los reflectores, ver **Figura 31**.



Universidad Industrial de Santander

Figura 31: a) interpretación de fallas en la imagen sísmica. b) interpretación de fallas utilizando el atributo de coherencia.





Universidad
Industrial de
Santander

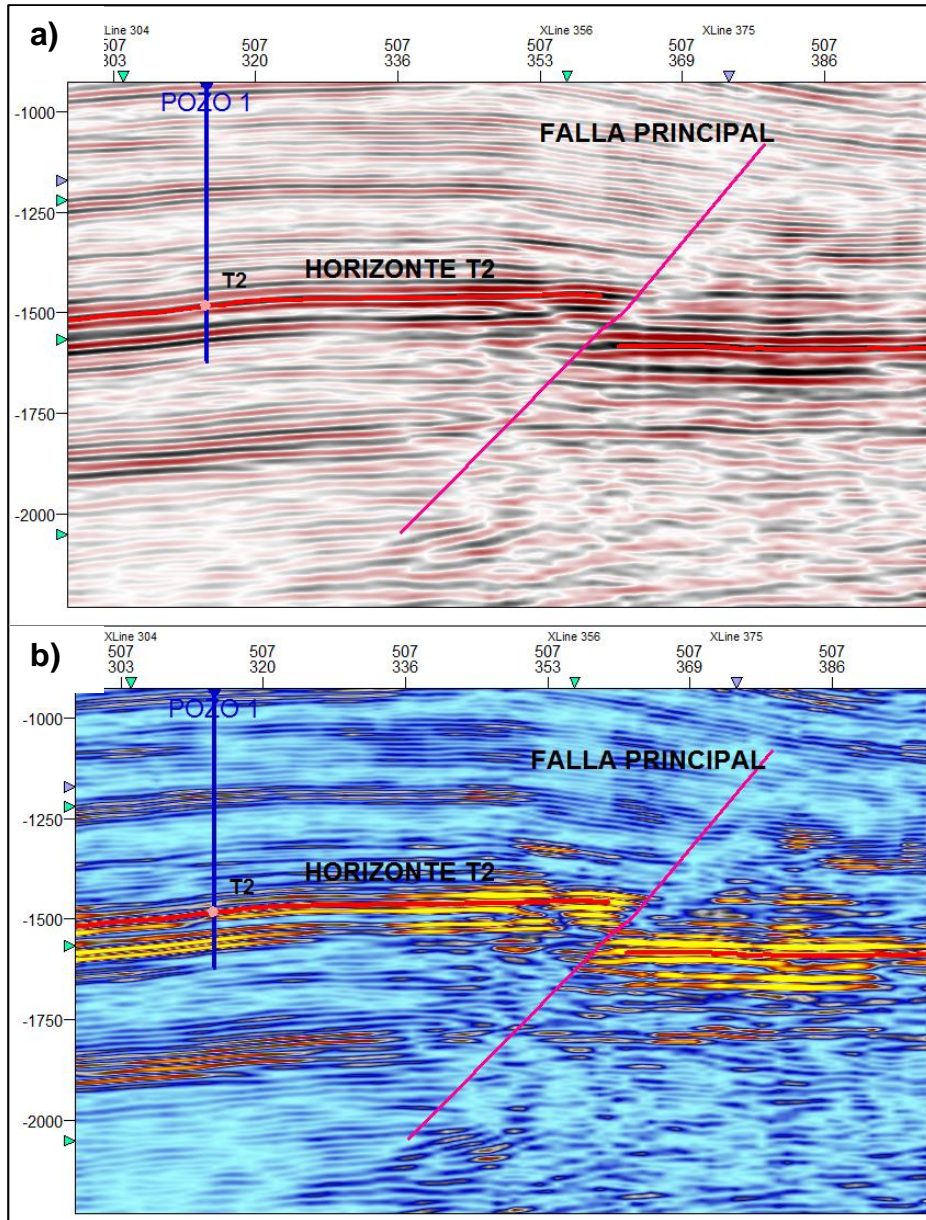
Finalizada la interpretación de las fallas se procede a realizar la interpretación de los 3 horizontes uno para el paleógeno T2 correspondiente a la Formación San Fernando y dos para el Cretácico K1 superior perteneciente a la Formación Guadalupe y K2 masivo también perteneciente a la Formación Guadalupe.

La selección de los horizontes a interpretar se realizó en función de su continuidad sísmica y de su importancia geológica para el estudio. La interpretación se llevó a cabo con la ayuda de los topes litoestratigráficos a intervalos de 5 líneas, tanto en dirección inline como en dirección crossline.

Los rasgos estratigráficos son ayudados a su identificación a partir del cálculo del atributo de amplitud el cual permite inferir la energía del reflector y por ende es más sencillo su interpretación. En la **Figura 32** se muestra el trazo del horizonte T2 el cual presenta altas energías y además buena continuidad a lo largo de la sección sísmica. Así fueron interpretados 1 depresión (polaridad negativa) y dos picos (polaridad positiva). Todos los horizontes tienen correspondencia con los marcadores estratigráficos de las unidades operacionales K2 (polaridad cero), K1 (polaridad positiva) y T1 (polaridad positiva); además en sus topes se observa muy buena resolución horizontal y vertical.



Figura 32: a) Interpretación horizonte T2 en la imagen sísmica. b) interpretación del horizonte T2 utilizando el atributo de amplitud.



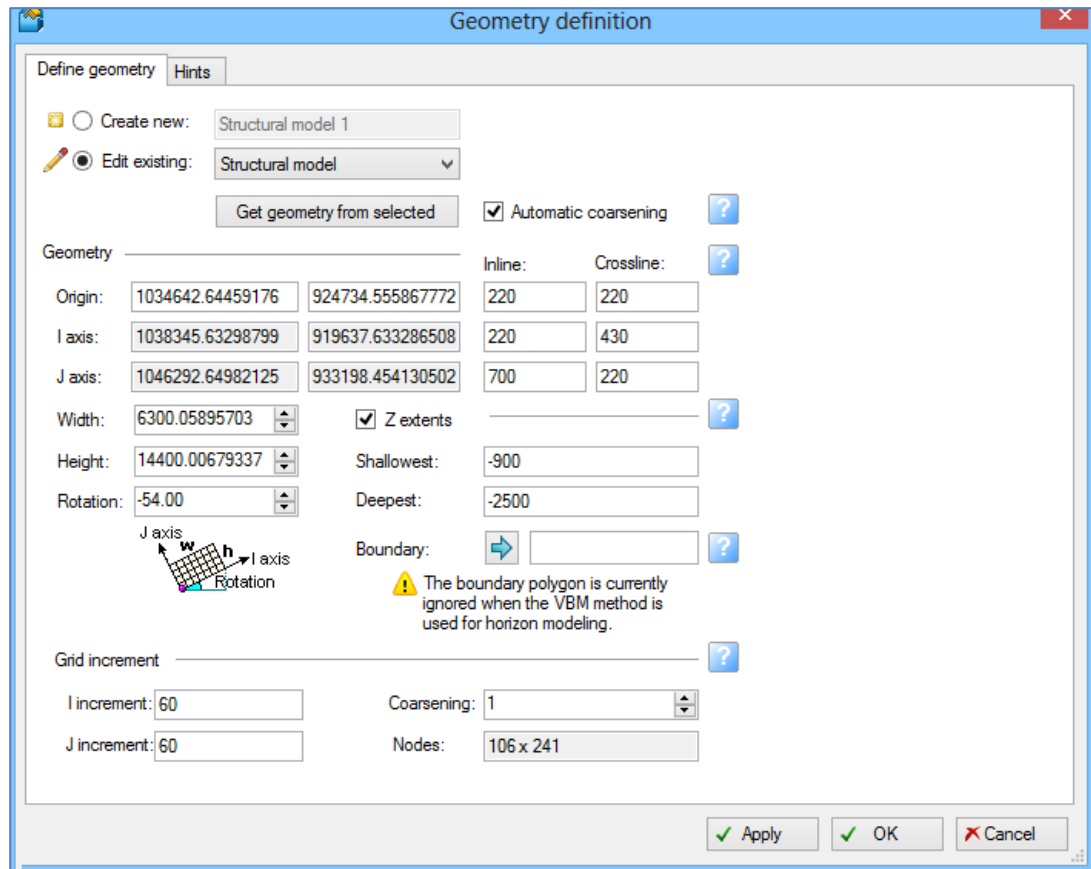
6.2.5 Generación modelo de fallas y zonas. En la generación del modelo de fallas se utilizó la aplicación *structural framework* en donde inicialmente se definió la geometría del modelo. Para la definición de esta geometría se ingresa el cubo PSTM



Universidad
Industrial de
Santander

en donde se realizó la interpretación en tiempo y el programa automáticamente define los límites del modelo como se observa en la **Figura 33**.

Figura 33: Parámetros definidos para la generación de la geometría del modelo.



Una vez teniendo la geometría definida se procede a realizar el modelo de fallas en donde se ingresa a la aplicación **structural framework** las fallas interpretadas. Posterior a esto se definen los parámetros que se aplicaran a las fallas a la hora de generar el modelo, en donde involucra el suavizado (Smoothing) donde se escogió dos ya que no altera drásticamente su estructura; además se definió una extrapolación de la distancia de manera general a las fallas de 5, excepto en algunas donde se buscaba el corte con la falla principal, ver **Figura 34**. Finalmente se generó el modelo de fallas.



Universidad Industrial de Santander

Figura 34: Fallas cargadas y parámetros definidos para el modelo.

Index	Fault	Color	Size	Status	Grid interval	Smoothing	Tip loop sculpting diameter	Extrapolation distance	
1	FALLA I		8	✓ Done	100.00	2	400.00	300.00	→ FALLA I
2	FALLA II		47	✓ Done	100.00	2	400.00	200.00	→ FALLA II
3	FALLA III		16	✓ Done	100.00	2	400.00	1.00	→ FALLA III
4	FALLA IV		6	✓ Done	100.00	2	400.00	250.00	→ FALLA IV
5	FALLA V		10	✓ Done	100.00	2	400.00	100.00	→ FALLA V
6	FALLA VI		42	✓ Done	100.00	2	400.00	5.00	→ FALLA VI
7	FALLA VII		26	✓ Done	100.00	2	400.00	5.00	→ FALLA VII
8	FALLA VIII		20	✓ Done	100.00	2	400.00	340.00	→ FALLA VIII
9	FALLA IX		30	✓ Done	100.00	2	400.00	5.00	→ FALLA IX
10	FALLA X		10	✓ Done	100.00	2	400.00	5.00	→ FALLA X
11	FALLA XI		10	✓ Done	100.00	2	400.00	5.00	→ FALLA XI
12	FALLA XII		14	✓ Done	100.00	2	400.00	300.00	→ FALLA XII
13	FALLA XIII		10	✓ Done	100.00	2	400.00	400.00	→ FALLA XIII
14	FALLA XIV		10	✓ Done	100.00	2	400.00	5.00	→ FALLA XIV
15	FALLA XV		12	✓ Done	100.00	2	400.00	5.00	→ FALLA XV
16	FALLA XVI		10	✓ Done	100.00	2	400.00	5.00	→ FALLA XVI
17	FALLA XVII		5	✓ Done	100.00	2	400.00	600.00	→ FALLA XVII
18	FALLA_PRI...		183	✓ Done	100.00	2	400.00	5.00	→ FALLA_PRINCIPAL

Para la generación del modelo de horizontes se ingresan los horizontes a **horizon modeling** donde se le aplicó un smoothing de 15 y se amarraron a los topes formacionales para que sea más viable (Ver **Figura 35**) y por último se genera el modelo de horizontes.

Figura 35: Horizonte cargados y parámetros definidos para el modelo.

Index	Horizon	Sequence	Color	Status	Horizon type	Conforms to	Smoothness	Well tops	Input #1
1	T2	1		✓ Cha...	Conformable	None	15	→ T2	→ T2
2	K1Sup	1		✓ Cha...	Conformable	None	15	→ K1Sup	→ K1_Sup
3	K2	1		✓ Done	Conformable	None	15	→ K2	→ K2

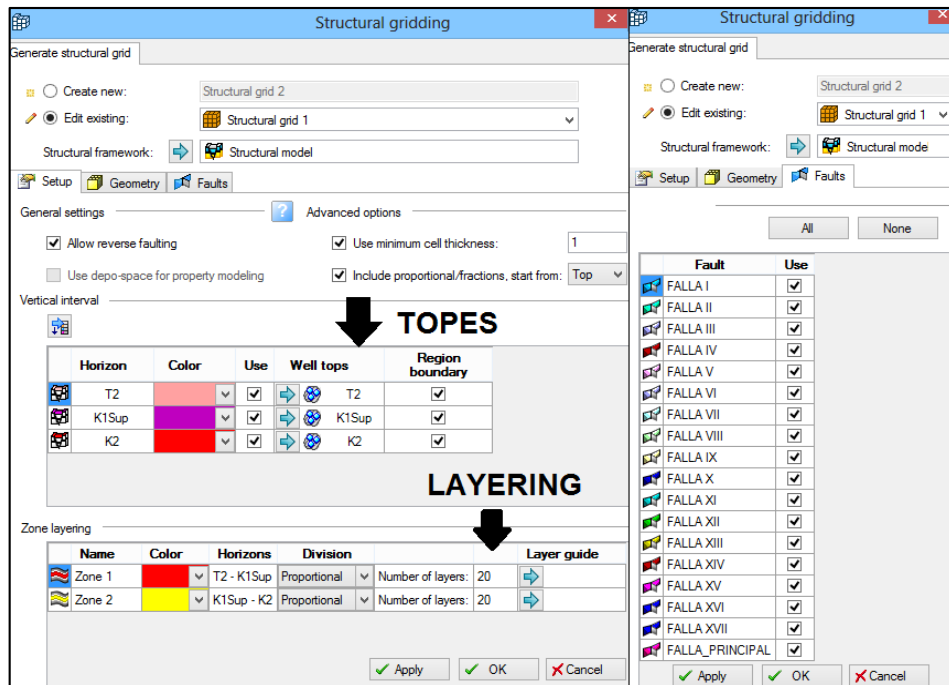


Universidad Industrial de Santander

Además, de generarse el modelo de horizontes se generó el modelo de zonas, el cual será de gran utilidad a la hora de realizar el structural gridding, ya que para generarlo se deben tener definidas y generadas estas para los horizontes de interés.

6.2.6 Generación structural gridding y pillar gridding. Para la realización del **structural gridding** el software petrel 2014 permite generar un modelo de celdas sencillo donde se tiene en cuenta el modelo de horizontes debidamente amarrados a los tops y el modelo de zonas aplicando un layering⁵⁸ de 20 como se observa en la **Figura 36**. También se definió la geometría con base al **structural framework** como se visualiza en la **Figura 37** aplicando un incremento de 50 tanto en i como en j, para finalmente obtener un modelo de horizontes y fallas.

Figura 36: Parámetros definidos para generar el structural gridding (modelo de celdas).

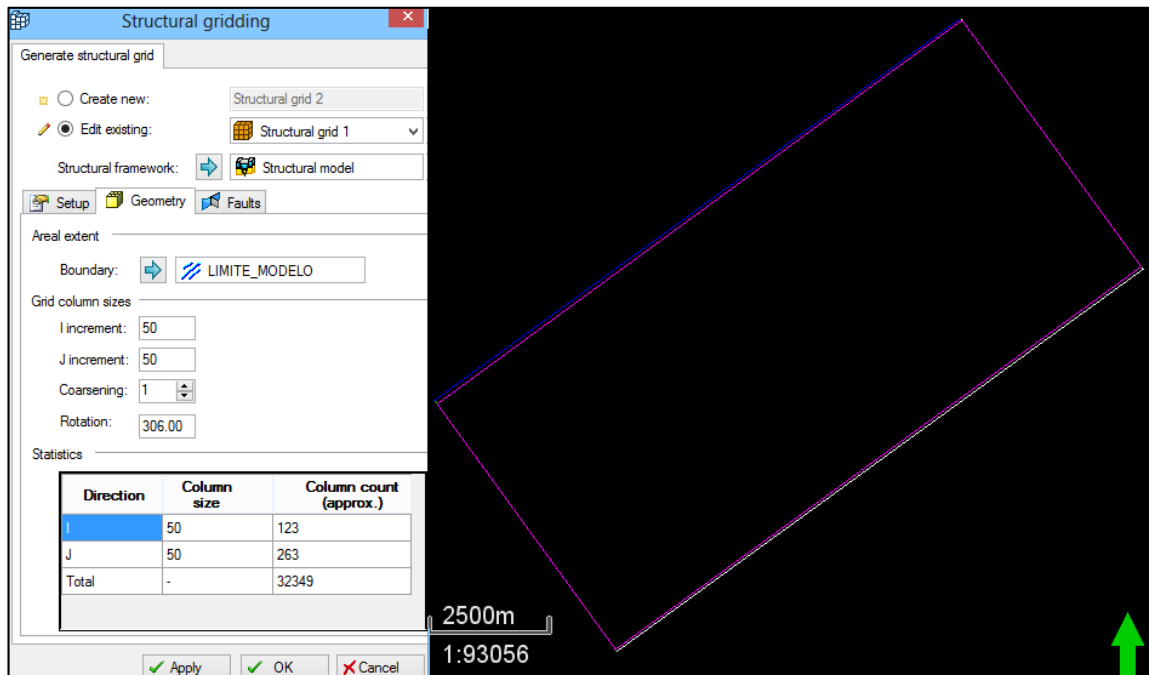


⁵⁸ Modelo de 20 capas a cada zona.



Universidad Industrial de Santander

Figura 37:. Geometría definida para el structural gridding



Para la generación del pillar gridding se genera un nuevo modelo con las especificaciones mostradas en la **Figura 38**. Ya una vez generado el modelo se ajustaron los nodos, ya que algunas fallas presentaban irregularidades y para generar el modelo estructural arrojaría error. Es decir, la forma inicial de la falla que es editada con el uso de pilares claves. Estos pilares son líneas verticales en el plano de falla definido por tres puntos y que representan las líneas de falla que fueron interpretadas en la sísmica, la unión lateral de estos pilares define el plano de falla (Ver **Figura 39**).

En el caso de las fallas que se interceptan se debe generar un pilar común entre ambas para que una termine en la otra esto es importante en el caso de que el cruce de las fallas genere un cierre estructural en el campo. Luego de generar el modelo de fallas se construye una malla que consiste de un tope una base y una intermedia compuestas de celdas.



Universidad Industrial de Santander

Figura 38:. Parámetros tomados para la generación del modelo.

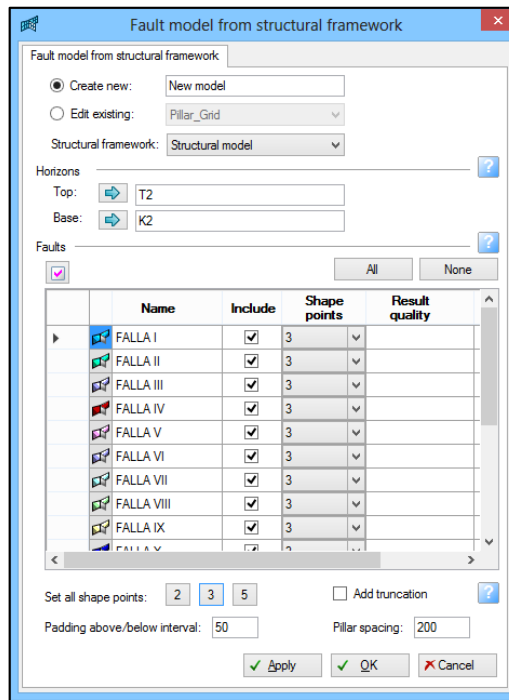
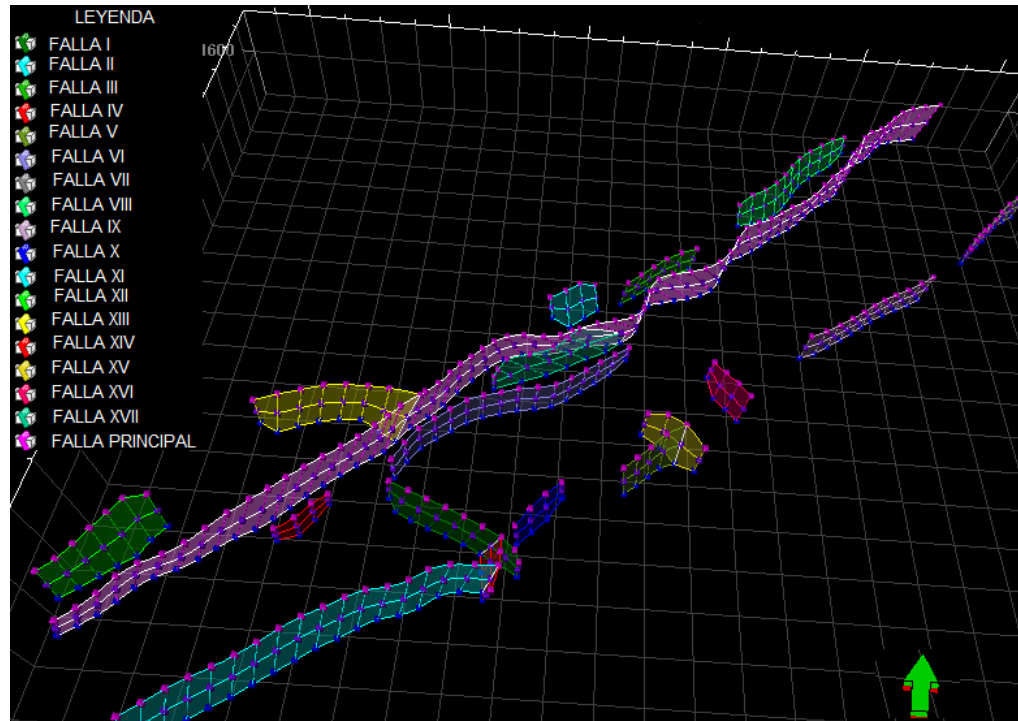


Figura 39: modelo de fallas pillar gridding

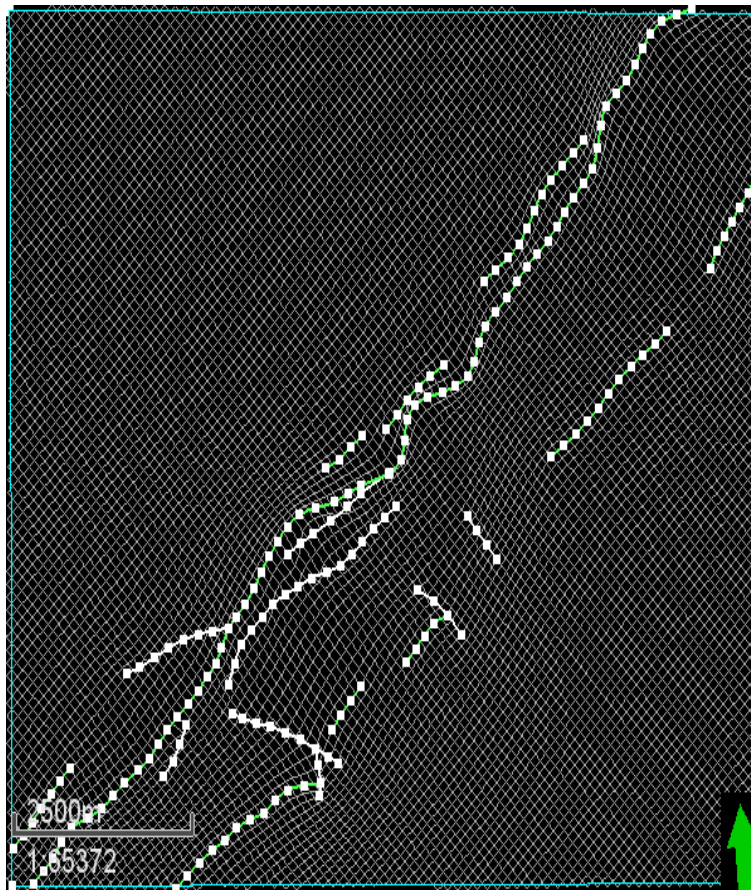




Universidad
Industrial de
Santander

Una vez generada la malla se debe cuidar que las celdas no se deformen ya que esto es un problema a la hora de generar el modelo estructural. Se especificó la orientación de las celdas alrededor de las fallas con la opción “I” (este-oeste) para que las celdas se acomoden respecto a la dirección de la falla principal. Ver **Figura 40**.

Figura 40: Modificación de las celdas en dirección de las fallas del modelo estructural.

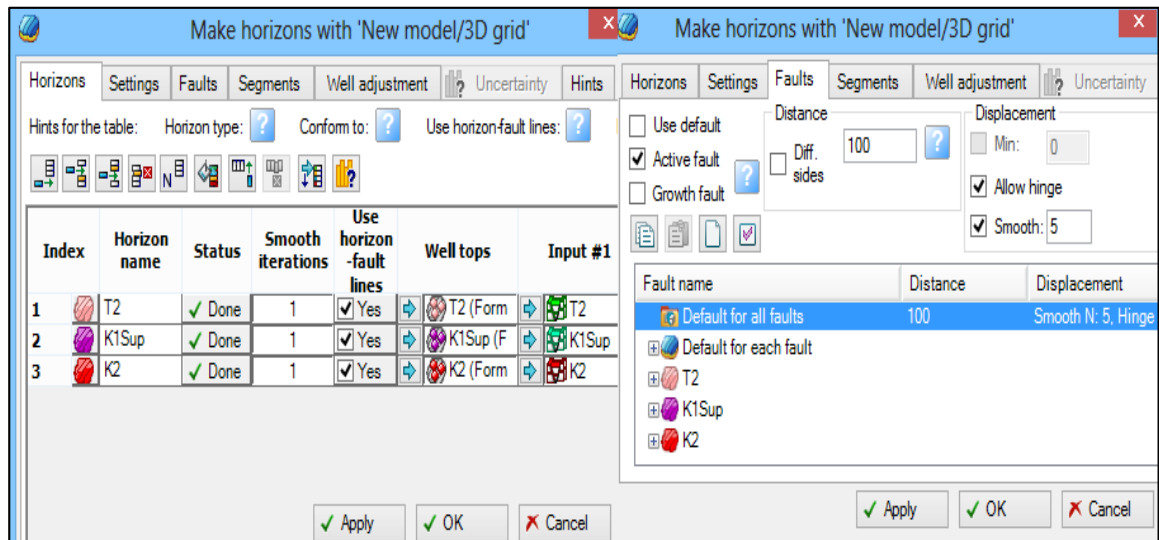


Posteriormente se incorporan los horizontes a la malla. El software Petrel permite la opción de importar los horizontes en tiempo y amarrarlos a los topes formacionales obteniendo así una malla 3D, ver **Figura 41**.



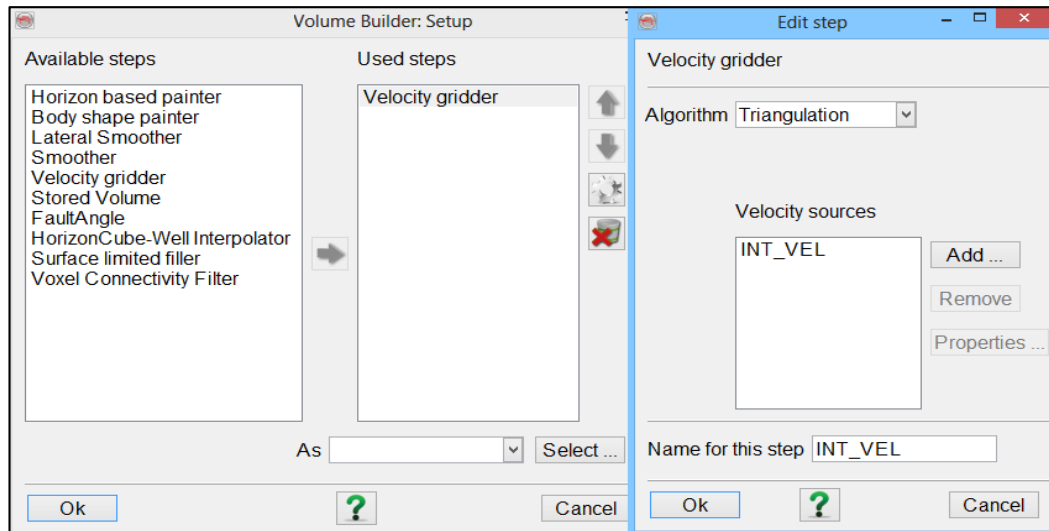
Universidad Industrial de Santander

Figura 41: Parámetros definidos para generar el modelo de pillar gridding.



6.2.7 Modelo de velocidades. Para la generación del modelo de velocidad se importaron las funciones de velocidad para el POZO 1 en el software Opendtect y posteriormente se genera un modelo de velocidades interválicas como se observa en las **Figura 42** y **Figura 43**.

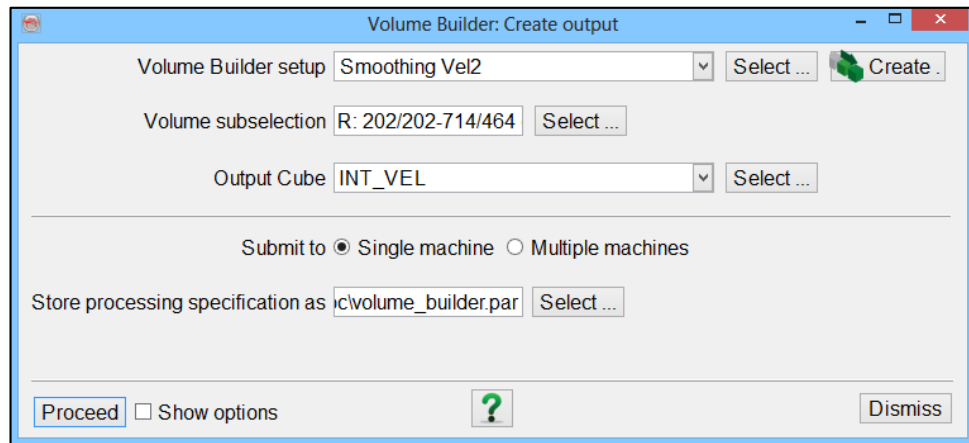
Figura 42: Parámetros definidos para la generación modelo de velocidad interválica.





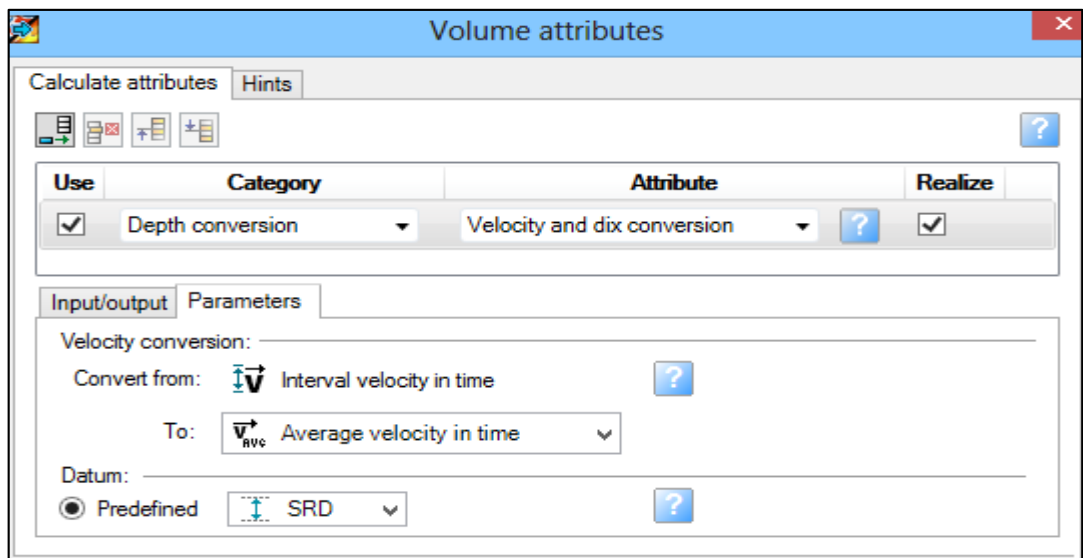
Universidad Industrial de Santander

Figura 43: Generación modelo de velocidad interválicas.



Para el modelo de velocidad promedio se ingresa el volumen de velocidades interválicas para convertirlas en velocidades promedio por medio de la ecuación de Dix como lo muestra la **Figura 44**.

Figura 44: Parámetros definidos para el modelo de velocidad promedio.



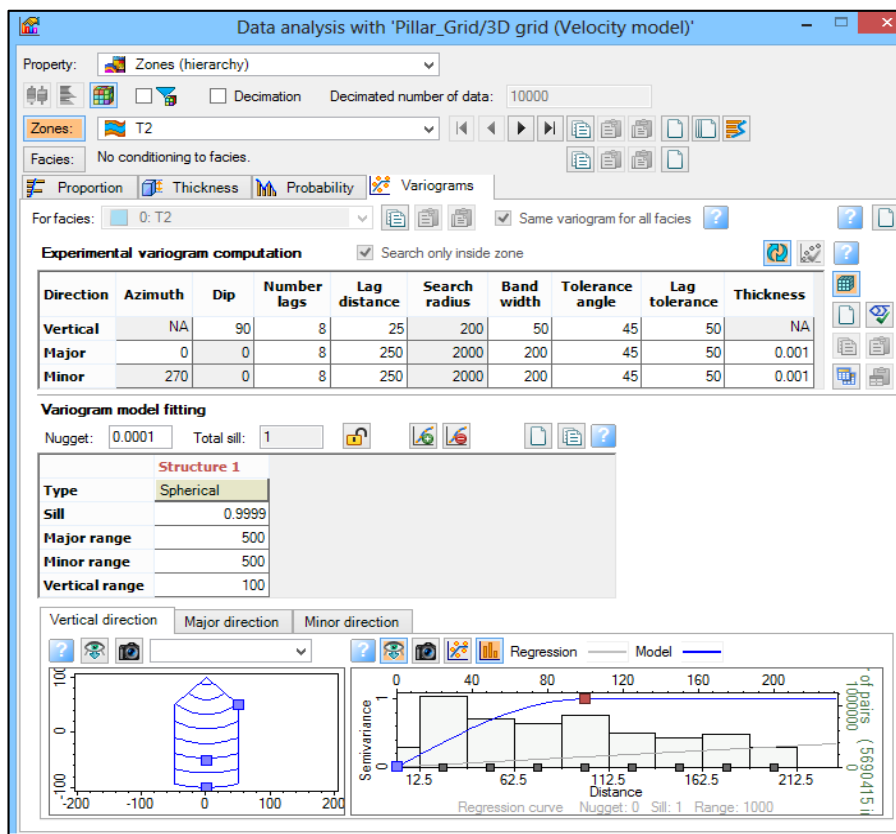
Ya realizado este procedimiento, inicio la calibración del modelo de velocidades de la sísmica utilizando la información de pozo. Lo anterior implica la creación de una nueva propiedad llamada Vel_Cal, la cual representará las velocidades calibradas.



Universidad Industrial de Santander

Se seleccionaron las curvas de pozo, asignándolos como datos duros y como segundo valor las velocidades promedio de sísmica, por medio del método geoestadístico de análisis de datos denominado co-kriging, se realizó el ajuste de las velocidades de la sísmica con las velocidades de los pozos. Esto dará como resultado una nueva velocidad de ajuste que será propagada por todo el volumen de interés. Durante este proceso fue necesario definir transformaciones estadísticas de los datos de entrada mediante variogramas, que permitieron acondicionar los datos disponibles definiendo el radio de influencia de los pozos en el modelo final de velocidades, ver **Figura 45**.

Figura 45: Parámetros definidos para el método geoestadístico en la generación del modelo de velocidad calibrado.



6.2.8 Conversión tiempo-profundidad. Una vez obtenido el modelo de velocidad final se logró llevar a cabo la conversión de la interpretación de los horizontes y

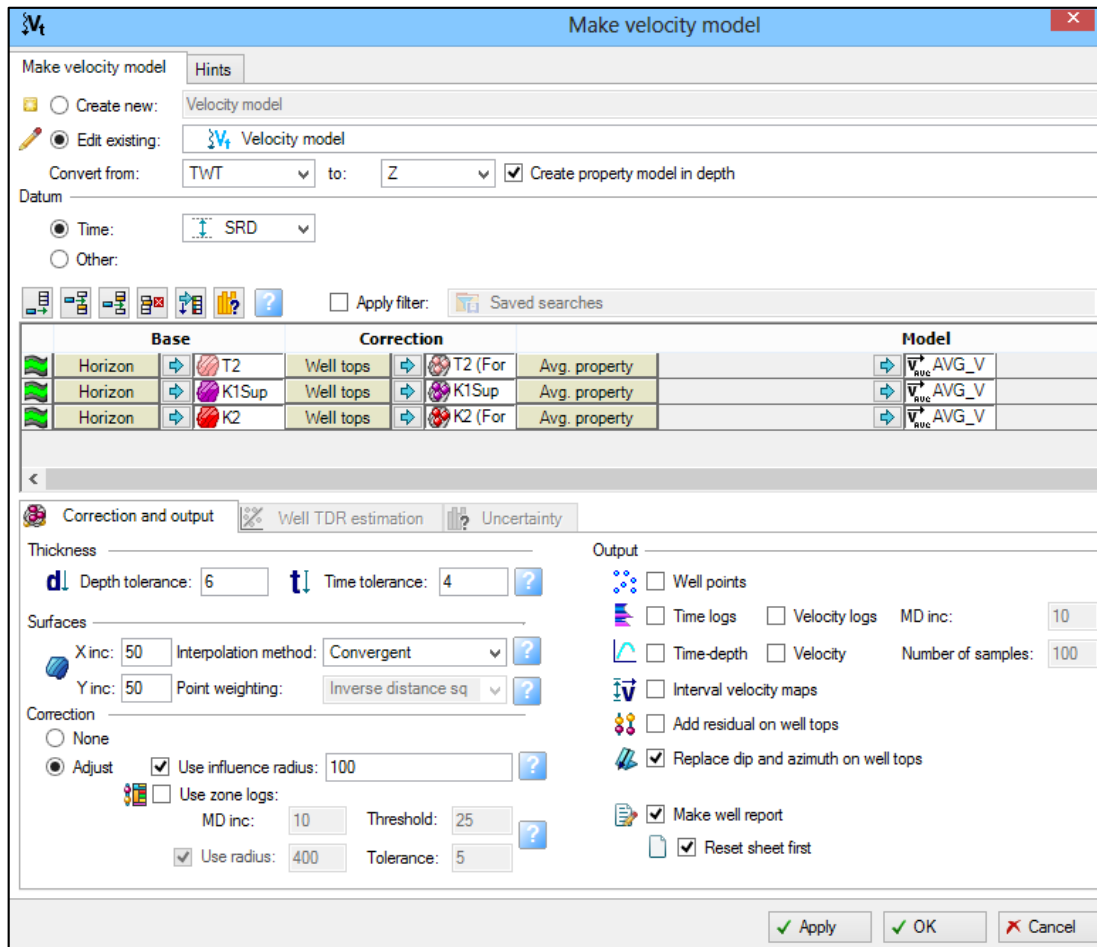


Universidad Industrial de Santander

fallas en tiempo (dominio en el cual son grabados los datos sísmicos) a profundidad. Este procedimiento se lleva a cabo en el modo *make velocity model* en donde el programa multiplica el tiempo por la velocidad promedio obtenida, ver **Figura 46**.

El paso final en el modelado estructural es incorporar los horizontes a la malla. El software Petrel permite la opción de importar los horizontes y luego convertirlos a profundidad. El resultado final es una malla 3D que consiste en un conjunto de pilares conectados en la base, el medio y el tope donde estas celdas de la malla están atadas a los valores en profundidad.

Figura 46: Parámetros definidos al convertir el modelo a profundidad





Universidad
Industrial de
Santander

6.2.9 Modelo estructural 3D. El modelo estructural generado finalmente combina la interpretación de fallas, horizontes en profundidad y datos de pozo, donde se visualizó la estructura en forma general y a partir de él se realizó el análisis final del informe.

6.3 FASE III ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

A medida que se fueron obteniendo los resultados de la interpretación sísmica y el modelo estructural se realizaron calibraciones para mejorar los resultados de dicho modelo. Ya una vez obtenido el modelo final y con los conceptos recopilados se procedió analizar los resultados.

6.4 FASE IV ELABORACIÓN INFORME FINAL

En el informe final se presentan todos los resultados obtenidos, más las descripciones y figuras adquiridas de los productos finales (sismograma sintético, secciones interpretadas y modelo), teniendo en cuenta los formatos establecidos por la Universidad Industrial de Santander para la entrega del proyecto de grado.

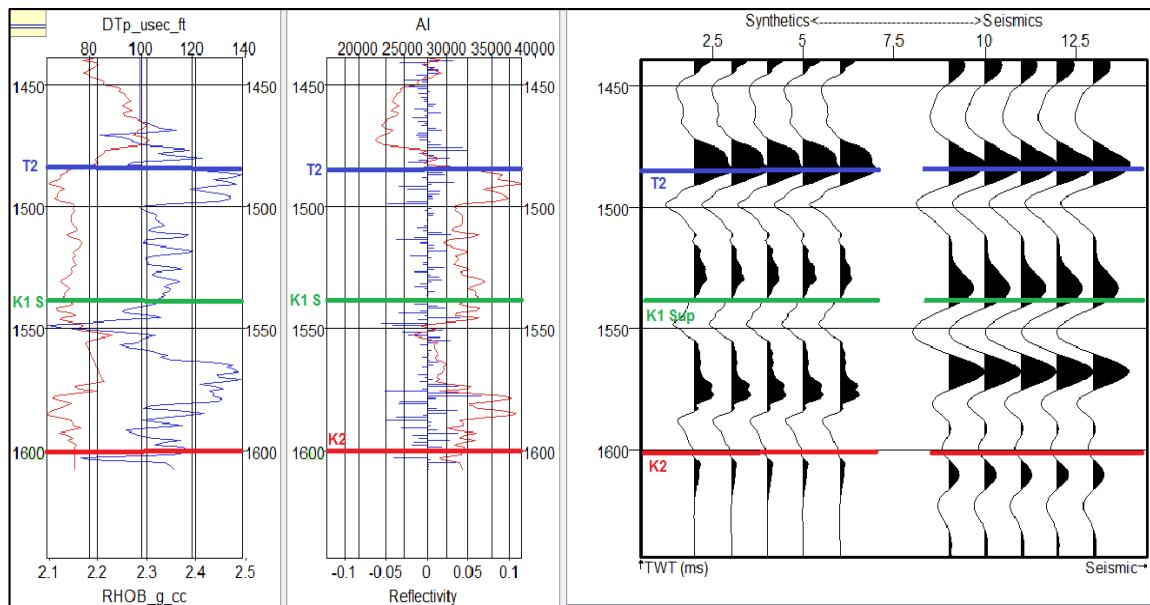


7 RESULTADOS

7.1 SISMOGRAMA SINTÉTICO

Para realizar la interpretación, inicialmente se generó el sismograma sintético para amarrar la información sísmica con los pozos para el pozo 1, en las unidades de interés (T2, K1 y K2) el cual contaba con la información necesaria que son: registro sísmico, el registro de densidad, los topes formacionales y los puntos fuente de verificación o *check shot* el cual dio un TZ (tabla tiempo- profundidad) confiable. Es bueno mencionar que muchas veces las formaciones presentan cambios litológicos que la sísmica no puede capturar por la escala y por la pérdida de resolución en profundidad, lo contrario sucede con los registros que se realizan a un pozo, estos presentan mayor detalle con el cambio de litología, por lo que son tomados directamente desde la pared del pozo, esto es importante en el momento de amarrar el sismograma sintético con la sísmica, es difícil que cada ondícula del sismograma quedé en un reflector positivo o negativo.

Figura 47: Sismograma sintético final generado para la zona de estudio para las unidades K2, K1 Sup y T2.

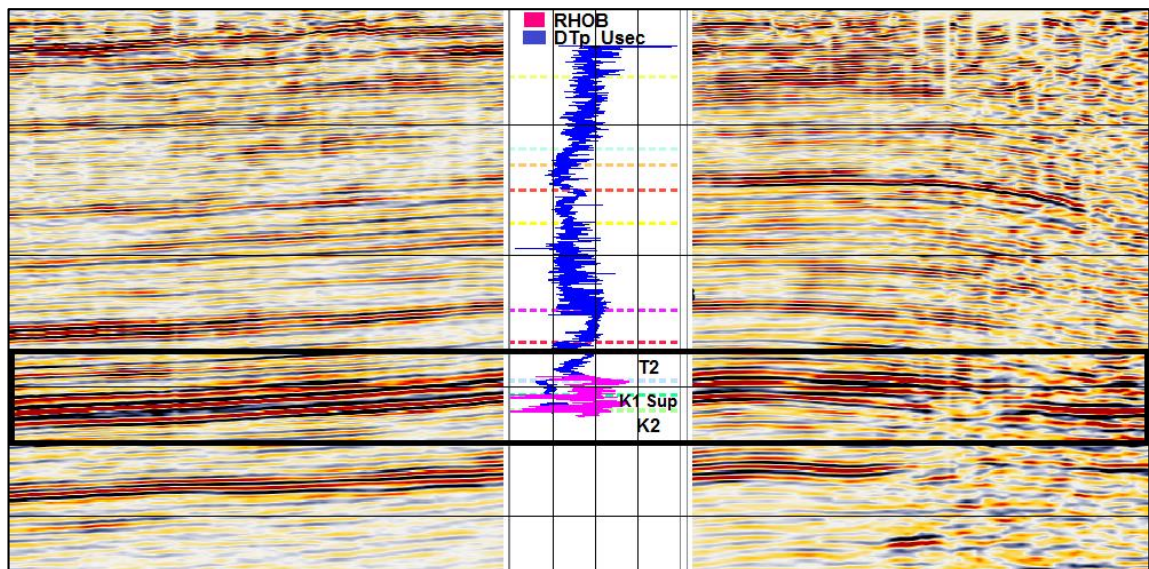




Los resultados revelan un reflector de alta amplitud correspondiente a la unidad operacional T2 compuesto principalmente de areniscas, y dos de menores amplitudes que son K1 compuesto por intercalaciones entre arcillas y areniscas, primando el contenido de arcilla y K2 compuesto por areniscas de grano fino a medio. Esto se vio reflejado en los registros de densidad y sónico como se observa en la **Figura 47** y **Figura 48**, donde para la unidad T2 en el registro sónico se observa un aumento de la velocidad y una disminución en la densidad, y para K1 sup una disminución de la velocidad y aumento en la densidad.

En la **Figura 48** se muestra la correlación de la sísmica con los registros y los topes formacionales.

Figura 48: Sísmica correlacionada con los registros de densidad y sónico.



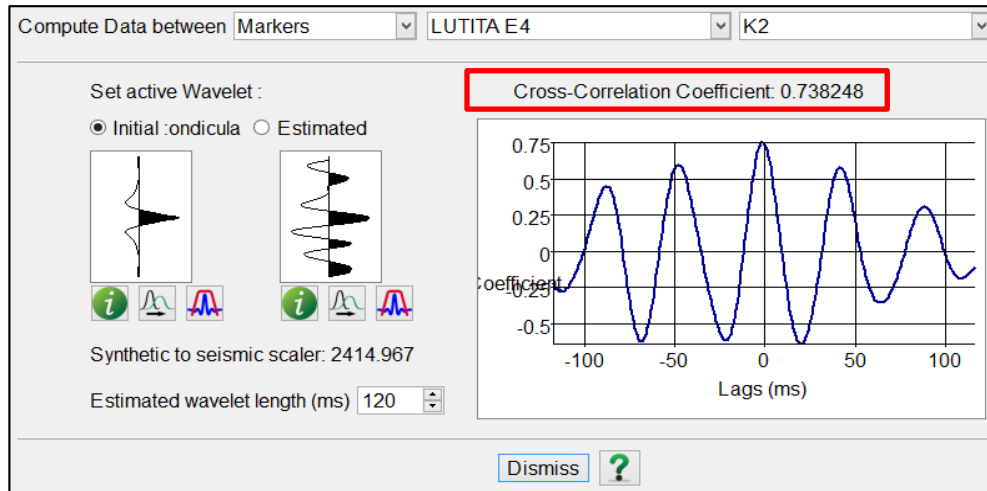
En la generación del sismograma sintético se necesitó una ondícula, la cual en este caso corresponde a una ondícula de Ricker (Fase cero) de frecuencia 50 Hz y de longitud 120 ms, la cual permite generar una alta correlación cruzada (cross



Universidad Industrial de Santander

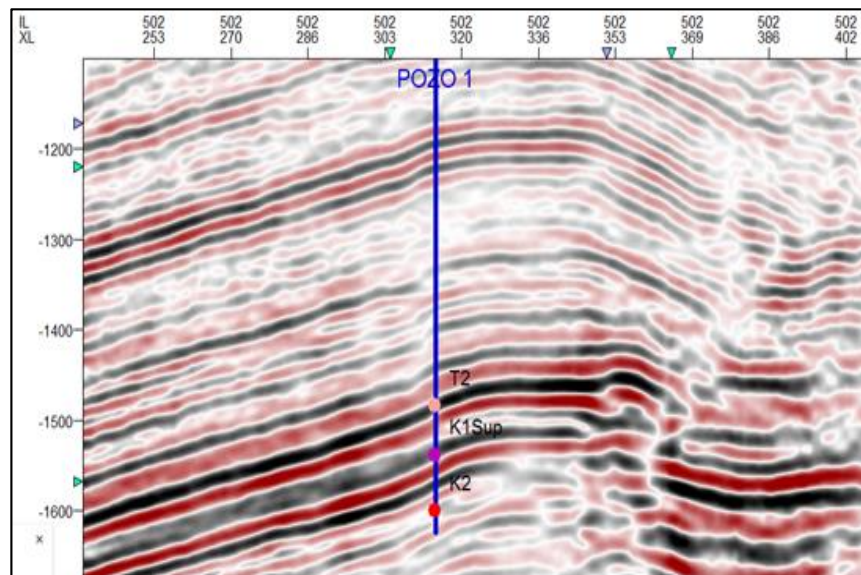
correlation) entre la traza sintética y la traza original de 0.738 entre las unidades LUTITA E4 y K2 en donde se incluye las unidades de interés, ver **Figura 49**.

Figura 49: Ondícula de Ricker (fase cero).



En la **Figura 50** se muestra el enlace que se logra entre la sísmica y el Tz exportado y agregado al pozo donde se ve reflejando un buen amarre para el POZO 1.

Figura 50: Amarre entre la sísmica y el TZ para el pozo 1 en las unidades K2, K1 Sup y T2.





Universidad
Industrial de
Santander

7.2 INTERPRETACIÓN SÍSMICA

Para la realización de esta interpretación se contó con un cubo sísmico PSTM⁵⁹ (Pre Stack Time Migration) de buena resolución y con buena continuidad lateral de los reflectores interpretados que se observan a continuación.

El primer objetivo de la interpretación se basó en 3 horizontes interpretados cada 5 inline y 5 crossline (Ver **Figura 52**), que se caracterizaron por presentar: alta amplitud, buena continuidad y buena geometría para el horizonte T2, Formación San Fernando; para el horizonte K1 Sup Formación Guadalupe, presenta menor amplitud, una buena continuidad y una moderada geometría y finalmente el horizonte K2 donde su amplitud es baja, regular continuidad y mala geometría a lo largo de la sección sísmica como se observa en la **Figura 50** y **Figura 51**.

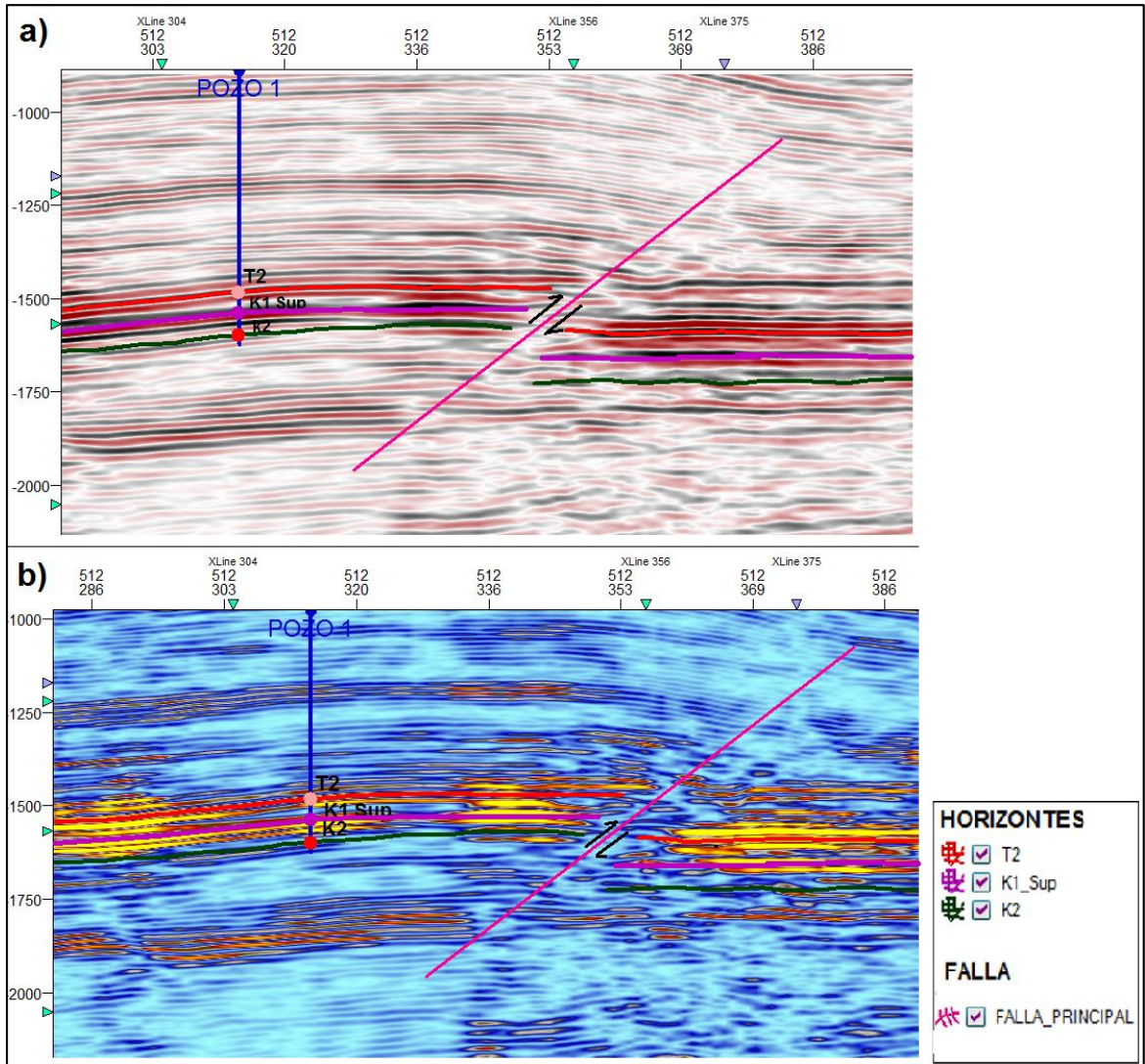
Los reflectores mencionados presentaron una continuidad y reflexión bastante buena, lo que permitió seguirlos de forma confiable y segura; a excepción del tope de la unidad operacional K2, por lo cual no se pudo seguir en función de amplitudes máximas o mínimas, sino en función del pozo que contenía la información del tope de esta unidad.

⁵⁹ Migración Pre Apilado en Tiempo.



Universidad Industrial de Santander

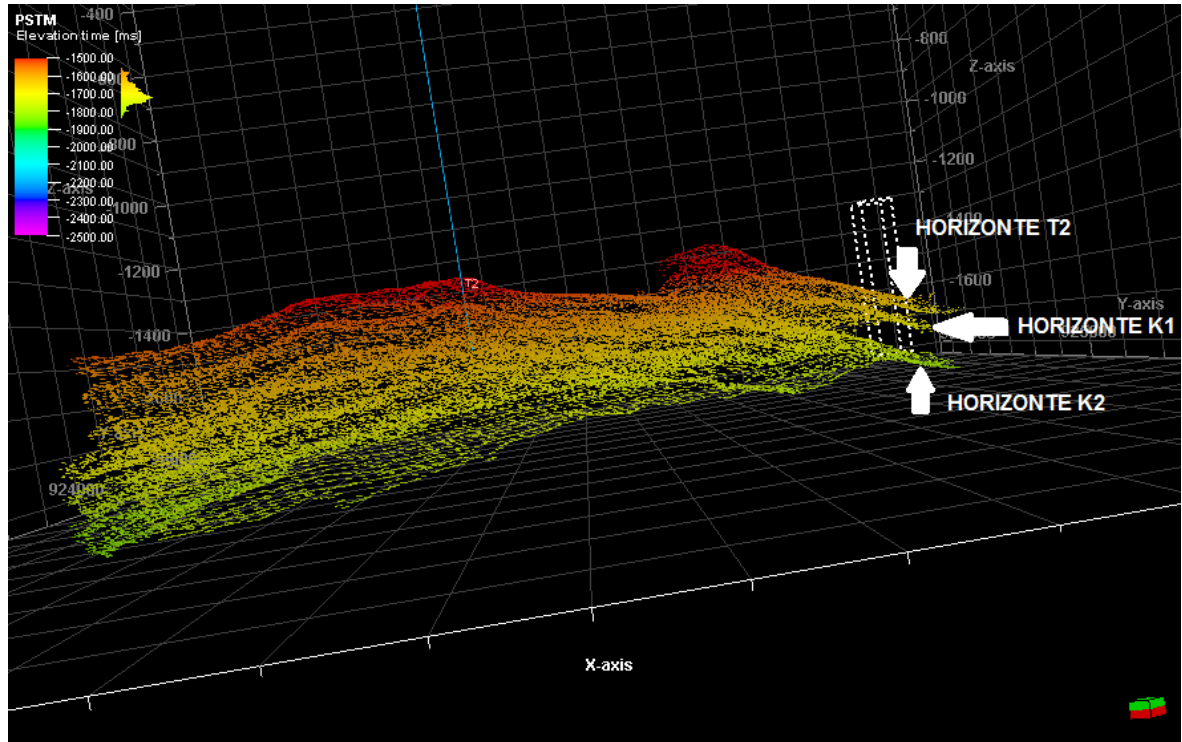
Figura 51: a) Horizontes interpretados en tiempo en la sección sísmica con los topes formacionales. b) Atributo de amplitud con la interpretación de los horizontes de interés.





Universidad Industrial de Santander

Figura 52: Horizontes en tiempo interpretados en la sección sísmica 3D.

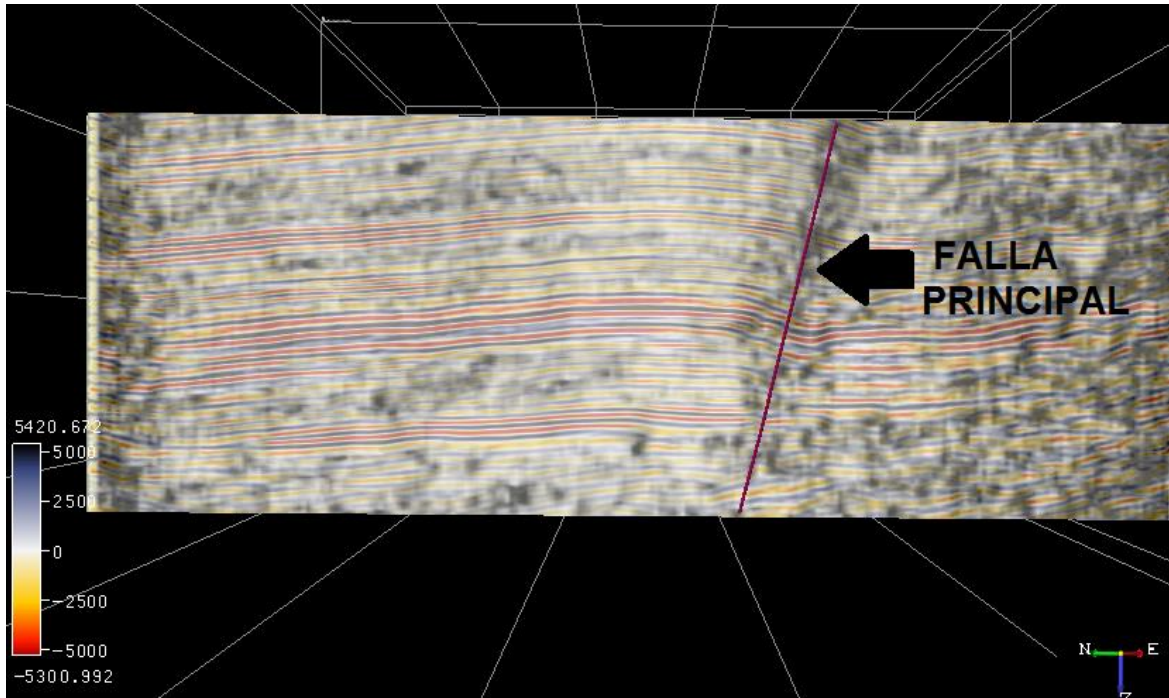


Durante la interpretación se identificó la falla principal de rumbo con componente inversa con dirección noreste que se observa a lo largo de todo el cubo sísmico; la cual se interpretó en el software Opendtect en donde permite superponer el atributo de coherencia con la sísmica, brindado una mayor facilidad a la hora de realizar el trazo de falla como se observa en la **Figura 53**, a su vez se utilizaron los z-sline que permiten observar los cambios de contrastes en un perfil horizontal como se observa en la **Figura 54**, donde se evidencian cambios de coherencia que permiten guiar la interpretación por estas zonas y así brindar una mayor viabilidad a la interpretación.



Universidad
Industrial de
Santander

Figura 53: Interpretación de la falla principal en la línea sísmica superpuesta con el atributo de coherencia.

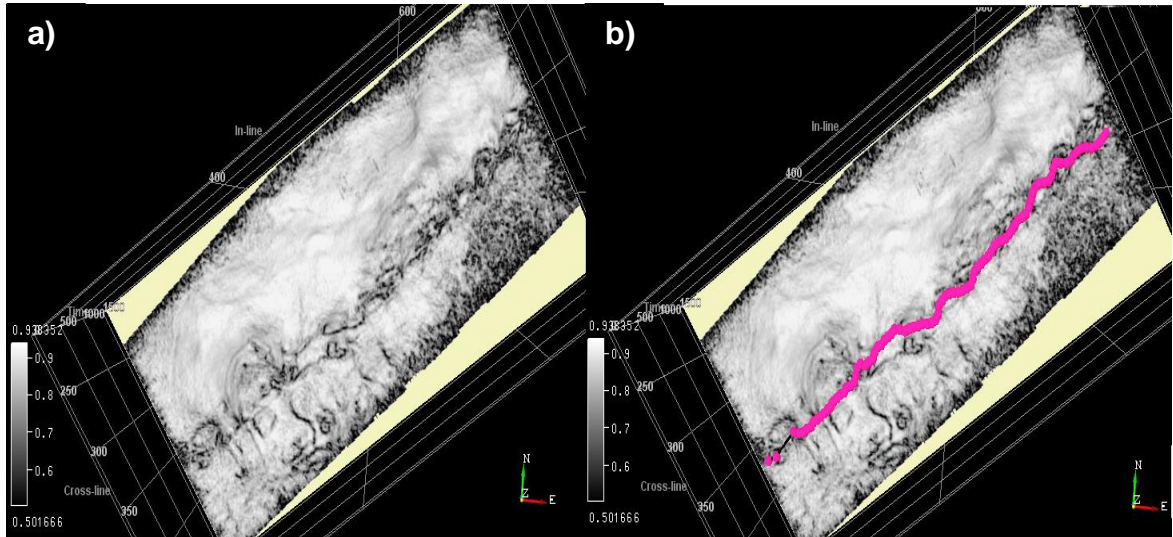


El atributo de coherencia mide la similitud de una traza sísmica con respecto a la forma de onda del conjunto de trazas adyacentes, los cambios laterales son debidos a una variación en la litología, estratigrafía, fluidos y porosidad, este algoritmo es preciso en la detección de fallas ya que una traza sísmica que corta la falla tiene características diferentes a las trazas que no pasan por ella, la zona de falla representa una zona de baja similitud, la cual se presenta en tonos oscuros como se observa en la **Figura 54**.



Universidad
Industrial de
Santander

Figura 54: a) z-sline para el atributo de coherencia b) z-sline para el atributo de coherencia con la interpretación de la falla principal.



Asimismo, se realizó la interpretación sísmica para las demás fallas en el software Petrel utilizando tanto el atributo de coherencia como el de amplitud (Ver la **Figura 55**) dando en total de 17 fallas satélites y una falla principal.

Con el propósito de interpretar las fallas se aplicaron atributos en el tiempo, en este caso el atributo de coherencia, el cual se basa en la similaridad de la forma de la traza con las trazas adyacentes dentro de una ventana de tiempo y permite observar en eventos “*time slices*” la variación del mismo. Al incluir un análisis en el tiempo, se observa la falla principal y las satélites (**Figura 56**). Finalmente se obtiene un modelo de fallas como se observa en la **Figura 57** en donde muestra las 17 fallas satélites enumeradas en números romanos de I a la XVII y la falla principal.

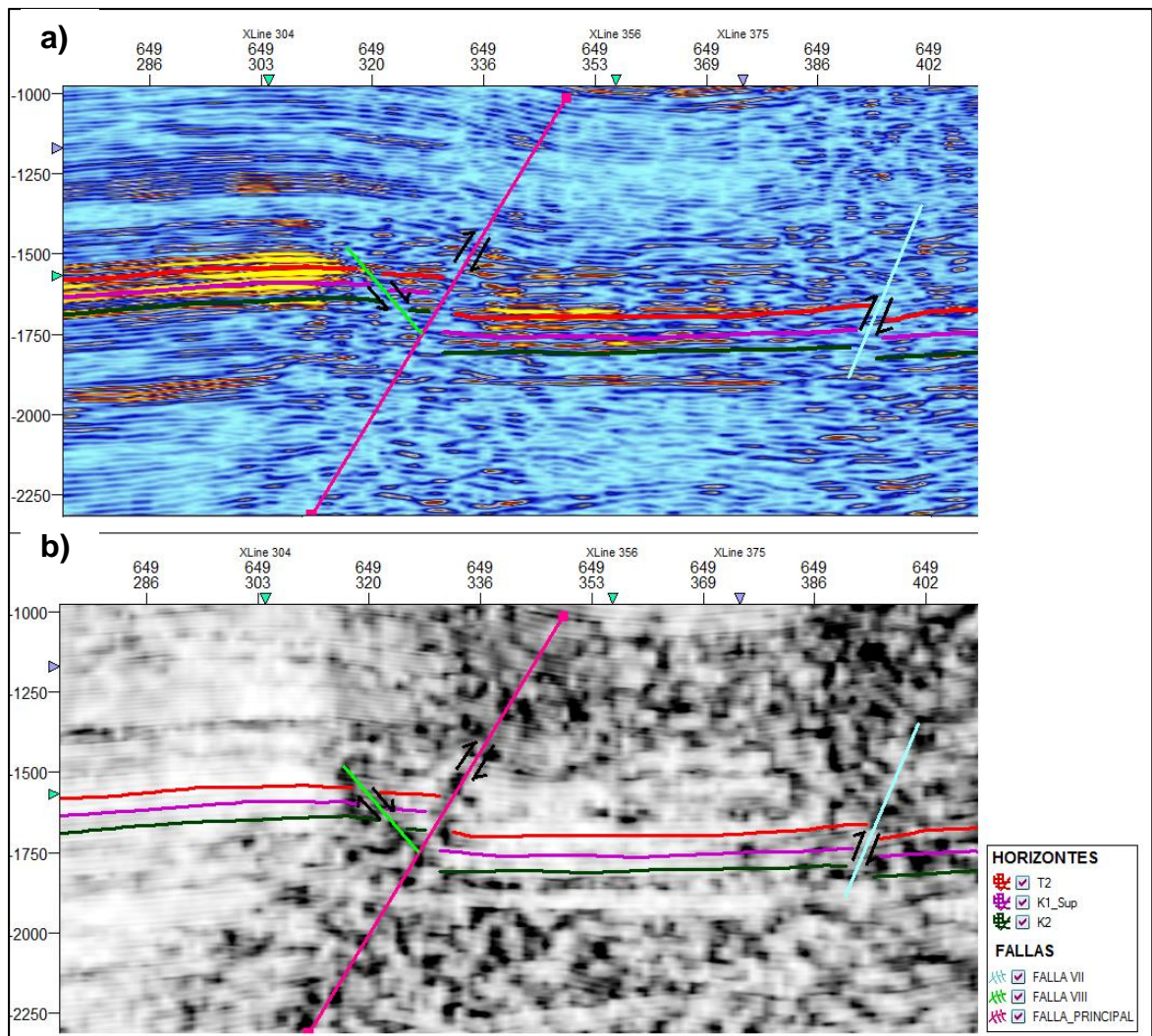
En la **Figura 55** se observa la interpretación estructural en donde muestra la falla principal de rumbo con componente inversa con un ángulo (aproximadamente 53°) y una falla normal (falla No VIII) que buza perpendicular a esta, además se observa la falla VII de tipo inversa paralela a la falla principal. Esta imagen refleja de forma



Universidad Industrial de Santander

general lo que se observa en esta zona que son una falla principal de rumbo acompañada de fallas inversas paralelas o subparalelas a estas con fallas normales en dirección perpendicular a la falla principal.

Figura 55: a) Atributo de amplitud con interpretación estratigráfica y estructural. b) Atributo de coherencia con interpretación estratigráfica y estructural.





Universidad Industrial de Santander

Figura 56: a) Time slice del atributo de coherencia. b) Time slice donde se observan las fallas interpretadas en tiempo.

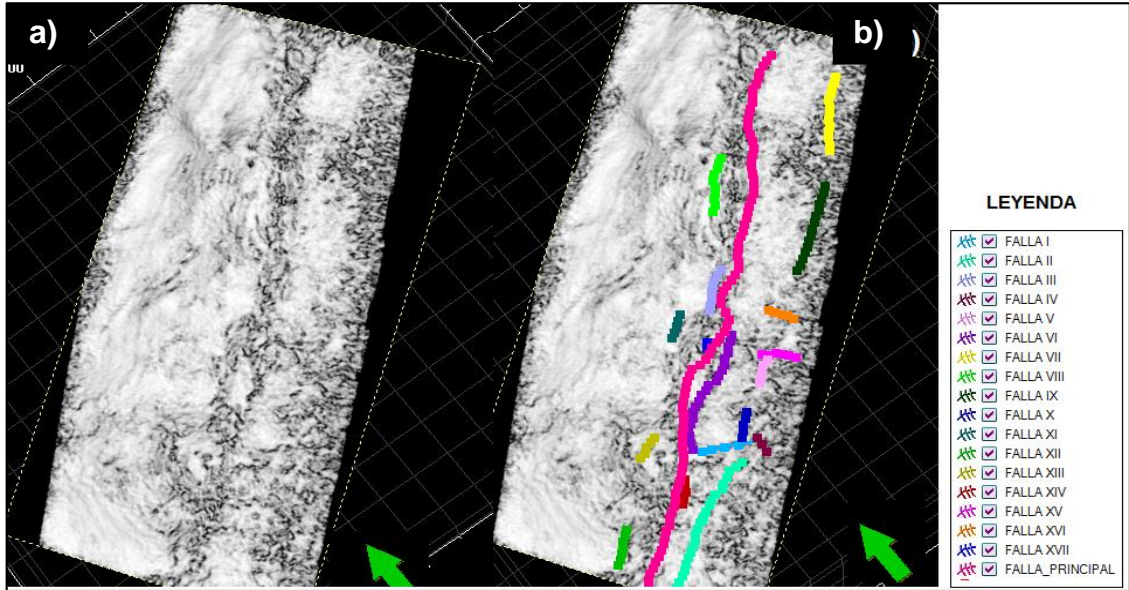
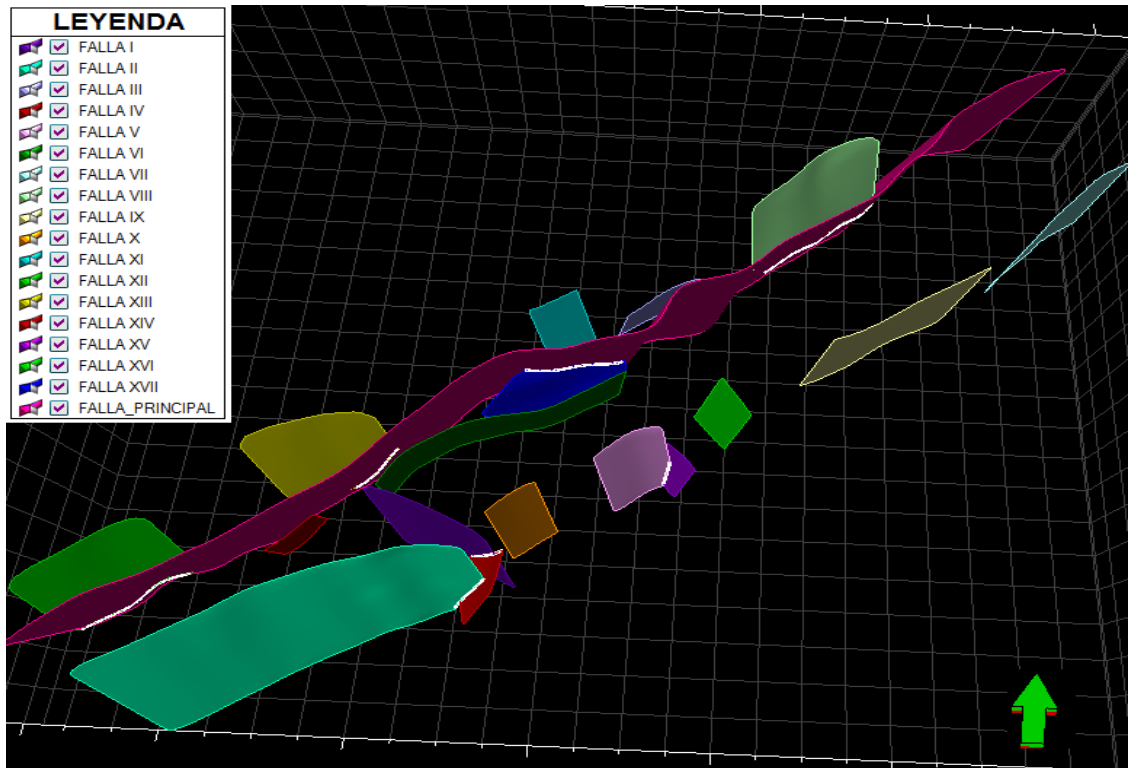


Figura 57: Modelo de fallas generado para la zona de estudio.

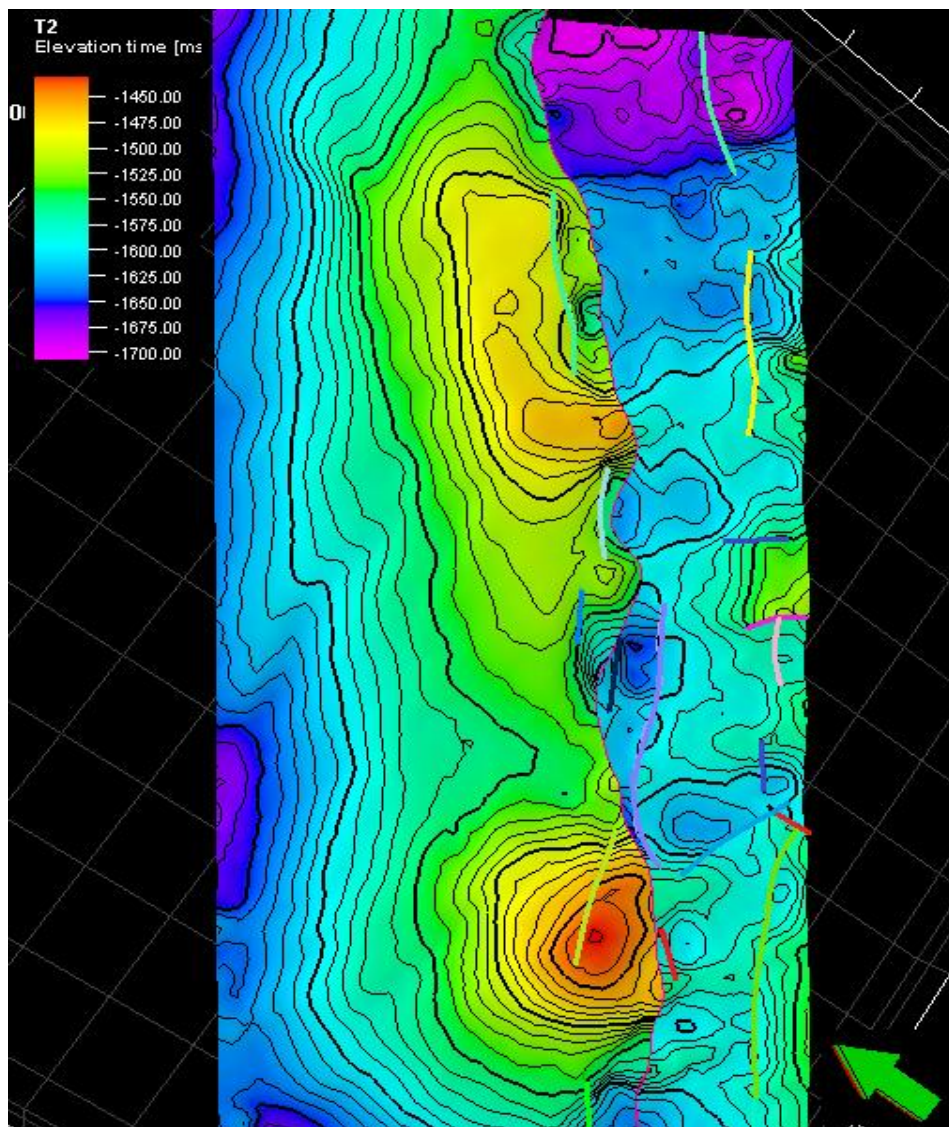




7.3 MAPAS ESTRUCTURALES EN TIEMPO

Para el mapa estructural del tope de T2 se evidencia las fallas satélites y la falla principal. En la falla principal se observa una sinuosidad lo que representa los cambios de dirección; además un salto de falla que en algunos sectores es más notorio. Las profundidades de este horizonte varían de 1450 a 1700 ms. Como se observa en la **Figura 58**.

Figura 58: Mapa estructural del tope de T2.

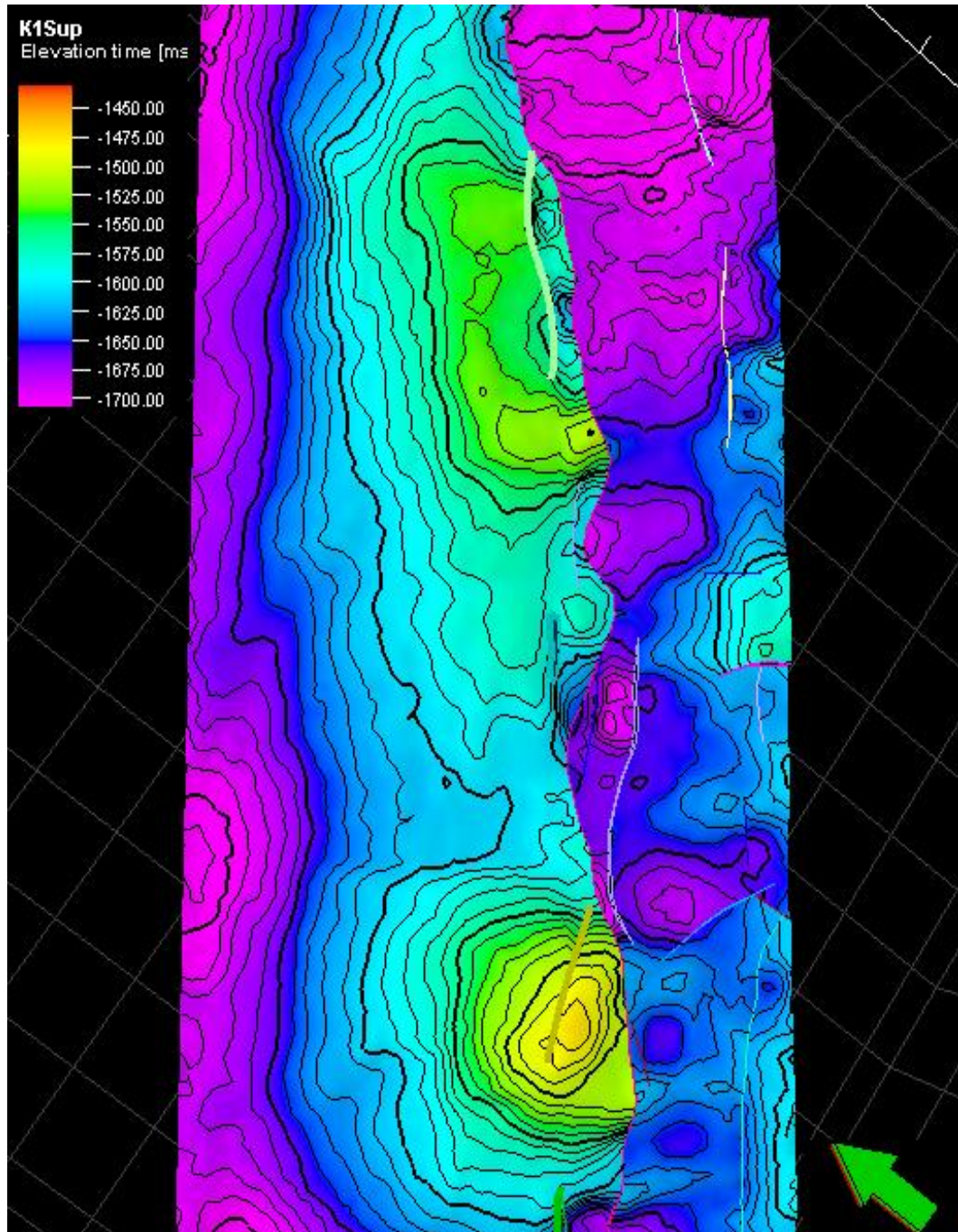




Universidad
Industrial de
Santander

Para el mapa estructural del tope de K1 Sup se observan las fallas satélites y principal; en la falla principal se observan el salto de falla, las profundidades de este horizonte varían entre 1470 y 1700 ms. Ver **Figura 59**.

Figura 59: Mapa estructural del tope de la unidad K1 Sup.

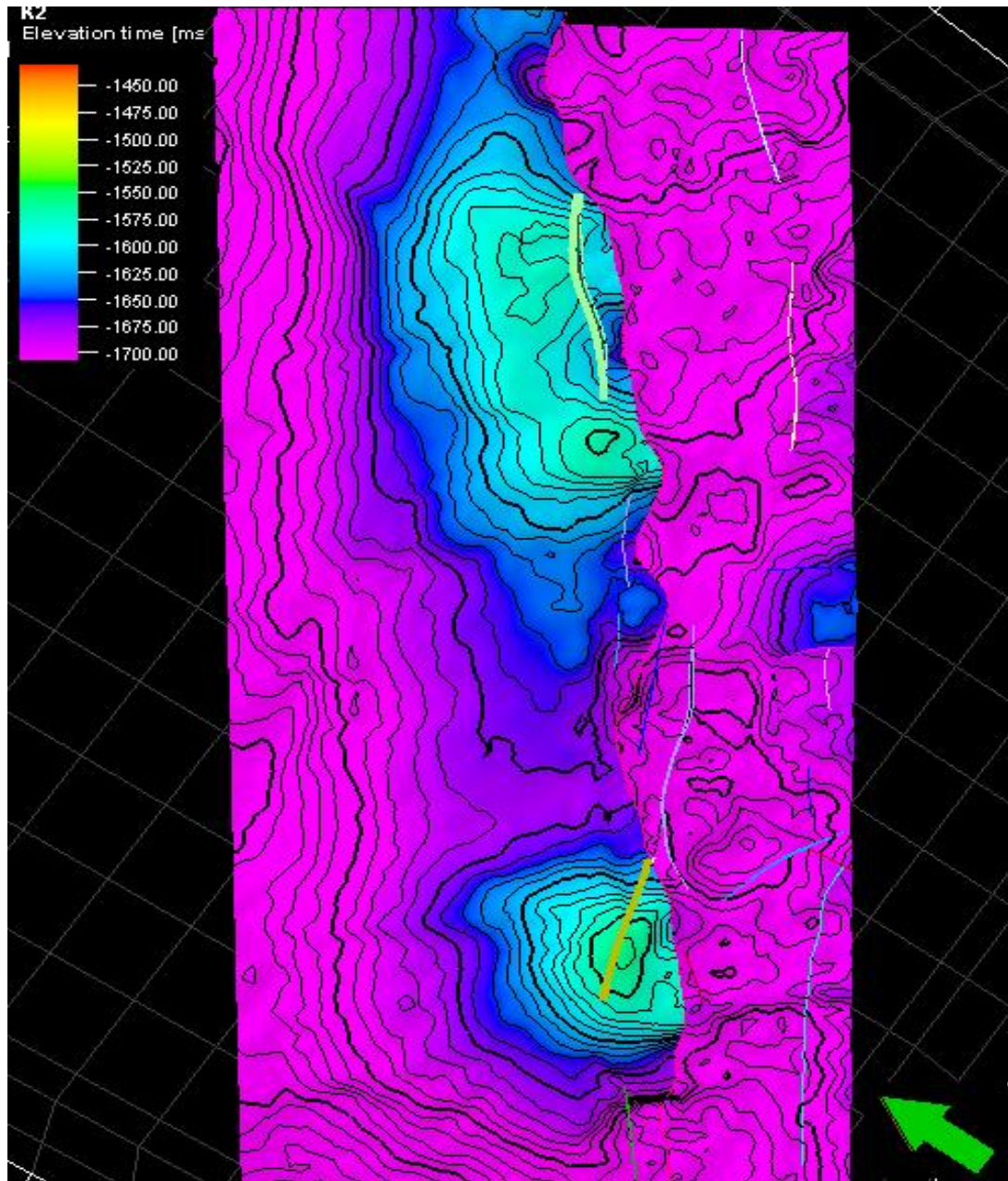




Universidad Industrial de Santander

Para el mapa estructural de la unidad K2 se observa el salto de la falla principal, además el trazo de las fallas satélites que afectan la zona, las profundidades de este horizonte varían entre 1600 y 1700 ms a lo largo de todo el cubo sísmico, ver **Figura 60**.

Figura 60: Mapa estructural de tope de la unidad K2.





Universidad Industrial de Santander

Luego de obtener los mapas estructurales en tiempo se procede a generar el modelo de celdas el cual se realizó de dos maneras, el **structural gridding** como se observa en la **Figura 61**, donde muestra como las fallas presentan un escalonamiento, razón por la cual no se puede utilizar en el modelo estructural. Por tanto, se utiliza el modelo de celdas llamado **pillar gridding** (**Figura 62**), donde se escogió una alta densidad de layering ya que al aplicarle las velocidades promedio arrojará mejores resultados.

Figura 61: a) Modelo de celdas para horizontes. b) Modelo de celdas para fallas.

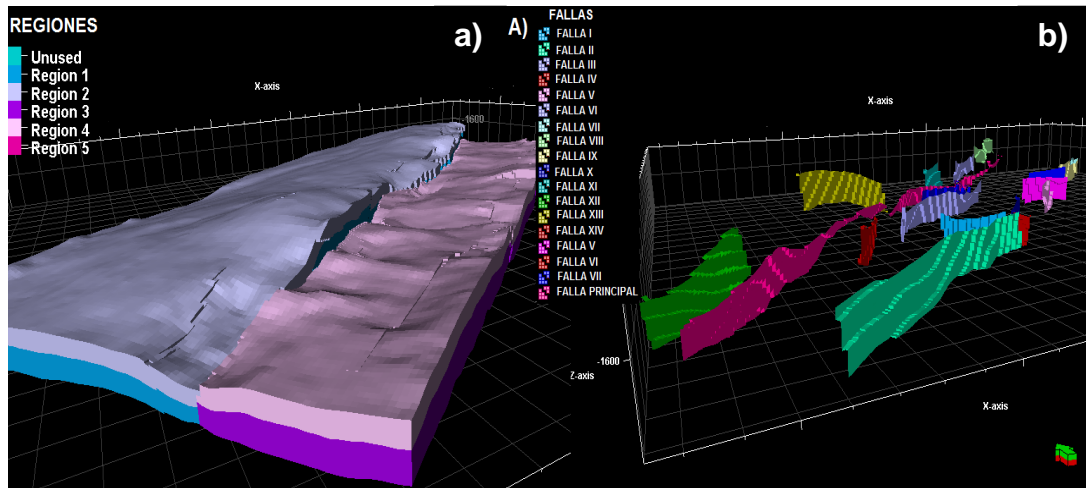
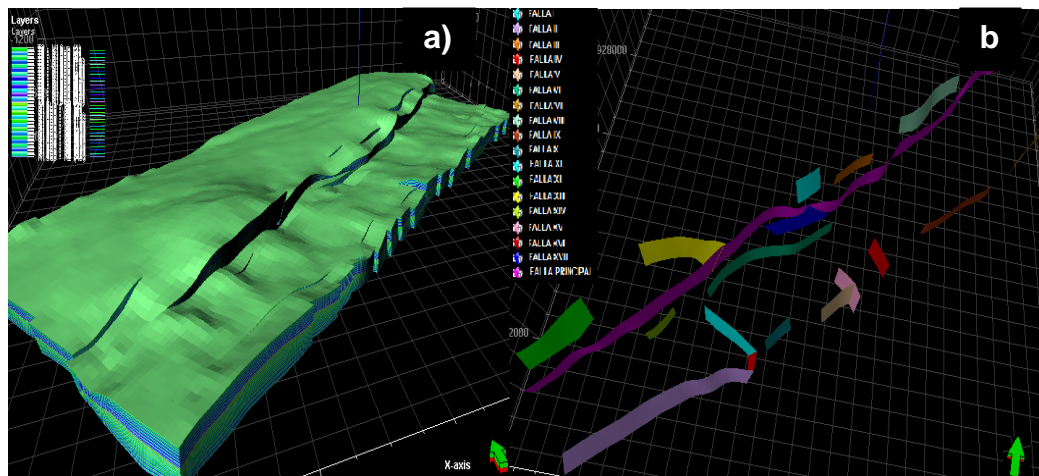


Figura 62: a) Modelo de zonas para el pillar gridding. b) Modelo de fallas pillar gridding



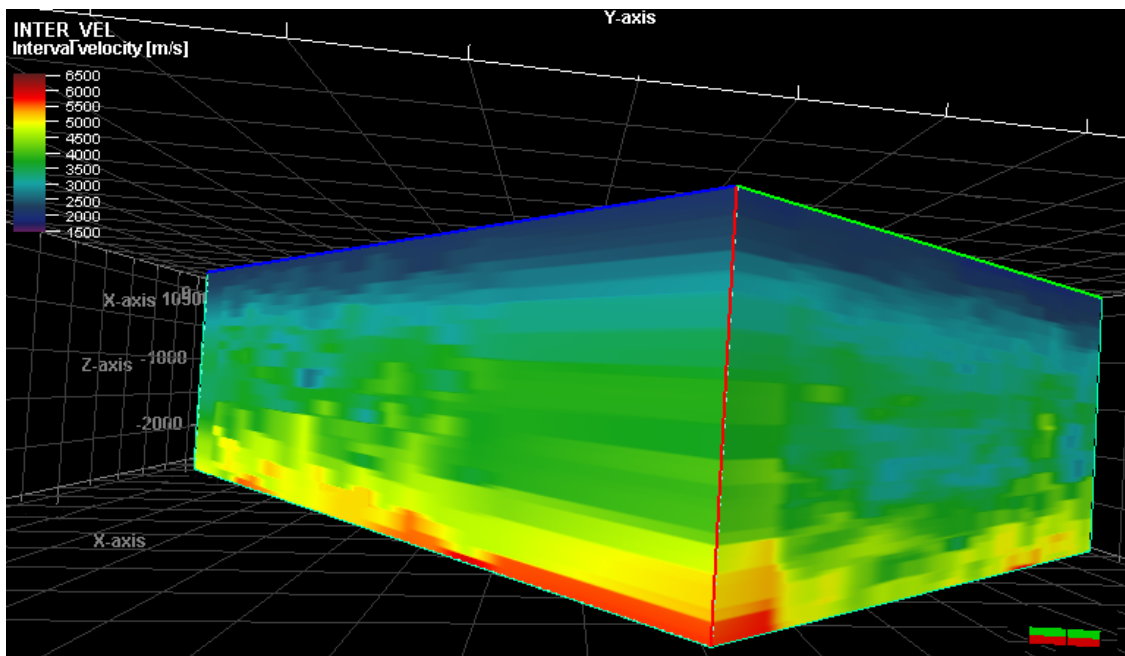


Universidad
Industrial de
Santander

7.4 MODELOS DE VELOCIDADES

Para la generación del modelo de velocidades interválicas se tuvieron en cuenta las funciones de velocidad del Pozo 1 el cual muestra los cambios en la litología es decir se presentan cambios en las velocidades a medida que cambian las profundidades. De manera general el modelo es válido debido a que a medida que se aumenta la profundidad aumenta su velocidad como se observa en la **Figura 63**.

Figura 63: Cubo que contiene el campo de funciones de velocidades interválicas.



En la **Figura 65** se observa el resultado final de la calibración, donde se generó un modelo de velocidad final, que lleva la velocidad de la sísmica promedio hasta la velocidad de pozo obteniendo finalmente una curva calibrada a partir de la información de pozo representada por la línea de color negro. Ver **Figura 64**



Universidad Industrial de Santander

Figura 64: Modelo de velocidad promedio

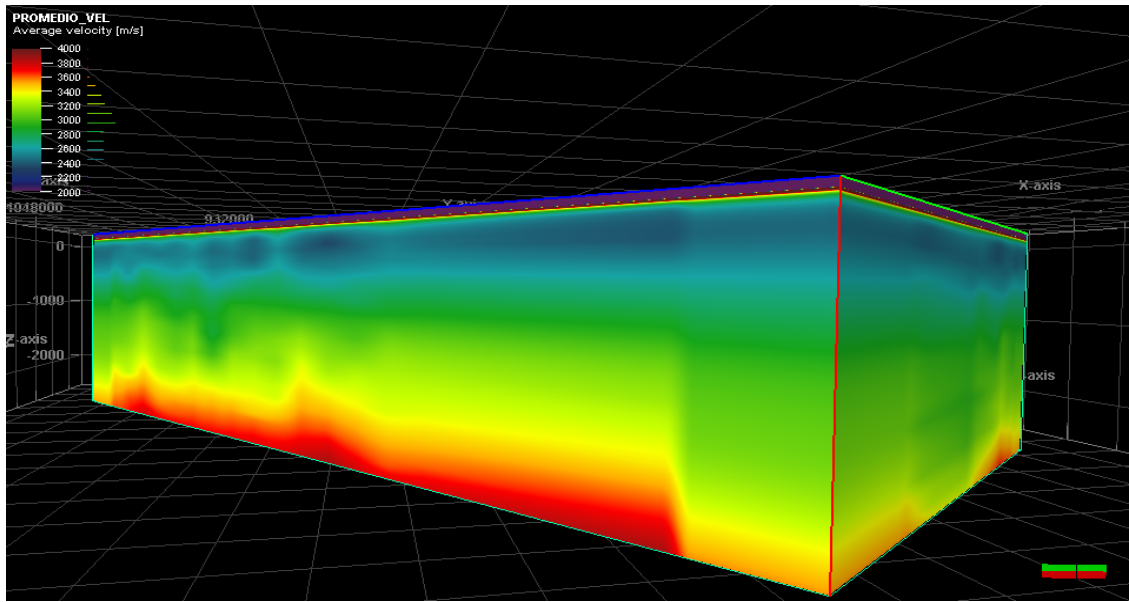
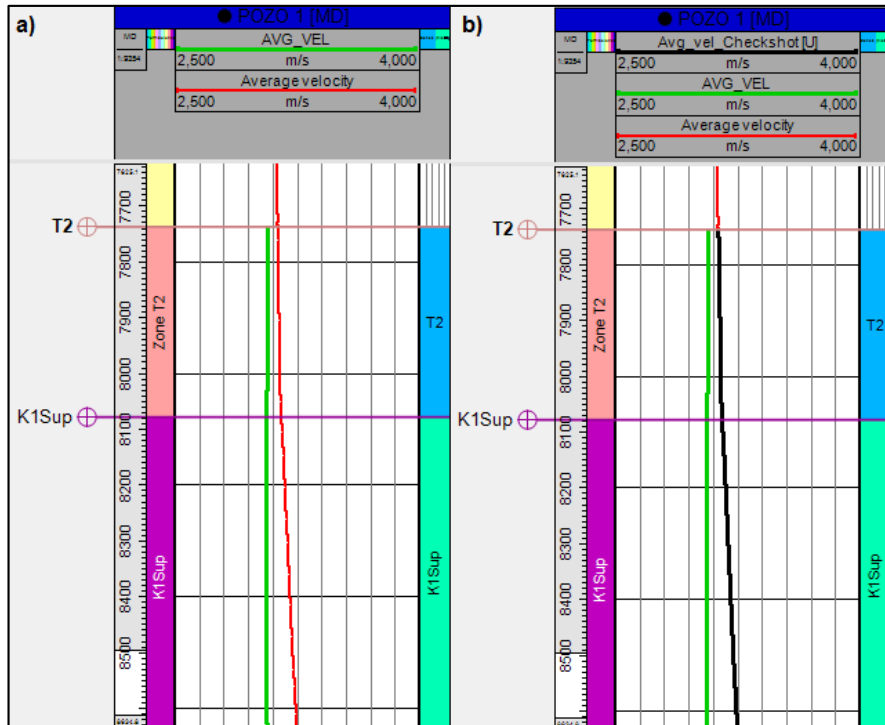


Figura 65: a) curva de velocidad promedio de la sísmica y velocidad promedio de pozo b) curva de velocidad promedio de la sísmica, velocidad promedio de pozo y velocidad promedio de la sísmica calibrada.

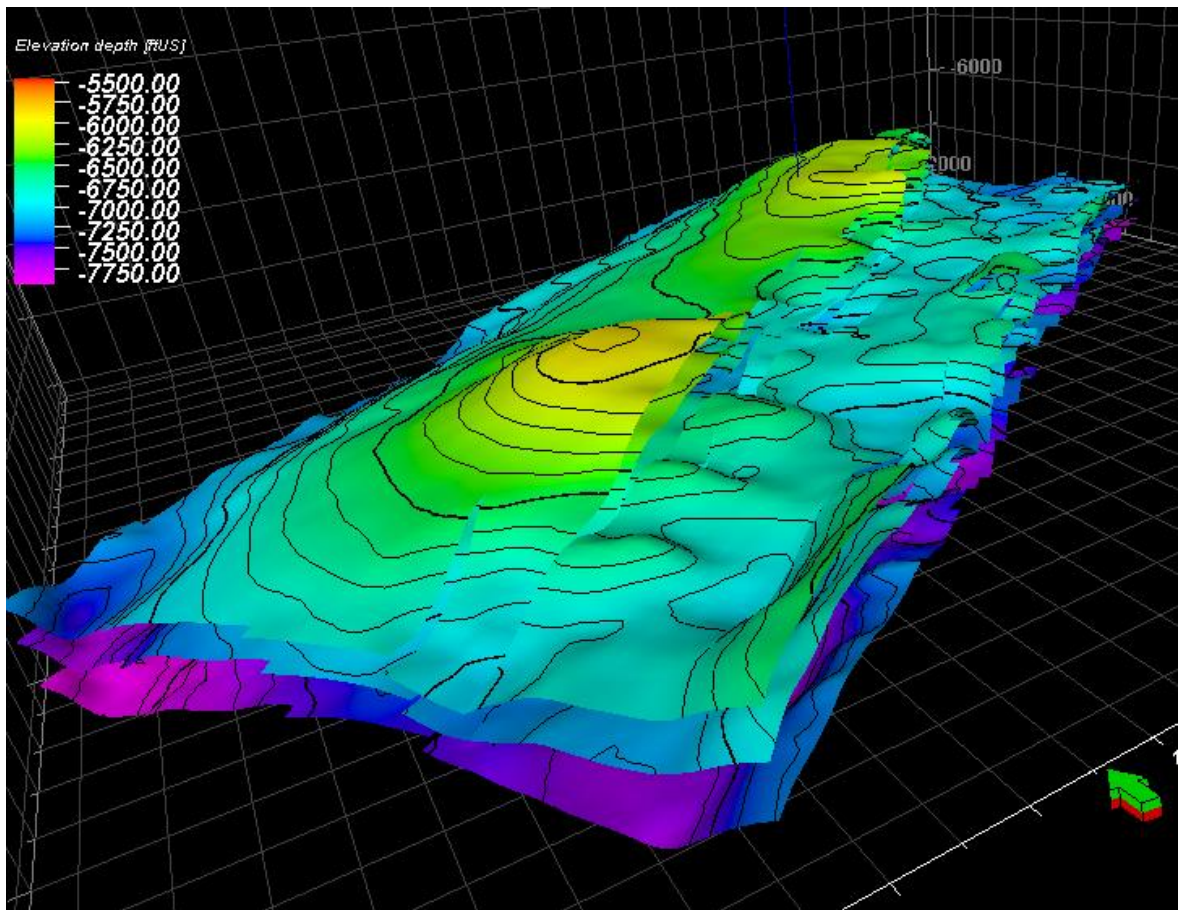




7.5 SUPERFICIES CONVERTIDAS A PROFUNDIDAD

De acuerdo con las superficies convertidas a profundidad se determina que el espesor de la unidad operacional K1 Sup es de 115 m y para la unidad T2 presenta un espesor de 110 m aproximadamente. Además, la profundidad a la que se encuentra la unidad operacional T2 Formación San Fernando varía de 5800 ft a 7500 ft de profundidad, la unidad K1 superior Formación Guadalupe su profundidad varía de 6080 ft a 7800 ft y para K2 Formación Guadalupe masivo varía de 6500 ft a 8200 ft, ver **Figura 66**.

Figura 66: Superficies convertidas en profundidad.

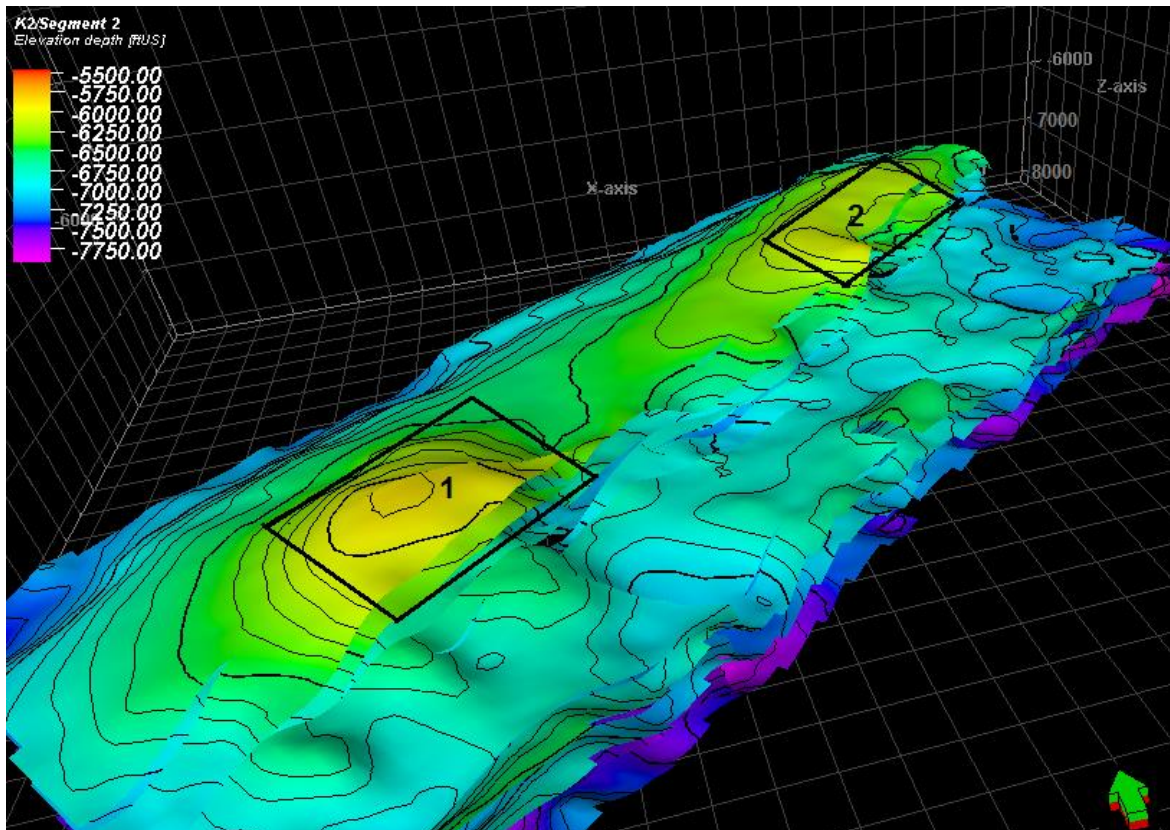




Universidad
Industrial de
Santander

Después de realizar el análisis de las principales trampas estructurales, se definió una trampa estructural principal limitada por el cuadro 1, como se observa en la **Figura 67**, la cual es una estructura anticlinal con un flanco fallado y todo cierra contra la falla; adicionalmente, el cuadro 2 muestra otra posible trampa, que también es un anticlinal con un flanco fallado con el cierre hacia la falla.

Figura 67: Principales trampas estructurales definidas a partir de las superficies convertidas en profundidad.



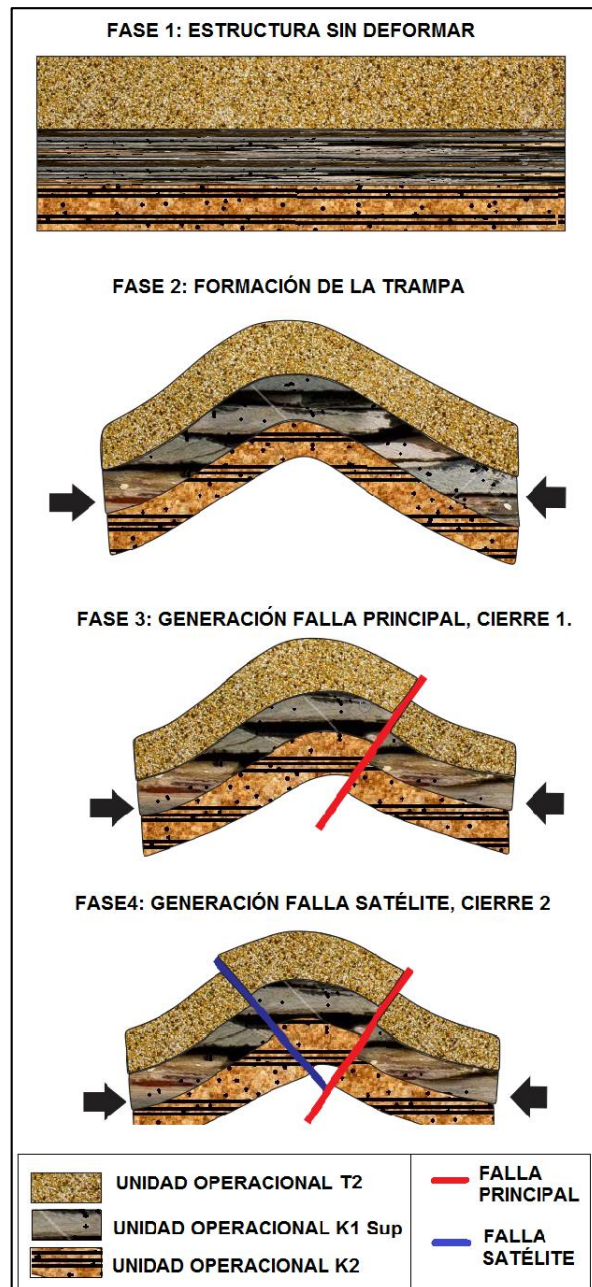
Además, los sincronismos de los eventos de formación están dados inicialmente por la deposición de las unidades K2, K1 Sup y T2 Cretácico y Terciario. En el Eoceno medio se formó el anticlinal por la etapa compresiva dada en la cordillera oriental la cual afecta a su vez la Cuenca de los Llanos Orientales, debido a un aumento en la tasa de convergencia de la placa de Nazca y Suramérica. Posteriormente se da la



Universidad Industrial de Santander

formación de la falla de rumbo acompañada de fallas inversas y normales de manera local. Ver **Figura 68**.

Figura 68 Esquema general estructural de la formación del sistema petrolífero.



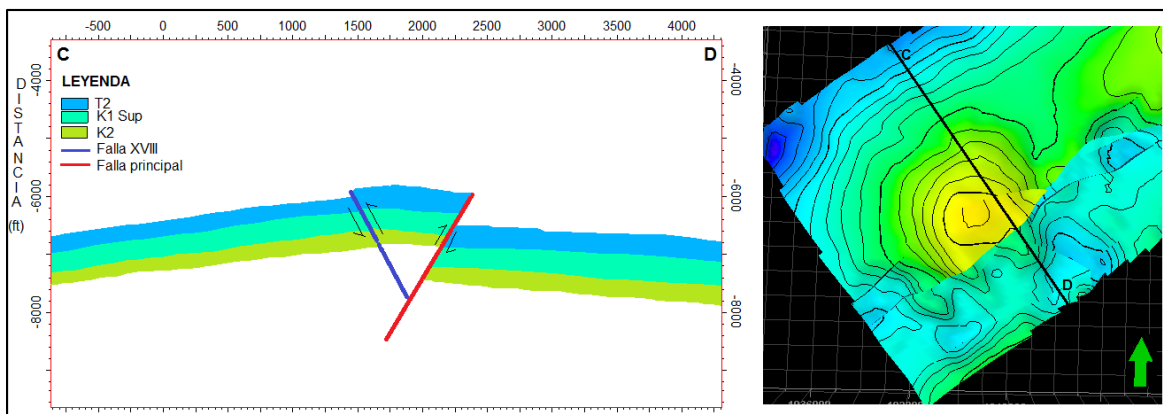
En la **Figura 69** se muestra el corte de la trampa 1, el cual se define como una trampa tipo anticlinal fallado de acuerdo a la clasificación de trampas definidas en



Universidad Industrial de Santander

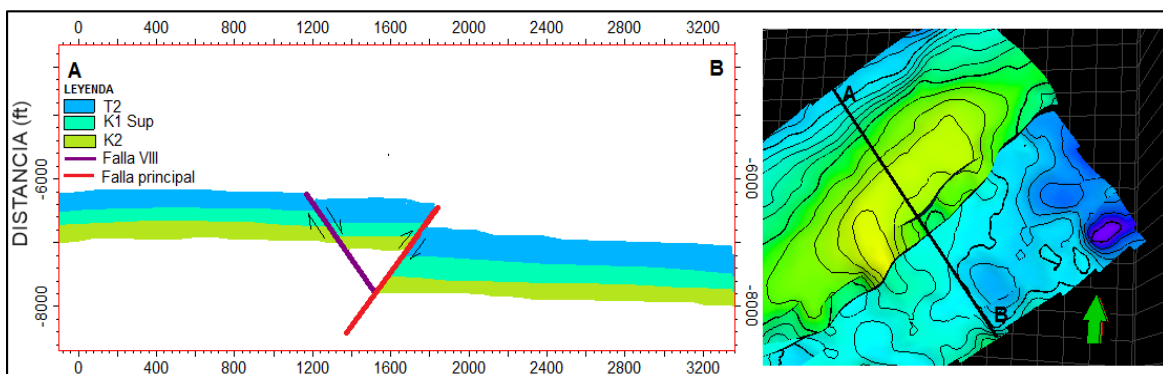
(Mier, 2000.), con sus flancos fallados representando un cierre estructural. También se observa las dos zonas modeladas pertenecientes a la unidad T2 Formación San Fernando y K1 superior que actúa como un sello local, la zona K2 actúa como roca generadora y almacenadora, aunque esta zona no se pudo modelar por falta de información.

Figura 69: Corte esquemático para la trampa 1 en la zona sur del bloque de estudio.



Para la **Figura 70** se observa el corte esquemático de la trampa 2 que la compone las mismas unidades descritas para la trampa 1. Los eventos de formación se dieron de forma similar solo que en este caso uno de los cierres es una falla de tipo normal.

Figura 70: Corte esquemático para la trampa 2 en la zona norte del bloque de estudio.





7.6 MODELO ESTRUCTURAL

Finalmente el modelo estructural 3D en profundidad del campo (Ver **Figura 73**) se obtiene mediante interpretación sísmica, conversiones tiempo-profundidad, modelamiento de fallas, etc.; con ello se obtiene un modelo consistente y congruente con todos los datos utilizados para su elaboración en donde se obtienen dos zonas una perteneciente a la unidad K1 Sup y la segunda perteneciente a la unidad operacional T2, suministrando una mejor herramienta para la toma de decisiones acerca de los futuros pozos que posiblemente se vayan a perforar dentro el campo y probablemente se entenderán mejor las razones por las cuales los pozos no muestran producciones significativas o no presentan producción.

El modelo estructural de este campo corresponde a un anticlinal alargado en dirección noreste, con su flanco oriental afectado por una falla de rumbo con componente inversa, con un desplazamiento vertical de 320 m y buzamiento al noroeste de 53°, calculado al Norte de la sección sísmica; además este flanco se ve afectado por fallas inversas y normales con bajos desplazamientos o en ocasiones nulo y esto es explicado porque la resolución de la sísmica no permite mostrar el salto. También el anticlinal presenta dos domos en donde uno es bisectado por una falla normal de poco desplazamiento y el de la zona sur es bisectado por una falla de tipo inversa. En la zona se observa 17 fallas satélites tres de tipo normal locales y 15 de tipo inverso que están de forma paralela o subparalela a la falla principal y las normales van en dirección perpendicular. siendo este modelo similar a lo determinado por ECOPETROL – Beicip/Franlab, (1995).

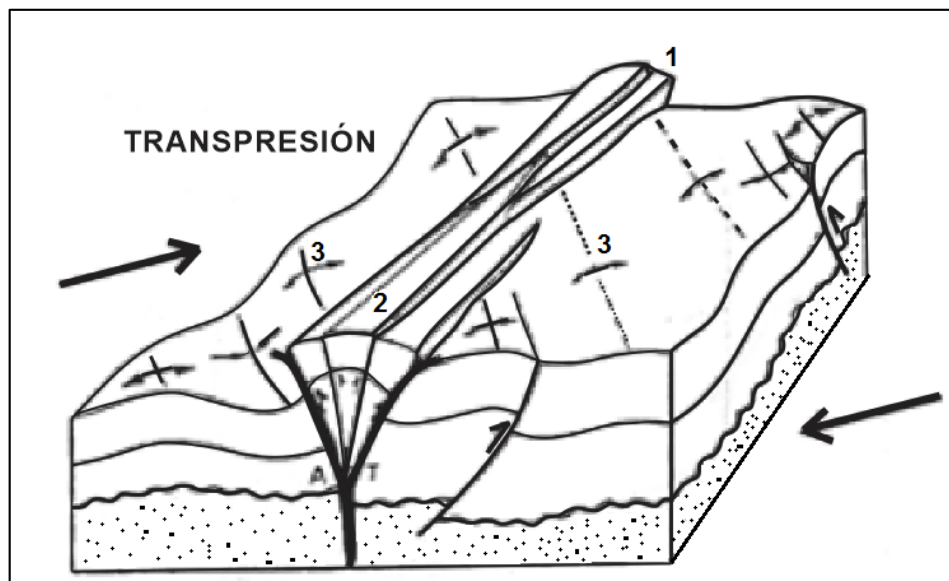
Para el análisis estructural se plantean dos hipótesis, una referente a un sistema transpresional y otra corresponde a una inversión tectónica.

Se denomina sistema tranpresivo o transpresión cuando las deformaciones transcurrentes evoluciona hacia una reducción de la misma, dentro de las cuales



las estructuras comprometidas exhiben rotaciones que se ajustan a la posición de los campos de esfuerzos responsables. En estas zonas las superficies de discontinuidad principales esta representadas por estructuras en flor, las cuales pueden ser identificadas en observación directa o por la información del subsuelo (líneas sísmicas). Se pueden reconocer dos tipos: flor positiva o compresiva donde para mantener los equilibrios de volúmenes se generan altos topográficos en el centro o núcleo y flor negativa o distensiva donde para mantener el equilibrio se generan depresiones topográficas en la zona central o núcleo⁶⁰. Ver **Figura 71**. Lo cual concuerda con el comportamiento estructural de la zona de estudio como se observa en la **Figura 73**.

Figura 71 Diagrama que exhibe un ambiente característico de transpresión.



Fuente: Rosello, 2001.

También se podría hablar de inversión debido a que la historia geológica de este sector de la cuenca de los Llanos Orientales presenta una serie de eventos que

⁶⁰ ROSSELLO, E. A. Sistemas tectónicos transcurrentes: una síntesis de sus condiciones mecánicas y aplicaciones geoeconómicas. Avances en Microtectónica, 2001, vol. 5.



Universidad
Industrial de
Santander

están ligados a la formación de la actual Cordillera Oriental de Colombia donde su último evento en el Mioceno Tardío se da un proceso de compresión e inversión⁶¹. La inversión estructural positiva ocurre cuando una cuenca controlada inicialmente por fallas extensionales se reactiva con el movimiento inverso de dichas estructuras por una compresión tectónica posterior. Así también, se define una inversión negativa la cual ocurre cuando el acortamiento litosférico es reactivado en extensión, siendo este último caso poco frecuente⁶².

Durante el proceso de inversión de una falla, existe un punto que es conocido como punto nulo que adquirió nuevamente su posición inicial. El punto nulo migra estratigráficamente hacia abajo a medida que evoluciona la inversión de la falla. Además, la falla por encima de este, va a ser inversa y por debajo va ser normal⁶³. Ver **Figura 72**.

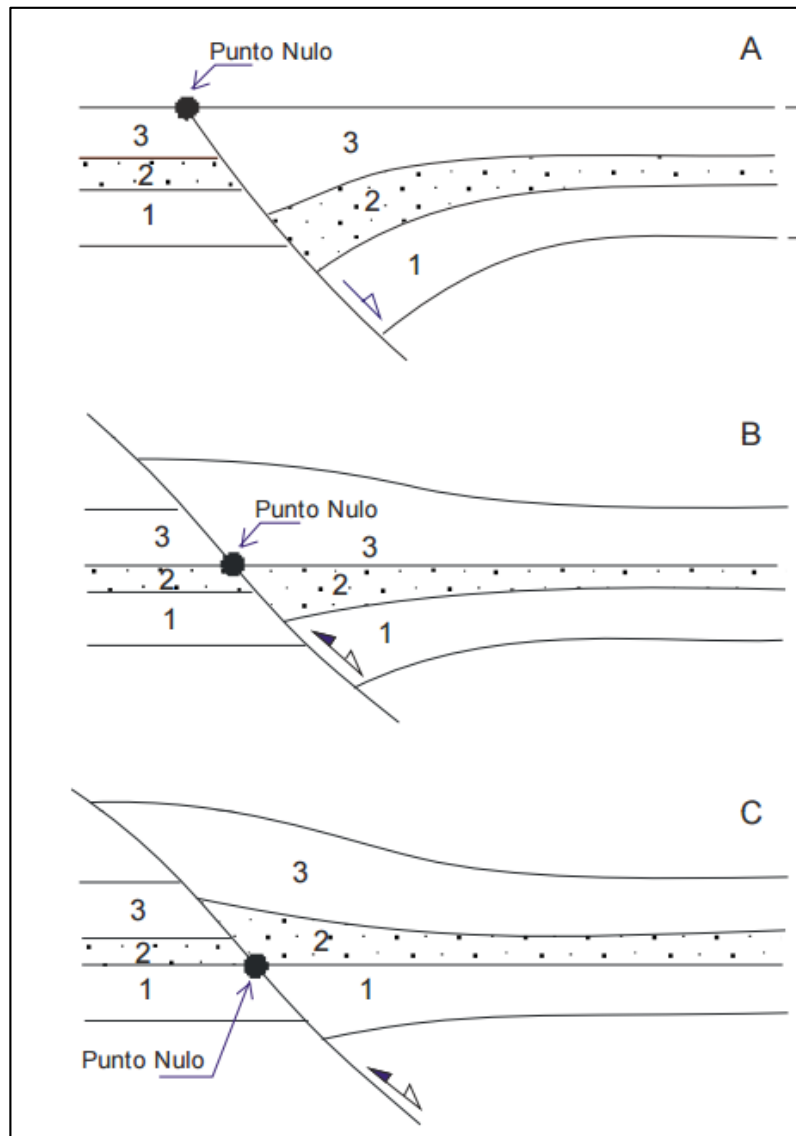
⁶¹ COOPER. Óp. Cit., 20-38 p.

⁶² WILLIAMS, G. D.; POWELL, C. M.; COOPER, M. A. Geometry and kinematics of inversion tectonics. Geological Society, London, Special Publications, 1989, vol. 44, no 1, p. 3-15.

⁶³ MITRA, Shankar. Geometry and kinematic evolution of inversion structures. AAPG Bulletin, 1993, vol. 77, no 7, p. ISSN 1159-1191.



Figura 72 Relaciones entre el punto nulo y el comportamiento de la falla.



Fuente: Williams et al., 1989.

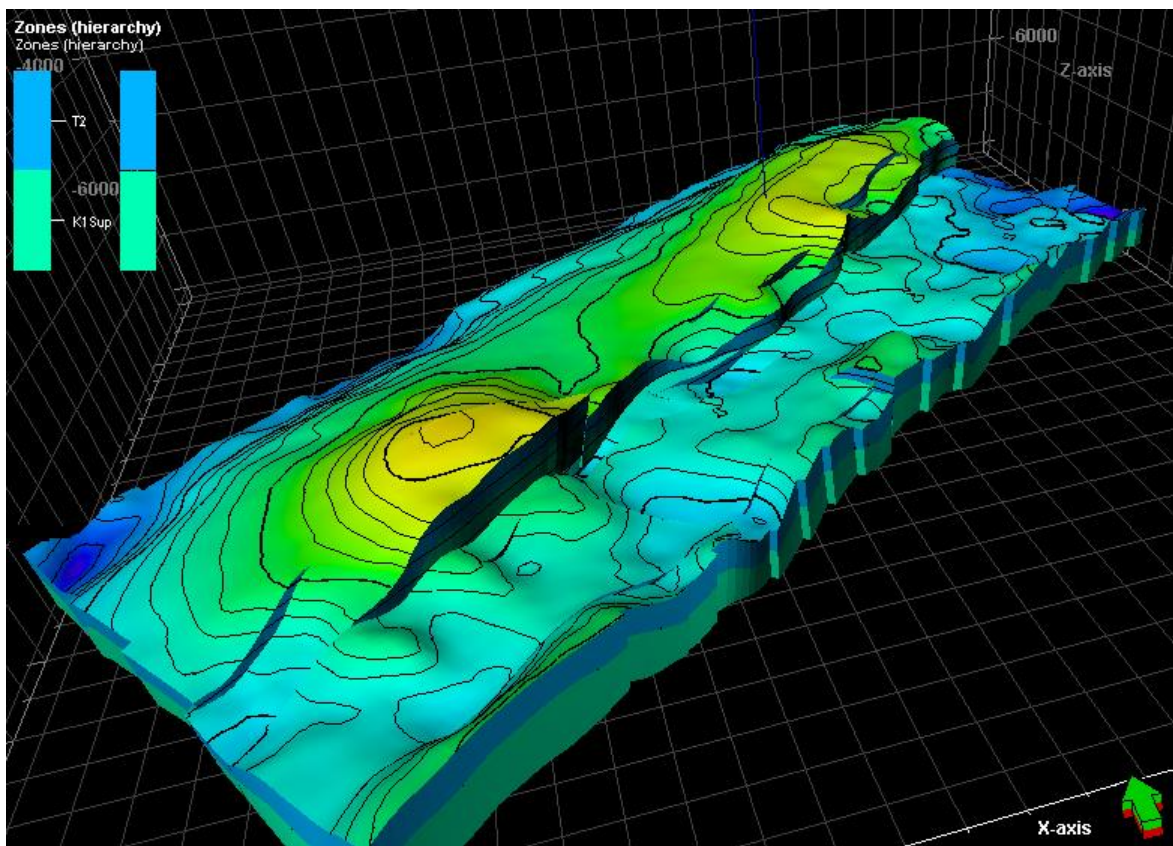
Criterios para identificar la inversión tectónica están definidos inicialmente por identificar reflectores correspondientes a las formaciones rocosas y cuando se siguen los relectores las fallas presentan un comportamiento normal e inverso a lo largo de toda la columna sedimentaria, es decir; si se hace el seguimiento de un reflector del Cretácico cuando choca con la falla se determina que al interpretar a su vez el tipo de falla es normal y luego al seguir un reflector del Terciario se



Universidad Industrial de Santander

comporta inverso todo esto indicando que hay una inversión; pero cuando se analiza la falla principal de la zona de estudio esta no presenta cambios en su cinemática a lo largo del tiempo. Por tanto, se determina que este campo corresponde a un sistema transpresional que dio lugar a pliegues y fallas tanto inversas como normales y son los responsables de los entrampamientos. Ver **Figura 73**.

Figura 73 Modelo estructural 3D al tope de T2 para la zona de estudio.





Universidad
Industrial de
Santander

8 CONCLUSIONES

Antes de realizar el análisis se verificó la calidad de la imagen a partir de la observación de parámetros sísmicos como: amplitud, continuidad y forma. Donde se determinó una amplitud alta, buena continuidad a lo largo de la sección y buena geometría. Además, se calculó la resolución sísmica vertical dando como resultado 12.5m, definiéndose así que la calidad de la imagen sísmica es buena.

Mediante el análisis de la sección modelada convertida a profundidad en la Cuenca Llanos Orientales, se determinó que existe una trampa tipo anticlinal fallado con cierres estructurales correspondientes a la falla principal de rumbo con componente inversa y un segundo cierre con cinemática de tipo inverso para la zona sur del área de estudio. Otra posible trampa estructural definida como un anticlinal fallado con dos cierres estructurales falla principal y falla normal (falla VIII). Donde la Formación Guadalupe Superior se comporta como un sello local y la unidad K2 como roca generadora y almacenadora. Esto es de suma importancia ya que a partir de esta identificación de trampas se puede definir zonas donde se podría perforar con el propósito de obtener hidrocarburos, aunque es importante realizar otros estudios que rectifiquen que es una zona prospectiva.

Como resultado de la investigación se obtiene un modelo donde se determinó que el estilo estructural de la zona corresponde a un sistema transpresional que dio lugar a pliegues y fallas tanto inversas como normales y son los responsables de los entrampamientos. Donde el modelo estructural de este campo corresponde a un anticlinal alargado asimétrico en dirección noreste, con su flanco oriental afectado por una falla de rumbo con componente inversa que buza al noroeste con un ángulo de 54° y presenta un desplazamiento en la región norte de 320m. Además, el anticlinal presenta dos domos en donde el primero es bisectado por una falla normal de poco desplazamiento y el segundo ubicado en la zona sur bisectado por una falla de tipo inversa. En el área se observa 17 fallas satélites tres de tipo normal locales



Universidad
Industrial de
Santander

y 15 de tipo inverso que están de forma paralela o subparalela a la falla principal y las normales van en dirección perpendicular.

El resultado de la interpretación de los tres horizontes arroja un reflector de alta amplitud correspondiente a la unidad operacional T2 Formación San Fernando compuesto principalmente de areniscas, y dos de menores amplitudes que son K1 Formación Guadalupe Superior compuesto por intercalaciones entre arcillas y areniscas, primando el contenido de arcilla y K2 Formación Guadalupe Masivo compuesto por areniscas de grano fino a medio. Los reflectores en general mantienen la continuidad y presentan una buena geometría a lo largo de la sección permitiendo una mayor facilidad a la hora de realizar la interpretación.

Se realizó la calibración sísmica-pozo para el pozo uno en las unidades E4, T2, K1 Sup y K2. Logrando un buen amarre, en el sentido de que presenta una alta correlación (73.82%) entre la traza sísmica original y la sintética.

Se generó un modelo de velocidad promedio calibrado, consistente y aceptable para el estudio, a partir de la velocidad sísmica y de pozo. Determinado como uno de los datos de entrada principales a la hora de realizar el modelo estructural; además este modelo de velocidad serviría para futuros proyectos realizados por ECOPETROL S.A, en los que requiera construir nuevos modelos.

De acuerdo a las superficies convertidas en profundidad se determina que el espesor de la unidad operacional K1 Sup es de 115 m y para la unidad T2 es de 110 m aproximadamente. Además, la profundidad a la que se encuentra la unidad operacional T2 Formación San Fernando varía de 5800 ft a 7500 ft, para la unidad K1 superior Formación Guadalupe se encuentra entre 6080 ft y 7800 y para la unidad K2 Formación Guadalupe masivo varía de 6500 ft a 8200 ft.



Universidad
Industrial de
Santander

9 RECOMENDACIONES

Se recomienda continuar con la metodología de modelado para definir con mayor exactitud la presencia de nuevas trampas estructurales y así confirmar trampas estratigráficas que permitan determinar mejores prospectos hidrocarburíferos productivos.

Complementar el estudio del campo con propiedades petrofísicas, propiedades mecánicas y modelos de litofacies con la finalidad de determinar de una mejor manera los cuerpos de interés y generar modelos más robustos que permitan pasar a etapas de desarrollo del campo.

Es importante mencionar que los resultados de este proyecto están basados en los datos medidos en un área específica de la Cuenca Llanos Orientales, por lo tanto, se deben tomar con precaución en el momento de generalizar los resultados a toda la zona.

Se recomienda a su vez, que si se desea hacer énfasis en el análisis estructural se podría continuar la interpretación estructural de la falla principal y así observar a nivel general si la estructura sufrió o no inversión tectónica.



Universidad
Industrial de
Santander

BIBLIOGRAFÍA

AL-ANEZI, Ghunaim T.; AL-AMRI, Abdullah M.; ZAMAN, Haider. Investigation of the weathering layer using seismic refraction and high-resolution seismic reflection methods, NE of Riyadh city. *Arabian Journal of Geosciences* [en línea] 2012, vol. 5, no 6, p. ISSN 1347-1358.

AMINZADEH, Fred; DASGUPTA, Shivaji N. Fundamentals of petroleum geology. *Geophysics for Petroleum Engineers*. Amsterdam: Elsevier, 2013. 270 p. ISBN:978-0-444-50662-7.

ANH. Cuenca Catatumbo, Cesar-Rancheria, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena, 2009. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Miniron da%20PhD%20Jairo%20Mojica%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Miniron da%20PhD%20Jairo%20Mojica%20(pdf).pdf).

ANH. Cuenca Llanos Orientales. 2012. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/tesis/.5%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>.

ANSTEY, Nigel. Modelling. *Seismic interpretation: the physical aspects*. Boston, USA: International Human Resources Development Corp, 1997. 420-525 p. ISBN: 978-0-934634-18-2.

ARIAS, Heydy. Patronamiento de las tendencias direccionales En las formaciones en la Cuenca De Los Llanos Orientales (Municipios De Acacias Y Castilla La Nueva, Departamento Del Meta). Trabajo de grado geología. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de Geología. 2012. 156 p.



Universidad
Industrial de
Santander

ARROYO, Alejandro y ROIG, Francisco . Apuntes de introducción a los registros geofísicos de pozos. Trabajo de grado geología. Mexico: Universidad nacional autonoma de Mexico. Facultad de ingenierias. Departamento de geofisica, 1987. 63 p.

BARRERO, Dario, et al. Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007, p. 78-81.

CAVADA, José. Guía de prospección sísmica de refracción. Trabajo de grado geología. Venezuela: Universidad Central de Venezuela, Facultad de ingenierías. Departamento de ingeniería geofísica, 2000. 26 p.

CHOPRA, Satinder; CASTAGNA, John; PORTNIAGUINE, Oleg. Seismic resolution and thin-bed reflectivity inversion. *C SEG Recorder*, [en línea] 2006, vol. 31, no 1, p. 19-25.

CHOPRA, Satinder; MARFURT, Kurt J. Seismic attributes—A historical perspective. *Geophysics*, [en línea] 2005, vol. 70, no 5, p. ISSN 3SO-28SO.

COOPER, M. A., et al. Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and middle Magdalena Valley, Colombia. *AAPG bulletin*, [en línea] 1995, vol. 79, no 10, p. ISSN 1421-1442.

COOPER, M. A., et al. Inversion tectonics—a discussion. *Geological Society*, London, Special Publications, [en línea] 1989, vol. 44, no 1, p. ISSN 335-347.

CORTES, Jorge E., et al. Biomarkers and compound-specific stable carbon isotope of n-alkanes in crude oils from Eastern Llanos Basin, Colombia. *Journal of South American Earth Sciences*, [en línea] 2010, vol. 29, no 2, p. ISSN 198-213.



Universidad
Industrial de
Santander

ECOPETROL – Beicip/Franlab. Estudio Geológico Regional, Cuenca Llanos Orientales. 1995.

ECOPETROL S.A. – WESTERN GECO. *Reporte final de procesamiento*. Informe interno. 2005.

GAYÁ FLOREZ, Maria Antonieta. Procesado de Sísmica de Reflexión Superficial en el Complejo Turbidítico de Ainsa (Huesca). Tesis de maestría geofísica. Barcelona: Universitat Politècnica de Catalunya. Departament d'Enginyeria del Terreny, Cartogràfica i Geofísica. 2004. 98 p.

HALLIBURTON/ANH, Proyecto de Evaluación de Crudos Pesados, Cuenca Llanos Orientales. Realizado para la ANH. 2006-2007.

HERRERA, Yajaira y COOPER Norman. Norman. Manual para la adquisición y procesamiento de sísmica terrestre y su aplicación en Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de ciencias. Departamento de geociencias, 2010. 121 p.

HILTERMAN, Fred J. Seismic reflection amplitude. *Seismic amplitude interpretation*. Houston: Society of Exploration Geophysicists SEG, 2001. 3-1 p. ISBN: 1-56080-086-0.

HYNE, Norman J. Testing a well. *Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling, and production*. Third edition. Tulsa: PennWell, 2012. 305-343 p. ISBN: 978-1-59370-269-1.

INGEOMINAS. Cartografía geológica escala 1:100.000 de las planchas 124,125, 126, 126bis, 139, 140, 155, 156, 157, 175 y 176 cubriendo un área de 21.756 Km²



Universidad
Industrial de
Santander

en los Departamentos de Casanare y Arauca- Colombia. Plancha 139-Betoyes. 2010^a.

INGEOMINAS. Cartografía geológica escala 1:100.000 de las planchas 124,125, 126, 126bis, 139, 140, 155, 156, 157, 175 y 176 cubriendo un área de 21.756 Km² en los Departamentos de Casanare y Arauca- Colombia. 2010b.

JARAMILLO, C., et al. Biostratigraphy breaking paradigms: dating the Mirador Formation in the Llanos Basin of Colombia. *SEPM Special Publication*, [en línea] 2009, vol. 93, p. 29-40. ISSN 978-1-56576-137-7.

LI, Ming. Seismic Attribute analysis. *Geophysical Exploration Technology: Applications in Lithological and Stratigraphic Reservoirs*. Boston: Elsevier, 2014. 103-130 p. ISBN: 978-0-12-410436-5.

LINER, Christopher L. Interpretation: Extracting geologic information from seismic data. *Elements of 3D seismology*. Second edition. Tulsa: PennWell Books, 2004. 401-522 p. ISBN: 1-59370-015-6.

MAGOON, L. B.; DOW, W. G. The petroleum system-from source to trap. *AAPG Bulletin (American Association of Petroleum Geologists) ;(United States)*, [en línea] 1991, vol. 75, no 3. ISSN 0149-1423.

MIER, RICARDO. Ejercicios de geología del petróleo. Publicaciones UIS, 2000.

MITRA, Shankar. Geometry and kinematic evolution of inversion structures. *AAPG Bulletin*, [en línea] 1993, vol. 77, no 7, p. ISSN 1159-1191.

MONCAYO, Edward; TCHEGLIAKOVA, Nadejda; MONTES, Luis. Pre-stack seismic inversion based on a genetic algorithm: A case from the Llanos Basin



Universidad
Industrial de
Santander

(Colombia) in the absence of well information. CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro, [en línea] 2012, vol. 4, no 5, p. 5-20. ISSN 0122-5383.

REGUEIRO, José. Sísmica para Ingenieros y Geólogos de Yacimiento. Centro Internacional de la Educación y Desarrollo (CIED) PDVSA, [en línea] 1997, vol. 90, p. 120. ISSN 1900-7711.

ROJAS, P., Justificación de la Perforación de los Pozos Castilla y Chichimene: "Estratigrafía General" PROGNOSIS ECOPETROL S.A, p.4-5, Bogotá, Colombia. 1999.

ROSSELLO, E. A. Sistemas tectónicos transcurrentes: una síntesis de sus condiciones mecánicas y aplicaciones geoeconómicas. Avances en Microtectónica, 2001, vol. 5.

SERRA, O. E. Fundamentals of well-log interpretation. United States: Elsevier Science Pub. Co., Inc., New York, NY. 1983. ISSN 5373-7046.

SHERIFF, Robert ERE. Encyclopedic dictionary of exploration geophysics. 3rd. edition. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists, 1991. 376 p. ISBN:1560800186.

SHERIFF, Robert E. and GELDART, Lloyd P. Geologic interpretation of reflection data. *Exploration seismology*. Second edition. New York: Cambridge university press, 1995. 389-531 P. ISBN: 0-521-46282-7.

TISSOT, Bernard P.; WELTE, Dietrich H. Formation of petroleum in relation to geological processes. Timing of Oil and Gas generation. *Petroleum formation and occurrence*. Second edition. France: Springer Science & Business Media, 2013. 215-228 p. ISBN:978-3-642-87815-2.



Universidad
Industrial de
Santander

VAYSSAIRE, André, et al. Regional Study and Petroleum System Modeling of the Eastern Llanos Basin. En Adapted from extended abstract prepared for oral presentation at AAPG International Conference & Exhibition, Cartagena, Colombia. *Posted AAPG*, 2013. ISSN: 10564.

VEEKEN, PAUL C.H. The seismic reflection method and some of its constraints. *Seismic Stratigraphy, Basin Analysis and Reservoir Characterisation*, Volume 37. Amsterdam: Elsevier Handbook of Geophysical Exploration. 2007. 7-74 p. ISBN: 978-0-08-045311-8.

WILLIAMS, G. D.; POWELL, C. M.; COOPER, M. A. Geometry and kinematics of inversion tectonics. Geological Society, London, Special Publications, [en linea] 1989, vol. 44, no 1, p. 3-15.

YILMAZ, Özdoğan. Fundamentals of signal processing. *Seismic data analysis: processing, Inversion and interpretation of seismic data*. Tulsa: Society of exploration geophysicists, Volumen II, 2001.25-156 p. ISBN: 978-0-931830-46-4.